

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

ESTUDO DE CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS E TÉRMICAS DE INVERSORES PARA
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

por

Giuliano Arns Rampinelli

Tese para obtenção do Título de
Doutor em Engenharia

Porto Alegre, Dezembro de 2010

ESTUDO DE CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS E TÉRMICAS DE INVERSORES PARA
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

por

Giuliano Arns Rampinelli

Mestre em Engenharia

Tese submetida ao Corpo Docente do 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

Aprovada por:

Prof. Dr. Roberto Zilles – USP

Prof. Dr. Ricardo Rüther – UFSC

Prof. Dr. Adriane Prisco Petry – UFRGS

Prof. Dr. Horácio A. Vielmo

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 10 de Dezembro de 2010

Dedicatória

À minha esposa Patrícia, à minha mãe Vera Lúcia, à minha avó Apolônia, à minha Tia Anelise, ao meu irmão Fernando por todo incentivo, dedicação e carinho.

À memória do meu pai Zenilto e do meu Tio Adolfo.

AGRADECIMENTOS

À minha família e aos meus amigos por toda a dedicação.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Arno Krenzinger, por sua valiosa contribuição intelectual e amizade.

Ao meu orientador no exterior, Faustino Chenlo Romero, por sua imprescindível participação e amizade.

Aos colegas do Laboratório de Energia Solar da UFRGS (César Prieb, Alexandre Bühler, Fabiano Gasparin, Rafael Haag, Luís Vera e outros) e aos colegas do Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do CIEMAT (Miguel Alonso, Miguel Angulo, Eduardo Mejuto, João Bulhosa, José Bione e outros).

Ao Prof. Dr. Roberto Zilles, ao Prof. Dr. Ricardo Rüther e à Profa. Dr. Adriane Prisco Petry que formaram a comissão de avaliação da Tese.

Ao funcionário Paulo Kutter pela colaboração.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC).

Ao *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas* (CIEMAT).

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede convertem diretamente a energia solar em energia elétrica entregando à rede elétrica de distribuição uma energia limpa e renovável. Esses sistemas são formados basicamente por um conjunto de módulos fotovoltaicos e inversores que são responsáveis por converterem energia elétrica em corrente contínua em energia elétrica em corrente alternada. Esta Tese apresenta um estudo de características elétricas e térmicas de inversores utilizados em sistemas conectados à rede a partir de uma análise teórica e experimental. Os ensaios de inversores foram realizados em duas etapas: a primeira etapa foi desenvolvida no Laboratório de Energia Solar (Labsol) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) onde foi utilizado um sistema fotovoltaico de 4,8 kW_p e dez modelos de inversores de diferentes fabricantes. As características elétricas de inversores que foram medidas e analisadas são: eficiência de conversão de corrente contínua em corrente alternada, eficiência do seguidor do ponto de máxima potência, fator de potência e distorção harmônica na corrente e na tensão. Ensaios térmicos de inversores também foram realizados e os resultados apresentados e analisados. A segunda etapa dos ensaios foi desenvolvida no Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas* (CIEMAT) na Espanha onde foi utilizado um sistema fotovoltaico de 3 kW_p e sete modelos de inversores de diferentes fabricantes. Os inversores ensaiados são monofásicos de potência até 5 kW e de diferentes topologias (transformador de alta frequência, baixa frequência e sem transformador). A influência da tensão CC de entrada no comportamento da eficiência CC/CA e do fator de potência foi analisada. Os resultados obtidos nos ensaios permitiram o desenvolvimento de modelos matemáticos que descrevem o comportamento elétrico e térmico de inversores. Os modelos matemáticos propostos foram inseridos em um programa de simulação computacional desenvolvido no Labsol da UFRGS, denominado *FVConnect*. A evolução dos resultados da simulação comparada valida plenamente os modelos utilizados. A análise dos resultados do comportamento de inversores amplia o conhecimento sobre o funcionamento desses equipamentos e a sua interação dinâmica com os demais componentes de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica; sistema fotovoltaico conectado à rede; inversores; modelos matemáticos; simulação computacional.

ABSTRACT

Grid-connected photovoltaic systems directly convert solar energy into electrical energy delivering to the distribution grid a clean and renewable energy. These systems are basically formed by an array of photovoltaic modules and inverters. The inverters are responsible for converting direct current to alternating current. This Thesis presents a study of electrical and thermal characteristics of inverters used in grid-connected photovoltaic systems from a theoretical and experimental analysis. The inverters tests were carried out in two stages: the first stage was performed at Solar Energy Laboratory at Federal University of Rio Grande do Sul where it was used a 4,8 kW_P grid-connected photovoltaic system and ten inverters of different manufacturers. The inverters electrical characteristics measured and analyzed were: direct current to alternating current conversion efficiency, maximum power point tracker efficiency, power factor and harmonic distortion in current and voltage. Inverters thermal testing was also conducted and its results are presented and analyzed. The second stage of the experimental tests was performed at Photovoltaic Solar Energy Laboratory at CIEMAT in Spain. It was used a 3 kW_P photovoltaic system and seven inverters of different manufacturers. The inverters are single-phase, up to 5 kW and different topologies (high frequency transformer, low frequency transformer and transformerless). The influence of DC voltage input in the behavior of DC to AC conversion efficiency and power factor was analyzed. The results of the tests allowed the development of mathematical models that describe the electrical and thermal behavior of the inverters. The proposed mathematical models were inserted into computer simulation software developed at UFRGS named *FVConnect*. The evolution of the simulation results compared to the experimental results validates the proposed models. The analysis of the behavior of the inverters improves the understanding of the operating of such equipment and their dynamic interaction with other grid-connected photovoltaic system components.

Keywords: photovoltaic solar energy; grid-connected photovoltaic system; inverters; mathematical models; computer simulation software.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Células Fotovoltaicas.....	1
1.2	Módulos Fotovoltaicos.....	2
1.3	Inversores Fotovoltaicos.....	4
1.4	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.....	5
1.5	Radiação Solar.....	6
1.6	Gerador Fotovoltaico.....	6
1.7	Rede Elétrica de Distribuição.....	8
1.8	Justificativa e Motivação.....	8
1.9	Objetivo Geral.....	10
1.9.1	Objetivos Específicos.....	10
1.10	Escopo da Tese.....	11
2	O INVERSOR.....	13
2.1	Tipos e Características dos Dispositivos Semicondutores de Potência.....	13
2.2	Modo de Comutação de Inversores.....	14
2.3	Inversor Central.....	14
2.4	Inversor String.....	15
2.5	Inversor Multi-string.....	16
2.6	Inversor com Módulo Integrado ou Módulo CA.....	17
2.7	Inversores Monofásicos e Trifásicos.....	17
2.8	Inversores com ou sem Transformador.....	18
2.9	Eficiência de Conversão de Corrente Contínua em Corrente Alternada.....	19
2.10	Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência.....	26
2.11	Métodos de Controle para o Seguimento do Ponto de Máxima Potência.....	28
2.11.1	Método da Tensão de Circuito Aberto do Arranjo Fotovoltaico.....	29
2.11.2	Método da Corrente de Curtocircuito do Arranjo Fotovoltaico.....	29
2.11.3	Método da Tensão de Circuito Aberto de uma Célula Teste.....	30
2.11.4	Método de Perturbação e Observação (P&O).....	30
2.11.5	Método do Incremento da Condutância (CondInc).....	32
2.11.6	Método da Condutância Parasita (CP).....	32

2.11.7	Outros Métodos.....	33
2.12	Fator de Potência e Distorção Harmônica Total.....	33
2.13	Compatibilidade entre Arranjo e Inversor.....	36
2.14	Estado Atual dos Inversores.....	38
3	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	40
3.1	Análise do Desempenho Energético do Sistema Fotovoltaico.....	40
3.2	Análise de Estudos Realizados sobre SFCR.....	44
3.3	Análise de Estudos Realizados sobre Inversores.....	57
4	METODOLOGIA EXPERIMENTAL.....	103
4.1	Descrição da Instalação Fotovoltaica do Labsol/UFRGS.....	103
4.2	Ensaio de Inversores no Labsol/UFRGS.....	106
4.3	Descrição da Instalação Fotovoltaica do LESF/CIEMAT.....	110
4.4	Ensaio de Inversores no LESF/CIEMAT.....	111
5	DESENVOLVIMENTO DE MODELOS MATEMÁTICOS DE INVERSORES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A PARTIR DE ENSAIOS ELÉTRICOS E TÉRMICOS.....	115
5.1	Ensaio de Eficiência de Conversão de Corrente Contínua em Corrente Alternada.....	115
5.2	Ensaio de Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência e Modelo Proposto.....	120
5.3	Ensaio de Fator de Potência e Modelo Proposto.....	124
5.4	Ensaio de Distorção Harmônica na Corrente Elétrica e Modelo Proposto.....	129
5.5	Temperatura Operacional de Inversores e Modelo Proposto.....	140
6	ANÁLISE DE CARACTERÍSTICAS DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM FUNÇÃO DA TENSÃO DE ENTRADA.....	148
6.1	Estudo da Eficiência de Conversão CC/CA em Função da Tensão CC de Entrada.....	148
6.2	Estudo do Fator de Potência em Função da Tensão CC de Entrada.....	168
6.3	Modelo Matemático de Eficiência de Conversão CC/CA em Função da Tensão CC.....	181
7	APLICAÇÃO DOS MODELOS MATEMÁTICOS DESENVOLVIDOS: FVCONNECT.....	194

7.1	Fator de Dimensionamento de Inversor.....	194
7.2	Descrição do Software.....	198
7.2.1	Modelagem de Variáveis Meteorológicas.....	199
7.2.2	Modelagem de Células e Módulos Fotovoltaicos.....	200
7.2.3	Modelagem de Arranjos Fotovoltaicos.....	200
7.2.4	Modelagem de Inversores.....	201
7.3	Funcionalidade do Software.....	202
8	CONCLUSÕES DA TESE.....	207
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	212
	PUBLICAÇÕES DURANTE O DOUTORADO.....	234
	APÊNDICE A.....	236
	APÊNDICE B.....	252

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Configuração de um SFCR com inversor central.....	15
Figura 2.2	Configuração de um SFCR com inversores <i>string</i>	15
Figura 2.3	Configuração de um SFCR com inversor <i>multi-string</i>	16
Figura 2.4	Configuração de um SFCR com inversor integrado ao módulo.....	17
Figura 2.5	Influência do coeficiente K_0 sob a curva de eficiência do inversor.....	22
Figura 2.6	Influência do coeficiente K_1 sob a curva de eficiência do inversor.....	23
Figura 2.7	Influência do coeficiente K_2 sob a curva de eficiência do inversor.....	23
Figura 2.8	Curva de eficiência do inversor Solectria PVI2500 [Adaptado de King et al., 2007].....	24
Figura 2.9	Relação entre a potência CA e a potência CC do inversor.....	25
Figura 2.10	Algoritmo do SPMP do método da tensão de circuito aberto do arranjo.	29
Figura 2.11	Algoritmo do SPMP do método da corrente de curto-circuito do arranjo.....	30
Figura 2.12	Algoritmo do SPMP do método de perturbação e observação.....	31
Figura 2.13	Algoritmo do SPMP do método de incremento da condutância.....	32
Figura 3.1	Produtividade anual (a) e desempenho global (b) de 657 SF instalados em 17 países com potência nominal total instalada de 16 MW [Nordmann et. al., 2007].....	44
Figura 3.2	Comparação do desempenho global de SFCR instalados antes e depois de 1995 [Adaptado de Jahn e Nasse, 2003].....	46
Figura 3.3	Comparação do índice de confiabilidade de SFCR instalados antes e depois de 1995 [Adaptado de Jahn e Nasse, 2003].....	46
Figura 3.4	Índice PR de 260 sistemas fotovoltaicos [Adaptado de Jahn et. al., 2000].....	47
Figura 3.5	Produtividade anual e desempenho global de 140 sistemas fotovoltaicos instalados em países [Adaptado de Jahn et. al., 1998].....	47
Figura 3.6	FC de um SFCR de $750W_p$ instalado no IEE/USP [Oliveira, 2002].....	48
Figura 3.7	Produtividade de um SFCR de $750W_p$ instalado no IEE/USP [Oliveira, 2002].....	48

Figura 3.8	PR de um SFCR de 750W _p instalado no IEE/USP [Oliveira, 2002].....	49
Figura 3.9	Índice de produtividade de um SFCR instalado no LES/UFRGS [Dias, 2006].....	50
Figura 3.10	Desempenho global e fator de capacidade de um SFCR instalado no LES/UFRGS [Dias, 2006].....	50
Figura 3.11	Energia fotovoltaica convertida e desempenho global anual para as capitais brasileiras [Dias et. al. 2007].....	51
Figura 3.12	Índices de produtividade para as capitais brasileiras [Dias et. al. 2007]..	52
Figura 3.13	Fator de capacidade e eficiência para as capitais brasileiras [Dias et. al. 2007].....	52
Figura 3.14	Produtividade mensal de três sistemas fotovoltaicos entre 1994 e 1997 [Haeberlin e Renken,1998].....	53
Figura 3.15	Índice de produtividade de 7 sistemas fotovoltaicos instalados na região central da Alemanha [Rindelhardt e Bodach, 2007].....	54
Figura 3.16	Desempenho global de 7 sistemas fotovoltaicos instalados na região central da Alemanha [Rindelhardt e Bodach, 2007].....	55
Figura 3.17	Produtividade anual de um SF instalado na Itália [Guastella, 2007].....	55
Figura 3.18	Desempenho global anual de um SF instalado na Itália [Guastella, 2007].....	56
Figura 3.19	Curva de eficiência de 5 inversores [Alonso-Abella e Chenlo, 2005].....	58
Figura 3.20	Comparação entre valores medidos e teóricos de tensão de dois sistemas fotovoltaicos [Alonso-Abella e Chenlo, 2005].....	58
Figura 3.21	Curva de eficiência de conversão do inversor A (a) e inversor B (b) de sistemas integrados a edificações [Girbau et. al., 2004].....	59
Figura 3.22	Curva de fator de potência e distorção harmônica de corrente do inversor A (a) e inversor B (b) de sistemas integrados a edificações [Girbau et. al., 2004].....	59
Figura 3.23	Curva do fator de potência e distorção harmônica na corrente de um inversor [Alonso-Abella e Chenlo, 2004b].....	60
Figura 3.24	Comparação entre a curva teórica e medida de potência e tensão para um sistema fotovoltaico [Abella e Chenlo, 2004b].....	61
Figura 3.25	Resultados dos ensaios das características elétricas de inversores	62

	[Chicco et. al., 2004].....	
Figura 3.26	Curvas de potência medidas e simuladas dos grupos N1 e N2 [Macêdo, 2006].....	63
Figura 3.27	Curvas analíticas de eficiência do seguidor do ponto de máxima potência do inversor e tensão CC medida e calculada dos grupos N1 e N2 [Macêdo, 2006].....	63
Figura 3.28	Curvas de potência medidas e simuladas dos grupos N3 e N4 [Macêdo, 2006].....	64
Figura 3.29	Curvas analíticas de eficiência do seguidor do ponto de máxima potência do inversor e tensão CC medida e calculada dos grupos N1 e N2 [Macêdo, 2006].....	64
Figura 3.30	Curva de eficiência dos inversores <i>SMA SWR 1500 e Convert 2000</i> operando em diferentes tensões CC de entrada [Haeberlin, 2001].....	65
Figura 3.31	Ponto de operação do inversor na curva P-V e eficiência do SPMP operando em diferentes potências relativas [Haeberlin e Borgna, 2004].	66
Figura 3.32	Curva de eficiência dos inversores <i>Sunways NT 4000 e Fronius IG 30</i> em diferentes tensões CC de entrada [Haeberlin et. al., 2005].....	67
Figura 3.33	Pontos de operação do inversor <i>Sunways NT 4000</i> na curva PV e eficiência do SPMP operando em diferentes potências [Haeberlin et. al., 2005].....	68
Figura 3.34	Curvas de eficiência do SPMP dos inversores <i>Sunways NT 4000 e Fronius IG 30</i> em função da potência relativa [Haeberlin et. al., 2005]..	69
Figura 3.35	Curvas de eficiência do SPMP em função da potência relativa dos inversores <i>Sunways NT 4000 e Fronius IG 30</i> para diferentes tensões [Haeberlin et. al., 2005].....	70
Figura 3.36	Curva de eficiência total em função da potência relativa dos inversores <i>Sunways NT 4000 e Fronius IG 30</i> em diferentes tensões CC [Haeberlin et. al., 2005].....	71
Figura 3.37	Curvas de eficiência total em função da potência relativa dos inversores <i>Fronius IG 40 e SMA Sunny Boy 3800</i> em diferentes tensões CC [Haeberlin et. al. 2006].....	73
Figura 3.38	Curvas de eficiência total em função da potência relativa dos inversores <i>SolarMax 25C e SolarMax 6000C</i> em diferentes tensões CC [Haeberlin	74

	et. al. 2006].....	
Figura 3.39	Curva de THD_V e THD_I em relação à P_{NOM} e THD_I e potência fotovoltaica ao longo de um dia [Batrinu et. al. 2006].....	76
Figura 3.40	Distorção harmônica em função da potência na saída de dois inversores [Adaptado de Macêdo e Zilles, 2009].....	77
Figura 3.41	Fator de potência e V_{AC} de um sistema trifásico [Batrinu et. al. 2006]....	77
Figura 3.42	Curvas de eficiência CC/CA dos inversores <i>SMA Sunny Boy 4000TL/5000TL</i> em diferentes tensões CC de entrada [SMA, 2010].....	80
Figura 3.43	Curvas de eficiência CC/CA do inversor <i>SMA Sunny Boy 3000</i> em diferentes tensões CC de entrada [SMA, 2010].....	80
Figura 3.44	Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor <i>Fronius IG 30</i> em diferentes tensões CC de entrada [Adaptado de Photon, 2007/1].....	81
Figura 3.45	Eficiência de conversão CC/CA em função do estado de carga do inversor <i>Fronius IG 30</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/1].....	82
Figura 3.46	Curva de eficiência de conversão CC/CA em duas diferentes tensões CC do inversor <i>SMA Sunny Boy 3800</i> [Adaptado de Photon, 2007/2]...	83
Figura 3.47	Eficiência europeia do inversor <i>SMA Sunny Boy 3800</i> para diferentes tensões CC de entrada [Adaptado de Photon, 2007/2].....	83
Figura 3.48	Eficiência de conversão CC/CA em função do estado de carga do inversor <i>SMA Sunny Boy 3800</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/2].....	84
Figura 3.49	Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência em função do estado de carga do inversor <i>Conergy IP 5000 Vision</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/7].....	85
Figura 3.50	Eficiência de Conversão CC/CA em função da potência relativa do inversor <i>Conergy IP 5000 Vision</i> em diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/7].....	86
Figura 3.51	Curva de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC do inversor <i>Conergy IP 5000 Vision</i> [Photon, 2007/7].....	86
Figura 3.52	Curva de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 3,3TL</i> [Photon, 2007/8].....	87
Figura 3.53	Eficiência do SPMP em função da potência relativa do inversor <i>SMA</i>	88

	<i>SMC 8000TL</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/10]..	
Figura 3.54	Eficiência de Conversão CC/CA em função do estado de carga do inversor <i>SMA SMC 8000TL</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/10].....	88
Figura 3.55	Eficiência de Conversão CC/CA em função do estado de carga do inversor <i>Kaco Powador 2500xi</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/12].....	89
Figura 3.56	Eficiência de Conversão CC/CA em função da potência relativa do inversor <i>Mastervolt Sunmaster QS 2000</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/1].....	90
Figura 3.57	Curva de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC do inversor <i>Mastervolt Sunmaster QS 2000</i> [Adaptado de Photon, 2008/1].....	90
Figura 3.58	Eficiência europeia e eficiência californiana do inversor <i>Diehl AKO Platinum 4600S</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/4].....	91
Figura 3.59	Eficiência europeia e eficiência californiana do inversor <i>Delta Energy SI 3300</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/5].....	92
Figura 3.60	Eficiência europeia e eficiência californiana do inversor <i>Fronius IG Plus 50</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/8].....	93
Figura 3.61	Eficiência de Conversão CC/CA em função do estado de carga do inversor <i>Fronius IG Plus 50</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/8].....	93
Figura 3.62	Eficiência europeia e eficiência californiana do inversor <i>Aros Sirio 4000</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/12].....	94
Figura 3.63	Eficiência de Conversão CC/CA em função da potência relativa do inversor <i>Solon Satis 40/750 IT</i> para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/11].....	95
Figura 3.64	Curva de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC do inversor <i>Kostal Piko 10.1</i> [Photon, 2009/7].....	95
Figura 3.65	Curva de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC do inversor <i>Kostal Piko 10.1</i> [Kostal, 2009].....	96
Figura 3.66	Curvas de eficiência do inversor <i>Sunways NT 4000</i> em função da tensão	97

	CC [Adaptado de <i>Sunways</i> , 2007].....	
Figura 4.1	Ligação elétrica da instalação fotovoltaica [Krenzinger e Prieb, 2005]..	104
Figura 4.2	Sistema de aquisição de dados, quadro elétrico e inversores CC/CA.....	105
Figura 4.3	Laboratório de Energia Solar da UFRGS.....	105
Figura 4.4	Bancada de ensaios (a) e analisador de potência <i>Fluke 434</i> (b).....	106
Figura 4.5	Diagrama esquemático das conexões de entrada do <i>Fluke 434</i>	107
Figura 4.6	Diferentes fabricantes e modelos de inversores ensaiados no laboratório de Energia Solar Fotovoltaica da UFRGS.....	108
Figura 4.7	Sistema de medida de inversores do LESF/CIEMAT.....	110
Figura 4.8	Analisador de potência <i>Zes Zimmer LMG 450</i> e traçador de curvas I-V <i>Photovoltaic Engineering PVPM 6020C</i>	110
Figura 4.9	Sistema fotovoltaico conectado à rede do Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do CIEMAT.....	111
Figura 4.10	Diagrama esquemático das conexões de entrada do analisador de potência <i>Zes Zimmer LMG 450</i>	112
Figura 4.11	Diferentes fabricantes e modelos de inversores ensaiados no laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do CIEMAT.....	114
Figura 5.1	Curva de eficiência de conversão CC/CA dos inversores <i>SMA Sunny Boy 700U</i> e <i>SMA Sunny Boy 1100E</i>	116
Figura 5.2	Curva de eficiência de conversão CC/CA dos inversores <i>SMA Sunny Boy 2100</i> e <i>SMA Sunny Boy 2500</i>	116
Figura 5.3	Curva de eficiência de conversão CC/CA dos inversores <i>SMA Sunny Boy 3800U</i> e <i>Fronius IG 30</i>	117
Figura 5.4	Curva de eficiência de conversão CC/CA dos inversores <i>Fronius IG 15</i> e <i>Fronius IG 20</i>	117
Figura 5.5	Curva de eficiência de conversão CC/CA dos inversores <i>Mastervolt Sunmaster QS 2000</i> e <i>Mastervolt Sunmaster QS 3200</i>	118
Figura 5.6	Oscilação de tensão CC devido ao algoritmo do SPMP do inversor.....	121
Figura 5.7	Curva de fator de potência dos inversores <i>SMA Sunny Boy 700U</i> e <i>SMA Sunny Boy 1100E</i>	125
Figura 5.8	Curva de fator de potência dos inversores <i>SMA Sunny Boy 2100</i> e <i>SMA Sunny Boy 2500</i>	125
Figura 5.9	Curva de fator de potência dos inversores <i>SMA Sunny Boy 3800U</i> e	126

	<i>Fronius IG 30</i>	
Figura 5.10	Curva de fator de potência dos inversores <i>Fronius IG 15</i> e <i>Fronius IG 20</i>	126
Figura 5.11	Curva de fator de potência dos inversores <i>Mastervolt Sunmaster QS 2000</i> e <i>Mastervolt Sunmaster QS 3200</i>	127
Figura 5.12	Curva de THD _I do inversor <i>SMA Sunny Boy 2100</i> e <i>SMA Sunny Boy 2500</i>	130
Figura 5.13	Curva de THD _I do inversor <i>SMA Sunny Boy 3800U</i> e <i>Fronius IG 30</i>	130
Figura 5.14	Curva de Thd _I dos inversores <i>Fronius IG 15</i> e <i>Fronius IG 20</i>	131
Figura 5.15	Curva de Thd _I do inversor <i>Mastervolt Sunmaster QS 2000</i> e <i>Mastervolt Sunmaster QS 3200</i>	131
Figura 5.16	Tensão e corrente na saída do <i>SMA Sunny Boy 2100</i> com potência nominal de 100 % (a) e 10 % (b).....	134
Figura 5.17	Tensão e corrente na saída do <i>SMA Sunny Boy 3800U</i> com potência nominal de 60 % (a) 10 % (b).....	134
Figura 5.18	Harmônicos de corrente em função da potência relativa dos inversores <i>SMA Sunny Boy 2100</i> e <i>SMA Sunny Boy 2500</i>	135
Figura 5.19	Harmônicos de corrente em função da potência relativa dos inversores <i>SMA Sunny Boy 3800U</i> e <i>Fronius IG 30</i>	135
Figura 5.20	Harmônicos de corrente dos inversores <i>Fronius IG 15</i> e <i>Fronius IG 20</i> .	136
Figura 5.21	Harmônicos de corrente em função da potência relativa dos inversores <i>Mastervolt Sunmaster QS 2000</i> e <i>Mastervolt Sunmaster QS 3200</i>	136
Figura 5.22	Componentes harmônicos na corrente do inversor <i>Fronius IG 30</i> operando em 10 % e 100 % da potência nominal.....	137
Figura 5.23	Componentes harmônicos na tensão do inversor <i>Fronius IG 30</i> operando em 10 % e 100 % da potência nominal.....	137
Figura 5.24	Componentes harmônicos na corrente do inversor <i>SMA Sunny Boy 2100</i> operando em 10 % e 100 % da potência nominal.....	138
Figura 5.25	Componentes harmônicos na tensão do inversor <i>SMA Sunny Boy 2100</i> operando em 10 % e 100 % da potência nominal.....	138
Figura 5.26	Componentes harmônicos na corrente do inversor <i>Mastervolt Sunmaster QS 3200</i> operando em 10 % e 100 % da potência nominal.....	139

Figura 5.27	Componentes harmônicos na tensão do inversor <i>Mastervolt Sunmaster QS 3200</i> operando em 10 % e 100 % da potência nominal.....	139
Figura 5.28	Curva de aquecimento do inversor a partir do momento em que o mesmo é conectado à rede.....	145
Figura 5.29	Equilíbrio térmico atingido por um inversor com ventilação forçada.....	146
Figura 5.30	Curva de arrefecimento do inversor a partir do momento em que o mesmo é desconectado da rede.....	146
Figura 6.1	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i> para diferentes tensões CC.....	150
Figura 6.2	Curvas de eficiências CC/CA do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i> em diferentes tensões CC.....	152
Figura 6.3	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>SMA Sunny Boy 1100U</i> para diferentes tensões CC.....	153
Figura 6.4	Curvas de eficiências CC/CA do inversor <i>SMA Sunny Boy 1100U</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	154
Figura 6.5	Desvio percentual entre as curvas de maior e menor eficiência, em diferentes potências relativas, dos inversores <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i> (a) e <i>SMA Sunny Boy 1100U</i> (b).....	155
Figura 6.6	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>Fronius IG 30</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	156
Figura 6.7	Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor <i>Fronius IG 30</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	157
Figura 6.8	Desvio médio percentual entre as curvas de maior e menor eficiência, com diferentes tensões de entrada e para diferentes potências relativas, do inversor <i>Fronius IG 30</i>	158
Figura 6.9	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>Sunways NT 4000</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	159
Figura 6.10	Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor <i>Sunways NT 4000</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	160
Figura 6.11	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>Xantrex GT 3.0</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	161
Figura 6.12	Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor <i>Xantrex GT 3.0</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	163

Figura 6.13	Desvio médio percentual entre as curvas de maior e menor eficiência, em diferentes potências relativas, dos inversores <i>Xantrex GT 3.0</i> (a) e <i>Sunways NT 4000</i> (b).....	163
Figura 6.14	Eficiência européia e californiana do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	164
Figura 6.15	Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	165
Figura 6.16	Eficiência européia e californiana do inversor <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	166
Figura 6.17	Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	167
Figura 6.18	Desvio entre as curvas de maior e menor eficiência, em diferentes potências relativas, dos inversores <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> (a) e <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i> (b).....	168
Figura 6.19	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i> para diferentes tensões CC de entrada.....	170
Figura 6.20	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>SMA Sunny Boy 1100U</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	171
Figura 6.21	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>Fronius IG 30</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	173
Figura 6.22	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>Sunways NT 4000</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	174
Figura 6.23	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>Xantrex GT 3.0</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	176
Figura 6.24	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	177
Figura 6.25	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	179
Figura 6.26	Variação do coeficiente K_0 (a) e do coeficiente K_1 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor <i>Ingeteam ingecon Sun 2,5</i>	182
Figura 6.27	Variação do coeficiente K_2 em função da tensão CC de entrada do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i> (a) e variação do coeficiente K_0 em função da tensão CC de entrada do inversor <i>SMA Sunny Boy 1100U</i>	182

	(b).....	
Figura 6.28	Varição do coeficiente K_1 (a) e do coeficiente K_2 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor <i>SMA Sunny Boy 1100U</i>	183
Figura 6.29	Varição do coeficiente K_0 (a) e do coeficiente K_1 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor <i>Xantrex GT 3.0</i>	183
Figura 6.30	Varição do coeficiente K_2 em função da tensão CC de entrada do inversor <i>Xantrex GT 3.0</i> (a) e variação do coeficiente K_0 em função da tensão CC de entrada do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> (b).....	184
Figura 6.31	Varição do coeficiente K_1 (a) e do coeficiente K_2 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i>	184
Figura 6.32	Varição do coeficiente K_0 (a) e do coeficiente K_1 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i>	185
Figura 6.33	Varição do coeficiente K_2 em função da tensão CC de entrada do inversor <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i> (a) e variação do coeficiente K_0 em função da tensão CC de entrada do inversor <i>Fronius IG 30</i> (b).....	185
Figura 6.34	Varição do coeficiente K_1 (a) e do coeficiente K_2 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor <i>Fronius IG 30</i>	186
Figura 6.35	Mapa de eficiência de conversão CC/CA do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i>	187
Figura 6.36	Mapa de eficiência de conversão CC/CA do inversor <i>SMA Sunny Boy 1100U</i>	188
Figura 6.37	Mapas de eficiência de conversão CC/CA dos inversores <i>Fronius IG 30</i> e <i>Xantrex GT 3.0</i> , respectivamente.....	189
Figura 6.38	Mapas de eficiência de conversão CC/CA dos inversores <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> e <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i> , respectivamente.....	190
Figura 6.39	Curvas de eficiência CC/CA em diferentes tensões CC dos inversores <i>SMA Sunny Boy 4000TL</i> e <i>SMA Sunny Boy 5000TL</i> [SMA, 2010].....	191
Figura 6.40	Varição do coeficiente K_0 (a) e do coeficiente K_1 (b) em função da tensão CC de entrada dos inversores <i>SMA Sunny Boy 4000TL/5000TL</i>	192
Figura 6.41	Varição do coeficiente K_2 em função da tensão CC de entrada dos inversores <i>SMA Sunny Boy 4000TL/5000TL</i>	192
Figura 6.42	Mapa de eficiência em função da tensão CC e da potência relativa dos	193

	inversores <i>SMA Sunny Boy 4000TL/5000TL</i>	
Figura 7.1	Comportamento elétrico e térmico de um SFCR com FDI de 0,86.....	195
Figura 7.2	Potência em função da irradiância de um SFCR com FDI de 0,86.....	195
Figura 7.3	Comportamento elétrico e térmico de um SFCR com FDI de 0,73.....	196
Figura 7.4	Potência em função da irradiância de um SFCR com FDI de 0,73.....	196
Figura 7.5	Comportamento elétrico e térmico de um SFCR com FDI de 0,65.....	197
Figura 7.6	Potência em função da irradiância de um SFCR com FDI de 0,65.....	197
Figura 7.7	Diagrama de blocos indicando o fluxo da simulação que gera os resultados a partir dos dados fornecidos.....	199
Figura 7.8	Comportamento de irradiância, potência CC e CA e tensão durante três dias simulados a partir do software <i>SAM</i>	203
Figura 7.9	Potência CC e CA em função da irradiância simulados a partir do software <i>SAM</i>	204
Figura 7.10	Potência CA em função da irradiância simulada a partir do software <i>FVConect</i>	204
Figura 7.11	Potência CA em função do tempo simulada a partir do software <i>FVConect</i>	205
Figura 7.12	Tensão CC em função do tempo simulada a partir do software <i>FVConect</i>	206
Figura A.1	Resistores <i>shunts</i>	237
Figura A.2	Célula de referência.....	240
Figura A.3	Incerteza na medida de eficiência CC/CA e fator de potência (Exemplo 1).....	244
Figura A.4	Incerteza na medida de eficiência CC/CA e fator de potência (Exemplo 2).....	245
Figura A.5	Incerteza na medida de eficiência CC/CA e fator de potência (Exemplo 3).....	245
Figura A.6	Oscilações de tensões CC durante os ensaios do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i> em diferentes dias de medidas.....	246
Figura A.7	Potência em corrente contínua na entrada do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i> em diferentes dias de ensaios e tensões CC de entrada.....	247
Figura A.8	Oscilações de tensões CC durante os ensaios do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> em diferentes dias de medidas.....	248

Figura A.9	Potência em corrente contínua na entrada do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> em diferentes dias de ensaios e tensões CC de entrada.....	249
Figura A.10	Comparação entre P_{CC} medido e corrigido do inversor <i>Fronius IG 30...</i>	250
Figura A.11	Comparação entre P_{CC} medido e corrigido do inversor <i>Xantrex GT 3.0.</i>	251
Figura B.1	Efeito de polarização em células de módulos fotovoltaicos com contato posterior [SMA, 2009].....	252
Figura B.2	Corrosão da camada TCO em módulos de filmes finos [SMA, 2009].....	253

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	Frequências das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas [Photon, 2010/4].....	2
Tabela 1.2	Os maiores fabricantes europeus de inversores fotovoltaicos [Photon, 2010/6].....	4
Tabela 1.3	Preços médios por W_P de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e potência acumulada de sistemas fotovoltaicos [IEA-PVPS, 2010].....	5
Tabela 3.1	Índices de mérito técnico de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 200 kW_P instalado na Universidade de Jaén na Espanha [Drif et. al. 2004].....	45
Tabela 3.2	Desempenho global de um SFCR de instalado no IEE/USP [Macêdo, 2006].....	49
Tabela 3.3	Potência e ano de instalação de 7 SF [Rindelhardt e Bodach, 2007].....	54
Tabela 3.4	Desempenho global de um sistema fotovoltaico em diferentes inclinações e orientações instalado em Madrid na Espanha [Caamaño Martin, 1998]	56
Tabela 3.5	Desempenho global de um sistema fotovoltaico em diferentes inclinações e orientações instalado em Trappes na Espanha [Caamaño Martin, 1998]	57
Tabela 3.6	Eficiência de inversores com e sem transformadores [Adaptado de Alonso-Abella e Chenlo, 2004b].....	60
Tabela 3.7	Comparação das características elétricas entre diferentes inversores para conexão à rede [Chicco et. al., 2004].....	61
Tabela 3.8	Eficiências dos inversores <i>Sunways NT 4000</i> e <i>Fronius IG 30</i> em diferentes tensões CC [Haeberlin et. al., 2005].....	72
Tabela 3.9	Eficiências de diferentes inversores em diferentes tensões CC [Haeberlin et. al. 2006].....	72
Tabela 3.10	Eficiências de diferentes inversores em diferentes tensões CC [Haeberlin et. al. 2006].....	75
Tabela 3.11	Ensaio de distorção harmônica de tensão e corrente de diferentes inversores sob diferentes condições [Adaptado de Cardona e Carretero,	

	2005].....	78
Tabela 3.12	Eficiência do SPMP de diferentes potência e topologias de inversores [Salas et. al. 2009b].....	79
Tabela 3.13	Critério de classificação dos inversores [Photon, 2009/7].....	98
Tabela 3.14	Eficiências dos inversores de SFCR ensaiados no laboratório de testes da Photon [Photon, 2010/9].....	98
Tabela 4.1	Dados de potência elétrica CC e CA dos inversores que foram ensaiados no Labsol/UFRGS.....	109
Tabela 4.2	Dados de tensão elétrica e topologia dos inversores que foram ensaiados no Labsol/UFRGS.....	109
Tabela 4.3	Dados de potência elétrica CC e CA dos inversores que foram ensaiados no LESF/CIEMAT.....	113
Tabela 4.4	Dados de tensão elétrica e topologia dos inversores que foram ensaiados no LESF/CIEMAT.....	113
Tabela 5.1	Coeficientes de potência do modelo matemático da eficiência CC/CA..	118
Tabela 5.2	Eficiência dos inversores ensaiados para cada valor de potência definido na eficiência européia e na eficiência californiana.....	119
Tabela 5.3	Eficiência européia e californiana dos inversores ensaiados.....	120
Tabela 5.4	Coeficientes de potência do modelo teórico da eficiência estática do SPMP.....	123
Tabela 5.5	Eficiência estática do SPMP dos inversores ensaiados para diferentes potências.....	123
Tabela 5.6	Coeficientes de ajuste do modelo do fator de potência dos inversores medidos.....	128
Tabela 5.7	Fator de potência nas potências relativas definidas pela ponderação européia e californiana.....	128
Tabela 5.8	Potência relativa mínima que os inversores ensaiados podem operar para garantir um fator de potência maior que 90 % e fator de potência europeu e californiano.....	129
Tabela 5.9	Coeficientes de ajuste dos modelos matemáticos da THD na corrente...	132
Tabela 5.10	Distorção harmônica total na corrente dos inversores em diferentes potências relativas.....	133
Tabela 5.11	Fator de capacidade térmica e fator de dissipação térmica dos	147

	inversores ensaiados.....	
Tabela 6.1	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	150
Tabela 6.2	Eficiência CC/CA do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i> em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.....	151
Tabela 6.3	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>SMA Sunny Boy 1100U</i> para diferentes tensões CC de entrada.....	153
Tabela 6.4	Eficiência CC/CA do inversor <i>SMA Sunny Boy 1100U</i> para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.....	154
Tabela 6.5	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>Fronius IG 30</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	156
Tabela 6.6	Eficiência CC/CA do inversor <i>Fronius IG 30</i> em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.....	157
Tabela 6.7	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>Sunways NT 4000</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	159
Tabela 6.8	Eficiência CC/CA do inversor <i>Sunways NT 4000</i> em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.....	160
Tabela 6.9	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>Xantrex GT 3.0</i>	161
Tabela 6.10	Eficiência CC/CA do inversor <i>Xantrex GT 3.0</i> em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.....	162
Tabela 6.11	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	164
Tabela 6.12	Eficiência CC/CA do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.....	165
Tabela 6.13	Eficiência europeia e californiana do inversor <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	166
Tabela 6.14	Eficiência CC/CA do inversor <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i> em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.....	167
Tabela 6.15	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i>	169
Tabela 6.16	Fator de potência do inversor <i>Ingeteam Ingecon Sun 2,5</i> para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.....	170
Tabela 6.17	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>SMA Sunny Boy</i>	171

	<i>1100U</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	
Tabela 6.18	Fator de potência do inversor <i>SMA Sunny Boy 1100U</i> para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.....	172
Tabela 6.19	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>Fronius IG 30</i>	172
Tabela 6.20	Fator de potência do inversor <i>Fronius IG 30</i> para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.....	173
Tabela 6.21	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>Sunways NT 4000</i> em diferentes tensões CC de entrada.....	174
Tabela 6.22	Fator de potência do inversor <i>Sunways NT 4000</i> para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.....	175
Tabela 6.23	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>Xantrex GT 3.0</i>	175
Tabela 6.24	Fator de potência do inversor <i>Xantrex GT 3.0</i> para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.....	176
Tabela 6.25	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i>	177
Tabela 6.26	Fator de potência do inversor <i>SMA Sunny Boy 3300TL</i> para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.....	178
Tabela 6.27	Fator de potência europeu e californiano do inversor <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i>	178
Tabela 6.28	Fator de potência do inversor <i>SMA Sunny Boy SWR 2000</i> para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.....	179
Tabela 6.29	Coeficientes médios do modelo matemático teórico que descreve a curva do fator de potência em função da potência relativa dos inversores ensaiados no Ciemat.....	180
Tabela 6.30	Coeficiente de determinação R^2 dos inversores ensaiados.....	186
Tabela A.1	Exatidão do instrumento para diferentes fundos de escala.....	236
Tabela A.2	Incerteza do PT100 em cada classe: DIN-IEC 751.....	239
Tabela A.3	Precisão do analisador de Potência no modo Potência e Energia.....	241
Tabela A.4	Precisão do analisador de potência no modo Harmônico.....	242
Tabela A.5	Precisão do analisador de Potência no modo Volt/Amps/Hertz.....	242
Tabela A.6	Intervalo de medida de tensão e corrente do analisador <i>Zes Zimmer LMG 450</i>	243

Tabela A.7	Incerteza de tensão, corrente e potência associada ao valor medido e ao FDE.....	244
Tabela B.1	Recomendações do fabricante para utilização dos inversores adequados conforme a tecnologia de módulos fotovoltaicos [SMA, 2009].....	254

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
FVCONNECT	Programa de simulação computacional desenvolvido no Labsol/UFRGS
LABSOL	Laboratório de Energia Solar da UFRGS
LESF	Laboratório de Energia Solar do CIEMAT
SF	Sistema Fotovoltaico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

LISTA DE SÍMBOLOS

A_{array}	Área do módulo fotovoltaico.....	[m ²]
A_{FV}	Área do arranjo fotovoltaico.....	[m ²]
C_0	Coeficiente de potência do modelo matemático do fator de potência.....	[-]
C_1	Coeficiente de potência do modelo matemático do fator de potência.....	[-]
C_2	Coeficiente de potência do modelo matemático do fator de potência.....	[-]
C_3	Coeficiente de potência do modelo matemático do fator de potência.....	[-]
CF	Fator de capacidade do sistema.....	[%]
E_{CA}	Energia elétrica em corrente alternada entregue à rede.....	[W.h]
E_{CC}	Energia elétrica em corrente contínua na entrada do inversor.....	[W.h]
E_{FV}	Energia solar disponível para conversão no arranjo fotovoltaico.....	[W.h]
E_{STD}	Energia elétrica que seria entregue à rede se o sistema operasse 24 h por dia na potência do sistema em condição padrão.....	[W.h]
F_{CAP}	Fator de capacidade térmica do inversor.....	[J/°C]
F_D	Fator de dissipação térmica do inversor.....	[W/°C]
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversor.....	[-]
FP	Fator de potência.....	[%]
FP_{EU}	Fator de potência europeu.....	[%]
FP_{CA}	Fator de potência californiano.....	[%]
G	Irradiância no plano do gerador.....	[W/m ²]
G_{ref}	Irradiância de referência.....	[W/m ²]
$G_{t,\beta}$	Irradiância na condição de medida.....	[W/m ²]
$H_{\gamma,\beta}$	Irradiação solar.....	[Wh/m ²]
I	Corrente da célula (ou do módulo).....	[A]
I_i	Corrente elétrica em um instante t.....	[A]
I_N	Corrente do n-ésimo módulo.....	[A]
I_n	Componente da corrente da n-ésima harmônica.....	[A]
I_{PMP}	Corrente no ponto de máxima potência.....	[A]
I_{RMS}	Corrente elétrica média quadrática.....	[A]
I_{SC}	Corrente de curto circuito.....	[A]
I_{SH}	Corrente no resistor shunt.....	[A]

I_1	Componente fundamental da corrente.....	[A]
k	Constante de Boltzmann.....	[J/mol.K]
K_0	Coefficiente de potência do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA.....	[-]
K_{0VCC}	Coefficiente linear de tensão do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA.....	[-]
K_1	Coefficiente de potência do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA.....	[-]
K_{1VCC}	Coefficiente linear de tensão do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA.....	[-]
K_2	Coefficiente de potência do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA.....	[-]
K_{2VCC}	Coefficiente linear de tensão do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA.....	[-]
L_C	Perdas de captura do arranjo.....	[h/d]
L_S	Perdas de captura do sistema.....	[h/d]
M_0	Coefficiente de potência do modelo matemático de eficiência de SPMP...	[-]
M_1	Coefficiente de potência do modelo matemático de eficiência do SPMP...	[-]
M_2	Coefficiente variabilidade de potência do modelo matemático de eficiência do SPMP.....	[-]
m	Fator de idealidade da célula (ou do módulo).....	[-]
N_{MOD}	Número de módulos do arranjo fotovoltaico.....	[-]
P	Potência ativa ou real.....	[W]
P_{CA}	Potência elétrica entregue à rede.....	[W]
P_{CC}	Potência elétrica na entrada do inversor.....	[W]
P_{FV}	Potência do arranjo na condição padrão.....	[W]
P_{inf}	Potência no limite inferior do intervalo.....	[W]
P_{NCA}	Potência nominal em corrente alternada do inversor.....	[W]
P_{NOM}	Potência nominal do inversor.....	[W]
P_{PMP}	Potência no ponto de máxima potência.....	[W]
P_{STD}	Potência do arranjo fotovoltaico na condição padrão.....	[W]
P_{sup}	Potência no limite superior do intervalo.....	[W]
P_T	Potência térmica.....	[W]

PR	Desempenho global do sistema.....	[%]
R _P	Resistência paralela.....	[Ω]
R _S	Resistência série.....	[Ω]
S	Potência aparente.....	[VA]
S ₀	Coefficiente angular de tensão do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA.....	[-]
S ₁	Coefficiente angular de tensão do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA.....	[-]
S ₂	Coefficiente angular de tensão do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA.....	[-]
T	Temperatura.....	[°C]
T _{AMB}	Temperatura ambiente.....	[°C]
T _B	Temperatura do diodo de <i>bypass</i>	[°C]
T _{MC}	Temperatura do módulo na condição de medida.....	[°C]
T _{MCref}	Temperatura de referência do módulo (25°C).....	[°C]
THD _i	Distorção harmônica total na corrente.....	[%f]
THD _V	Distorção harmônica na tensão.....	[%f]
T _{EU}	Distorção harmônica na corrente europeia.....	[%]
T _{CA}	Distorção harmônica na corrente californiana.....	[%]
T ₀	Coefficiente de potência do modelo matemático de distorção harmônica na corrente.....	[-]
T ₁	Coefficiente de potência do modelo matemático de distorção harmônica na corrente.....	[-]
T ₂	Coefficiente de potência do modelo matemático de distorção harmônica na corrente.....	[-]
T ₃	Coefficiente de potência do modelo matemático de distorção harmônica na corrente.....	[-]
V	Tensão da célula (ou do módulo).....	[V]
V _{CC}	Tensão em corrente contínua.....	[V]
V _i	Tensão elétrica em um instante <i>t</i>	[V]
V _N	Tensão do n-ésimo módulo.....	[V]
V _n	Componente da tensão da n-ésima harmônica.....	[V]
V _{OC}	Tensão de circuito aberto.....	[V]

V_{PMP}	Tensão no ponto de máxima potência.....	[V]
V_{RMS}	Tensão elétrica média quadrática.....	[V]
V_1	Componente fundamental da tensão.....	[V]
Y_A	Produtividade do arranjo fotovoltaico.....	[h/d]
Y_F	Produtividade do sistema fotovoltaico.....	[h/d]
Y_R	Produtividade de referência.....	[h/d]

Caracteres Gregos

α	Coeficiente de variação linear da resistência elétrica do PT100.....	[°C ⁻¹]
α_{mod}	Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito.....	[A/°C]
β	Ângulo de inclinação do gerador com o plano horizontal.....	[°]
β_{mod}	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto.....	[V/°C]
γ_{PMP}	Coeficiente de variação do ponto de máxima potência.....	[W/°C]
η_{CA}	Eficiência californiana.....	[%]
η_{EU}	Eficiência européia.....	[%]
η_{mod}	Eficiência do módulo.....	[%]
η_{inf}	Eficiência do inversor na potência no limite inferior do intervalo.....	[%]
η_{inv}	Eficiência de conversão de corrente contínua em corrente alternada.....	[%]
η_S	Eficiência do sistema.....	[%]
η_{SPMP}	Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência.....	[%]
η_{sup}	Eficiência do inversor na potência no limite superior do intervalo.....	[%]

1. INTRODUÇÃO

A história da tecnologia fotovoltaica começou em 1839, quando o físico francês Edmund Becquerel observou o surgimento de uma diferença de potencial, entre eletrodos imersos em um eletrólito, quando incidia luz. Em 1876, dois cientistas britânicos, W. G. Adams e R. E. Day, descobriram que a energia solar podia ser convertida diretamente em energia elétrica quando luz incidia sobre uma placa semicondutora [Galli e Moehlecke et al., 2003]. Em 1883, C. E. Fritts conseguiu desenvolver o que pode ser considerado o primeiro dispositivo de filme fino da História comprimindo selênio fundido entre duas placas de diferentes metais. Em 1954 os pesquisadores do *Bell Laboratories*, D. M. Chapin, C. S. Fuller e G. L. Pearson anunciaram o desenvolvimento de uma célula solar de silício com 4,5 % de eficiência de conversão e que pode ser considerada a primeira célula moderna [Balenzategui Manzanares, 2009]. A partir dos anos 50 as expectativas para a geração de energia usando a tecnologia fotovoltaica cresceram e surgiu um considerável interesse em seu desenvolvimento. O programa espacial permitiu que as tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas tivessem um grande avanço e, a partir de 1958, quase todos os satélites tinham módulos fotovoltaicos para o suprimento de energia elétrica. Em 1963 a Sharp desenvolveu uma forma prática de produção de módulos de silício e em 1975 as aplicações terrestres da energia solar fotovoltaica superaram as aplicações espaciais [ASIF, 2007]. Em meados da década de 70 as células haviam atingido eficiências de 17 %, em 1988 uma célula desenvolvida na Universidade de Stanford atingiu eficiência de 22,3 %, durante os anos 90 as eficiências alcançaram 24,7 % e romperam a barreira dos 25 % no século XXI [Balenzategui Manzanares, 2009].

1.1 Células Fotovoltaicas

Em termos de aplicações, dentre os diversos semicondutores utilizados para a produção de células solares fotovoltaicas, destacam-se por ordem decrescente de maturidade e utilização o silício cristalino, o silício amorfo hidrogenado, o telureto de cádmio e os compostos relacionados ao disseleneto de cobre, gálio e índio [Rüther, 2004]. O silício é o material mais utilizado entre os compostos simples. As células de silício monocristalino são obtidas a partir de barras cilíndricas produzidas em fornos especiais (processo Czochralski, por exemplo) que são cortadas em forma de lâminas finas (300 μm de espessura). As células de silício multicristalino são produzidas por fusão de porções de silício puro em moldes

especiais, que são resfriados lentamente até solidificarem-se. Nesse processo, os átomos não se organizam em um único cristal, mas formam uma estrutura cristalina com superfícies de separação entre os cristais, que apresentam o tamanho de alguns milímetros até vários centímetros. As células de silício amorfo hidrogenado são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal. Estas células apresentam rendimentos menores que as células de silício cristalino, no entanto, os custos de fabricação são menores.

O uso crescente da tecnologia fotovoltaica tem despertado um forte interesse no estudo de outros materiais. Os novos materiais se baseiam nos semicondutores das famílias III-V e II-VI da tabela periódica. No primeiro caso, há combinação de elementos do grupo III (Gálio, Índio) e do grupo V (Arsênio, Fósforo), sendo o principal material estudado o arseneto de gálio (GaAs). No segundo caso, se utilizam elementos do grupo II (Telúrio, Selênio) e do grupo VI (Cádmio, Cobre), sendo estudados principalmente o disseleneto de cobre-índio (CuInSe_2), o disseleneto de cobre-índio-gálio (CuInGaSe_2) e o telureto de cádmio (CdTe). A Tabela 1.1 apresenta a frequência das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas fabricadas no ano de 2009 [Photon, 2010/4].

Tabela 1.1 – Frequências das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas [Photon, 2010/4].

Tecnologia de Célula Fotovoltaica	Mercado (%)
Silício multicristalino	46,9
Silício monocristalino	34,1
Telureto de Cádmio	9,0
Silício microcristalino e amorfo	6,1
CIS	1,7
<i>String ribbon</i> (silício em cinta)	1,4
Outros	0,9

1.2 Módulos Fotovoltaicos

Atualmente, os módulos de silício monocristalino e os módulos de silício multicristalino detêm uma parcela expressiva do mercado fotovoltaico, da ordem de 85 % [Photon, 2010/2]. A eficiência e os custos de fabricação dos módulos de silício cristalino

podem variar consideravelmente, mas em geral os módulos de silício monocristalino apresentam maior eficiência e maiores custos de fabricação que os módulos de silício multicristalino. Enquanto os módulos de silício monocristalino apresentam eficiências de 15 %, aproximadamente, os módulos de silício multicristalino apresentam eficiências da ordem de 13 %. [Photon, 2010/2]. Ainda entre os módulos de silício cristalino encontram-se os módulos de silício em cinta (*string ribbon*) onde finíssimos discos de silício são obtidos diretamente do material fundido. Este método apresenta um menor prazo de amortização energética que os métodos convencionais, uma vez que necessita apenas metade do silício e as eficiências modulares são da ordem de 13,4 % [Photon, 2010/2].

Os módulos comerciais com células de tecnologia de filmes finos são: módulos de silício amorfo, telureto de cádmio, CIS ou CIGS e silício microcristalino ou “micromorfo”. Os módulos de silício amorfo apresentam menores custos de fabricação e maior sensibilidade à radiação difusa que os módulos de silício cristalino. No entanto sua baixa eficiência, da ordem de 6 % continua sendo um forte impedimento para o crescimento da tecnologia no mercado fotovoltaico. O módulo de telureto de cádmio é uma promissora tecnologia de filmes finos e apresenta elevada eficiência entre 9 % e 11 %. A utilização de um metal de elevada toxicidade, o cádmio é um dos pontos negativos, entretanto este é utilizado em pequenas quantidades nos módulos e, além disso, o principal fabricante oferece a garantia da retirada e reciclagem dos módulos vendidos para plantas fotovoltaicas maiores que 30 kW. Os módulos CIS e CIGS apresentam-se como uma promissora alternativa ao silício, alcançando eficiências da ordem de 11 % ou 12 % e em laboratório eficiência da ordem de 20 %. No entanto, ao contrário do silício que é um material em abundância na natureza, os materiais utilizados para fabricação dos módulos com células CIS e CIGS são limitados em longo prazo. Além disso, os módulos não são fáceis de serem produzidos em escala industrial. Uma das mais recentes tecnologias modulares é o uso de silício microcristalino. O método está baseado no depósito de várias camadas em um substrato, similar ao processo de fabricação do silício amorfo. Esta tecnologia poderá ser uma alternativa a outros procedimentos de filmes finos, uma vez que utiliza um material abundante, como o silício e não necessita de matérias primas raras, como o telúrio e o índio. No entanto, as eficiências modulares são menores, da ordem de 8 % ou 9 %, que as eficiências dos módulos CIS, CIGS ou telureto de cádmio. [Photon, 2010/2].

Entre os módulos de alto rendimento encontram-se os módulos com células de contato posterior e os módulos com células HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin layer*). Os módulos com células de contato posterior apresentam eficiência da ordem de 19 % enquanto

que os módulos com células HIT já alcançaram eficiências de 23 % em laboratório e de 17 % em módulos comerciais [Photon, 2010/2].

1.3 Inversores Fotovoltaicos

O mercado mundial de inversores fotovoltaicos foi novamente dominado em 2009 pela fabricante *SMA* e a empresa alemã deve continuar líder de mercado no ano de 2010, de acordo com os planos de expansão das empresas fabricantes de inversores fotovoltaicos. Os fabricantes *Fronius*, *Danfoss*, *Power-One*, *Kaco* entre outros também apresentam planos de expansão e estimativas de produção superiores a 1 GW em 2010 [Photon, 2010/6]. Em 2009, a produção de células fotovoltaicas foi da ordem de 12 GW e a produção de inversores foi estimada em 9 GW, aproximadamente, uma vez que a potência de inversores em plantas fotovoltaicas instaladas na Europa tende a ser de 10 a 15 % inferior a potência do gerador fotovoltaico [Photon, 2010/6]. Para o ano de 2010 a capacidade de produção dos fabricantes deve ser da ordem de 30 GW, mas a produção real deve ser de aproximadamente 18 GW, considerando a previsão da produção de células fotovoltaicas [Photon, 2010/6]. A Tabela 1.2 apresenta a produção e a capacidade de produção dos maiores fabricantes europeus de inversores fotovoltaicos nos anos de 2009 e 2010 [Photon, 2010/6].

Tabela 1.2 – Os maiores fabricantes europeus de inversores fotovoltaicos [Photon, 2010/6].

Fabricante	Produção 2009 (MW)	Capacidade 2009 (MW)	Produção 2010 (MW)	Capacidade 2010 (MW)
<i>SMA</i>	3400	5000	6000	9000
<i>Fronius</i>	700	1000	1500	2200
<i>Power-One</i>	470	1000	1200	1400
<i>Danfoss</i>	150	-	1000	1000
<i>Kaco</i>	600	1100	1000	2300
<i>Sputnik</i>	335	1000	1000	1600
<i>Siemens</i>	400	550	750	950
<i>Refu</i>	200	300	500	700
<i>Kostal</i>	180	250	375	500
<i>Diehl</i>	150	150	350	700

1.4 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

Os sistemas fotovoltaicos são formados mediante associação de módulos e podem ser classificados em sistemas independentes ou interligados e em sistemas puros ou mistos [NBR 11704]. Entretanto, os sistemas fotovoltaicos são comumente classificados em três categorias: sistemas autônomos, híbridos e conectados à rede. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) constituem a aplicação de energia solar fotovoltaica que tem apresentado a maior taxa de crescimento anual no mundo. Os módulos fotovoltaicos convertem energia solar em energia elétrica em corrente contínua. O arranjo fotovoltaico é conectado a inversores que convertem energia elétrica em corrente contínua em energia elétrica em corrente alternada. Finalmente, os inversores entregam a energia convertida à rede elétrica de distribuição.

Desde o ano de 1997 a potência instalada anualmente de SFCR supera todas as demais aplicações terrestres da tecnologia fotovoltaica reunidas [Maycock e Bradford, 2006], sendo que no ano de 2000 a potência instalada acumulada de SFCR superou a potência de sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) e desde 2008 as aplicações conectadas à rede representam cerca de 98 % do mercado [IEA-PVPS, 2010]. A potência acumulada de sistemas fotovoltaicos instalados até 2009 era de 20,38 GW, sendo que a potência acumulada de SFCR era de 19,543 GW e a potência acumulada de SFI era de 837 MW [IEA-PVPS,2010]. A Tabela 1.3 apresenta os preços médios por W_P de sistemas fotovoltaicos conectados à rede instalados e a potência acumulada de sistemas fotovoltaicos em cinco países [IEA-PVPS, 2010].

Tabela 1.3 – Preços médios por W_P de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e potência acumulada de sistemas fotovoltaicos [IEA-PVPS, 2010].

País	SFCR < 10kW _P		SFCR > 10kW _P		Potência (GW _P)
	EUR	USD	EUR	USD	
Alemanha	3,0 – 4,3	4,2 – 6,0	2,8 – 3,8	3,9 – 5,3	9,845
Espanha	3,2 – 4,5	4,4 – 6,2	3,0 – 4,2	4,2 – 5,9	3,523
Japão	4,8	6,6	4,2	5,8	2,627
EUA	4,0 – 6,1	5,6 – 8,5	2,5 – 3,6	3,5 – 5,0	1,641
Itália	4,0 – 5,0	5,6 – 6,9	3,0 – 4,5	4,2 – 6,3	1,181

1.5 Radiação Solar

O combustível energético dos sistemas fotovoltaicos é o Sol, que é a principal fonte de energia para o nosso planeta. O Sol é basicamente uma enorme esfera de gás incandescente e que gera energia a partir de reações termonucleares. As características mais singulares da radiação solar são a sua grande dispersão e conseqüente baixa densidade e a sua variabilidade no tempo. Estas são características de fundamental importância para o máximo aproveitamento da energia proveniente do Sol. A radiação solar que incide na atmosfera terrestre tem variação da ordem de 3 % e pode ser considerada constante. A constante solar é definida como a quantidade de energia proveniente do Sol que incide sobre uma superfície, localizada fora da atmosfera, perpendicular aos raios solares, por unidade de tempo e área. A radiação solar que incide sobre uma superfície terrestre é menor que a radiação solar extraterrestre devido à absorção e dispersão da radiação pelos componentes atmosféricos. A complexidade dos fenômenos que afetam a radiação solar ao atravessar a atmosfera é a maior dificuldade para a precisa quantificação da disponibilidade energética [Bilbao e Miguel, 2009].

A radiação solar global que incide em uma superfície terrestre apresenta três componentes: radiação direta, difusa e refletida (albedo). A radiação direta é a radiação solar que atravessa a atmosfera sem sofrer absorção ou dispersão. A radiação difusa é a radiação solar que é espalhada, absorvida ou refletida pelos componentes atmosféricos, inclusive nuvens. A radiação refletida ou albedo é a radiação refletida pelo solo e entorno. Uma descrição mais detalhada sobre as principais características da radiação solar pode ser encontrada em [Madeira, 2008; Bilbao e Miguel, 2009; Haag, 2007; Martinazzo, 2004; Vera, 2004; Rossini, 2002, Macagnan, 1989]. O Brasil possui grande potencial de energia solar durante todo o ano, no entanto, a energia solar ainda não tem contribuição significativa na matriz energética brasileira [Colle e Pereira, 1998; Tiba et al., 2001; Martins et. al., 2006].

1.6 Gerador Fotovoltaico

Um gerador fotovoltaico, normalmente, é constituído por uma associação de módulos. Os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou paralelo para formar painéis ou arranjos fotovoltaicos. Um painel fotovoltaico é definido como sendo um ou mais módulos interligados eletricamente, montados de modo a formar uma única estrutura. Arranjo fotovoltaico define-se como sendo um ou mais painéis fotovoltaicos interligados

eletricamente de modo a prover uma única saída de corrente elétrica. Sistema fotovoltaico é o conjunto de elementos composto de arranjos fotovoltaicos, dispositivos para controle e condicionamento, supervisão, proteção, armazenamento de energia elétrica, fundação e estrutura de suporte [NBR 10899, 1988]. Ao assumir-se que as correntes são iguais em uma associação em série ou que as tensões são iguais em uma associação em paralelo, considera-se que os módulos são idênticos sob as mesmas condições de temperatura e irradiância. Isto não é verdade, mas pode ser uma boa aproximação, desde que alguns cuidados na seleção dos módulos e sua disposição no painel ou arranjo sejam considerados. Na prática, em sistemas com mais de um módulo fotovoltaico tem-se um problema de perdas por associação, conhecido como *mismatch loss*, efeito estudado por diversos autores [Bucciarelli, 1979; Gonzáles, 1986; Bishop, 1988; Saha et al., 1988; Zilles e Lorenzo, 1993; Chamberlin et al., 1995; Iannone et al., 1998]. Esse efeito corresponde à diminuição da potência total do sistema quando comparada com a soma das potências individuais de todos os módulos associados devido às diferenças elétricas entre os módulos e possíveis sombreamentos parciais ou totais de células. As diferenças entre as características elétricas dos módulos e sombreamentos podem ocasionar perdas na geração de energia elétrica, ou mesmo danos ao sistema. Para evitar problemas oriundos dessas situações indesejadas devem-se acrescentar dispositivos de proteção [Alonso-Garcia, 2009; Heckteuer, 2001]. Entre os dispositivos, os mais difundidos e estudados são os diodos de *bypass* e de bloqueio [Gonzales e Weaver, 1980; Roche et al., 1995; Iliceto et al., 1998; Wiles e King, 1997; Alonso-Garcia, 2009].

Os módulos fotovoltaicos, geralmente, são formados por um determinado número de células associadas em série. Uma célula que estiver sombreada pode funcionar como carga para as demais células ocasionando uma dissipação exagerada de potência sobre ela e, por consequência, provocando um aquecimento que pode causar danos à célula. Esse fenômeno é conhecido como *hot-spot* (pontos quentes) e é abordado por diversos autores [Bhattacharya et al., 1991; Schmid et al., 1998; King et al., 2000; Kengo et al., 2003; Muñoz. et al., 2008a]. Para evitar essa situação são conectados em anti paralelo com as células um diodo conhecido como diodo de *bypass*. Quando a célula não tem problema de identidade em relação às demais e não estiver sombreada, o diodo *bypass* encontra-se reversamente polarizado, não permitindo que por ele circule corrente elétrica. No entanto, quando uma célula estiver sombreada, a mesmo encontra-se diretamente polarizada e, portanto, permitindo que por ela circule corrente. Neste caso, a célula sombreada não gera energia elétrica, mas também não se comporta como carga para as demais células [Gupta e Milnes, 1981; Hecktheuer, 2001]. Na prática, os diodos de *bypass* não estão conectados em anti paralelo com cada célula associada,

mas sim com grupos de células. Os sistemas fotovoltaicos constituídos por painéis ligados em paralelo podem ser protegidos contra correntes reversas de outros painéis através de diodos de bloqueio conectados em série em cada um dos painéis. Essa corrente reversa é causada pela diferença de tensão entre os painéis devido às situações indesejadas citadas anteriormente. O painel que apresenta uma menor tensão pode se comportar como carga para os demais painéis. Desta forma, parte ou toda corrente gerada pelos painéis que apresentam maior tensão fluirá pelo painel de menor tensão, ocasionando um aquecimento neste último e perda de potência do sistema.

1.7 Rede Elétrica de Distribuição

Não há atualmente no Brasil uma regulamentação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, existindo apenas recomendações de engenharia, mas que comumente não são específicas para a aplicação em sistemas fotovoltaicos. Em países como Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Japão existem regulamentações devido a políticas de desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos. As concessionárias brasileiras não têm experiência em conexão de sistemas fotovoltaicos à rede e não estão preparadas para enfrentar a situação devido à falta de regulamentação. Uma regulamentação brasileira adaptada deve se apoiar na experiência apresentada por esses países.

Para que a tecnologia fotovoltaica tenha um futuro promissor como fonte de energia principal, deverá desenvolver-se a partir das experiências realizadas nos países que impulsionaram o mercado fotovoltaico. Os programas de apoio e incentivo criam economias de escala que por consequência reduzem os custos e impulsionam o mercado. Apesar de que os programas de mercado são desenvolvidos para ser unicamente meios de apoio temporários, são decisivos na formação de um mercado estável [Collado et al., 2008 e Muñoz et al., 2008b]. A regulação do setor elétrico desempenha o importante papel de orientar a evolução das energias em função das necessidades energéticas do país, incentivando sua produção em função do grau de desenvolvimento e interesse da mesma.

1.8 Justificativa e Motivação

A capacidade instalada da matriz de energia elétrica brasileira é da ordem de 120 GW_P, sendo que a energia hidráulica é predominante e representa, aproximadamente 67 % dessa capacidade [Aneel, 2010]. Entretanto, o Brasil possui uma extensa área não

contemplada pela rede elétrica pública onde residem mais de 10 milhões de pessoas. O sistema energético convencional não tem condições estruturais para atender essa demanda, mas o país tem diversos programas de eletrificação rural através de pequenos sistemas autônomos, onde predomina a tecnologia fotovoltaica [Tolmasquim, 2003]. No Brasil as instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede são recentes, localizadas principalmente em universidades e de potência instalada inferior à 10 kW_p. Urbanetz, 2010, apresenta um panorama atualizado dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil. No Laboratório de Energia Solar (Labsol) da UFRGS foi montado, em 2004, um SFGR de 4,8 kW_p, onde são realizadas diversas pesquisas para fins de aprendizado da tecnologia. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser projetados como sistemas para serem integrados a edificações suprimindo a demanda energética da mesma e entregando à rede o excesso de energia convertida [Salamoni et al., 2004] ou como grandes centrais que entregam à rede toda a energia convertida [Valera et al., 2004]. A importância deste tema pode ser avaliada pela grande quantidade de trabalhos realizados e em desenvolvimento no Brasil e no mundo. A análise do comportamento de instalações fotovoltaicas conectadas à rede é necessária para o conhecimento e aprendizado desses sistemas a fim de desenvolver a tecnologia e torná-la uma alternativa viável no âmbito do sistema energético do país.

A avaliação de uma instalação fotovoltaica conectada à rede pode ser realizada mediante um sistema de monitoramento de longa duração ou um sistema de monitoramento de curta duração. O monitoramento de longa duração requer um sistema automático e permanente de aquisição de dados para uma análise investigativa da instalação. As medidas ambientais (irradiância, temperatura ambiente, velocidade do vento), medidas do sistema fotovoltaico (tensão e corrente na entrada e saída do inversor, temperatura de módulo e de inversor, energia convertida) e medidas da rede elétrica (tensão, frequência) são parâmetros que devem ser medidos continuamente. O monitoramento de curta duração ou pontual requer equipamentos específicos e os parâmetros a serem medidos dependerão do componente que se deseja avaliar, sendo um estudo para caracterização da instalação.

O controle da qualidade da energia que um sistema fotovoltaico está injetando na rede elétrica é importante considerando o momento de expansão do mercado. Um programa de simulação pode ser uma importante ferramenta de auxílio para avaliação, caracterização e análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. O monitoramento experimental depende de equipamentos de medidas e tempo para execução da análise do sistema, enquanto que um software tem a capacidade de realizar diversas simulações de diferentes configurações. Entretanto, para realizar uma simulação que retorne dados confiáveis é necessário

desenvolver um software baseado em modelos matemáticos validados e/ou obtidos a partir de ensaios específicos. O software deve incorporar uma modelagem capaz de descrever o comportamento dos componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede. A simulação do comportamento de cada componente dentro do sistema deve ter fidelidade suficiente para que seja possível observar os efeitos de fazer pequenas modificações nas configurações dos mesmos.

1.9 Objetivo Geral

Neste panorama, o objetivo geral desta Tese é:

Determinar e desenvolver experimentalmente modelos matemáticos para a simulação computacional do comportamento de inversores em operação em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

1.9.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos desta Tese são:

- Medir e analisar o sistema fotovoltaico conectado à rede em operação no Laboratório de Energia Solar da UFRGS.
- Montar uma bancada de ensaios de inversores no Labsol/UFRGS.
- Determinar a partir de ensaios a eficiência de conversão CC/CA de inversores.
- Determinar mediante ensaios a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência de inversores.
- Ensaiar e determinar o fator de potência de inversores.
- Determinar a distorção harmônica na corrente e tensão de inversores.
- Realizar ensaios térmicos de inversores.
- Medir e analisar o sistema fotovoltaico conectado à rede em operação no Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do CIEMAT.
- Montar uma bancada de ensaios de inversores no LESF/CIEMAT.
- Determinar a eficiência de conversão CC/CA em função da tensão CC de entrada de inversores.

- Determinar o fator de potência em função da tensão CC de entrada de inversores.
- Caracterizar elétrica e térmicamente os inversores.
- Desenvolver modelos matemáticos que descrevam as características elétricas e térmicas de inversores utilizados em SFCR.
- Determinar os coeficientes experimentais que ajustam curvas teóricas descritas pelos modelos matemáticos propostos e pontos medidos de diferentes características de inversores.
- Desenvolver mapas de eficiência de conversão CC/CA em função da potência relativa e tensão CC de entrada.
- Implementar em um programa de simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*FVConnect*) os modelos matemáticos desenvolvidos.

1.10 Escopo da Tese

O presente capítulo apresenta uma contextualização, justificativa e objetivos desta Tese.

A revisão bibliográfica está distribuída entre os capítulos 2 e 3 desta Tese. O capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos do componente central de estudo nesta Tese, o inversor, onde são abordadas as características físicas, construtivas, elétricas e topológicas deste componente.

O capítulo 3 apresenta o panorama atual de pesquisa científica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com atenção especial aos estudos desenvolvidos em relação ao inversor.

O capítulo 4 apresenta a descrição das características físicas e elétricas dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, inversores e equipamentos de medida utilizados no desenvolvimento desta Tese.

Os resultados experimentais estão distribuídos entre os capítulos 5 e 6 desta Tese. O capítulo 5 apresenta a análise de características elétricas e térmicas de inversores a partir dos ensaios experimentais realizados no Laboratório de Energia Solar da UFRGS e o

desenvolvimento de modelos matemáticos teóricos para descrição do comportamento de inversores utilizados em SFCR.

O capítulo 6 apresenta a análise de características elétricas de inversores em função da tensão CC de entrada a partir dos ensaios experimentais realizados no Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do CIEMAT.

O capítulo 7 apresenta a forma direta de aplicação do aporte desta Tese, através da descrição de um programa de simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, denominado *FVConect*. O software foi desenvolvido no Labsol/UFRGS e os e os resultados obtidos nesta Tese contribuíram na implementação de modelos matemáticos para simulação do comportamento elétrico e térmico de inversores.

O capítulo 8 apresenta as conclusões gerais desta Tese a partir da reflexão das idéias propostas ao longo do texto e propostas para a realização de futuros trabalhos relacionados ao tema desta Tese.

2. O INVERSOR

O inversor CC/CA converte a potência em corrente contínua proveniente do arranjo fotovoltaico em potência em corrente alternada que em condições normais (qualidade aceitável) será injetada na rede elétrica de distribuição de energia. O desenvolvimento da tecnologia eletrônica de potência permitiu considerável incremento na eficiência de conversão CC/CA, conjuntamente com um aumento de confiabilidade e redução de custos. Os inversores utilizados atualmente em SFCR incorporam funções de controle que influenciam no funcionamento do sistema, tais como: seguidor do ponto de máxima potência, conexão ou desconexão da rede em função das condições da mesma e da irradiância incidente sobre o arranjo, medida de energia entre outras. Os inversores estáticos utilizam dispositivos semicondutores para efetuar a comutação e funcionam unicamente de dois modos: modo corte (*off*) e modo saturação (*on*). Por isso o sinal alternado de saída obtido é quadrado. Um sinal quadrado pode ser convertido em um sinal senoidal mediante filtros de potência. O processo para filtrar os harmônicos mais próximos da fundamental requer grandes capacitores e bobinas que reduzem a eficiência do sistema. O objetivo ao desenvolver inversores é obter sinais de saída com baixo conteúdo harmônico e alto fator de potência, sendo que isto é possível aumentando a frequência de comutação dos semicondutores e filtrando adequadamente o sinal de saída. Uma das funções que qualquer inversor deve cumprir é a de regular o valor de saída. Essa regulação é obtida basicamente de três formas diferentes: regulando a tensão antes do inversor (conversores CC/CC), regulando a tensão no próprio inversor mediante seu sistema de controle ou regulando o sinal do inversor mediante um autotransformador [Cruz, 2009].

2.1 Tipos e Características dos Dispositivos Semicondutores de Potência

Existem vários tipos de dispositivos semicondutores de potência capazes de realizar a conversão de potência contínua em potência alternada. Basicamente os inversores podem ser classificados em dois tipos segundo seus elementos de chaveamento: os tiristores ou os transistores. Os tiristores são aqueles componentes semicondutores com dois estados estáveis cujo funcionamento está baseado na realimentação regenerativa de uma junção PNP. Existem vários tipos de tiristores, sendo que os mais utilizados são: o retificador controlado de silício (SCR) e o tiristor com bloqueio por porta GTO (*Gate Turn-Off Switch*). Os transistores são dispositivos semicondutores baseados na junção PNP ou NPN, com

capacidade para trabalhar em três zonas: corte, saturação e ativa. Existem diversos tipos de transistores dependendo da classe de semicondutor empregado em sua fabricação, da técnica de fabricação e do desenho construtivo [Cruz, 2009].

2.2 Modo de Comutação de Inversores

Os inversores utilizados atualmente em aplicações fotovoltaicas, quanto ao modo de comutação, podem ser divididos em duas categorias: autocomutados e comutados pela rede. Os inversores autocomutados podem funcionar como fonte de tensão e fonte de corrente enquanto que os inversores comutados pela rede somente como fonte de corrente. Os inversores autocomutados podem ser utilizados em aplicações fotovoltaicas isoladas da rede ou conectadas à rede enquanto que os inversores comutados pela rede somente podem ser utilizados em aplicações conectadas à rede [Cruz, 2009]. Os inversores autocomutados podem operar independentemente, sendo ativados unicamente por uma fonte de potência na entrada. Este tipo de inversor pode ser conectado à rede já que é capaz de sincronizar sua tensão alternada de saída com a tensão da rede elétrica. Esses inversores normalmente comutam em alta frequência sendo que o sinal de saída é senoidal de baixo conteúdo harmônico e alto fator de potência. O inconveniente deste tipo de inversores é o preço, já que são mais caros que os inversores baseados em tiristores. Os inversores comutados pela rede são pontes retificadoras baseados em tiristores e só podem funcionar quando a tensão alternada da rede está presente. Esses inversores operam normalmente com baixo fator de potência e apresentam um alto nível de distorção harmônica em seu sinal de saída, e são mais baratos que os inversores autocomutados de alta frequência. Quanto à configuração, existem quatro tipos de ligação de inversores utilizados em SFVR [Calais et al., 2002 e Alonso-Abella e Chenlo, 2004].

2.3 Inversor Central

Os inversores centrais são comumente utilizados em sistemas fotovoltaicos com potências entre 20 e 400 KW. O inversor é conectado a um conjunto de painéis fotovoltaicos associados em paralelo, ou seja, a conversão é centralizada em um único inversor. A principal vantagem da utilização de um inversor central é a redução de custos enquanto a desvantagem está na confiabilidade, onde no caso de falhas do mesmo toda a instalação fica comprometida. Esta configuração também não permite que o sistema de busca do PMP seja independente

para cada série de módulos. A Figura 2.1 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor central.

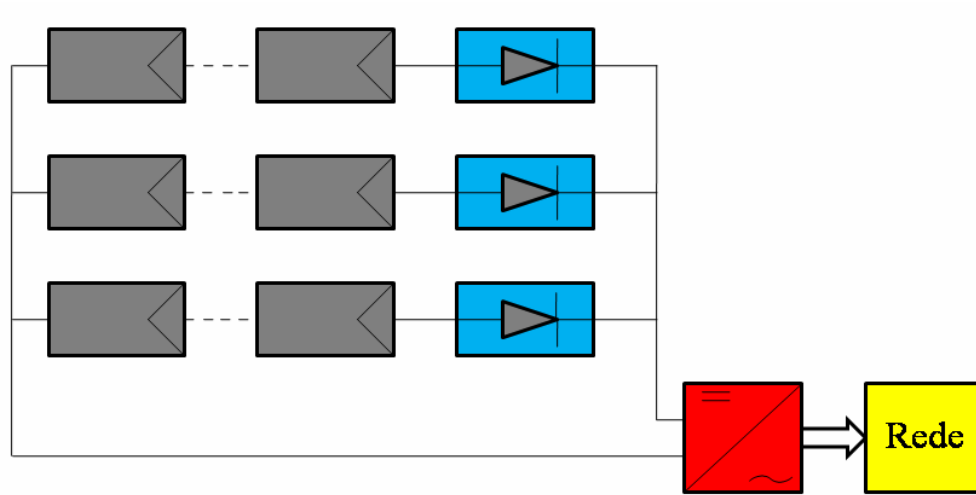


Figura 2.1 – Configuração de um SFCR com inversor central.

2.4 Inversor *String*

Os inversores *string* são conectados diretamente a painéis fotovoltaicos. A Figura 2.2 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversores *string*.

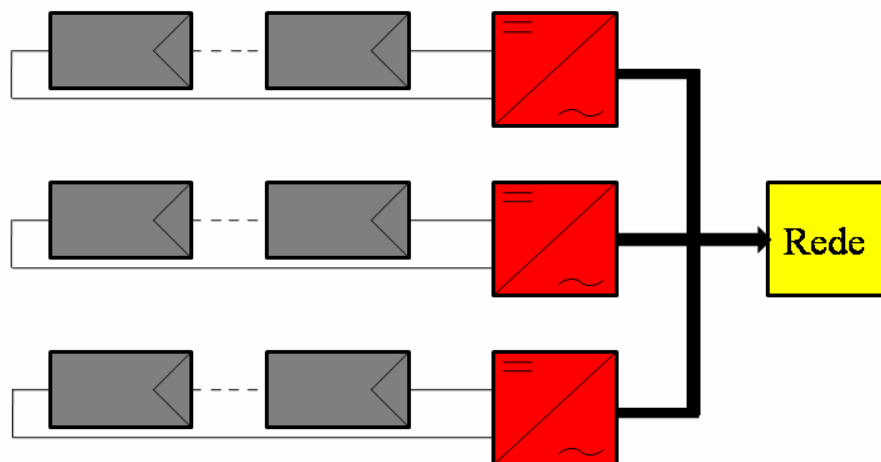


Figura 2.2 – Configuração de um SFCR com inversores *string*.

Essa configuração reduz acoplamentos defeituosos, diminui as perdas ocasionadas por sombreamento e evita as perdas nos diodos de bloqueio. Essas vantagens implicam em aumento da eficiência energética e da confiabilidade do sistema. A desvantagem é o aumento dos custos, uma vez que é necessário um maior número de inversores de menor potência.

2.5 Inversor *Multi-string*

Os inversores *multi-string* são indicados para sistemas que têm vários painéis ou arranjos com diferentes orientações e, conseqüentemente, submetidos a diferentes condições de irradiância e temperatura. Cada painel ou arranjo está ligado a um conversor CC/CC que tem a finalidade de polarizar o painel ou arranjo em seu ponto de máxima potência. Um inversor central capaz de suportar cargas assimétricas é responsável por fazer a conversão da corrente contínua em corrente alternada. A Figura 2.3 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor *multi-string*.

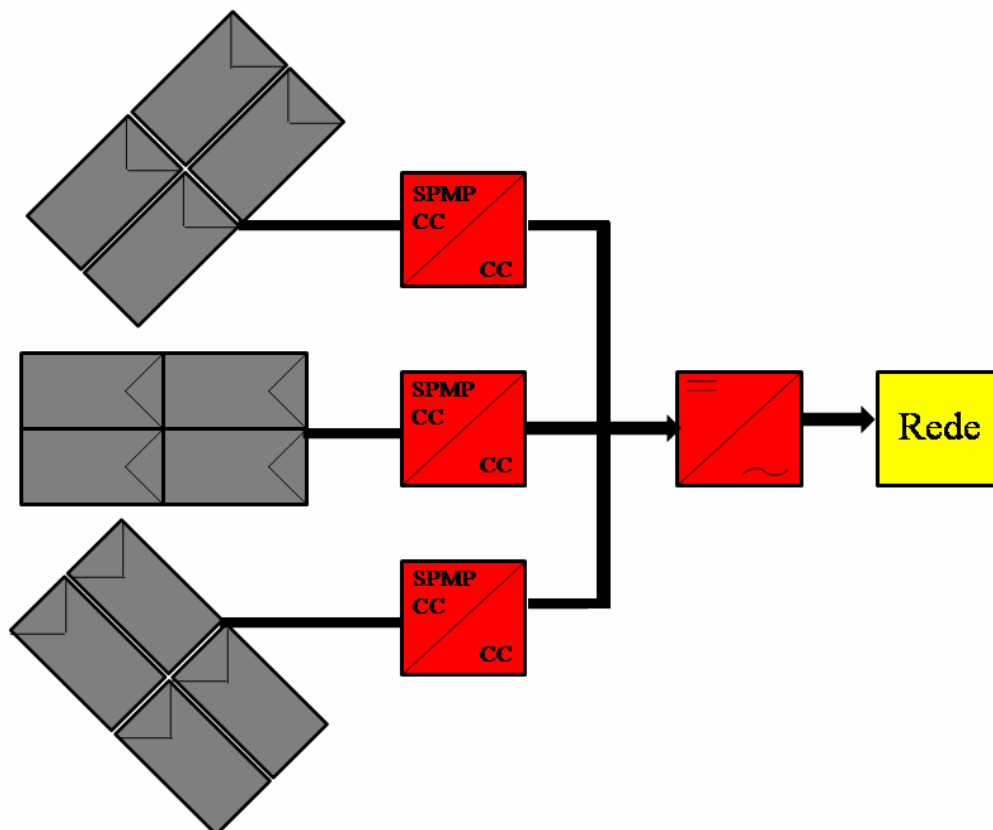


Figura 2.3 – Configuração de um SFCR com inversor *multi-string*.

2.6 Inversor com módulo integrado ou módulo CA

Os inversores com módulos integrados apresentam um único módulo conectado à sua entrada. Esta configuração não produz nenhum tipo de perda por associação de módulos e foi empregada em sistemas de baixas potências nos anos 90. Entretanto, a eficiência de conversão destes inversores era menor, os custos de instalação eram elevados e a confiabilidade e vida útil eram menores em comparação aos inversores de maiores potências. Além disso, quando a potência das instalações fotovoltaicas tornou-se cada vez maior, estes inversores praticamente desapareceram do mercado. Uma nova geração de microinversores que apresenta maiores eficiências, confiabilidade e vida útil ressurge no mercado, entretanto ainda é prematuro afirmar que esta nova geração conquistará uma parcela importante do mercado [Photon, 2009/10]. A Figura 2.4 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor com módulo integrado.

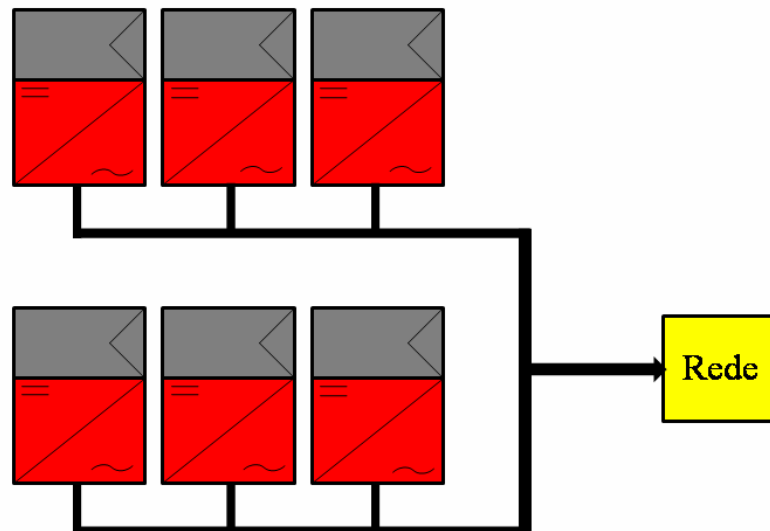


Figura 2.4 – Configuração de um SFCR com inversor integrado ao módulo.

2.7 Inversores Monofásicos e Trifásicos

Historicamente, os sistemas fotovoltaicos, isolados da rede ou conectados à rede, de pequenas potências utilizam inversores monofásicos. Entretanto, em aplicações conectadas à rede, os inversores monofásicos, por injetarem corrente em uma única fase da rede, produzem desequilíbrio entre as fases. Por motivo de estabilidade é possível conectar uma potência

máxima de 4,6 kW, com 10 % de tolerância, em uma fase para evitar uma maior assimetria entre as fases da rede elétrica [Photon, 2010/3]. Para potências maiores que 5 kW são necessários vários inversores monofásicos para garantir uma distribuição simétrica entre as três fases da rede [Photon, 2010/3]. Para plantas fotovoltaicas de potências superiores a 5 kW é conveniente a utilização de inversores trifásicos, uma vez que o número de inversores da instalação, e conseqüentemente os custos podem ser reduzidos. A utilização de inversores monofásicos ou bifásicos no sistema trifásico é simples, mas requer cuidados especiais quanto ao balanceamento entre as fases. Alguns fabricantes de inversores defendem que a utilização de várias combinações arranjo-inversor descentralizadas para a conexão à rede é mais simples que combinar um único arranjo de módulos fotovoltaicos conectado a um inversor central.

2.8 Inversores com ou sem Transformador

Os inversores utilizados em SFCR apresentam diferentes circuitos de conversão de energia e opções de transformadores, sendo que comercialmente existem inversores com transformador de alta ou baixa frequência e inversores sem transformador. Cada topologia possui características próprias, implicando em vantagens e desvantagens umas em relação às outras [Urbanetz, 2010; González et al., 2007; Kjaer et al., 2005]. Por medida de segurança, os primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede eram projetados para trabalharem em baixas tensões e, portanto transformadores na saída de inversores eram necessários. No entanto, os transformadores além de pesados e caros, sempre foram um obstáculo para os fabricantes conseguirem aumentar a eficiência de seus equipamentos. Atualmente as plantas fotovoltaicas trabalham com tensões maiores e os inversores sem transformadores conquistaram espaço no mercado, apresentando eficiências maiores que os inversores com transformador. Desde 2007 o laboratório da Photon realiza regularmente ensaios elétricos de inversores de diferentes fabricantes e modelos e as maiores eficiências foram obtidas por inversores que trabalham sem transformador [Photon, 2010/3]. A utilização de inversores sem transformador depende da regulamentação vigente no país onde se projeta instalar a planta fotovoltaica. Esta regulamentação pode exigir que haja separação galvânica entre o lado de corrente contínua e alternada. Além disso, determinados módulos cristalinos, como os módulos de alto rendimento, necessitam de uma ligação à terra do gerador fotovoltaico com elevada resistência e sem separação galvânica se produziria um curto circuito. Em módulos de filmes finos em muitos casos são necessários inversores com transformador, uma vez que, sem separação galvânica surge um potencial capaz de provocar nestes módulos uma corrosão

elétrica, danificando suas células [Photon, 2010/3]. Os fabricantes já estão buscando soluções para adequar os inversores sem transformador a estes módulos (ver apêndice B).

2.9 Eficiência de Conversão de Corrente Contínua em Corrente Alternada

A eficiência de conversão CC/CA do inversor (Eq. 2.1) é definida [IEC 61683] como a razão entre a energia elétrica na saída do inversor (entregue à rede elétrica) e a energia na entrada do inversor (convertida no arranjo fotovoltaico).

$$\eta_{inv} = \frac{E_{CA}}{E_{CC}} = \frac{\int P_{CA} \cdot dt}{\int P_{CC} \cdot dt} = \frac{\int P_{CA} \cdot dt}{\int P_{CA} \cdot dt + \int P_P \cdot dt} \quad (2.1)$$

onde:

E_{CA} é a energia elétrica em corrente alternada entregue à rede.

E_{CC} é a energia elétrica em corrente contínua na entrada do inversor.

P_{CA} é a potência elétrica entregue à rede.

P_{CC} é a potência elétrica na entrada do inversor.

Os catálogos de inversores produzidos na Europa para conexão à rede comumente apresentam a eficiência máxima e a eficiência europeia que é definida a partir de uma ponderação da eficiência do inversor para diferentes potências (Eq. 2.2). De maneira similar o programa de energia solar da Comissão Californiana de Energia (*California Energy Commission*) também tem definida uma eficiência ponderada denominada de eficiência californiana (Eq. 2.3), mas com diferentes ponderações.

$$\eta_{EU} = (0,03 \cdot \eta_{5\%}) + (0,06 \cdot \eta_{10\%}) + (0,13 \cdot \eta_{20\%}) + (0,1 \cdot \eta_{30\%}) + (0,48 \cdot \eta_{50\%}) + (0,2 \cdot \eta_{100\%}) \quad (2.2)$$

$$\eta_{CA} = (0,04 \cdot \eta_{10\%}) + (0,05 \cdot \eta_{20\%}) + (0,12 \cdot \eta_{30\%}) + (0,21 \cdot \eta_{50\%}) + (0,53 \cdot \eta_{75\%}) + (0,05 \cdot \eta_{100\%}) \quad (2.3)$$

onde:

$\eta_{5\%}$, $\eta_{10\%}$, $\eta_{20\%}$, $\eta_{30\%}$, $\eta_{50\%}$, $\eta_{75\%}$ e $\eta_{100\%}$ são os valores de eficiência de conversão, respectivamente a 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 50 %, 75 % e 100 % da potência nominal do inversor.

A eficiência de conversão CC/CA é dependente principalmente da potência relativa do inversor, ou seja, da potência que está operando o inversor em um dado instante em relação à sua potência nominal. A tensão CC de entrada também afeta sua eficiência CC/CA, embora essa seja uma dependência muitas vezes desconsiderada nos modelos matemáticos mais simples que representam o comportamento elétrico do inversor. A eficiência CC/CA também poderia ter uma dependência com a temperatura, embora seja recomendável desconsiderar essa dependência para não aumentar a complexidade do modelo matemático. Testes de laboratórios realizados nos laboratórios da Sandia (*Sandia National Laboratories*) mostram que a eficiência CC/CA não tem dependência considerável com a temperatura [King et al., 2007]. Os modelos matemáticos de inversores, geralmente, determinam a eficiência de conversão CC/CA utilizando parâmetros associados às diferentes perdas elétricas e térmicas que decorrem do processo de conversão. O modelo de Keating, 1991, propõe que a eficiência seja obtida a partir da interpolação de dados experimentais. A eficiência, para uma dada potência, é determinada (Eq. 2.4) por interpolação linear dentro de um determinado intervalo de potência, onde é conhecida a eficiência do inversor, para o limite inferior e o limite superior de potência.

$$\eta_{inv} = \eta_{inf} + \frac{(P_{CA} - P_{inf}) \cdot (\eta_{sup} - \eta_{inf})}{(P_{sup} - P_{inf})} \quad (2.4)$$

onde:

P_{inf} é a potência no limite inferior do intervalo.

P_{sup} é a potência no limite superior do intervalo.

η_{inf} é a eficiência do inversor na potência no limite inferior do intervalo.

η_{sup} é a eficiência do inversor na potência no limite superior do intervalo.

Chivelet et al., 1994, propõem um modelo para a eficiência (Eq. 2.5) baseado em circuito equivalente que consiste em um inversor ideal, uma resistência série que representa as quedas ôhmicas e uma resistência paralela que representaria o autoconsumo do inversor.

$$\eta_{inv} = \frac{2 \cdot R_S \cdot P_{CA}}{V_{CC}^2} \cdot \frac{1}{1 - \sqrt{1 - 4 \cdot \frac{R_S}{V_{CC}^2} \cdot \left(P_{CA} + \frac{V_{CA}^2}{R_P} \right)}} \quad (2.5)$$

onde:

V_{CC} é a tensão na entrada do inversor.

V_{CA} é a tensão na saída do inversor.

R_S é a resistência série que representa as perdas ôhmicas.

R_P é a resistência paralela que representa as perdas devido ao autoconsumo.

O modelo pode ser estendido também para cargas reativas (Eq. 2.6) considerando a potência aparente e incluindo um fator a que tem um valor próximo da unidade exceto para fatores de potência muito baixos e também representa perdas adicionais devidas a elevadas correntes reativas internas.

$$\eta_{inv} = \frac{2 \cdot R_S \cdot S}{V_{CC}^2} \cdot \frac{a}{1 - \sqrt{1 - 4 \cdot \frac{R_S}{V_{CC}^2} \cdot \left(P_{CA} + \frac{V_{CA}^2}{R_P} \right)}} \quad (2.6)$$

Jantsch et. al., 1992, desenvolveram um modelo matemático simples aplicável a todos os inversores comerciais. A energia perdida de conversão de corrente contínua em corrente alternada é representada por um polinômio de segundo grau onde coeficientes estão associados às diferentes origens de perdas elétricas dos inversores. O modelo matemático apresentado para descrever a curva de eficiência de conversão de inversores é dado pela Eq. (2.7) e necessita de três coeficientes que devem ser obtidos experimentalmente.

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{CA}}{P_{NOM}}}{\frac{P_{CA}}{P_{NOM}} + \left(K_0 + K_1 \frac{P_{CA}}{P_{NOM}} + K_2 \left(\frac{P_{CA}}{P_{NOM}} \right)^2 \right)} \quad (2.7)$$

onde:

K_0 , K_1 e K_2 são parâmetros do modelo matemático.

P_{NOM} é a potência nominal do inversor.

P_{CA} é a potência na saída do inversor.

A Figura 2.5, a Figura 2.6 e a Figura 2.7 apresentam a influência dos coeficientes K_0 , K_1 e K_2 sob a curva de eficiência CC/CA do inversor. Os coeficientes afetam a curva de eficiência em diferentes potências relativas, sendo que a influência de K_0 , K_1 e K_2 ocorrem respectivamente em potências relativas menores que 20 %, entre 20 e 60 % e maiores que 60 %.

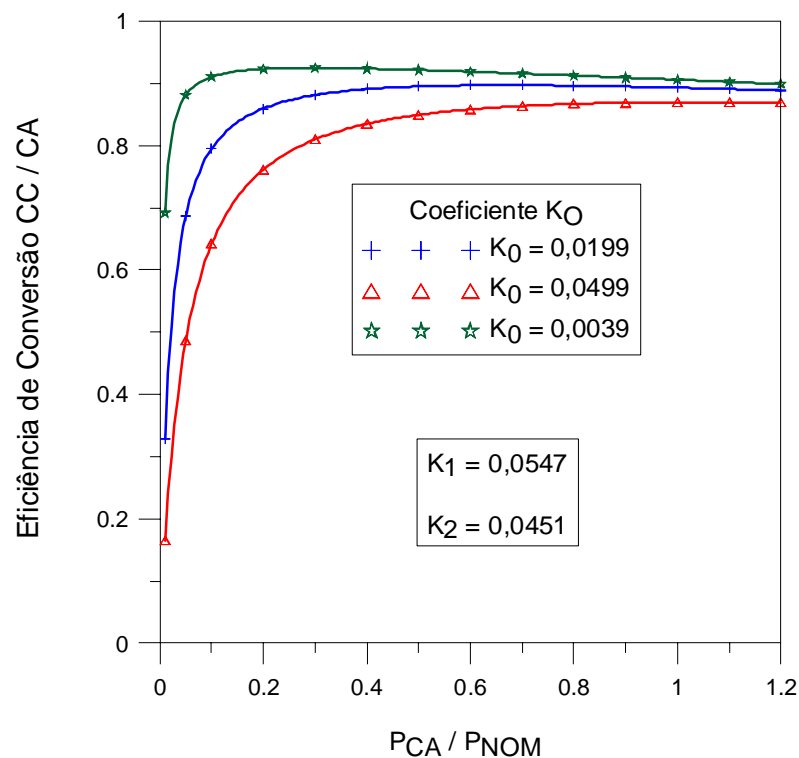


Figura 2.5 – Influência do coeficiente K_0 sob a curva de eficiência do inversor.

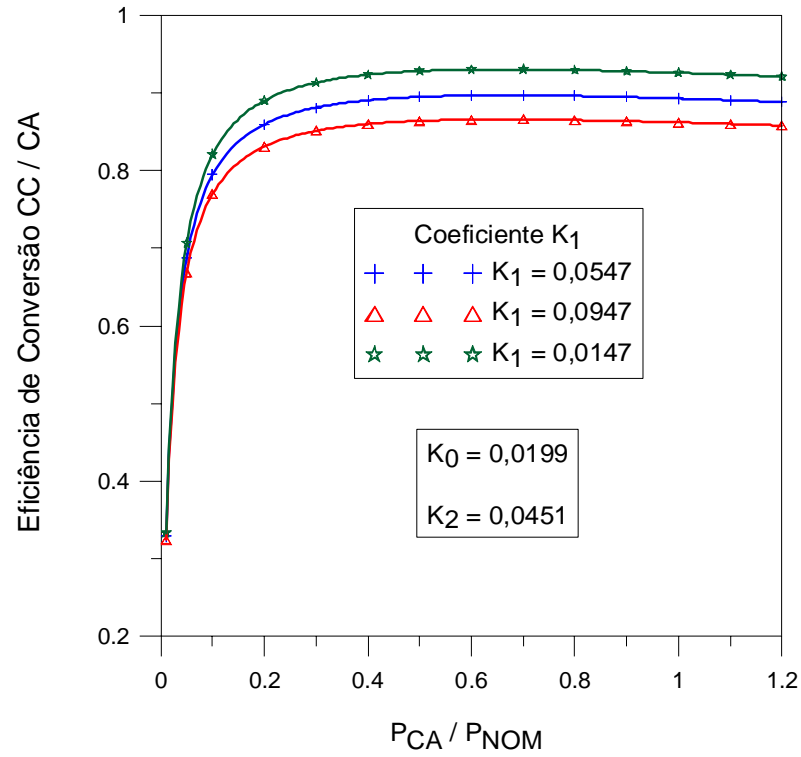


Figura 2.6 – Influência do coeficiente K_1 sob a curva de eficiência do inversor.

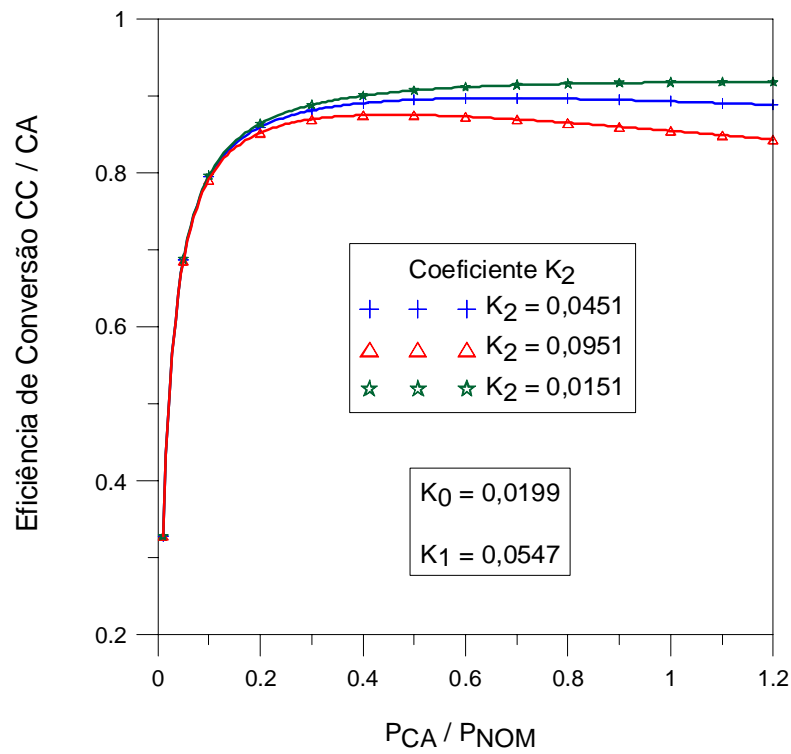


Figura 2.7 – Influência do coeficiente K_2 sob a curva de eficiência do inversor.

King et al., 2007, desenvolveram empiricamente um modelo matemático para descrever o desempenho de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. O modelo matemático desenvolvido também necessita a determinação de coeficientes de desempenho experimentais. O objetivo do protocolo de testes da Comissão Californiana de Energia (CEC) é desenvolver um modelo matemático que permita avaliar o desempenho de inversores em função da potência relativa e da tensão CC de entrada do inversor, que são os dois fatores de maior impacto na eficiência CC/CA do inversor. Para o desenvolvimento do modelo matemático foram ensaiados diferentes inversores. A Figura 2.8 apresenta a curva de eficiência do inversor *Solectria PVI2500* medida nos Laboratórios da Sandia. A curva foi medida durante um período de 13 dias que alternou dias de céu limpo, dias de céu parcialmente nublados e dias nublados. A Figura 2.9 apresenta medidas de potência CA em função da potência CC em três diferentes tensões CC de entrada e a definição dos parâmetros do modelo matemático que descreve a curva de eficiência do inversor.

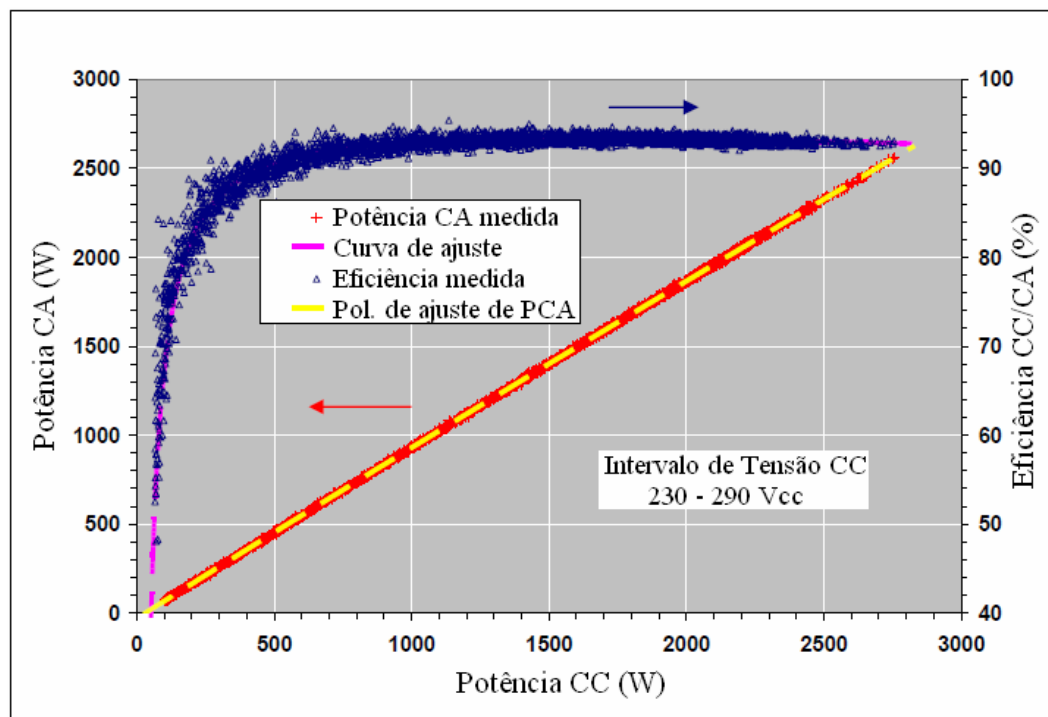


Figura 2.8 – Curva de eficiência do inversor *Solectria PVI2500*

(Adaptado de King et al., 2007).

King et al., 2007, destacam a aparente linearidade entre as medidas de potência CC e as medidas de potência CA. Entretanto a potência consumida pelo inversor (autoconsumo) e

características elétricas do circuito elétrico do inversor a diferentes níveis de potência e tensão CC de entrada implicam em degraus não lineares nesta relação.

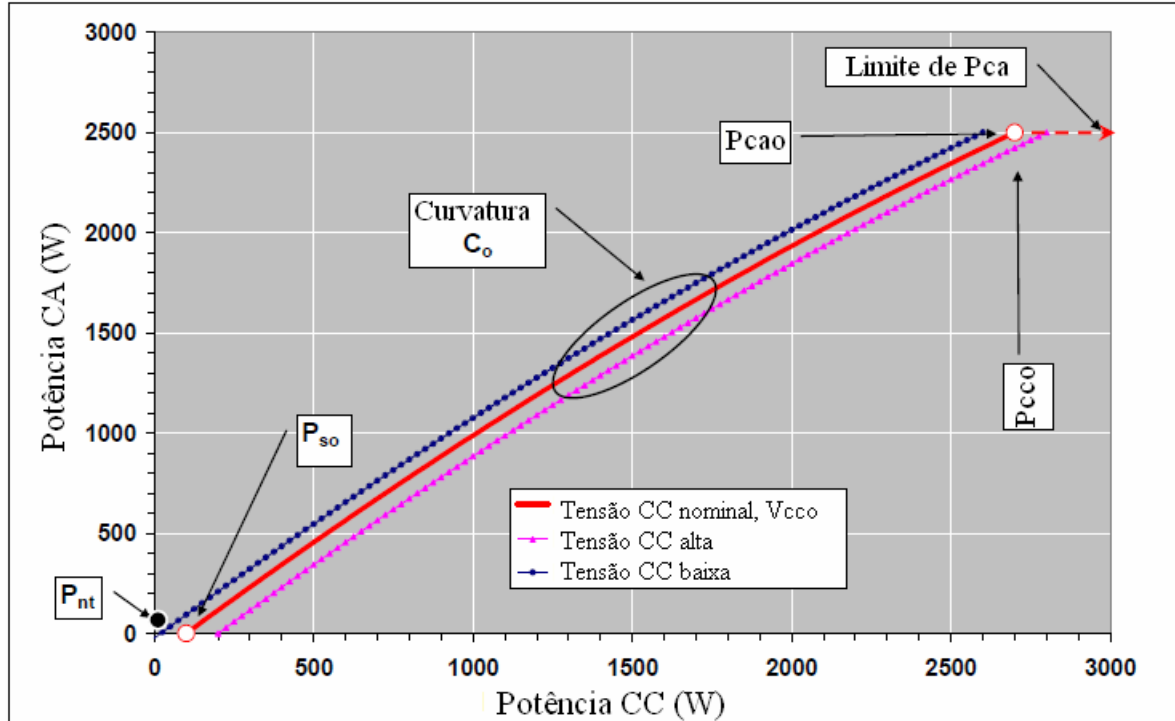


Figura 2.9 – Relação entre a potência CA e a potência CC do inversor.

A Partir da relação entre P_{CC} e P_{CA} são determinados os parâmetros do modelo. Portanto, o modelo matemático de King et. al. (2007) propõe que a potência de corrente alternada seja determinada pela Eq. (2.8).

$$P_{CA} = \left(\frac{P_{CAO}}{(A-B)} - C \cdot (A-B) \right) \cdot (P_{CC} - B) + C \cdot (P_{CC} - B)^2 \quad (2.8)$$

onde:

P_{CA} é a potência de saída do inversor.

P_{CAO} é a potência máxima de saída do inversor.

P_{CC} é a potência de entrada do inversor.

Os parâmetros A, B e C da Eq. (2.8) são descritos respectivamente pela Eq. (2.9), Eq. (2.10) e Eq. (2.11).

$$A = P_{CCO} \cdot (1 + C_1 \cdot (V_{CC} - V_{CCO})) \quad (2.9)$$

$$B = P_{SO} \cdot (1 + C_2 \cdot (V_{CC} - V_{CCO})) \quad (2.10)$$

$$C = C_0 \cdot (1 + C_3 \cdot (V_{CC} - V_{CCO})) \quad (2.11)$$

onde:

V_{CC} é a tensão em corrente contínua de saída do gerador fotovoltaico.

V_{CCO} é tensão nominal.

P_{SO} é a potência em que o inversor entra em funcionamento.

C_0 é o coeficiente angular da relação entre a potência CA e a potência CC.

C_1 , C_2 e C_3 são coeficientes determinados empiricamente.

2.10 Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência

Para maximizar a conversão da energia solar em energia elétrica é imprescindível que o inversor tenha um eficiente algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico. A importância do tema é comprovada pelo amplo número de trabalhos científicos publicados [García et al., 2008; Sanchis et al., 2007; De Cesare et al., 2006; Duru, 2006; Enrique et al., 2007, Salas et al., 2005, Huang et al., 2006; Noguchi e Matsumoto, 2007; Tokushima et. al., 2006; Kawamura et al., 1997].

A eficiência do seguidor do ponto de máxima potência η_{SPMP} é definida [IEC 50530; Alonso-Abella e Chenlo, 2004] como a razão entre a energia elétrica na entrada do inversor e a energia que o inversor deveria converter se o mesmo operasse idealmente no ponto de máxima potência Eq. (2.12).

$$\eta_{SPMP} = \frac{E_{CC}}{E_{PMP}} = \frac{\int P_{CC} \cdot dt}{\int P_{PMP} \cdot dt} \quad (2.12)$$

onde:

η_{SPMP} é a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência do inversor.

E_{CC} é a energia elétrica obtida no arranjo com o SPMP real.

E_{PMP} é a energia elétrica obtida no arranjo se o SPMP fosse ideal.

Devido ao desenvolvimento de algoritmos de SPMP mais sofisticados e eficientes, atualmente a eficiência do SPMP dos inversores é próxima de 100 %, de acordo com os fabricantes. A dificuldade da determinação dessa eficiência a partir de ensaios experimentais está condicionada à precisão da medida do ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico.

Existem diversas metodologias que propõem a determinação dessa potência. Os métodos analíticos fundamentam-se em modelos matemáticos enquanto modelos empíricos utilizam dados obtidos em ensaios específicos. Caamaño-Martin, 1998, e Gergaud et. al., 2002, apresentaram uma determinação analítica através da Eq. (2.13).

$$P_{PMP} = P_{FV}^0 \cdot \frac{G_{t,\beta}}{G_{ref}} \cdot \left(1 - \gamma_{PMP} (T_{MC} - T_{MC,ref}) \right) \quad (2.13)$$

onde:

P_{PMP} é a potência no ponto de máxima potência.

P_{FV} é a potência do arranjo na condição padrão.

$G_{t,\beta}$ é a irradiância na condição de medida.

T_{MC} é a temperatura do módulo na condição de medida.

G_{ref} é a irradiância de referência (1000 W/m²).

$T_{MC,ref}$ é a temperatura de referência do módulo (25°C).

γ_{PMP} é o coeficiente de variação do ponto de máxima potência com a temperatura.

A partir de uma base anual de dados do sistema fotovoltaico da UFRGS, Dias, 2006, obteve duas correlações matemáticas para determinar a temperatura média de célula

(Eq. 2.14) e o ponto de máxima potência (Eq. 2.15), mas que são válidas apenas para aquela instalação.

$$T_{MC} = (0,0332 - (0,0002 \cdot T_{AMB})) \cdot G + (0,908 \cdot T_{AMB}) + 2,1 \quad (2.14)$$

onde:

T_{MC} é a temperatura média de célula.

T_{AMB} é a temperatura ambiente.

G é a irradiância incidente.

$$P_{PMP} = \frac{N_{MOD}}{4} \cdot (P_1 + P_2) \quad (2.15a)$$

$$P_1 = \left(\left(\frac{1}{8} \right) \cdot \left((1,79 - (6,9 \times 10^{-3} \cdot T_{MC})) \cdot G + (0,62 \cdot T_{MC}) - 50 \right) \right) \quad (2.15b)$$

$$P_2 = \left(\left(\frac{1}{7} \right) \cdot \left((1,61 - (6,2 \times 10^{-3} \cdot T_{MC})) \cdot G + (0,14 \cdot T_{MC}) - 60 \right) \right) \quad (2.15c)$$

onde:

P_{PMP} é a potência do ponto de máxima potência.

N_{MOD} é o número de módulos do arranjo fotovoltaico.

2.11 Métodos de Controle para o Seguimento do Ponto de Máxima Potência

Os algoritmos de SPMP são classificados em duas categorias básicas: métodos diretos e métodos indiretos. Em Hohm e Ropp, 2003, e Salas et. al., 2006, são apresentadas revisões dos algoritmos de controle de SPMP para sistemas fotovoltaicos. Os métodos de controle indiretos utilizam funções matemáticas obtidas experimentalmente que estimam o ponto de máxima potência ou extensos arquivos de dados que são comparados com dados medidos. Os métodos diretos incluem aqueles que utilizam medidas reais do arranjo como referência para buscar o ponto de máxima potência.

2.11.1 Método da Tensão de Circuito Aberto do Arranjo Fotovoltaico

Este algoritmo utiliza uma relação de proporcionalidade (K_1) entre a tensão do ponto de máxima potência (V_{PMP}) e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) do arranjo. O Valor de K_1 é obtido a partir da observação de curvas I-V para diferentes condições de temperatura e irradiância. Na literatura encontra-se um valor típico entre 0,73 e 0,8 [Salas et al., 2006]. A tensão de circuito aberto do arranjo é medida interrompendo a operação do sistema, com alguma frequência, e armazenando o valor medido. A tensão do ponto de máxima potência é calculada utilizando a constante proporcional e a tensão de operação é ajustada. O processo é repetido periodicamente. A Figura 2.10 apresenta o algoritmo utilizado pelo SPMP no método descrito.

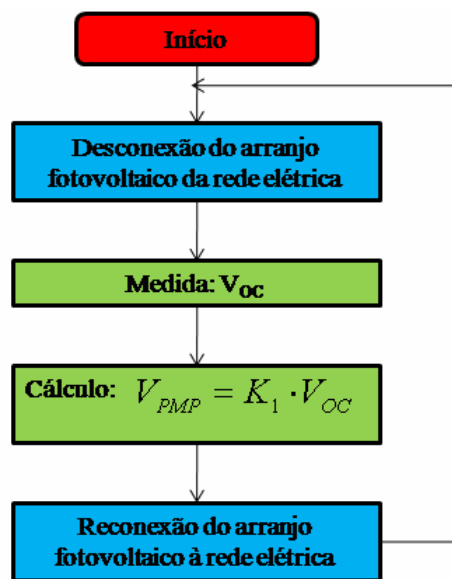


Figura 2.10 – Algoritmo do SPMP do método da tensão de circuito aberto do arranjo.

2.11.2 Método da Corrente de Curto-Circuito do Arranjo Fotovoltaico

Esse método é similar ao anteriormente descrito. Neste caso, o método está baseado no fato empírico de uma dependência linear entre a corrente do ponto de máxima potência e a corrente de curto-circuito. A corrente de curto-circuito do arranjo é medida interrompendo a operação do sistema, com alguma frequência, e armazenando o valor medido. A corrente do ponto de máxima potência é calculada utilizando a constante proporcional e a corrente de

operação é ajustada. O processo é repetido periodicamente. A Figura 2.11 apresenta o algoritmo utilizado pelo SPMP no método descrito. Para este caso, a constante de proporcionalidade é estimada em 0,85 [Salas et al., 2006].

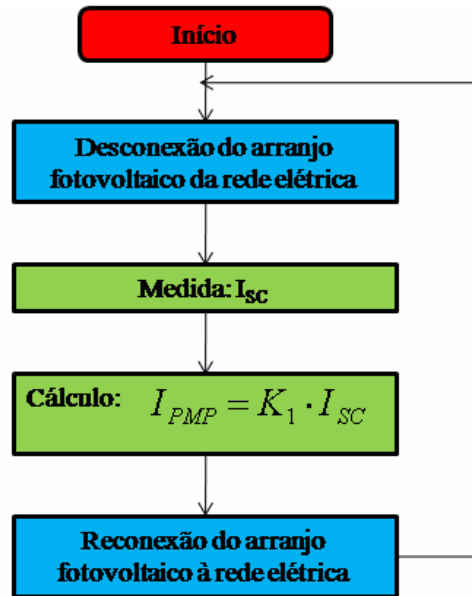


Figura 2.11 – Algoritmo do SPMP do método da corrente de curto-circuito do arranjo.

2.11.3 Método da Tensão de Circuito Aberto de uma Célula Teste

Para evitar os inconvenientes relacionados à interrupção freqüente do sistema foi proposta, como uma alternativa, a utilização de uma célula teste de mesmas características e tecnologia que as células que compõem os módulos fotovoltaicos do arranjo. Assim, a tensão de circuito aberto ou a corrente de curto-circuito é medida em uma única célula independente do arranjo fotovoltaico.

2.11.4 Método de Perturbação e Observação (P&O)

Esse algoritmo é amplamente utilizado devido sua estrutura simples sendo que poucas variáveis necessitam serem medidas. O algoritmo opera perturbando periodicamente (incrementando ou decrementando) a tensão de operação do arranjo fotovoltaico por meio do ciclo de trabalho do inversor e comparando a potência de saída do sistema com a potência do mesmo na perturbação anterior. Se a potência atual medida é maior que a potência no ciclo

anterior, a perturbação continuará no mesmo sentido no próximo ciclo, caso contrário, a perturbação será invertida no próximo ciclo. Isto significa que a tensão de operação do arranjo é perturbada em cada ciclo do seguidor do ponto de máxima potência. No entanto, uma vez alcançado o ponto de máxima potência, o algoritmo (P&O) oscilará em torno deste ponto implicando em uma perda de potência do sistema, especialmente em casos onde as condições atmosféricas alteram-se rapidamente como resultado, por exemplo, do movimento de nuvens ou sombreamentos. O algoritmo pode desviar-se do PMP equivocadamente devido ao fato de que o mesmo não é capaz de distinguir variações na potência de saída do sistema fotovoltaico causadas pelo ciclo de trabalho daquelas causadas pela variação da irradiância [Hussein et al., 1995]. Segundo descrito por Femia et al., 2004, demonstra-se que os efeitos negativos associados com a utilização deste algoritmo podem ser significativamente reduzidos se a magnitude das perturbações do ciclo de trabalho e o intervalo de tempo dos ciclos são modificados segundo o comportamento dinâmico do inversor empregado. A Figura 2.12 apresenta o algoritmo utilizado pelo SPMP no método descrito.

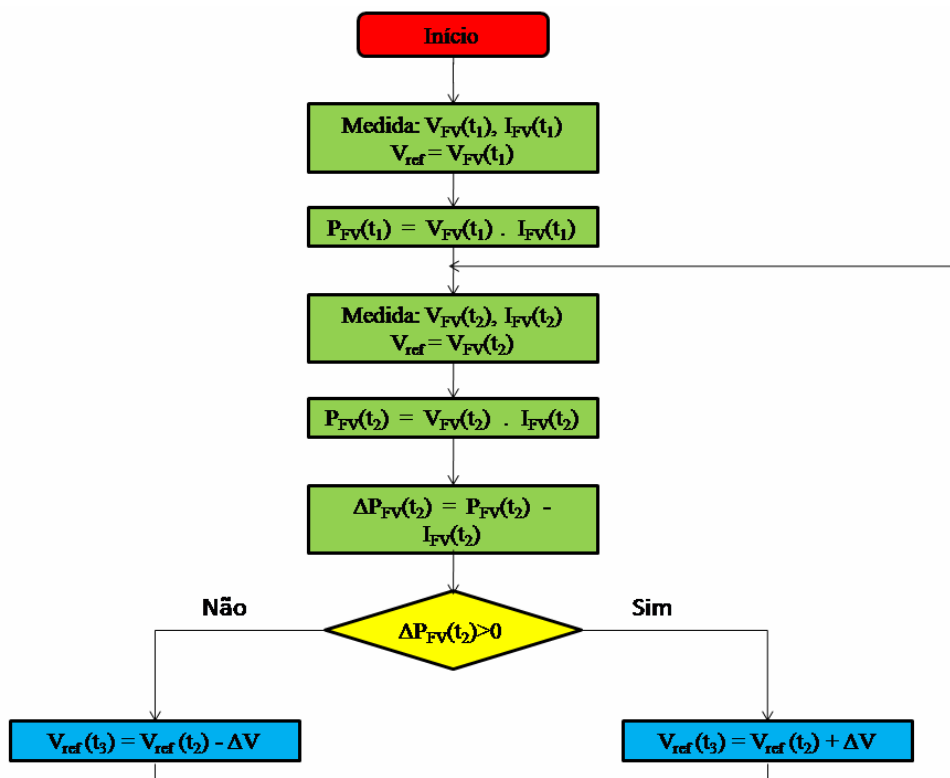


Figura 2.12 – Algoritmo do SPMP do método de perturbação e observação.

2.11.5 Método de Incremento da Condutância (CondInc)

Com o propósito de solucionar os problemas descritos no algoritmo anterior, Hussein et al., 1995 propuseram o algoritmo de incremento da condutância (CondInc). O método está baseado no fato de que no PMP, a derivada da potência de saída do sistema em relação à tensão é zero. Dessa maneira, a tensão do sistema pode ser regulada medindo o incremento da condutância (dI/dV) e a condutância (I/V). A Figura 2.13 apresenta o diagrama representativo do algoritmo utilizado pelo SPMP no método descrito.

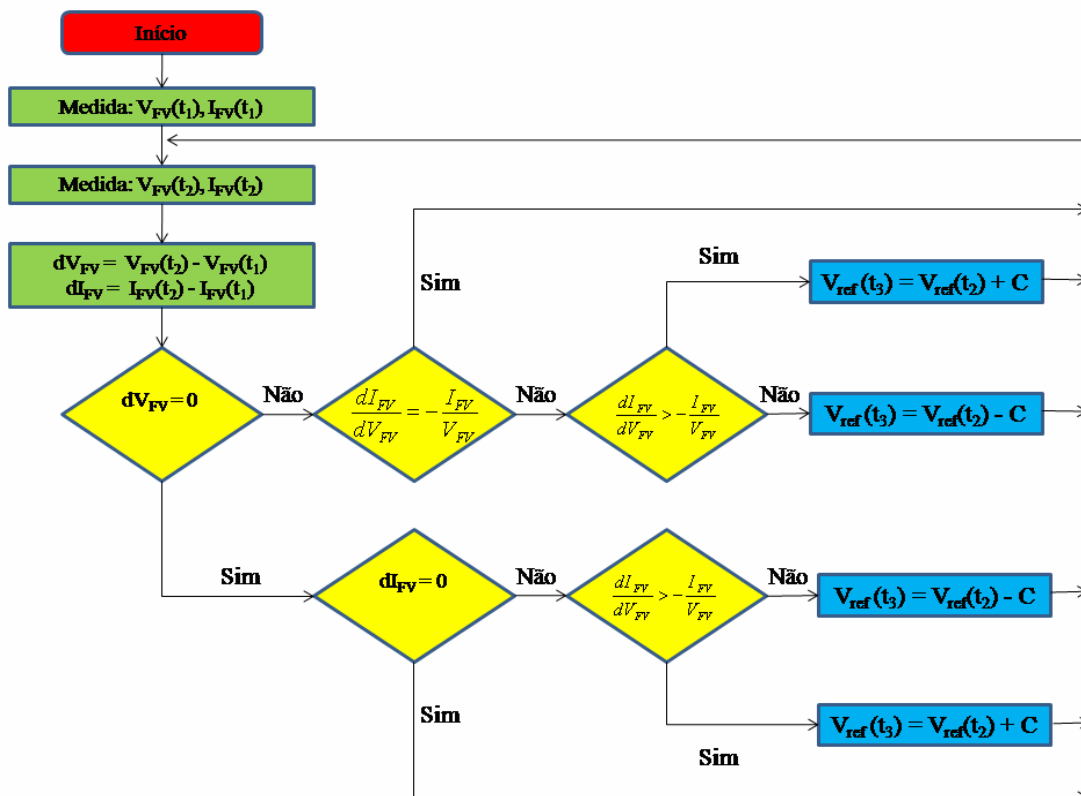


Figura 2.13 – Algoritmo do SPMP do método de incremento da condutância.

2.11.6 Método da Condutância Parasita (CP)

O método da condutância parasita é um refinamento do método de incremento da condutância que considera a capacitância parasita das células dos módulos que compõem o arranjo fotovoltaico. O método utiliza o *switching ripple* do SPMP para perturbar o arranjo. Para determinar a capacitância parasita o *ripple* médio na potência e tensão do arranjo são medidos, utilizando uma série de filtros e multiplicadores e então usados para calcular a

condutância do arranjo. O algoritmo de incremento da condutância é usado então para determinar o sentido em que o ponto de operação deve deslocar-se.

2.11.7 Outros Métodos

Diversos autores, nos últimos anos, têm proposto novos algoritmos de controle de SPMP que combinam dois ou mais dos algoritmos apresentados anteriormente ou são derivações dos mesmos com alguma modificação. Yu et al., 2004 apresentaram um algoritmo de controle modificado que combina o controle por tensão constante e o método de incremento da condutância. Kobayashi et. al., 2006; Kim, 2007, apresentaram diferentes estudos e análises de algoritmos de seguidor do ponto de máxima potência de inversores. Além disso, métodos de controle para o seguimento do ponto de máxima potência do arranjo que utilizam redes neurais, lógica difusa ou algoritmos genéticos têm sido propostos. Esses controladores não necessitam modelos matemáticos exatos e podem trabalhar com entradas imprecisas, embora também sigam medindo duas variáveis: corrente e tensão (Salas et al., 2006).

2.12 Fator de Potência e Distorção Harmônica Total

Em circuitos de corrente alternada puramente resistivos, as formas de onda de tensão e corrente encontram-se em fase. No entanto, na presença de cargas reativas como capacitores e indutores, o armazenamento de energia nessas cargas resulta em uma diferença de fase entre as formas de onda de tensão e corrente. Essa defasagem implica que a potência ativa (potência que produz trabalho) é menor que a potência aparente (produto entre a tensão e corrente).

Em circuitos de potência que contém apenas cargas lineares, o fator de potência depende somente da diferença de fase entre a tensão e a corrente, sendo conhecido como fator de potência de deslocamento. Em sistemas com cargas não-lineares há o aparecimento de distorções na forma de onda da tensão e corrente causadas por harmônicos. A diferença entre as potências ativa e aparente é denominada de potência reativa (potência que não produz trabalho útil). O fator de potência (FP) de um sistema elétrico é definido como a razão entre a potência ativa (P) e a potência aparente (S) Eq. (2.16).

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\frac{1}{T} \int V_i(t) \cdot I_i(t) \cdot dt}{V_{RMS} \cdot I_{RMS}} \quad (2.16)$$

onde:

FP é o fator de potência.

P é a potência ativa ou real.

S é a potência aparente.

V_i é a tensão elétrica em um instante t.

I_i é a corrente elétrica em um instante t.

V_{RMS} é a tensão elétrica média quadrática.

I_{RMS} é a corrente elétrica média quadrática.

T é o tempo de integração.

Quando a tensão e a corrente não forem senoidais, o fator de potência deve ser calculado pela Eq. (2.16). Em um caso genérico, tanto as componentes fundamentais quanto as harmônicas podem produzir potência. O fator de potência é afetado pela diferença de fase entre a onda de tensão e a onda de corrente e pelo conteúdo de harmônicos causados por cargas não-lineares.

A distorção harmônica total na corrente (THD_i) é definida como o quociente entre o valor eficaz das componentes harmônicas na corrente e o valor eficaz da componente fundamental da corrente como mostra a Eq. (2.17).

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \quad (2.17)$$

onde:

THD_i é a distorção harmônica total na corrente.

I_n é a componente da corrente da n-ésima harmônica.

I_1 é a componente fundamental da corrente.

De maneira similar, a distorção harmônica total na tensão (THD_V) é definida como o quociente entre o valor eficaz das componentes harmônicas na tensão e o valor eficaz da componente fundamental da tensão como apresenta a Eq. (2.18).

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (2.18)$$

onde:

THD_V é a distorção harmônica total na tensão.

V_n é a componente da tensão da n-ésima harmônica.

V_1 é a componente fundamental da tensão.

O fator de potência e a distorção harmônica são temas de diversos trabalhos científicos [Hassaine et. al., 2009; Chicco et. al., 2009]. Cardona e Carretero, 2005, apresentaram um modelo matemático para determinação da distorção harmônica na corrente de inversores para a conexão à rede. Este modelo é descrito na Eq. (2.19).

$$THD_i = A \cdot \left(\left(\frac{P_{CA}}{P_{NOM}} \right)^{-B} \right) \quad (2.19)$$

onde:

A e B são parâmetros de ajuste do modelo.

A eficiência européia e a eficiência californiana são médias ponderadas muito utilizadas para comparação entre diferentes inversores. As médias ponderadas atribuem diferentes pesos de acordo com a potência relativa do inversor. De maneira similar à eficiência européia e à eficiência californiana, esta Tese adotará médias ponderadas também para o fator de potência e a distorção harmônica na corrente. Então, definem-se o fator de potência europeu (Eq. 2.20), o fator de potência californiano (Eq. 2.21), a distorção harmônica na corrente européia (Eq. 2.22) e a distorção harmônica na corrente californiana (Eq. 2.23).

$$FP_{EU} = (0,03 \cdot F_{5\%}) + (0,06 \cdot F_{10\%}) + (0,13 \cdot F_{20\%}) + (0,1 \cdot F_{30\%}) + (0,48 \cdot F_{50\%}) + (0,2 \cdot F_{100\%}) \quad (2.20)$$

$$FP_{CA} = (0,04 \cdot F_{10\%}) + (0,05 \cdot F_{20\%}) + (0,12 \cdot F_{30\%}) + (0,21 \cdot F_{50\%}) + (0,53 \cdot F_{75\%}) + (0,05 \cdot F_{100\%}) \quad (2.21)$$

$$T_{EU} = (0,03 \cdot H_{5\%}) + (0,06 \cdot H_{10\%}) + (0,13 \cdot H_{20\%}) + (0,1 \cdot H_{30\%}) + (0,48 \cdot H_{50\%}) + (0,2 \cdot H_{100\%}) \quad (2.22)$$

$$T_{CA} = (0,04 \cdot H_{10\%}) + (0,05 \cdot H_{20\%}) + (0,12 \cdot H_{30\%}) + (0,21 \cdot H_{50\%}) + (0,53 \cdot H_{75\%}) + (0,05 \cdot H_{100\%}) \quad (2.23)$$

onde:

$F_{5\%}$, $F_{10\%}$, $F_{20\%}$, $F_{30\%}$, $F_{50\%}$, $F_{75\%}$ e $F_{100\%}$ são os valores do fator de potência, respectivamente a 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 50 %, 75 % e 100 % da potência nominal do inversor e $H_{5\%}$, $H_{10\%}$, $H_{20\%}$, $H_{30\%}$, $H_{50\%}$, $H_{75\%}$ e $H_{100\%}$ são os valores da distorção harmônica na corrente, respectivamente a 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 50 %, 75 % e 100 % da potência nominal do inversor.

2.13 Compatibilidade entre Arranjo e Inversor

A potência do inversor e a potência do arranjo fotovoltaico devem apresentar compatibilidade a fim de evitar o sobre dimensionamento ou sub dimensionamento do sistema que implicam em perdas energéticas. O dimensionamento da potência do inversor inferior à potência do arranjo fotovoltaico usualmente conduz a um melhor funcionamento do sistema, principalmente em climas com pouca irradiação, onde a duração dos valores de pico da radiação solar é curta, e dessa forma, o limite máximo do inversor é pouco utilizado [Decker et al., 1992; Kil e Weiden, 1994; Keller e Affolter, 1995; Schalkwijk et al., 1997]. A eficiência, fator de potência e os níveis de distorção harmônica de corrente do inversor variam de acordo com a carga e são tipicamente menos adequados quando operam abaixo de 50 % da potência nominal.

A diferença entre a potência nominal do arranjo fotovoltaico e a potência do mesmo em condição de operação que freqüentemente se distanciam da condição padrão (1000 W/m²,

25 °C e AM 1,5) torna-se argumento para o aumento da potência do arranjo fotovoltaico com relação a potencia do inversor [Caamaño-Martín, 1998]. A relação entre a potência do arranjo e a potência do inversor é denominada de Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). A otimização do FDI, para uma dada localidade, tem sido tema de diversos trabalhos. O Fator de Dimensionamento do Inversor é definido como a razão entre a potência nominal em corrente alternada do inversor e a potência do arranjo fotovoltaico na condição padrão, como mostra a Eq. (2.24).

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{STD}} \quad (2.24)$$

onde:

FDI é o fator de dimensionamento de inversor.

P_{NCA} é a potência nominal em corrente alternada do inversor.

P_{STD} é a potência do arranjo fotovoltaico na condição padrão.

A localização onde será instalado o sistema fotovoltaico conectado à rede determina o FDI mais adequado para a instalação. Para localidades do norte, centro e sul da Europa, têm-se proposto, respectivamente, os seguintes índices de FDI: (0,65-0,8), (0,75-0,9) e (0,85-1) [Caamaño-Martín, 1998]. Resultados experimentais para Portugal e Holanda indicam que o inversor pode ser sub dimensionado em, pelo menos 67 % e 65 % da potência nominal do arranjo fotovoltaico, respectivamente, sem qualquer perda de energia significativa [Kil e Weiden, 1994]. A otimização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil obtém-se com índices de FDI inferiores a 0,9 para a região sul e sudeste [Macêdo, 2006; Dias, 2006] e com índices de FDI entre 0,9 e 1 para regiões de baixas latitudes.

O fator de dimensionamento do inversor também é tema de estudo de muitos trabalhos científicos. Van der Borg e Burgers, 2003, Burger e Rüther, 2005, e Burger e Rüther, 2006, apresentam trabalhos sobre o dimensionamento de inversores. Velasco et. al., 2006, fazem considerações sobre o fator de dimensionamento de SFCR baseados em uma configuração de sistema com inversor central. Mondol et. al., 2007 apresentam um estudo do efeito de baixos níveis de irradiância e sobrecarga de inversor no desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Macêdo e Zilles, 2007, apresentam uma análise de resultados de sistemas

fotovoltaicos conectados à rede operando com diferentes fatores de dimensionamento de inversores.

2.14 Estado atual dos Inversores

Anualmente é publicado por *Photon Magazine* um estudo de mercado de módulos e inversores fotovoltaicos que apresenta as principais características elétricas, térmicas e mecânicas dos equipamentos disponíveis no mercado. O estudo de mercado de inversores 2009/2010 apresenta uma ampla oferta de inversores com mais de 800 modelos. Entre os modelos apresentados no estudo, aproximadamente 47 % são de inversores com potências de até 10 kW, 28 % e 18 % são, respectivamente, de inversores com potências entre 10 kW e 30 kW e entre 100 kW e 500 kW, enquanto que aproximadamente 7 % dos inversores apresentam potências superiores a 500 kW [Photon, 2010/3].

Atualmente a maioria dos inversores utilizados em plantas fotovoltaicas instaladas na União Européia são inversores de baixa potência PWM com alta frequência de comutação tanto para aplicações autônomas como para aplicações conectadas à rede [Cruz, 2009]. Estes inversores apresentam alto fator de potência e baixa distorção harmônica. Para sistemas de médias e altas potências estão sendo utilizados inversores PWM capazes de comutar a frequências de 1 kHz [Cruz, 2009]. Os inversores utilizados em aplicações conectadas à rede incorporam eficientes seguidores do ponto de máxima potência, detectores de operação em ilhamento, operam com eficiência de conversão acima de 94 % sincronizando-se com a rede de forma automática e apresentando baixo nível de harmônicos e fator de potência próximo da unidade. Em resumo, para altas potências os inversores mais utilizados são de baixa frequência de comutação, baseados em tiristores enquanto que para médias baixas potências os inversores mais utilizados são baseados em transistores admitindo frequências de comutação mais altas [Cruz, 2009]. Salas e Olías, 2009a, apresentam o estado da arte de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Quanto à segurança, é importante que os inversores desconectem-se da rede elétrica quando esta for desligada a fim de evitar acidentes. O fenômeno denominado ilhamento (formação de ilhas) pode oferecer riscos aos operadores da rede, uma vez que a mesma poderá permanecer energizada. Por esta razão, exige-se isolamento galvânico, obtido com o uso de transformadores na saída dos inversores. Os vários regulamentos dos países da União Européia não permitem que sejam conectados inversores à rede sem algum tipo de isolamento galvânico [Cruz, 2009]. Para prevenção de operação ilhada devem ser utilizados diferentes

métodos de monitoramento de parâmetros como: tensão, frequência e impedância da rede, harmônicos e variações de potência. Além disso, é importante considerar outras questões relativas à segurança como: isolamento e aterramento do sistema, instalação de pára-raios, fusíveis, disjuntores entre outros. Quando a concessionária local exigir o isolamento galvânico entre as partes CC e CA, haverá a necessidade de utilização de um transformador externo. Entretanto, se o SFCR utiliza inversores com transformador de isolamento interno, o transformador externo somente será necessário se a tensão CA da rede elétrica local for incompatível com a saída CA do inversor. Inúmeros trabalhos alertam para a necessidade de prevenção de operação ilhada e propõem algum tipo de método ou algoritmo para evitar a formação de ilhas [Haeberlin e Graf, 1998a; Ropp et. al., 1999; Tsukamoto et. al., 2001; Hung et. al., 2003; Woyte et. al., 2003; Chuttchaval e Enjeti, 2004; Sanchis et. al., 2005; Byunggyu et. al., 2008].

Quanto à qualidade, o sistema deve injetar uma energia de qualidade na rede elétrica. Um problema de qualidade de energia pode ser definido como qualquer problema de ordem elétrica que se manifesta em perturbações de tensão, corrente ou frequência ocasionando danos ou operação incorreta do equipamento do usuário [Dugan, 1996]. A qualidade da energia é avaliada a partir de certos parâmetros que devem apresentar níveis que são estipulados pela concessionária. Esses parâmetros são baixo conteúdo de harmônicos, forma de onda senoidal com frequência de 60 Hz, no caso brasileiro e alto fator de potência. A falha ou defeito na rede não deve resultar em danos ao sistema fotovoltaico conectado à rede, sendo que os equipamentos devem garantir uma desconexão segura do sistema. De maneira similar, uma falha ou defeito no sistema deve ser identificado pelo equipamento de proteção e não deve afetar outros consumidores do sistema elétrico. O impacto e a qualidade da energia elétrica injetada na rede elétrica de distribuição é tema de diversos trabalhos [Lee et al., 2006; Pomilio, 2006; Pires, 2006; Galhardo e Pinho, 2004; Galhardo e Pinho, 2002]. Esses trabalhos abordam principalmente as características elétricas dos inversores utilizados em SFCR de distorção harmônica e fator de potência. Simmons e Infield, 2000, e Infield et. al., 2004, analisam a qualidade da energia injetada na rede por sistemas fotovoltaicos, Kourtesi et al., 2007, avaliam estratégias para reduzir o conteúdo de harmônicos, Caamaño-Martin et al., 2008, analisam o impacto de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica de distribuição e Woyte, 2006, analisam as flutuações de tensões que ocorrem quando sistemas fotovoltaicos injetam corrente na rede elétrica de distribuição.

3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

A comparação e análise do desempenho entre diversos e diferentes sistemas fotovoltaicos podem ser realizadas mediante análise de um conjunto de índices, denominadas de índices de mérito técnico de sistemas fotovoltaicos. A análise do desempenho do sistema fotovoltaico baseia-se nos índices de mérito, utilizados pelo programa de avaliação energética da Comunidade Econômica Européia em seu programa de avaliação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede [CEC – Joint Research Centre, 1993 apud Oliveira, 2002]. Essa metodologia de análise necessita que a instalação fotovoltaica seja monitorada por um período mínimo de um ano para que sejam conhecidos os índices médios mensais e por consequência o desempenho energético do sistema fotovoltaico conectado à rede. As instalações fotovoltaicas conectadas à rede comumente incorporam um sistema de monitoramento experimental que tem a vantagem de retornar dados reais e confiáveis, mas implica na necessidade de equipamentos de medidas adequados e tempo para aquisição dos dados. Os índices de mérito técnico também podem ser obtidos mediante simulação computacional, que tem a vantagem de não requerer equipamentos e ensaios e tem uma rápida resposta dos resultados. No entanto, para realizar uma simulação confiável é necessário que o programa computacional seja validado e tenha as ferramentas necessárias para que os dados simulados sejam correspondentes aos dados reais. A caracterização de um sistema fotovoltaico ou de um componente é realizada mediante ensaios específicos de acordo com a finalidade da caracterização.

Neste capítulo é apresentado o procedimento para determinação dos índices de mérito técnico de um sistema fotovoltaico conectado à rede a partir do monitoramento experimental da instalação ou mediante simulação computacional e uma revisão e análise dos trabalhos desenvolvidos sobre os temas abordados nesta Tese.

3.1 Análise do Desempenho Energético do Sistema Fotovoltaico

Em um sistema fotovoltaico a potência nominal do arranjo é definida como a potência no ponto de máxima potência na condição padrão (irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e distribuição espectral AM 1,5G). Os índices de mérito técnico de um sistema fotovoltaico conectado à rede representam índices de energia, eficiência, produtividade, desempenho e perdas.

A irradiância média diária no plano do arranjo fotovoltaico ($H(\gamma, \beta)$) para o desvio azimutal (γ) e inclinação do arranjo (β) em relação ao plano horizontal é determinada por Eq. (3.1).

$$H(\gamma, \beta) = \frac{1}{\Gamma} \int_{\Gamma} G(t) \cdot dt \quad (3.1)$$

onde:

G é a irradiância no plano do arranjo fotovoltaico.

Γ é o período de operação do sistema.

A eficiência global do sistema é a razão entre a energia elétrica entregue à rede e a energia solar disponível para conversão no arranjo fotovoltaico (Eq.(3.2)).

$$\eta_s = \frac{E_{CA}}{E_{FV}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{CA}(t) \cdot dt}{A_{FV} \cdot \int_{\Gamma} G(t) \cdot dt} \quad (3.2)$$

onde:

η_s é a eficiência global do sistema.

E_{CA} é a energia elétrica entregue à rede.

E_{FV} é a energia solar disponível para conversão no arranjo fotovoltaico.

P_{CA} é a potência elétrica entregue á rede.

A_{FV} é a área do arranjo fotovoltaico.

A eficiência do inversor é definida como a razão entre a energia elétrica em corrente contínua convertida pelo arranjo fotovoltaico e a energia elétrica em corrente alternada convertida pelo inversor (Eq. (3.3)).

$$\eta_{inv} = \frac{E_{CA}}{E_{CC}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{CA}(t) \cdot dt}{\int_{\Gamma} P_{CC}(t) \cdot dt} \quad (3.3)$$

onde:

η_{inv} é a eficiência de conversão do inversor.

E_{CA} é a energia elétrica entregue à rede.

E_{CC} é a energia elétrica na entrada do inversor.

P_{CA} é a potência elétrica na saída do inversor.

P_{CC} é a potência elétrica na entrada do inversor.

O Fator de Capacidade determinado pela Eq. (3.4) é definido pela razão entre a energia elétrica entregue à rede e a energia elétrica que seria entregue à rede se o sistema operasse 24 h por dia na potência do sistema em condição padrão (potência nominal).

$$CF = \frac{E_{CA}}{E_{STD}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{CA}(t) \cdot dt}{\int_{\Gamma} P_{STD}(t) \cdot dt} \quad (3.4)$$

onde:

CF é o fator de capacidade do sistema.

E_{CA} é a energia elétrica entregue à rede.

E_{STD} é a energia elétrica que seria entregue à rede se o sistema operasse 24 h por dia na potência do sistema em condição padrão.

P_{CA} é a potência elétrica entregue à rede.

P_{STD} é a potência do sistema na condição padrão.

A produtividade é definida pela razão entre a energia elétrica convertida por cada kW_P instalado e pode ser determinada para o arranjo fotovoltaico e para o sistema fotovoltaico. O índice de produtividade indica o número de horas que o sistema deveria operar em sua potência em condição padrão para converter a mesma quantidade de energia convertida no período considerado. A produtividade do arranjo pode ser determinada pela Eq. (3.5).

$$Y_A = \frac{1}{P_{STD}} \cdot \left[\frac{1}{\Gamma} \cdot \int_{\Gamma} P_{CC}(t) \cdot dt \right] \quad (3.5)$$

A produtividade do sistema pode ser determinada pela Eq. (3.6).

$$Y_F = \frac{1}{P_{STD}} \cdot \left[\frac{1}{\Gamma} \cdot \int_{\Gamma} P_{CA}(t) \cdot dt \right] \quad (3.6)$$

A produtividade de referência é determinada pela Eq. (3.7).

$$Y_R = \frac{H(\gamma, \beta)}{G_{STD}} \quad (3.7)$$

O desempenho global do sistema, índice comumente utilizado para avaliação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, é definido pela razão entre a produtividade do sistema e a produtividade de referência.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (3.8)$$

As perdas de captura do arranjo podem ser determinadas pela Eq. (3.9).

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (3.9)$$

As perdas do sistema podem ser determinadas pela Eq. (3.10).

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (3.10)$$

A energia elétrica média diária convertida é estimada pela Eq. (3.11).

$$E_{FV} = \left(\frac{H(\gamma, \beta) \cdot PR}{G_{STD}} \right) \cdot P_{STD} \quad (3.11)$$

A energia elétrica convertida ao longo de um período determinado é determinada pela Eq. (3.12).

$$E_{CON} = \int_{\Gamma} \left(\frac{H(\gamma, \beta) \cdot PR}{G_{STD}} \right) \cdot P_{STD} \quad (3.12)$$

Entre os índices de mérito técnico, dois são comumente utilizados para comparação entre sistemas localizados em diferentes latitudes, Y_F e PR.

3.2 Análise de Estudos Realizados sobre SFCR

Nordmann et. al., 2007, apresentaram uma análise de custos e desempenho de 657 sistemas fotovoltaicos em 17 países, sendo a potência nominal total instalada de 16 MW. Entre os sistemas analisados, 645 são fotovoltaicos conectados à rede, 4 híbridos conectados à rede, 7 fotovoltaicos autônomos e 1 híbrido autônomo. A Figura 3.1 apresenta a produtividade anual (Y_F) de 340 sistemas conectados à rede (a) e o desempenho global médio anual (PR) de 174 sistemas fotovoltaicos (b). Aproximadamente 60 % dos sistemas apresentam produtividade entre 800 e 1000 h/ano e 35 % apresentam PR entre 0,725 e 0,775.

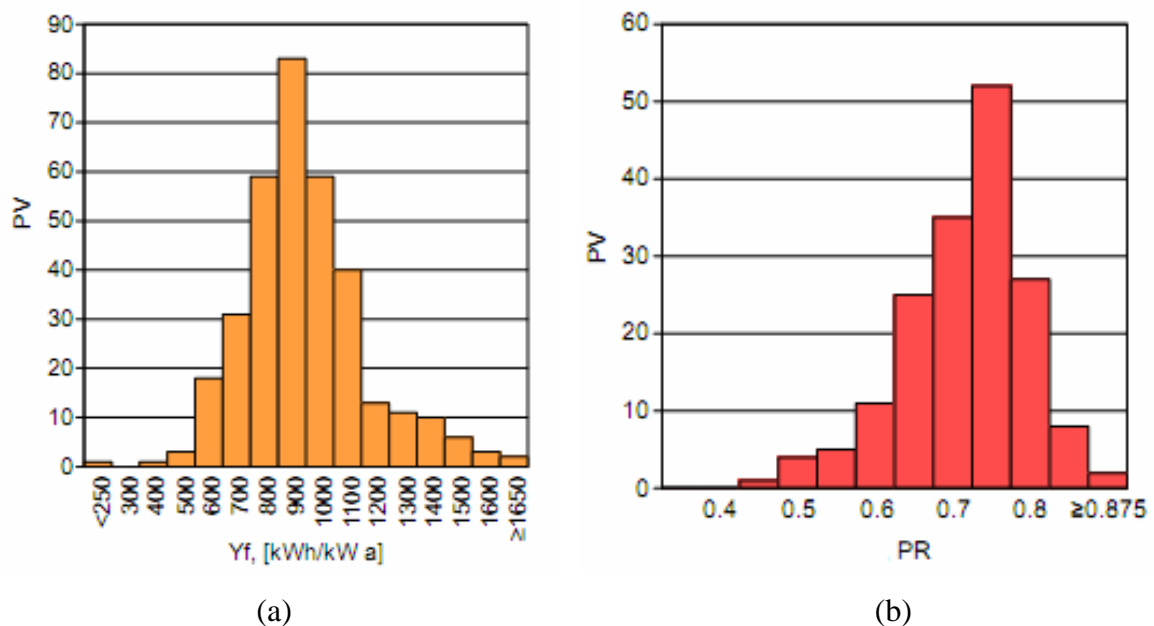


Figura 3.1 – Produtividade anual (a) e desempenho global (b) de 657 SF instalados em 17 países com potência nominal total instalada de 16 MW [Nordmann et. al., 2007].

Drif et. al., 2004, analisaram o funcionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede, com potência de 200 kW_P, instalado na universidade de Jaén (Espanha) a partir de dados monitorados durante quatro anos. O sistema foi projetado para suprir em torno de 8 % da demanda energética da universidade. O sistema é composto por quatro subsistemas integrados à edificação. O subsistema 1 e o subsistema 2 têm potência de 70 kW cada. O subsistema 3 tem potência de 40 kW e o subsistema 4 tem potência de 20 kW. A Tabela 3.1 apresenta os valores médios para os índices de mérito obtidos a partir do monitoramento da instalação.

Tabela 3.1 – Índices de mérito técnico de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 200 kW_P instalado na Universidade de Jaén na Espanha [Drif et. al., 2004].

Energia		Produtividade e perdas						Eficiências			
E _{CC} (kWh/d)	E _F (kWh/d)	Y _R (h/d)	Y _A (h/d)	Y _F (h/d)	L _{CT} (h/d)	L _{CM} (h/d)	L _S (h/d)	PR	η _G (%)	H _i (%)	η _S (%)
210,51	185,67	4,27	3,10	2,74	0,35	0,81	0,37	0,65	9,21	87,82	8,08
164,23	157,34	4,01	2,42	2,32	0,30	1,29	0,10	0,58	7,50	95,88	7,20
7,09	5,8	4,20	3,35	2,74	0,33	0,52	0,61	0,65	9,96	80,55	8,04
5	4,36	3,26	1,83	1,60	0,24	1,19	0,24	0,49	5,71	87,03	4,96

Jahn e Nasse, 2003, apresentaram uma análise de desempenho e confiabilidade de 372 sistemas fotovoltaicos conectados à rede em 14 diferentes países. A potência nominal total dos sistemas é de aproximadamente 12 MW. Os sistemas foram divididos em dois grupos.

Os sistemas fotovoltaicos instalados entre 1983 e 1995 apresentaram desempenho global médio de 0,66 enquanto os sistemas instalados entre 1996 e 2002 apresentaram desempenho global entre 0,75 e 0,8. A produtividade média anual dos sistemas é de 700 h/ano para a Alemanha e Holanda, 790 h/ano na Suíça, 864 h/ano para a Itália, 990 h/ano no Japão e 1840 h/ano em Israel. A Figura 3.2 compara o desempenho global dos dois grupos de sistemas fotovoltaicos.

A confiabilidade média de 82 sistemas instalados entre 1983 e 1995 foi de 94,6 % enquanto que a confiabilidade média de 32 sistemas instalados entre 1996 e 2002 foi de 95,9. O incremento na confiabilidade dos sistemas foi menor que 2 % enquanto que o incremento no desempenho global dos sistemas foi de 5 %. A Figura 3.3 compara a confiabilidade dos dois grupos de sistemas fotovoltaicos.

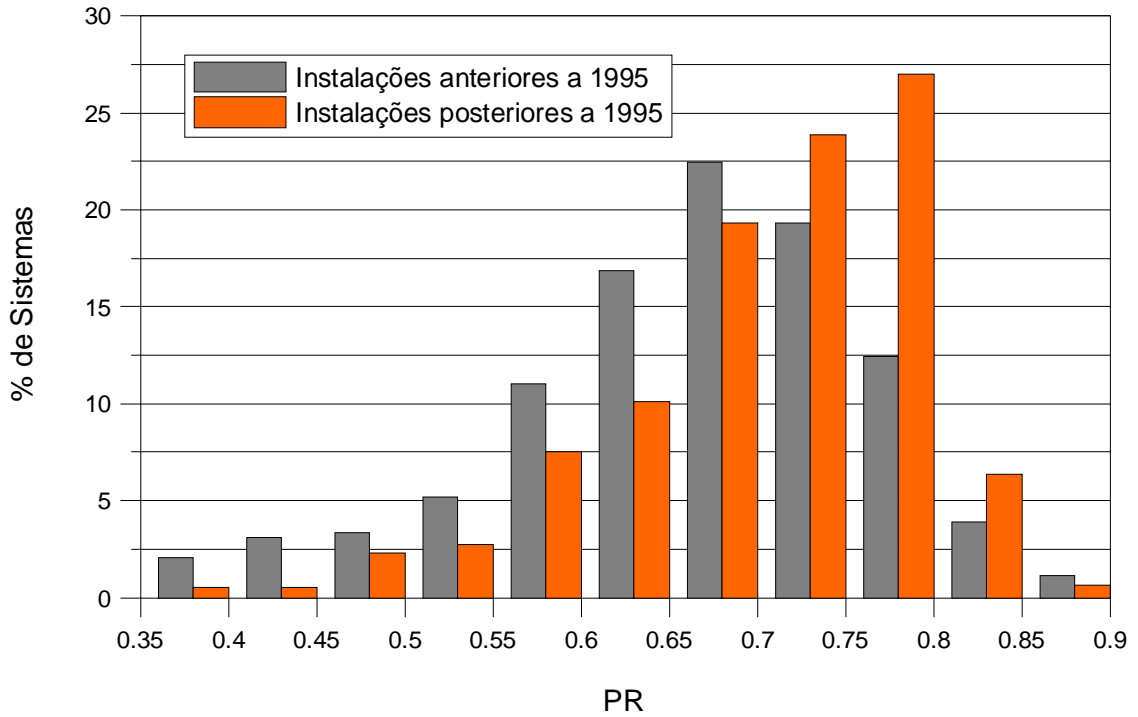


Figura 3.2 – Comparação do desempenho global de SFCR instalados antes e depois de 1995 [Adaptado de Jahn e Nasse, 2003].

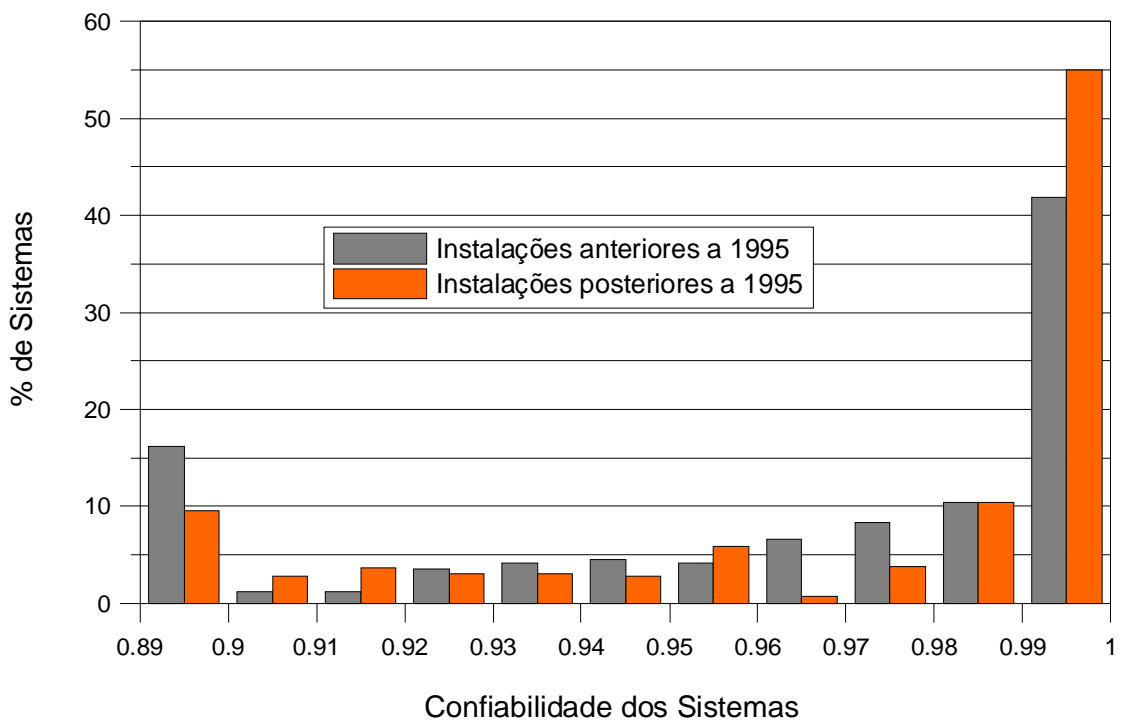


Figura 3.3 – Comparação do índice de confiabilidade de SFCR instalados antes e depois de 1995 [Adaptado de Jahn e Nasse, 2003].

Jahn et. al., 2000, apresentaram a análise do desempenho energético de 260 sistemas fotovoltaicos, sendo 170 sistemas fotovoltaicos conectados à rede (Figura 3.4).

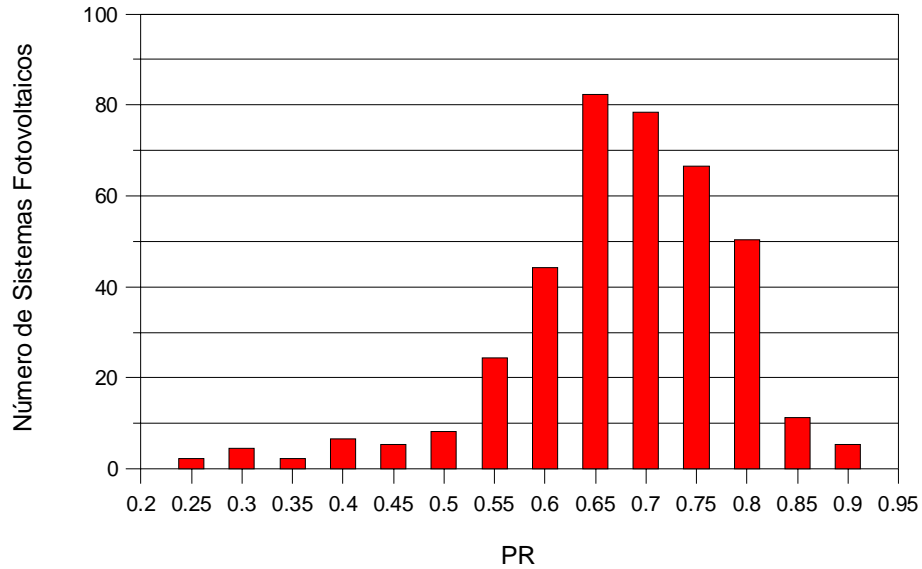


Figura 3.4 – Índice PR de 260 sistemas fotovoltaicos [Adaptado de Jahn et. al., 2000].

Jahn et. al., 1998, apresentaram uma análise dos índices de mérito de 140 sistemas fotovoltaicos em seis países. Os sistemas avaliados têm potências entre 1 kW e 3 MW. Os sistemas instalados em Israel apresentaram produtividade diária média e anual média de 3,5 h/dia e 1278 h/ano, respectivamente índice PR médio de 0,9. A Figura 3.5 apresenta os índices de produtividade diária média e desempenho global dos sistemas avaliados.

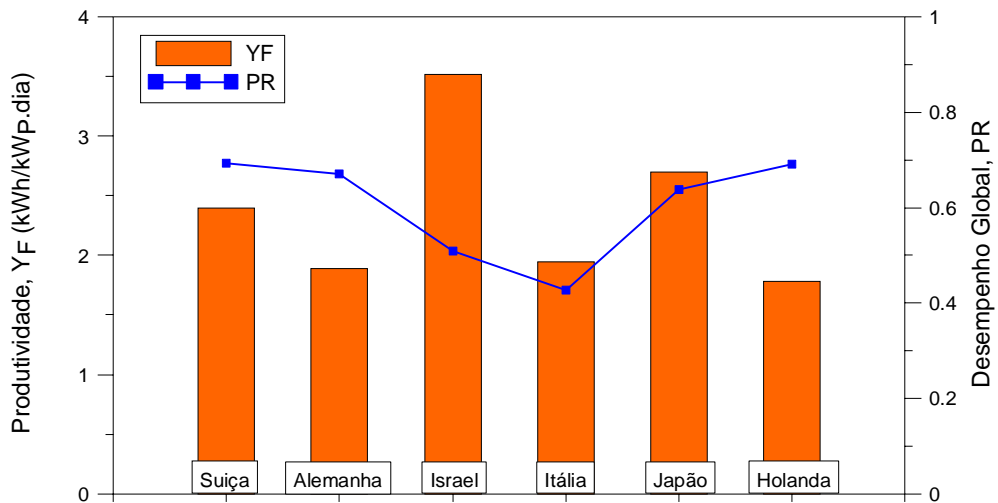


Figura 3.5 – Produtividade anual e desempenho global de 140 sistemas fotovoltaicos instalados em seis países [Adaptado de Jahn et. al., 1998].

Rüther e Dacoregio, 2000, apresentaram uma análise dos resultados do desempenho do primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede do Brasil instalado em meados de 1997 na cidade de Florianópolis/SC. O SFCR tem potência de 2 kW e é composto por módulos de silício amorfo de dupla junção. Oliveira, 2002, apresenta os índices de mérito de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado no Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP) com potência instalada de 750 W_P (Figura 3.6, Figura 3.7 e Figura 3.8). Os índices de mérito apresentados são: fator de capacidade, produtividade final do sistema e desempenho global do sistema e foram obtidos a partir de dados experimentais de dois anos provenientes do monitoramento da instalação.

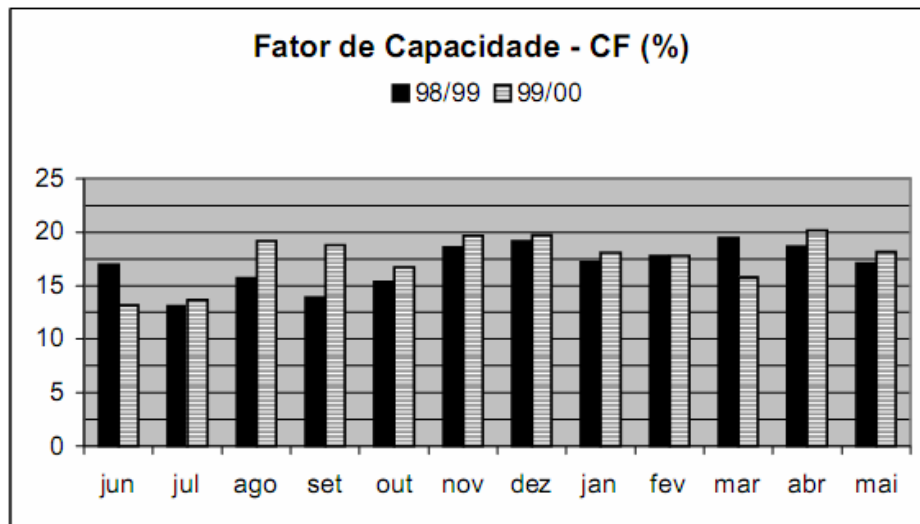


Figura 3.6 – FC de um SFCR de 750W_P instalado no IEE/USP [Oliveira, 2002].

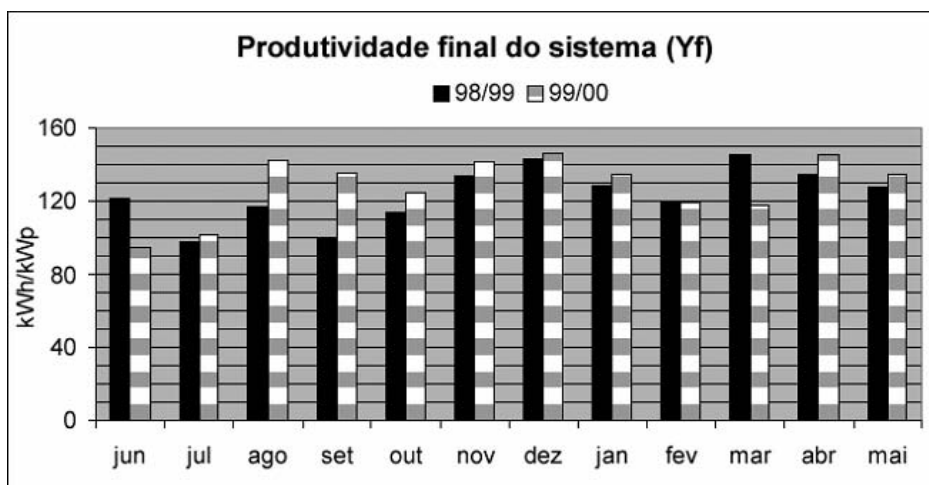


Figura 3.7 – Produtividade de um SFCR de 750W_P instalado no IEE/USP [Oliveira, 2002].

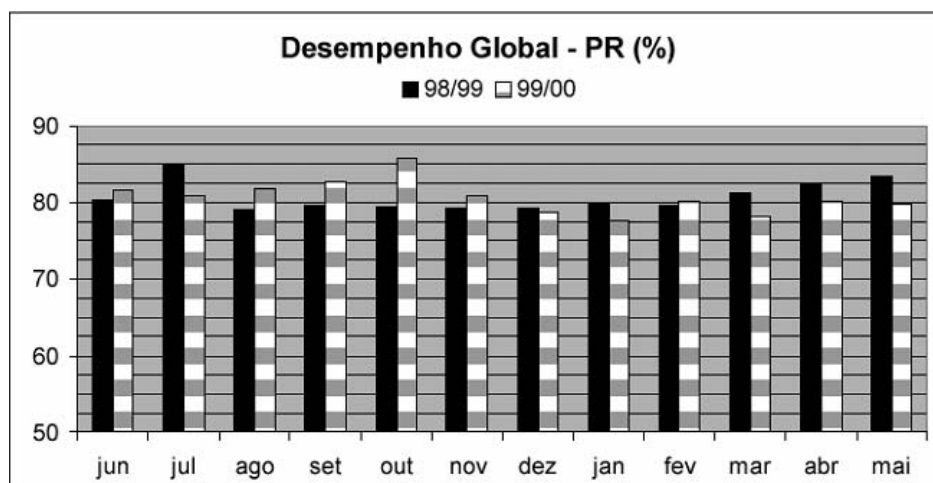


Figura 3.8 – PR de um SFCR de 750W_p instalado no IEE/USP [Oliveira, 2002].

Macêdo, 2006, apresenta o desempenho global de um SFCR com potência de 12,3 kW_p também instalado no IEE/USP e referente aos anos de 2004 e 2005 (Tabela 3.2).

Tabela 3.2 – Desempenho global de um SFCR de instalado no IEE/USP [Macêdo, 2006].

Mês	2004	2005
	PR (%)	PR (%)
Janeiro	67,4	69
Fevereiro	67,6	68,5
Março	68,5	68,9
Abril	70,3	70,8
Maio	71,8	71,8
Junho	72,2	71,9
Julho	74,1	75,5
Agosto	74	74,2
Setembro	72,5	71
Outubro	72	69
Novembro	70,2	69
Dezembro	69,7	71,2
Média anual	71	71

Dias, 2006, apresenta uma comparação dos índices de mérito entre três subsistemas (Figura 3.9 e Figura 3.10). O subsistema 1, 2 e 3 tem respectivamente potência e FDI de 1600 W_p e 0,65, 1400 W_p e 0,73, 1200 W_p e 0,86.

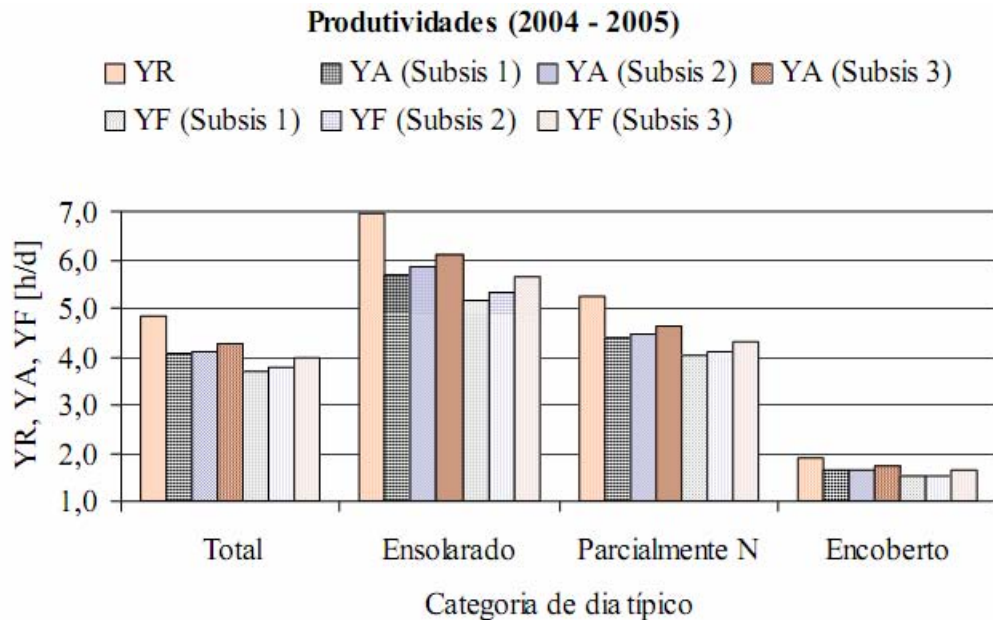


Figura 3.9 – Índice de produtividade de um SFCR instalado no LES/UFRGS [Dias, 2006].

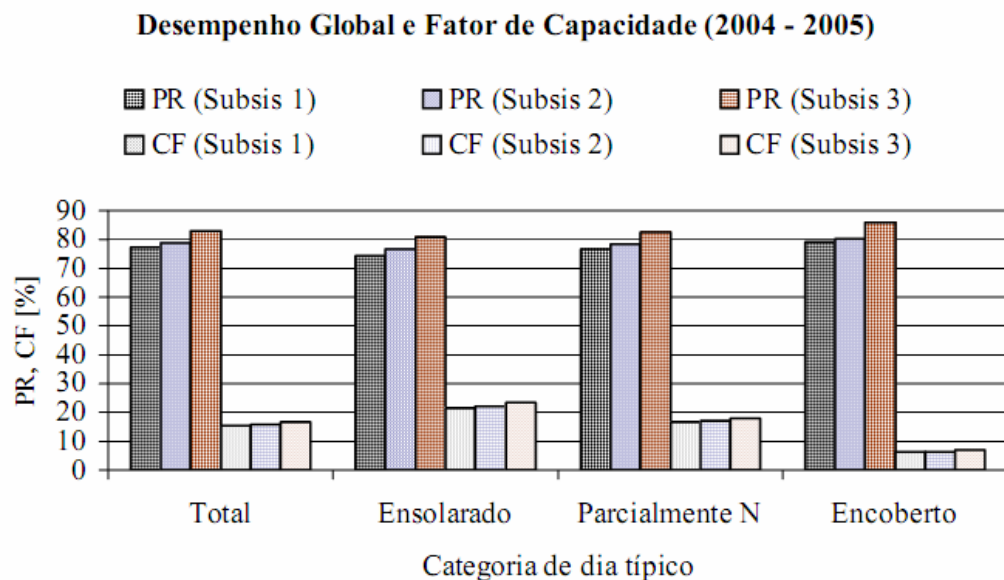


Figura 3.10 – Desempenho global e fator de capacidade de um SFCR instalado no LES/UFRGS [Dias, 2006].

Dias et. al., 2007, apresentaram uma análise comparativa dos índices de mérito para as capitais brasileiras de um sistema fotovoltaico considerando que o mesmo fosse instalado em todas as capitais e mediante simulação realizada a partir de correlações experimentais obtidas de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 1,4 kW_p e inversor de 1,1 kW.

Para estimar os índices foram sintetizados dados de temperatura ambiente e irradiância aplicados em duas correlações, uma para determinar a temperatura de módulo e outra para estimar a potência no ponto de máxima potência de arranjos fotovoltaicos. As correlações foram obtidas por Dias, 2006. As capitais da região norte e nordeste apresentaram desempenho global médio de 82 %, enquanto as capitais do sudeste e centro-oeste apresentaram índices de 83 % e as capitais do sul do país apresentaram os melhores índices, de aproximadamente 84 %.

A Figura 3.11 compara os índices do desempenho global e energia convertida, a Figura 3.12 compara os índices de produtividade e a Figura 3.13 compara os índices de fator de capacidade e eficiência do sistema para as capitais brasileiras.

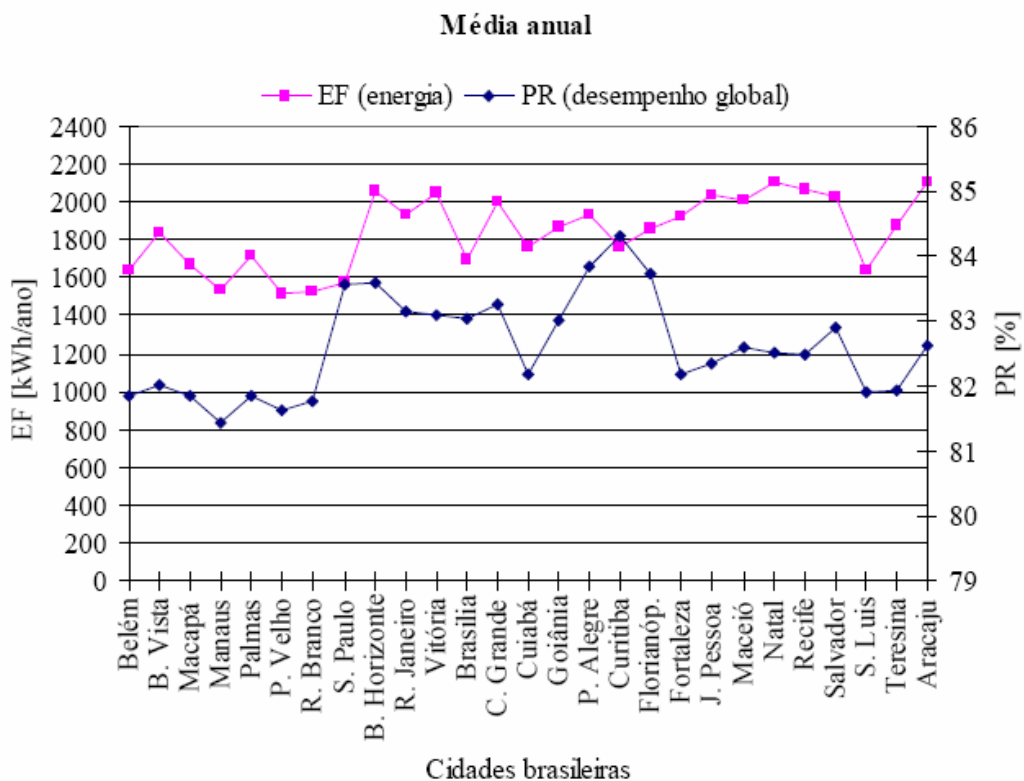


Figura 3.11 – Energia fotovoltaica convertida e desempenho global anual para as capitais brasileiras [Dias et. al., 2007].

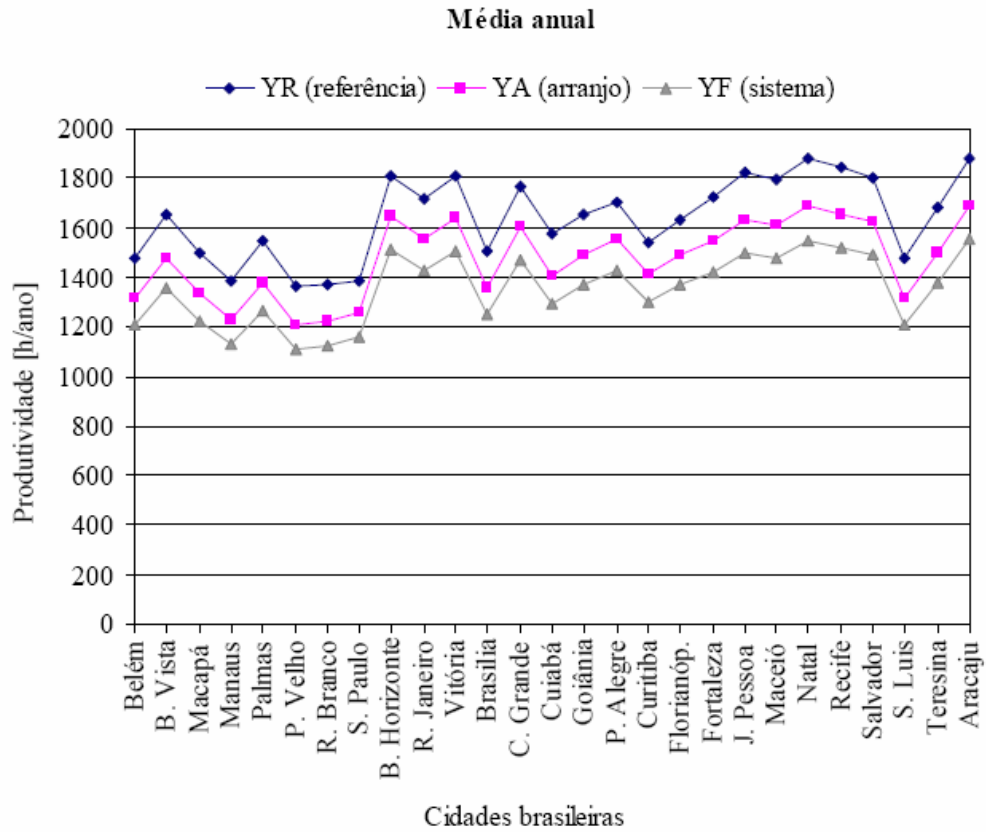


Figura 3.12 – Índice de produtividade para as capitais brasileiras [Dias et. al., 2007].

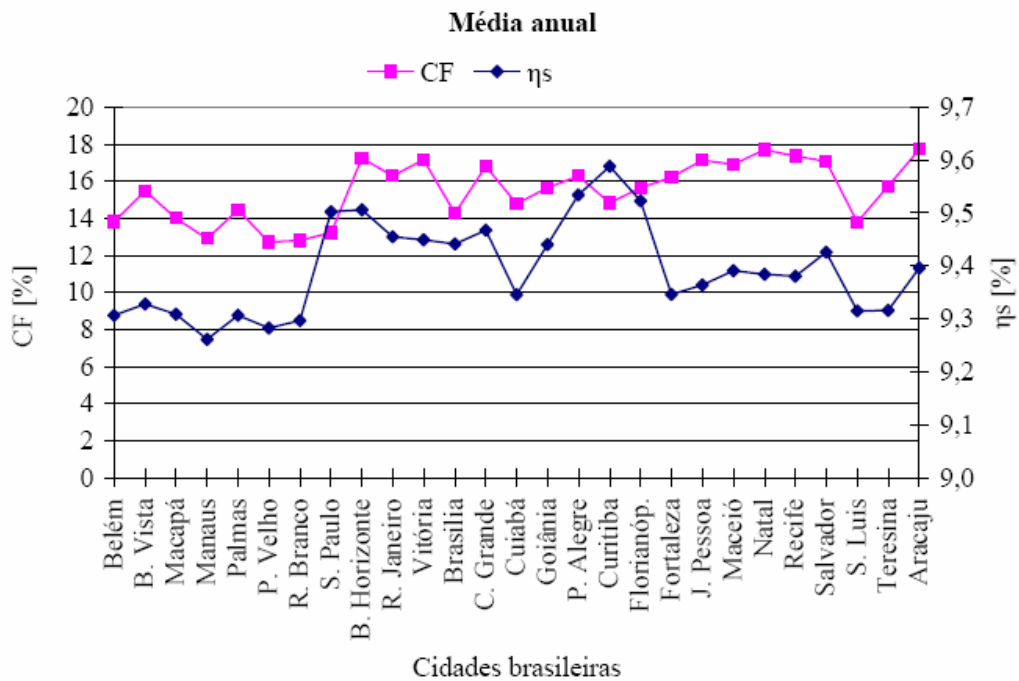


Figura 3.13 – Fator de capacidade e eficiência para as capitais brasileiras [Dias et. al., 2007].

Bravo et. al., 2004, apresentaram uma análise comparativa da influência das condições climáticas sobre a eficiência de uma instalação fotovoltaica conectada à rede. O estudo comparou um sistema de 3,3 kW_P e inversor de 2,5 kW em doze cidades europeias. Nas zonas de latitudes elevadas a eficiência da instalação é da ordem de 12 % no inverno e 11 % no verão, enquanto nas zonas de latitudes baixas a eficiência da instalação foi de 11 % no inverno e 10 % no verão. A eficiência média do inversor foi de 90 %.

Os trabalhos de Dias et. al., 2007, e Bravo et. al., 2004, evidenciam que em regiões onde as temperaturas elevadas predominam (zonas de baixa latitude) ao longo do ano, o desempenho global do sistema tende a ser menor, apesar dos valores de irradiação solar serem maiores.

Haeberlin e Renken, 1998b, apresentaram os resultados de mais de quatro anos do monitoramento de um sistema fotovoltaico conectado à rede de potência de 1,15 kW_P instalado em Jungfraujoch (Suíça) a 3454 m acima do nível do mar. O desempenho global do sistema variou entre 81,8 % e 85,3 % enquanto que a produtividade do sistema variou entre 1272 h/ano e 1504 h/ano. O trabalho também comparou índices de mérito do sistema de Jungfraujoch com um sistema de 560 kW_P instalado no Mont Soleil a 1270 m acima do nível do mar e um sistema de 3,18 kW_P instalado em Burgdorf a 540 m de altitude. A Figura 3.14 apresenta a produtividade mensal dos três sistemas entre 1994 e 1997.

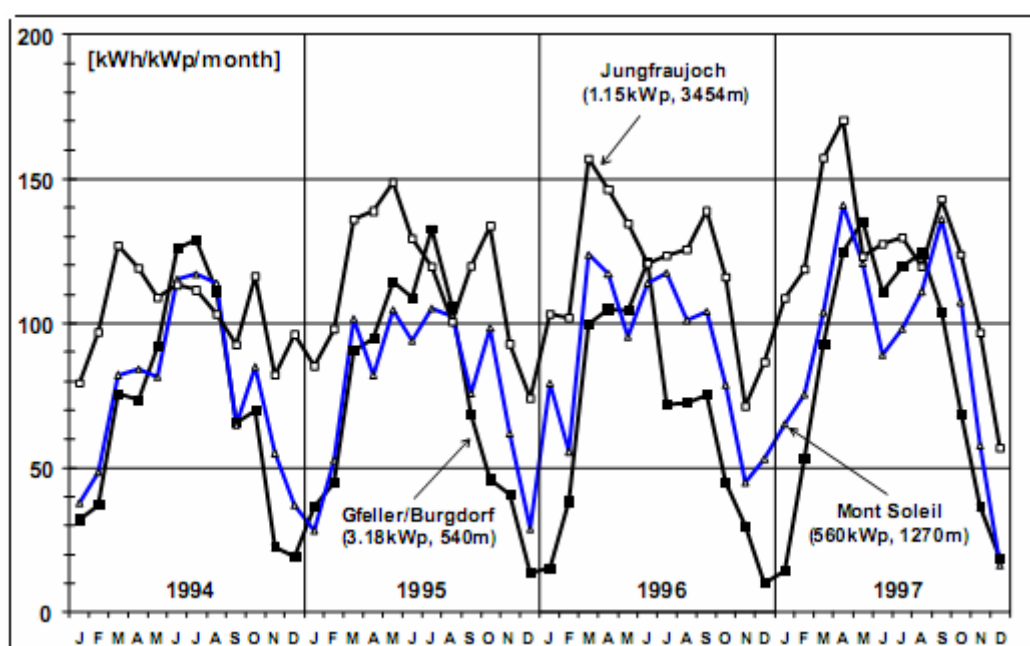


Figura 3.14 – Produtividade mensal de três sistemas fotovoltaicos entre 1994 e 1997

[Haeberlin e Renken,1998b].

Rindelhardt e Bodach, 2007, apresentam resultados de 7 sistemas fotovoltaicos em operação na região central da Alemanha. A Tabela 3.3 apresenta a potência de cada sistema e o ano em que entraram em operação.

Tabela 3.3 – Potência e ano de instalação de 7 SF [Rindelhardt e Bodach, 2007].

Sistema Fotovoltaico	Potência (MW)	Ano
Nentzelsrode	0,988	2005
Geiseltalsee	4	2004
Leipziger Land	5	2004
Borna	3,45	2005
Meerane	1,06	2004
Wilkau-Haßlau	0,615	2005
Chemnitz	1,13	2005

A Figura 3.15 e a Figura 3.16 apresentam respectivamente a produtividade mensal e o desempenho global mensal dos sistemas fotovoltaicos avaliados.

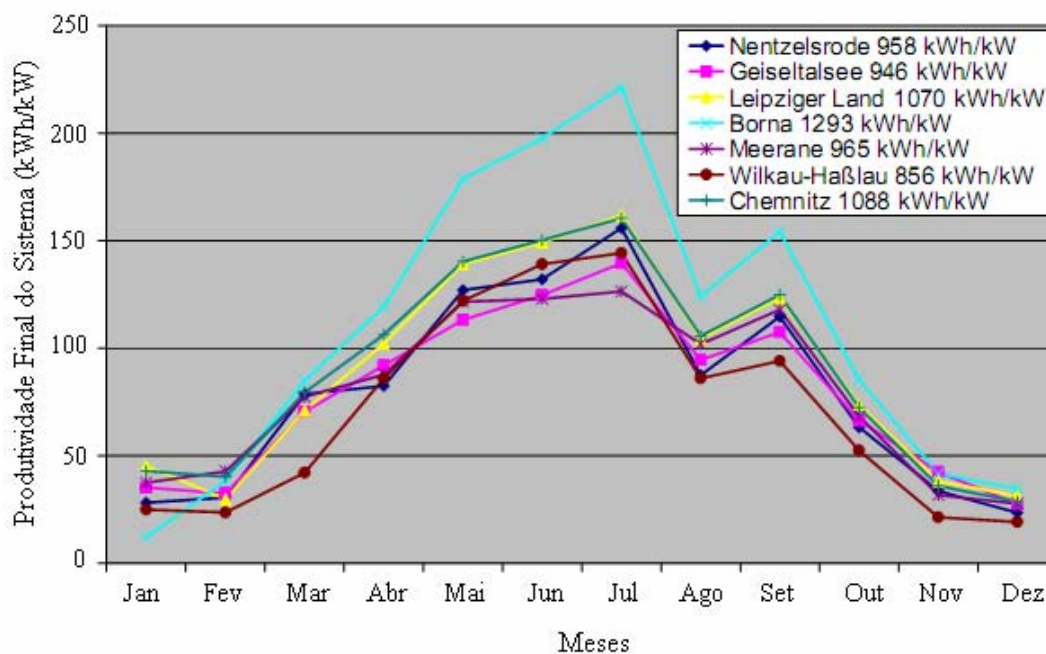


Figura 3.15 – Índice de produtividade de 7 sistemas fotovoltaicos instalados na região central da Alemanha [Rindelhardt e Bodach, 2007].

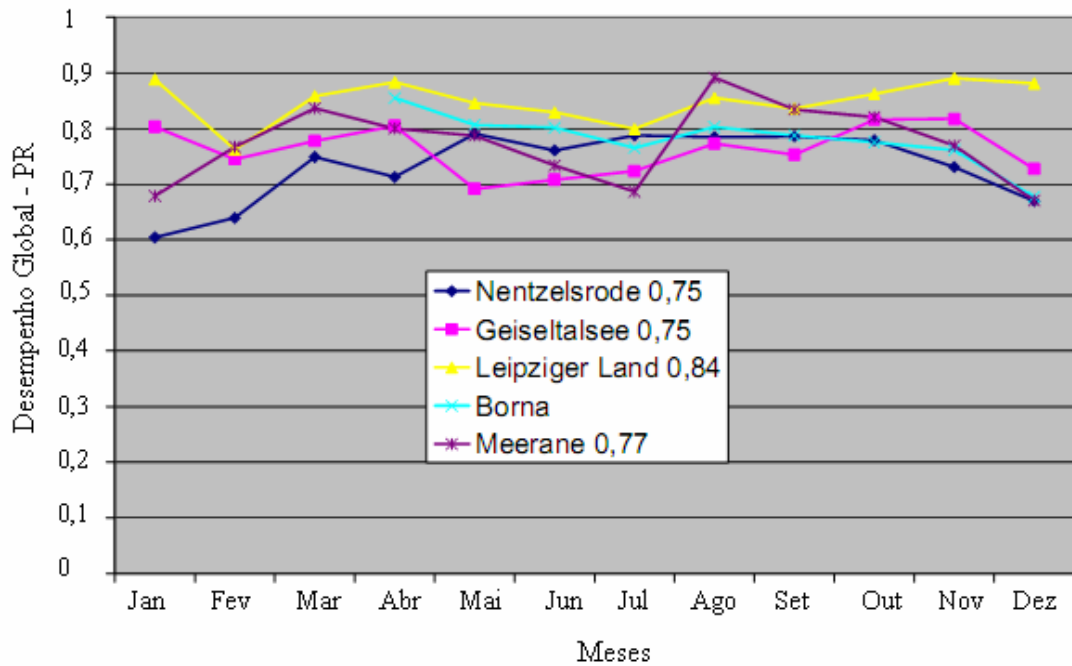


Figura 3.16 – Desempenho global de 7 sistemas fotovoltaicos instalados na região central da Alemanha [Rindelhardt e Bodach, 2007].

Guastella, 2007, apresenta uma avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos instalados na Itália. Uma das plantas fotovoltaicas, Vulcano, está em operação desde 1984, sendo que a potência foi ampliada em 1997 e 2005. A Figura 3.17 e a Figura 3.18 apresentam respectivamente a produtividade média anual e o desempenho global médio anual do sistema fotovoltaico de Vulcano no período entre 1999 e 2007.

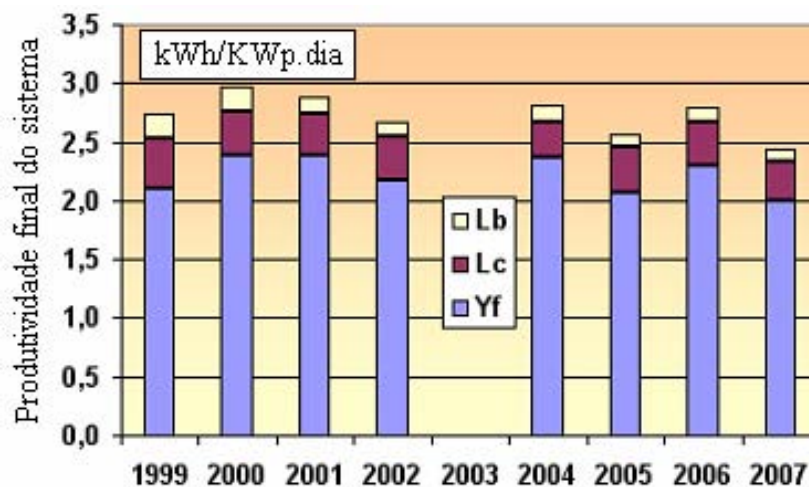


Figura 3.17 – Produtividade anual de um SF instalado na Itália [Guastella, 2007].

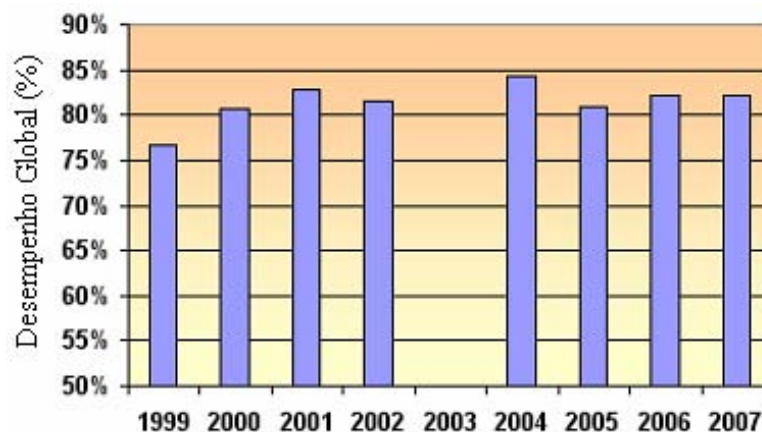


Figura 3.18 – Desempenho global anual de um SF instalado na Itália [Guastella, 2007].

Caamaño-Martin, 1998, apresentou índices de PR de um sistema em duas cidades da Espanha e em diferentes inclinações e orientações (Tabela 3.4 e Tabela 3.5). O FDI foi otimizado para cada inclinação e orientação e o índice de desempenho global foi maior que 80 % até mesmo em inclinações e orientações pouco recomendáveis.

Tabela 3.4 – Desempenho global de um sistema fotovoltaico em diferentes inclinações e orientações instalado em Madrid na Espanha [Caamaño-Martin, 1998].

Madrid – Sul da Europa								
Inclinação	Orientação							
	Norte		Sul		Leste		Oeste	
β	PR (%)	FDI	PR (%)	FDI	PR (%)	FDI	PR (%)	FDI
0°	84,4	0,78	84,4	0,78	84,4	0,78	84,4	0,78
10°	84,7	0,72	84,1	0,84	84,5	0,79	84,1	0,78
20°	85,1	0,64	83,9	0,88	84,6	0,80	83,8	0,79
30°	86,7	0,54	83,8	0,90	84,6	0,82	83,4	0,79
40°	87,5	0,50	83,9	0,90	84,6	0,82	83,2	0,79
50°	85,1	0,50	84,1	0,90	84,8	0,82	83,3	0,78
60°	87,8	0,50	84,6	0,88	85,1	0,80	83,6	0,76
70°	88,1	0,50	82,5	0,85	85,6	0,78	84,2	0,74
80°	88,5	0,50	82,9	0,80	86,2	0,74	84,9	0,70
90°	88,7	0,50	86,7	0,74	87,0	0,68	85,8	0,65

Tabela 3.5 – Desempenho global de um sistema fotovoltaico em diferentes inclinações e orientações instalado em Trappes na Espanha [Caamaño-Martin, 1998].

Trappes – Centro da Europa								
Inclinação	Orientação							
β	Norte		Sul		Leste		Oeste	
	PR (%)	FDI	PR (%)	FDI	PR (%)	FDI	PR (%)	FDI
0°	86,4	0,66	86,4	0,66	86,4	0,66	86,4	0,66
10°	86,9	0,59	86,0	0,72	86,2	0,67	86,4	0,66
20°	87,7	0,50	85,6	0,77	85,9	0,69	86,2	0,68
30°	88,1	0,50	85,4	0,79	85,5	0,71	86,1	0,69
40°	88,2	0,50	85,2	0,81	85,3	0,72	85,9	0,70
50°	87,9	0,50	85,2	0,81	85,2	0,72	85,9	0,70
60°	87,7	0,50	85,4	0,79	85,3	0,71	86,0	0,70
70°	85,7	0,50	85,7	0,77	85,7	0,69	86,3	0,66
80°	88,0	0,50	86,2	0,72	86,1	0,65	86,7	0,63
90°	88,2	0,50	86,6	0,67	86,7	0,60	87,3	0,58

3.3 Análise de Estudos Realizados sobre Inversores

Alonso-Abella e Chenlo, 2005, apresentam um método para estimar a energia convertida de um sistema fotovoltaico conectado à rede a partir dos diferentes fatores de perdas energéticas. Mediante ensaios experimentais mostram que o desempenho global de uma instalação pode variar entre 0,5 e 0,75 em funções dos fatores de perdas energéticas. Os principais fatores de perdas energéticas em sistemas fotovoltaicos são devido à associação de módulos (*mismatch loss*), sujeira ou sombreamento, perdas angulares e espectrais, devido a quedas de tensão nos fios da instalação, por temperatura e perdas energéticas associadas ao inversor. As perdas energéticas associadas ao inversor devem-se ao processo de conversão de corrente contínua em corrente alternada, ao seguidor do ponto de máxima potência, fator de potência e distorção harmônica. A Figura 3.19 apresenta a curva de eficiência de conversão de cinco inversores e a Figura 3.20 apresenta o comportamento da tensão de dois SF comparando valores medidos e teóricos.

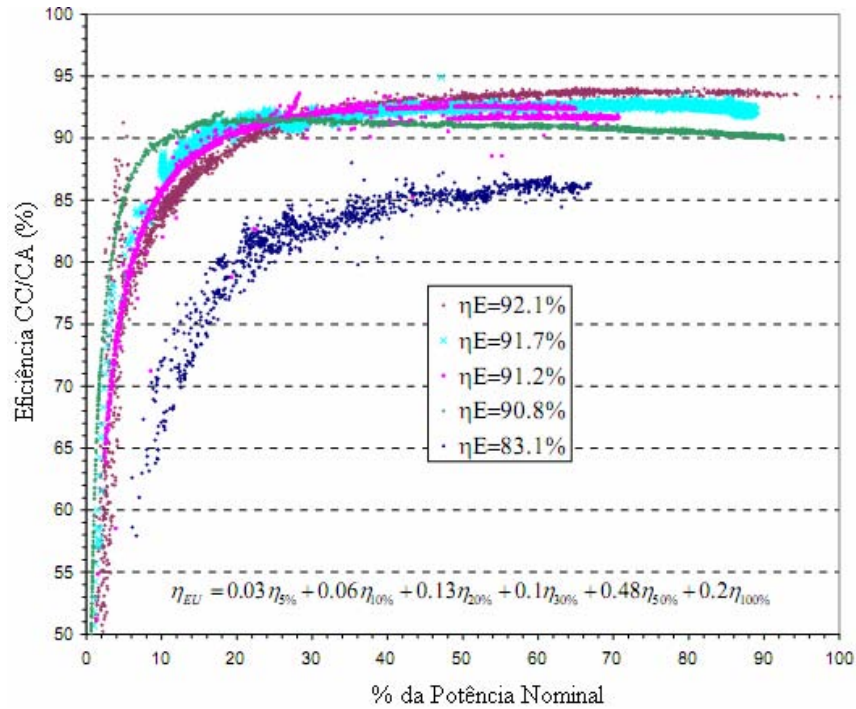


Figura 3.19 – Curva de eficiência de 5 inversores [Alonso-Abella e Chenlo, 2005].

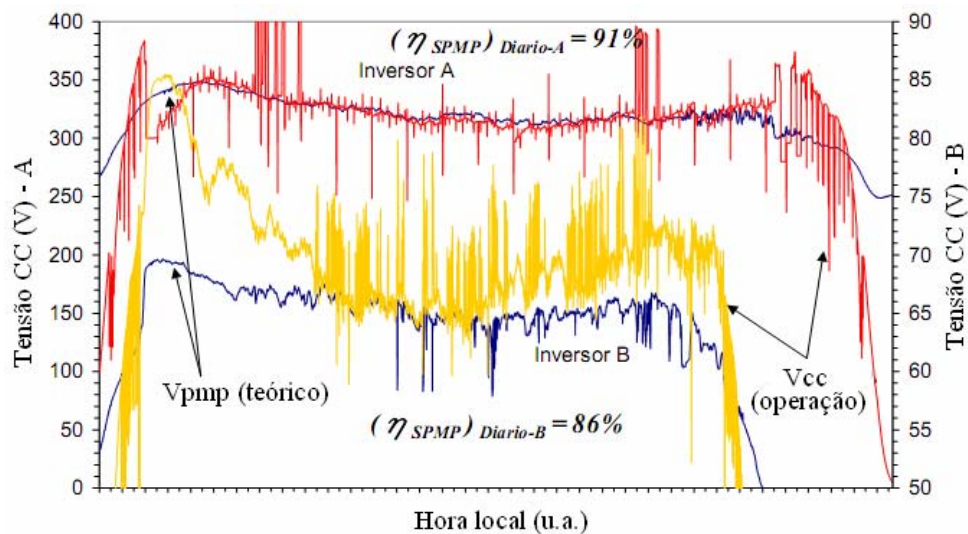


Figura 3.20 – Comparação entre valores medidos e teóricos de tensão de dois sistemas fotovoltaicos [Alonso-Abella e Chenlo, 2005].

Girbau et. al., 2004, comparam parâmetros elétricos de dois diferentes inversores de 2,5 kW (Figura 3.21 e Figura 3.22). O primeiro sistema é constituído por três subsistemas de 2,4 kW_p e está integrado a uma edificação, inclusive exposto a sombras. O segundo sistema tem potência de 2,64 kW_p e está instalado no terraço de uma edificação.

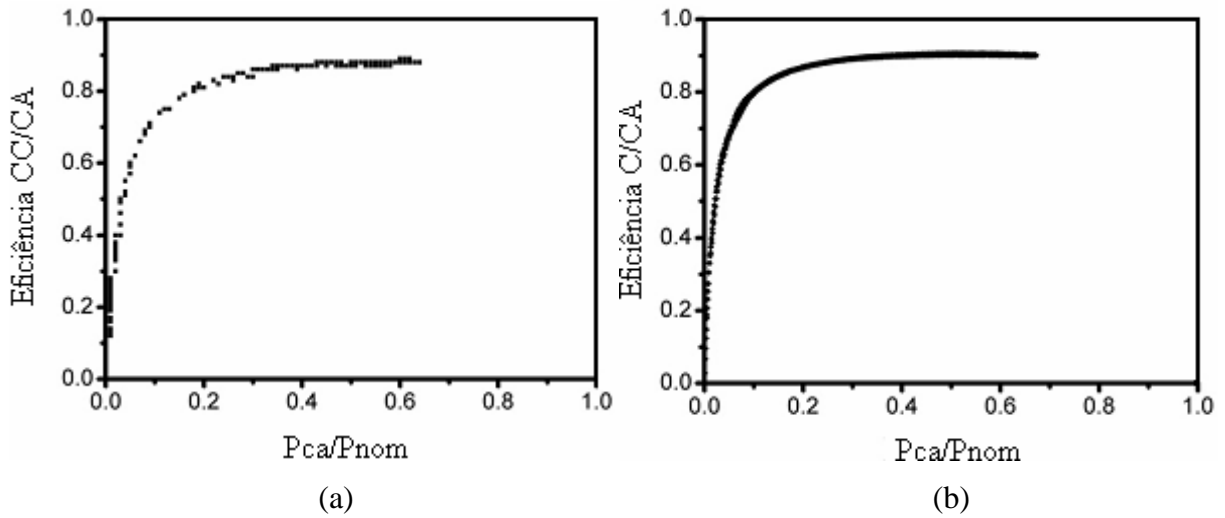


Figura 3.21 – Curva de eficiência de conversão do inversor A (a) e inversor B (b) de sistemas integrados a edificações [Girbau et. al., 2004].

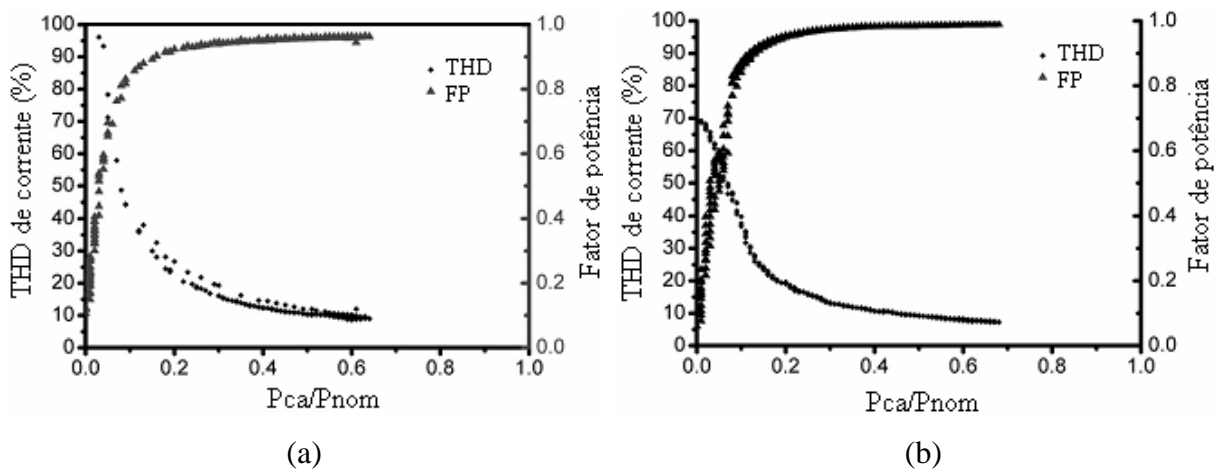


Figura 3.22 – Curva de fator de potência e distorção harmônica de corrente do inversor A (a) e inversor B (b) de sistemas integrados a edificações [Girbau et. al., 2004].

Alonso-Abella e Chenlo, 2004b, apresentam os resultados de ensaios de inversores para a conexão à rede. Entre os inversores medidos a máxima e mínima eficiência do seguidor do ponto de máxima potência em dias ensolarados foi de 96 % e 86 %, respectivamente, enquanto que em dias nublados a máxima e mínima eficiência do SPMP foi de 94 % e 42 %, respectivamente. A Tabela 3.6 apresenta os resultados da eficiência de inversores com transformadores (alta e baixa frequência) e sem transformadores. A Figura 3.23 apresenta as curvas do fator de potência e distorção harmônica na corrente de um inversor ensaiado.

Tabela 3.6 – Eficiência de inversores com e sem transformadores
[Adaptado de Alonso-Abella e Chenlo, 2004b].

P_{CA} (% de P_{NOM})	Eficiência por tipo de inversor (%)			
	Alta Frequência	Baixa Frequência (Tecnologia antiga)	Baixa Frequência (Tecnologia nova)	Sem Transformador
5	77,5	84,8	85,1	86,7
10	85,8	90,4	88,9	91,5
20	91,0	92,0	92,3	94,2
30	93,1	92,5	93,1	94,6
50	93,8	90,9	93,4	95,0
100	93,3	90,0	92,8	94,2
Efic. Euro.	92,3	90,8	92,6	94,2

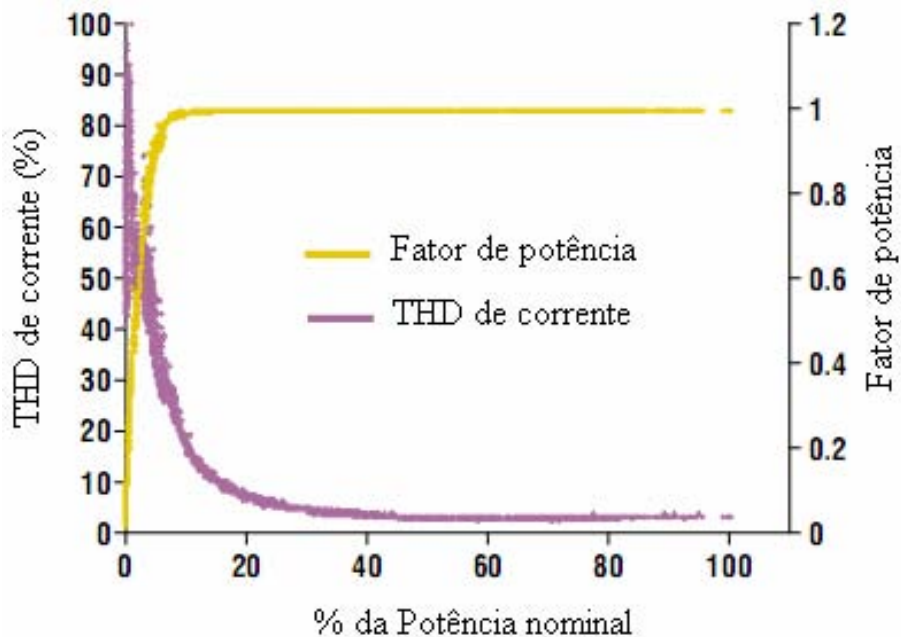


Figura 3.23 – Curva do fator de potência e distorção harmônica na corrente de um inversor
[Alonso-Abella e Chenlo, 2004b].

A Figura 3.24 apresenta a comparação da potência e tensão de um sistema fotovoltaico entre a curva teórica prevista pelo modelo matemático e a curva medida. A potência do

sistema foi limitada primeiramente devido à sobrecarga e em seguida devido ao aquecimento.

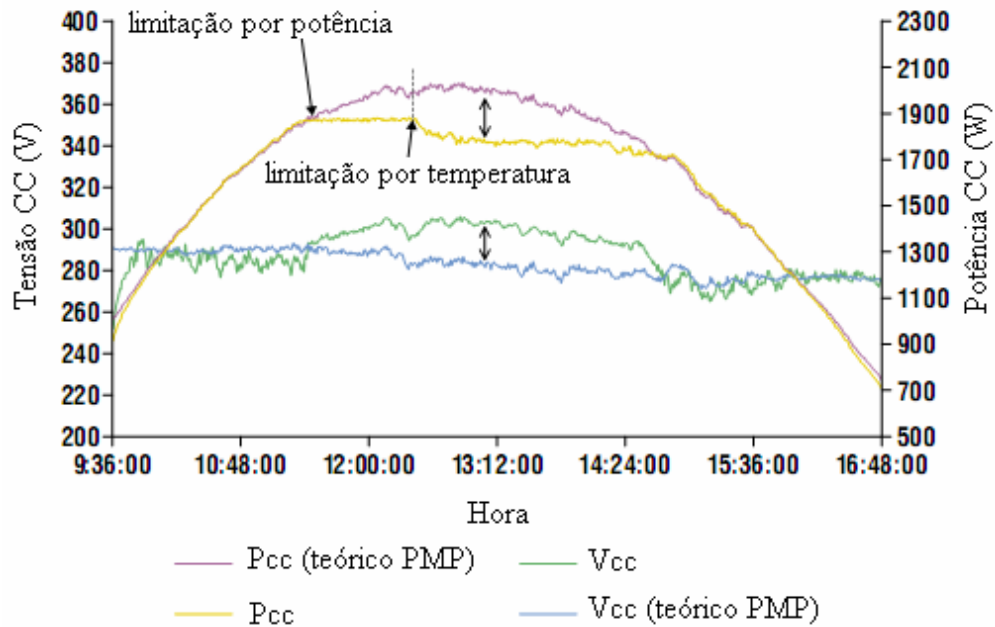


Figura 3.24 – Comparação entre a curva teórica e medida de potência e tensão para um sistema fotovoltaico [Alonso-Abella e Chenlo, 2004b].

Chicco et. al., 2004, apresentaram os resultados de ensaios de eficiência de conversão, eficiência do SPMP, fator de potência e distorção harmônica total com diferentes inversores (Figura 3.25). Dois inversores apresentavam transformadores de alta frequência e dois inversores apresentavam transformadores de baixa frequência (Tabela 3.7).

Tabela 3.7 – Comparação das características elétricas entre diferentes inversores para conexão à rede [Chicco et. al., 2004].

Unidade	A	B	C	D
Transformador	HF	LF	HF	LF
η_{SPMP}	99 %	99 %	99 %	99 %
$\eta_{CC/CA}$	93%	94 %	93 %	93 %
FP	1	1	1	1
THD _I	-	4 %	3 %	4 %

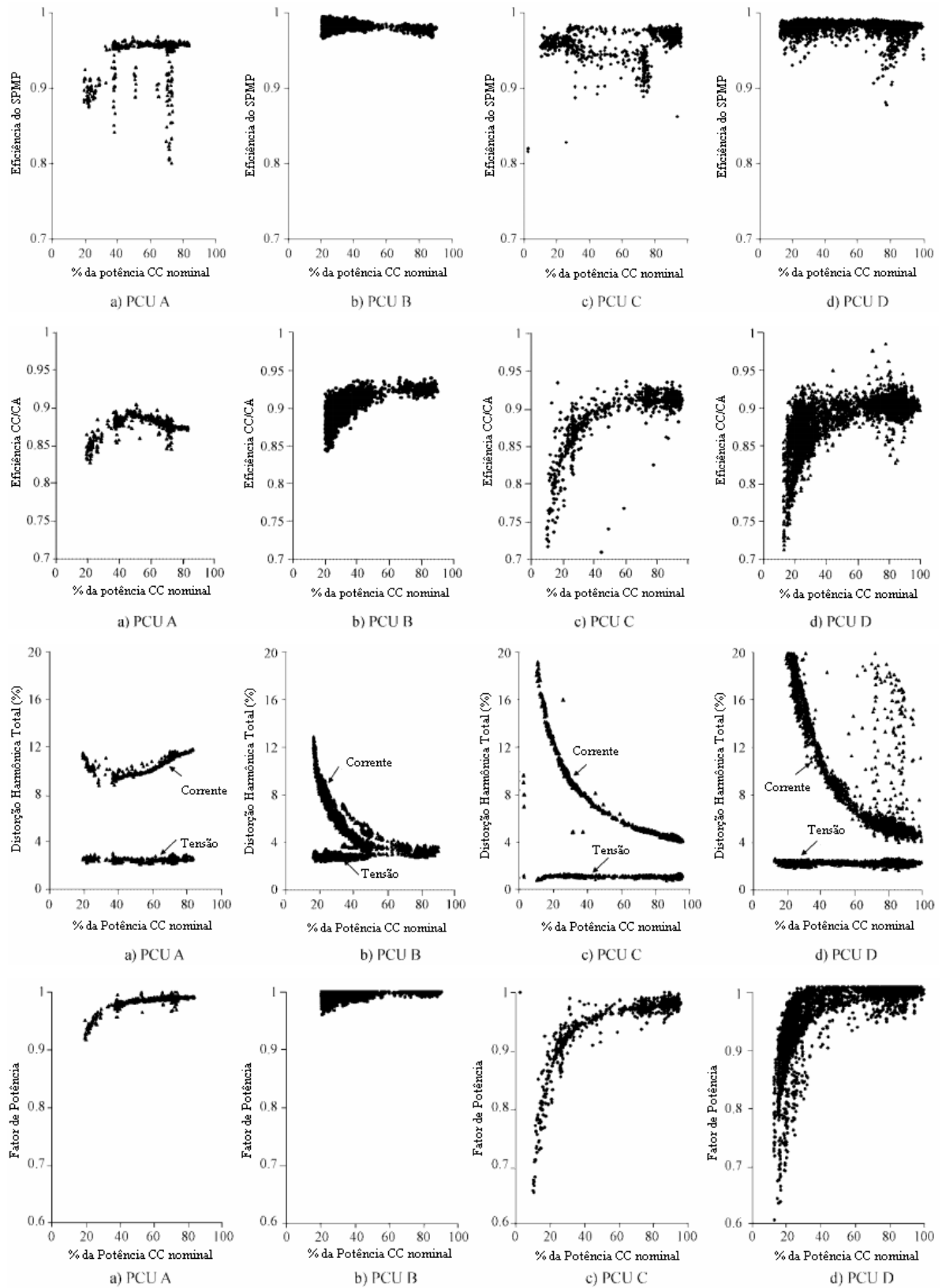


Figura 3.25 – Resultados dos ensaios das características elétricas de inversores

[Chicco et. al. 2004].

Macêdo, 2006, dividiu o sistema fotovoltaico instalado no IEE/USP em oito grupos de análise com diferentes FDI's e comparou curvas de potência e eficiência do SPMP a partir de dados medidos e simulados. A Figura 3.26 apresenta curvas de potência e a Figura 3.27 apresenta curvas de eficiência do SPMP e tensão CC dos grupos N1 e N2.

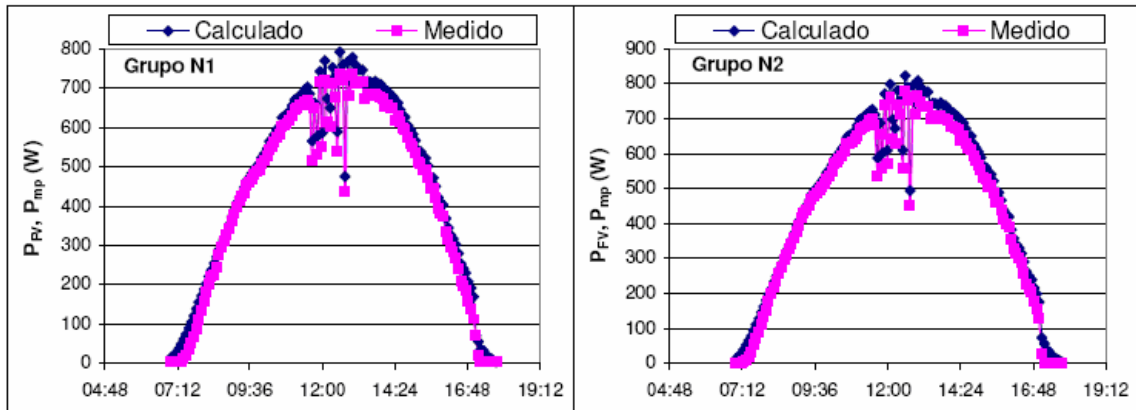


Figura 3.26 – Curvas de potência medidas e simuladas dos grupos N1 e N2 [Macêdo, 2006].

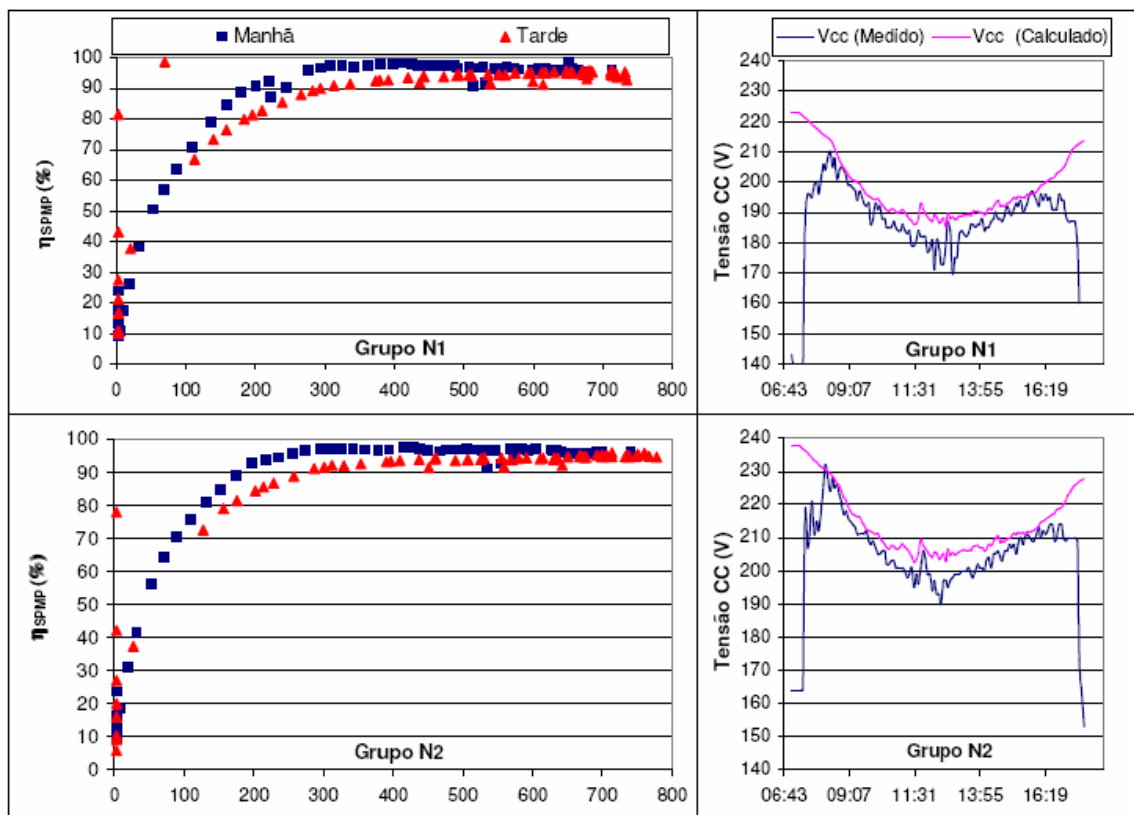


Figura 3.27 – Curvas analíticas de eficiência do seguidor do ponto de máxima potência do inversor e tensão CC medida e calculada dos grupos N1 e N2 [Macêdo, 2006].

A Figura 3.28 apresenta curvas de potência dos grupos N3 e N4 do sistema do IEE/USP e a Figura 3.29 apresenta curvas analíticas da eficiência do SPMP e tensão CC medida e calculada dos grupos N3 e N4. Os grupos N1 e N2 não apresentaram limitação de potência enquanto que os grupos N3 e N4 apresentaram limitação de potência do inversor.

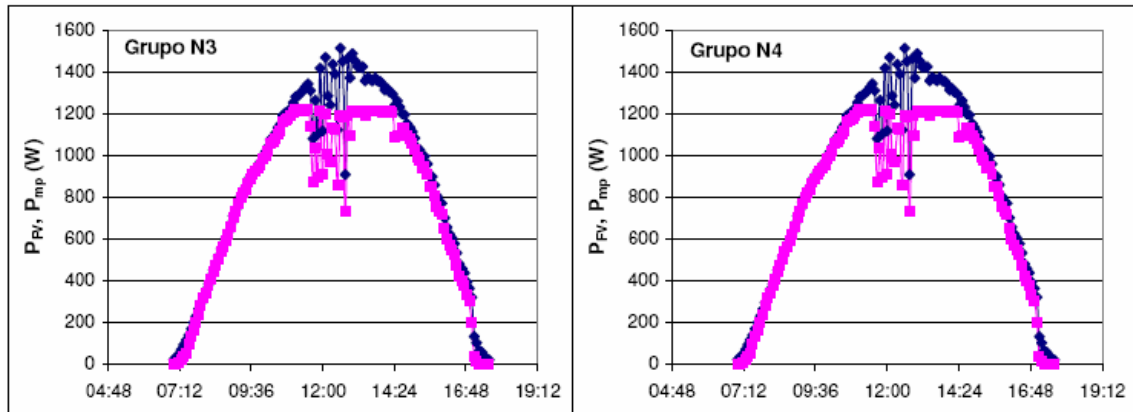


Figura 3.28 – Curvas de potência medidas e simuladas dos grupos N3 e N4 [Macêdo, 2006].

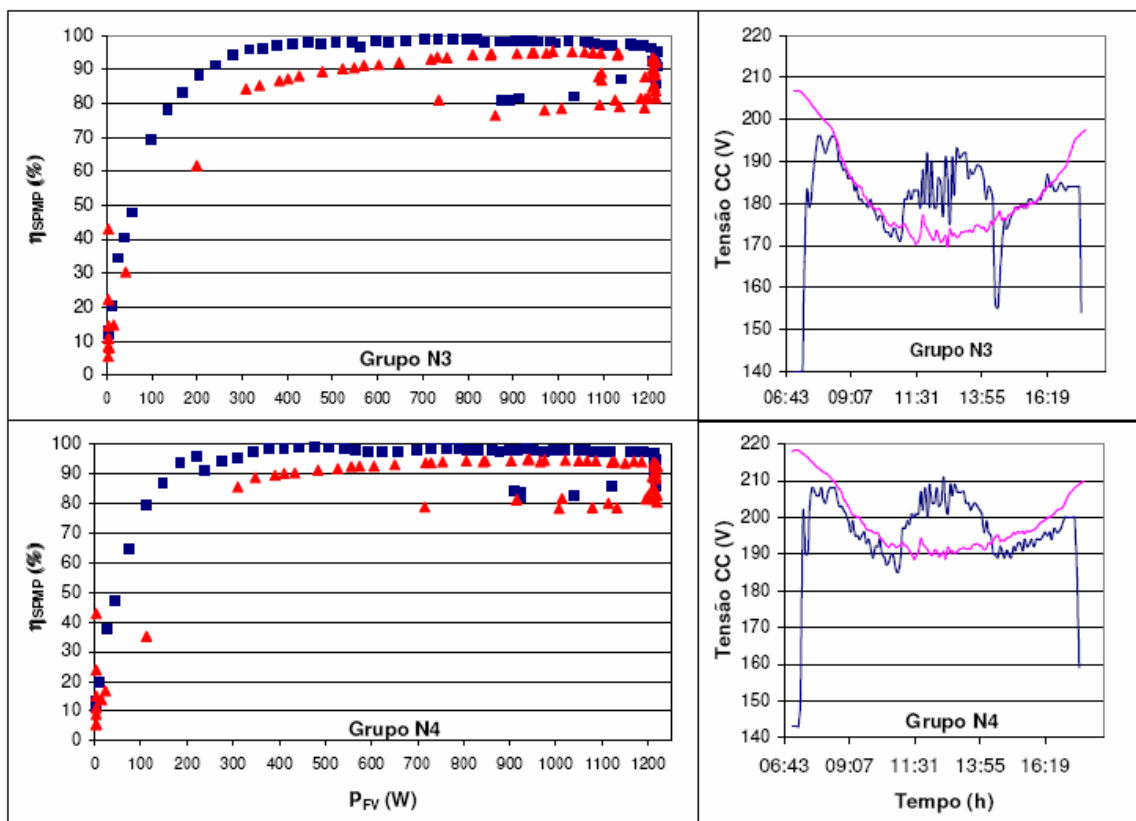


Figura 3.29 – Curvas analíticas de eficiência do seguidor do ponto de máxima potência do inversor e tensão CC medida e calculada dos grupos N1 e N2 [Macêdo, 2006].

O grupo de pesquisa do Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica de Burgdorf (Suíça) tem desenvolvido inúmeros trabalhos e ensaios de inversores para conexão à rede. Haeberlin, 2001, apresenta um trabalho sobre a evolução dos inversores entre 1989 e 2000. A eficiência europeia em 1990 de inversores de 1,5 kW a 3,3 kW era de 85-90 %. Atualmente essas eficiências são da ordem de 95 %. O trabalho apresenta também a comparação da curva de eficiência de dois inversores em dois valores diferentes de tensão CC (Figura 3.30).

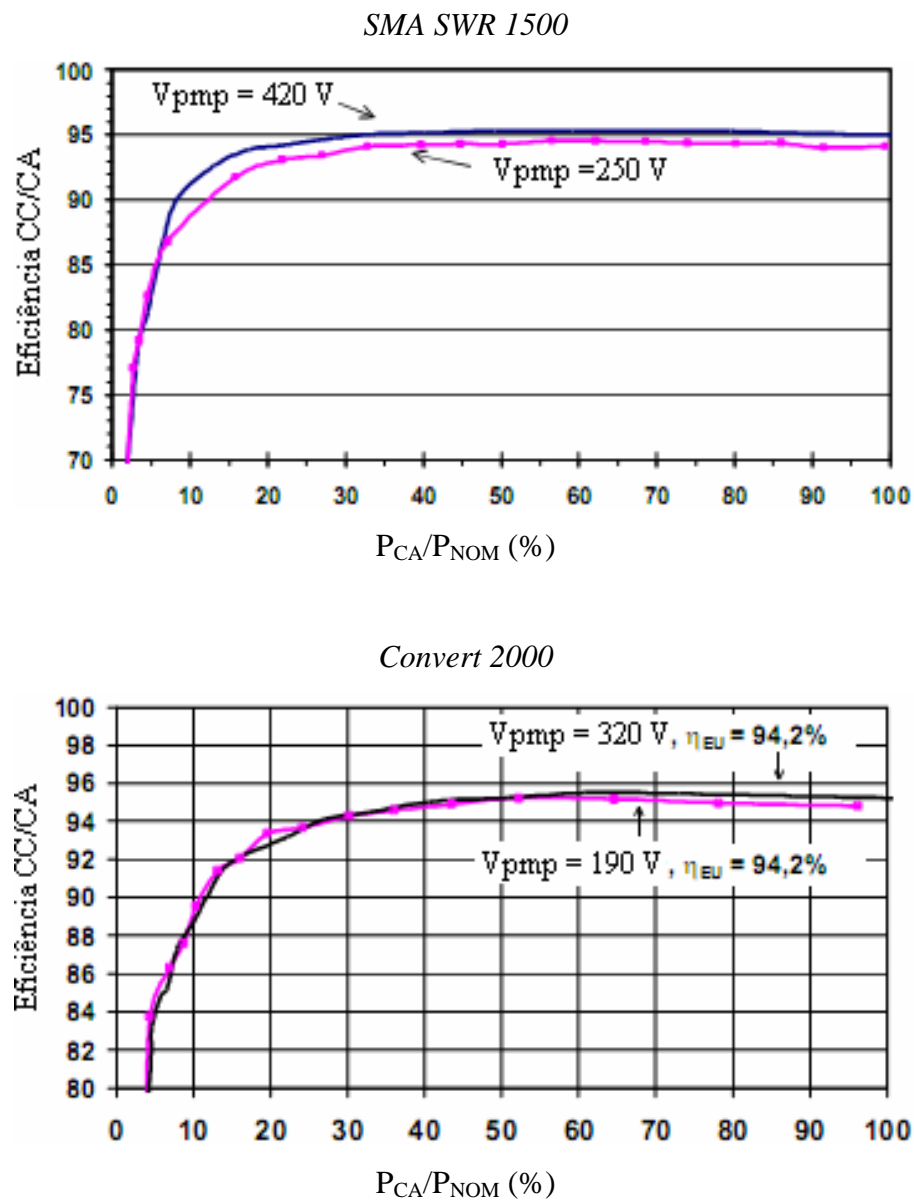


Figura 3.30 – Curva de eficiência dos inversores *SMA SWR 1500* e *Convert 2000* operando em diferentes tensões CC de entrada [Haeberlin, 2001].

A influência da tensão CC na eficiência CC/CA depende do projeto do inversor. Os inversores comumente utilizados em SFI operam em tensões de entrada de 12 V, 24 V e 48 V e apresentam eficiências menores que os inversores utilizados em SFCR que operam em intervalos de tensão maiores. Geralmente, as maiores eficiências são obtidas em tensões CC de entrada um pouco maiores que a tensão nominal de saída, embora não seja possível afirmar que esta condição sempre tenha validade. Haeberlin e Borgna, 2004, apresentaram um método para medir a eficiência do SPMP de inversores utilizando um simulador de arranjo fotovoltaico linear com alta estabilidade (Figura 3.31). A eficiência do SPMP é determinada em duas potências diferentes. Na potência de 140 W, a eficiência do SPMP é de 59 % e na potência de 500 W, aproximadamente, a eficiência do SPMP é de 91 %. Os resultados indicam que a eficiência do SPMP é dependente do nível de carregamento do inversor.

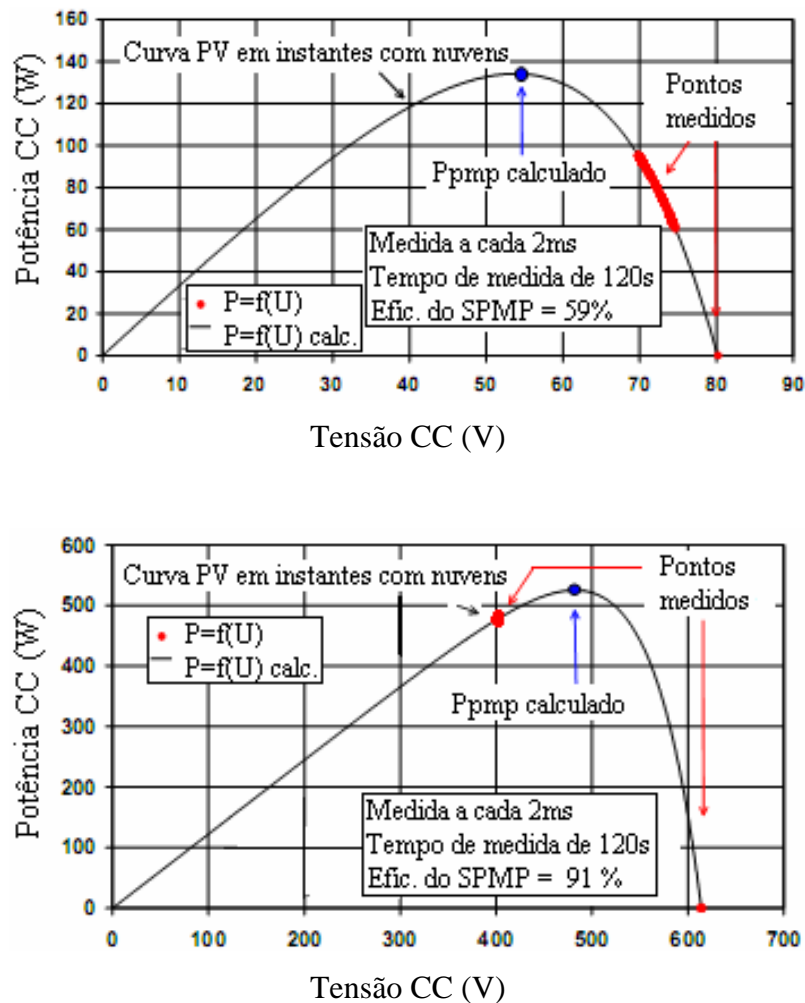


Figura 3.31 – Ponto de operação do inversor na curva P-V e eficiência do SPMP operando em diferentes potências relativas [Haeberlin e Borgna, 2004].

Os inversores sem transformador operam em intervalos de tensão CC maiores que a tensão nominal de saída, situação que dispensa o estágio de conversão CC/CC elevador e aumenta a sua eficiência. Haeblerlin et. al., 2005, apresentam resultados (Figura 3.32 a Figura 3.36 e Tabela 3.8) de ensaios e simulação da eficiência total (eficiência de conversão e eficiência do seguidor do ponto de máxima potência) de dois inversores (*Sunways NT 4000* e *Fronius IG 30*). A Figura 3.33 apresenta curvas de eficiência dos inversores em diferentes tensões CC.

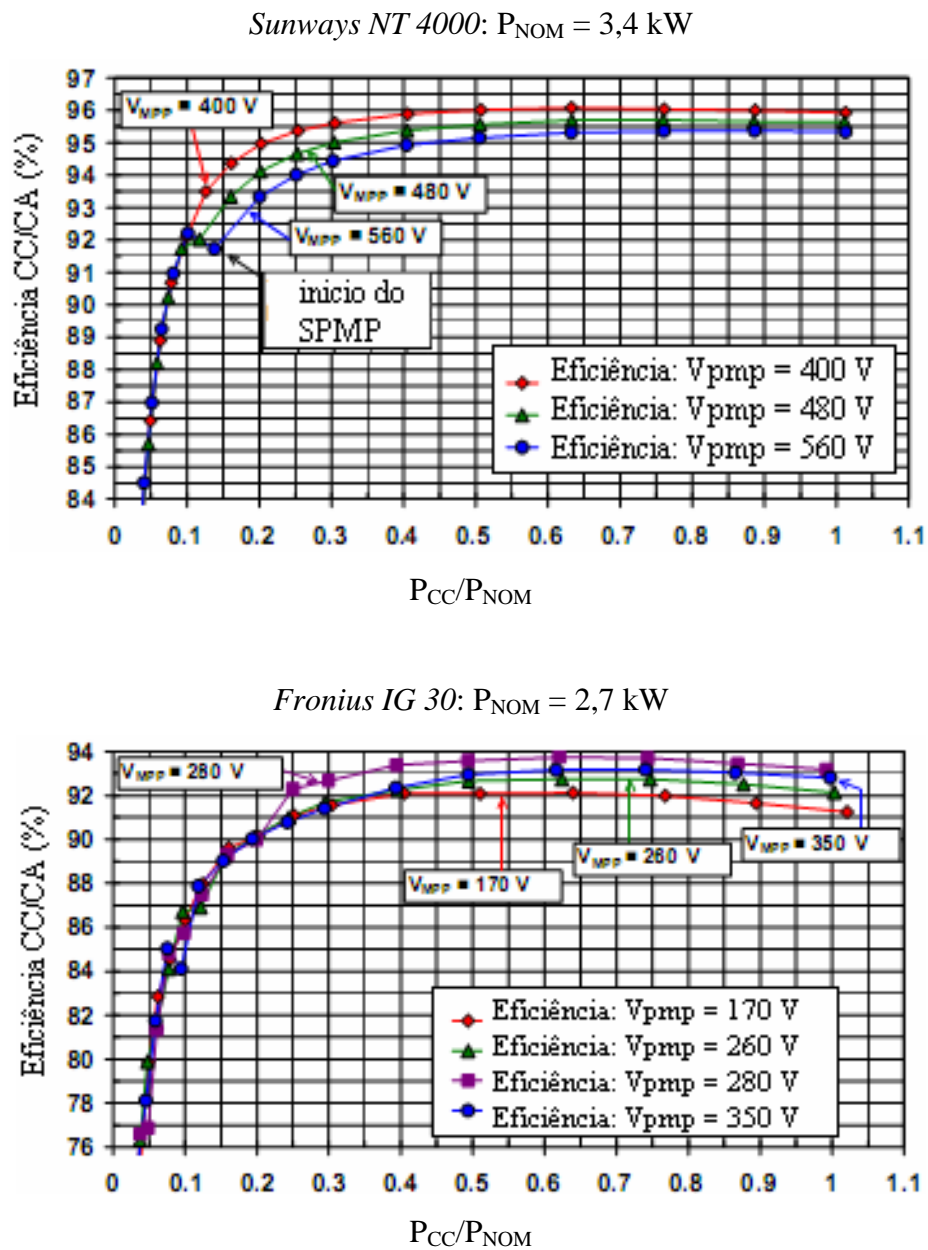


Figura 3.32 – Curva de eficiência dos inversores *Sunways NT 4000* e *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC de entrada [Haeblerlin et. al., 2005].

O inversor *Sunways NT 4000* foi ensaiado no intervalo entre 400 V e 560 V e apresentou maior eficiência nas menores tensões e o inversor *Fronius IG 30* apresentou seu maior desempenho nas maiores tensões no intervalo entre 170 V e 350 V. A Figura 3.33 apresenta o ponto de operação do inversor *Sunways NT 4000* na curva PV e a eficiência do SPMP em duas potências diferentes. A eficiência do SPMP do inversor operando com potência de 2 kW foi de 99,8 % e a mesma eficiência diminuiu para 76 % quando o inversor operou com potência de 130 W.

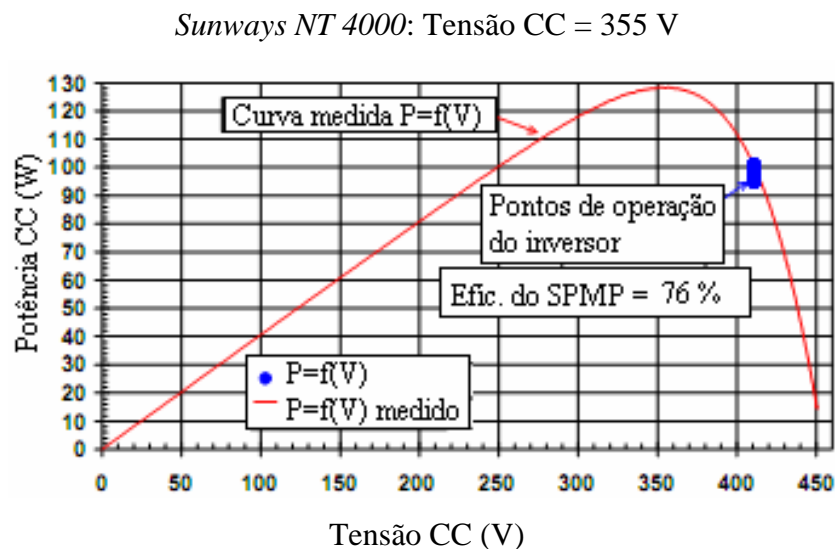
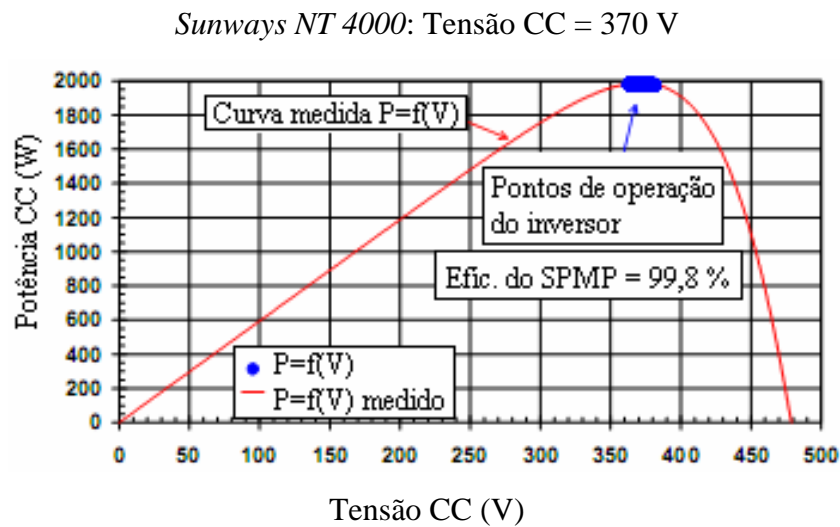


Figura 3.33 – Pontos de operação do inversor *Sunways NT 4000* na curva PV e eficiência do SPMP operando em diferentes potências [Haeberlin et. al., 2005].

A Figura 3.34 apresenta as curvas de eficiência do SPMP dos inversores *Sunways NT 4000* e *Fronius IG 30* em função da potência relativa. As eficiências são próximas de 100 % em uma ampla faixa de potência.

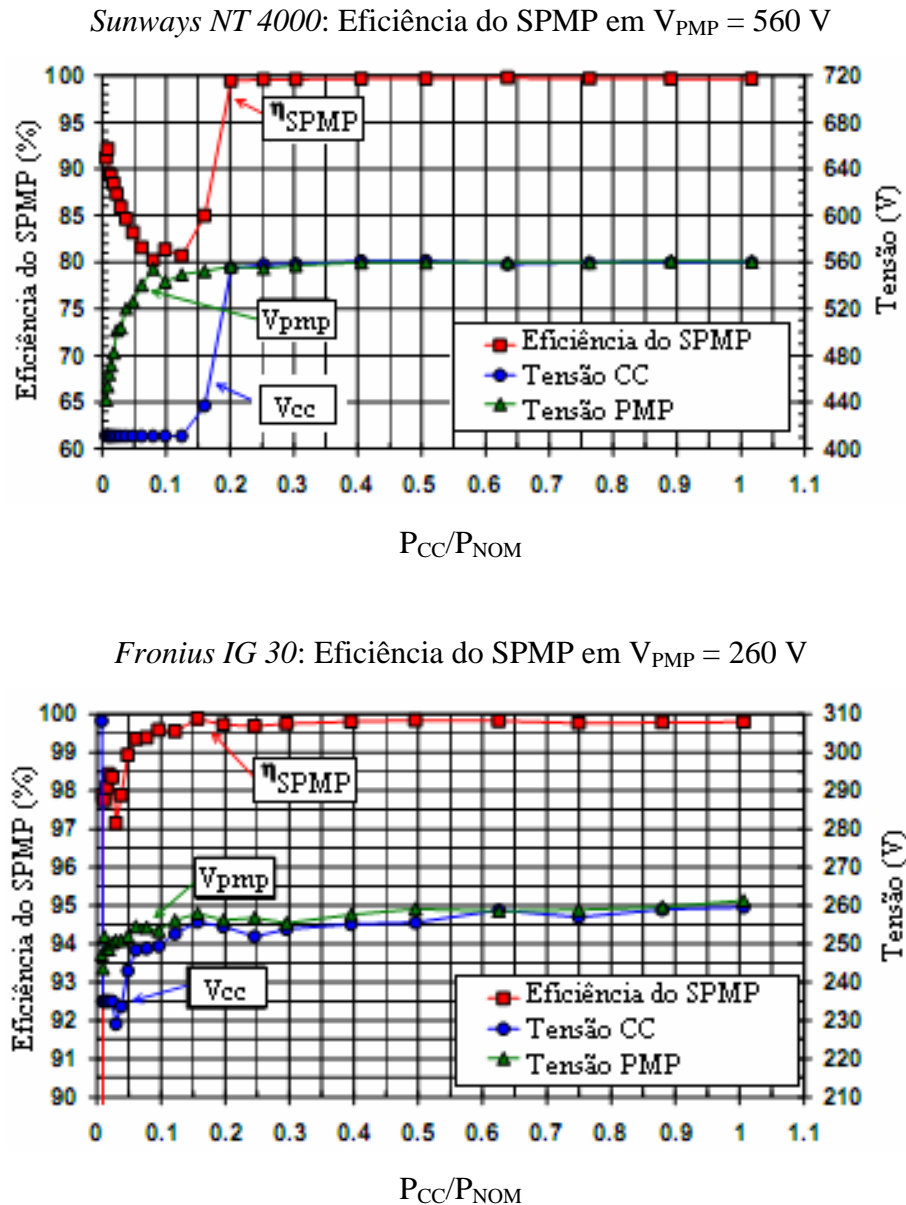


Figura 3.34 – Curvas de eficiência do SPMP dos inversores *Sunways NT 4000* e *Fronius IG 30* em função da potência relativa [Haerberlin et. al., 2005].

Haerberlin et. al., 2005, também apresentam curvas de eficiência do SPMP em função da potência relativa em diferentes tensões CC de entrada. O inversor *Sunways NT 4000* apresenta eficiência do SPMP próximas de 100 %, independentemente da tensão CC de entrada, para níveis de carregamento a partir de 20 % da potência nominal. A influência da

tensão CC é verificada apenas em potências relativas menores que 20 % onde a relação entre V_{CC} e V_{PMP} é diferente para cada tensão. O inversor *Fronius IG 30* também apresenta eficiências do SPMP próximas de 100 % em uma ampla faixa de potência em todas as tensões em que foi ensaiado. As curvas de eficiência do SPMP dos inversores *Sunways NT 4000* e *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC são apresentadas na Figura 3.35.

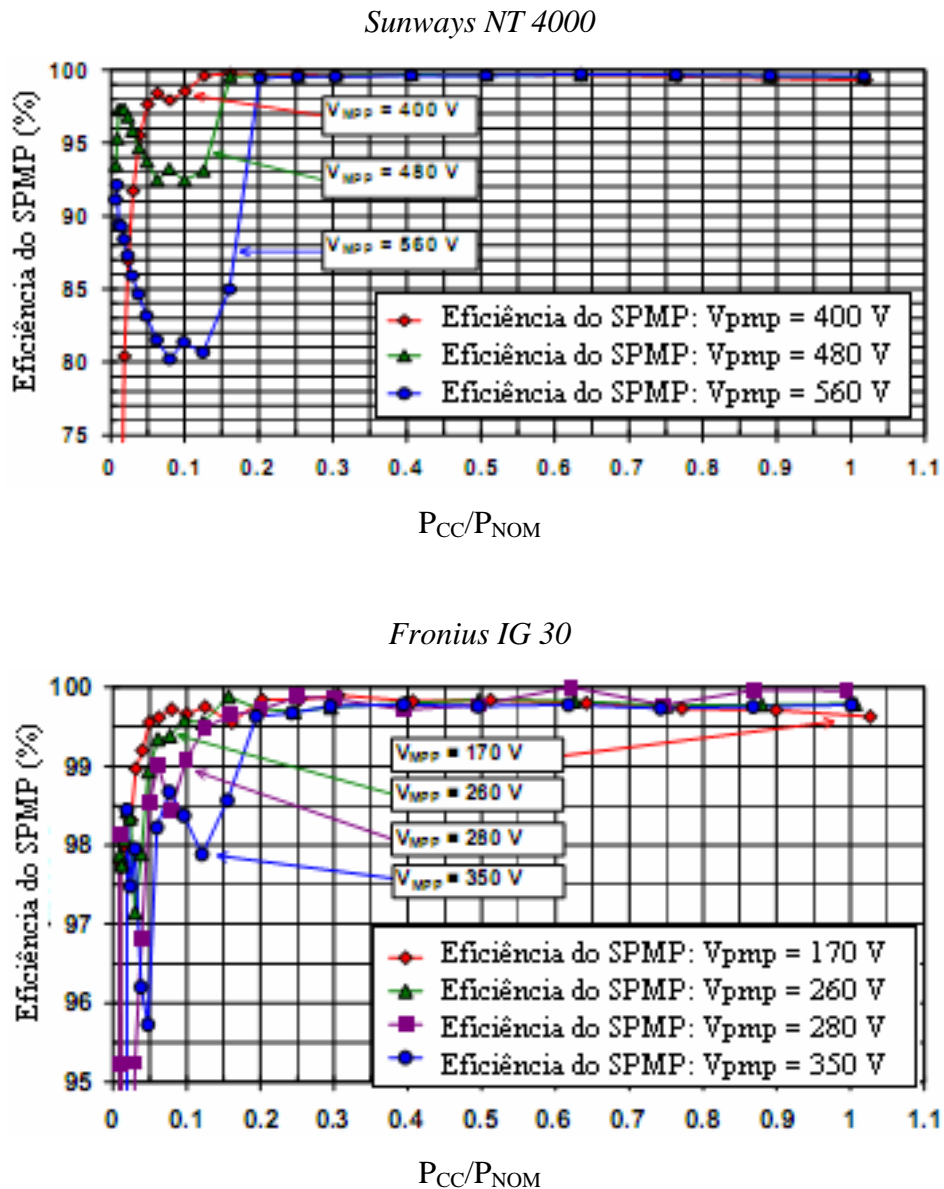


Figura 3.35 – Curvas de eficiência do SPMP em função da potência relativa dos inversores *Sunways NT 4000* e *Fronius IG 30* para diferentes tensões [Haeberlin et. al., 2005].

A Figura 3.36 apresenta curvas de eficiência total em função da potência relativa dos inversores *Sunways NT 4000* e *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC.

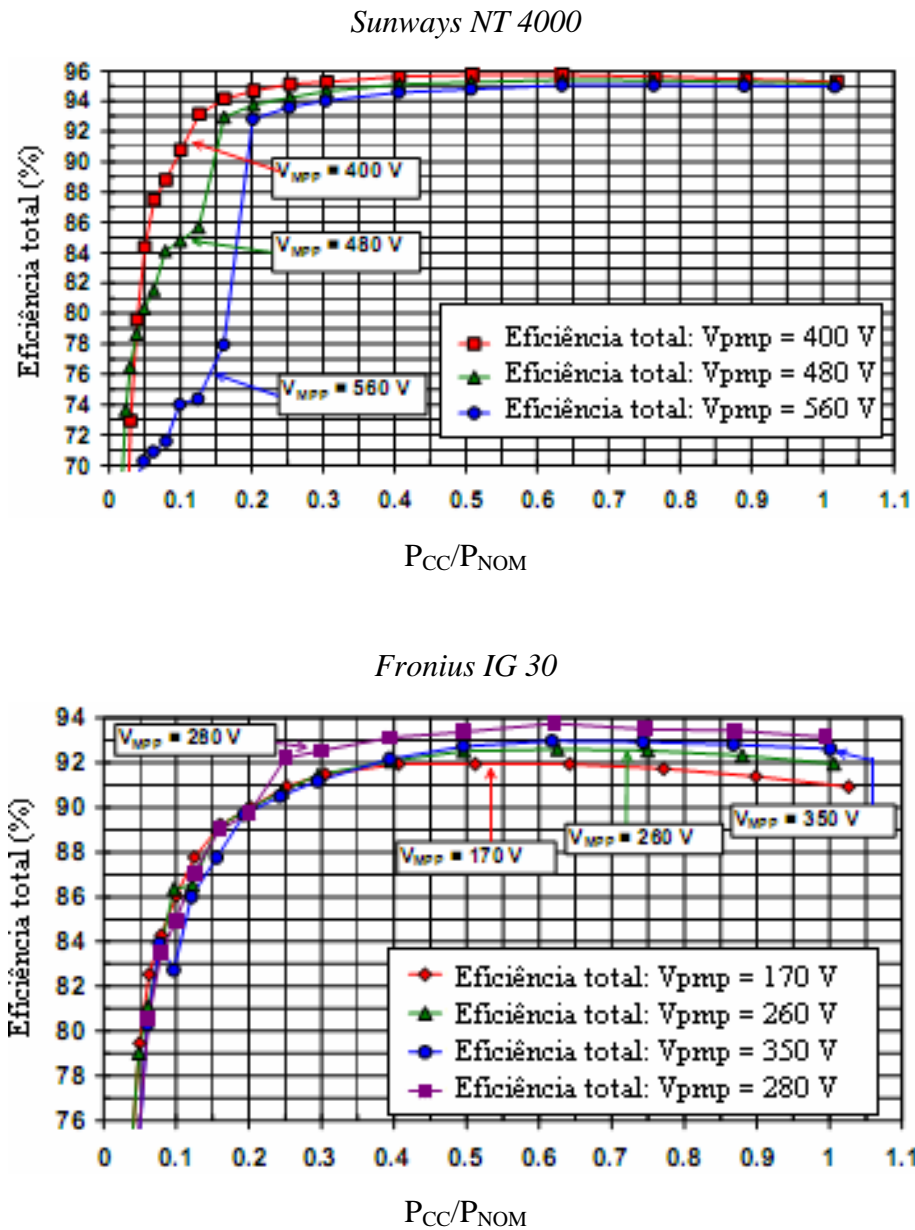


Figura 3.36 – Curva de eficiência total em função da potência relativa dos inversores *Sunways NT 4000* e *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC [Haerberlin et. al., 2005].

A eficiência europeia, eficiência do seguidor do ponto de máxima potência e eficiência total em diferentes tensões CC dos inversores *Sunways NT 4000* e *Fronius IG 30* são apresentadas na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Eficiências dos inversores *Sunways NT 4000* e *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC [Haerberlin et. al., 2005].

	<i>Sunways NT 4000</i>			<i>Fronius IG 30</i>			
V_{PMP} (V)	400	480	560	170	260	280	350
η_{EU} (%)	95,3	94,8	94,3	90,9	91,4	92	91,5
η_{SPMP} (%)	99,5	99,0	98,0	99,7	99,8	99,8	99,5
η_{TOT} (%)	94,9	93,9	92,5	90,7	91,2	91,7	91,0

A Tabela 3.9 apresenta resultados de ensaios em diferentes tensões CC das características elétricas de eficiência europeia, eficiência do seguidor do ponto de máxima potência e eficiência total de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede [Haerberlin et. al., 2006].

Tabela 3.9 – Eficiências de diferentes inversores em diferentes tensões CC [Haerberlin et. al., 2006].

Inversor	V_{PMP} (V)	η_{EU} (%)	η_{SPMP} (%)	η_{TOT} (%)
<i>Sunways NT4000</i>	400	95,4	99,5	94,9
	480	94,9	99	94
	560	94,6	98	92,6
<i>Fronius IG 30</i>	170	91	99,8	90,8
	280	92,1	99,7	91,8
	350	91,6	99,5	91,2
<i>Fronius IG 40</i>	170	91,1	99,9	91,1
	280	92,5	99,6	92,2
	350	91,8	99,5	91,3
<i>Sputnik SM2000E</i>	180	92,4	99,9	92,3
	300	93,4	99,7	93,1
	420	94	99,2	93,2
<i>Sputnik SM3000E</i>	250	93,5	99,5	93
	330	94	99,4	93,4
	420	94,7	99,7	94,4

Haerberlin et. al., 2006, apresentam (Figura 3.37) curvas de eficiência total dos inversores *Fronius IG 40* e *SMA Sunny Boy 3800* em função da potência relativa e em diferentes tensões CC. O inversor *Fronius IG 30* apresenta valores máximos de eficiência em potências próximas da potência nominal e conseqüentemente sua eficiência californiana é maior que sua eficiência européia. O inversor *SMA Sunny Boy 3800* apresenta, entre 30 % e 40 % da potência relativa, seus máximos valores de eficiência e, por conseqüência, sua eficiência européia é maior que sua eficiência californiana.

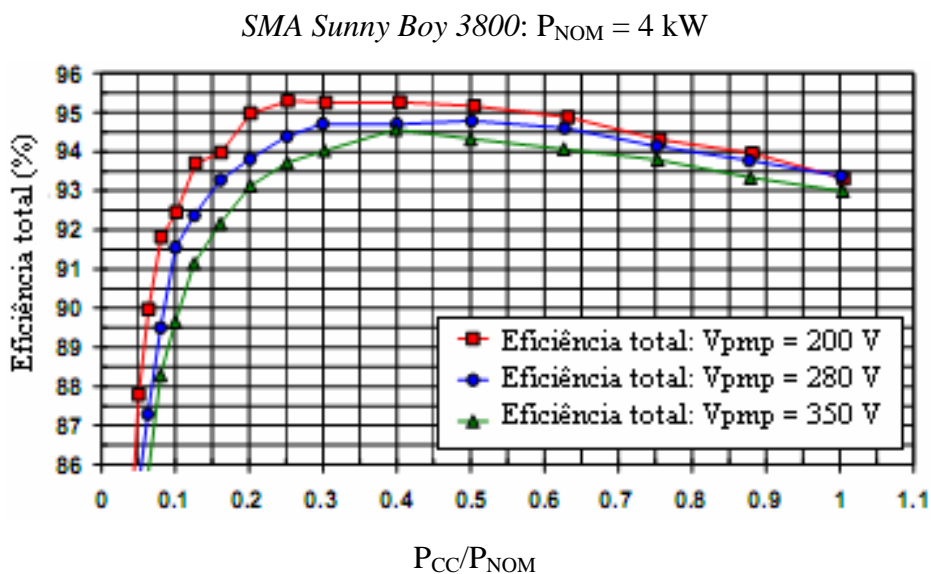
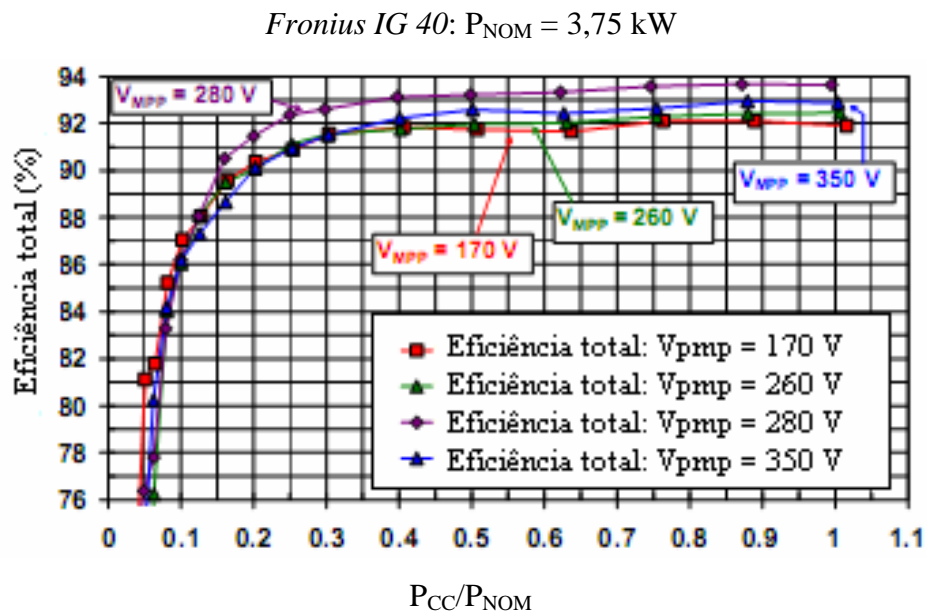


Figura 3.37 – Curvas de eficiência total em função da potência relativa dos inversores *Fronius IG 40* e *SMA Sunny Boy 3800* em diferentes tensões CC [Haerberlin et. al., 2006].

Haerberlin et. al., 2006, apresentam (Figura 3.38) curvas de eficiência total dos inversores *SolarMax 25C* e *SolarMax 6000C* em função da potência relativa e em diferentes tensões CC. O inversor *SolarMax 25C* opera em tensões CC entre 490 V e 630 V e seu melhor desempenho ocorre na tensão de 490 V e o inversor *SolarMax 6000C* opera em tensões entre 250 V e 420 V e seu melhor desempenho ocorre em 420 V_{CC}.

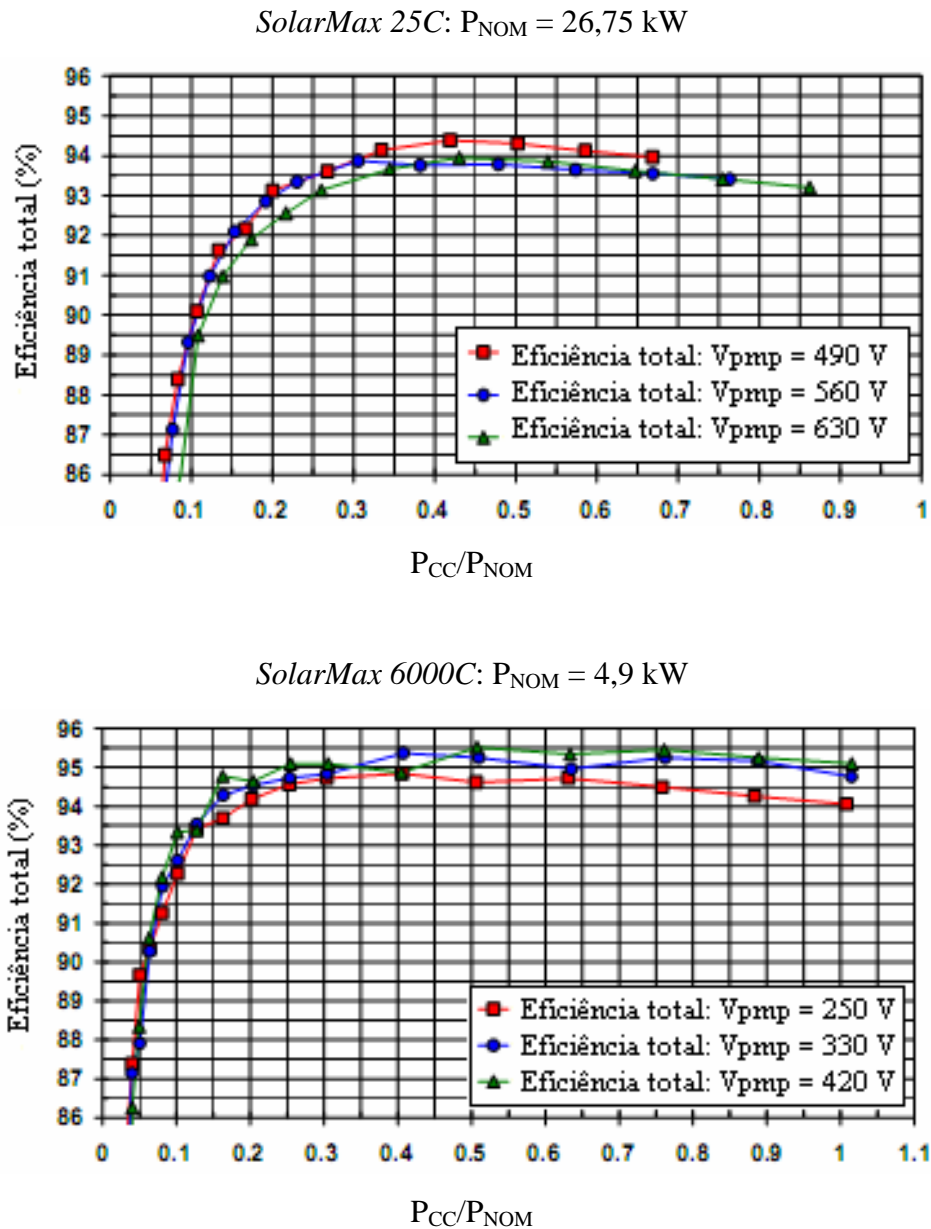


Figura 3.38 – Curvas de eficiência total em função da potência relativa dos inversores *SolarMax 25C* e *SolarMax 6000C* em diferentes tensões CC [Haerberlin et. al., 2006].

A Tabela 3.10 apresenta resultados de ensaios em diferentes tensões CC das características elétricas de eficiência europeia, eficiência do seguidor do ponto de máxima potência e eficiência total de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede [Haerberlin et. al., 2006].

Tabela 3.10 – Eficiências de diferentes inversores em diferentes tensões CC
[Haerberlin et. al., 2006].

Inversor	V_{PMP} (V)	η_{EU} (%)	η_{SPMP} (%)	η_{TOT} (%)
<i>Sputnik SM6000E</i>	250	94,3	99,8	94,1
	330	94,8	99,9	94,6
	420	95,2	99,6	94,9
<i>Sputnik SM6000C</i>	250	94,5	99,7	94,2
	330	95,1	99,6	94,7
	420	95,4	99,5	95
<i>Sputnik SM25C</i>	490	93,1	99,6	92,7
	560	93,1	99,5	92,6
	630	92,9	99,7	92,6
<i>ASP TC Spark</i>	160	90	99,7	89,8
	190	90,4	99,8	90,3
<i>SMA SB 3800</i>	200	94,8	99,6	94,4
	280	94,2	99,7	93,9
	350	93,5	99,7	93,2
<i>SMA SMC 6000</i>	280	94,7	99,6	94,3
	350	94,1	99,6	93,8
	420	93,7	99,7	93,4
<i>Convert 6T</i>	630	94,7	99,8	94,5

Batrinu et. al., 2006, analisam o conteúdo de harmônico da energia injetada na rede por um sistema fotovoltaico. A Figura 3.39 apresenta a THD_V e THD_I em relação à potência relativa e apresenta também a THD_I e a potência fotovoltaica ao longo de um dia. Em baixas potências relativas a distorção harmônica na corrente é da ordem de 40 % e a distorção harmônica é de aproximadamente 2,5 %.

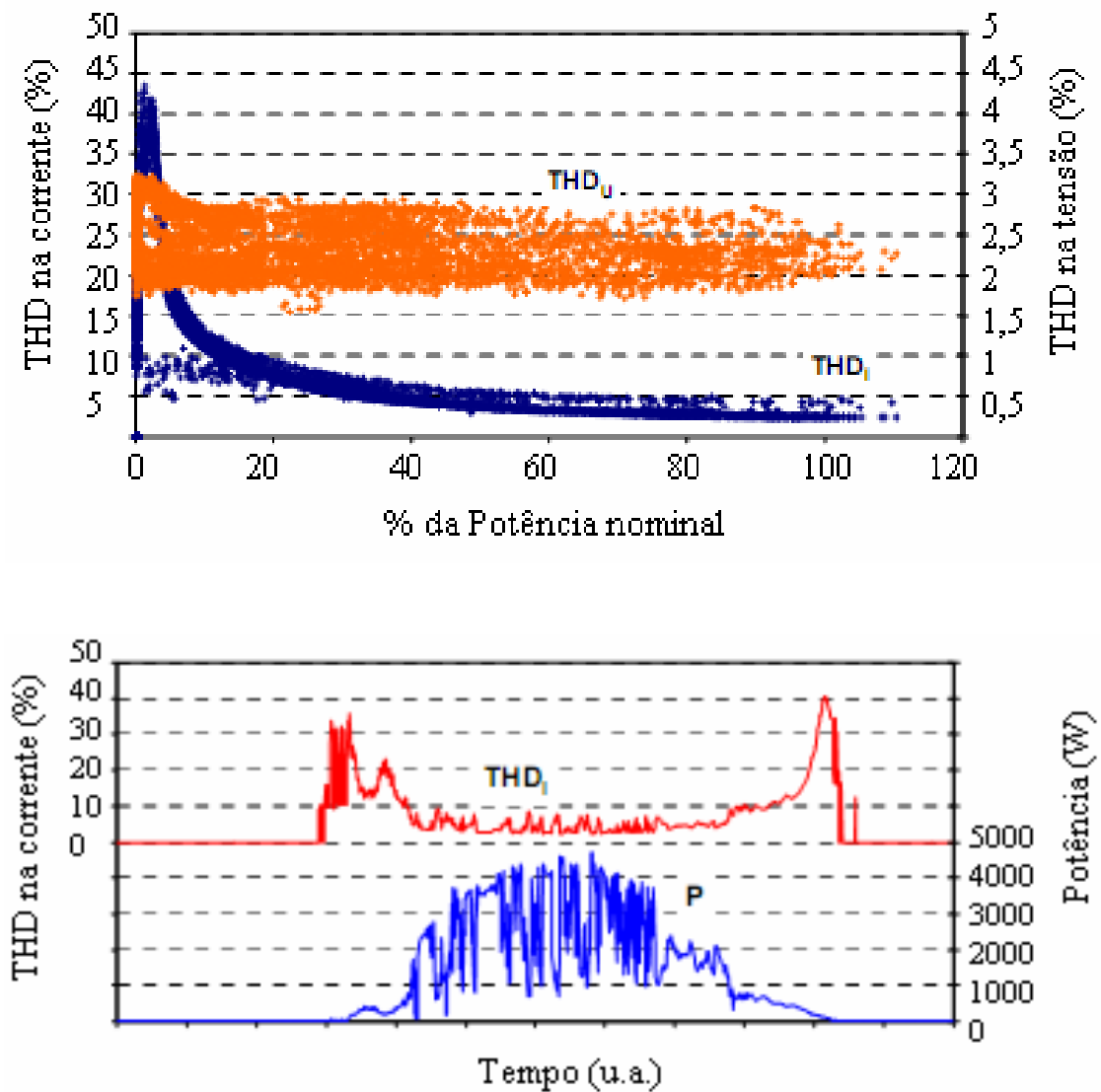


Figura 3.39 – Curva de THD_V e THD_I em relação à P_{NOM} e THD_I e potência fotovoltaica ao longo de um dia [Batrinu et. al., 2006].

Macêdo e Zilles, 2009, apresentam um estudo que relaciona a contribuição energética de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 11 kW_P e as suas particularidades em paralelo com a rede elétrica de distribuição convencional. Os resultados mostram como esses sistemas fotovoltaicos influenciam nos parâmetros de qualidade energética como: distorção harmônica, fator de potência e tensão RMS. A Figura 3.40 apresenta a distorção harmônica na saída de dois inversores.

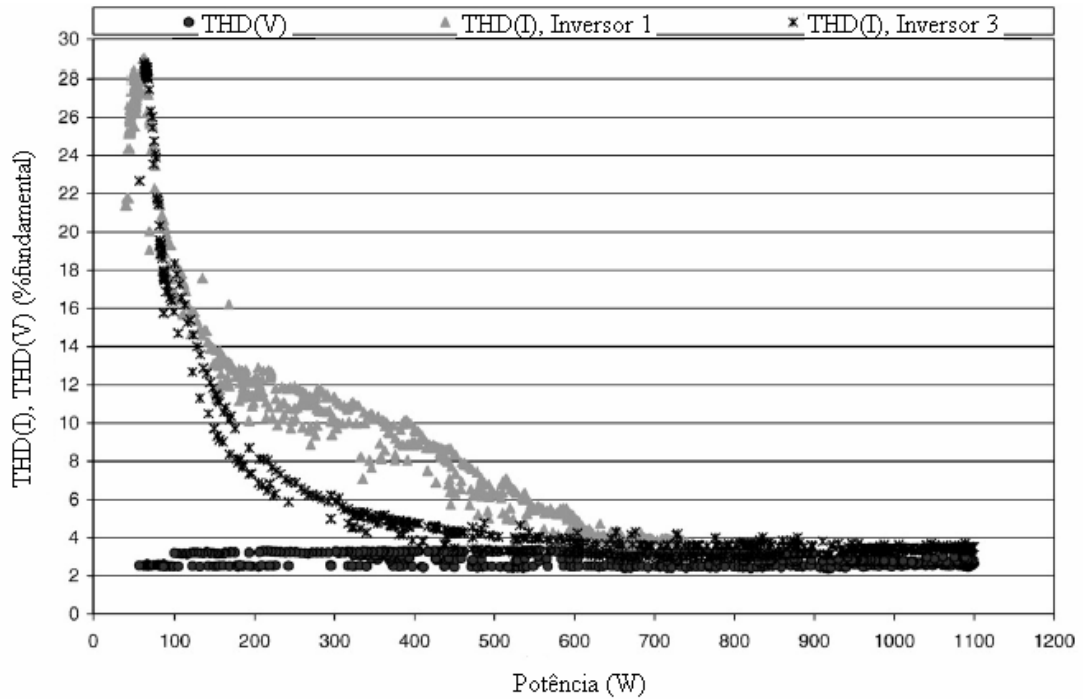


Figura 3.40 – Distorção harmônica em função da potência na saída de dois inversores [Adaptado de Macêdo e Zilles, 2009].

A Figura 3.41 apresenta o comportamento do fator de potência e da tensão em corrente alternada de um sistema trifásico.

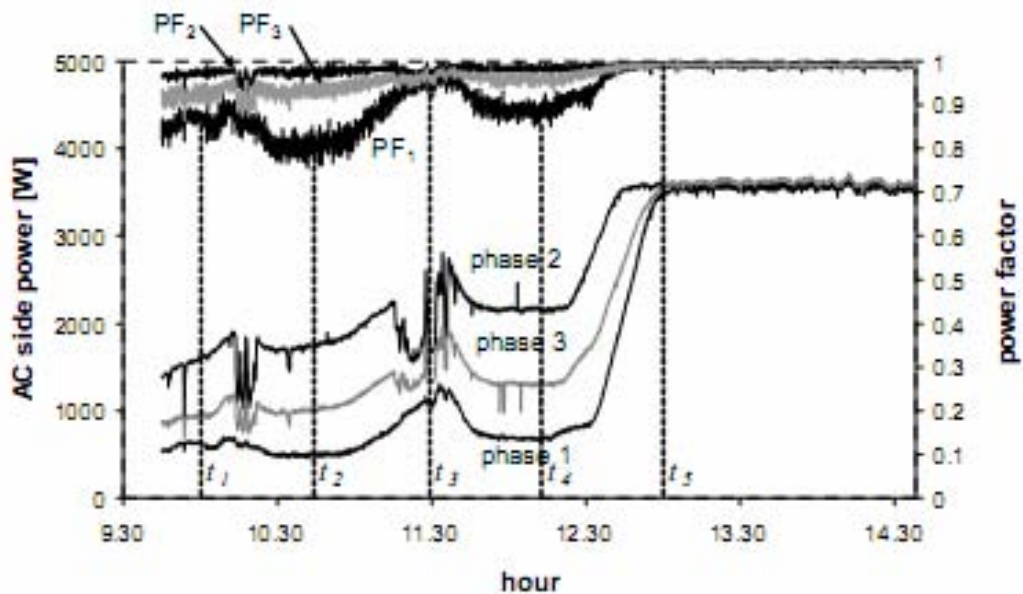


Figura 3.41 – Fator de potência e V_{AC} de um sistema trifásico [Batrinu et. al., 2006].

Cardona e Carretero, 2005, analisam a distorção harmônica de tensão e de corrente de diferentes inversores para a conexão à rede sob diferentes condições (Tabela 3.11). Os ensaios de inversores foram divididos em dois grupos (dias ensolarados e dias parcialmente nublados), sendo que cada inversor foi ensaiado nesses dois dias típicos.

Tabela 3.11 – Ensaios de distorção harmônica de tensão e corrente de diferentes inversores sob diferentes condições [Adaptado de Cardona e Carretero, 2005].

Inversor	THD _V (%)	Energia diária percentual entregue à rede		
		0 < THD _I ≤ 5	5 < THD _I ≤ 10	THD _I > 10
Dias ensolarados		0 < THD _I ≤ 5	5 < THD _I ≤ 10	THD _I > 10
Sunny Boy 2400	1,81	86,5	12,0	1,5
Tauro PRM3	1,47	94,4	4,3	1,3
Sun Profi 2400	1,46	93,2	6,8	0
Ingecon Sun 2500	1,60	38,8	55,0	6,2
Solete 2500	1,70	85,5	11,4	3,1
Dias parcialmente nublados		0 < THD _I ≤ 5	5 < THD _I ≤ 10	THD _I > 10
Sunny Boy 2400	1,82	0	93,8	6,2
Tauro PRM3	1,80	43,7	48,7	8,0
Sun Profi 2400	1,46	76,9	22,2	0,9
Ingecon Sun 2500	1,90	18,8	54,9	26,3
Solete 2500	1,60	76,4	23,4	0,2

A irradiação solar diária variou entre 6,7 e 7,9 kWh/m² e entre 3 e 4,9 kWh/m², respectivamente nos dias ensolarados e parcialmente nublados. Para cada um desses dias típicos é apresentada a distorção harmônica na tensão. A distorção harmônica na corrente foi dividida em três intervalos, sendo que cada intervalo apresenta a porcentagem da energia diária que foi entregue à rede correspondente a determinado conteúdo harmônico. O inversor Sun Profi 2400 injeta mais de 93 % e 76 % de energia na rede com conteúdo harmônico na corrente inferior a 5 %, respectivamente em dias ensolarados e parcialmente nublados enquanto que o inversor Ingecon Sun 2500 injeta aproximadamente 39 % e 19 % de energia com distorção harmônica na corrente menor que 5 %.

Salas et. al., 2009b, apresentam a análise da eficiência do seguidor do ponto de máxima potência de diferentes inversores utilizados em SFCR e de potências inferiores 5 kW. A eficiência do SPMP de 12 diferentes topologias de inversores foi determinada e é apresentada na Tabela 3.12. A eficiência estática do SPMP dos inversores ensaiados é maior que 95 %. Os inversores com transformador de alta ou baixa frequência apresentaram em média eficiência do SPMP da ordem de 98 %. Entre os inversores sem transformador, três apresentaram eficiência da ordem de 96 % e um apresentou eficiência próxima de 100 %.

Tabela 3.12 – Eficiência do SPMP de diferentes potência e topologias de inversores [Salas et. al., 2009b].

Topologia do Inversor	Fabricante	P_{NOM} (W)	P_{MAX} (W)	η_{SPMP} (%)
Transformador de baixa frequência	A	2500	2500	98,2
	B	5000	5400	98,7
	C	2500	2500	98,2
	D	2500	2650	98,1
Transformador de alta frequência	E	3000	3600	98,0
	F	3000	3000	98,7
	G	2600	2750	98,9
	H	4600	5000	98,7
Inversor sem Transformador	I	2300	2500	96,3
	J	3000	3300	95,5
	K	2500	2750	96,8
	L	3300	3300	99,9

A Figura 3.42 apresenta as curvas de eficiência em diferentes tensões CC dos inversores *SMA Sunny Boy 4000TL/5000TL*. Estes inversores não apresentam transformadores e sua eficiência europeia é da ordem de 96,5 % em 400 V_{CC}. A Figura 3.43 apresenta as curvas de eficiência em diferentes tensões CC do inversor *SMA Sunny Boy 3000*. Estes inversores apresentam transformadores de baixa frequência e sua eficiência europeia é da ordem de 94 % em 300 V_{CC}.

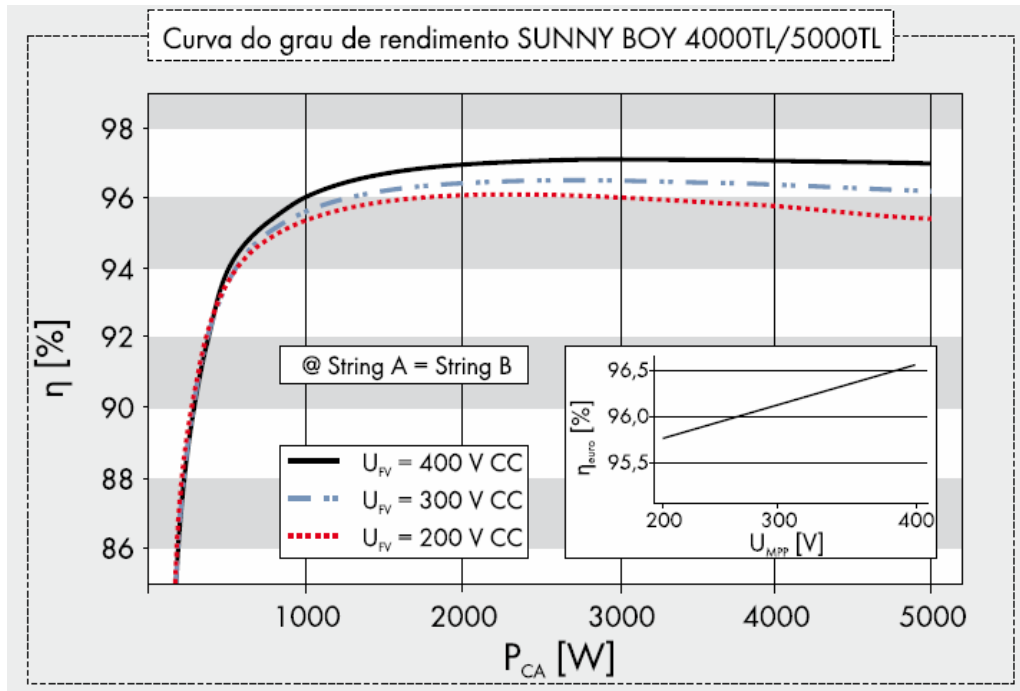


Figura 3.42 – Curvas de eficiência CC/CA dos inversores *SMA Sunny Boy 4000TL/5000TL* em diferentes tensões CC de entrada [SMA, 2010].

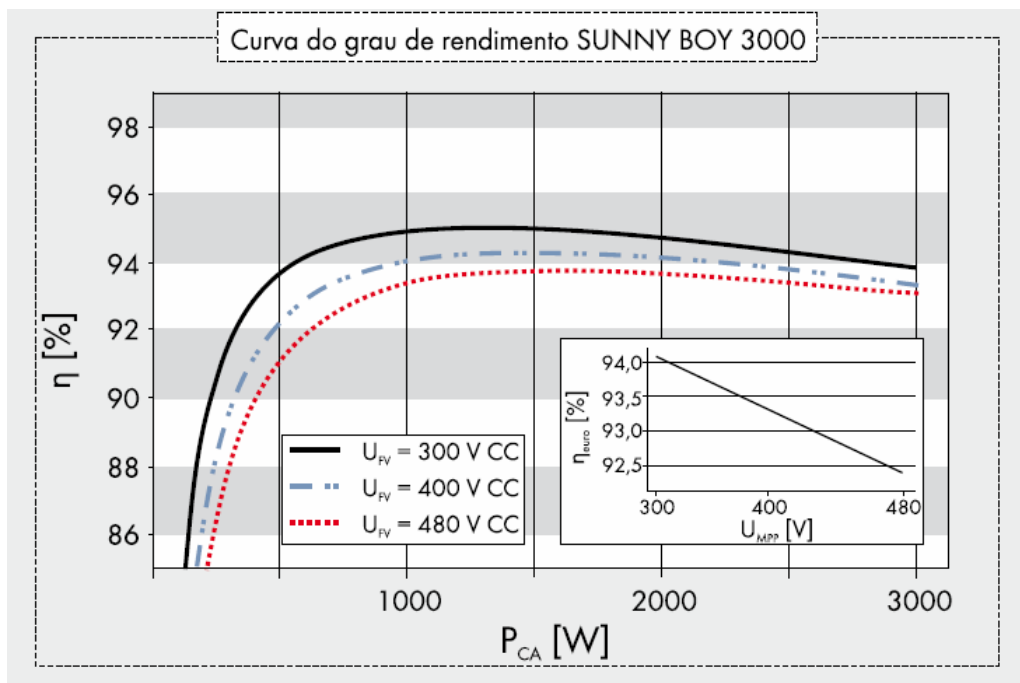


Figura 3.43 – Curvas de eficiência CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy 3000* em diferentes tensões CC de entrada [SMA, 2010].

O laboratório de testes da Photon iniciou a partir de 2007 um programa de ensaios elétricos e térmicos de inversores comerciais utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Os ensaios pretendem verificar e avaliar o comportamento e resposta dos inversores em diferentes condições de operacionalidade. Inversores de distintos modelos e fabricantes são ensaiados e classificados de acordo com o seu desempenho. Esta revisão não tem por objetivo descrever detalhadamente os ensaios elétricos e térmicos realizados pelo laboratório da Photon e apresentar os resultados de todos os testes desenvolvidos, mas sim apresentar e destacar apenas alguns resultados obtidos.

Um dos principais ensaios consiste em obter a curva de eficiência de conversão CC/CA em função do nível de carregamento do inversor em diferentes tensões CC de entrada, obtendo a eficiência máxima, eficiência europeia e a eficiência californiana para cada valor de tensão. O primeiro inversor ensaiado foi o inversor *Fronius IG 30*. A mínima e a máxima tensão CC de entrada foram de, respectivamente, 150 V e 397 V. A máxima eficiência foi obtida em 280 V enquanto que a menor eficiência máxima foi obtida na tensão de 202 V [Photon, 2007/01]. A Figura 3.44 apresenta a curva de eficiência de conversão CC/CA, em função da potência relativa, do inversor *Fronius IG 30* em quatro diferentes tensões CC de entrada.

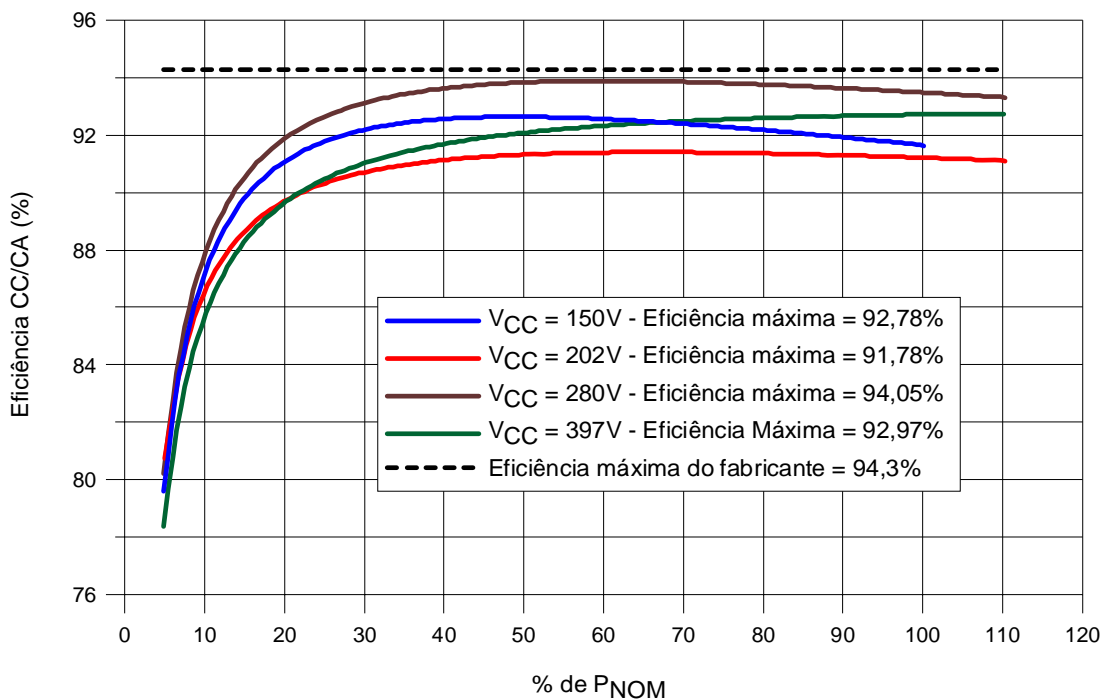


Figura 3.44 – Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC de entrada [Adaptado de Photon, 2007/1].

A Figura 3.45 é um diagrama que apresenta a variação da eficiência de conversão CC/CA do inversor *Fronius IG 30* em função da potência relativa e da tensão CC de entrada. Verifica-se que o melhor desempenho é obtido quando o inversor está submetido a uma tensão CC de entrada da ordem de 280 V e que existem duas faixas de tensões onde se obtém as maiores eficiências. A primeira e maior faixa de tensão está compreendida entre 280 V e 350 V, enquanto que a segunda faixa está compreendida entre 215 V e 230 V, sendo que esta segunda faixa está muito próxima de 202 V, tensão na qual o inversor apresenta as menores eficiências em função do nível de carregamento. É importante destacar a variabilidade dos valores de eficiência CC/CA em função da potência relativa e da tensão CC de entrada, sendo que a formação de zonas de alta eficiência consecutivas conforme a tensão ocorre devido à utilização de um transformador com diferentes taps.

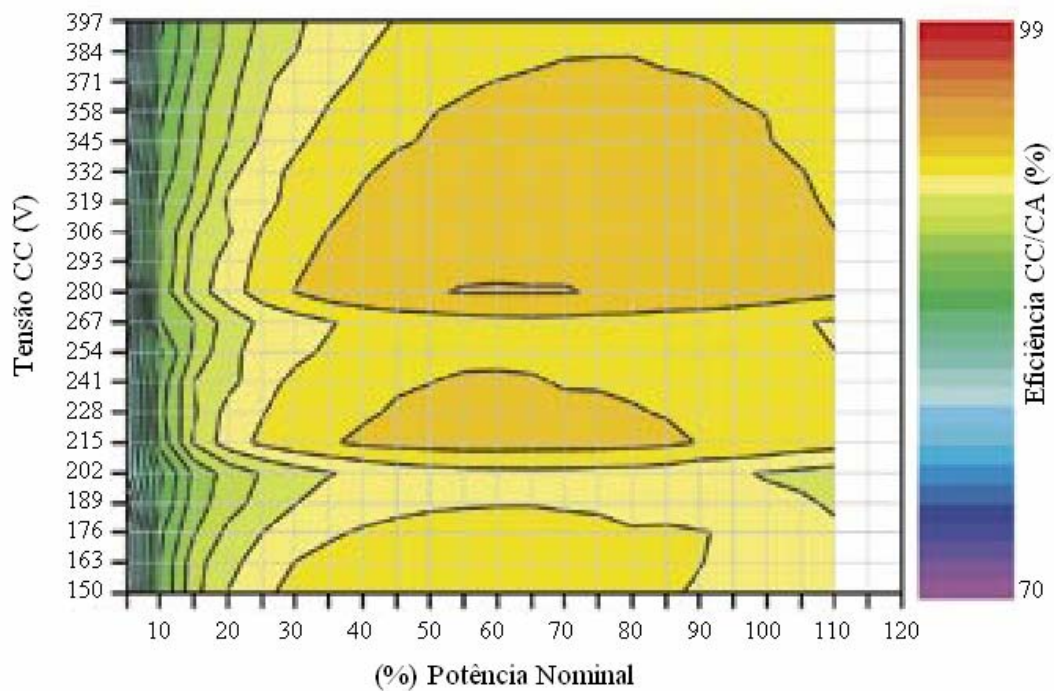


Figura 3.45 – Eficiência de conversão CC/CA em função do estado de carga do inversor *Fronius IG 30* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/1].

O segundo inversor submetido a testes no laboratório da Photon foi o inversor SMA Sunny Boy 3800 [Photon, 2007/2]. A faixa de tensão em que este inversor foi testado estava compreendida entre 174 V e 480 V. A Figura 3.46 apresenta a curva de eficiência CC/CA do inversor *SMA SB 3800* para duas diferentes tensões CC de entrada e a Figura 3.47 apresenta a eficiência europeia do inversor *SMA SB 3800* para diferentes tensões CC.

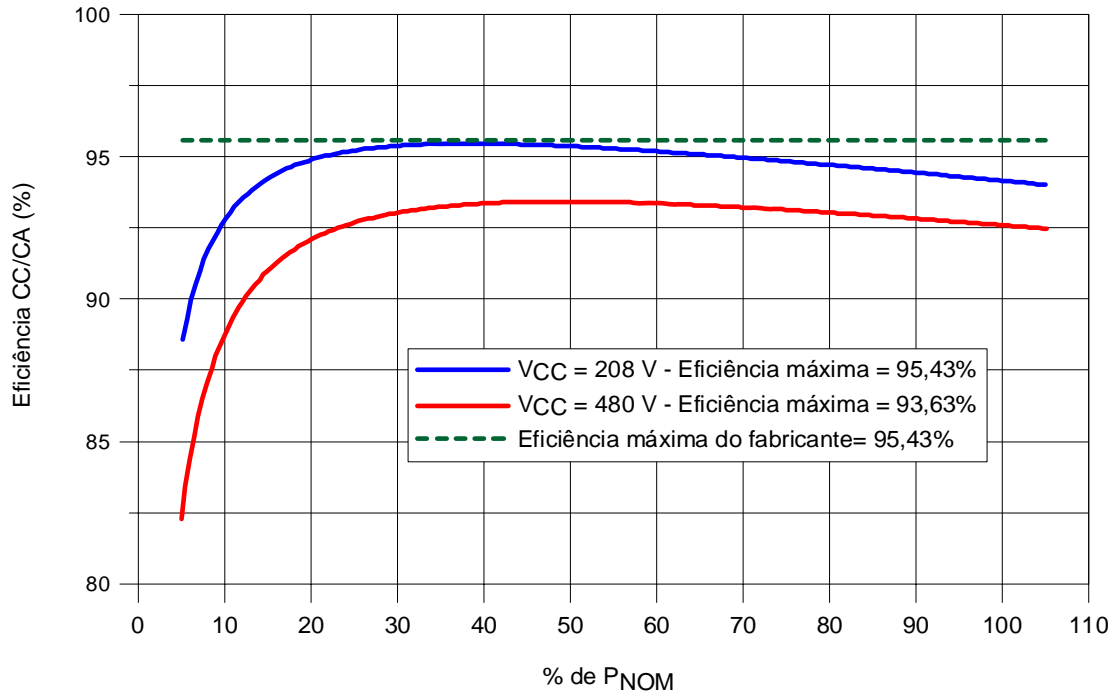


Figura 3.46 – Curva de eficiência de conversão CC/CA em duas diferentes tensões CC do inversor *SMA Sunny Boy 3800* [Adaptado de Photon, 2007/2].

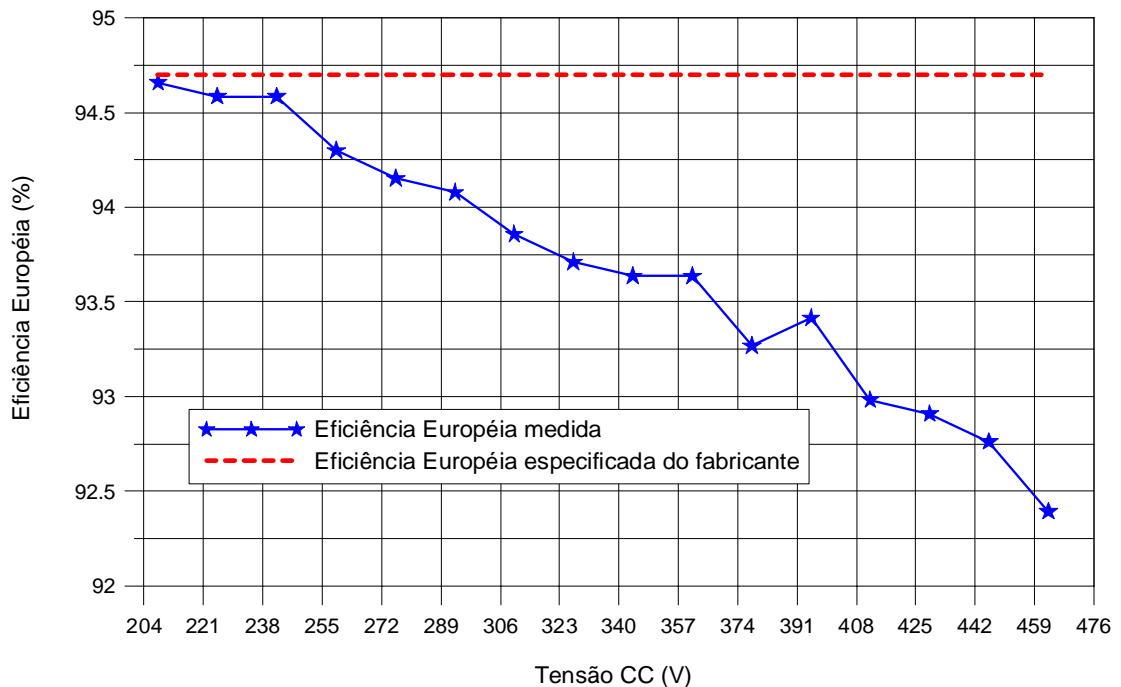


Figura 3.47 – Eficiência europeia do inversor *SMA Sunny Boy 3800* para diferentes tensões CC de entrada [Adaptado de Photon, 2007/2].

Os melhores desempenhos foram obtidos em tensões compreendidas entre 200 V e 250 V enquanto que os piores desempenhos foram obtidos em tensões mais elevadas. Em 208 V de tensão CC de entrada, a eficiência máxima foi da ordem de 95,5 % enquanto que a eficiência europeia foi de 94,7 % enquanto que para uma tensão CC de 480 V, a eficiência máxima obtida foi de 93,6 % e a eficiência europeia foi um pouco maior que 92 %, aproximadamente. Diferentemente do inversor *Fronius IG 30* que apresentava seu melhor desempenho em tensões mais elevadas, o inversor *SMA SB 3800* apresenta um desempenho melhor quando está operando em menores tensões CC de entrada. A Figura 3.48 é um diagrama que apresenta a variação da eficiência de conversão CC/CA, do inversor *SMA SB 3800*, em função do nível de carregamento e da tensão CC de entrada.

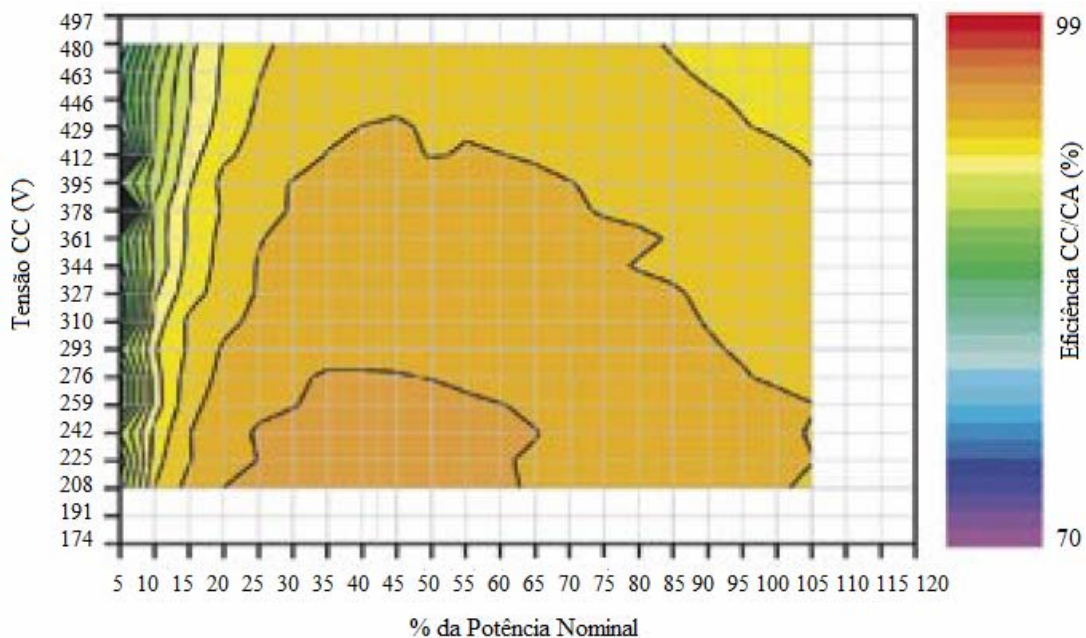


Figura 3.48 – Eficiência de conversão CC/CA em função do estado de carga do inversor *SMA Sunny Boy 3800* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/2].

Ensaio elétrico para determinação do comportamento da eficiência do seguidor do ponto de máxima potência também são realizados nas bancadas de testes de inversores do laboratório da Photon. A Figura 3.49 apresenta o comportamento da eficiência do SPMP, em diferentes tensões CC de entrada, do inversor *Conergy IP 5000 Vision* em função da potência relativa [Photon, 2007/7]. Em baixas tensões CC de entrada, da ordem de 250 V, a eficiência do SPMP é da ordem de 99 % para níveis de carregamento maiores que 15 %, e da ordem de 98 % para potências relativas menores que 15 %, aproximadamente. Para altas tensões CC de

entrada, da ordem de 700 V, as eficiências do SPMP são menores e podem-se encontrar valores da ordem de 95 %. Essas condições podem significar perdas energéticas dependendo da tensão CC que o inversor está operando; entretanto, é possível concluir que as eficiências do SPMP dos inversores atuais utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede são elevadas para os mais diferentes níveis de carregamento e tensões CC de entrada.

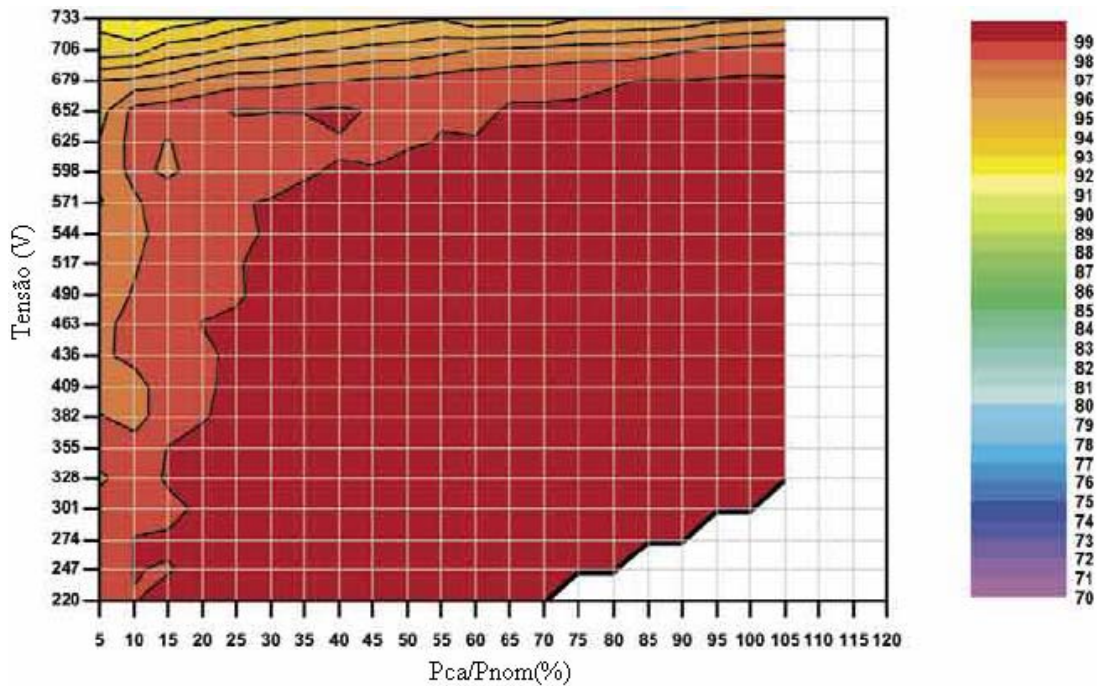


Figura 3.49 – Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência em função do estado de carga do inversor *Conergy IP 5000 Vision* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/7].

A Figura 3.50 apresenta o comportamento da eficiência de conversão CC/CA do inversor *Conergy IP 5000 Vision* para diferentes níveis de carregamento e tensões CC de entrada. Diferentemente da eficiência do SPMP, as maiores eficiências CC/CA são obtidas em tensões CC maiores que 650 V, enquanto que para tensões da ordem de 250 V, o inversor apresenta suas menores eficiências de conversão CC/CA. É importante destacar que as diferenças referidas são da ordem de 1 % ou 2 %, mas que ao longo da vida útil de operação dos inversores podem representar perdas energéticas significativas. A Figura 3.51 apresenta a curva de eficiência do inversor *Conergy IP 5000 Vision* para diferentes tensões CC de entrada. A diferença da eficiência europeia, entre a mínima e a máxima tensão CC, é da ordem de 2 %.

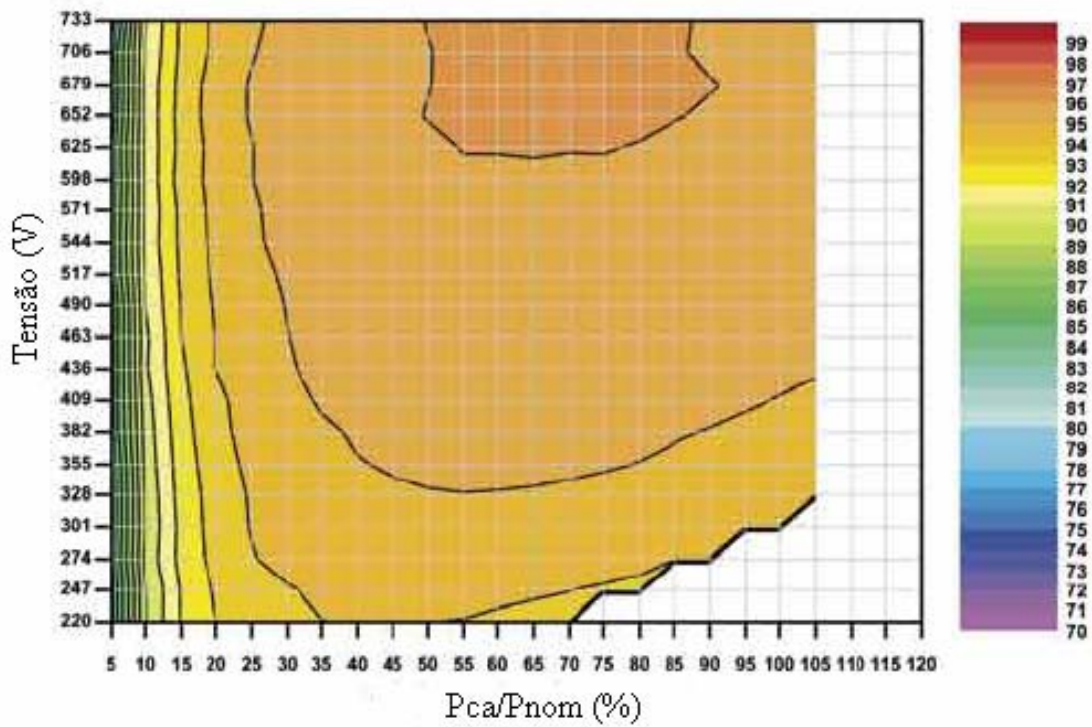


Figura 3.50 – Eficiência de Conversão CC/CA em função da potência relativa do inversor *Conergy IP 5000 Vision* em diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/7].

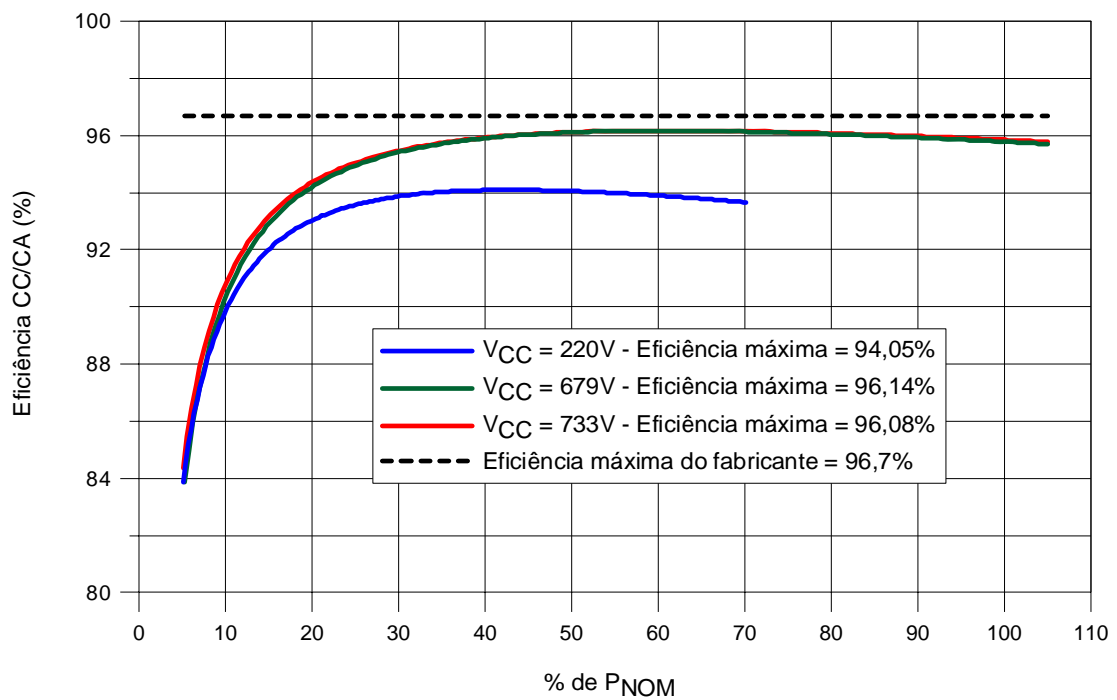


Figura 3.51 – Curva de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC do inversor *Conergy IP 5000 Vision* [Photon, 2007/7].

A diferença da eficiência européia em diferentes tensões CC pode ser da ordem de 4 % para alguns inversores. O inversor *Ingeteam Ingecon Sun 3,3TL* (Figura 3.52) apresenta uma eficiência européia de 92,88 % em 125 V_{CC} e uma eficiência de 96,16 % em 414 V_{CC} [Photon, 2007/8].

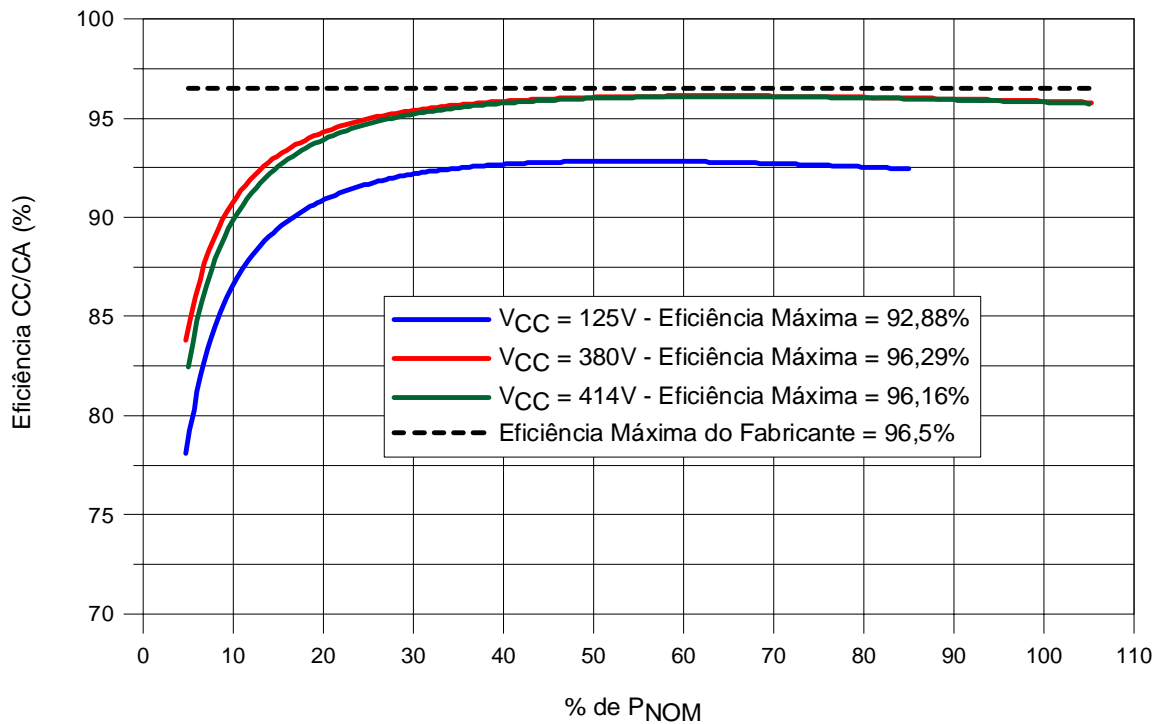


Figura 3.52 – Curva de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 3,3TL* [Photon, 2007/8].

As características elétricas, eficiência de conversão CC/CA e eficiência do seguidor do ponto de máxima potência, de alguns inversores são similares independentemente da tensão CC. O Inversor *SMA SMC 8000TL* apresenta características elétricas similares no intervalo de tensão em que foi testado. Entretanto é importante destacar que o intervalo de tensão em que este inversor foi testado foi da ordem de 150 V. A eficiência européia é da ordem de 97,9 % em 335 V_{CC} enquanto que em 487 V_{CC}, a eficiência é da ordem de 97,5 % [Photon, 2007/10]. As eficiências do SPMP são elevadas, da ordem de 99 % para um significativo intervalo de tensão CC e potência relativa. O comportamento da eficiência do SPMP em diferentes tensões CC é apresentado na Figura 3.53 e o comportamento da eficiência de conversão CC/CA do inversor é apresentado na Figura 3.54 [Photon, 2007/10].

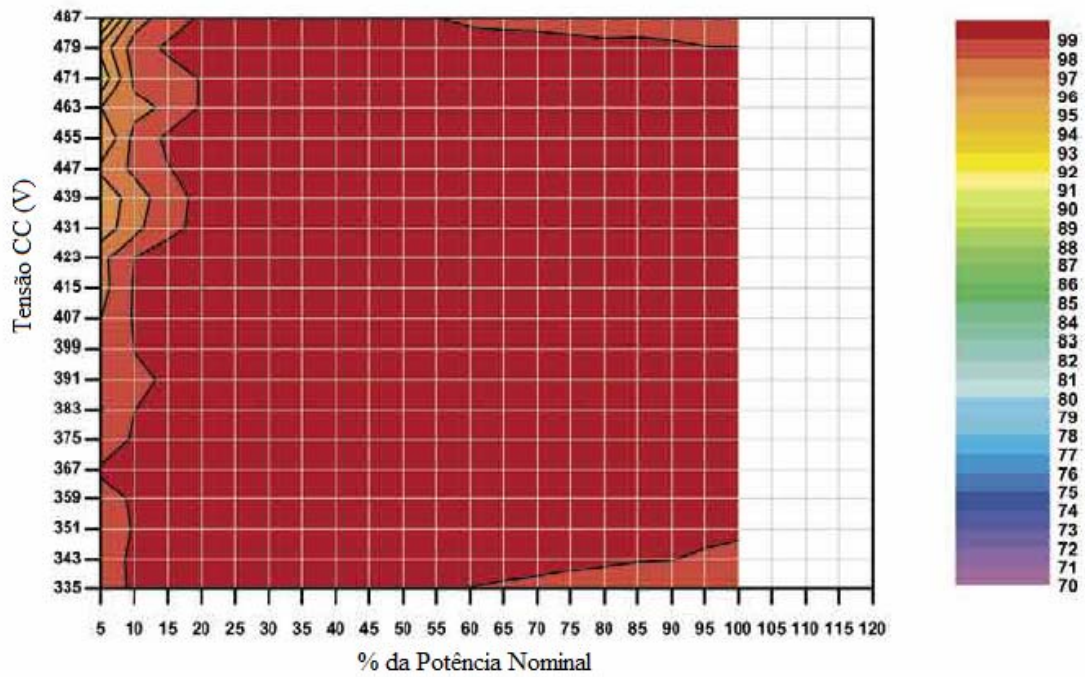


Figura 3.53 – Eficiência do SPMP em função da potência relativa do inversor *SMA SMC 8000TL* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/10].

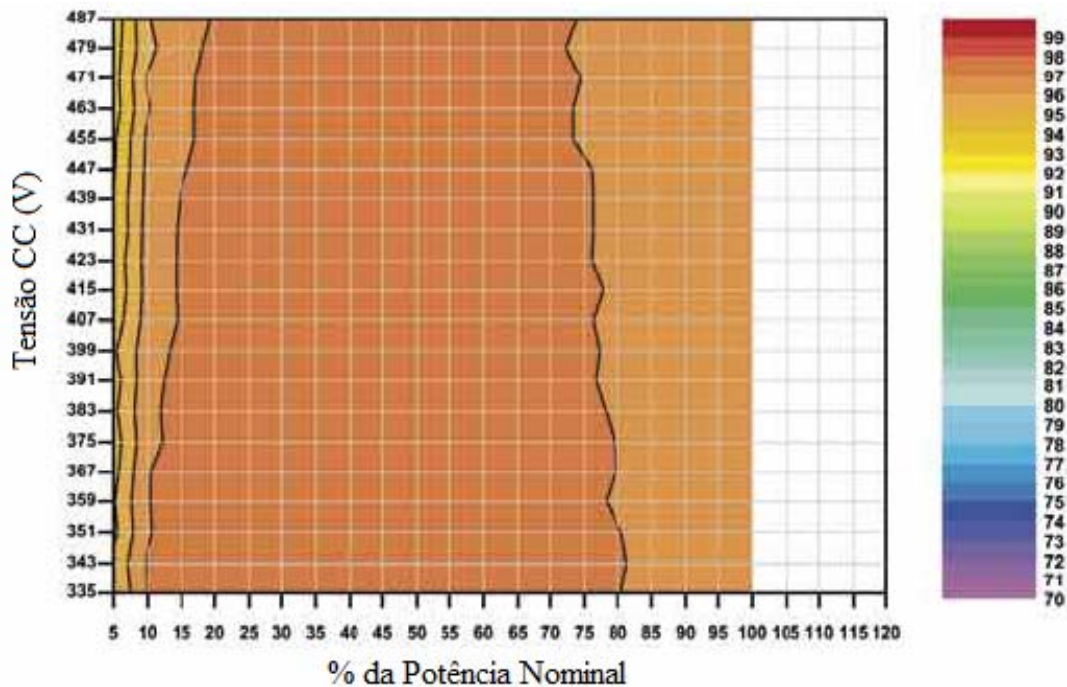


Figura 3.54 – Eficiência de Conversão CC/CA em função do estado de carga do inversor *SMA SMC 8000TL* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/10].

O comportamento elétrico dos inversores pode variar de acordo com o fabricante e o intervalo de tensão em que o inversor pode operar. Enquanto alguns inversores apresentam seu melhor desempenho em tensões menores, outros inversores operam mais adequadamente em tensões maiores. O inversor *Kaco Powador 2500xi* (Figura 3.55) apresenta um desempenho melhor em tensões da ordem de 350 VCC e o seu desempenho diminui proporcionalmente ao aumento da tensão CC de entrada [Photon, 2007/12].

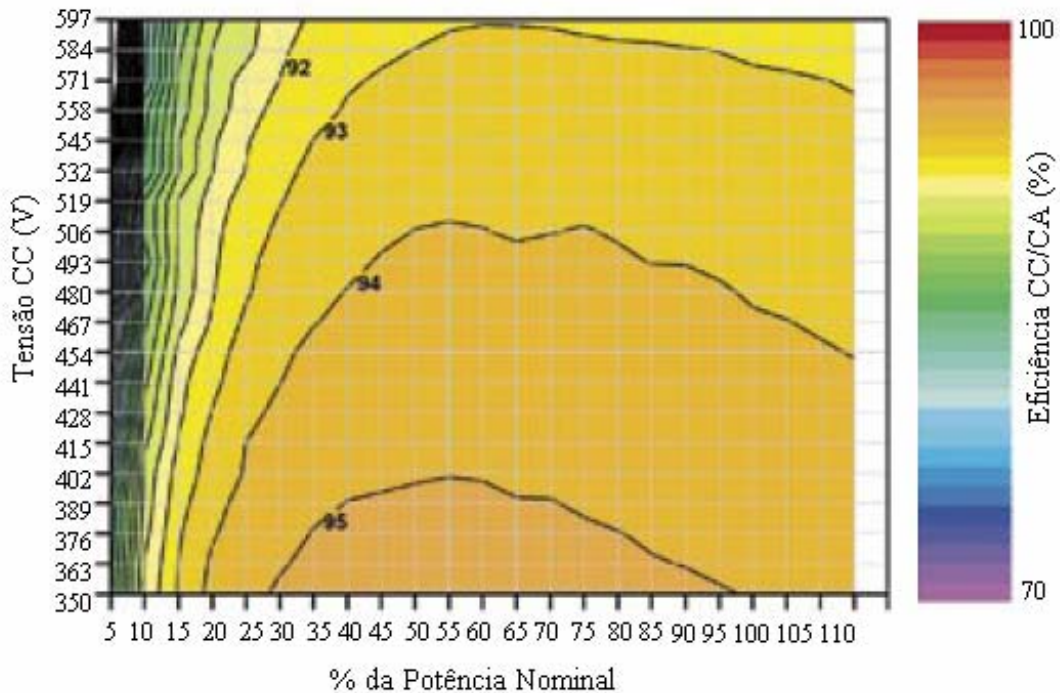


Figura 3.55 – Eficiência de Conversão CC/CA em função do estado de carga do inversor *Kaco Powador 2500xi* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2007/12].

Os resultados dos ensaios elétricos do inversor *Mastervolt Sunmaster QS 2000* são apresentados em Photon, 2008/1. Este é um inversor que não é mais comercializado pelo fabricante, mas é um dos modelos que foram ensaiados no Labsol/UFRGS: Uma característica que merece ser destacada é o comportamento da sua eficiência CC/CA (Figura 3.56 e Figura 3.57). Nas menores tensões CC em que o inversor foi ensaiado, os maiores valores de eficiência são obtidos em potências relativas entre 20 % e 40 %, aproximadamente, enquanto que nas maiores tensões CC a que o inversor foi submetido, os máximos valores de eficiência são obtidos em potências relativas entre 40 % e 70 %. Além disso, as curvas de eficiência CC/CA em diferentes tensões CC apresentam diferenças somente em níveis de carregamento inferiores a 20 %. A eficiência europeia do inversor é de 93,03 % em 100 V_{CC}, e em 366 V_{CC},

a eficiência europeia é de 92,98 %. O inversor *Mastervolt Sunmaster QS 2000* apresenta a máxima eficiência quando opera em 212 V_{CC} e em 35 % da potência nominal.

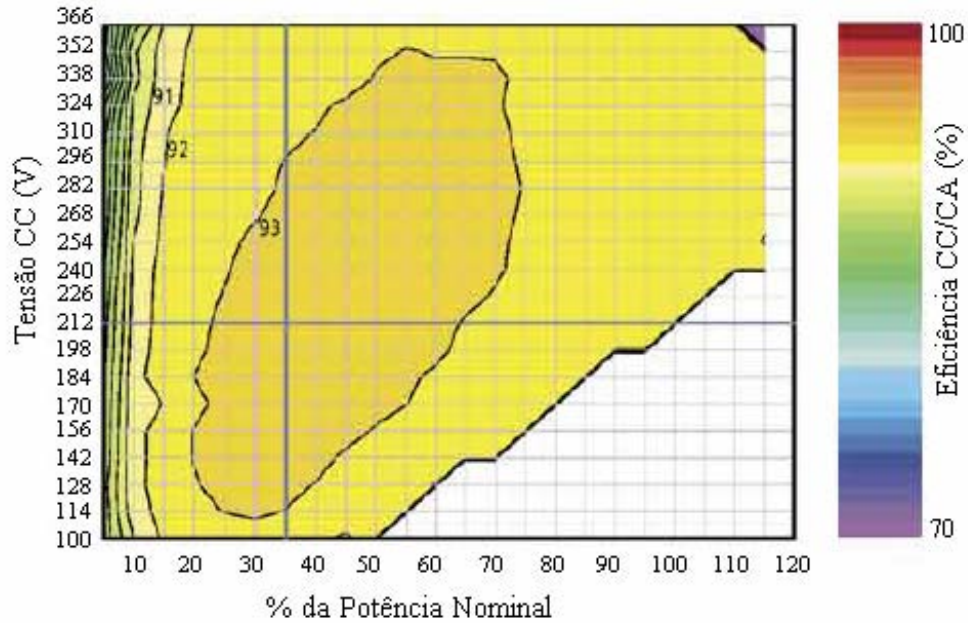


Figura 3.56 – Eficiência de Conversão CC/CA em função da potência relativa do inversor *Mastervolt Sunmaster QS 2000* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/1].

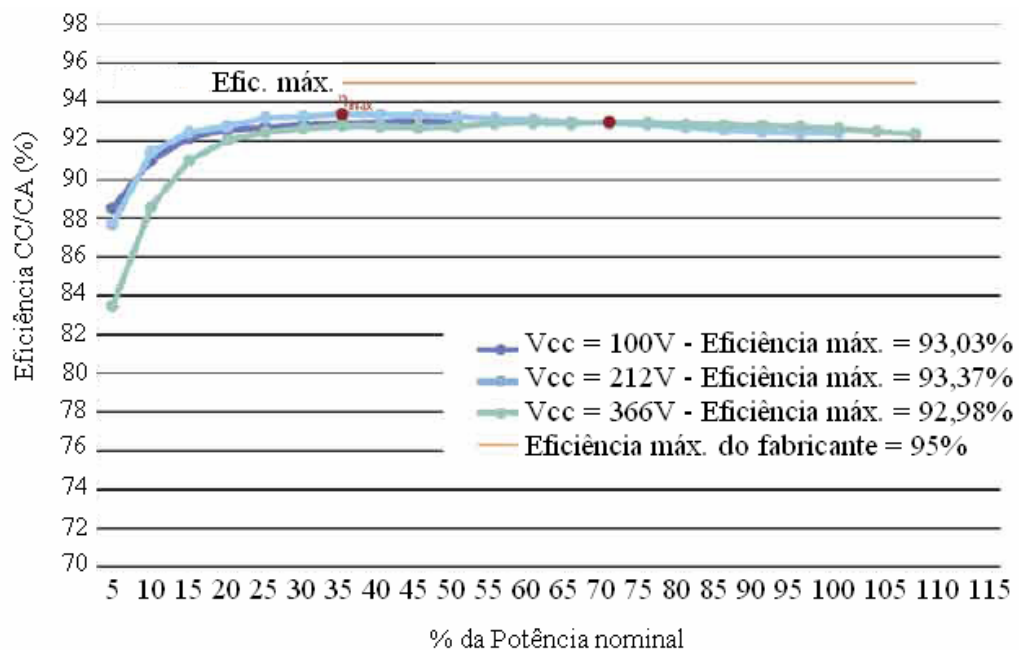


Figura 3.57 – Curva de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC do inversor *Mastervolt Sunmaster QS 2000* [Adaptado de Photon, 2008/1].

A influência da tensão CC na eficiência de conversão CC/CA pode ser também analisada mediante a eficiência europeia e a eficiência californiana dos inversores em cada valor de tensão CC. A Figura 3.58 apresenta a eficiência europeia e a eficiência californiana do inversor *Diehl AKO Platinum 4600S* em diferentes tensões CC [Photon, 2008/4]. Os maiores valores das eficiências são obtidos em 320 V_{CC}, menor tensão CC a que o inversor foi submetido. As eficiências diminuem linearmente com o aumento da tensão CC e apresentam os menores valores em 628 V_{CC}, maior tensão CC a que o inversor foi submetido.

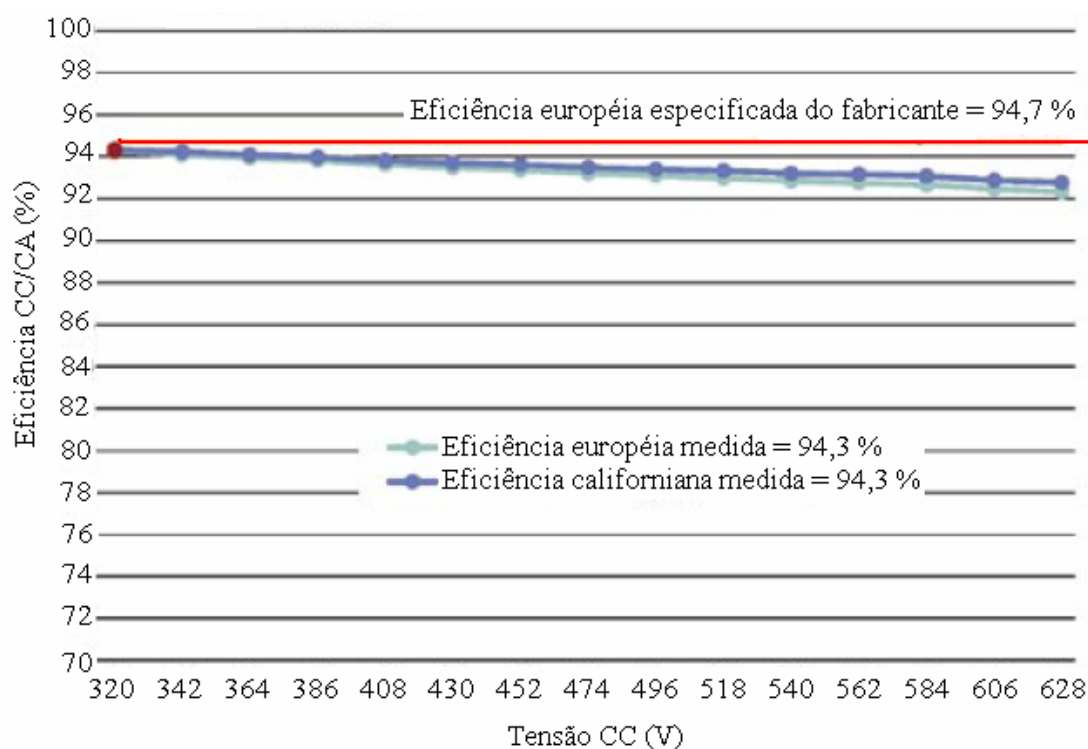


Figura 3.58 – Eficiência europeia e eficiência californiana do inversor *Diehl AKO Platinum 4600S* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/4].

Diferentemente do comportamento apresentado pelo inversor *Diehl AKO Platinum 4600S*, o inversor *Delta Energy SI 3300* apresenta os menores valores de eficiência europeia e californiana quando está operando nas menores tensões CC, da ordem de 150 V. Para este inversor, suas eficiências aumentam linearmente com o aumento da tensão CC até tensões da ordem de 300 V. Para tensões CC de entrada maiores que 300 V, a eficiência europeia e a eficiência californiana do inversor *Delta Energy SI 3300* mantém-se constantes. A Figura 3.59 apresenta os valores de eficiência europeia e eficiência californiana do inversor *Delta Energy SI 3300* em diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/5].

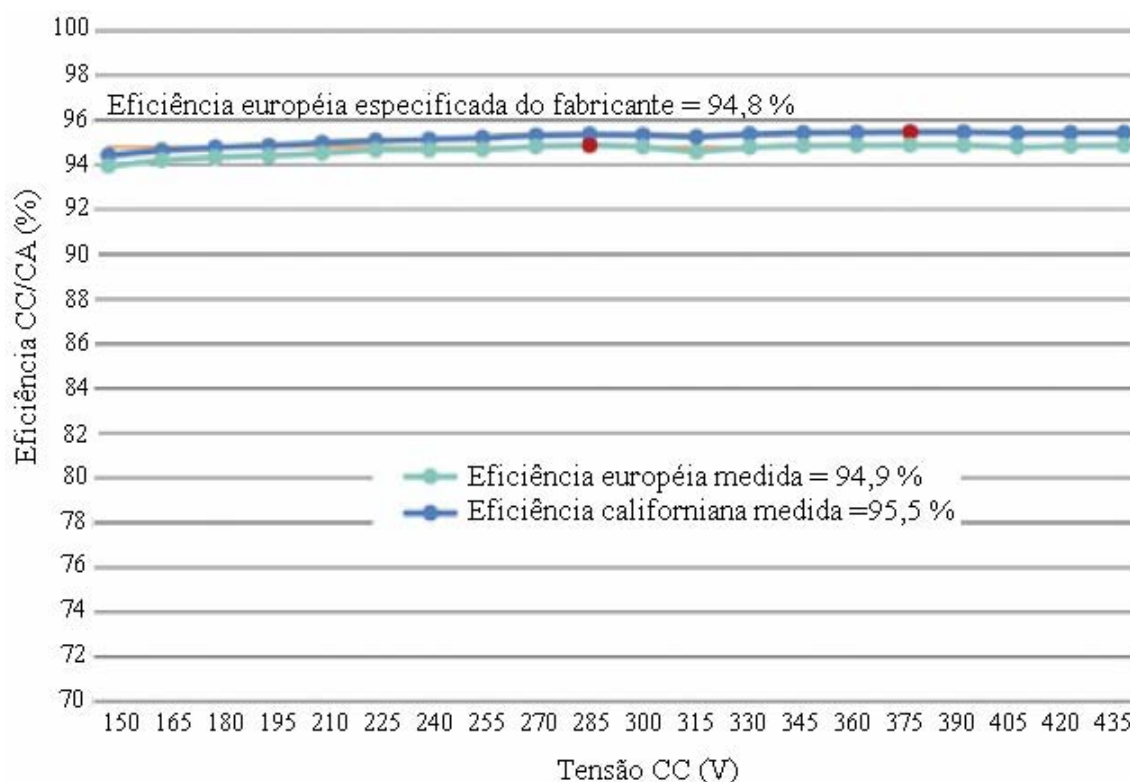


Figura 3.59 – Eficiência europeia e eficiência californiana do inversor *Delta Energy SI 3300* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/5].

O inversor *Fronius IG Plus 50* apresenta um comportamento ainda mais peculiar. A eficiência europeia e a eficiência californiana do inversor apresentam dois picos de máximos valores. O primeiro pico ocorre para uma tensão CC da ordem de 290 V e o segundo pico ocorre em tensões de 380 V, aproximadamente. Em tensões próximas de 290 V e em tensões próximas de 380 V, os valores de eficiências obtidos são sempre menores que os valores das eficiências obtidas nas duas tensões de pico, 290 V e 380 V. A Figura 3.60 apresenta o comportamento da eficiência europeia e da eficiência californiana, em função da tensão CC de entrada, do inversor *Fronius IG Plus 50* e a Figura 3.61 apresenta o diagrama de eficiência em função da potência relativa e da tensão de entrada do inversor *Fronius IG Plus 50* [Photon, 2008/8]. Entre 287 V e 486 V, observa-se uma ampla zona de máxima eficiência CC/CA, da ordem de 95 %.

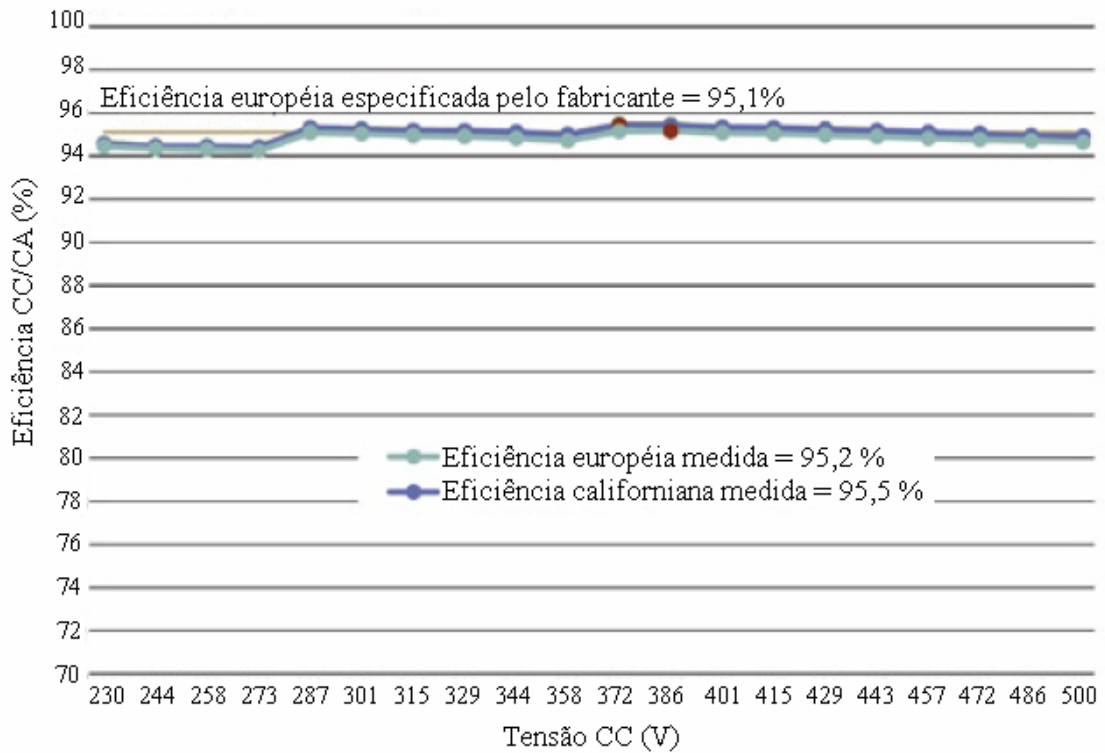


Figura 3.60 – Eficiência europeia e eficiência californiana do inversor *Fronius IG Plus 50* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/8].

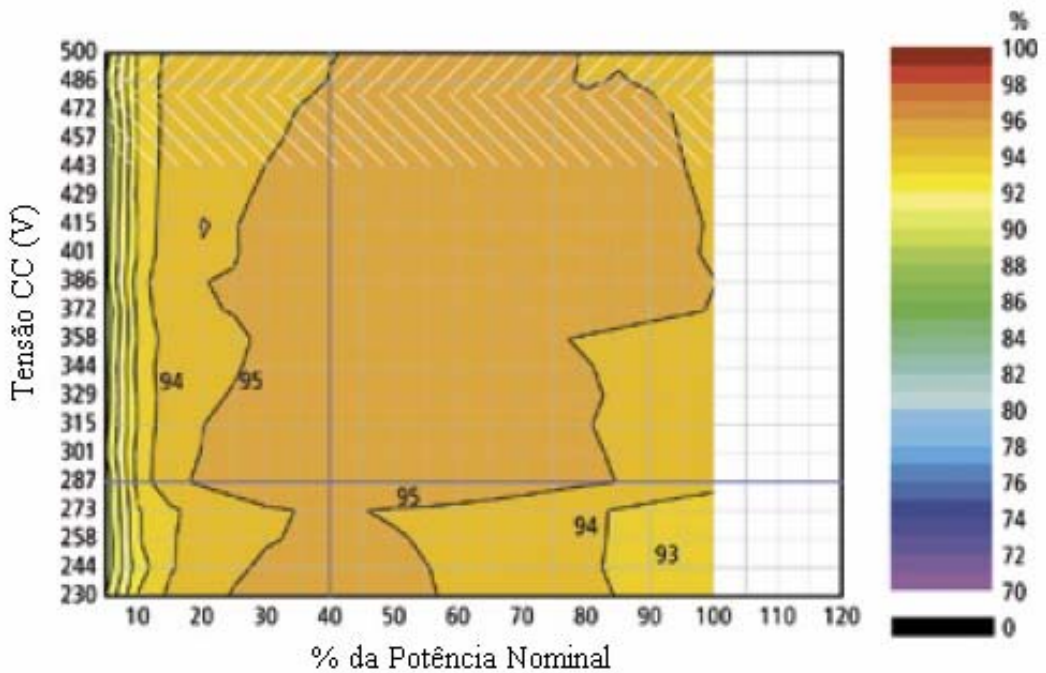


Figura 3.61 – Eficiência de Conversão CC/CA em função do estado de carga do inversor *Fronius IG Plus 50* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/8].

O inversor *Aros Sirio 4000* apresenta os menores valores de eficiências nas menores tensões CC de entrada a que foi submetido, da ordem de 250 V. A eficiência europeia e a eficiência californiana aumentam linearmente com o aumento da tensão CC de entrada e atingem seus máximos valores em tensões da ordem de 380 V. Para tensões CC maiores que 380 V, a eficiência europeia e californiana diminuem com o aumento da tensão CC. A Figura 3.62 apresenta o comportamento da eficiência europeia e da eficiência californiana do inversor *Aros Sirio 4000* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/12].

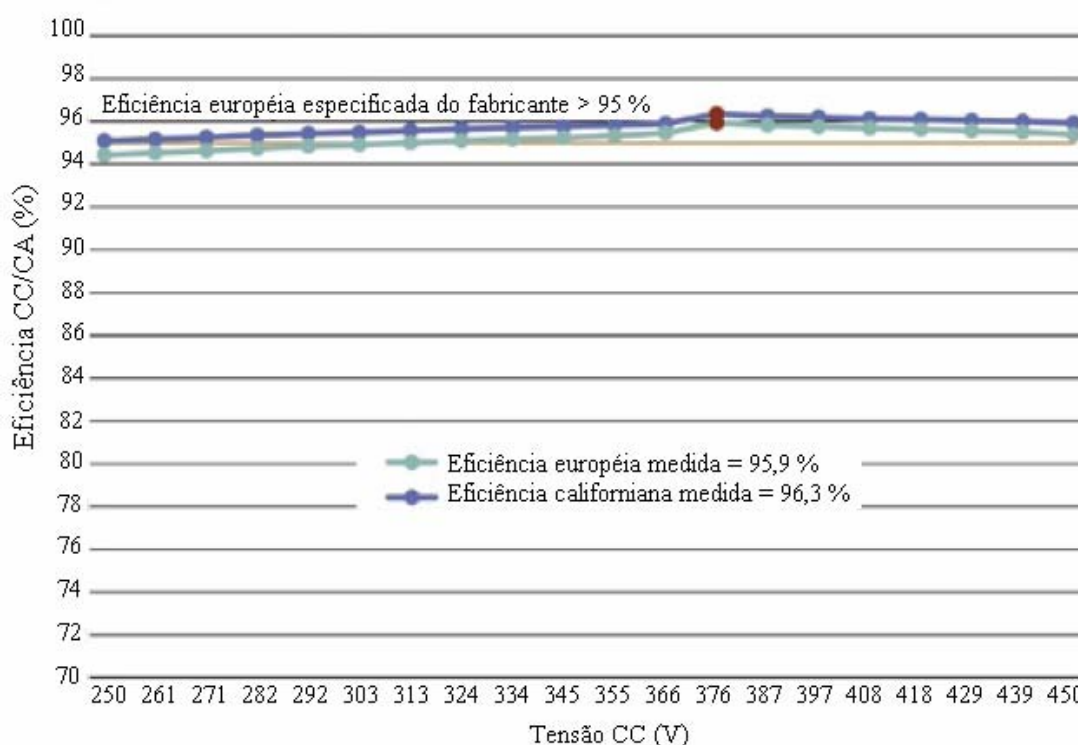


Figura 3.62 – Eficiência europeia e eficiência californiana do inversor *Aros Sirio 4000* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/12].

O inversor *Solon Satis 40/750 IT* foi ensaiado em um intervalo de tensão CC entre 375 V e 574 V e apresenta uma zona de máxima eficiência, da ordem de 95 %, entre 30 % e 100 % da potência nominal e entre 375 V e 406 V de tensão CC. A Figura 3.63 apresenta a eficiência de Conversão CC/CA em função da potência relativa do inversor *Solon Satis 40/750 IT* em diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/11]. A Figura 3.64 apresenta curvas de eficiência de conversão CC/CA do inversor *Kostal Piko 10.1* em diferentes tensões CC de entrada obtidas no laboratório de testes da Photon [Photon, 2009/7].

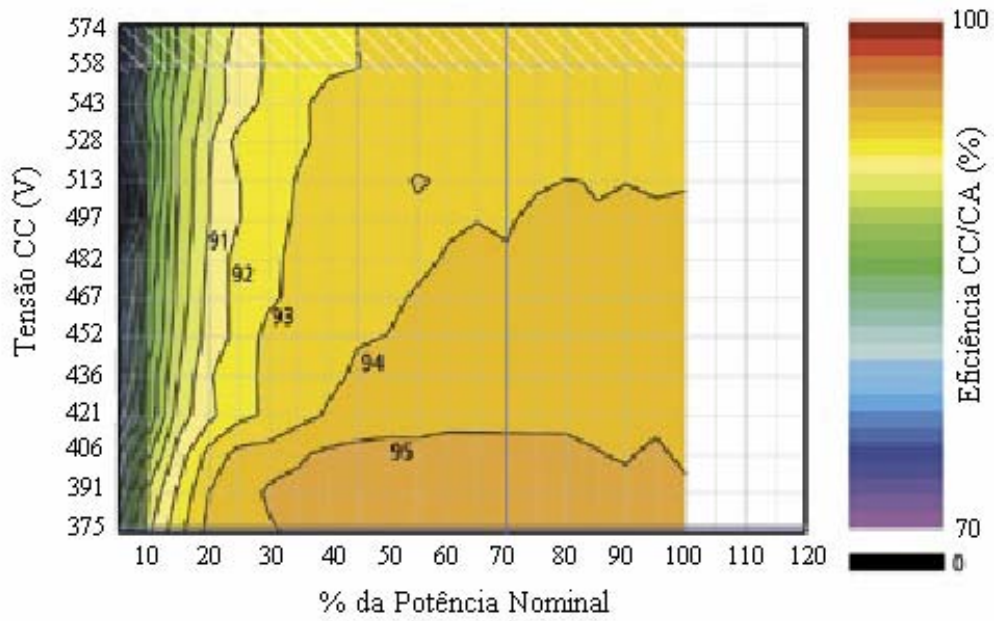


Figura 3.63 – Eficiência de Conversão CC/CA em função da potência relativa do inversor *Solon Satis 40/750 IT* para diferentes tensões CC de entrada [Photon, 2008/11].

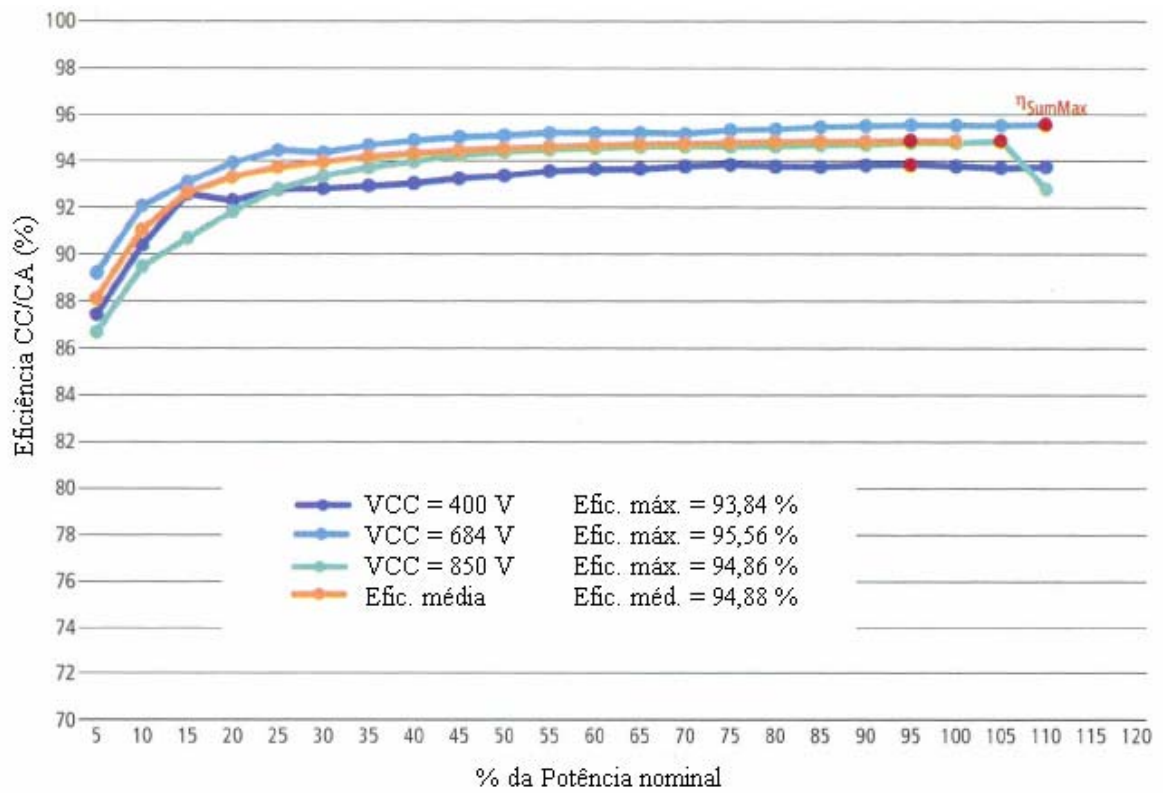


Figura 3.64 – Curva de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC do inversor *Kostal Piko 10.1* [Photon, 2009/7].

As curvas do inversor *Kostal Piko 10.1* foram obtidas em três diferentes tensões, 400 V, 680 V e 850 V, aproximadamente. Os máximos valores de eficiência foram obtidos na tensão de 680 V enquanto que os menores valores de eficiência foram obtidos na tensão de 400 V. A curva da eficiência média do inversor é similar a curva da eficiência obtida na tensão de 850 V, para potências relativas maiores que 30 %, aproximadamente.

A Figura 3.65 também apresenta curvas de eficiência do inversor *Kostal Piko 10.1* em diferentes tensões CC, porém obtidas pelo fabricante do inversor [Kostal, 2009]. As curvas também são apresentadas em três diferentes tensões, 420 V, 680 V e 850 V e igualmente aos resultados obtidos pelo laboratório da Photon, os máximos valores de eficiência são obtidos na tensão de 680 V e os menores valores são obtidos na tensão de 420 V. Enquanto que na tensão de 420 V e em potências relativas maiores que 20 %, a eficiência CC/CA é da ordem de 94 %, na tensão em que o inversor apresenta seu melhor desempenho, 680 V, sua eficiência é sempre superior a 95 %, para níveis de carregamento maiores que 20 % e atingindo uma eficiência da ordem de 96 % em potências relativas entre 40 % e 80 %, aproximadamente.

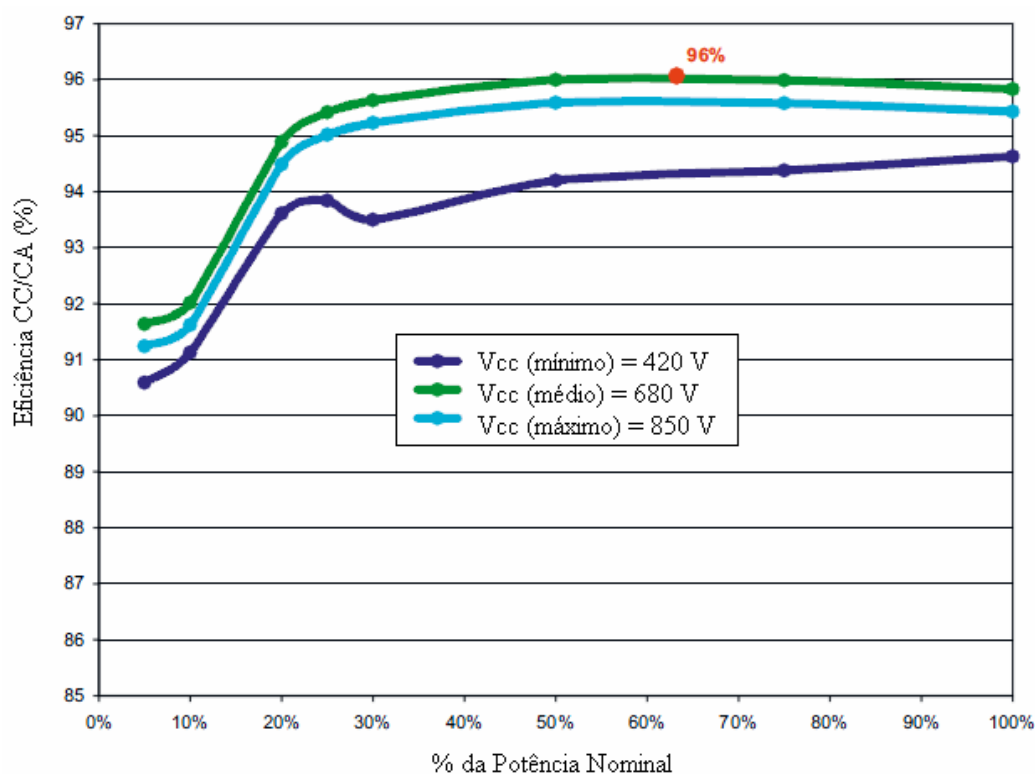


Figura 3.65 – Curva de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC do inversor *Kostal Piko 10.1* [Kostal, 2009].

A Figura 3.66 apresenta curvas de eficiência CC/CA do inversor *Sunways NT 4000* em função da tensão CC de entrada.

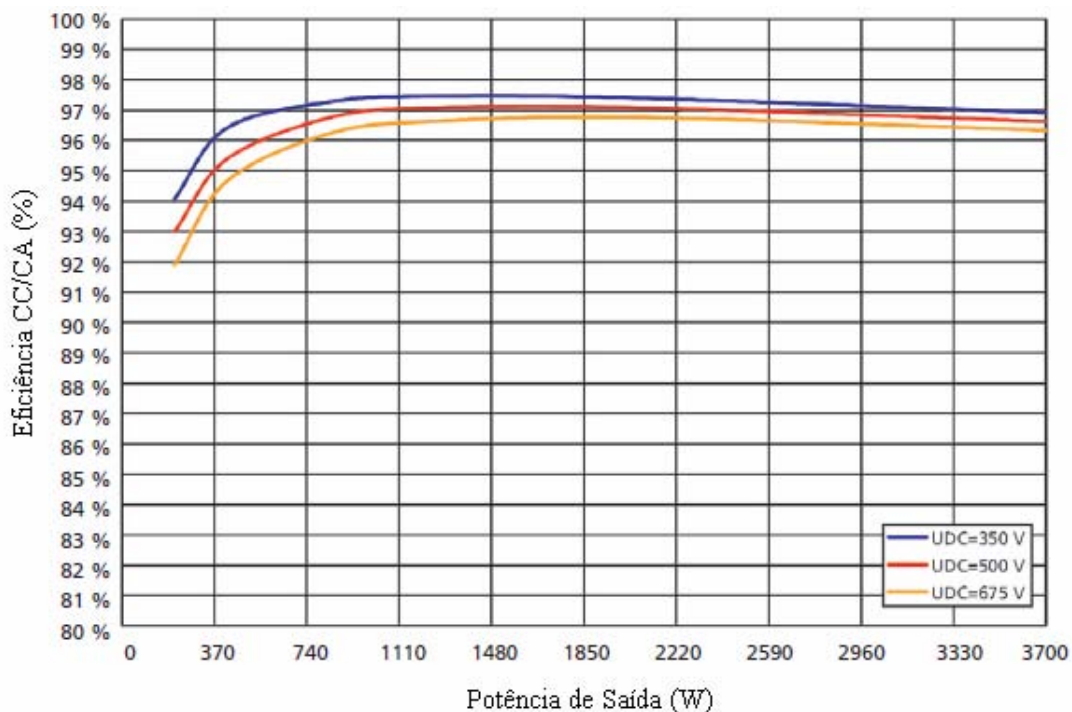


Figura 3.66 – Curvas de eficiência do inversor *Sunways NT 4000* em função da tensão CC [Adaptado de *Sunways*, 2007].

Este inversor não apresenta transformador e sua eficiência pode passar de 97 %. A curva de maior eficiência é obtida na menor tensão CC de entrada (350 V) enquanto que a curva de menor eficiência é obtida na maior tensão CC (675 V). A máxima eficiência e a eficiência europeia, na tensão de 350 V, são de respectivamente, 97,5 % e 97,1 % enquanto que na tensão de 765 V, os valores da eficiência máxima e da eficiência europeia são de respectivamente, 96,8 % e 96,3 %.

A Tabela 3.14 apresenta um resumo dos resultados dos testes com inversores realizados pelo laboratório da Photon no período entre 2007 e 2009 [Photon, 2010/9]. Os inversores foram classificados em função dos seus valores de eficiência determinados em condições de altas e médias irradiâncias. A classificação dos inversores obedece aos critérios estabelecidos pelo laboratório da Photon e descritos na Tabela 3.13 [Photon, 2009/7].

Tabela 3.13 – Critério de classificação dos inversores [Photon, 2009/7].

Nota	Conceito
A+	Muito Bom +
A	Muito Bom
B	Bom
C	Satisfatório
D	Suficiente
E	Insatisfatório

Tabela 3.14 – Eficiências dos inversores de SFSCR ensaiados no laboratório de testes da Photon [Photon, 2010/9].

Inversor	Intervalo de Tensão (V)	Irradiância Alta		Irradiância Média	
		Eficiência _{Alta}	Nota	Eficiência _{Med}	Nota
<i>Refusol 11 K</i>	380 – 800	97,2	A+	96,9	A+
<i>SMA SMC 8000 TL</i>	335 – 487	97,0	A+	96,9	A+
<i>Danfoss TLX 15k</i>	430 – 800	97,0	A+	96,7	A+
<i>Conergy IPG 15 T</i>	450 – 800	97,0	A+	96,6	A+
<i>Danfoss TLX 10k</i>	430 – 800	97,0	A+	96,5	A+
<i>Diehl AKO Platinum 6300 TL</i>	350 – 710	96,9	A+	96,8	A+
<i>Power One Aurora PVI-12,5-OUTD-FS</i>	360 – 750	96,9	A+	96,4	A
<i>SMA SMC 11000TL</i>	333 – 500	96,8	A+	96,9	A+
<i>Sunways NT 4200</i>	340 – 750	96,8	A+	96,7	A+
<i>SMA SMC 7000TL</i>	333 – 500	96,8	A+	96,6	A+
<i>Kaco Powador 4000 DCS (9 kHz)</i>	350 – 510	96,7	A+	96,2	A
<i>Fronius IG TL 5.0</i>	350 – 700	96,2	A	95,9	A
<i>Kaco Powador 4000 DCS (18 kHz)</i>	350 – 510	96,1	A	96,2	A
<i>SMA SB 5000 TL-20</i>	175 – 440	96,0	A	95,7	A

Inversor	Intervalo de Tensão (V)	Irradiância Alta		Irradiância Média	
		Eficiência _{Alta}	Nota	Eficiência _{Med}	Nota
<i>Power One Aurora PVI-6000-OUTD-S</i>	180 – 530	95,9	A	95,4	A
<i>Conergy IPG 5 S</i>	275 – 750	95,8	A	95,0	A
<i>Aros Sirio 4000</i>	250 – 450	95,7	A	95,1	A
<i>Phoenixtec PVG 2800</i>	250 – 450	95,1	A	94,4	B
<i>Sunways NT 2600</i>	350 – 623	95,1	A	93,8	B
<i>Kaco Powador 2500xi DCS</i>	350 – 600	95,0	A	94,3	B
<i>Carlo Gavazzi ISMG150DE</i>	200 – 450	95,0	B	94,1	B
<i>Stecagrid 9000</i>	350 – 680	95,0	B	93,8	B
<i>Sunways AT 2700</i>	181 – 600	94,8	B	94,3	B
<i>Sunways AT 4500</i>	250 – 600	94,8	B	94,6	B
<i>Fronius IG Plus 50</i>	230 – 500	94,8	B	94,5	B
<i>Xantrex GT5.OSP</i>	240 – 550	94,7	B	94,1	B
<i>Conergy IPG 5000</i>	301 – 706	94,7	B	94,0	B
<i>Delta Energy SI 3300</i>	150 – 435	94,7	B	93,9	B
<i>Kaco Powador 8000xi (antigo)</i>	350 – 600	94,7	B	94,4	B
<i>Kaco Powador 8000xi (novo)</i>	350 – 600	94,7	B	94,0	B
<i>Sputnik Solarmax 6000S</i>	220 – 550	94,7	B	94,3	B
<i>Mitsubishi PV PNSO6ATL GER</i>	260 – 650	94,6	B	93,9	B
<i>SMA SB 2100 TL</i>	200 – 480	94,6	B	93,7	B
<i>Oelmaier PAC 4</i>	330 – 600	94,6	B	93,6	B
<i>Kostal Piko 10.1</i>	400 – 850	94,4	B	94,0	B
<i>Ingeteam Ingecon Sun 3,3 TL</i>	159 – 414	94,3	B	93,4	C
<i>SMA SMC 7000 HV</i>	335 – 560	94,2	B	93,9	B

Inversor	Intervalo de Tensão (V)	Irradiância Alta		Irradiância Média	
		Eficiência _{Alta}	Nota	Eficiência _{Med}	Nota
<i>Mastervolt Sunmaster XS 6500</i>	180 – 480	94,1	B	93,6	B
<i>Power One Aurora PVI-2000-OUTD-DE</i>	210 – 530	94,0	B	92,8	C
<i>Sunways NT 2600</i>	476 – 749	93,9	B	92,3	C
<i>Riello HP 4065REL</i>	255 – 435	93,9	B	91,7	D
<i>SMA SB 3800</i>	208 – 395	93,6	B	93,2	C
<i>Solon Satis 40/750 IT</i>	375 – 575	93,5	B	92,3	C
<i>Kaco Powador 2500xi</i>	350 – 597	93,4	C	92,5	C
<i>Diehl AKO Platinum 4600S</i>	320 – 628	93,3	C	92,9	C
<i>Diehl AKO Platinum 2100S</i>	206 – 390	93,3	C	92,8	C
<i>Phoenixtec PVG 10000</i>	320 – 720	93,3	C	91,8	D
<i>Sputnik Solarmax 2000C</i>	165 – 515	93,1	C	93,8	B
<i>Kaco Powador 3501xi</i>	125 – 391	92,9	C	92,6	C
<i>Mastervolt Sunmaster QS 2000</i>	212 – 366	92,7	C	92,3	C
<i>Fronius IG 30</i>	150 – 397	92,2	C	91,4	D
<i>Siemens Sitop Solar 1100 Master</i>	200 – 552	91,7	D	90,2	D
<i>Danfoss ULX 1800 HV IN</i>	260 – 500	91,3	D	89,2	E
<i>SMA SB 1100</i>	139 – 400	90,5	D	89,1	E
<i>Phoenixtec PVG 2800</i>	255 – 435	85,8	E	78,4	E

O Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madrid (IES-UPM) tem desenvolvido um protocolo de medida de grandes centrais fotovoltaicas com o objetivo de avaliar os sistemas que estão sendo instalados na Espanha e verificar sua qualidade [Martínez-Moreno et. al., 2008]. O protocolo divide a avaliação em três grupos de ensaios principais. A capacidade de produção energética avalia em um pequeno período de tempo se o comportamento da central fotovoltaica é coerente com a previsão inicial de sua produção energética. A caracterização de geradores e inversores constitui um elemento de controle de qualidade dos principais equipamentos do sistema e a revisão geral da central avalia o impacto de sujeira acumulada nos módulos, de sombras projetadas entre geradores e aspectos de segurança [Martínez-Moreno et. al., 2008]. Muñoz et. al., 2008, dividem a avaliação de sistemas fotovoltaicos em dois grupos: provas elétricas e provas de segurança. As provas elétricas permitem avaliar se o sistema está operando corretamente do ponto de vista elétrico enquanto que as provas de segurança detectam defeitos elétricos que podem por em risco a segurança de pessoas ou da própria instalação. Para realizar as provas de segurança é necessário um instrumento que seja capaz de medir correntes de fuga e utilizar uma câmara termográfica para detectar pontos quentes em módulos, caixas de conexões e inversores. Para a avaliação elétrica do sistema é imprescindível avaliar o funcionamento do gerador fotovoltaico e do inversor.

O Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do Departamento de Energias Renováveis do Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) desenvolve procedimentos de ensaios de módulos fotovoltaicos e inversores para conexão à rede objetivando procedimentos para controle de qualidade destes dispositivos (Alonso et. al., 2008) e tem notável divulgação de metodologias, resultados e conclusões em trabalhos técnico-científicos da área [Albo et. al., 2002; Alonso-Abella e Chenlo, 2003; Abella e Chenlo, 2004(a); Abella e Chenlo, 2004(b); Alonso-Abella et. al., 2006(a); Alonso-Abella et. al., 2006(b); Salas et. al., 2006 e Salas et. al., 2007a].

De acordo com o Real Decreto 661/2007 a eficiência de conversão CC/CA de inversores de potência inferior a 5 kW deve ser maior que 85 % e que 88 % para potência de 25 % e 100 % da potência nominal de saída, respectivamente. Para inversores de potência superior a 5 kW a eficiência de conversão deve ser maior que 90 % e que 92 % para potência de 25 % e 100 % da potência nominal de saída, respectivamente [RD 661/2007]. O fator de potência deve ser superior a 0,95 para potência de 25 % e 100 % da potência nominal de saída [RD 661/2007].

Islam et. al., 2006, apresentam análises e resultados de testes de diversas características elétricas de inversores tais como: eficiência CC/CA, eficiência do SPMP, fator de potência, distorção harmônica e flutuações de tensões e frequência. Urbanetz, 2010, analisa, e a partir de ensaios em campo e laboratório, identifica e quantifica a interação entre os parâmetros de qualidade de energia elétrica e o funcionamento de inversores de SFCR.

4. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

Este capítulo apresenta a descrição física e elétrica do sistema fotovoltaico conectado à rede do Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), do SFCR do Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas* (CIEMAT) e dados técnicos dos inversores que foram utilizados nos ensaios para realização desta Tese. É descrita a metodologia de monitoramento e as definições estabelecidas, bem como uma descrição dos instrumentos que foram utilizados no desenvolvimento e realização dos ensaios. As instalações fotovoltaicas estão sendo acompanhadas ao longo do tempo mediante sistemas de aquisição de dados via computador que monitoram e registram parâmetros como tensão elétrica, corrente elétrica, temperatura, irradiação solar, potência elétrica [Dias, 2006; Rampinelli, 2007].

4.1 Descrição da Instalação Fotovoltaica do Labsol/UFRGS

O sistema fotovoltaico do Labsol da UFRGS tem potência de 4,8 kW_P sendo uma associação de 48 módulos fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Os módulos que compõem o sistema são da fabricante *Isofoton* (I-100/24) e têm potência nominal de 100 W_p. Os módulos foram ensaiados e caracterizados individualmente pela equipe do laboratório (Krenzinger e Prieb, 2005). O processo de testes foi dividido em duas fases. Primeiramente foi medida uma série de curvas características de dois módulos montados em uma bancada com temperatura controlada. Em seguida, todos os módulos foram ensaiados em condições naturais, com irradiância de 1000 W/m² e com as temperaturas de módulos estabilizadas nas condições de operação [Prieb, 2002]. Esse procedimento permitiu a determinação das curvas características de todos os módulos da instalação, e conseqüentemente parâmetros como tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão e corrente de máxima potência. Todas as curvas medidas foram trasladadas às condições de irradiância de 1000 W/m² e temperatura de célula de 55 °C.

Os módulos que apresentaram corrente no ponto de máxima potência semelhante foram interligados em série formando seis painéis de oito módulos. Os painéis que apresentaram tensão de máxima potência semelhante foram conectados em paralelo formando três subsistemas de 1,6 kW_P sendo que, cada subsistema é conectado a um inversor monofásico *SMA Sunny Boy* de 1 kW de potência nominal.

As conexões entre os painéis são efetuadas em um quadro de distribuição, onde também estão instalados os disjuntores, resistores *shunts* e outros componentes. Cada módulo teve um cabo blindado $2 \times 0,32 \text{ mm}^2$ conectado diretamente a seus terminais para trazer a informação de sua tensão individual. A corrente elétrica em cada painel é determinada a partir da diferença de potencial sobre um resistor *shunt*. Os sinais de tensão e corrente são monitorados por um sistema de aquisição de dados via computador. Além de medir a tensão e a corrente entregue pelo sistema fotovoltaico (corrente contínua) e a tensão e corrente entregue pelos conversores à rede (corrente alternada), a energia inserida na rede é medida de forma acumulada por um watt-horímetro instalado entre a saída dos conversores e o centro de distribuição do laboratório. Um segundo watt-horímetro mede o consumo de energia do laboratório. A Figura 4.1 mostra a ligação elétrica dos três subsistemas da instalação fotovoltaica. Em destaque os seis painéis de oito módulos interligados em série e conectados dois a dois em paralelo, os três conversores CC/CA, os dois watt-horímetros, o sistema de aquisição de dados e as conexões elétricas.

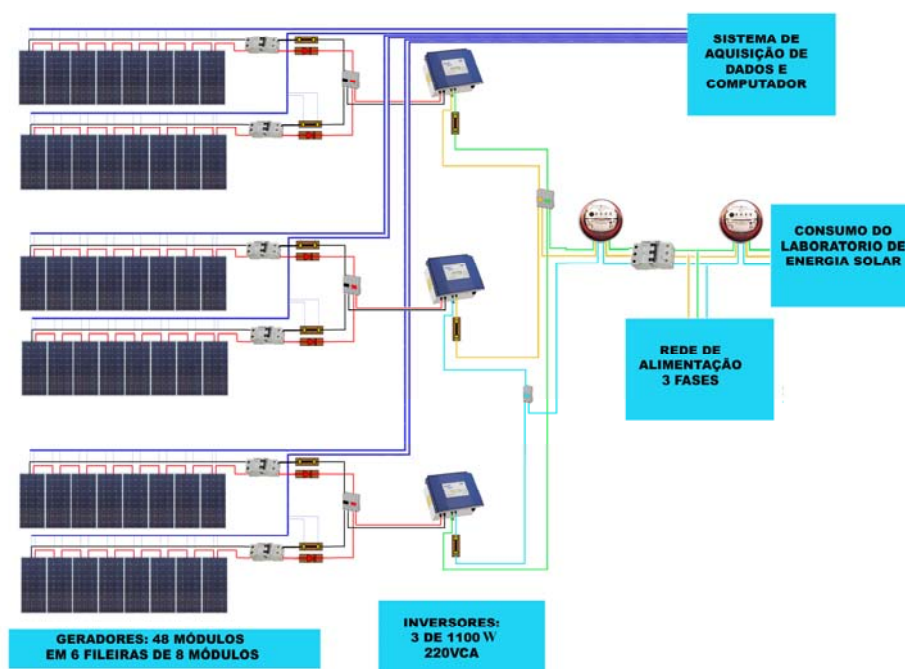


Figura 4.1 – Ligação elétrica da instalação fotovoltaica (Krenzinger e Prieb, 2005).

O sistema fotovoltaico entrou em funcionamento no ano de 2004 [Dias et. al., 2005 e Krenzinger et. al., 2004] e desde então está sendo monitorada por um sistema de aquisição de dados, formado por um multímetro *Agilent 34970A* e um computador. A Figura 4.2 mostra o

quadro de distribuição elétrica, os três inversores CC/CA e o sistema de aquisição de dados no gabinete ao lado. A Figura 4.3 mostra o sistema fotovoltaico instalado no Labsol/UFRGS.



Figura 4.2 – Sistema de aquisição de dados, quadro elétrico e inversores CC/CA.



Figura 4.3 – Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

4.2 Ensaios de Inversores no Labsol/UFRGS

Para realizar os ensaios específicos de inversores a configuração básica do SFCR foi modificada. Os seis painéis de oito módulos ($800 W_p$) possuem chaveamento através de disjuntores e podem ser conectados em paralelo de acordo com a potência do inversor que está sendo ensaiado. Para os ensaios foram utilizados dez modelos diferentes de inversores, sendo cinco de tecnologia *SMA*, três de tecnologia *Fronius* e dois de tecnologia *Mastervolt* e foi montada uma bancada de testes, composta por um analisador de potência (*Fluke 434*) e um computador para a aquisição de dados (Figura 4.4).

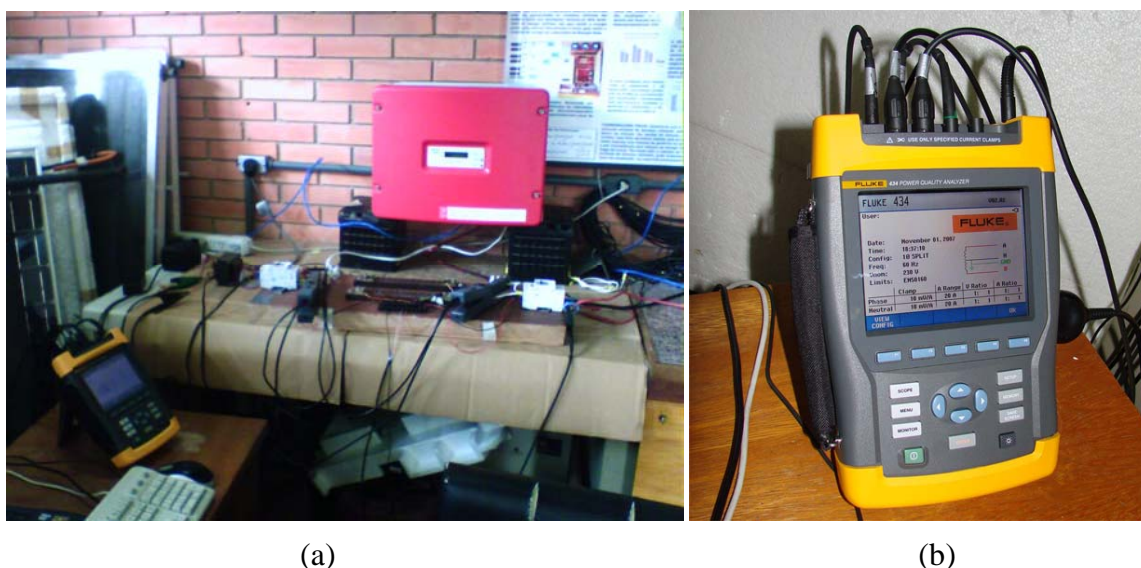


Figura 4.4 – Bancada de ensaios (a) e analisador de potência *Fluke 434* (b).

O equipamento *Fluke 434* é um analisador de qualidade de energia trifásica. O equipamento está em conformidade com a diretiva de compatibilidade eletromagnética 89/336/EEC, diretiva de baixa tensão 2006/95/EC, IEC/EN61010-1-2001 e IEC/EN61326-2002 que são normas sobre requisitos de segurança para equipamentos elétricos destinados a medição, controle e uso em laboratório (Fluke, 2007). O analisador *Fluke 434* tem 4 entradas BNC para pinças de corrente e 5 entradas do tipo banana para tensões até 1000 V. As pinças de corrente utilizadas foram pinças de 40 A. Para um sistema trifásico, primeiro colocam-se as pinças de corrente ao redor dos condutores da fase A (L1), B (L2), C (L3) e N (Neutro). Em seguida, realizam-se as conexões de tensão. Para medições monofásicas, usa-se a entrada de corrente A (L1) e as entradas de tensão GND (Terra), N (Neutro) e fase A (L1). Para o caso específico de medições de inversores de sistemas fotovoltaicos, as conexões devem estar

de acordo com o procedimento descrito. A Figura 4.5 apresenta o diagrama esquemático das conexões de entrada do dispositivo.

- Coloca-se uma pinça de corrente no condutor de entrada do inversor conectado à fase B (L2) para medir corrente contínua na entrada do inversor.
- Coloca-se outra pinça de corrente no condutor de saída do inversor conectado à fase A (L1) para medir corrente alternada na saída do inversor.
- Coloca-se o cabo de tensão conectado à fase B (L2) para medir a tensão, em corrente contínua, na entrada do inversor.
- Coloca-se o cabo de tensão conectado à fase A (L1) para medir a tensão, em corrente alternada, na saída do inversor.
- Conecta-se o cabo óptico ao computador em que esteja instalado o programa de medição *FlukeView* que acompanha o equipamento.
- Conecta-se o cabo neutro.
- Conecta-se o cabo de alimentação e carregamento de baterias à rede elétrica.

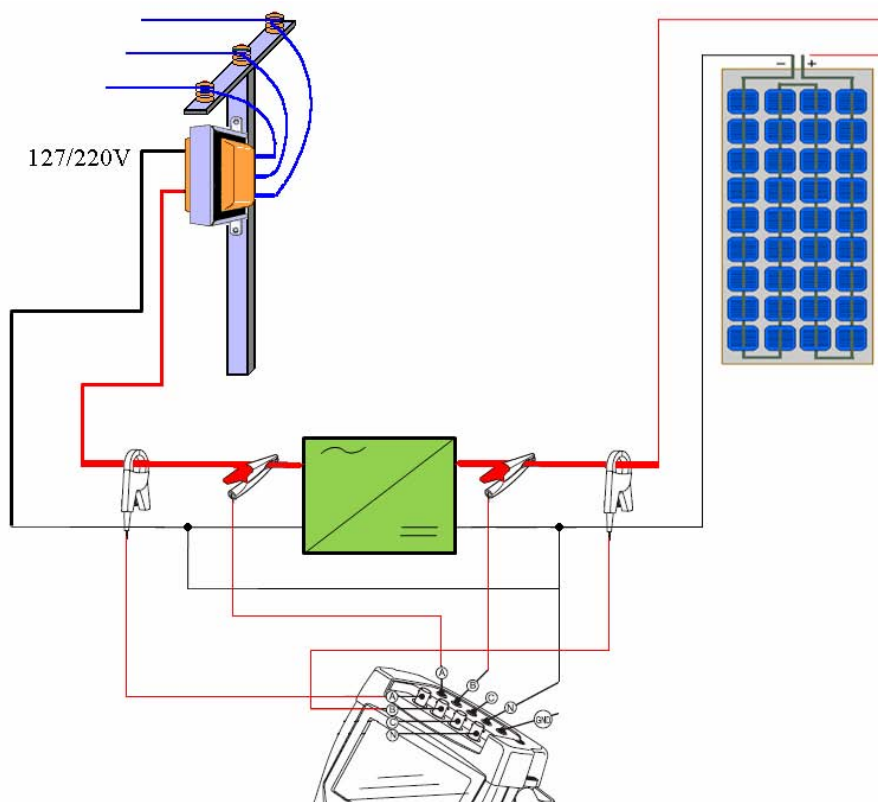


Figura 4.5 – Diagrama esquemático das conexões de entrada do *Fluke 434*.

As características elétricas de inversores analisadas foram eficiência de conversão CC/CA, eficiência do SPMP, fator de potência e distorção harmônica e os ensaios foram realizados ao longo de vários meses. As grandezas físicas medidas foram tensão e corrente contínua e tensão e corrente alternada. O analisador de potência, a partir das grandezas físicas medidas, determina dados de potência, fator de potência e distorção harmônica na tensão e na corrente. Para realizar os ensaios térmicos de inversores foram instalados dois medidores de temperatura, um para medir a temperatura ambiente e outro para medir a temperatura do inversor. A temperatura do inversor é medida no seu dissipador e os medidores utilizados foram dois sensores PT100 que medem a partir do valor de sua resistência que, para a faixa de temperatura de operação dos inversores, varia linearmente com a temperatura. Os dados foram armazenados em tabelas para pós-processamento.

A Figura 4.6 apresenta um modelo de inversor de cada fabricante enquanto que a Tabela 4.1 e Tabela 4.2 apresentam as principais características técnicas dos inversores utilizados nos ensaios desenvolvidos no Labsol/UFRGS [Fronius, 2005; Mastervolt, 2005, Mastervolt, 2006; SMA, 2003(b); SMA 2005(a), SMA 2007; Kreutzmann e Welter, 2005].



Figura 4.6 – Diferentes fabricantes e modelos de inversores ensaiados no laboratório de Energia Solar Fotovoltaica da UFRGS.

Tabela 4.1 – Dados de potência elétrica CC e CA dos inversores que foram ensaiados no Labsol/UFRGS.

Fabricante	Modelo	Potência CC (kW)		Potência CA (kW)	
		Máxima	Nominal	Máxima	Nominal
<i>SMA</i>	<i>SB 700U</i>	1,000	0,780	0,700	0,700
<i>SMA</i>	<i>SB 1100E</i>	1,210	1,100	1,100	1,000
<i>SMA</i>	<i>SB 2100</i>	2,450	2,000	2,100	1,900
<i>SMA</i>	<i>SB 2500</i>	3,000	2,480	2,500	2,300
<i>SMA</i>	<i>SB 3800U</i>	4,800	4,040	3,800	3,800
<i>Fronius</i>	<i>IG 15</i>	2,000	1,400	1,500	1,300
<i>Fronius</i>	<i>IG 20</i>	2,700	1,940	2,000	1,800
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	3,600	2,690	2,650	2,500
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 2000</i>	1,800	1,700	1,725	1,600
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 3200</i>	2,950	2,750	2,750	2,600

Tabela 4.2 – Dados de tensão elétrica e topologia dos inversores que foram ensaiados no Labsol/UFRGS.

Fabricante	Modelo	Intervalo de Tensão	V_{CC} Máx.	Topologia
		SPMP (V)		(Transformador)
<i>SMA</i>	<i>SB 700U</i>	125 – 250	250	Baixa frequência
<i>SMA</i>	<i>SB 1100E</i>	139 – 400	400	Baixa frequência
<i>SMA</i>	<i>SB 2100</i>	224 – 400	600	Baixa frequência
<i>SMA</i>	<i>SB 2500</i>	224 – 480	600	Baixa frequência
<i>SMA</i>	<i>SB 3800U</i>	180 – 400	500	Baixa frequência
<i>Fronius</i>	<i>IG 15</i>	150 – 400	500	Alta frequência
<i>Fronius</i>	<i>IG 20</i>	150 – 400	500	Alta frequência
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	150 – 400	500	Alta frequência
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 2000</i>	100 – 380	450	Alta frequência
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 3200</i>	100 – 380	450	Alta frequência

4.3 Descrição da Instalação Fotovoltaica do LESF/CIEMAT

O sistema fotovoltaico conectado à rede do CIEMAT tem potência nominal de 3 kW e pode ser conectado a diferentes inversores. Para monitorar e medir as características elétricas do sistema foi necessário a montagem e instalação de um sistema de medida (Figura 4.7). O sistema de medida é composto pelo analisador de potência *Zes Zimmer LMG 450*, um traçador de curvas I-V *Photovoltaic Engineering PVPM 6020C* e um notebook que se comunica com os equipamentos através de um software (Figura 4.8).



Figura 4.7 – Sistema de medida de inversores do LESF/CIEMAT.

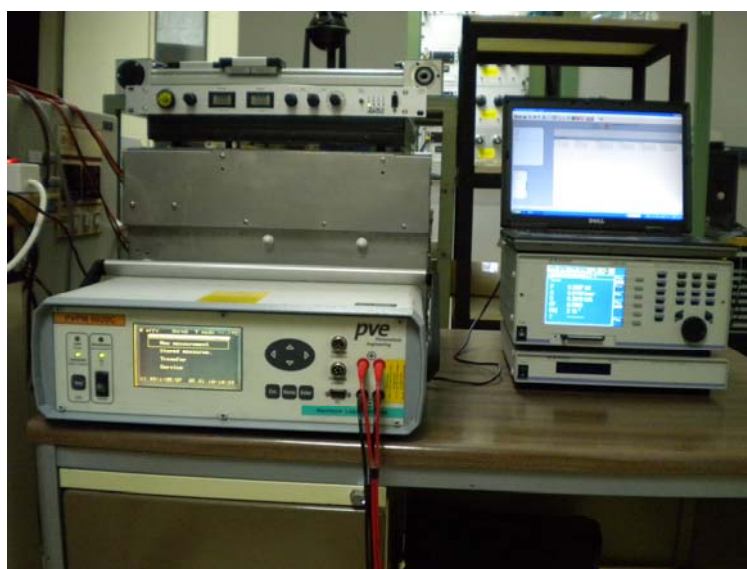


Figura 4.8 – Analisador de potência *Zes Zimmer LMG 450* e traçador de curvas I-V *Photovoltaic Engineering PVPM 6020C*.

O gerador fotovoltaico instalado no CIEMAT é composto por 56 módulos fotovoltaicos sendo 40 módulos *Isofoton I - M55L*, que têm potência nominal de 53 W e 16 módulos *Isofoton I - 55*, que têm potência nominal de 55 W (Figura 4.9). O sistema fotovoltaico está instalado eletricamente de forma que é possível alterar as configurações série – paralelo do sistema fotovoltaico, alterando os valores nominais de tensão e corrente e, conseqüentemente de potência elétrica conforme desejado.



Figura 4.9 – Sistema fotovoltaico conectado à rede do Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do CIEMAT.

4.4 Ensaios de Inversores no LESF/CIEMAT

Para realização dos ensaios elétricos de inversores, utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do CIEMAT foram utilizados sete modelos de inversores monofásicos de diferentes fabricantes, sendo três inversores de tecnologia *SMA* e um inversor dos seguintes fabricantes: *Ingeteam*, *Fronius*, *Sunways* e *Xantrex*. Os pontos de medida são na entrada e saída do inversor garantido que as

perdas ôhmicas sejam mínimas. A tensão e corrente contínuas são medidas no canal 1 e a tensão e corrente alternadas são medidas no canal 3. A Figura 4.10 apresenta o diagrama esquemático das conexões de entrada do analisador de potência Zes Zimmer LMG 450 que foi utilizado nos ensaios de inversores desenvolvidos no Ciemat.

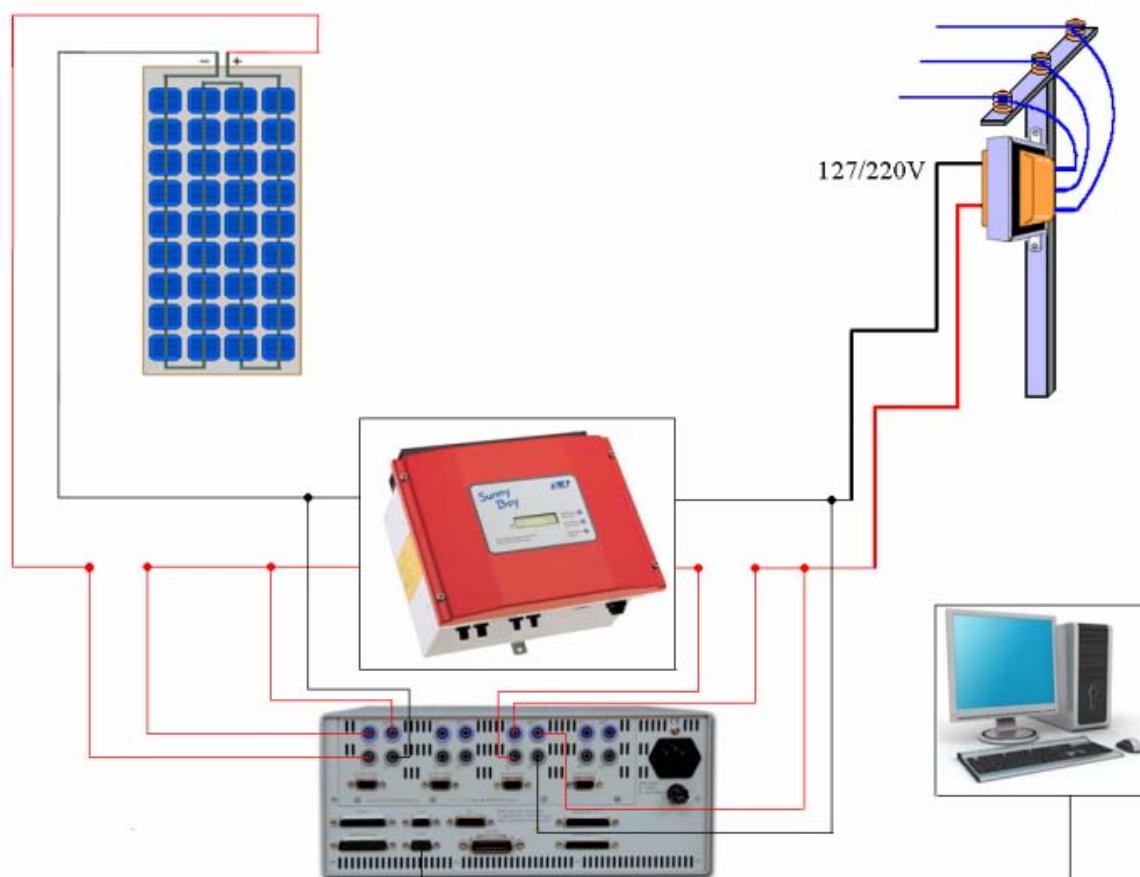


Figura 4.10 – Diagrama esquemático das conexões de entrada do analisador de potência *Zes Zimmer LMG 450*.

Quanto ao tipo de transformador utilizado pelos inversores ou mesmo a ausência deste componente, dois inversores apresentam transformador de alta frequência, três inversores têm transformador de baixa frequência e dois inversores não possuem transformador. A Tabela 4.3 e a Tabela 4.4 apresentam algumas características elétricas dos inversores utilizados nos ensaios de eficiência de conversão CC/CA em diferentes tensões CC de entrada [Ingeteam, 2008; Fronius, 2005; Sunways, 2007; Xantrex, 2007; SMA, 2003a; Kreutzmann e Welter, 2005].

Tabela 4.3 – Dados de potência elétrica CC e CA dos inversores que foram ensaiados no LESF/CIEMAT.

Fabricante	Modelo	Potência CC (kW)		Potência CA (kW)	
		Máxima	Nominal	Máxima	Nominal
<i>Ingeteam</i>	<i>Ingecon Sun 2,5</i>	3,3	3,3	2,7	2,5
<i>SMA</i>	<i>SB 1100U</i>	1,21	1,2	1,1	1,0
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	3,6	2,69	2,65	2,5
<i>Sunways</i>	<i>NT 4000</i>	3,4	3,4	3,3	3,3
<i>Xantrex</i>	<i>GT 3.0</i>	3,4	3,4	3,3	3,3
<i>SMA</i>	<i>SB 3300TL</i>	3,44	3,44	3,3	3,0
<i>SMA</i>	<i>SB SWR 2000</i>	2,1	2,1	2,0	1,8

Tabela 4.4 – Dados de tensão elétrica e topologia dos inversores que foram ensaiados no LESF/CIEMAT.

Fabricante	Modelo	Intervalo de Tensão SPMP (V)	V _{CC} Máx.	Topologia (Transformador)
<i>Ingeteam</i>	<i>Ingecon Sun 2,5</i>	125 – 450	450	Baixa frequência
<i>SMA</i>	<i>SB 1100U</i>	145 – 400	400	Baixa frequência
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	150 – 400	500	Alta frequência
<i>Sunways</i>	<i>NT 4000</i>	350 – 700	700	Sem transformador
<i>Xantrex</i>	<i>GT 3.0</i>	195 – 600	600	Alta frequência
<i>SMA</i>	<i>SB 3300TL</i>	125 – 600	750	Sem transformador
<i>SMA</i>	<i>SB SWR 2000</i>	125 – 500	500	Baixa frequência

As características elétricas de inversores analisadas foram eficiência de conversão CC/CA e fator de potência. O analisador de potência determina potência em corrente contínua e alternada, potência útil, aparente, reativa e fator de potência a partir das medidas de tensão e corrente contínua e tensão e corrente alternada. A Figura 4.11 apresenta os inversores que foram utilizados nos ensaios elétricos no LESF/CIEMAT.



Figura 4.11 – Diferentes fabricantes e modelos de inversores ensaiados no laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do CIEMAT.

5. DESENVOLVIMENTO DE MODELOS MATEMÁTICOS DE INVERSORES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A PARTIR DE ENSAIOS ELÉTRICOS E TÉRMICOS

Os principais parâmetros elétricos de inversores para conexão à rede são: eficiência de conversão CC/CA, eficiência do SPMP, fator de potência e distorção harmônica [Girbau et al., 2004]. Os ensaios específicos realizados com os inversores para conexão à rede disponíveis no Labsol da UFRGS permitem a caracterização dos parâmetros elétricos e térmicos. Para que o software seja capaz de simular o comportamento do inversor do sistema fotovoltaico é necessário o desenvolvimento de modelos matemáticos que descrevam as características elétricas e térmicas de inversores. Os modelos matemáticos devem ser obtidos mediante realização de ensaios específicos com diferentes tecnologias de inversores. Os coeficientes dos modelos matemáticos que descrevem as características dos inversores ensaiados são obtidos a partir do ajuste entre a curva medida do inversor e a curva teórica prevista pelo modelo matemático. A equação usada para cada modelo matemático ou é oriunda da literatura científica ou é proposta neste desenvolvimento, sendo escolhida entre diversas possibilidades apresentadas pelos programas de ajuste. Este capítulo da Tese desenvolve, a partir de ensaios elétricos e térmicos, uma modelagem matemática do comportamento de inversores utilizados em SFCR. Este também é um capítulo onde resultados experimentais são apresentados. Neste capítulo e no capítulo 6 (onde mais resultados são mostrados) os valores medidos não são apresentados com suas respectivas incertezas. Esta opção foi adotada para facilitar a leitura, pois os dois capítulos são densos em resultados. A análise das incertezas destes resultados é apresentada no apêndice A.

5.1 Ensaios de Eficiência de Conversão de Corrente Contínua em Corrente Alternada

Esta Tese adota o modelo matemático (Eq. 2.7) de Jantsch et al., 1992, para descrição da eficiência de conversão CC/CA de inversores e que considera a eficiência como função da potência relativa. A eficiência é medida em toda faixa de potência admissível pelo inversor resultando em uma curva de eficiência em função da potência relativa. Os arranjos de módulos da instalação possuem chaveamento através de disjuntores, o que permite acoplar em cada inversor uma potência de entrada de acordo com o modelo de inversor ensaiado. A partir do ajuste entre os pontos medidos e a curva teórica prevista pelo modelo matemático adotado são obtidos os coeficientes de potência. A Figura 5.1 apresenta a curva de eficiência de conversão CC/CA medida dos inversores *SMA Sunny Boy 700U* e *SMA Sunny Boy 1100E* e o

ajuste da curva descrita pelo modelo matemático teórico e a Figura 5.2 apresenta a curva de eficiência de conversão CC/CA obtida a partir dos pontos medidos dos inversores *SMA Sunny Boy 2100* e *SMA Sunny Boy 2500* e a curva teórica.

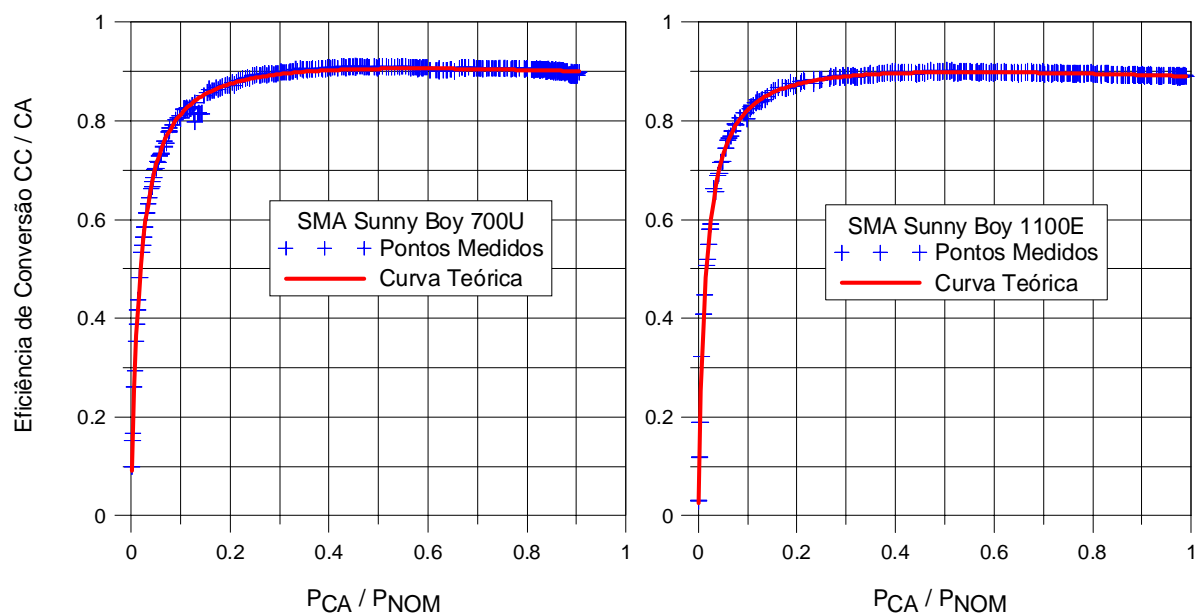


Figura 5.1 – Curva de eficiência de conversão CC/CA dos inversores *SMA Sunny Boy 700U* e *SMA Sunny Boy 1100E*.

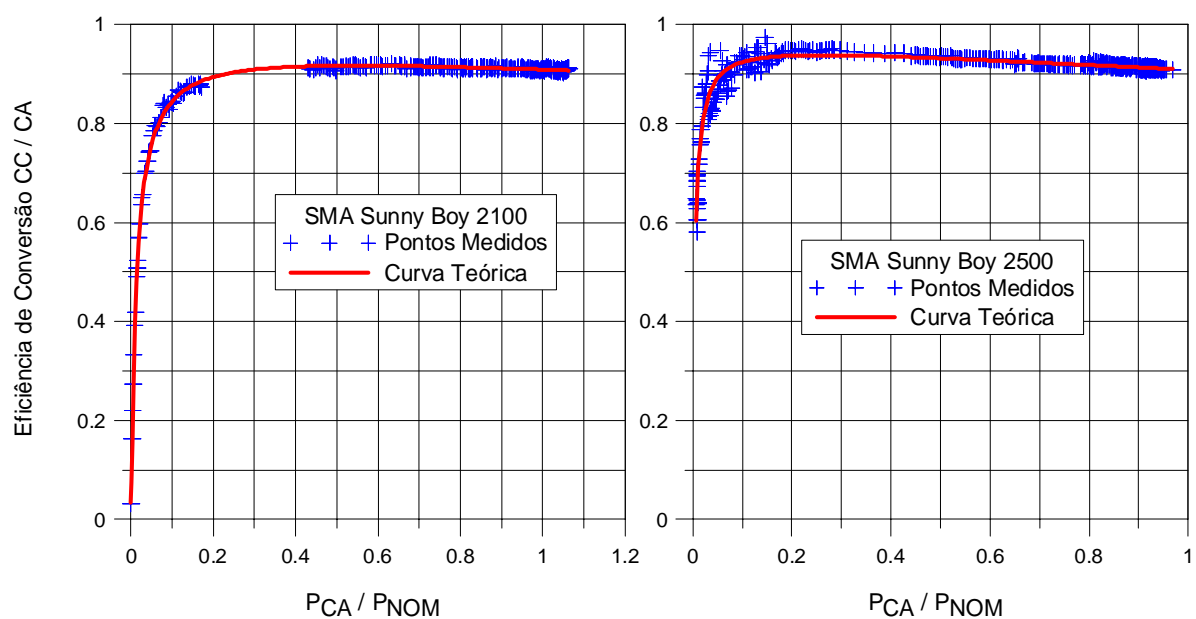


Figura 5.2 – Curva de eficiência de conversão CC/CA dos inversores *SMA Sunny Boy 2100* e *SMA Sunny Boy 2500*.

A Figura 5.3 apresenta a curva de eficiência de conversão CC/CA obtida a partir dos pontos medidos e a curva teórica dos inversores *SMA Sunny Boy 3800U* e *Fronius IG 30* e a Figura 5.4 apresenta as mesmas curvas dos inversores *Fronius IG 15* e *Fronius IG 20*.

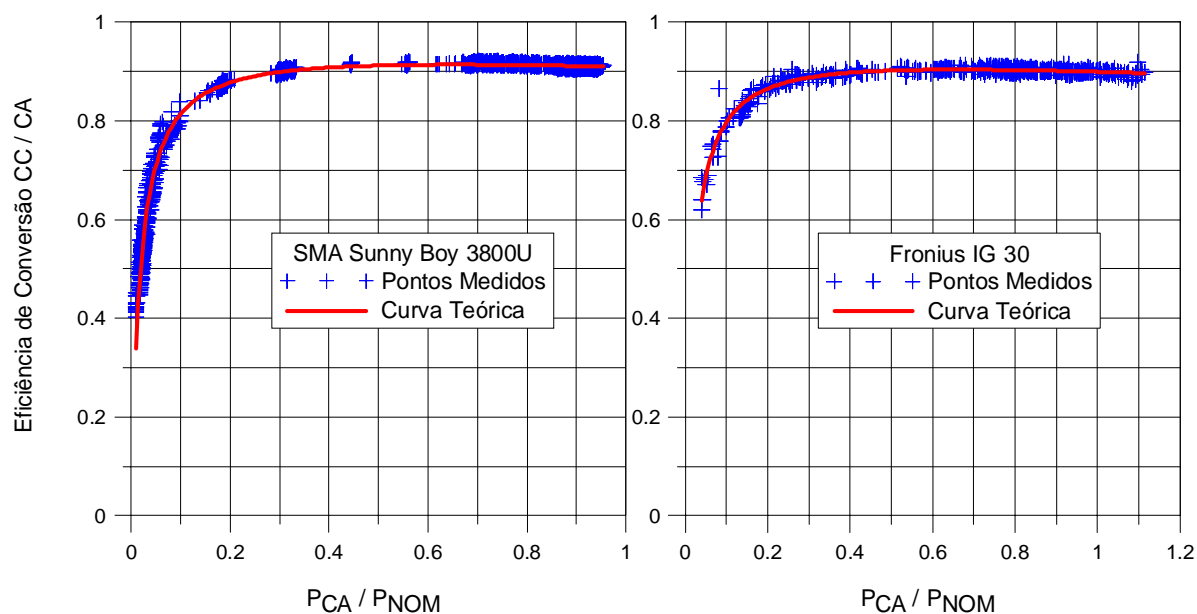


Figura 5.3 – Curva de eficiência de conversão CC/CA dos inversores *SMA Sunny Boy 3800U* e *Fronius IG 30*.

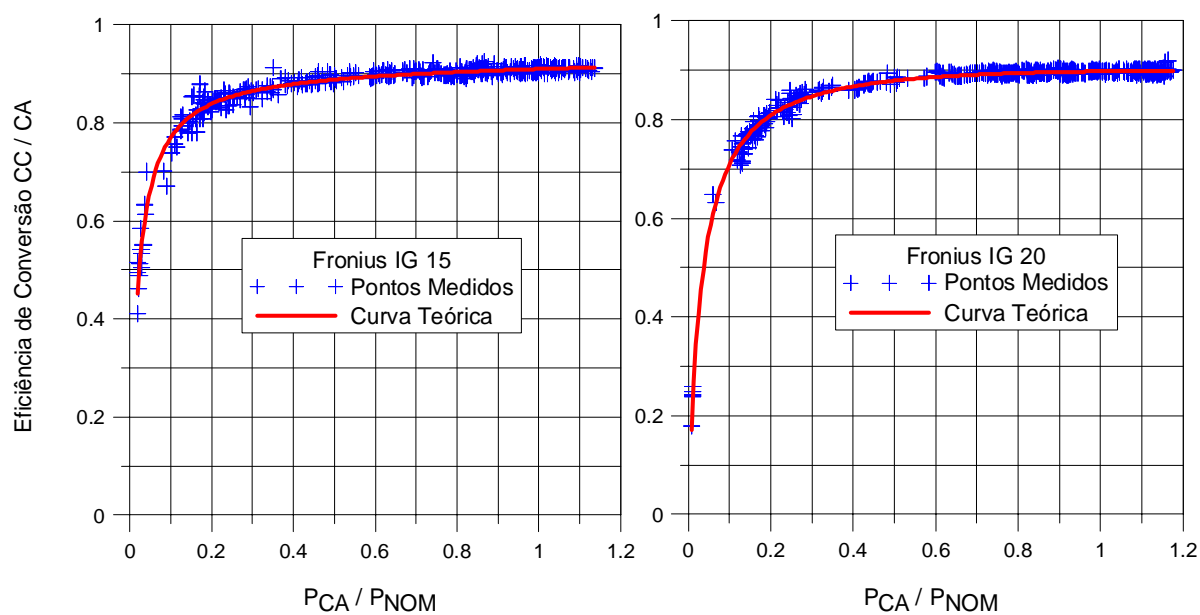


Figura 5.4 – Curva de eficiência de conversão CC/CA dos inversores *Fronius IG 15* e *Fronius IG 20*.

Finalmente, a Figura 5.5 apresenta as curvas de eficiência medida e teórica dos inversores *Mastervolt Sunmaster QS 2000* e *Mastervolt Sunmaster QS 3200*. A Tabela 5.1 apresenta os coeficientes obtidos a partir do ajuste entre os pontos medidos e a curva teórica.

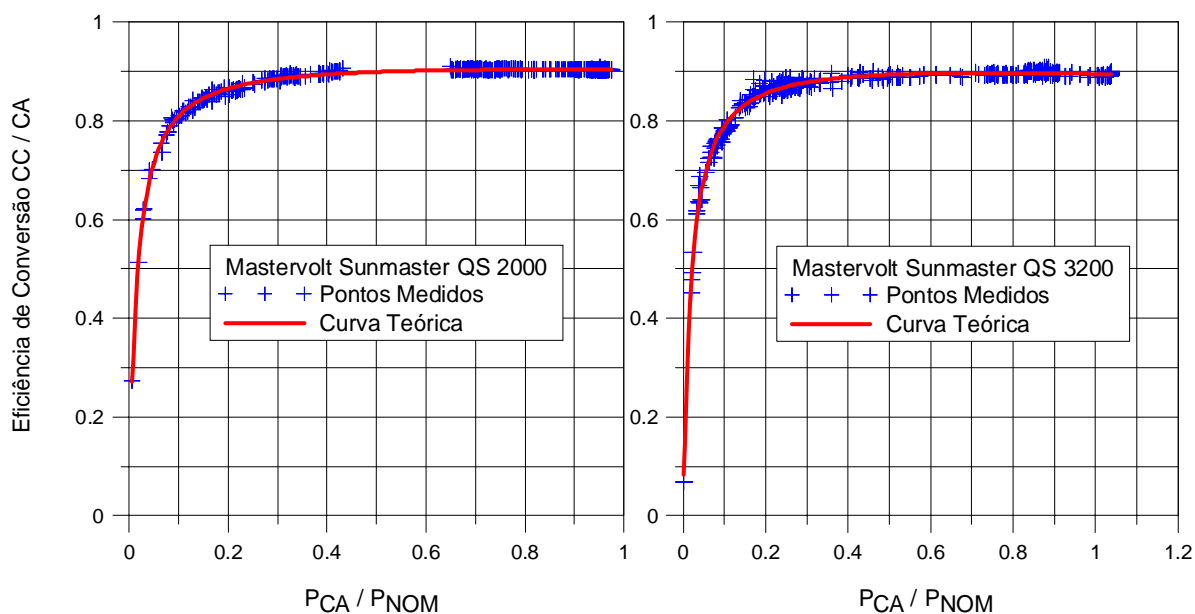


Figura 5.5 – Curva de eficiência de conversão CC/CA dos inversores *Mastervolt Sunmaster QS 2000* e *Mastervolt Sunmaster QS 3200*.

Tabela 5.1 – Coeficientes de potência do modelo matemático da eficiência CC/CA.

Fabricante	Modelo	K_0	K_1	K_2	R^2
<i>SMA</i>	<i>SB 700U</i>	0,0185	0,0393	0,0562	0,99
<i>SMA</i>	<i>SB 1100E</i>	0,0154	0,0562	0,0519	0,99
<i>SMA</i>	<i>SB 2100</i>	0,0139	0,0395	0,0465	0,99
<i>SMA</i>	<i>SB 2500</i>	0,0042	0,0327	0,0635	0,91
<i>SMA</i>	<i>SB 3800U</i>	0,0187	0,0368	0,044	0,99
<i>Fronius</i>	<i>IG 15</i>	0,0209	0,0895	-0,0113	0,97
<i>Fronius</i>	<i>IG 20</i>	0,0349	0,057	0,0218	0,99
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	0,0205	0,0438	0,0477	0,95
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 2000</i>	0,0164	0,0696	0,0199	0,99
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 3200</i>	0,0201	0,0606	0,0366	0,98

A forma das curvas de eficiência CC/CA segue o comportamento esperado conforme a revisão apresenta nos capítulos 2 e 3. O ajuste entre a curva descrita a partir do modelo matemático adotado e a curva medida apresenta coeficiente de determinação R^2 maior que 0,9 para todos os inversores ensaiados. Em geral, a partir de 30 % da potência nominal, a eficiência CC/CA já é da ordem de 90 % e os máximos valores de eficiência são obtidos em potências relativas entre 0,5 e 0,8, com exceção do inversor *SMA Sunny Boy 2500* que apresenta sua máxima eficiência em níveis de carregamento da ordem de 30 %. A eficiência diminui para potências menores, pois todos os equipamentos têm um consumo elétrico mínimo cuja proporção com a potência convertida aumenta para baixas potências. A Tabela 5.2 apresenta a eficiência dos inversores ensaiados para cada valor de potência definido na eficiência européia e na eficiência californiana.

Tabela 5.2 – Eficiência dos inversores ensaiados para cada valor de potência definido na eficiência européia e na eficiência californiana.

Modelo	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
<i>SB 700U</i>	70,8	81,3	87,4	89,4	90,5	90,4	89,7
<i>SB 1100E</i>	73,1	82,2	87,4	89,0	89,8	89,6	89,0
<i>SB 2100</i>	75,7	84,5	89,4	90,9	91,6	91,4	90,9
<i>SB 2500</i>	89,2	92,5	93,7	93,8	93,2	92,0	90,8
<i>SB 3800U</i>	70,7	81,4	87,7	89,9	91,2	91,3	90,9
<i>IG 15</i>	66,3	77,0	83,9	86,5	88,8	90,1	90,9
<i>IG 20</i>	56,9	71,0	80,9	84,7	87,8	89,2	89,7
<i>IG 30</i>	68,6	79,7	86,5	88,7	90,1	90,3	89,9
<i>QS 2000</i>	71,5	80,9	86,5	88,4	89,8	90,3	90,4
<i>QS 3200</i>	68,2	79,0	85,5	87,8	89,3	89,6	89,5

A eficiência européia e a eficiência californiana diferem nos valores de potência considerados e nos respectivos fatores multiplicadores e comumente são adotadas como médias representativas para níveis de irradiância média e alta, respectivamente. Os inversores que apresentam eficiências máximas a partir de 50 % da potência nominal têm eficiência californiana maior que eficiência européia enquanto que os inversores que atingem suas eficiências máximas em níveis de carregamento da ordem de 30 – 40 % apresentam eficiência

européia maior que eficiência californiana. A Tabela 5.3 apresenta a eficiência européia e a eficiência californiana dos inversores ensaiados no Labsol/UFRGS.

Tabela 5.3 – Eficiência européia e californiana dos inversores ensaiados.

Fabricante	Modelo	η_{EU}	η_{CAL}
<i>SMA</i>	<i>SB 700U</i>	88,7	89,2
<i>SMA</i>	<i>SB 1100E</i>	88,3	88,3
<i>SMA</i>	<i>SB 2100</i>	90,2	90,4
<i>SMA</i>	<i>SB 2500</i>	92,7	92,0
<i>SMA</i>	<i>SB 3800U</i>	89,3	90,0
<i>Fronius</i>	<i>IG 15</i>	86,9	87,4
<i>Fronius</i>	<i>IG 20</i>	85,1	86,5
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	88,2	88,8
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 2000</i>	88,3	88,5
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 3200</i>	87,4	87,9

5.2 Ensaios de Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência e Modelo Proposto

A norma IEC 50530, 2008, apresenta a definição e recomendação das condições de teste e do procedimento de medida para a determinação da eficiência estática e da eficiência dinâmica do SPMP de inversores. As medidas devem ser realizadas em todo intervalo de tensão CC de entrada admissível pelo inversor e nas potências relativas definidas pela eficiência européia e californiana. Devido ao desenvolvimento de algoritmos de SPMP mais sofisticados e eficientes, atualmente a eficiência do SPMP dos inversores é próxima de 100 %, de acordo com os fabricantes. A dificuldade da determinação dessa eficiência a partir de ensaios experimentais está condicionada à precisão da medida do ponto de máxima potência com SPMP ideal do inversor. Os diferentes inversores ensaiados apresentam diferentes algoritmos para seguir o ponto de máxima potência, entretanto há similaridades entre os algoritmos. O arranjo fotovoltaico é polarizado mediante perturbação na tensão de operação do inversor. Essa perturbação é da ordem de 1 V para os inversores *SMA* e *Fronius*, enquanto para os inversores *Mastervolt* essa perturbação varia entre 1 V e 3 V. O intervalo entre cada perturbação varia conforme a tecnologia e fabricante do inversor. A eficiência do

SPMP é função da potência relativa, ou seja, este parâmetro deve ser medido em diferentes potências resultando em uma curva de eficiência do SPMP ao longo da faixa de potência admissível pelo inversor. Em dias de céu limpo a irradiância é pouco alterada em um intervalo de um minuto. Estudos experimentais mostram que sob essa condição de céu limpo, a variação na irradiância é menor que a própria incerteza na medida [Gasparin, 2009], sendo que a hipótese da irradiância constante é razoável e pode ser adotada. Além dessa hipótese, adota-se o pressuposto que durante esse intervalo de tempo o seguidor encontra o ponto de máxima potência do arranjo para aquela determinada irradiância. A eficiência estática do seguidor do ponto de máxima potência pode ser determinada a partir da seguinte metodologia:

- Suposição A: Em um dia de céu limpo e sem vento a irradiância incidente no arranjo fotovoltaico e a temperatura dos módulos são constantes no intervalo de 1 minuto.
- Suposição B: Durante o intervalo de 1 minuto o SPMP do inversor encontra o PMP do arranjo (Figura 5.6a). O SPMP do inversor é o responsável pela oscilação de tensão durante o intervalo de 1 minuto (Figura 5.6b).
- A corrente contínua e a tensão contínua na entrada do inversor são medidas simultaneamente durante o intervalo de 1 minuto. Durante todo o período P_{MAX} é o valor de maior potência encontrado.

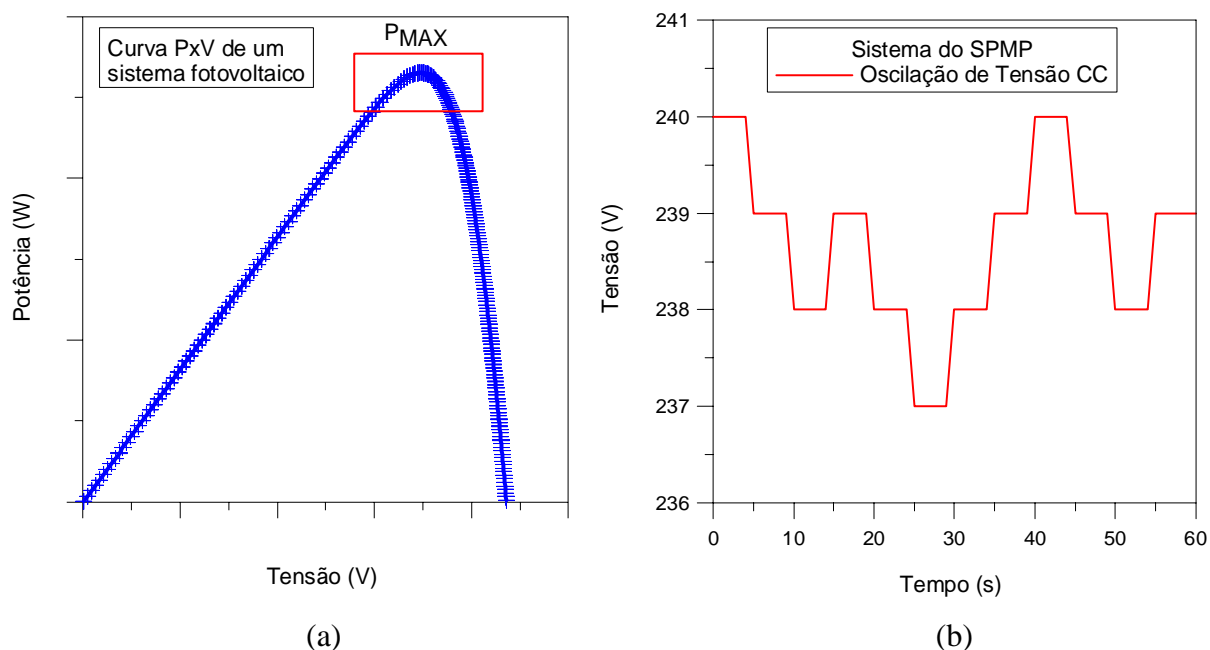


Figura 5.6 – Oscilação de tensão CC devido ao algoritmo do SPMP do inversor.

Esta eficiência é da ordem de 99 % nos inversores medidos e pode ser considerada constante na faixa de operação entre 20 e 100 % da potência nominal do inversor. Para determinar a eficiência estática, em uma determinada potência, do seguidor do ponto de máxima potência do inversor durante o intervalo de 1 minuto utiliza-se a Eq. (5.1).

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_{\Gamma} V_i \cdot I_i \cdot dt}{\int_{\Gamma} P_{MAX} \cdot dt} \quad (5.1)$$

onde:

V_i são os n valores de tensão medidos durante o intervalo de 1 minuto.

I_i são os n valores de corrente medidos durante o intervalo de 1 minuto.

P_{MAX} é o valor máximo do par (V_i, I_i) medido durante o intervalo de 1 minuto.

A partir da determinação da eficiência estática do seguidor do ponto de máxima potência do inversor em diferentes potências tem-se a curva medida em função do nível de carregamento do inversor. A curva medida da eficiência estática do SPMP é descrita pela Eq.(5.2)

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{CC}}{P_{NOM}}}{\frac{P_{CC}}{P_{NOM}} + \left(M_0 + M_1 \frac{P_{CC}}{P_{NOM}} \right)} \quad (5.2)$$

onde:

M_0 e M_1 são coeficientes de potência do modelo matemático teórico que descreve a curva da eficiência estática do SPMP.

A Tabela 5.4 apresenta os parâmetros do modelo matemático que representa a eficiência estática do seguidor do ponto de máxima potência dos inversores ensaiados e a Tabela 5.5 apresenta a eficiência dos inversores ensaiados para diferentes valores de potência.

Tabela 5.4 – Coeficientes de potência do modelo teórico da eficiência estática do SPMP.

Eficiência Estática do SPMP			
Fabricante	Modelo	Coeficientes	
		M_0	M_1
<i>SMA</i>	<i>SB 700U</i>	0,0075	0,0042
<i>SMA</i>	<i>SB 2100</i>	0,0022	0,0062
<i>SMA</i>	<i>SB 3800U</i>	0,0014	0,0055
<i>SMA</i>	<i>SB 1100E</i>	0,0085	0,0125
<i>Fronius</i>	<i>IG 15</i>	0,0039	0,0023
<i>Fronius</i>	<i>IG 20</i>	0,0027	0,0042
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	0,0028	0,0011
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 2000</i>	0,0010	0,0115
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 3200</i>	0,0035	0,0085

Tabela 5.5 – Eficiência estática do SPMP dos inversores ensaiados para diferentes potências.

	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
<i>SB 700U</i>	86,6	92,6	95,9	97,1	98,1	98,5	98,8
<i>SB 1100E</i>	84,5	91,1	94,7	96,0	97,1	97,6	97,9
<i>SB 2100</i>	95,2	97,2	98,3	98,6	98,9	99,0	99,1
<i>SB 3800U</i>	96,7	98,0	98,7	98,9	99,1	99,2	99,3
<i>IG 15</i>	92,5	96,0	97,8	98,4	99,0	99,2	99,3
<i>IG 20</i>	94,5	96,9	98,2	98,6	99,0	99,2	99,3
<i>IG 30</i>	94,5	97,1	98,5	98,9	99,3	99,5	99,6
<i>QS 2000</i>	96,9	97,8	98,3	98,5	98,6	98,7	98,7
<i>QS 3200</i>	92,7	95,8	97,4	98,0	98,4	98,7	98,8

A eficiência estática do SPMP é próxima de 100 % em uma ampla faixa de potência e apenas em baixas potências a eficiência diminui para valores entre 85 % e 96 %, aproximadamente, dependendo do modelo e fabricante do inversor. A metodologia descrita anteriormente é válida para períodos de variabilidade de irradiância inferiores a 3 %. Para que a metodologia seja válida também para períodos em que a variabilidade de irradiância é superior a 3 % deve ser aplicada a Eq. (5.3). A eficiência dinâmica do SPMP é composta por dois termos onde o primeiro é a eficiência estática do SPMP e o segundo representa a condição de variabilidade da irradiância. Se a variação da irradiância entre dois instantes considerados for nula o termo de variabilidade também será nulo e a eficiência dinâmica será igual à eficiência estática, mas se existir variação de irradiância entre os dois instantes considerados o termo de variabilidade não será nulo e a eficiência dinâmica será menor que a eficiência estática. O termo de variabilidade aumenta proporcionalmente à variação da irradiância entre os dois instantes considerados. Em dias ensolarados ou nublados o termo de variabilidade é pequeno e em dias parcialmente nublados o termo pode ser significativo.

$$\eta_{SPMP} = \left(\frac{\frac{P_{CC}}{P_{NOM}}}{\frac{P_{CC}}{P_{NOM}} + \left(M_0 + M_1 \frac{P_{CC}}{P_{NOM}} \right)} \right) - \left(M_2 \cdot \left(\frac{|P_2 - P_1|}{P_{CC}} \right) \right) \quad (5.3)$$

onde:

M_2 é o coeficiente de variabilidade de potência do modelo matemático teórico que descreve a curva de eficiência dinâmica do SPMP.

P_2 e P_1 são valores de potências nos instantes t_2 e t_1 .

5.3 Ensaios de Fator de Potência e Modelo Proposto

O analisador de potência mede e registra simultaneamente a potência ativa, aparente, reativa e conseqüentemente o fator de potência do inversor. De maneira similar à eficiência, este parâmetro também é função da potência relativa. A curva do fator de potência é obtida a partir das medidas deste parâmetro em diferentes potências. A Figura 5.7 apresenta a curva de fator de potência obtida a partir dos pontos medidos e a curva teórica dos inversores SMA

Sunny Boy 700U e *SMA Sunny Boy 1100E* e a Figura 5.8 apresenta a curva de fator de potência medida e teórica dos inversores *SMA Sunny Boy 2100* e *SMA Sunny Boy 2500*.

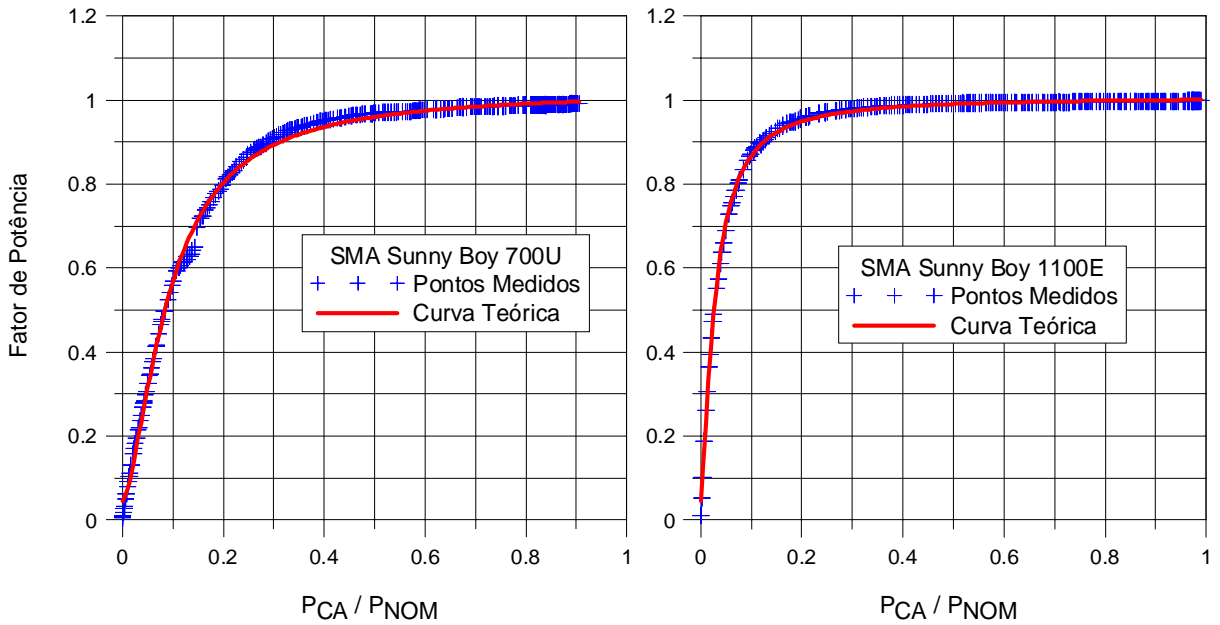


Figura 5.7 – Curva de fator de potência dos inversores *SMA Sunny Boy 700U* e *SMA Sunny Boy 1100E*.

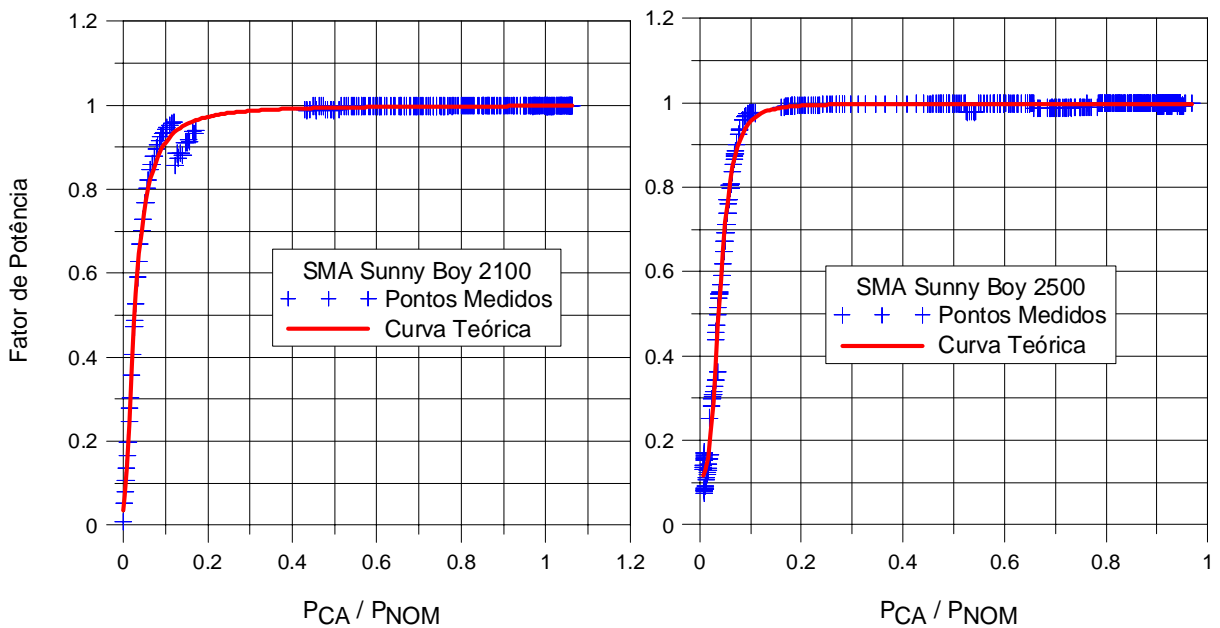


Figura 5.8 – Curva de fator de potência dos inversores *SMA Sunny Boy 2100* e *SMA Sunny Boy 2500*.

A Figura 5.9 apresenta a curva de fator de potência medida dos inversores *SMA Sunny Boy 3800U* e *Fronius IG 30* e o ajuste da curva descrita pelo modelo matemático teórico e a Figura 5.10 apresenta a curva de fator de potência, medida e teórica, dos inversores *Fronius IG 15* e *Fronius IG 20*.

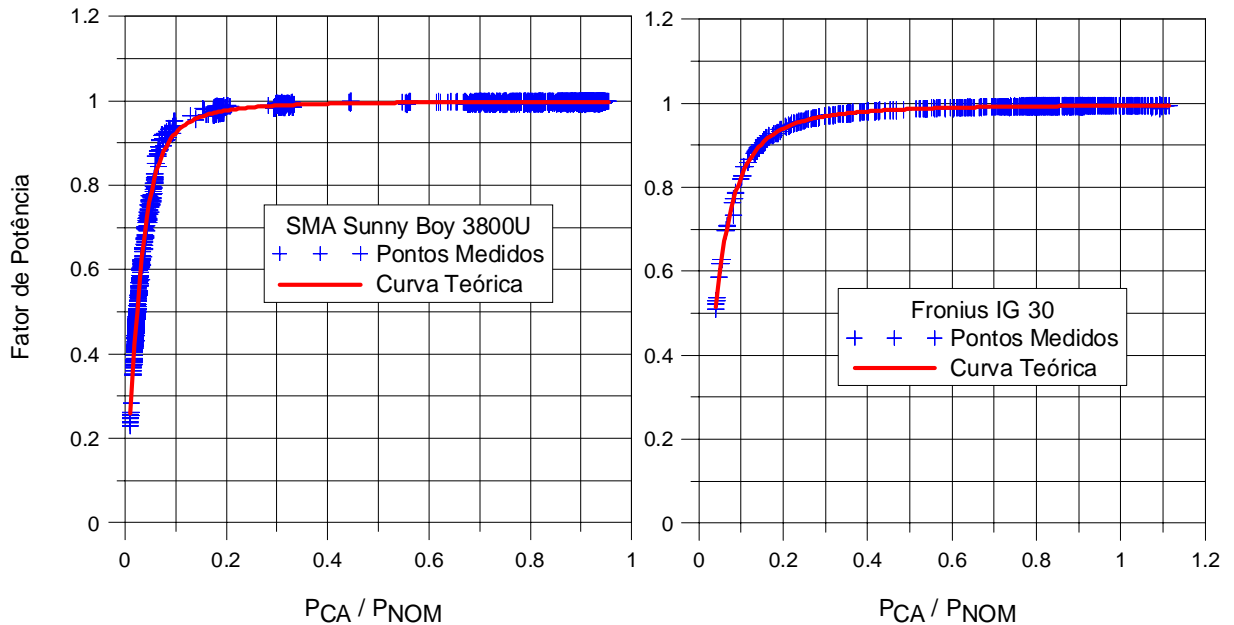


Figura 5.9 – Curva de fator de potência dos inversores *SMA Sunny Boy 3800U* e *Fronius IG 30*.

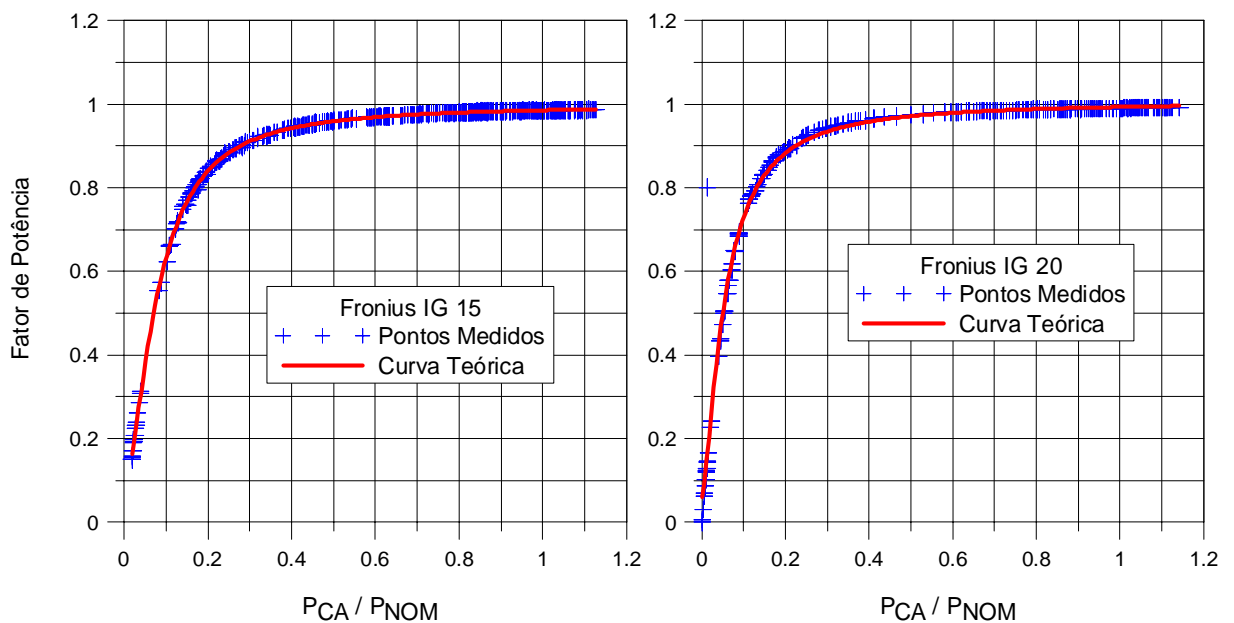


Figura 5.10 – Curva de fator de potência dos inversores *Fronius IG 15* e *Fronius IG 20*.

A Figura 5.11 apresenta a curva de fator de potência, medida e teórica, dos inversores *Mastervolt Sunmaster QS 2000* e *Mastervolt Sunmaster QS 3200*.

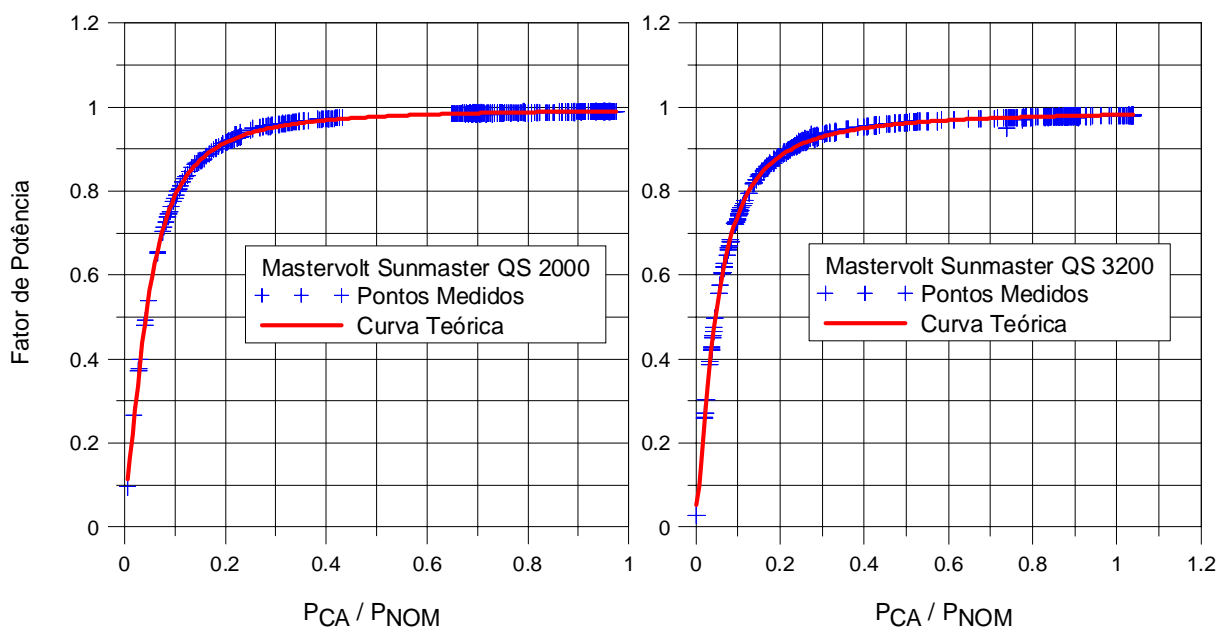


Figura 5.11 – Curva de fator de potência dos inversores *Mastervolt Sunmaster QS 2000* e *Mastervolt Sunmaster QS 3200*.

A curva do fator de potência dos inversores é ajustada a partir de um modelo matemático teórico proposto pela Eq. (5.4). Este modelo matemático descreve a curva do fator de potência de inversores em função da potência relativa.

$$FP = \frac{C_0 \cdot C_1 + \left(C_2 \cdot \left(\frac{P_{CA}}{P_{NOM}} \right)^{C_3} \right)}{C_1 + \left(\frac{P_{CA}}{P_{NOM}} \right)^{C_3}} \quad (5.4)$$

onde:

C_0 , C_1 , C_2 e C_3 são coeficientes de potência do modelo matemático teórico.

O modelo matemático teórico proposto necessita a determinação de quatro coeficientes de potência que são determinados a partir do ajuste entre a curva medida e a curva teórica. A curva do fator de potência, medida e teórica, dos inversores ensaiados

apresenta coeficientes de determinação R^2 maiores que 0,95. A Tabela 5.6 apresenta os coeficientes de potência do modelo que descreve a curva do fator de potência dos inversores e a Tabela 5.7 apresenta o fator de potência dos inversores ensaiados por faixa de potência.

Tabela 5.6 – Coeficientes de ajuste do modelo do fator de potência dos inversores medidos.

Fabricante	Modelo	C_0	C_1	C_2	C_3	R^2
<i>SMA</i>	<i>SB 700U</i>	0,0464	0,0221	1,021	1,593	0,99
<i>SMA</i>	<i>SB 1100E</i>	0,0422	0,0067	1,007	1,4	0,99
<i>SMA</i>	<i>SB 2100</i>	0,0344	0,0016	0,999	1,787	0,98
<i>SMA</i>	<i>SB 2500</i>	0,1138	$2,55 \times 10^{-5}$	0,997	3,283	0,99
<i>SMA</i>	<i>SB 3800U</i>	0,1703	0,0012	0,998	1,902	0,99
<i>Fronius</i>	<i>IG 15</i>	0,0935	0,0137	0,997	1,696	0,99
<i>Fronius</i>	<i>IG 20</i>	0,0602	0,0139	1,006	1,473	0,97
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	0,2156	0,0039	0,997	1,853	0,99
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 2000</i>	0,0781	0,0075	0,997	1,595	0,99
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 3200</i>	0,0442	0,0126	0,993	1,449	0,98

Tabela 5.7 – Fator de potência nas potências relativas definidas pela ponderação europeia e californiana.

	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
<i>SB 700U</i>	31,6	56,8	80,3	89,3	96,0	98,8	99,9
<i>SB 1100E</i>	71,0	86,8	94,9	97,3	99,0	99,7	100,0
<i>SB 2100</i>	75,5	91,2	97,2	98,5	99,3	99,6	99,7
<i>SB 2500</i>	71,2	95,5	99,2	99,5	99,6	99,7	99,7
<i>SB 3800U</i>	77,9	92,5	97,7	98,8	99,4	99,6	99,7
<i>IG 15</i>	37,5	63,1	84,0	91,0	95,8	97,7	98,4
<i>IG 20</i>	50,1	73,0	88,3	93,4	97,0	98,6	99,3
<i>IG 30</i>	60,5	82,7	94,1	96,9	98,6	99,2	99,3
<i>QS 2000</i>	56,3	78,7	91,5	95,2	97,6	98,6	99,0
<i>QS 3200</i>	52,6	74,4	88,4	92,9	96,1	97,5	98,1

O fator de potência dos inversores é função do nível de carregamento e aumenta proporcionalmente à potência, aproximando-se de 100 % em potências próximas da potência nominal. A análise da Tabela 5.7 indica que a partir de 30 % da potência nominal, aproximadamente, os inversores já apresentam valores de fator de potência maiores que 90 %, mas o valor do fator de potência dos inversores operando em baixas potências pode variar significativamente dependendo do modelo e fabricante. Por exemplo, se fosse recomendado que o inversor precisasse operar, sempre que conectado à rede, com fator de potência maior que 90 %, a potência relativa mínima que garante que o inversor opere com fator de potência superior ao limiar de 90 % varia entre 0,08 e 0,32 da potência nominal nos inversores ensaiados. A Tabela 5.8 apresenta a potência relativa mínima que o inversor pode operar para garantir um fator de potência superior a 90 % e o fator de potência europeu e californiano.

Tabela 5.8 – Potência relativa mínima que os inversores ensaiados podem operar para garantir um fator de potência maior que 90 % e fator de potência europeu e californiano.

Fabricante	Modelo	Potência Relativa	FP _{EU}	FP _{CAL}
<i>SMA</i>	<i>SB 700U</i>	0,32	89,8	94,5
<i>SMA</i>	<i>SB 1100E</i>	0,13	96,9	98,5
<i>SMA</i>	<i>SB 2100</i>	0,10	97,9	99,0
<i>SMA</i>	<i>SB 2500</i>	0,09	98,5	99,5
<i>SMA</i>	<i>SB 3800U</i>	0,28	98,1	99,1
<i>Fronius</i>	<i>IG 15</i>	0,23	90,6	94,5
<i>Fronius</i>	<i>IG 20</i>	0,15	93,2	96,2
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	0,18	95,9	97,9
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 2000</i>	0,22	94,5	96,9
<i>Mastervolt</i>	<i>QS 3200</i>	0,08	92,6	95,3

5.4 Ensaios de Distorção Harmônica na Corrente Elétrica e Modelo Proposto

Em dispositivos de controle como os inversores, as distorções harmônicas devem-se principalmente aos componentes harmônicos ímpares. O analisador de potência mede e registra até o 50° harmônico na tensão, na corrente e na potência que também são parâmetros elétricos que dependem do nível de carregamento do inversor e da rede elétrica no ponto de

conexão. A curva de distorção harmônica é obtida a partir da medida do parâmetro em diferentes potências. A Figura 5.12 e a Figura 5.13 apresentam as curvas teóricas de Thd_I obtidas a partir dos pontos medidos dos inversores *SMA Sunny Boy 2100* e *SMA Sunny Boy 2500* e dos inversores *SMA Sunny Boy 3800U* e *Fronius IG 30*, respectivamente.

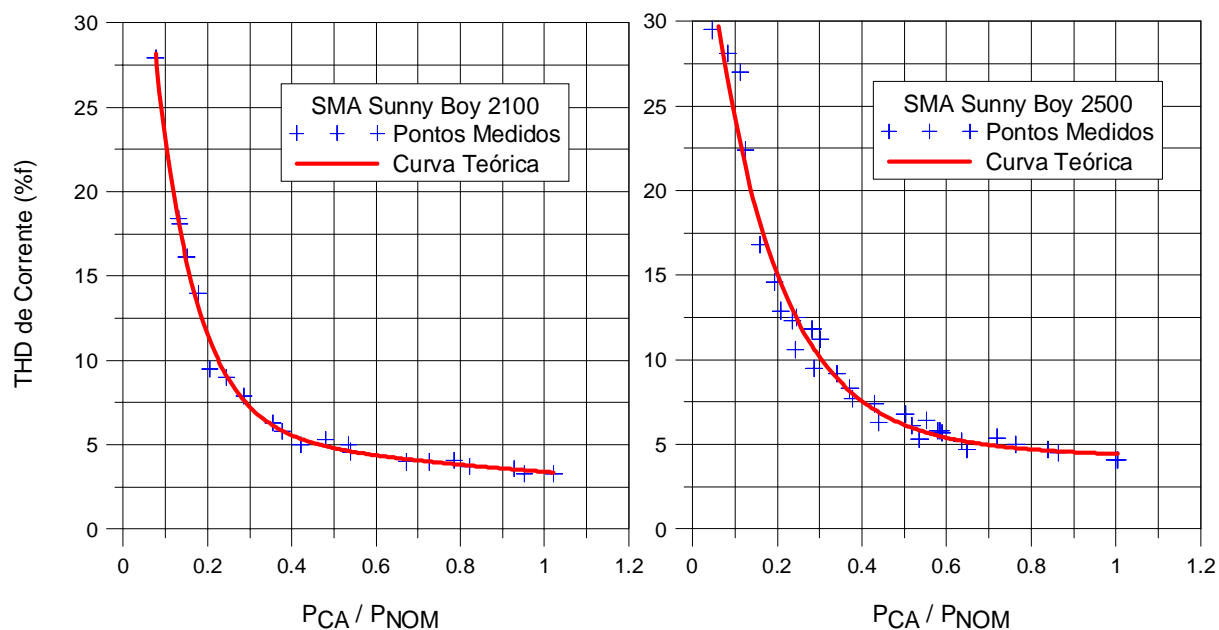


Figura 5.12 – Curva de THD_I do inversor *SMA Sunny Boy 2100* e *SMA Sunny Boy 2500*.

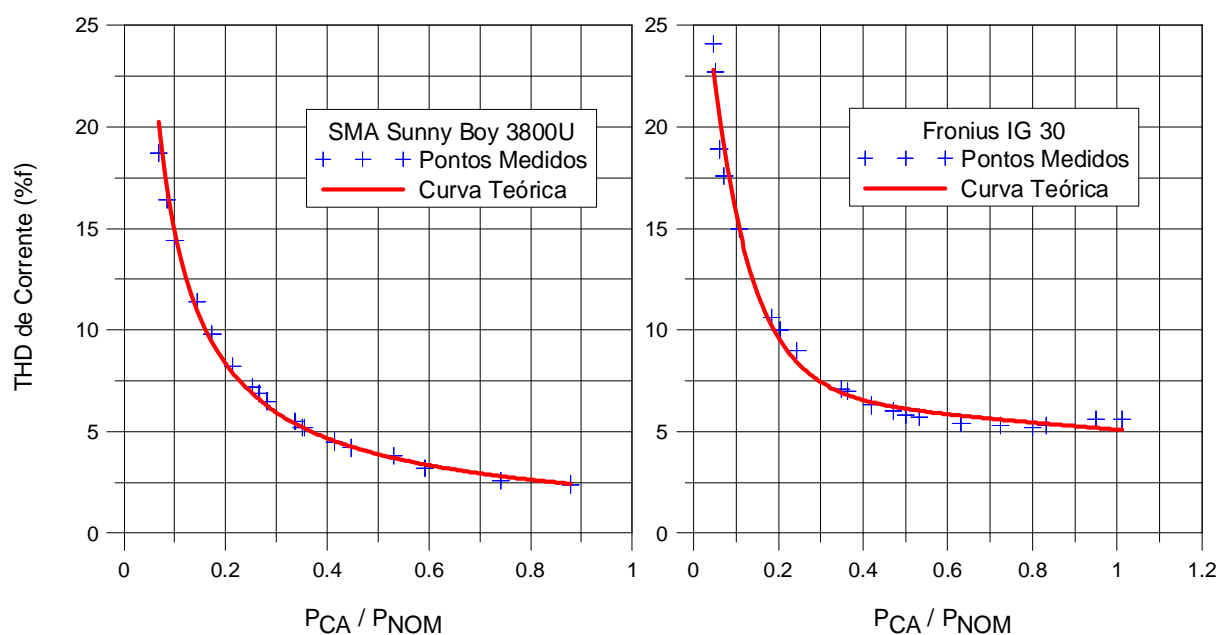


Figura 5.13 – Curva de THD_I do inversor *SMA Sunny Boy 3800U* e *Fronius IG 30*.

A Figura 5.14 apresenta a curva de Thd_I obtida a partir dos pontos medidos dos inversores *Fronius IG 15* e *Fronius IG 20* e a Figura 5.15 apresenta a curva teórica de Thd_I dos inversores *Mastervolt Sunmaster QS 2000* e *Mastervolt Sunmaster QS 3200*.

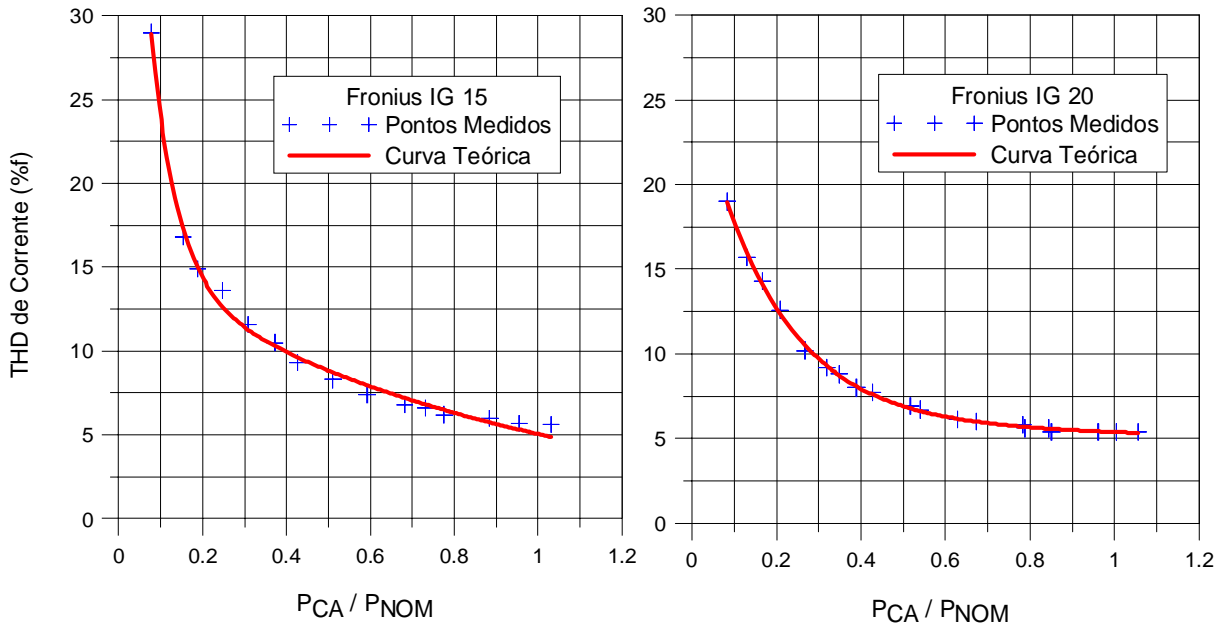


Figura 5.14 – Curva de Thd_I dos inversores *Fronius IG 15* e *Fronius IG 20*.

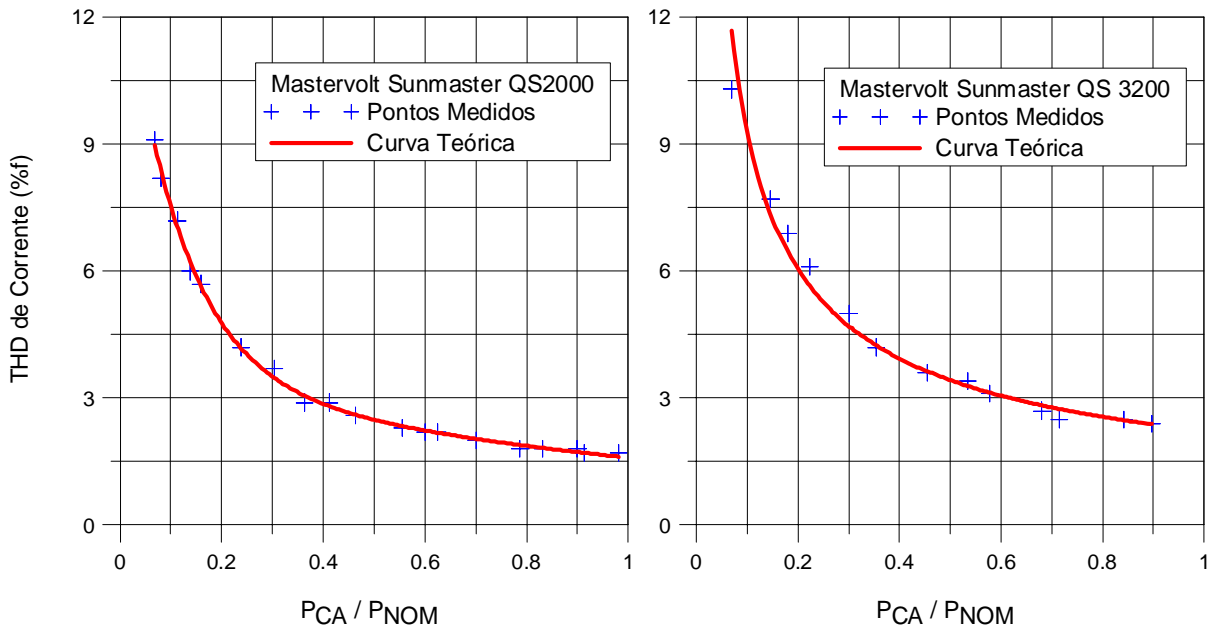


Figura 5.15 – Curva de Thd_I do inversor *Mastervolt Sunmaster QS 2000* e *Mastervolt Sunmaster QS 3200*.

A curva de distorção harmônica na corrente é descrita por um modelo matemático teórico proposto obtido a partir do ajuste entre pontos medidos e a curva teórica prevista pelo modelo. A curva teórica que descreve o comportamento da distorção harmônica na corrente pode ser descrita como a soma de duas exponenciais (Eq. 5.5).

$$Thd_I = T_0 \cdot \exp\left(-T_1 \cdot \left(\frac{P_{CA}}{P_{NOM}}\right)\right) + T_2 \cdot \exp\left(-T_3 \cdot \left(\frac{P_{CA}}{P_{NOM}}\right)\right) \quad (5.5)$$

onde:

T_0 , T_1 , T_2 e T_3 são coeficientes de potência do modelo matemático teórico e que são obtidos a partir do ajuste entre as curvas medida e teórica.

A distorção harmônica total na corrente depende da distorção harmônica total na tensão e da potência de operação do inversor. A Thd_V depende da rede elétrica e é variável ao longo do dia. Para possibilitar comparação entre os inversores, os mesmos tiveram suas respectivas Thd_I medidas em um mesmo valor de Thd_V (2,7 %f). A Tabela 5.9 apresenta os valores dos coeficientes de ajuste obtidos a partir do modelo matemático de distorção harmônica na corrente que foi proposto na Tese e de um modelo encontrado na literatura.

Tabela 5.9 – Coeficientes de ajuste dos modelos matemáticos da THD na corrente.

Modelo	Rampinelli e Krenzinger					Cardonna e Carretero		
	T_0	T_1	T_2	T_3	R^2	A	B	R^2
<i>SB 2100</i>	6,071	0,579	49,629	10,467	0,994	2,700	0,916	0,984
<i>SB 2500</i>	36,753	6,413	4,996	0,133	0,972	4,630	0,667	0,913
<i>SB 3800U</i>	8,284	1,535	23,438	11,104	0,998	2,394	0,776	0,995
<i>IG 15</i>	15,376	1,112	50,829	16,036	0,994	5,302	0,652	0,993
<i>IG 20</i>	20,735	5,473	5,849	0,099	0,998	5,021	0,547	0,989
<i>IG 30</i>	7,088	0,330	26,026	10,804	0,988	4,218	0,555	0,987
<i>QS 2000</i>	3,514	0,792	10,339	8,796	0,997	1,635	0,65	0,995
<i>QS 3200</i>	3,436	0,451	10,233	5,577	0,998	2,42	0,562	0,976

Os dois modelos matemáticos teóricos que foram comparados apresentam coeficientes de determinação R^2 maiores que 0,98 para sete entre oito inversores ensaiados. Apenas o inversor *SMA Sunny Boy 2500* apresentou um R^2 de 0,97 e 0,91, respectivamente para o modelo matemático proposto e para o modelo encontrado na literatura. Entretanto estes também são valores de elevada correlação entre curva medida e curva teórica. A Tabela 5.10 mostra os valores da distorção harmônica total na corrente em diferentes valores de potência relativas apresentado em destaque as potências relativas em que a THD_I é menor que 5 %.

Tabela 5.10 – Distorção harmônica total na corrente dos inversores em diferentes potências relativas.

	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
<i>SB 2100</i>	35,3	23,1	11,5	7,2	4,8	3,9	3,4
<i>SB 2500</i>	31,6	24,2	15,0	10,1	6,1	4,8	4,4
<i>SB 3800U</i>	21,1	14,8	8,6	6,0	3,9	2,6	1,7
<i>IG 15</i>	37,3	23,9	14,3	11,4	8,8	6,7	5,0
<i>IG 20</i>	21,5	17,7	12,6	9,6	6,9	5,8	5,3
<i>IG 30</i>	22,1	15,7	9,6	7,4	6,1	5,5	5,1
<i>QS 2000</i>	10,0	7,5	4,7	3,5	2,5	1,9	1,6
<i>QS 3200</i>	11,1	9,1	6,5	4,9	3,3	2,6	2,2

Quando o inversor está operando na potência nominal a distorção harmônica total na corrente deve ser menor que 5 % da corrente fundamental e cada harmônico individual deve estar limitado conforme estabelecido em normas técnicas [IEC-61727, 2004; IEEE-519, 1992; IEEE-929,2000 apud Urbanetz, 2010]. Quando a tensão da rede é senoidal, ou seja, apresenta pequeno conteúdo harmônico, a corrente injetada na rede pelo inversor também é senoidal e com baixo conteúdo harmônico quando o inversor está operando com potências relativas maiores que 20 %, aproximadamente (Figura 5.15a e Figura 5.16a). Evidentemente, um inversor de qualidade deve apresentar níveis de conteúdos harmônicos limitados pelos níveis estabelecidos nas normas técnicas na maior faixa de potência possível. Entretanto, verifica-se que em potências relativas menores que 20 % ou 10 %, dependendo do fabricante, os inversores podem apresentar níveis de distorção harmônica na corrente maior que os limitados nas normas técnicas, mesmo quando a tensão da rede apresenta baixo conteúdo harmônico.

A Figura 5.16 apresenta as formas de onda de tensão e corrente na saída do inversor *SMA SB 2100* com potência nominal de 100 % (a) e 10 % (b).

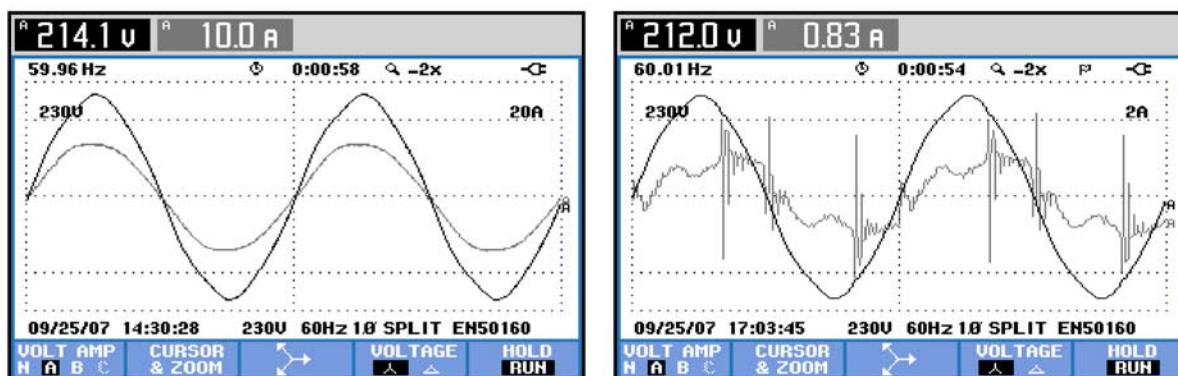


Figura 5.16 – Tensão e corrente na saída do *SMA Sunny Boy 2100* com potência nominal de 100 % (a) e 10 % (b).

A Figura 5.17 apresenta as formas de onda de tensão e corrente na saída do inversor *SMA Sunny Boy 3800U* com potência nominal de 100 % (a) e 10 % (b).

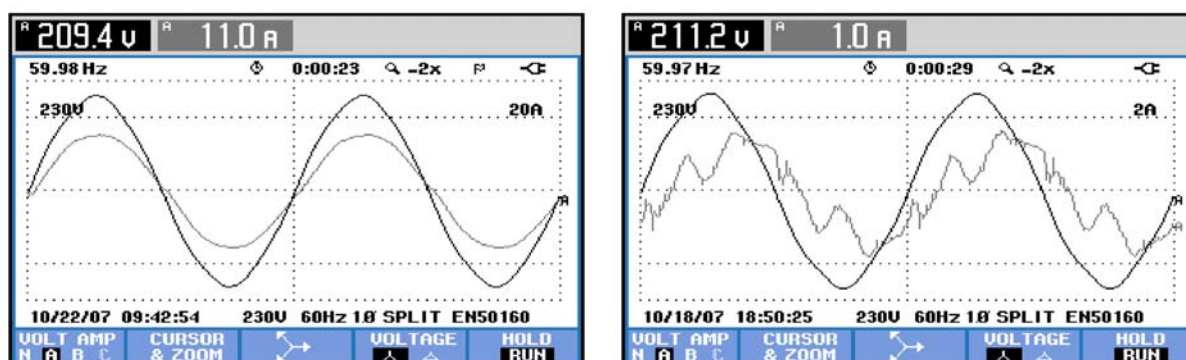


Figura 5.17 – Tensão e corrente na saída do *SMA Sunny Boy 3800U* com potência nominal de 60 % (a) 10 % (b).

Os primeiros harmônicos ímpares são os principais responsáveis pelos níveis de distorção harmônica. Conforme normas técnicas, o limite de distorção dos harmônicos ímpares de ordem 3, 5, 7 e 9 deve ser menor que 4 % quando o inversor está operando na potência nominal [IEC-61727, 2004; IEEE-519, 1992; IEEE-929,2000 apud Urbanetz, 2010]. O comportamento dos primeiros harmônicos ímpares em função da potência relativa dos

inversores *SMA Sunny Boy 2100* e *SMA Sunny Boy 2500* são apresentados na Figura 5.18 e dos inversores *SMA Sunny Boy 3800U* e *Fronius IG 30* são apresentados na Figura 5.19.

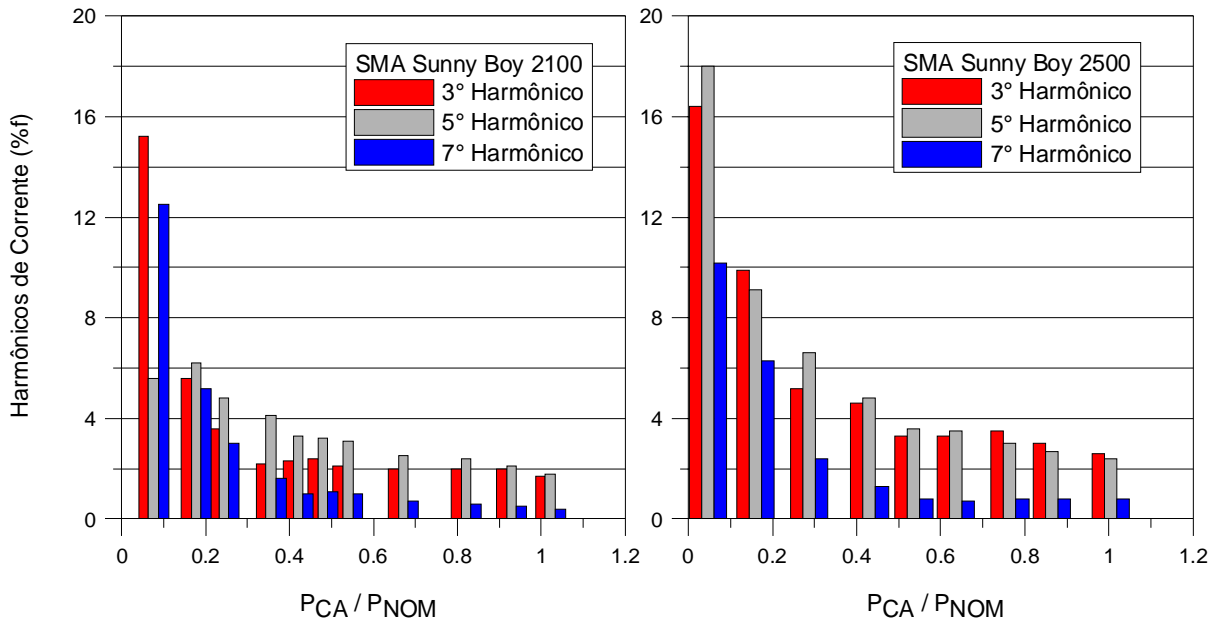


Figura 5.18 – Harmônicos de corrente em função da potência relativa dos inversores *SMA Sunny Boy 2100* e *SMA Sunny Boy 2500*.

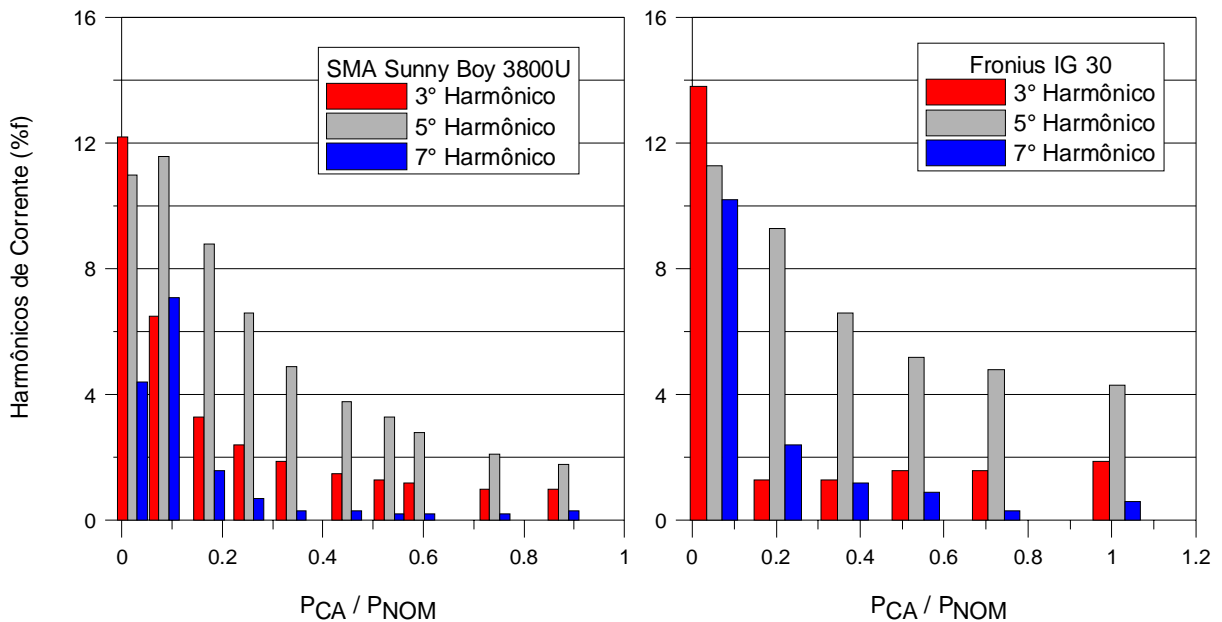


Figura 5.19 – Harmônicos de corrente em função da potência relativa dos inversores *SMA Sunny Boy 3800U* e *Fronius IG 30*.

O comportamento dos primeiros harmônicos ímpares em função da potência relativa dos inversores *Fronius IG 15* e *Fronius IG 20* são apresentados na Figura 5.20 e dos inversores *Mastervolt Sunmaster QS 2000* e *QS 3200* são apresentados na Figura 5.21.

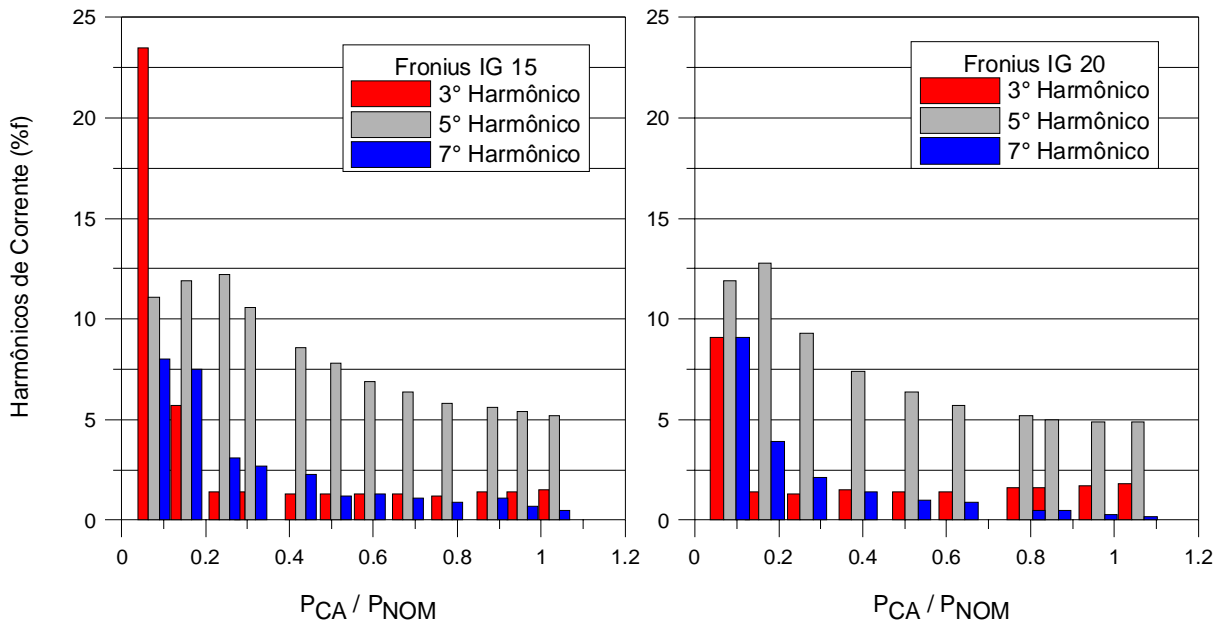


Figura 5.20 – Harmônicos de corrente dos inversores *Fronius IG 15* e *Fronius IG 20*.

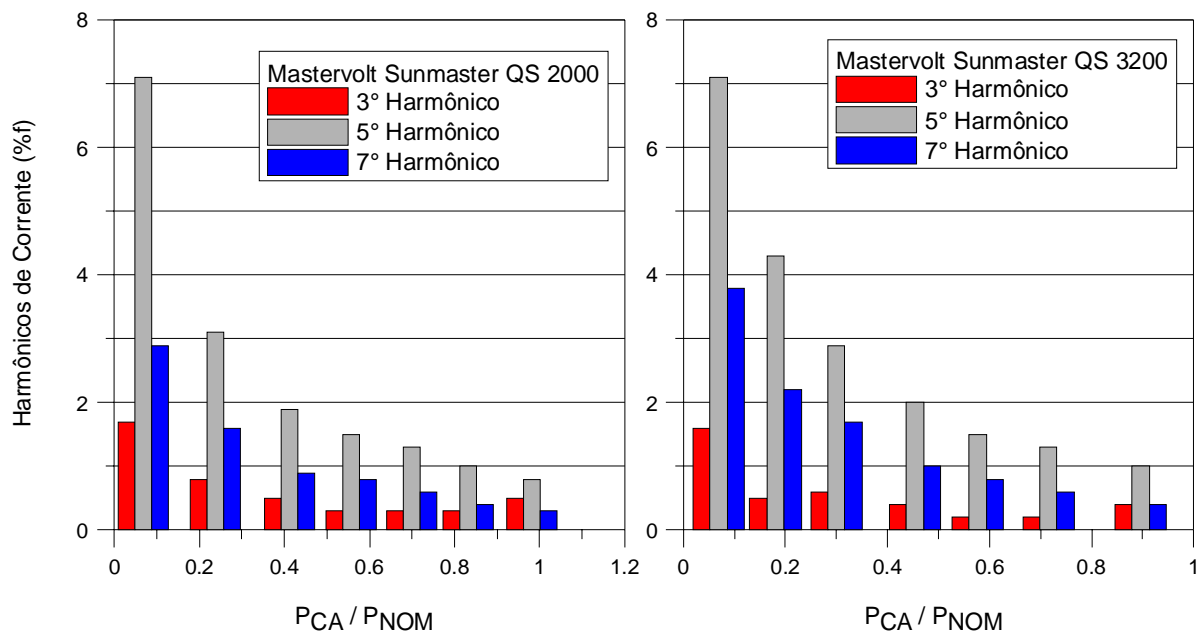


Figura 5.21 – Harmônicos de corrente em função da potência relativa dos inversores *Mastervolt Sunmaster QS 2000* e *Mastervolt Sunmaster QS 3200*.

A distribuição das componentes harmônicas na corrente e na tensão de inversores também é analisada, sendo que são comparadas duas distribuições obtidas em diferentes níveis de carregamento. A componente harmônica de ordem 5 é a principal responsável pelo conteúdo harmônico na corrente e na tensão. A Figura 5.22 e a Figura 5.23 apresentam as componentes harmônicas na corrente e na tensão, respectivamente, do inversor *Fronius IG 30* operando em diferentes potências relativas.

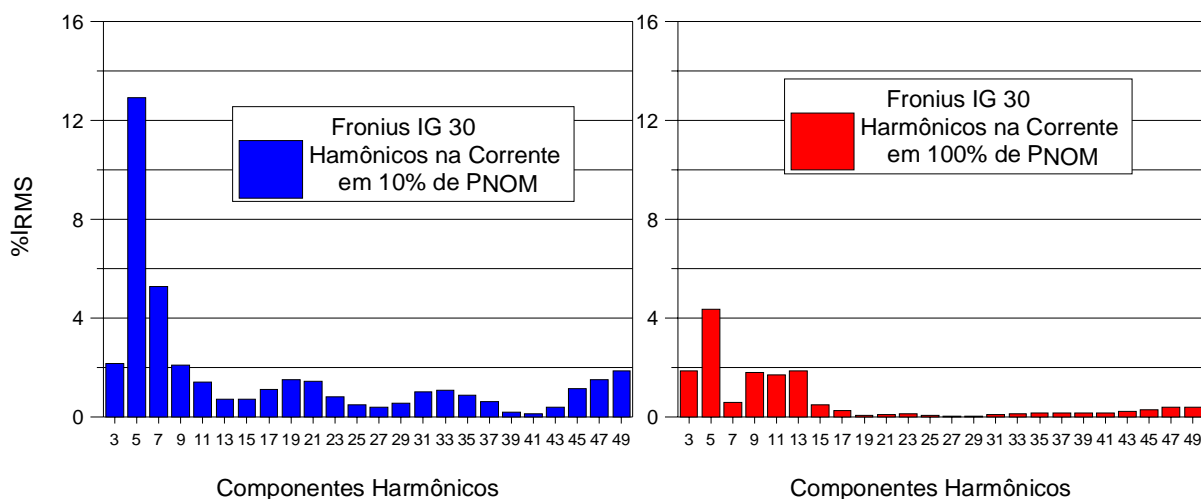


Figura 5.22 – Componentes harmônicos na corrente do inversor *Fronius IG 30* operando em 10 % e 100 % da potência nominal.

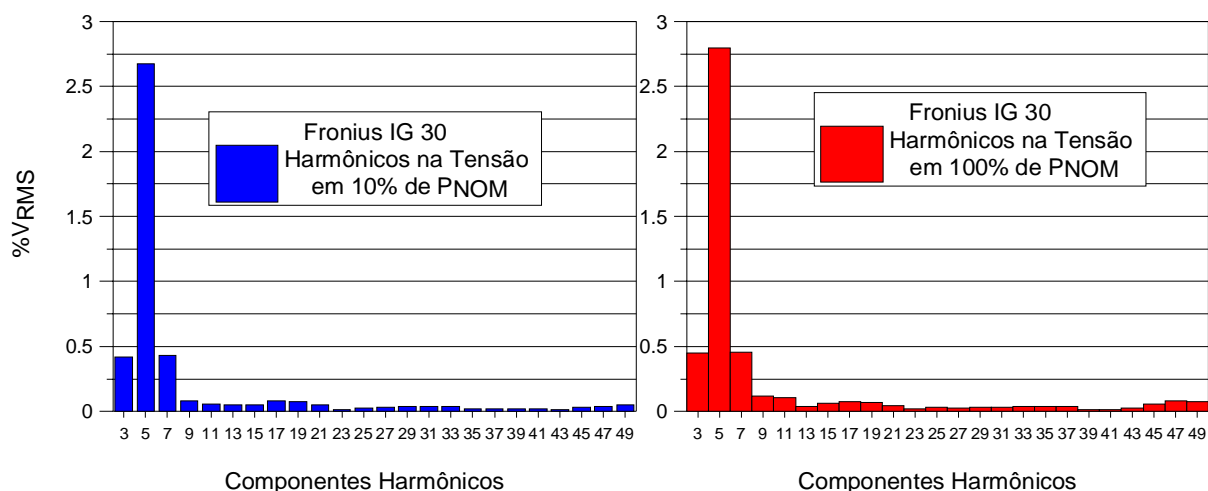


Figura 5.23 – Componentes harmônicos na tensão do inversor *Fronius IG 30* operando em 10 % e 100 % da potência nominal.

A distorção harmônica na tensão no ponto de conexão dos inversores é devida exclusivamente ao harmônico de ordem 5, uma vez que os demais harmônicos apresentam valores menores que 0,5 % de V_{RMS} . Entretanto, é possível encontrar distribuições de harmônicos na tensão bem diferentes onde há harmônicos de outras ordens contribuindo na distorção harmônica total [Urbanetz, 2010]. A Figura 5.24 e a Figura 5.25 apresentam as componentes harmônicas na corrente e na tensão, respectivamente, do inversor *SMA Sunny Boy 2100* operando em diferentes potências.

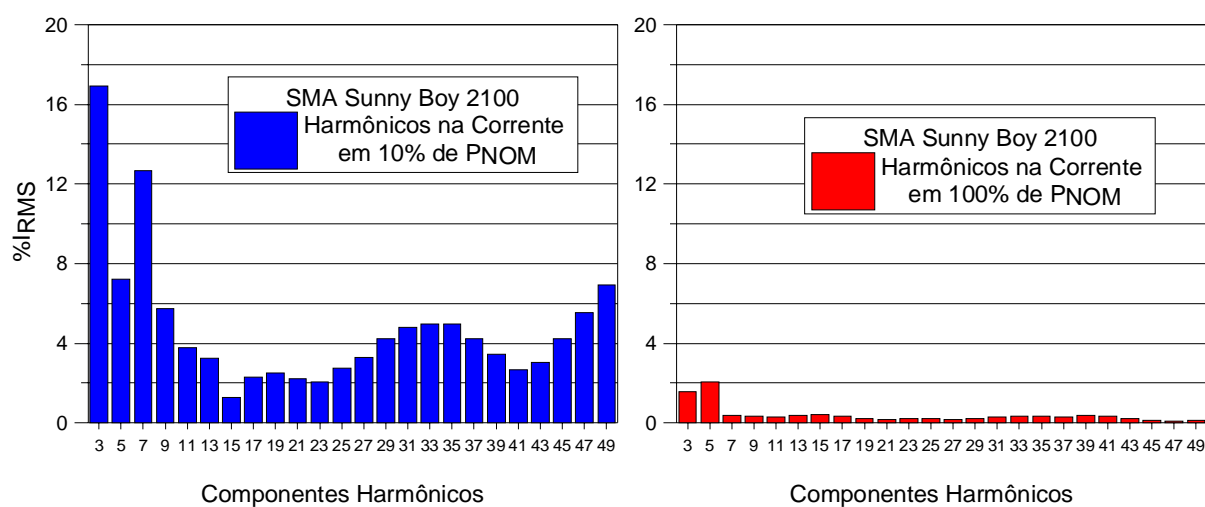


Figura 5.24 – Componentes harmônicos na corrente do inversor *SMA Sunny Boy 2100* operando em 10 % e 100 % da potência nominal.

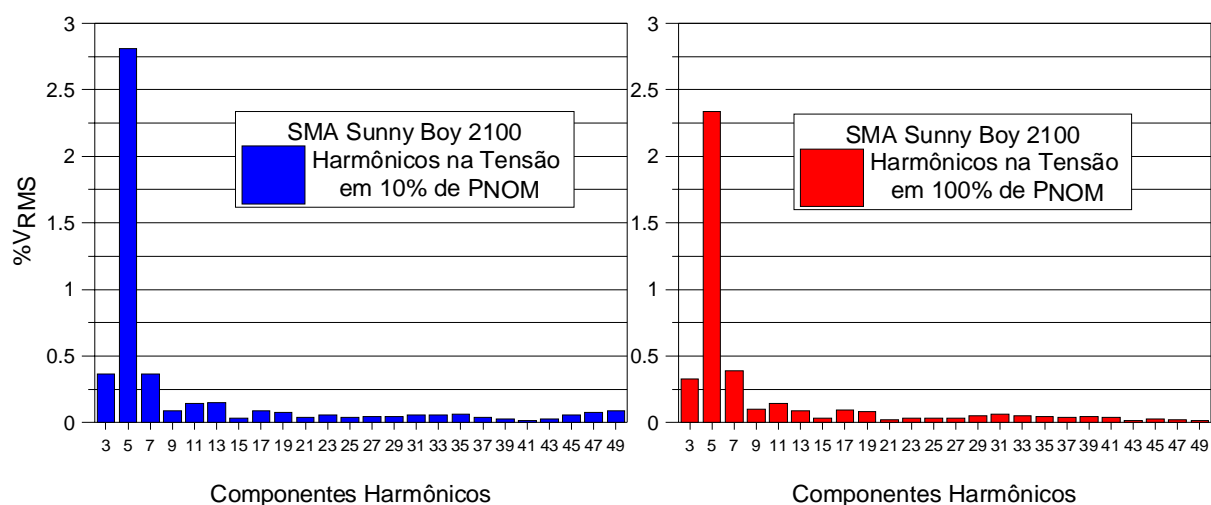


Figura 5.25 – Componentes harmônicos na tensão do inversor *SMA Sunny Boy 2100* operando em 10 % e 100 % da potência nominal.

A Figura 5.26 e a Figura 5.27 apresentam as componentes harmônicas na corrente e na tensão, respectivamente, do inversor *Mastervolt Sunmaster QS 3200* operando em diferentes potências.

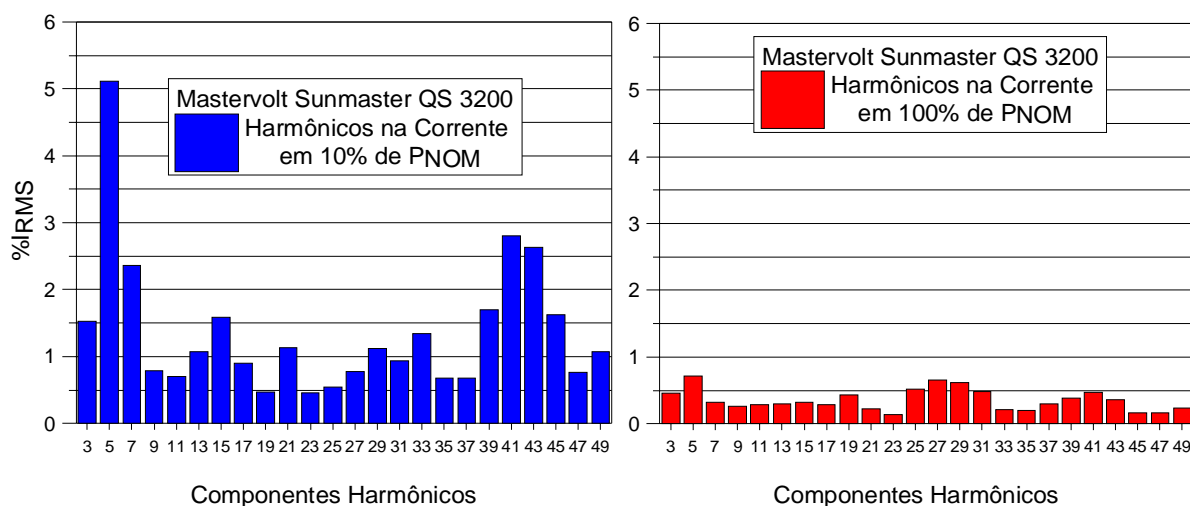


Figura 5.26 – Componentes harmônicos na corrente do inversor *Mastervolt Sunmaster QS 3200* operando em 10 % e 100 % da potência nominal.

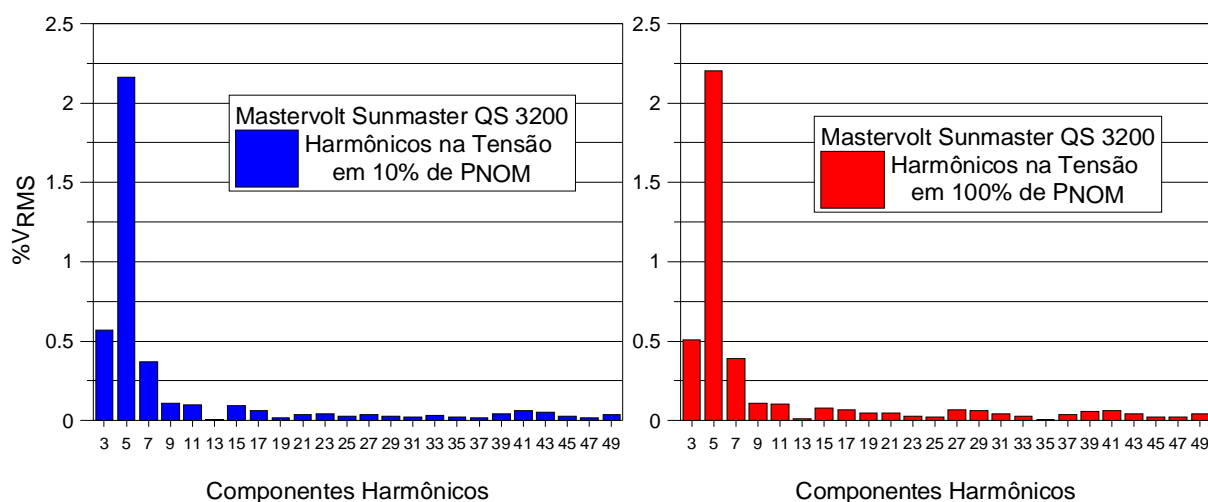


Figura 5.27 – Componentes harmônicos na tensão do inversor *Mastervolt Sunmaster QS 3200* operando em 10 % e 100 % da potência nominal.

Em potências próximas da potência nominal o conteúdo harmônico na corrente, que é pequeno, é devido principalmente aos harmônicos ímpares de baixa ordem. A distorção harmônica total tende a aumentar quando o nível de carregamento do inversor vai diminuindo

independentemente da impedância da rede, embora seja possível encontrar situações em que a presença de cargas elétricas reativas no ponto de conexão interfira no conteúdo harmônico na corrente injetada pelo inversor na rede [Urbanetz, 2010]. Ainda segundo Urbanetz, 2010, a presença de cargas reativas pode inclusive impedir a conexão dos inversores que rejeitam a rede elétrica acusando falha no lado CA.

Em potências relativas de 10 %, aproximadamente, o harmônico de ordem 5 (caso dos inversores *Mastervolt Sunmaster QS 3200* e *Fronius IG 30*) e os harmônicos de ordem 3 e 7 (caso do inversor *SMA Sunny Boy 2100*) podem elevar significativamente a distorção harmônica total. A contribuição das componentes harmônicas na corrente, em baixa, média ou alta potência, pode variar de acordo com o fabricante do inversor e as condições da rede local, mas essencialmente a distorção harmônica total na corrente é dependente do nível de carregamento do inversor.

5.5 Temperatura Operacional de Inversores e Modelo Proposto

Os ensaios descritos até o momento objetivam analisar e modelar o comportamento elétrico de inversores, mas conhecer o comportamento térmico destes equipamentos também é finalidade proposta nesta Tese. Para que o software *FVConect* também seja capaz de simular comportamentos térmicos de inversores é necessário desenvolver um modelo matemático para descrever o comportamento da temperatura operacional de inversores. O desenvolvimento do modelo proposto parte do pressuposto de que a energia elétrica em corrente contínua que não é convertida em energia elétrica em corrente alternada pelo inversor é convertida em energia térmica, o que implica em aquecimento do mesmo (Eq. 5.6). Aplicando a lei da conservação da energia tem-se:

$$\frac{dE_i}{dt} - \frac{dE_o}{dt} + \frac{dE_g}{dt} = \frac{dE_{vc}}{dt} \quad (5.6)$$

onde:

E_i é a energia de entrada.

E_o é a energia de saída.

E_g é a energia gerada.

E_{vc} é a energia no volume de controle.

A taxa de variação temporal da energia gerada é nula, resultando nas Eqs.(5.7) e (5.8):

$$P_{CC} - (P_{CC} - P_{CC} (1 - \eta) + P_D) = \frac{dE_{vc}}{dt} \quad (5.7)$$

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = P_{CC} (1 - \eta) - P_D \quad (5.8)$$

onde:

P_D é a potência dissipada (energia térmica dissipada pelo inversor).

η é a eficiência do inversor.

P_{CC} é a potência em corrente contínua convertida pelo arranjo fotovoltaico.

A diferença entre a energia elétrica em corrente contínua e a energia elétrica em corrente alternada é convertida em energia térmica, ou seja, em aquecimento. Posteriormente parte dessa energia térmica é dissipada pelo equipamento para o ambiente externo. Considera-se que os processos de transferência de calor envolvidos são por convecção e radiação (Eq. 5.9).

$$\rho v c \frac{dT}{dt} = P_{CC} (1 - \eta) - (h_c A (T_1 - T_{amb}) + h_r A \varepsilon \sigma (T_1 - T_{amb})) \quad (5.9)$$

onde:

ρ é a densidade volumétrica.

v é o volume.

c é o calor específico.

A é a área.

ε é a emissividade.

σ é a constante de Stefan-Boltzmann.

h_c é o coeficiente de transferência de calor por convecção.

h_r é o coeficiente de transferência de calor por radiação.

T_1 é a temperatura do inversor em um instante t_1 .

T_{amb} é a temperatura ambiente.

Definindo o fator de capacidade térmica (Eq. 5.10) e o fator de dissipação térmica do inversor (Eq. 5.11) e substituindo a Eq.(5.10) e a Eq.(5.11) na Eq.(5.9) obtém-se a Eq.(5.12).

$$F_{CAP} = \rho V c \quad (5.10)$$

$$F_D = h_c A + h_r A \varepsilon \sigma \quad (5.11)$$

$$F_{CAP} \frac{dT}{dt} = P_{CC} (1 - \eta) - F_D (T_1 - T_{amb}) \quad (5.12)$$

onde:

F_{CAP} é o fator de capacidade térmica do inversor.

F_D é o fator de dissipação do inversor

O coeficiente h_r é fortemente dependente da temperatura. No entanto, o efeito da variação do coeficiente h_r no valor de F_D é pequeno, uma vez que é escolhida uma temperatura próxima ao limite de operação dos inversores. No âmbito desta Tese o F_D calculado é constante para cada inversor e é considerado independente da temperatura, sendo variável apenas nos casos em que o inversor tenha um sistema de dissipação forçada, um ventilador por exemplo. A Eq.(5.13) é o resultando de simples manipulação algébrica da Eq.(5.12).

$$dT = \left(\frac{1 - \eta}{F_{CAP}} \right) P_{CC} dt - \left(\frac{F_D}{F_{CAP}} \right) (T_1 - T_{amb}) dt \quad (5.13)$$

O modelo matemático teórico que descreve o comportamento da temperatura operacional do inversor é descrito na Eq.(5.14). O fator de capacidade térmica do inversor é a energia necessária para aumentar em 1°C a temperatura do mesmo e o fator de dissipação do mesmo é a energia que o inversor necessita dissipar para diminuir sua temperatura em 1°C.

$$T_2 = T_1 + \left(\left(\frac{1 - \eta}{F_{CAP}} \right) \cdot P_{CC} \cdot \Delta t \right) - \left(\left(\frac{F_D}{F_{CAP}} \right) \cdot (T_{INV} - T_{AMB}) \cdot \Delta t \right) \quad (5.14)$$

onde:

T_2 é a temperatura do inversor em um instante de tempo t_2 .

T_1 é a temperatura do inversor em um instante t_1 .

Δt é o intervalo de tempo entre os instantes t_1 e t_2 .

T_{INV} é a temperatura do inversor.

O fator de dissipação do inversor depende dos coeficientes de transferência de calor por radiação e convecção e da área do dissipador. Para determinação dos coeficientes térmicos (F_{CAP} e F_D) de inversores são estabelecidos alguns critérios. Quando o inversor não está conectado à rede a temperatura do inversor é a mesma que a temperatura ambiente. No momento que o inversor conecta-se à rede, a energia fotovoltaica não convertida em energia elétrica é convertida em energia térmica resultando em aquecimento do inversor. Neste momento a parcela de energia que é dissipada pelo inversor é desprezível, uma vez que a temperatura do inversor é similar à temperatura ambiente. Portanto, pode-se considerar que toda energia térmica está resultando em aquecimento do inversor, ou seja, o terceiro termo do lado direito da Eq.(5.14) é nulo. A partir dessa consideração pode-se determinar o fator de capacidade térmica através da Eq. (5.15).

$$F_{CAP} = \frac{((1 - \eta) \cdot P_{CC} \cdot \Delta t)}{(T_2 - T_1)} \quad (5.15)$$

O fator de dissipação térmica dos inversores pode ser determinado de duas maneiras. O primeiro procedimento para determinar F_D é o seguinte: quando a temperatura do inversor atinge um regime estacionário ($T_2 = T_1$), a energia térmica convertida pelo inversor que resulta em aquecimento é igual à energia térmica que está sendo dissipada pelo mesmo e pode-se determinar o fator de dissipação do inversor a partir da Eq. (5.16).

$$F_D = \frac{((1 - \eta) \cdot P_{CC})}{(T_{INV} - T_{AMB})} \quad (5.16)$$

O segundo procedimento adotado para determinar F_D é o seguinte: quando o inversor é desconectado da rede (desligado) não há mais energia de aquecimento, ou seja, o segundo termo da direita da Eq.(5.14) é nulo e o fator de dissipação pode ser determinado a partir da Eq. (5.17). Os inversores que possuem apenas um sistema de dissipação natural têm apenas um fator de dissipação natural (F_{DN}). Esse fator pode ser determinado a partir da Eq. (5.16) ou Eq. (5.17).

$$F_D = \frac{(T_2 - T_1) \cdot F_{CAP}}{(T_1 - T_{AMB}) \cdot \Delta t} \quad (5.17)$$

Entretanto, os inversores que possuem um sistema de dissipação forçada possuem dois fatores, um fator de dissipação natural que deve ser determinado a partir da Eq. (5.17) e outro fator de dissipação forçada (F_{DF}) que pode ser obtido a partir da Eq. (5.16). Os inversores que possuem um sistema de dissipação térmica forçada possuem um ventilador com rotação variável e, conseqüentemente o fator de dissipação também variável. A rotação do ventilador depende da temperatura de operação do inversor e da potência fotovoltaica que está sendo convertida pelo mesmo. Para estes inversores, a Eq.(5.16) determina o valor máximo de F_D . O fator de dissipação está associado a coeficientes de transferência de calor por radiação entre o inversor e as superfícies e a coeficientes de transferência de calor por convecção entre o inversor e o ambiente.

Para os ensaios térmicos foram utilizados nove inversores. Para a determinação dos coeficientes experimentais do modelo matemático que descreve o comportamento da temperatura operacional de inversores foram medidas as seguintes variáveis: tensão CC e corrente CC; tensão CA e corrente CA; irradiância; temperatura do inversor e temperatura ambiente. A potência CC e a potência CA são determinadas a partir dos produtos das respectivas correntes e tensões.

A temperatura do inversor foi medida nos dissipadores térmicos dos inversores. Os fatores de dissipação térmica natural, dissipação térmica forçada (no caso de existir) e capacidade térmica foram determinados através das curvas de aquecimento, de arrefecimento e de equilíbrio, utilizando as equações descritas anteriormente. A Figura 5.28 apresenta a curva de aquecimento do inversor no momento em que o mesmo é conectado à rede. O fator de capacidade térmica do inversor foi determinado a partir do tempo correspondente à variação da temperatura entre 21 °C e 23 °C, conforme a Eq. 5.15.

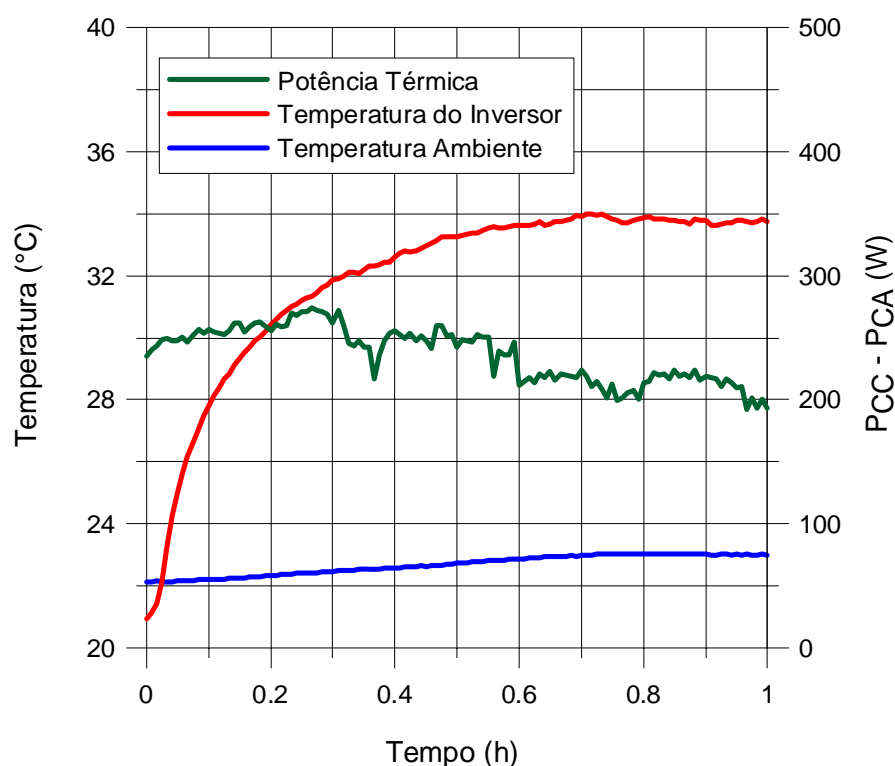


Figura 5.28 – Curva de aquecimento do inversor a partir do momento em que o mesmo é conectado à rede.

Quando a temperatura do inversor atinge um valor de equilíbrio, ou seja, quando a energia térmica responsável pelo aquecimento do inversor é igual à energia dissipada pelo inversor o fator de dissipação térmica pode ser determinado. Isto é válido tanto no caso do inversor com ventilação natural quanto no caso do inversor com ventilação forçada. Um exemplo de equilíbrio térmico observa-se na Figura 5.28 no intervalo de tempo entre 0,8 h e 1 h e na Figura 5.29. Nestas condições a Eq. 5.16 é aplicada. A Figura 5.30 apresenta a curva de arrefecimento do inversor a partir do momento que o mesmo é desconectado da rede.

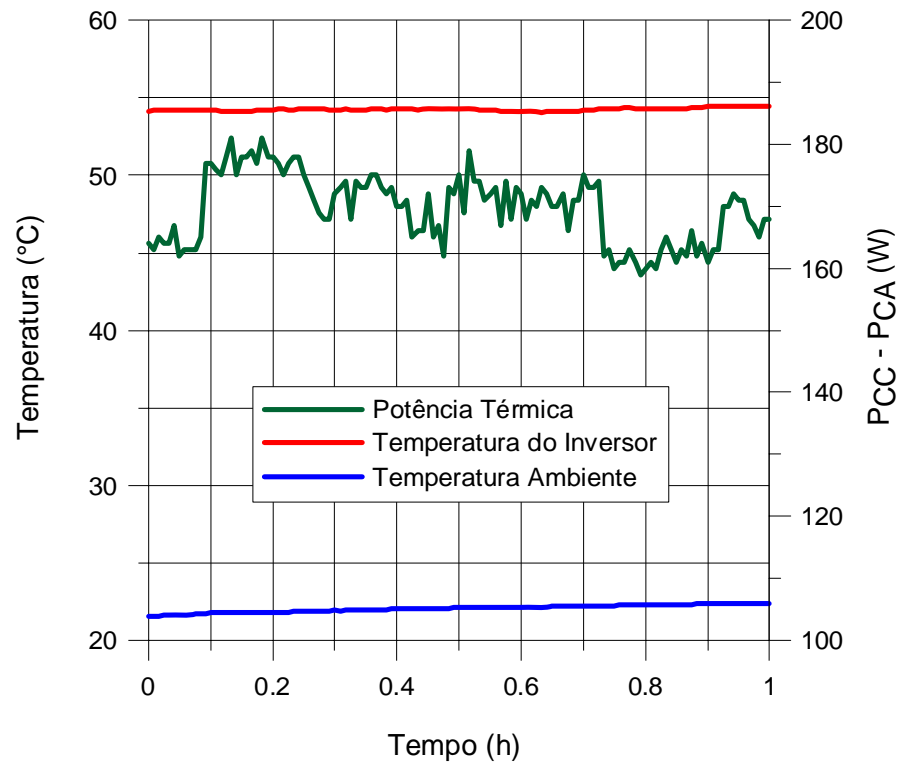


Figura 5.29 – Equilíbrio térmico atingido por um inversor com ventilação forçada.

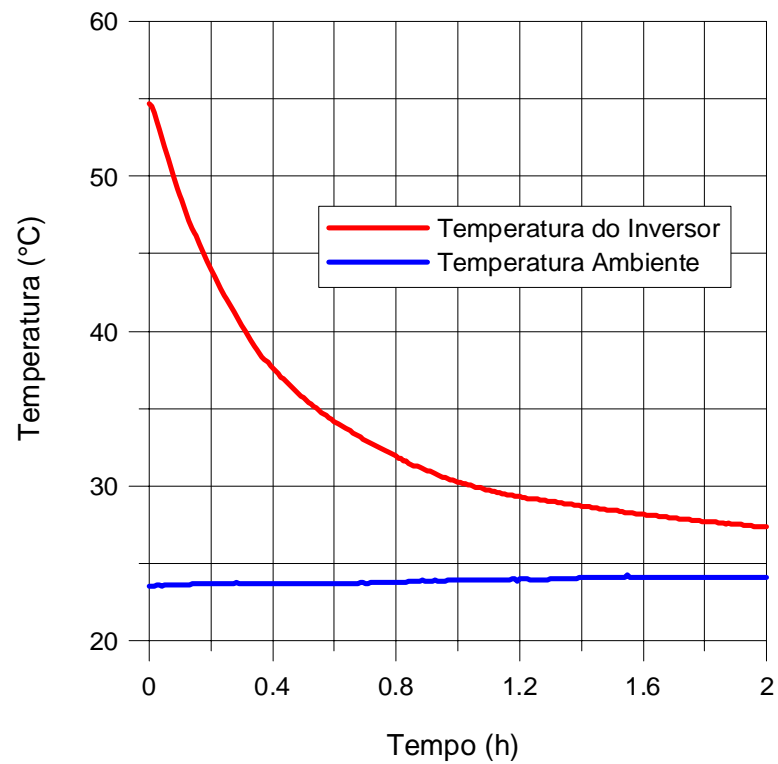


Figura 5.30 – Curva de arrefecimento do inversor a partir do momento em que o mesmo é desconectado da rede.

Nos inversores que utilizam ventilação forçada, o cálculo do fator de dissipação térmica natural não pode ser realizado a partir da condição de equilíbrio (condição em que o ventilador está acionado). Nestes inversores o fator de dissipação térmica natural deve ser determinado pela Eq. 5.17, a partir da taxa de arrefecimento observada quando o inversor é desconectado da rede (Figura 5.30).

A Tabela 5.11 apresenta os fatores de capacidade térmica, dissipação térmica natural e forçada do modelo matemático teórico da temperatura do inversor e os respectivos desvios padrão.

Tabela 5.11 – Fator de capacidade térmica e fator de dissipação térmica dos inversores ensaiados.

Modelo	F_{CAP} (J/°C)	Desvio Padrão	F_{DN} (W/°C)	Desvio Padrão	F_{DF} (W/°C)	Desvio Padrão	$F_{Dmédio}$ (W/°C)
<i>SB 700U</i>	8250	530	2,10	0,60	Não	Não	2,10
<i>SB 1100E</i>	9200	450	2,80	0,45	Não	Não	2,80
<i>SB 2100</i>	10600	370	3,20	0,22	Não	Não	3,20
<i>SB 3800U</i>	11200	530	2,20	0,60	7,20	0,50	3,50
<i>IG 15</i>	2682	315	1,28	0,20	5,35	0,25	3,31
<i>IG 20</i>	2449	330	1,36	0,10	5,22	0,16	3,29
<i>IG 30</i>	2750	515	1,42	0,20	7,87	0,36	3,35
<i>QS 2000</i>	3210	340	1,93	0,48	5,20	0,04	3,56
<i>QS 3200</i>	3520	490	1,80	0,44	5,47	0,06	3,63

Este capítulo apresentou os resultados diversos de ensaios elétricos e térmicos de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede a fim de ampliar a compreensão destes componentes e desenvolver modelos matemáticos que descrevam as principais características elétricas e térmicas de inversores.

6. ANÁLISE DE CARACTERÍSTICAS DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM FUNÇÃO DA TENSÃO DE ENTRADA

O Capítulo 5 da Tese apresentou a partir de ensaios o desenvolvimento de modelagem matemática para descrever o comportamento elétrico e térmico dos inversores desconsiderando a influência da tensão CC de entrada no inversor. Este capítulo da Tese apresenta os resultados de ensaios elétricos de inversores monofásicos de potência nominal até 5 kW em diferentes tensões CC a fim de analisar sua influência no comportamento elétrico dos inversores utilizados em SFCR. A eficiência de conversão CC/CA é dependente principalmente do nível de carregamento do inversor, ou seja, da potência que está operando o inversor em um dado instante. A tensão CC de entrada também afeta a eficiência de conversão CC/CA do inversor, embora essa seja uma dependência muitas vezes desconsiderada. Inicialmente, a eficiência de conversão CC/CA também poderia ter uma dependência com a temperatura, embora seja recomendável desconsiderar essa dependência. Testes de laboratórios realizados nos laboratórios da Sandia (*Sandia National Laboratories*) mostram que a eficiência de conversão CC/CA não tem dependência considerável com a temperatura (King et. al., 2007). A influência da tensão CC de entrada no comportamento do fator de potência, que também apresenta dependência com o nível de carregamento, dos inversores é igualmente analisada neste capítulo da Tese. As curvas de eficiência e fator de potência dos inversores foram obtidas em diferentes tensões CC de entrada. As curvas obtidas experimentalmente em diferentes tensões são processadas, analisadas e comparadas de acordo com a metodologia que será descrita mais adiante no capítulo.

6.1 Estudo da Eficiência de Conversão CC/CA em Função da Tensão CC de Entrada

As curvas de eficiência de conversão CC/CA são obtidas para diferentes tensões CC de entrada. A tensão CC de entrada é modificada a partir da alteração do número de módulos fotovoltaicos em série em cada painel. Para comparação entre as diferentes curvas de eficiência de conversão CC/CA obtidas em diferentes tensões foram utilizadas eficiências ponderadas conhecidas como eficiência européia e eficiência californiana e que foram definidas no capítulo 2 desta Tese. O procedimento de ensaio adotado é descrito a seguir:

- A curva de eficiência CC/CA do inversor é obtida em, no mínimo, três diferentes tensões CC de entrada.

- Para cada tensão CC de entrada são obtidas curvas de eficiência CC/CA a partir de pontos medidos ao longo de, no mínimo, três dias diferentes.
- A partir do ajuste entre os pontos medidos de eficiência obtidos experimentalmente e a curva teórica prevista pelo modelo matemático, que foi apresentado no capítulo anterior, são determinados os coeficientes de potência do modelo para cada tensão CC.
- Os coeficientes do modelo matemático, para cada tensão CC, são obtidos a partir da média entre os coeficientes obtidos para cada curva na mesma tensão.
- A eficiência européia e a eficiência californiana para cada tensão CC de entrada são determinadas e comparadas.
- As curvas de eficiência CC/CA obtidas em diferentes tensões CC são comparadas e a dependência dos coeficientes do modelo matemático com a tensão CC de entrada é analisada.

Os valores experimentais da tensão CC, pela natureza de operação dos arranjos, não pode ser fixada em valores pré-selecionados. Para um dado número de módulos a tensão do ponto de máxima potência varia com a irradiância e com a temperatura, mas esta oscilação é pequena para interferir nas funções que são analisadas nesta Tese. No apêndice A é apresentado uma análise mais detalhada sobre esse tema. A eficiência de conversão CC/CA do inversor varia com a tensão CC de entrada e, portanto, o modelo matemático que representa a curva de eficiência de conversão do inversor deve considerar a dependência dos coeficientes com a tensão CC de entrada. Esta Tese propõe uma modificação no modelo de Jantsch, inserindo coeficientes dependentes da tensão (Eq. 6.1).

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{CA}}{P_N}}{\frac{P_{CA}}{P_N} + \left(K_0(V_{CC}) + K_1(V_{CC}) \cdot \frac{P_{CA}}{P_N} + K_2(V_{CC}) \cdot \left(\frac{P_{CA}}{P_N} \right)^2 \right)} \quad (6.1)$$

onde:

$K_0(V_{CC})$, $K_1(V_{CC})$ e $K_2(V_{CC})$ são coeficientes de potência do modelo matemático dependentes da tensão CC.

Para os ensaios elétricos em função da tensão CC de entrada foram utilizados sete diferentes inversores. Os resultados e análises dos ensaios elétricos são apresentados na seqüência. A curva de eficiência de conversão do inversor com transformador de baixa frequência *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* foi determinada em quatro diferentes tensões CC de entrada. A Tabela 6.1 e a Figura 6.1 apresentam os valores das eficiências européia e californiana do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* para diferentes tensões CC de entrada.

Tabela 6.1 – Eficiência européia e californiana do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* em diferentes tensões CC de entrada.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Eficiência Européia (%)	Eficiência Californiana (%)
<i>Ingeteam</i>	<i>Ingecon Sun 2,5</i>	130 V	90,0	90,2
		190 V	90,7	91,0
		250 V	91,6	92,0
		310 V	92,1	92,5

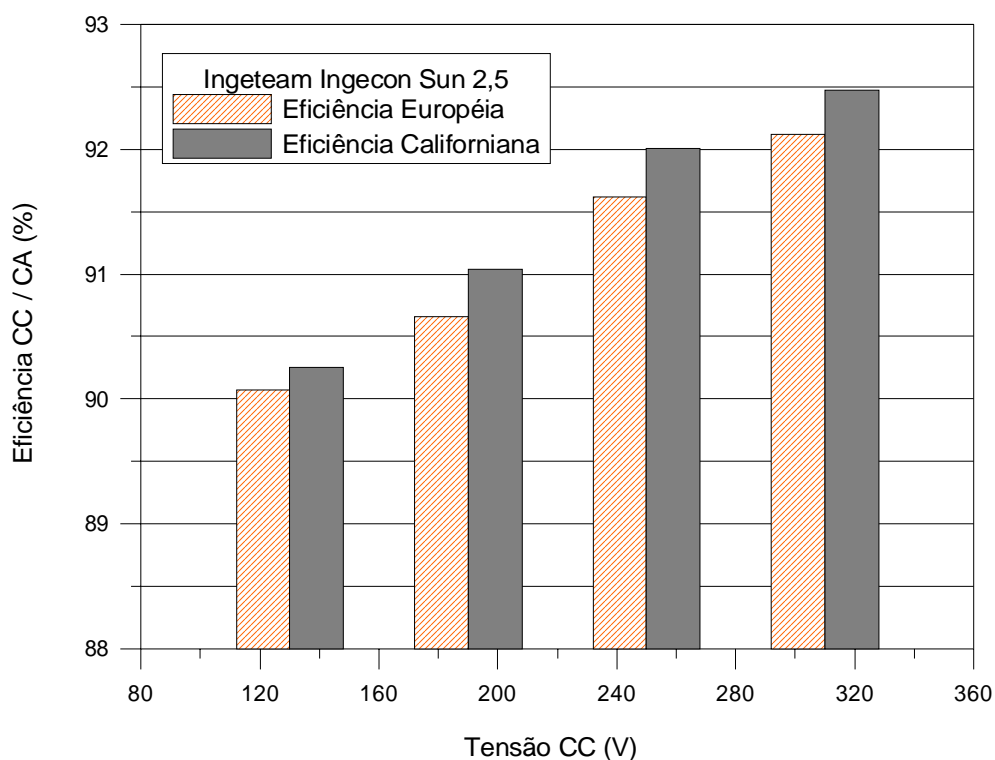


Figura 6.1 – Eficiência européia e californiana do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* para diferentes tensões CC.

Este inversor apresenta menores eficiências em menores tensões CC de entrada e maiores eficiências em maiores tensões CC. A diferença percentual entre o menor e o maior valor de eficiência européia e eficiência californiana foi da ordem de 2,6 % e 2,8 %, respectivamente. A Tabela 6.2 apresenta a eficiência CC/CA do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

Tabela 6.2 – Eficiência CC/CA do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	130 V	190 V	250 V	310 V
5 %	73,7	75,5	77,6	79,3
10 %	83,2	84,6	86,3	87,5
20 %	88,8	89,8	91,1	91,9
30 %	90,5	91,4	92,5	93,1
50 %	91,6	92,2	93,0	93,5
75 %	91,6	91,9	92,6	92,8
100 %	91,2	91,3	91,7	91,8

Em qualquer nível de carregamento a eficiência depende da tensão CC de entrada. A eficiência máxima do inversor é obtida em níveis de carregamento da ordem de 50 %, o que implica que a eficiência européia seja menor que a eficiência californiana. O inversor apresenta eficiências maiores que 75 %, variando de acordo com a tensão de entrada, em níveis de carregamento de 5 % da potência nominal, atingindo eficiências da ordem de 85 % em níveis de carregamento de 10 %, eficiências da ordem de 90 % em níveis de carregamento de 20 % da potência nominal do inversor, eficiências da ordem de 91 % em níveis de carregamento entre 30 % e 80 % e reduzindo para eficiências de 90 % em 100 % da potência nominal do inversor. A Figura 6.2 apresenta as curvas de eficiência CC/CA em diferentes tensões CC do mesmo inversor. A curva de eficiência do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* é dependente da tensão CC de entrada sendo que a dependência apresenta um decaimento exponencial com a potência relativa. Em níveis de carregamento da ordem de 5 % o desvio percentual entre a curva de maior e menor eficiência é da ordem de 8 %. Este desvio diminui para valores da ordem de 2 % e 1 % para níveis de carregamento da ordem de 50 % e 100 %, respectivamente. Em resumo, a curva de eficiência CC/CA do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* é dependente da tensão CC de entrada.

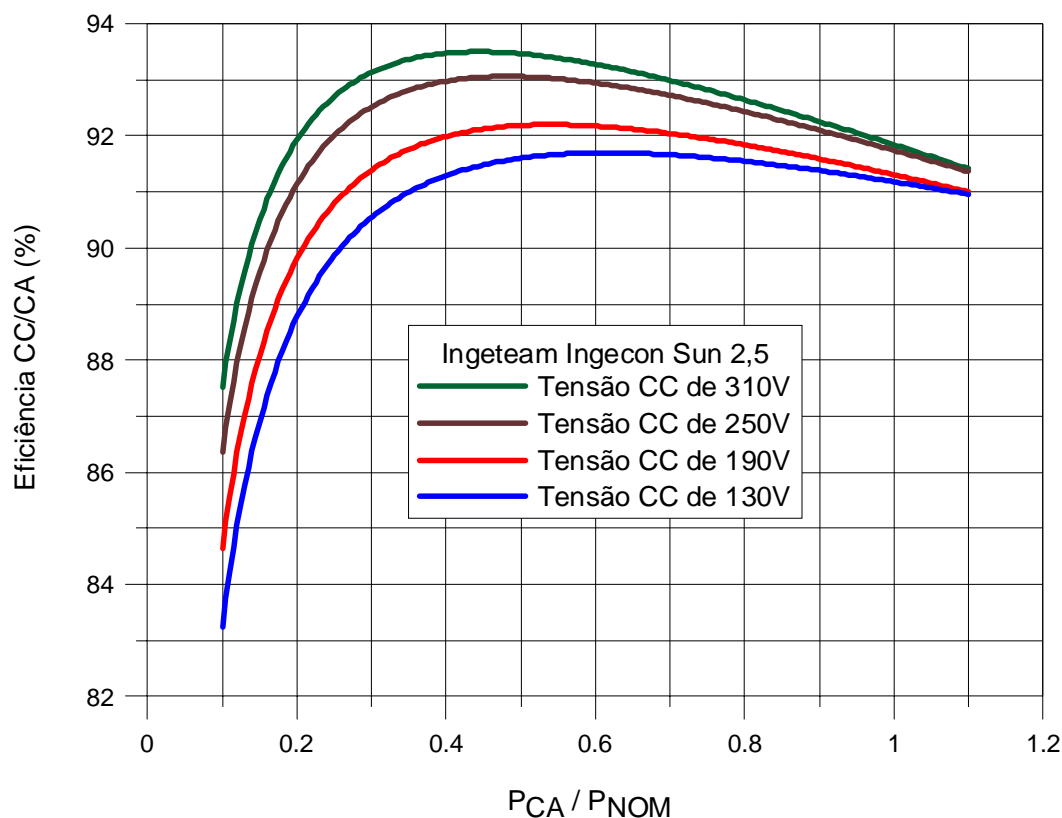


Figura 6.2 – Curvas de eficiências CC/CA do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* em diferentes tensões CC.

A curva de eficiência de conversão do inversor com transformador de baixa frequência *SMA Sunny Boy 1100U* foi determinada em cinco diferentes tensões de entrada. A diferença percentual entre o menor e o maior valor de eficiência europeia e eficiência californiana foi inferior a 1 %. Em níveis de carregamento inferiores a 10 % da potência nominal do inversor somente verificam-se diferenças percentuais maiores que 1 % na eficiência em diferentes tensões. A eficiência máxima do inversor é obtida em níveis de carregamento da ordem de 30 %, implicando em maiores eficiências europeias em comparação com as eficiências californianas. O inversor apresenta eficiências maiores que 88 %, variando de acordo com a tensão de entrada, em níveis de carregamento de 5 % da potência nominal, atingindo eficiências da ordem de 93 % em níveis de carregamento de 10 % e eficiências da ordem de 94 % em níveis de carregamento de 20 % a 60 %, reduzindo para eficiências da ordem de 93 % e 92 % para níveis de carregamento de 75 % e 100 %, respectivamente. A Tabela 6.3 e a Figura 6.3 apresentam os valores da eficiência europeia e californiana do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* para diferentes tensões CC de entrada.

Tabela 6.3 – Eficiência europeia e californiana do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* para diferentes tensões CC de entrada.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Eficiência Européia (%)	Eficiência Californiana (%)
SMA	<i>Sunny Boy 1100U</i>	160 V	93,6	93,3
		190 V	93,5	93,2
		220 V	93,9	93,3
		250 V	93,3	92,9
		280 V	94,1	93,3

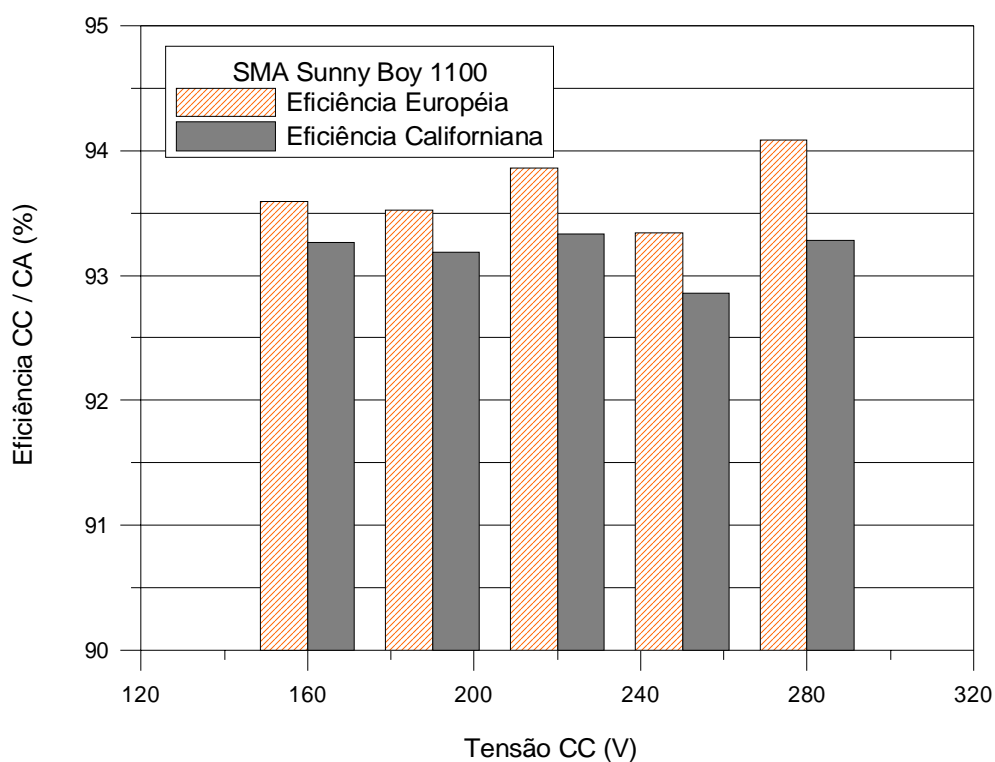


Figura 6.3 – Eficiência europeia e californiana do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* para diferentes tensões CC.

O inversor *SMA Sunny Boy 1100U* apresenta menor dependência com a tensão CC de entrada que o inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5*. Entretanto, mesmo quando essa dependência é pequena, o dimensionamento adequado da tensão CC de entrada pode significar um importante ganho energético ao longo da vida útil do equipamento. A Tabela 6.4 apresenta a eficiência CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* para diferentes tensões

CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento enquanto que a Figura 6.4 apresenta curvas de eficiências do mesmo inversor em diferentes tensões CC.

Tabela 6.4 – Eficiência CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	160 V	190 V	220 V	250 V	280 V
5 %	88,8	88,4	91,0	89,9	93,6
10 %	92,7	92,2	93,8	92,6	94,8
20 %	94,5	93,9	94,8	93,7	95,1
30 %	94,7	94,3	94,9	93,9	94,9
50 %	94,2	94,0	94,3	93,6	94,2
75 %	93,2	93,3	93,2	92,9	93,3
100 %	92,0	92,2	92,1	92,2	92,1

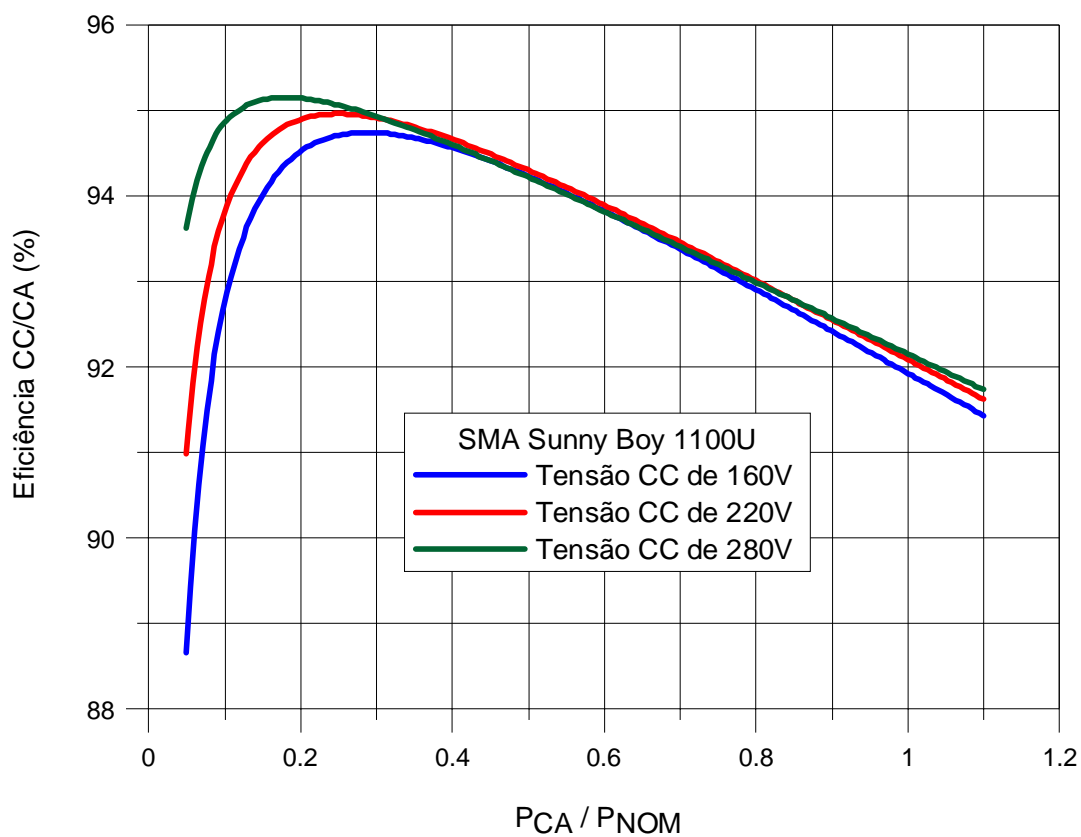


Figura 6.4 – Curvas de eficiências CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* em diferentes tensões CC de entrada.

A curva de maior eficiência CC/CA obtida em uma determinada tensão CC e a curva de menor eficiência obtida em outra determinada tensão CC são comparadas mediante o desvio médio percentual. O desvio médio percentual é dependente da potência relativa. O desvio médio percentual do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* diminui com o aumento da potência relativa, sendo que o desvio é maior que 3 % para níveis de carregamento menores que 20 % e menor que 1 % para níveis de carregamento maiores que 80 %. O desvio médio percentual do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* é maior que 2 % para níveis de carregamento menores que 10 %. Para potências relativas maiores que 20 % o desvio é menor que 0,5 % que é um valor inferior à incerteza na medida de eficiência. A Figura 6.5 apresenta o desvio médio percentual entre a curva de maior e menor eficiência, em diferentes níveis de carregamento, dos inversores *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* (a) e *SMA Sunny Boy 1100U* (b).

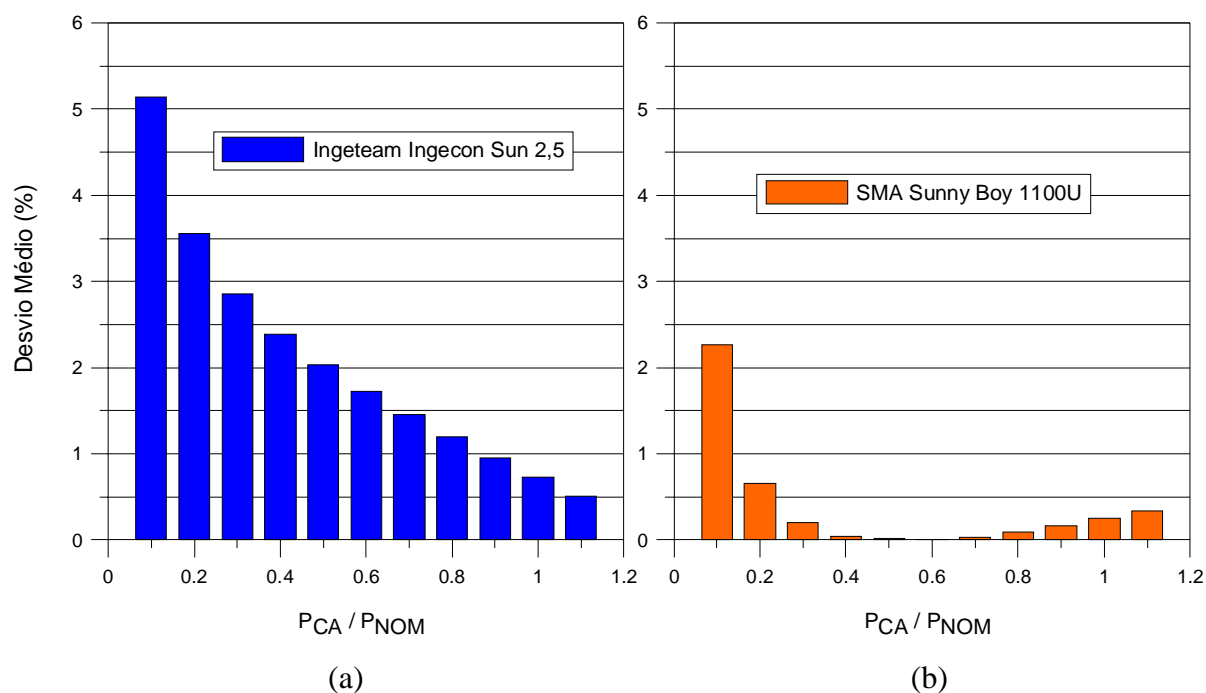


Figura 6.5 – Desvio percentual entre as curvas de maior e menor eficiência, em diferentes potências relativas, dos inversores *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* (a) e *SMA Sunny Boy 1100U* (b).

O inversor (alta frequência) *Fronius IG 30* foi ensaiado em quatro diferentes tensões CC. A Tabela 6.5 e a Figura 6.6 apresentam os valores de eficiência europeia e eficiência californiana em diferentes tensões CC. Os menores valores de eficiência foram obtidos no menor valor de tensão CC em que o inversor foi ensaiado, 160 V, enquanto que os maiores valores foram obtidos em 300 V_{CC}. A diferença percentual entre o maior e o menor valor de eficiência europeia e eficiência californiana foram de 2,2 % e 2,3 %, respectivamente.

Tabela 6.5 – Eficiência européia e californiana do inversor *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC de entrada.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Eficiência Européia (%)	Eficiência Californiana (%)
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	160	91,7	91,3
		220	93,1	92,5
		280	93,5	93,7
		370	93,0	92,0

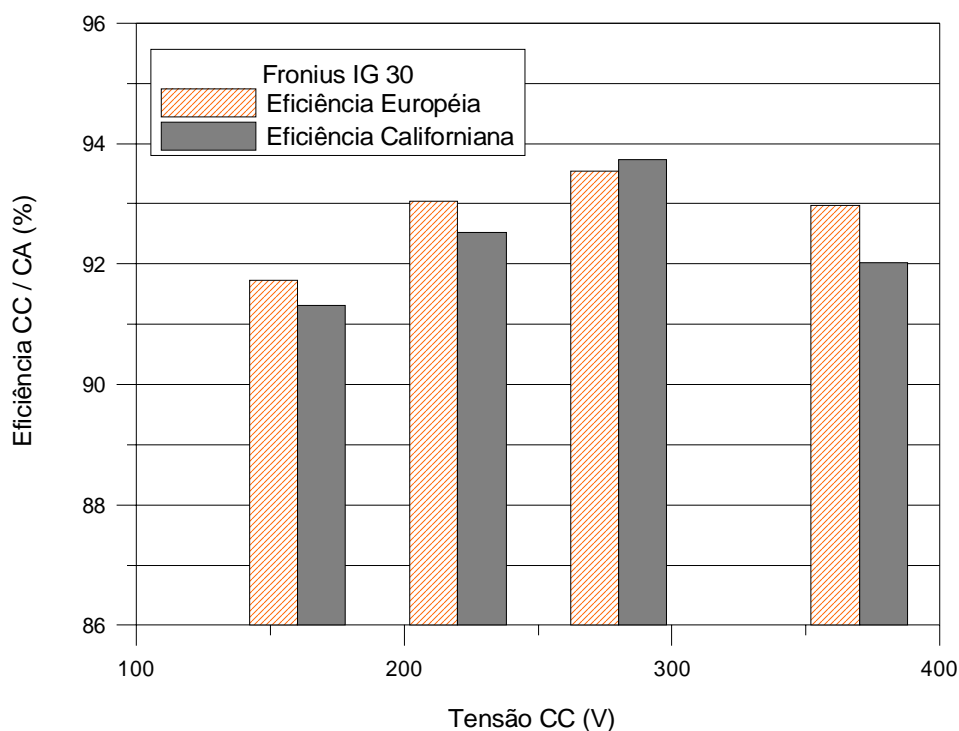


Figura 6.6 – Eficiência européia e californiana do inversor *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC de entrada.

A Tabela 6.6 apresenta a eficiência CC/CA do inversor *Fronius IG 30* para diferentes tensões CC e para diferentes níveis de carregamento. Em níveis de carregamento de 5 % e em tensões maiores que 300 V, o inversor apresenta eficiências da ordem de 90 % e os máximos valores de eficiência são obtidos em níveis de carregamento da ordem de 50 %. A Figura 6.7 apresenta a curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor *Fronius IG 30* em três diferentes tensões CC. O inversor *Fronius* está desenvolvido para desempenhar seu melhor desempenho em altas tensões CC de entrada (Photon, 2007).

Tabela 6.6 – Eficiência CC/CA do inversor *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	160 V	220 V	280 V	370 V
5 %	85,3	88,8	89,6	90,8
10 %	89,5	91,5	92,5	91,7
20 %	91,6	92,8	94,0	92,4
30 %	92,2	93,2	94,2	92,7
50 %	92,3	93,5	94,2	93,1
75 %	92,0	93,5	93,8	93,6
100 %	91,6	93,3	93,4	94,1

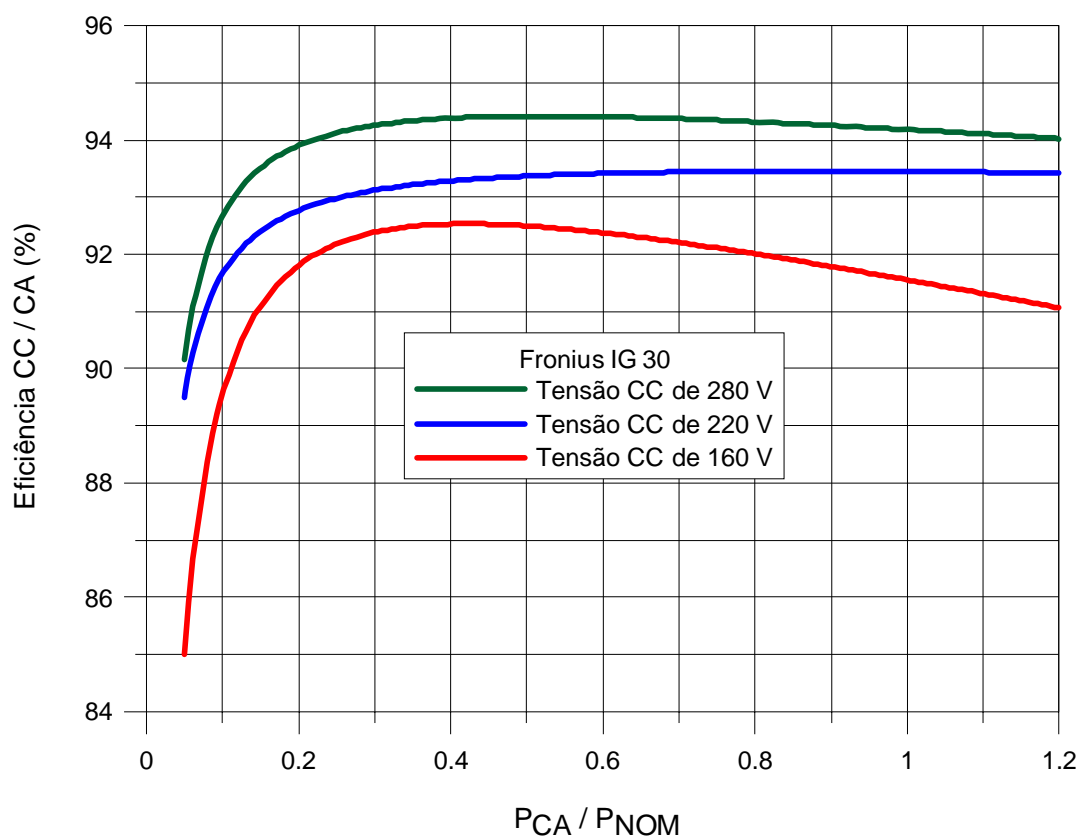


Figura 6.7 – Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC de entrada.

As curvas apresentadas são curvas teóricas obtidas a partir de dados medidos em três diferentes tensões CC. Em quaisquer níveis de carregamento a eficiência do inversor é

dependente da tensão CC de entrada, sendo que a eficiência do inversor aumenta proporcionalmente com a tensão CC de entrada. Para níveis de carregamento menores que 10 %, o inversor já atinge eficiências superiores a 90 % e para tensões CC da ordem de 400 V, a eficiência é maior que 90 % em toda faixa de potência.

As curvas de maior e menor eficiência CC/CA do inversor *Fronius IG 30*, obtida em uma determinada tensão CC de entrada e a curva de menor eficiência obtida em outra determinada tensão CC também são comparadas mediante o desvio médio percentual. O maior desvio médio percentual, da ordem de 3,5 %, do inversor *Fronius IG 30* ocorre em níveis de carregamento de 10 % e diminui com o aumento da potência relativa até níveis de carregamento da ordem de 40 %. A partir de 40 % da potência relativa, o desvio médio entre as curvas aumenta e atinge valores da ordem de 3 % e níveis de carregamento da ordem da potência nominal. A Figura 6.5 apresenta o desvio médio percentual entre a curva de maior e menor eficiência, em diferentes níveis de carregamento, do inversor *Fronius IG 30*.

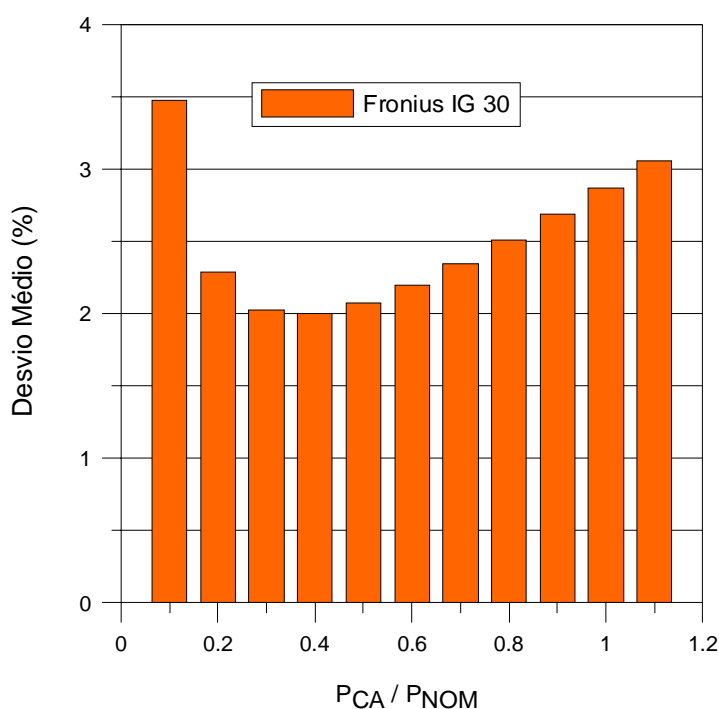


Figura 6.8 – Desvio médio percentual entre as curvas de maior e menor eficiência, com diferentes tensões de entrada e para diferentes potências relativas, do inversor *Fronius IG 30*.

O inversor sem transformador *Sunways NT 4000* foi ensaiado em sete diferentes tensões CC de entrada. A Tabela 6.7 e a Figura 6.9 apresentam os valores de eficiência européia e eficiência californiana em diferentes tensões CC.

Tabela 6.7 – Eficiência européia e californiana do inversor *Sunways NT 4000* em diferentes tensões CC de entrada.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Eficiência Européia (%)	Eficiência Californiana (%)
<i>Sunways</i>	<i>NT 4000</i>	370	97,5	97,3
		400	97,2	96,9
		430	96,9	96,4
		460	96,6	96,1
		490	96,2	95,7
		520	96,1	95,6
		550	96,0	95,5

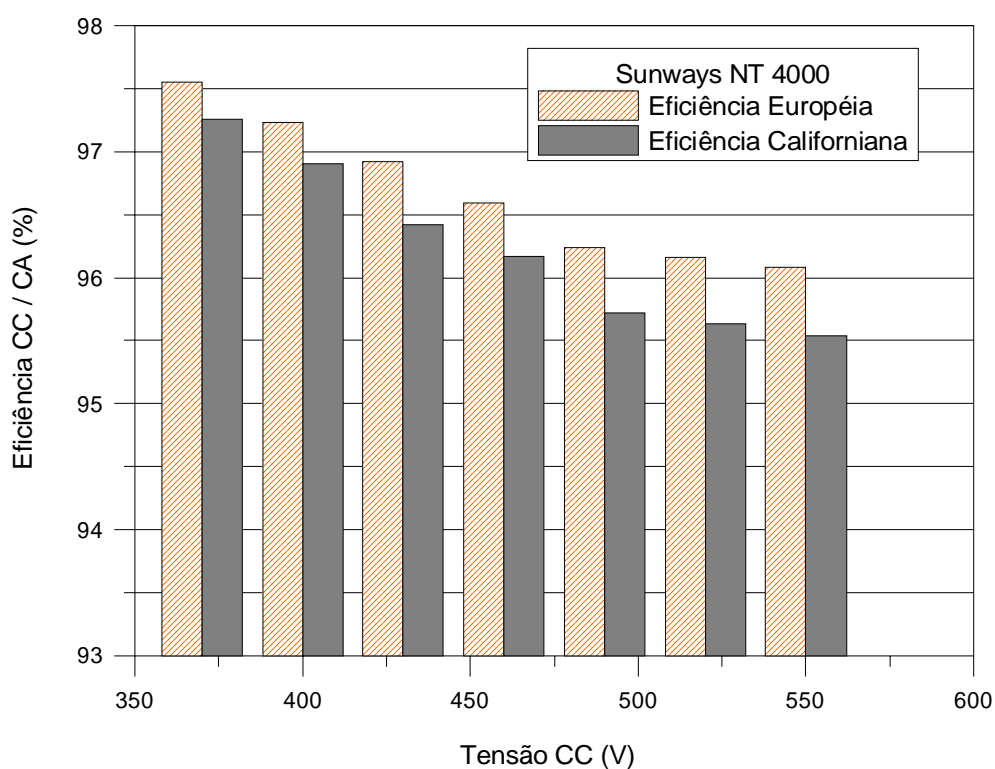


Figura 6.9 – Eficiência européia e californiana do inversor *Sunways NT 4000* em diferentes tensões CC de entrada.

Os maiores valores de eficiência foram obtidos no menor valor de tensão CC em que o inversor foi ensaiado, 370 V e os valores de eficiência foram diminuindo proporcionalmente ao aumento de tensão sendo que os menores valores foram obtidos na tensão CC de entrada

de 550 V_{CC}. A diferença percentual entre o maior e o menor valor de eficiência europeia e eficiência californiana foram de 1,6 % e 1,9 %, respectivamente. A Tabela 6.8 apresenta a eficiência CC/CA do inversor *Sunways NT 4000* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento e a Figura 6.10 apresenta as curvas de eficiência.

Tabela 6.8 – Eficiência CC/CA do inversor *Sunways NT 4000* em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	370 V	400 V	430 V	460 V	490 V	520 V	550 V
5 %	97,1	96,6	97,5	96,5	95,9	95,6	95,9
10 %	97,7	97,4	97,6	97,1	96,5	96,2	96,6
20 %	97,8	97,7	97,5	97,3	96,7	96,5	96,8
30 %	97,7	97,6	97,3	97,2	96,6	96,5	96,6
50 %	97,4	97,4	97,0	96,8	96,3	96,3	96,2
75 %	97,0	97,0	96,5	96,2	95,9	96,1	95,3
100 %	96,5	96,6	96,0	95,7	95,4	95,8	94,9

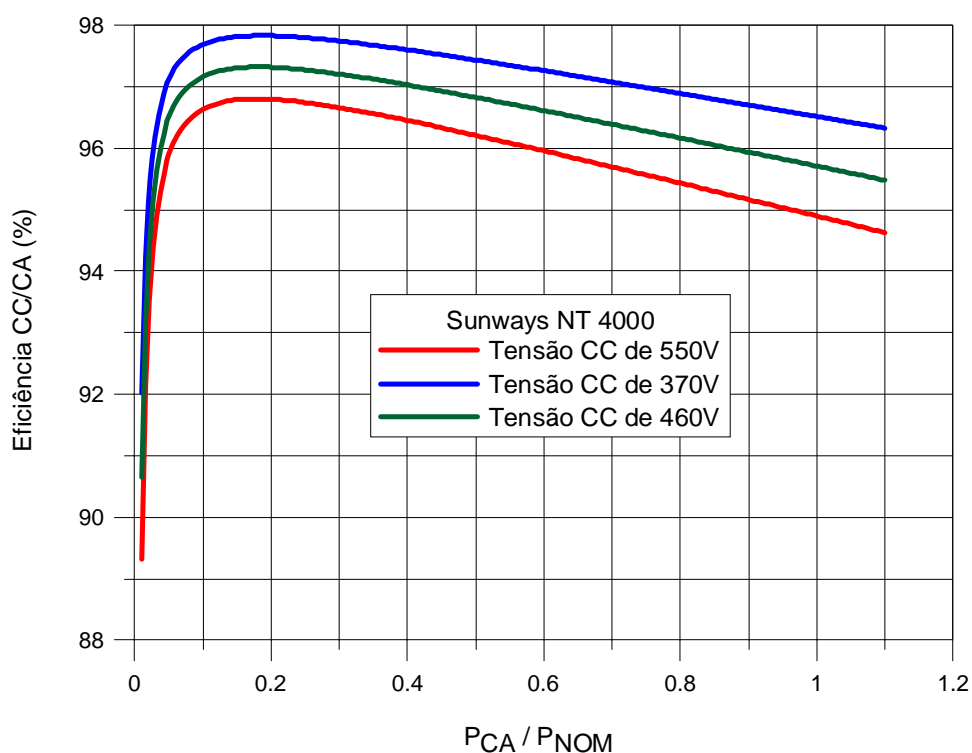


Figura 6.10 – Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor *Sunways NT 4000* em diferentes tensões CC de entrada.

O inversor com transformador de alta frequência *Xantrex GT 3.0* foi ensaiado em cinco diferentes tensões CC de entrada. A Tabela 6.9 e a Figura 6.11 apresentam os valores de eficiência europeia e eficiência californiana em diferentes tensões CC.

Tabela 6.9 – Eficiência europeia e californiana do inversor *Xantrex GT 3.0*.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Eficiência Europeia (%)	Eficiência Californiana (%)
<i>Xantrex</i>	<i>GT 3.0</i>	220	94,6	94,4
		280	94,7	94,4
		340	94,6	94,3
		400	94,5	94,1
		520	94,6	94,0

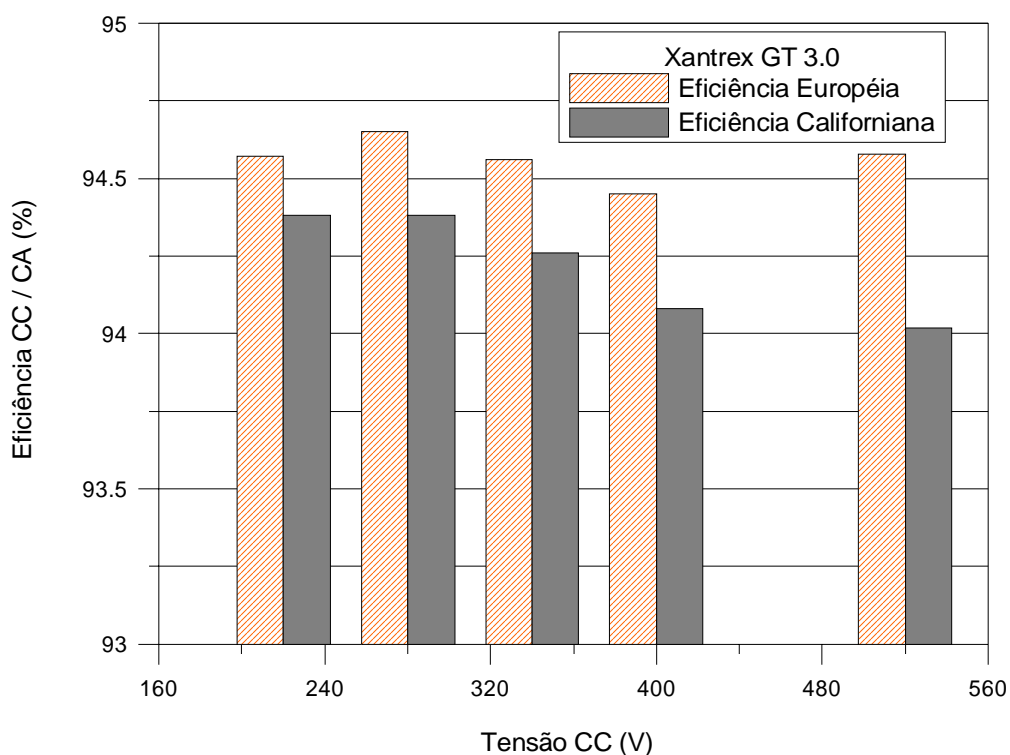


Figura 6.11 – Eficiência europeia e californiana do inversor *Xantrex GT 3.0* em diferentes tensões CC de entrada.

Os valores de eficiência são similares em todos os níveis de tensão CC em que o inversor foi ensaiado, sendo que a diferença percentual entre o maior e o menor valor de eficiência

européia e eficiência californiana foram de 0,2 % e 0,4 %, respectivamente. O fator de dimensionamento do inversor *Xantrex GT 3.0* nos ensaios em diferentes níveis de tensão variou entre 1,11 e 1,76, ou seja, o inversor sempre esteve operando em potências relativas menores que 80 %. A Tabela 6.10 apresenta a eficiência CC/CA do inversor *Xantrex GT 3.0* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

Tabela 6.10 – Eficiência CC/CA do inversor *Xantrex GT 3.0* em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	220 V	280 V	340 V	400 V	520 V
5 %	89,3	90,0	90,0	90,3	92,2
10 %	93,3	93,5	93,4	93,5	94,2
20 %	95,1	95,1	95,0	94,8	95,0
30 %	95,4	95,4	95,3	95,1	95,1
50 %	95,2	95,2	95,1	94,9	94,9
75 %	94,4	94,5	94,4	94,3	94,4
100 %	93,5	93,7	93,7	93,7	93,8

As curvas de eficiência CC/CA do inversor *Xantrex GT 3.0*, em diferentes tensões CC de entrada, são apresentadas na Figura 6.12. Para níveis de carregamento entre 20 % e 70 %, aproximadamente, a curva de eficiência medida na tensão menor, 220 V, apresenta os maiores valores de eficiência enquanto que os menores valores de eficiência, nesta mesma faixa de potência, foram medidos na tensão de 520 V. Em níveis de carregamento maiores que 80 %, os maiores valores de eficiência são obtidos na tensão CC de 520 V enquanto a curva medida na tensão de 340 V apresenta valores intermediários entre as curvas de maior e menor eficiência. Entretanto o desvio percentual entre os valores de eficiência medidos nas tensões de 220 V e 520 V é muito pequeno, menor que 0,5 % (Figura 6.13a). A Figura 6.13 apresenta o desvio médio percentual entre os valores de eficiência obtidos a partir das curvas de maior e menor eficiência, em diferentes níveis de carregamento, dos inversores *Xantrex GT 3.0* (a) e *Sunways NT 4000* (b). Os desvios percentuais dos valores de eficiência do *Sunways NT 4000* aumentam com a potência relativa sendo da ordem de 1 % em baixas potências e 2 % em altas potências, aproximadamente.

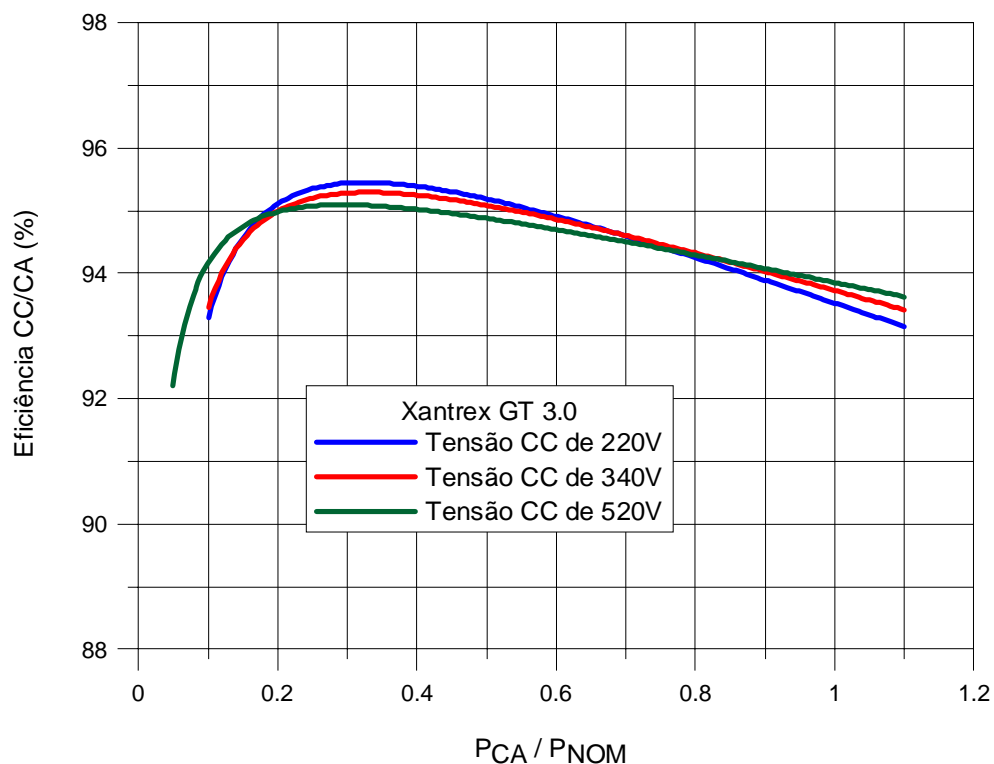


Figura 6.12 – Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor *Xantrex GT 3.0* em diferentes tensões CC de entrada.

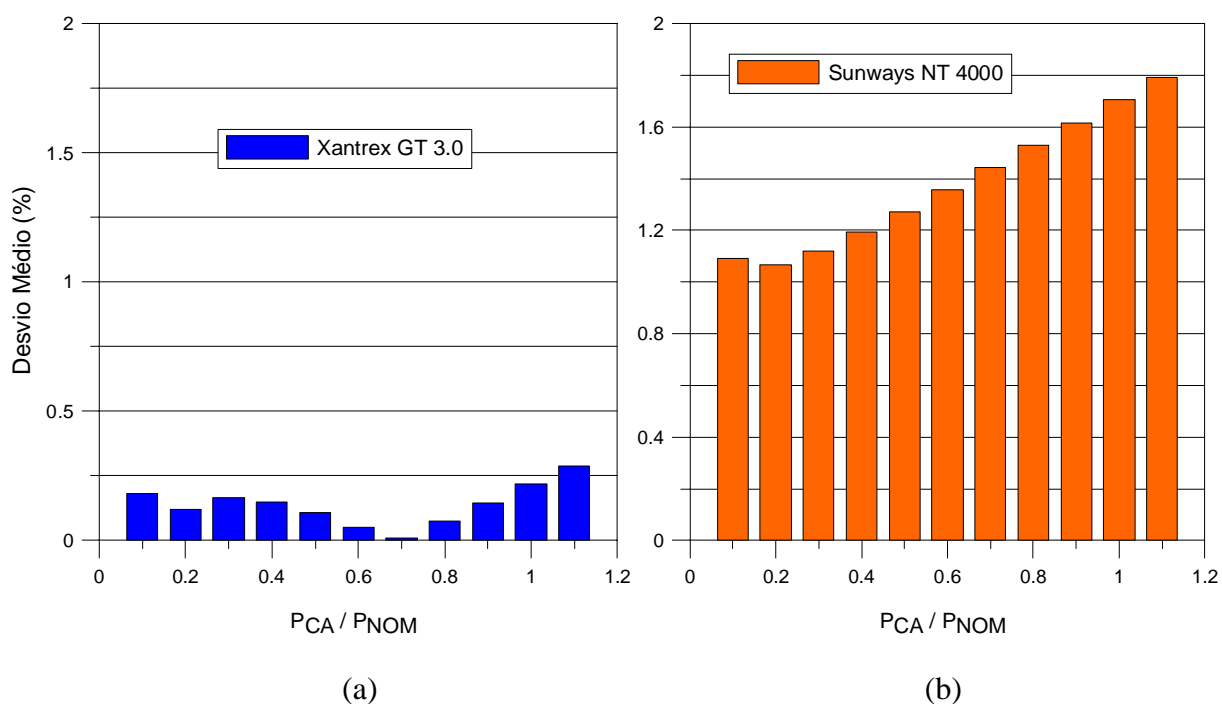


Figura 6.13 – Desvio médio percentual entre as curvas de maior e menor eficiência, em diferentes potências relativas, dos inversores *Xantrex GT 3.0* (a) e *Sunways NT 4000* (b).

O inversor sem transformador *SMA Sunny Boy 3300TL* foi ensaiado em três diferentes tensões CC de entrada. A Tabela 6.11 e a Figura 6.14 apresentam os valores de eficiência européia e eficiência californiana em diferentes tensões CC. Os valores de eficiência européia e californiana aumentam proporcionalmente com a tensão CC de entrada sendo possível encontrar desvios percentuais, entre a maior e a menor eficiência, de aproximadamente 4 % e 3,7 % na eficiência européia e californiana, respectivamente.

Tabela 6.11 – Eficiência européia e californiana do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* em diferentes tensões CC de entrada.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Eficiência Européia (%)	Eficiência Californiana (%)
<i>SMA</i>	<i>SB 3300 TL</i>	250	92,8	92,6
		400	95,0	95,1
		550	96,5	96,0

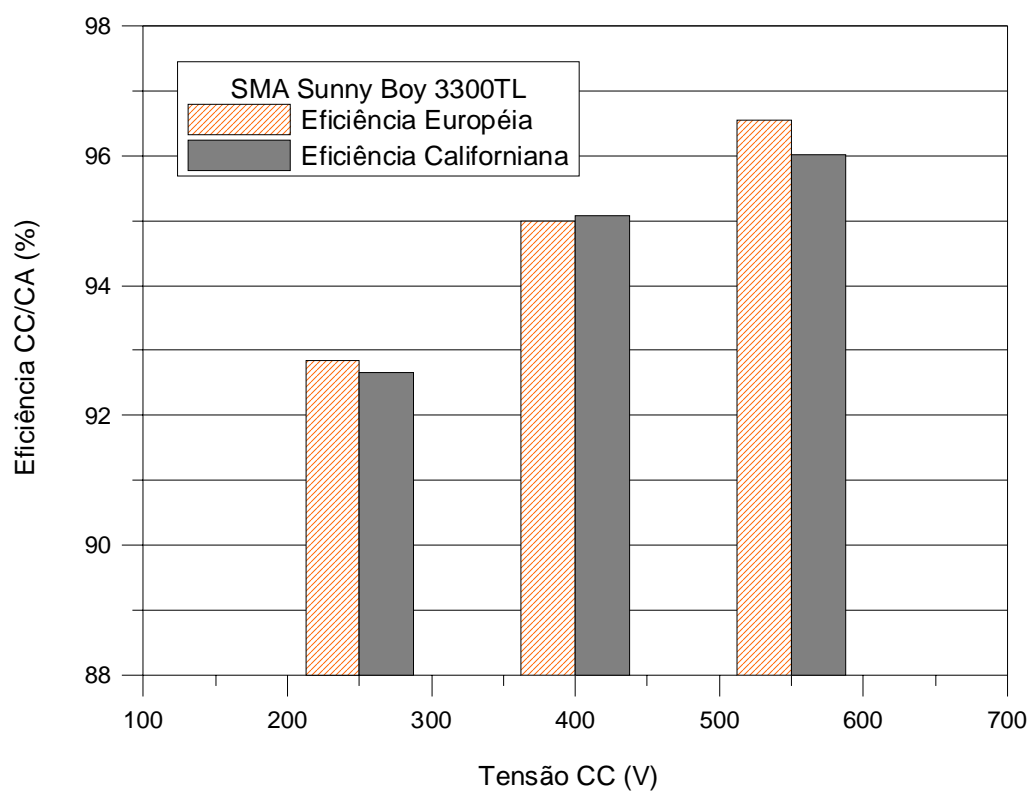


Figura 6.14 – Eficiência européia e californiana do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* em diferentes tensões CC de entrada.

A Tabela 6.12 apresenta a eficiência CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento e a Figura 6.15 apresenta curvas de eficiência em diferentes tensões CC.

Tabela 6.12. Eficiência CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	250 V	400 V	550 V
5 %	86,3	88,0	89,6
10 %	91,8	93,2	94,3
20 %	94,2	95,6	96,5
30 %	94,5	96,0	97,1
50 %	93,7	95,8	97,2
75 %	92,6	94,9	96,8
100 %	90,4	93,8	96,3

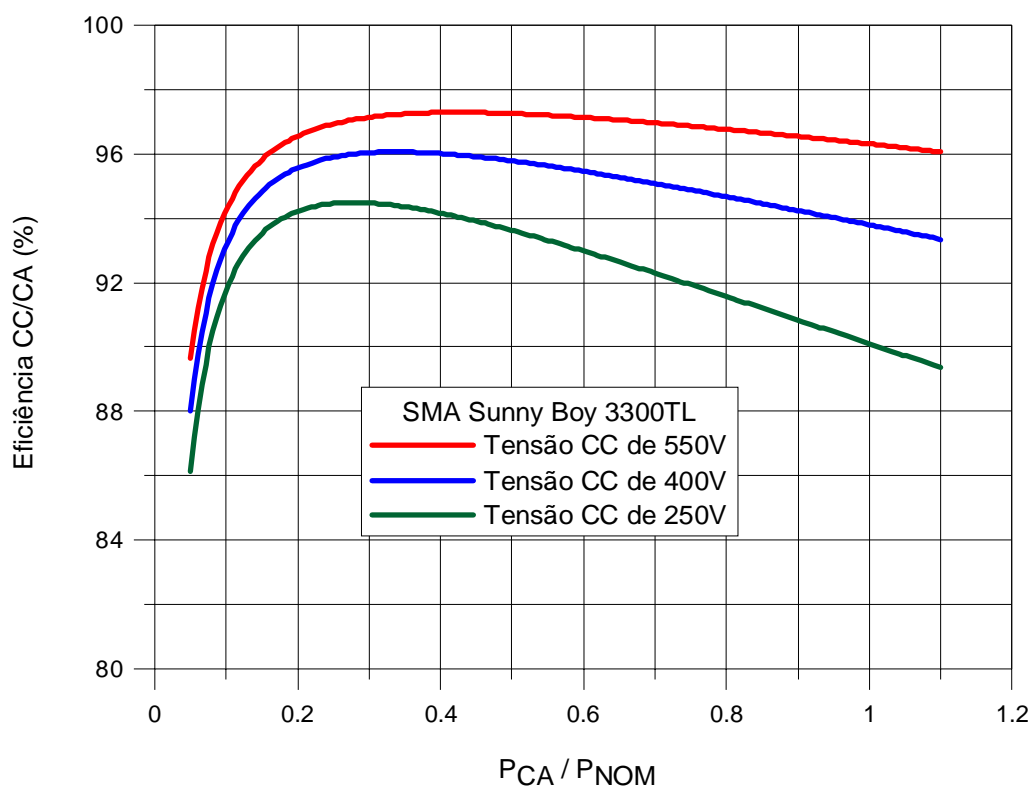


Figura 6.15 – Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* em diferentes tensões CC de entrada.

O inversor com transformador de baixa frequência *SMA Sunny Boy SWR 2000* foi ensaiado em três diferentes tensões CC. A Tabela 6.13 e a Figura 6.16 apresentam os valores de eficiência europeia e eficiência californiana em diferentes tensões CC. O comportamento é similar ao do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL*, ou seja, os valores de eficiência europeia e californiana aumentam proporcionalmente com a tensão CC de entrada sendo possível encontrar desvios percentuais, entre a maior e a menor eficiência, de aproximadamente 4 % e 4,3 % na eficiência europeia e californiana, respectivamente.

Tabela 6.13 – Eficiência europeia e californiana do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* em diferentes tensões CC de entrada.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Eficiência Europeia (%)	Eficiência Californiana (%)
<i>SMA</i>	<i>SB SWR 2000</i>	160	92,9	92,2
		250	95,4	95,0
		370	96,6	96,2

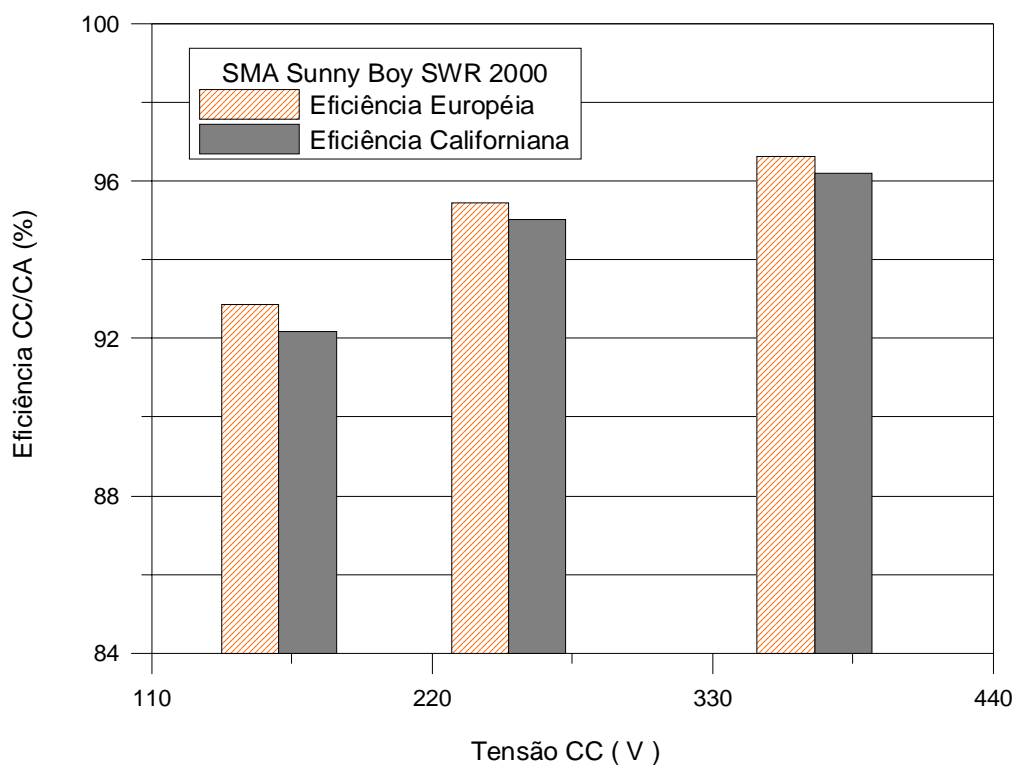


Figura 6.16 – Eficiência europeia e californiana do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* em diferentes tensões CC de entrada.

A Tabela 6.14 apresenta a eficiência CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento e a Figura 6.17 apresenta curvas de eficiência em diferentes tensões CC.

Tabela 6.14 – Eficiência CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	160 V	250 V	370 V
5 %	91,3	93,9	97,1
10 %	94,3	96,1	97,8
20 %	95,2	96,8	97,9
30 %	94,8	96,6	97,6
50 %	93,3	95,8	96,8
75 %	91,3	94,5	95,7
100 %	89,1	93,2	94,6

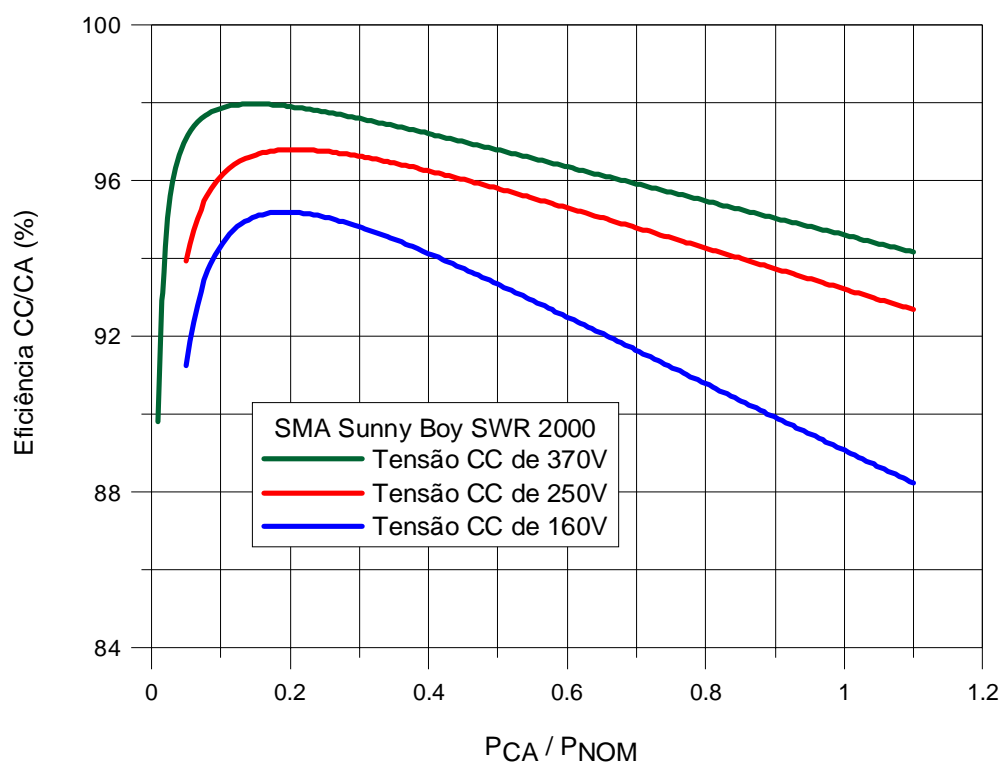


Figura 6.17 – Curva de eficiência de conversão CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* em diferentes tensões CC de entrada.

O desvio médio percentual entre os valores de eficiência CC/CA obtidos a partir das curvas com diferentes tensões CC que apresentam maior e menor eficiência dos inversores *SMA Sunny Boy 3300TL* e *SMA Sunny Boy SWR 2000* é diretamente proporcional a potência relativa. O desvio médio é menor que 3 % para níveis de carregamento menores que 30 %. A partir de potências relativas de 30 % o desvio médio aumenta em, aproximadamente 0,5 % para cada incremento de 10 % no nível de carregamento. Portanto os maiores desvios médios ocorrem em potências próximas da potência nominal destes inversores, atingindo valores da ordem de 7 %. A Figura 6.18 apresenta o desvio médio percentual entre os valores de eficiência obtidos a partir da curva de maior e menor eficiência, em diferentes níveis de carregamento, dos inversores *SMA Sunny Boy 3300TL* (a) e *SMA Sunny Boy SWR 2000* (b).

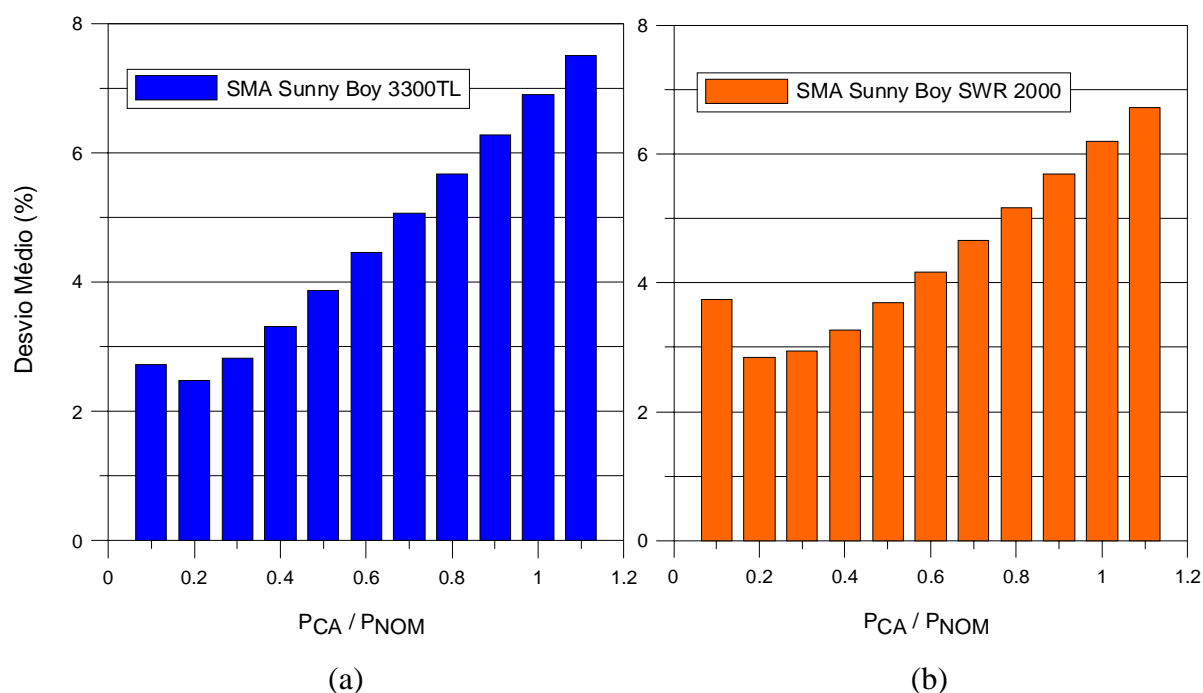


Figura 6.18 – Desvio entre as curvas de maior e menor eficiência, em diferentes potências relativas, dos inversores *SMA Sunny Boy 3300TL* (a) e *SMA Sunny Boy SWR 2000* (b).

6.2 Estudo do Fator de Potência em Função da Tensão CC de Entrada

O fator de potência, como verificado no capítulo 5 desta Tese é dependente da potência relativa do inversor. Entretanto também é analisada a possível influência da tensão CC de entrada no comportamento do fator de potência. Para alcançar este objetivo específico, as curvas de fator de potência foram obtidas em diferentes tensões CC de entrada. Para comparação entre as diferentes curvas de fator de potência obtidas em diferentes tensões são

utilizados médias ponderadas que foram definidas no capítulo 2 desta Tese. O procedimento de ensaio para determinação das curvas de fator de potência de inversores adotado é idêntico ao procedimento utilizado nos ensaios de eficiência de conversão CC/CA:

- A curva de fator de potência do inversor é obtida em, no mínimo, três diferentes tensões CC de entrada.
- Para cada tensão CC de entrada são obtidas curvas de fator de potência a partir de pontos medidos ao longo de, no mínimo, três dias diferentes.
- A partir do ajuste entre as medidas de fator de potência obtidas experimentalmente e a curva teórica prevista pelo modelo matemático são determinados os coeficientes do modelo para cada tensão CC de entrada.
- Os coeficientes do modelo matemático, para cada tensão CC, são obtidos a partir da média entre os coeficientes obtidos para cada curva na mesma tensão.
- O fator de potência europeu e o fator de potência californiano para cada tensão CC de entrada são determinados e comparados.
- As curvas do fator de potência e a dependência dos coeficientes do modelo matemático teórico com a tensão CC de entrada são analisados.

O inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* apresenta fator de potência europeu e californiano da ordem de 96 % e 98 %, respectivamente. Esses valores não são ainda maiores porque em níveis de carregamento de 5 % e 10 %, o fator de potência é da ordem de 60 % e 80 %, respectivamente. Para níveis de carregamento maiores que 50 % o fator de potência é próximo de 100 %. A Tabela 6.15 e a Figura 6.19 apresentam os valores do fator de potência europeu e californiano do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* para diferentes tensões CC.

Tabela 6.15 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5*.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Fator de Potência Europeu (%)	Fator de Potência Californiano (%)
<i>Ingeteam</i>	<i>Ingecon Sun 2,5</i>	200 V	96,3	98,3
		260 V	95,9	98,1
		320 V	96,0	98,2

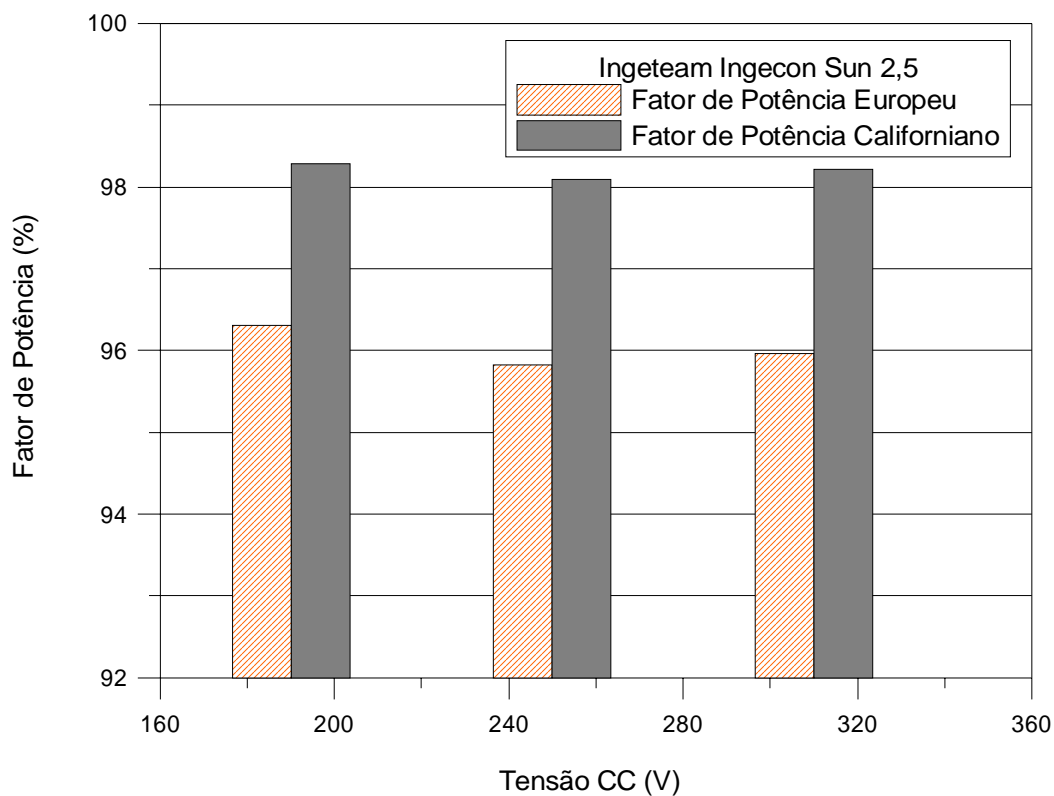


Figura 6.19 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* para diferentes tensões CC de entrada.

A Tabela 6.16 apresenta o fator de potência do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

Tabela 6.16 – Fator de potência do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	200 V	260 V	320 V
5 %	60,8	56,5	57,9
10 %	83,4	80,8	81,3
20 %	94,4	93,6	93,7
30 %	97,3	96,9	97,0
50 %	99,0	99,0	99,1
75 %	99,6	99,7	99,9
100 %	99,8	100,0	100,0

O Inversor *SMA Sunny Boy 1100U* apresenta fator de potência inferior a 40 % e da ordem de 70 % para níveis de carregamento de 5 % e 10 %, respectivamente. Para níveis de carregamento maiores que 50 %, o fator de potência é próximo de 100 %. A Tabela 6.17 e a Figura 6.20 apresentam os valores do fator de potência europeu e californiano do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* para diferentes tensões CC de entrada.

Tabela 6.17 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* em diferentes tensões CC de entrada.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Fator de Potência Europeu (%)	Fator de Potência Californiano (%)
<i>SMA</i>	<i>Sunny Boy 1100</i>	160 V	94,8	97,9
		195 V	94,8	97,8
		230 V	94,7	97,6
		265 V	95,0	98,0
		300 V	95,1	97,9

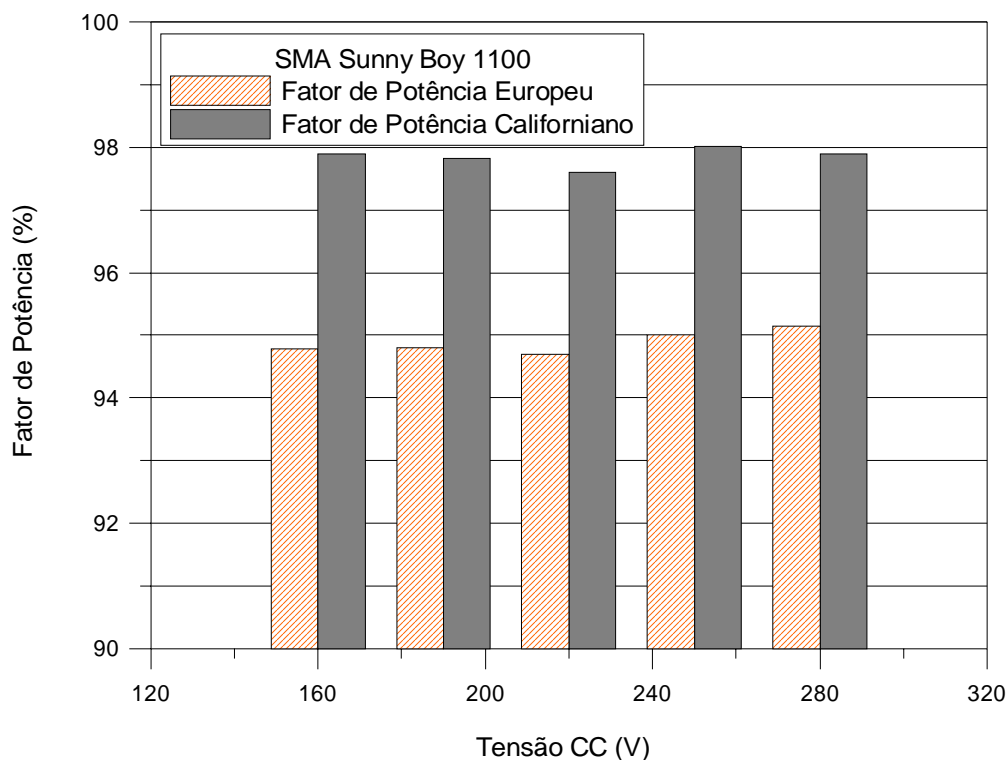


Figura 6.20 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* em diferentes tensões CC de entrada.

A Tabela 6.18 apresenta o fator de potência do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

Tabela 6.18 – Fator de potência do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	160 V	195 V	230 V	265 V	300 V
5 %	34,8	36,4	37,4	36,7	40,2
10 %	68,6	72,3	70,5	71,9	71,7
20 %	93,5	93,1	93,8	93,1	94,6
30 %	97,8	97,3	97,6	97,4	98,1
50 %	99,4	99,1	99,0	99,3	99,2
75 %	99,7	99,6	99,3	99,8	99,5
100 %	99,8	99,7	99,3	100,0	99,5

A Tabela 6.19 e a Figura 6.21 apresentam o fator de potência europeu e o fator de potência californiano do inversor *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC de entrada. O fator de potência europeu é da ordem de 97,5 % e o fator de potência californiano é da ordem de 99 %. Os fatores de potência não apresentam dependência com a tensão CC de entrada.

Tabela 6.19 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *Fronius IG 30*.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Fator de Potência Europeu (%)	Fator de Potência Californiano (%)
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	160	97,6	99,1
		240	97,7	99,2
		300	97,5	99,0
		400	97,3	98,9

O inversor *Fronius IG 30* apresenta fator de potência maior que 95 % para níveis de carregamento a partir de 20 %. Em potências relativas inferiores a 20 %, podem ser encontrados valores de fator de potência menores que 70 %. A Tabela 6.20 apresenta o fator

de potência do inversor *Fronius IG 30* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

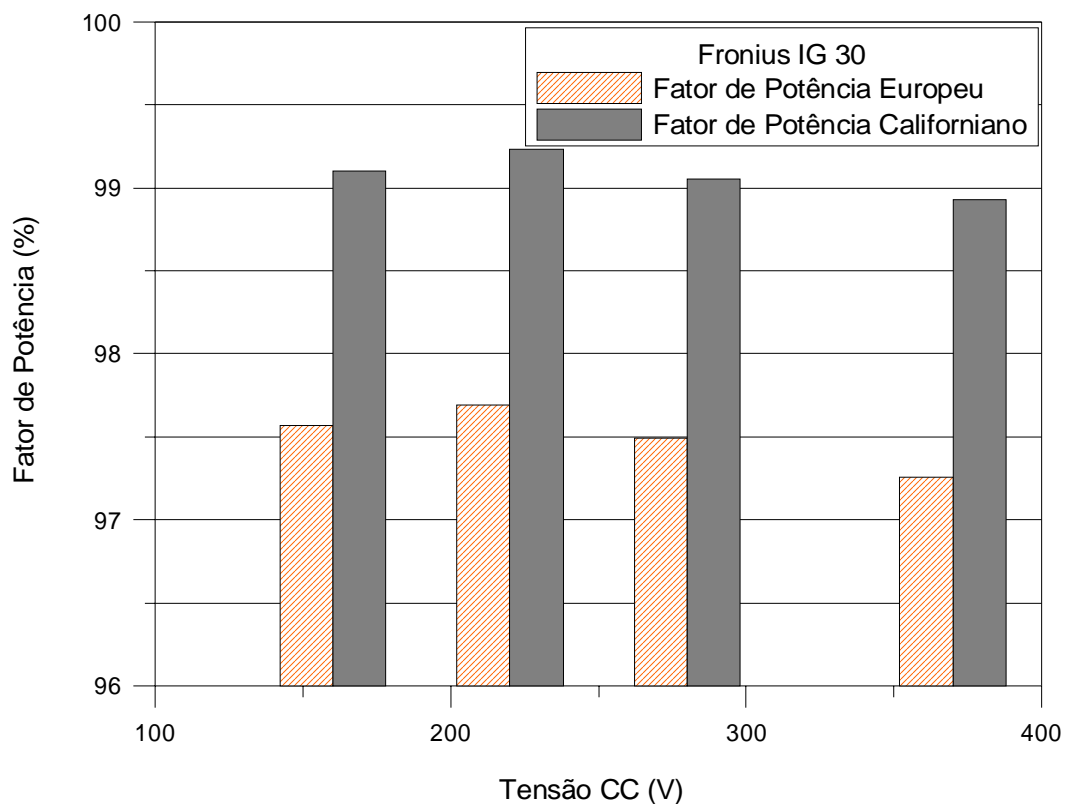


Figura 6.21 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *Fronius IG 30* em diferentes tensões CC de entrada.

Tabela 6.20 – Fator de potência do inversor *Fronius IG 30* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	160 V	240 V	300 V	400 V
5 %	67,5	67,4	66,7	66,6
10 %	88,1	88,1	86,9	86,7
20 %	96,6	96,7	96,6	95,8
30 %	98,5	98,7	98,7	98,1
50 %	99,6	99,8	99,7	99,5
75 %	100,0	100,0	99,9	100,0
100 %	100,0	100,0	100,0	100,0

A Tabela 6.21 e a Figura 6.22 apresentam o fator de potência europeu e o fator de potência californiano do inversor *Sunways NT 4000* em diferentes tensões CC de entrada. O fator de potência europeu é da ordem de 98,8 % e o fator de potência californiano é da ordem de 99,2 %. Os fatores de potência não apresentam dependência significativa com a tensão CC de entrada.

Tabela 6.21 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *Sunways NT 4000* em diferentes tensões CC de entrada.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Fator de Potência Europeu (%)	Fator de Potência Californiano (%)
<i>Sunways</i>	<i>NT 4000</i>	370	98,9	99,3
		400	98,8	99,2
		430	98,8	99,1
		460	98,7	99,0

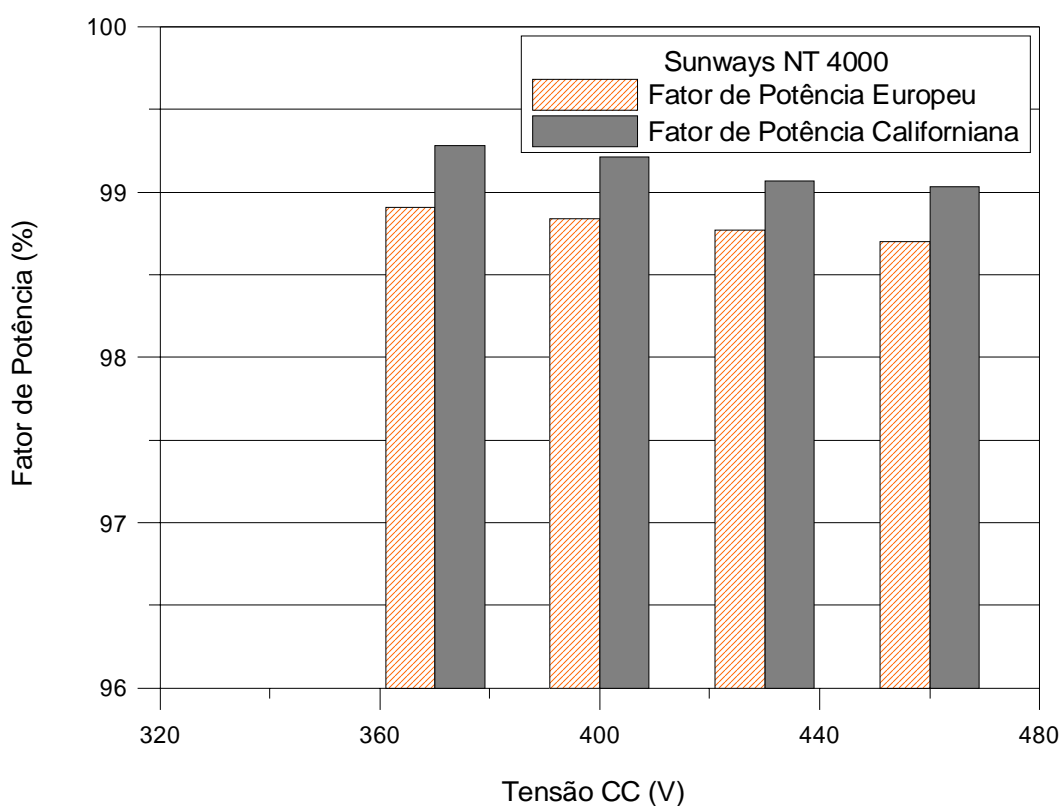


Figura 6.22 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *Sunways NT 4000* em diferentes tensões CC de entrada.

O inversor *Sunways NT 4000* apresenta elevado fator de potência para qualquer nível de carregamento, sendo que em potências relativas maiores que 30 %, os valores são superiores a 99 %. A Tabela 6.22 apresenta o fator de potência do inversor *Sunways NT 4000* em diferentes tensões CC de entrada e diferentes níveis de carregamento.

Tabela 6.22 – Fator de potência do inversor *Sunways NT 4000* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	370 V	430 V	520 V
5 %	91,1	91,3	88,0
10 %	96,8	97,0	95,2
20 %	98,8	98,9	98,2
30 %	99,2	99,1	99,0
50 %	99,4	99,2	99,6
75 %	99,4	99,2	99,8
100 %	99,5	99,2	99,9

O fator de potência europeu e o fator de potência californiano do inversor *Xantrex GT 3.0* em diferentes tensões CC de entrada são apresentados na Tabela 6.23 e na Figura 6.23. O fator de potência europeu varia, com a tensão CC, entre 97,8 e 98,1 %, aproximadamente enquanto que o fator de potência europeu varia entre 98,9 e 99,2 %, aproximadamente. Os fatores de potência não apresentam dependência significativa com a tensão CC de entrada.

Tabela 6.23 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *Xantrex GT 3.0*.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Fator de Potência Europeu (%)	Fator de Potência Californiano (%)
<i>Xantrex</i>	<i>GT 3.0</i>	220	98,1	99,2
		280	98,0	99,1
		340	97,8	99,0
		400	97,8	98,9
		520	97,9	99,1

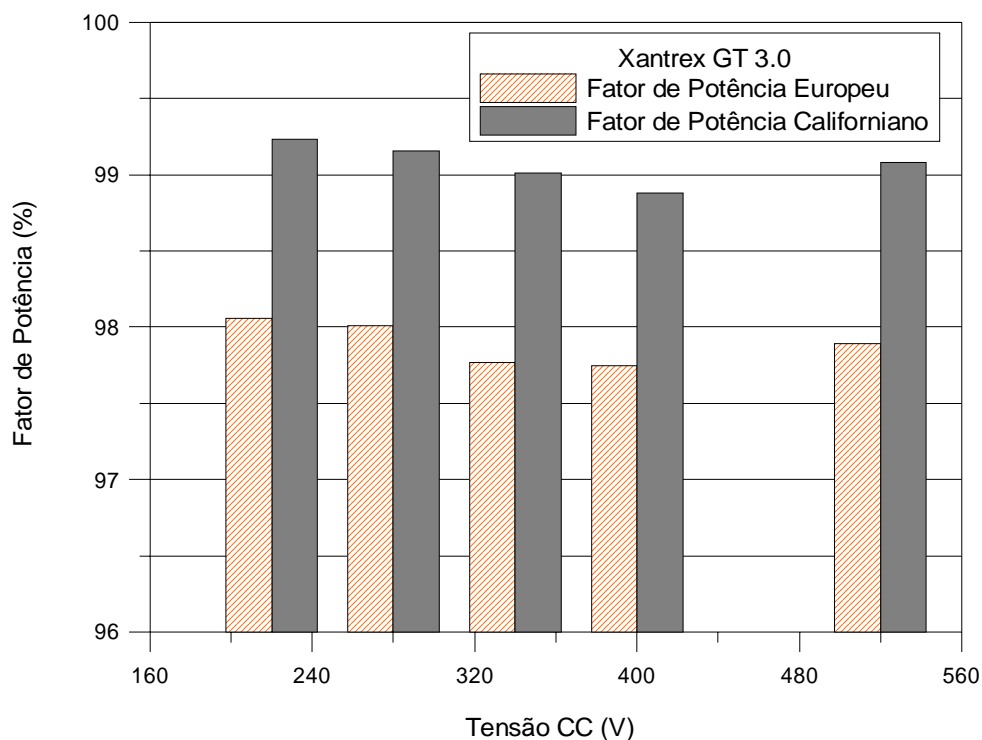


Figura 6.23 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *Xantrex GT 3.0* em diferentes tensões CC de entrada.

O fator de potência do inversor *Xantrex GT 3.0* é superior a 90 % para níveis de carregamento superiores a 10 % e maior que 99 % para potências relativas maiores que 50 %. A Tabela 6.24 apresenta o fator de potência do inversor *Xantrex GT 3.0* em diferentes tensões CC de entrada e níveis de carregamento.

Tabela 6.24 – Fator de potência do inversor *Xantrex GT 3.0* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	220 V	280 V	340 V	400 V
5 %	74,7	76,0	74,2	75,4
10 %	90,9	90,5	90,1	90,3
20 %	97,4	97,2	96,8	97,1
30 %	98,8	98,7	98,4	98,5
50 %	99,6	99,5	99,3	99,3
75 %	99,8	99,8	99,7	99,5
100 %	99,9	99,9	99,8	99,6

A Tabela 6.25 e a Figura 6.24 apresentam o fator de potência europeu e o fator de potência californiano do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* em diferentes tensões CC de entrada. O fator de potência europeu é da ordem de 97,5 % e o fator de potência californiano é da ordem de 99 %.

Tabela 6.25 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL*.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Fator de Potência Europeu (%)	Fator de Potência Californiano (%)
<i>SMA</i>	<i>SB 3300TL</i>	250	97,5	99,0
		400	97,5	98,9
		550	97,4	99,0

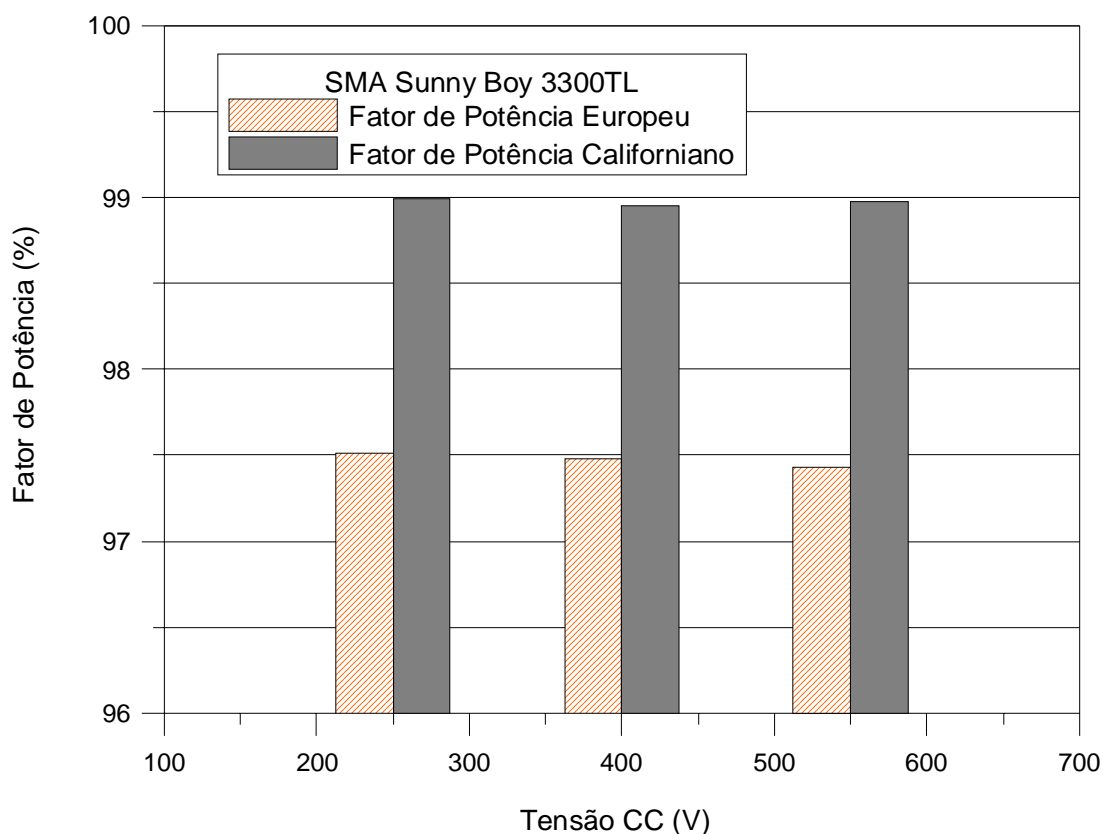


Figura 6.24 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* em diferentes tensões CC de entrada.

O inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* apresenta fator de potência da ordem de 70 % e 88 % para níveis de carregamento de 5 % e 10 %, aproximadamente. Em potências relativas maiores que 20 %, o fator de potência é maior que 96 % e aproxima-se de 100 % em potências relativas próximas respectivamente da potência nominal. A Tabela 6.26 apresenta o fator de potência do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* em diferentes tensões CC de entrada e níveis de carregamento.

Tabela 6.26 – Fator de potência do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	250 V	400 V	550 V
5 %	69,5	69,5	68,0
10 %	88,1	87,8	87,5
20 %	96,4	96,4	96,3
30 %	98,4	98,3	98,3
50 %	99,5	99,4	99,5
75 %	99,9	99,8	99,8
100 %	100,0	99,9	100,0

A Tabela 6.27 e a Figura 6.25 apresentam o fator de potência europeu e o fator de potência californiano do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* em diferentes tensões CC de entrada. O fator de potência europeu varia, com a tensão CC, entre 96,5 e 97,4 %, aproximadamente enquanto a variação do fator de potência europeu ocorre entre 97,8 e 98,5 %.

Tabela 6.27 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000*.

Fabricante	Modelo	Tensão CC de entrada (V)	Fator de Potência Europeu (%)	Fator de Potência Californiano (%)
<i>SMA</i>	<i>SB SWR 2000</i>	160	96,5	97,8
		250	96,7	98,0
		370	97,4	98,5

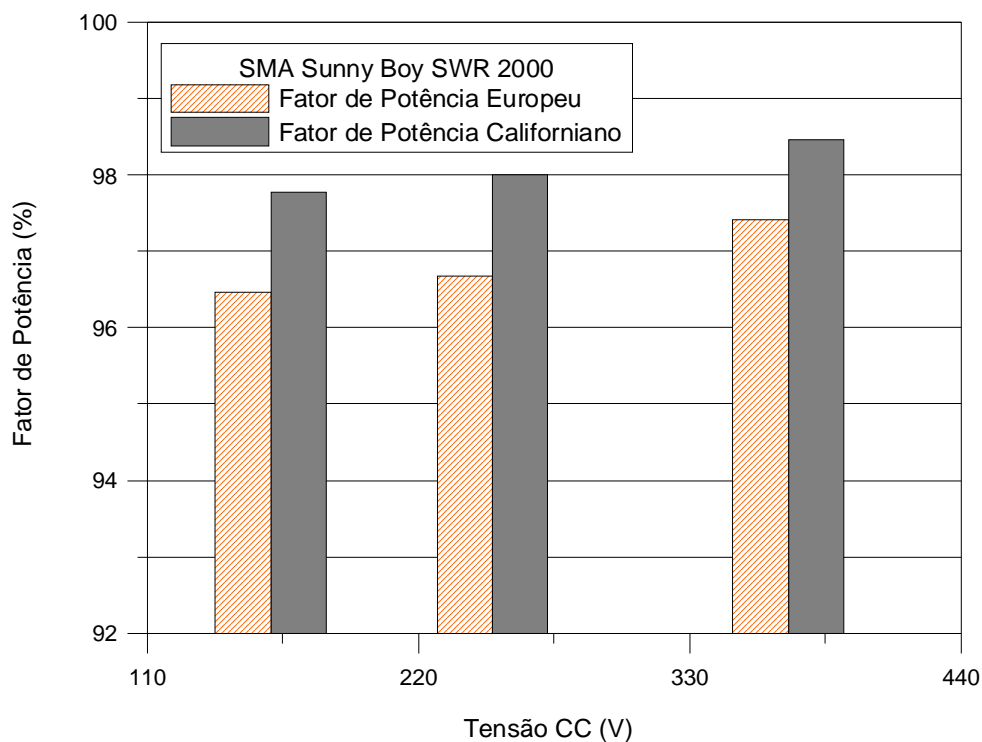


Figura 6.25 – Fator de potência europeu e californiano do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* em diferentes tensões CC de entrada.

O inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* apresenta maiores valores de fator de potência na maior tensão CC de entrada. A Tabela 6.28 apresenta o fator de potência do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* em diferentes tensões CC de entrada e em diferentes níveis de carregamento.

Tabela 6.28 – Fator de potência do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* para diferentes tensões CC de entrada e para diferentes níveis de carregamento.

P_{CA}/P_{NOM}	160 V	250 V	370 V
5 %	77,0	77,3	80,6
10 %	87,5	87,6	90,7
20 %	94,5	94,6	96,1
30 %	96,7	96,9	97,7
50 %	98,2	98,4	98,8
75 %	98,8	99,0	99,2
100 %	99,0	99,2	99,4

A análise a partir dos resultados dos ensaios de inversores realizados no Ciemat buscou avaliar a influência da tensão CC de entrada no comportamento das curvas de eficiência CC/CA e fator de potência e a partir da análise definir se estas duas características elétricas são significativamente dependentes da tensão CC. Por fim, tendo em vista que essa dependência é significativa nas curvas de eficiência, esta Tese propõe um modelo matemático teórico que inclua também esta variável.

No caso do fator de potência, verifica-se que existe influência da tensão CC de entrada nas curvas do fator de potência principalmente em níveis de carregamento inferiores a 20 %, mas que em potências relativas maiores que 20 %, a influência da tensão CC de entrada no fator de potência pode ser desconsiderada e, portanto, o modelo matemático teórico que foi apresentando no capítulo 5 e que considera o fator de potência dependente somente do nível de carregamento do inversor é suficiente para descrever o comportamento do fator de potência de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

A Tabela 6.29 apresenta os coeficientes do modelo matemático teórico do fator de potência apresentado no capítulo 5 dos inversores ensaiados no laboratório de energia solar fotovoltaica do Ciemat. Os coeficientes foram determinados a partir da média dos coeficientes determinados em diferentes tensões CC de entrada e que foram obtidos mediante o ajuste entre a curva medida e a curva teórica prevista pelo modelo.

Tabela 6.29 – Coeficientes médios do modelo matemático teórico que descreve a curva do fator de potência em função da potência relativa dos inversores ensaiados no Ciemat.

Inversor	Modelo	Coeficientes do Modelo			
		C ₀	C ₁	C ₂	C ₃
<i>Ingeteam</i>	<i>Ingecon Sun 2,5</i>	0,27	0,0024	0,99	2,16
<i>SMA</i>	<i>Sunny Boy 1100U</i>	0,32	0,0027	0,99	3,25
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	0,31	0,0019	1,00	2,07
<i>Sunways</i>	<i>NT 4000</i>	0,83	0,0017	0,99	2,22
<i>Xantrex</i>	<i>GT 3.0</i>	0,38	0,0022	0,99	1,94
<i>SMA</i>	<i>Sunny Boy 3300TL</i>	0,29	0,0027	1,00	1,90
<i>SMA</i>	<i>Sunny Boy SWR 2000</i>	0,56	0,0100	0,99	1,55

6.4 Modelo Matemático de Eficiência de Conversão CC/CA em Função da Tensão CC

O modelo matemático de Jantsch, descrito no capítulo 2, que descreve a curva de eficiência CC/CA de inversores tem elevada correlação com as curvas medidas experimentalmente, entretanto o modelo considera a eficiência apenas como função da potência relativa. Como a tensão CC também influencia no comportamento das curvas de eficiência de inversores, foi modificado o modelo matemático para considerar a eficiência como função da potência relativa e da tensão CC de entrada, substituindo os coeficientes originais K_0 , K_1 e K_2 por combinações lineares e novos coeficientes.

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{CA}}{P_N}}{\frac{P_{CA}}{P_N} + \left((K_{0V_{CC0}} \pm S_0 \cdot V_{CC}) + (K_{1V_{CC0}} \pm S_1 \cdot V_{CC}) \frac{P_{CA}}{P_N} + (K_{2V_{CC0}} \pm S_2 \cdot V_{CC}) \left(\frac{P_{CA}}{P_N} \right)^2 \right)} \quad 3$$

onde:

P_N é a potência nominal do inversor;

P_{CA} é a potência de saída do inversor;

$K_{0V_{CC}}$, $K_{1V_{CC}}$, $K_{2V_{CC}}$ são coeficientes lineares de tensão.

S_0 , S_1 , S_2 são coeficientes angulares de tensão.

Os coeficientes K_0 , K_1 e K_2 do modelo matemático que considera a eficiência de conversão CC/CA apenas como função da potência apresentam valores absolutos para cada inversor e podem ser chamados de coeficientes de potência. Entretanto o modelo matemático modificado apresenta os coeficientes de potência como valores variáveis dependentes da tensão CC de entrada a que o inversor está submetido. Cada coeficiente de potência é descrito por dois coeficientes de tensão, denominados de coeficiente linear de tensão e coeficiente angular de tensão.

As Figuras 6.26 – 6.27 e 6.28 apresentam o comportamento dos coeficientes de potência K_0 , K_1 e K_2 em função da tensão CC de entrada dos inversores *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* e *SMA Sunny Boy 1100U*. Os coeficientes de tensão são determinados a partir do

ajuste entre a curva teórica, que neste caso é linear, e os coeficientes de potência determinados em diferentes tensões CC de entrada.

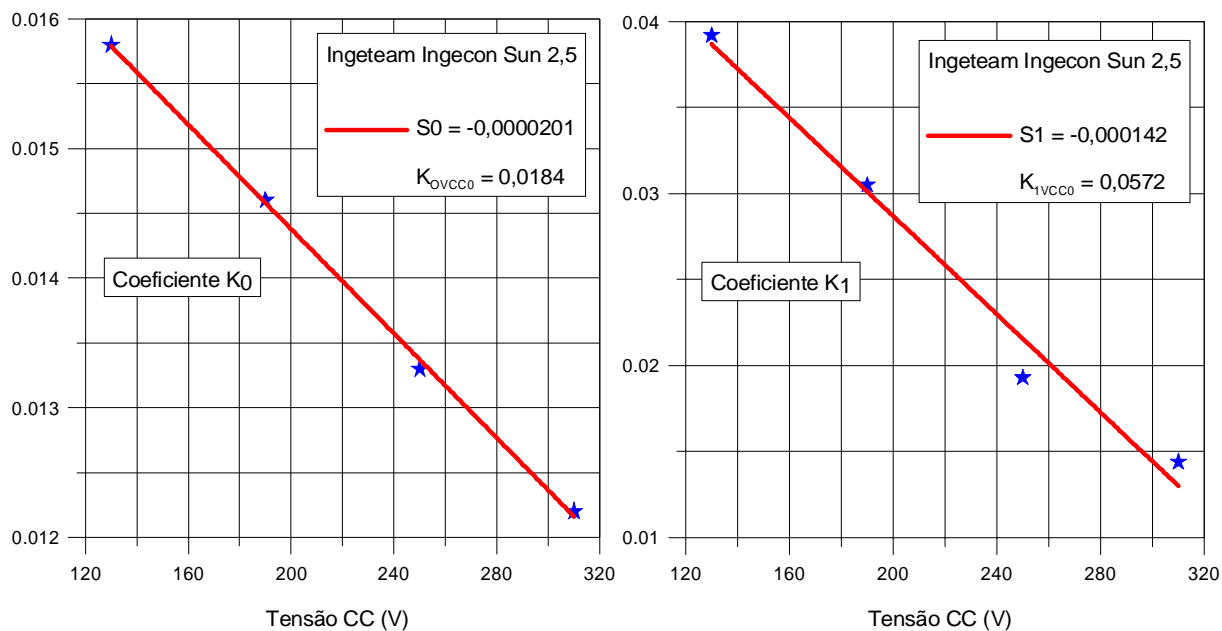


Figura 6.26 – Variação do coeficiente K_0 (a) e do coeficiente K_1 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor *Ingeteam ingecon Sun 2,5*.

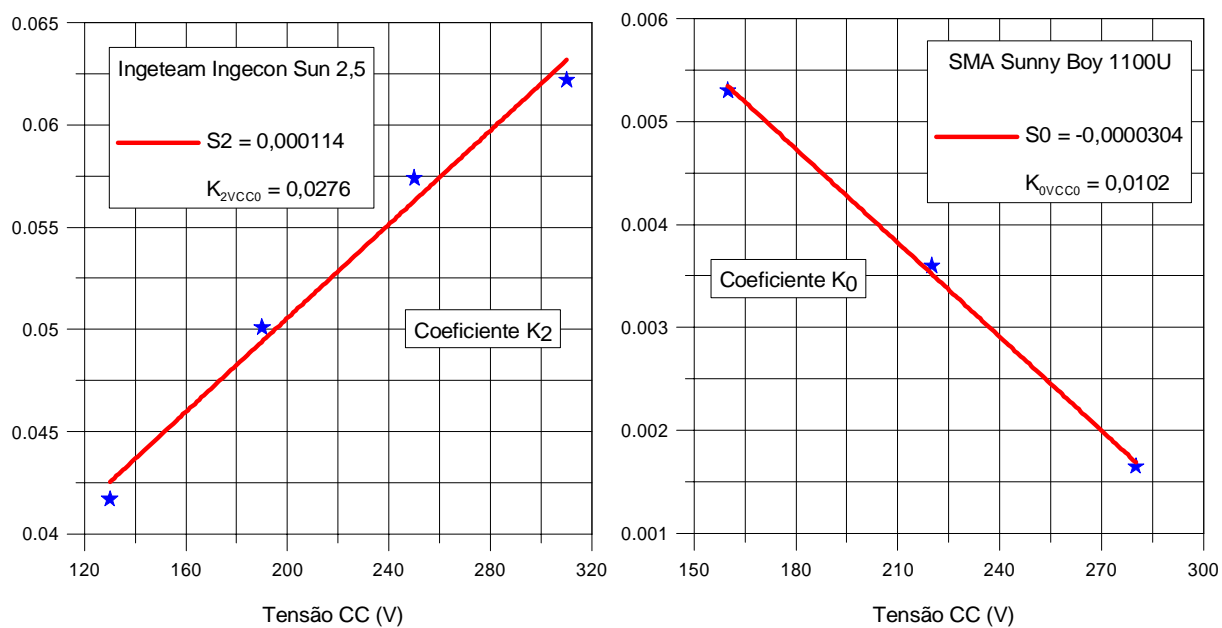


Figura 6.27 – Variação do coeficiente K_2 em função da tensão CC de entrada do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* (a) e variação do coeficiente K_0 em função da tensão CC de entrada do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* (b).

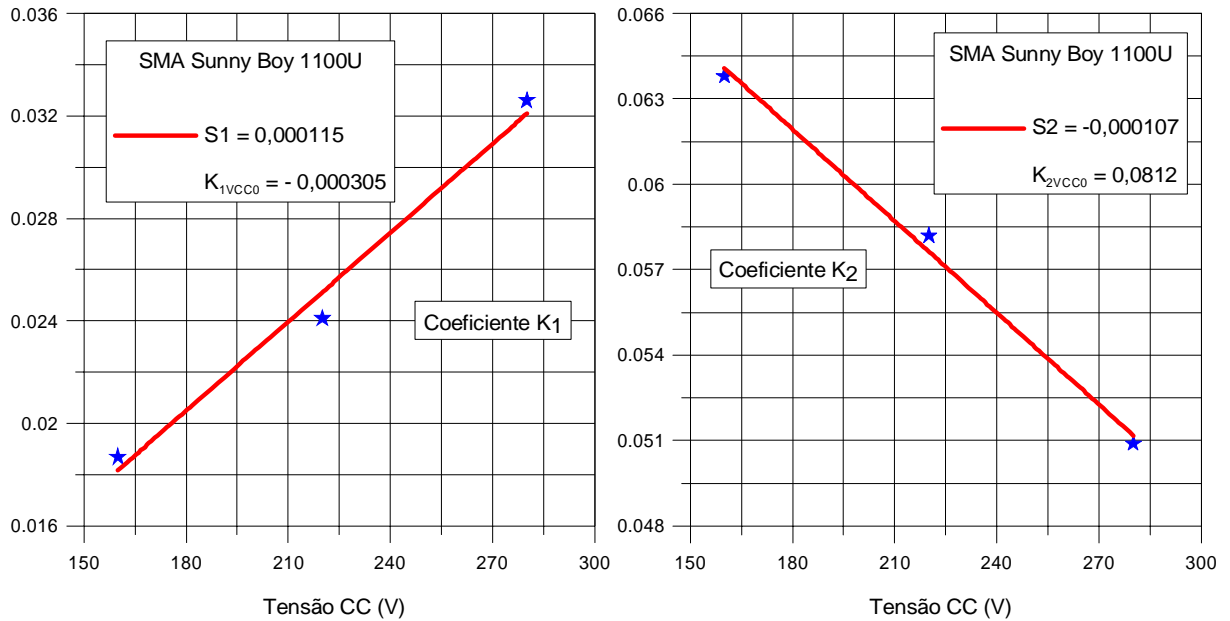


Figura 6.28 – Variação do coeficiente K_1 (a) e do coeficiente K_2 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor SMA Sunny Boy 1100U.

As Figuras 6.29 – 6.30 e 6.31 apresentam o comportamento dos coeficientes de potência K_0 , K_1 e K_2 em função da tensão CC de entrada dos inversores Xantrex GT 3.0 e SMA Sunny Boy 3300TL.

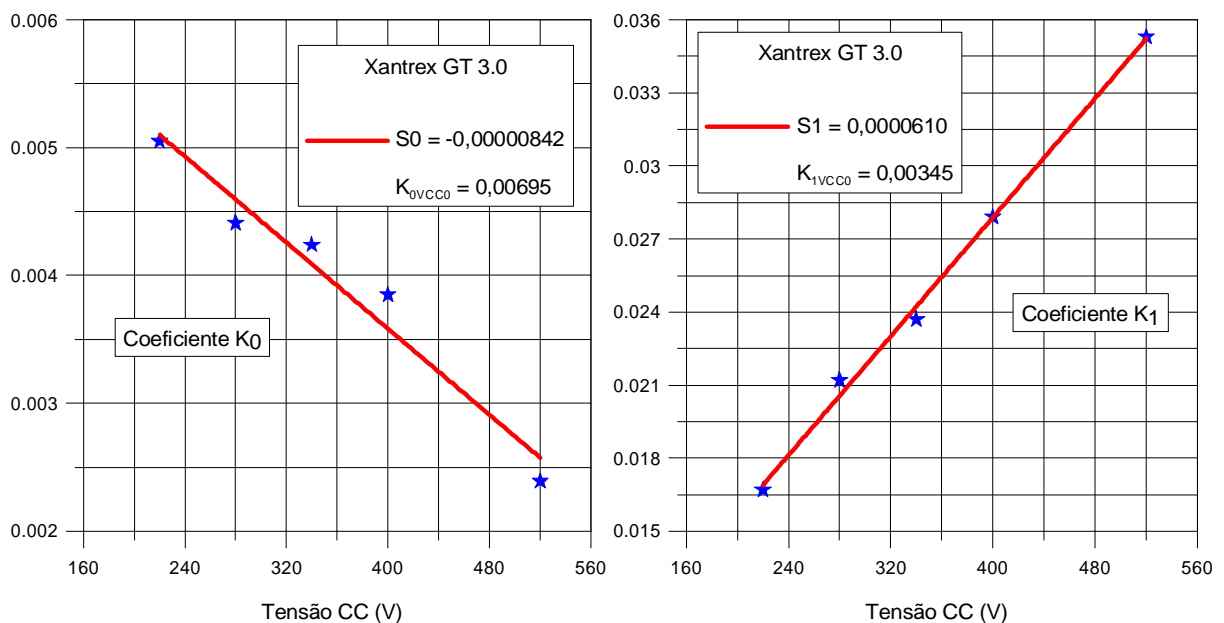


Figura 6.29 – Variação do coeficiente K_0 (a) e do coeficiente K_1 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor Xantrex GT 3.0.

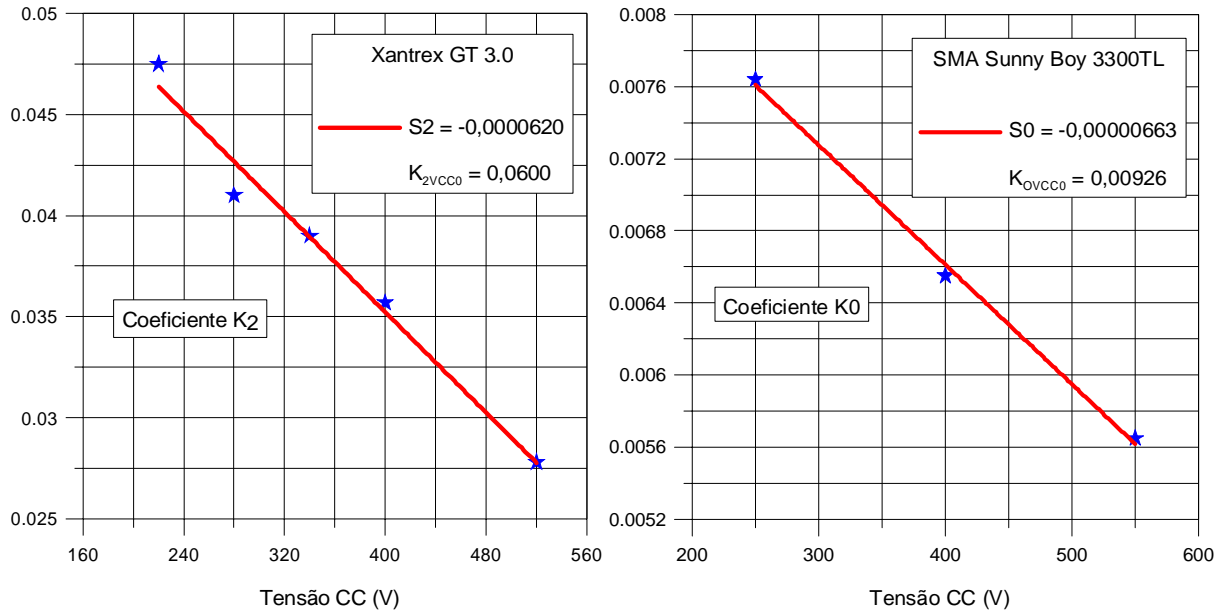


Figura 6.30 – Variação do coeficiente K_2 em função da tensão CC de entrada do inversor *Xantrex GT 3.0* (a) e variação do coeficiente K_0 em função da tensão CC de entrada do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* (b).

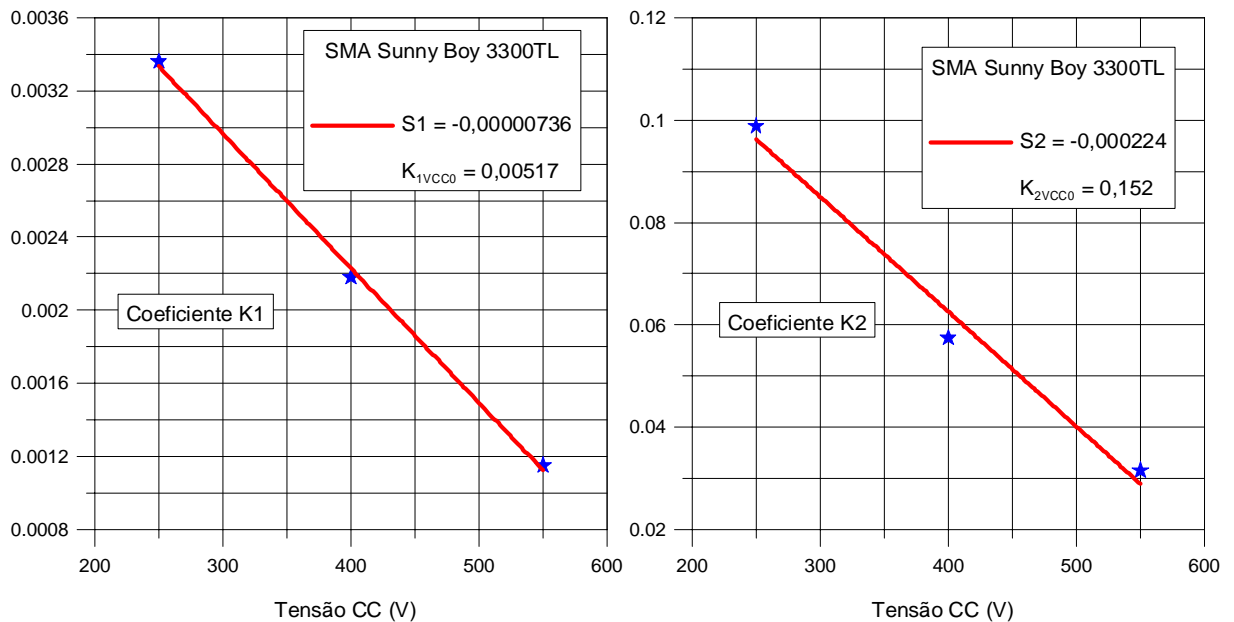


Figura 6.31 – Variação do coeficiente K_1 (a) e do coeficiente K_2 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL*.

As Figuras 6.32 – 6.33 e 6.34 apresentam o comportamento dos coeficientes de K_0 , K_1 e K_2 em função da tensão CC dos inversores *SMA Sunny Boy 3300TL* e *Fronius IG 30*.

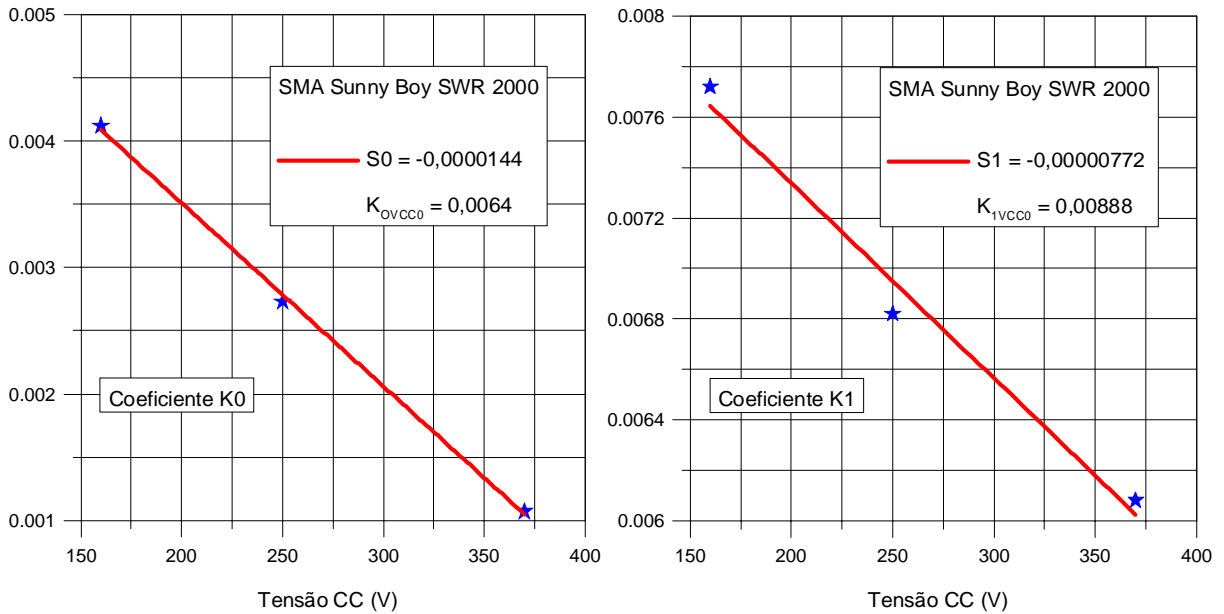


Figura 6.32 – Variação do coeficiente K_0 (a) e do coeficiente K_1 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000*.

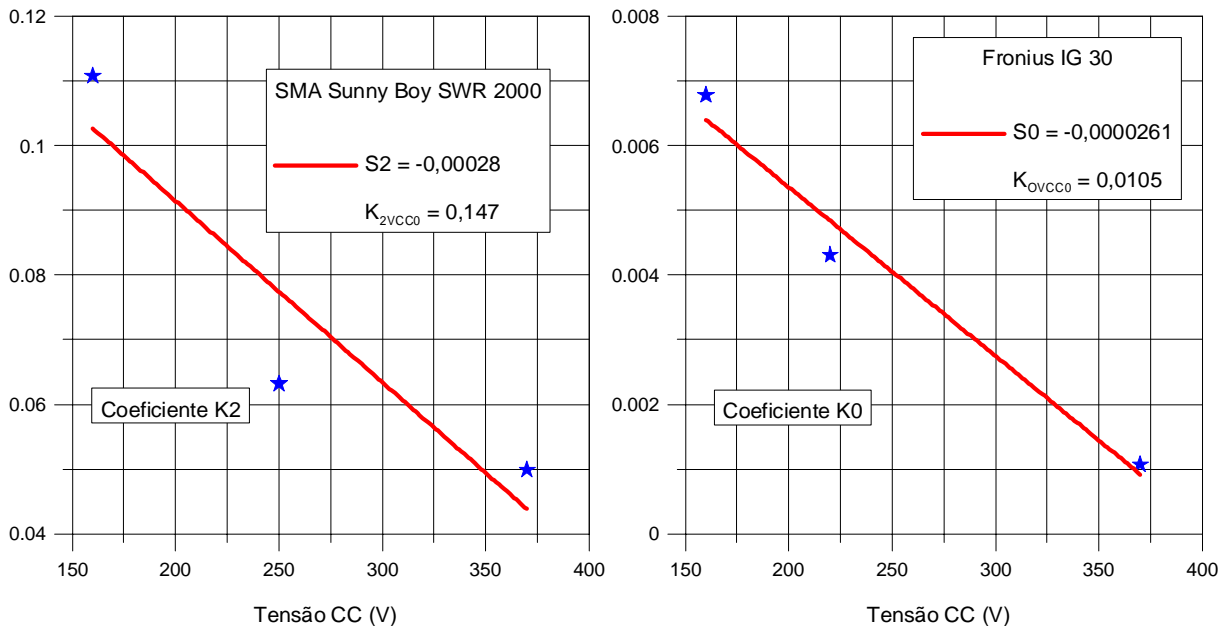


Figura 6.33 – Variação do coeficiente K_2 em função da tensão CC de entrada do inversor *SMA Sunny Boy SWR 2000* (a) e variação do coeficiente K_0 em função da tensão CC de entrada do inversor *Fronius IG 30* (b).

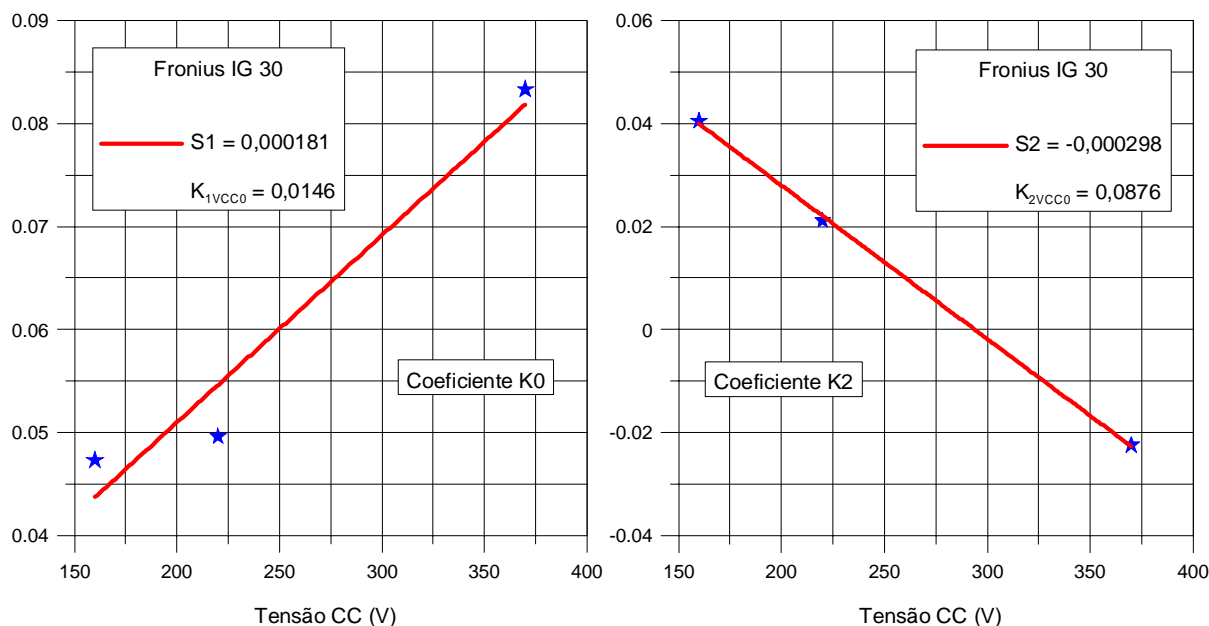


Figura 6.34 – Variação do coeficiente K_1 (a) e do coeficiente K_2 (b) em função da tensão CC de entrada do inversor *Fronius IG 30*.

A variação dos coeficientes de potência em função da tensão CC de entrada dos inversores ensaiados é suficientemente linear para assumir essa simplicidade, uma vez que os coeficientes de determinação R^2 são elevados (Tabela 6.30).

Tabela 6.30 – Coeficiente de determinação R^2 dos inversores ensaiados.

Inversor		Coeficiente de determinação R^2		
Fabricante	Modelo	K_0	K_1	K_2
<i>Ingeteam</i>	<i>Ingecon Sun 2,5</i>	0,99	0,98	0,99
<i>SMA</i>	<i>Sunny Boy 1100U</i>	0,99	0,98	0,99
<i>Xantrex</i>	<i>GT 3.0</i>	0,96	0,99	0,98
<i>SMA</i>	<i>Sunny Boy 3300TL</i>	0,99	0,99	0,98
<i>SMA</i>	<i>Sunny Boy SWR 2000</i>	0,99	0,98	0,85
<i>Fronius</i>	<i>IG 30</i>	0,97	0,95	0,99

A partir da determinação dos coeficientes de tensão, que representam o comportamento dos coeficientes de potência em função da tensão CC de entrada, do modelo

matemático teórico proposto é possível desenvolver mapas de eficiência de conversão CC/CA em função da tensão CC de entrada e da potência relativa. A eficiência é determinada, a partir do modelo matemático, em cada ponto de tensão CC e potência relativa. Os mapas de eficiência permitem avaliar os intervalos de tensão CC e potência relativa em que os inversores possuem maiores ou menores eficiências, ou seja, de forma simples os mapas permitem a visualização do comportamento dinâmico da eficiência de inversores em função da tensão CC e da potência relativa, tornando-se uma importante ferramenta de otimização do funcionamento destes componentes.

A Figura 6.35 apresenta o mapa de eficiência do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* em função da tensão CC e da potência relativa. A análise do mapa de eficiência mostra que os maiores valores de eficiência são obtidos em tensões da ordem de 300 V e em potências relativas entre 30 % e 70 % enquanto que os menores valores de eficiência são obtidos em tensões da ordem de 120 V.

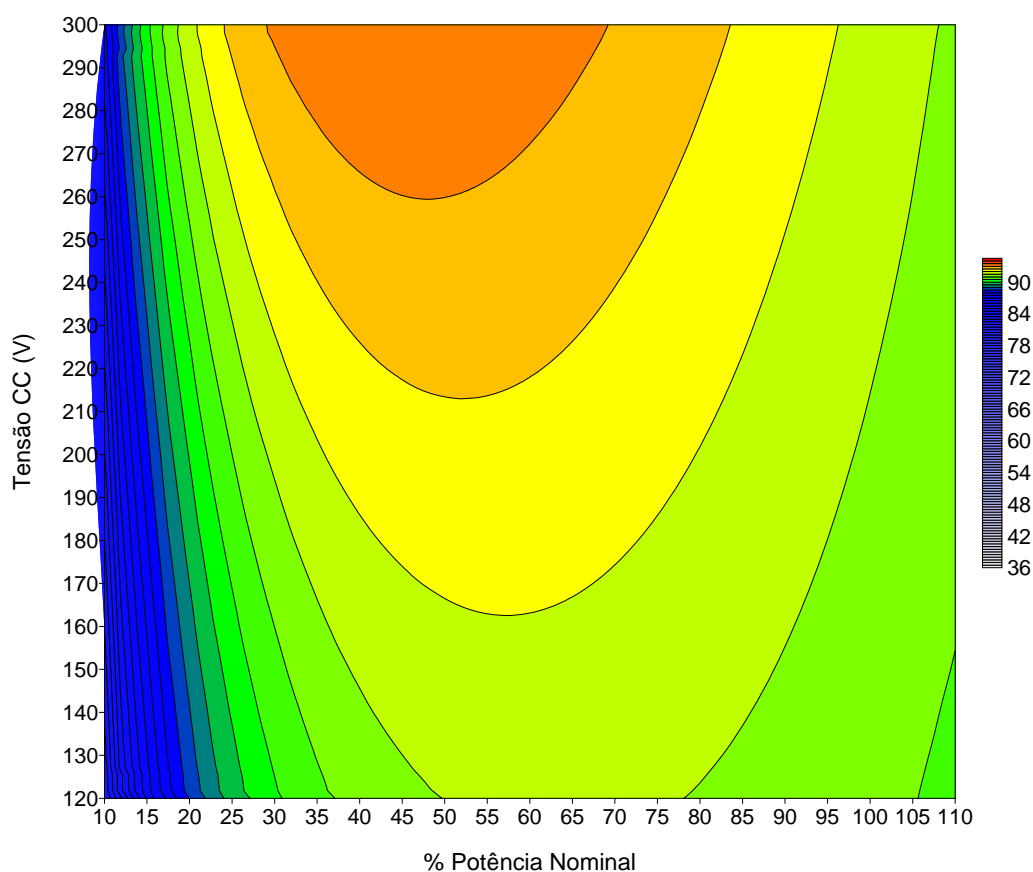


Figura 6.35 – Mapa de eficiência de conversão CC/CA do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5*.

A Figura 6.36 apresenta o mapa de eficiência do inversor *SMA Sunny Boy 1100U* em função da tensão CC e da potência relativa. A análise do mapa de eficiência mostra que os maiores valores de eficiência são obtidos em tensões da ordem de 300 V e em potências relativas entre 10 % e 30 % enquanto que os menores valores de eficiência são obtidos em tensões da ordem de 150 V. Os maiores valores de eficiência, independentemente da tensão CC de entrada, são obtidos em potências relativas menores que 50 %, ou seja, este inversor está projetado para oferecer o seu melhor desempenho operando com níveis de carregamento da ordem de 50 %.

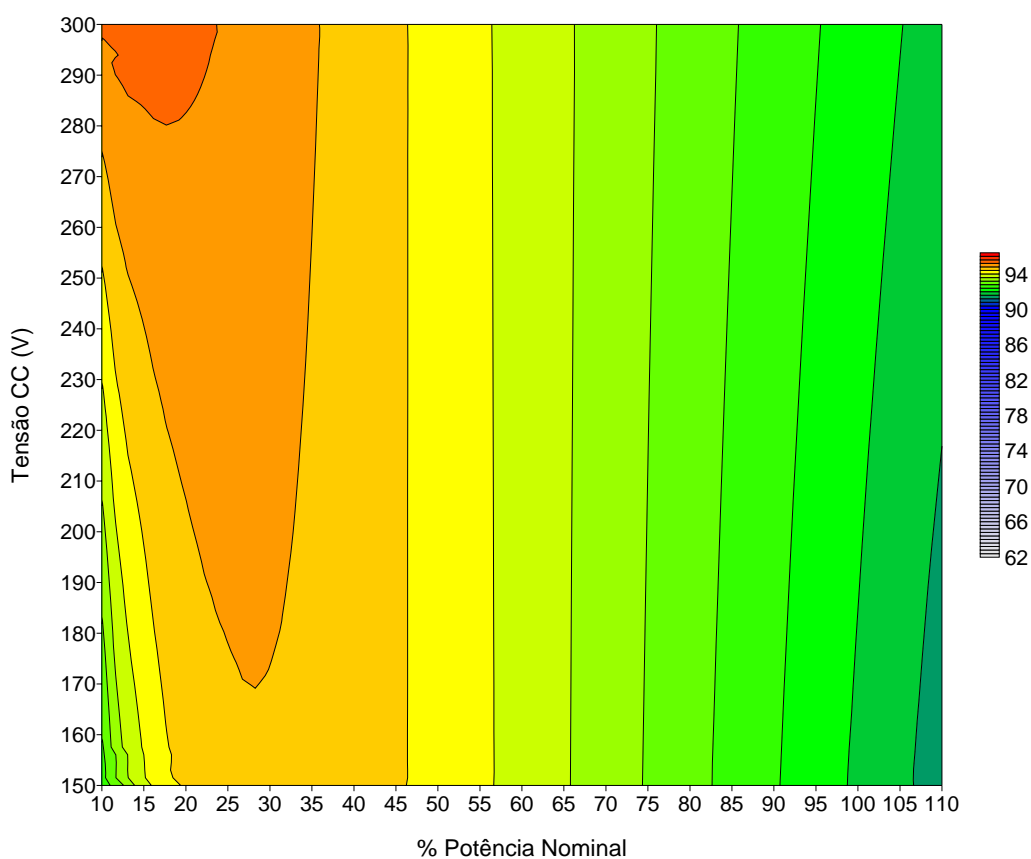


Figura 6.36 – Mapa de eficiência de conversão CC/CA do inversor *SMA Sunny Boy 1100U*.

A Figura 6.37 apresenta os mapas de eficiência de conversão CC/CA dos inversores *Fronius IG 30* e *Xantrex GT 3.0*, respectivamente e a Figura 6.38 apresenta os mapas de eficiência de conversão CC/CA dos inversores *SMA Sunny Boy 3300TL* e *SMA Sunny Boy SWR 2000*, respectivamente. Os mapas permitem a visualização do comportamento dinâmico da eficiência CC/CA dos inversores em função da tensão CC e da potência relativa e foram desenvolvidos a partir do modelo matemático teórico proposto.

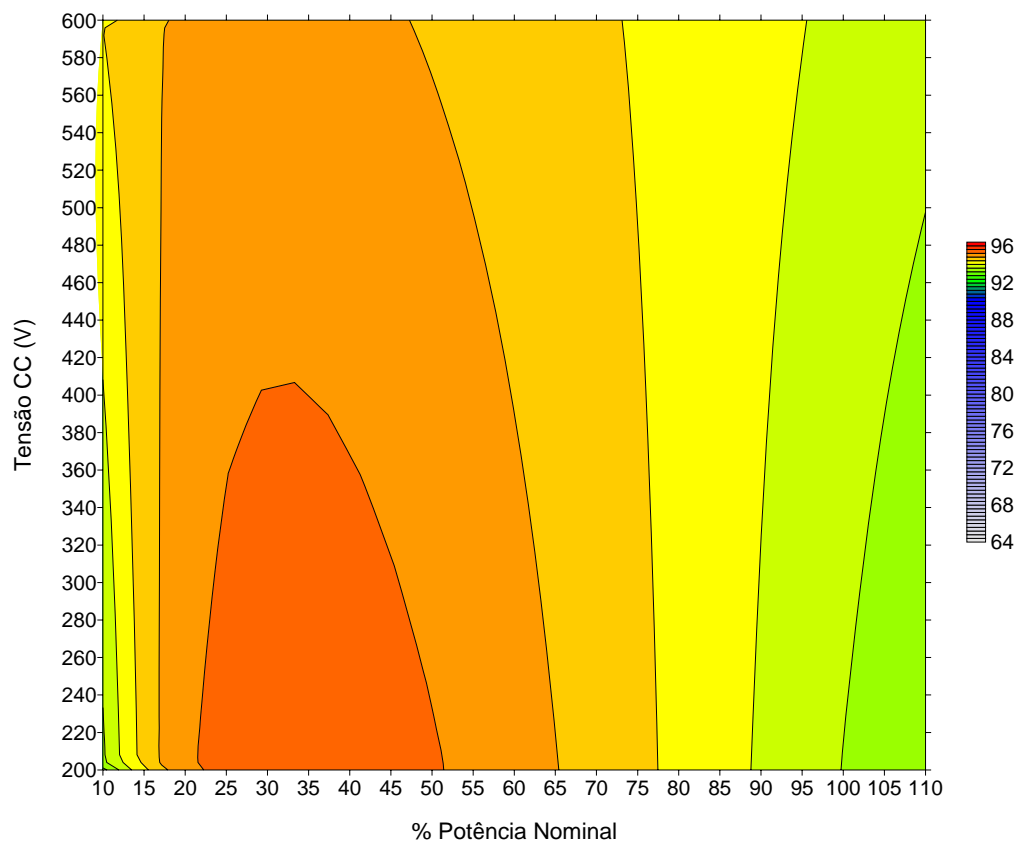
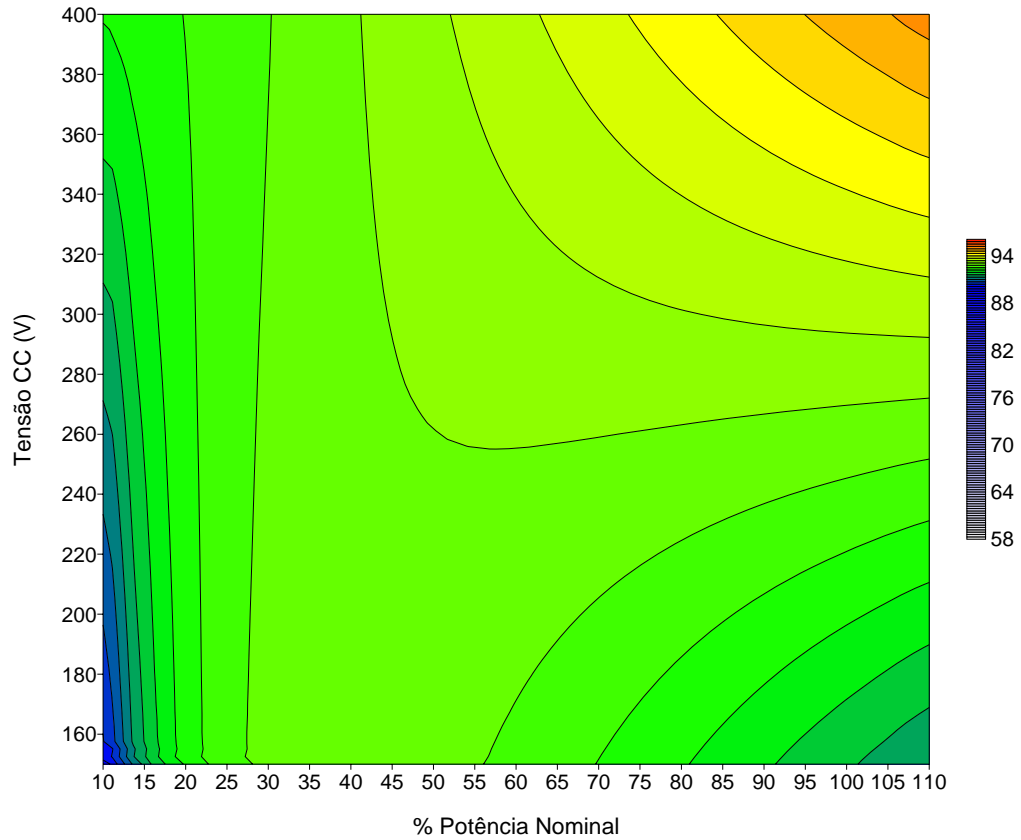


Figura 6.37 – Mapas de eficiência de conversão CC/CA dos inversores *Fronius IG 30* e *Xantrex GT 3.0*, respectivamente.

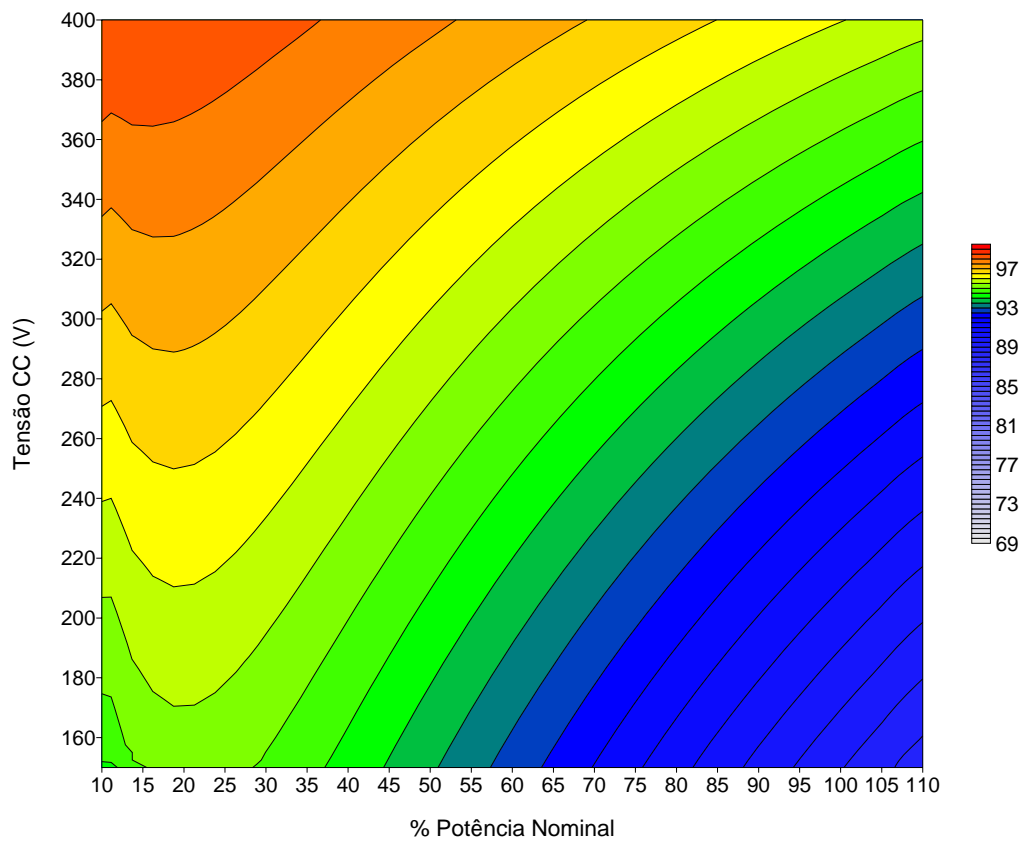
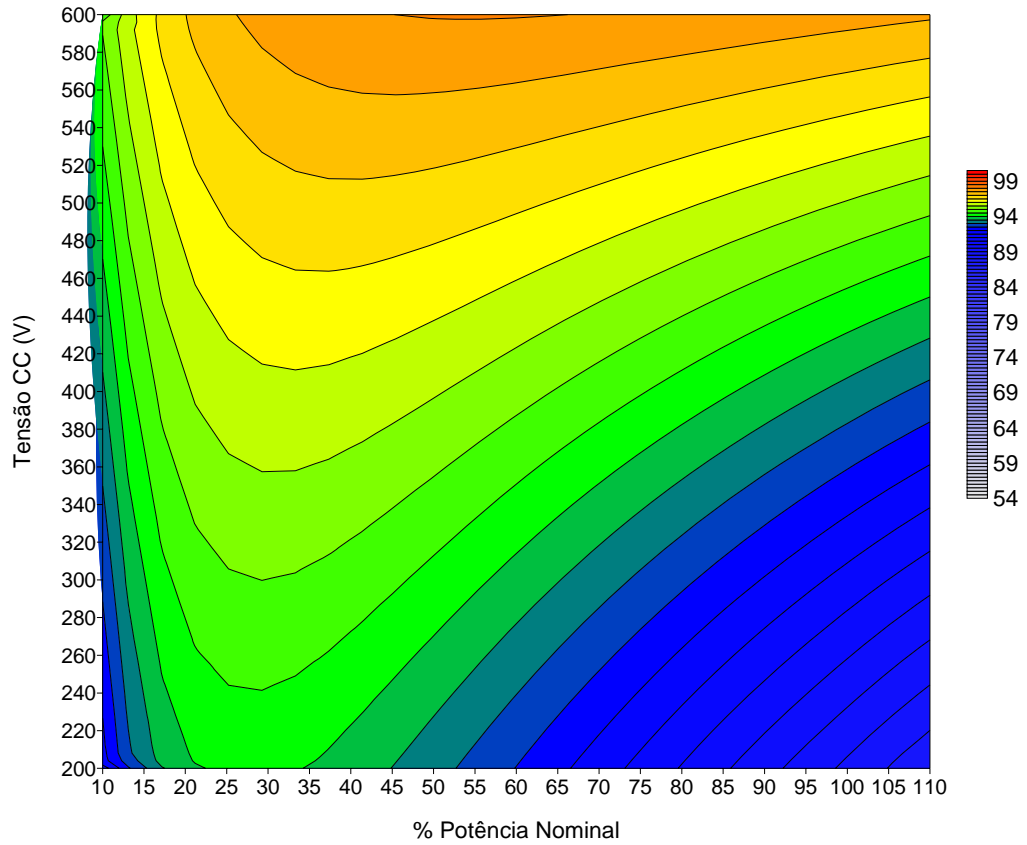


Figura 6.38 – Mapas de eficiência de conversão CC/CA dos inversores *SMA Sunny Boy 3300TL* e *SMA Sunny Boy SWR 2000*, respectivamente.

O processo inverso também é válido e pode ser usado como ferramenta para uma finalidade específica, ou seja, a partir do mapa de eficiência CC/CA de um inversor é possível a obtenção dos coeficientes de tensão do modelo matemático teórico proposto para serem inseridos em um banco de dados de um software como o *FVConnect*, por exemplo ou ainda, a partir de curvas de eficiência em diferentes tensões CC fornecidas por fabricantes de inversores é possível conhecer o comportamento da variação dos coeficientes de potência em função da tensão CC e desenvolver o mapa de eficiência CC/CA que apresenta o comportamento dinâmico do inversor em função da tensão CC e da potência relativa. A Figura 6.39 apresenta curvas de eficiência de conversão CC/CA dos inversores *SMA Sunny Boy 4000/5000TL*. As curvas são fornecidas pelo fabricante dos inversores e apresentadas em três diferentes tensões CC de entrada.

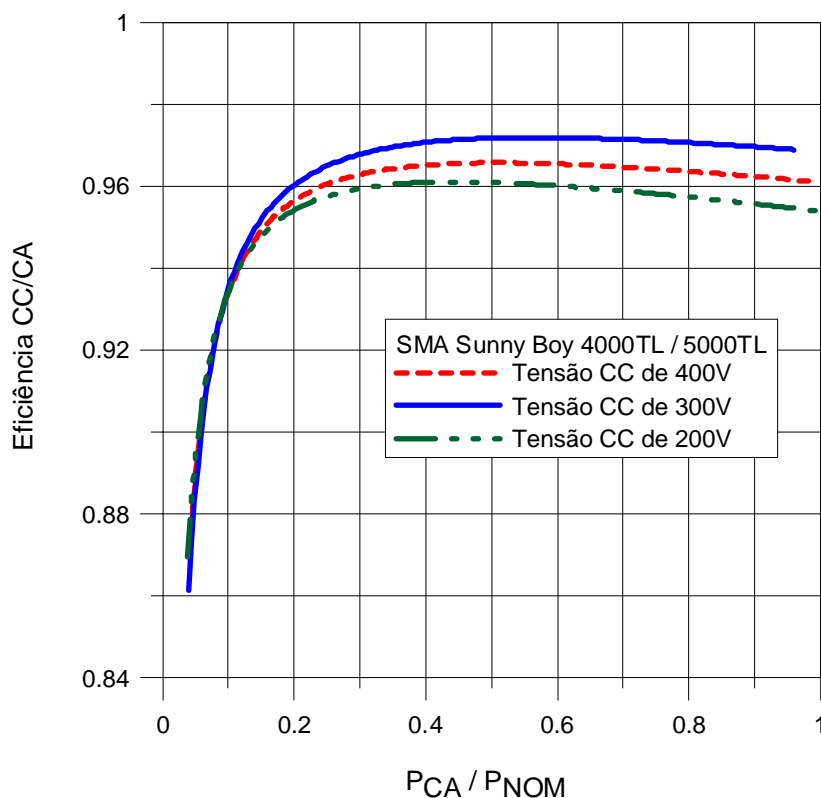


Figura 6.39 – Curvas de eficiência CC/CA em diferentes tensões CC dos inversores *SMA Sunny Boy 4000TL* e *SMA Sunny Boy 5000TL* [SMA, 2010].

A Figura 6.40 e a Figura 6.41 apresentam a variação dos coeficientes de potência em função da tensão CC dos inversores *SMA Sunny Boy 4000TL* e *SMA Sunny Boy 5000TL*.

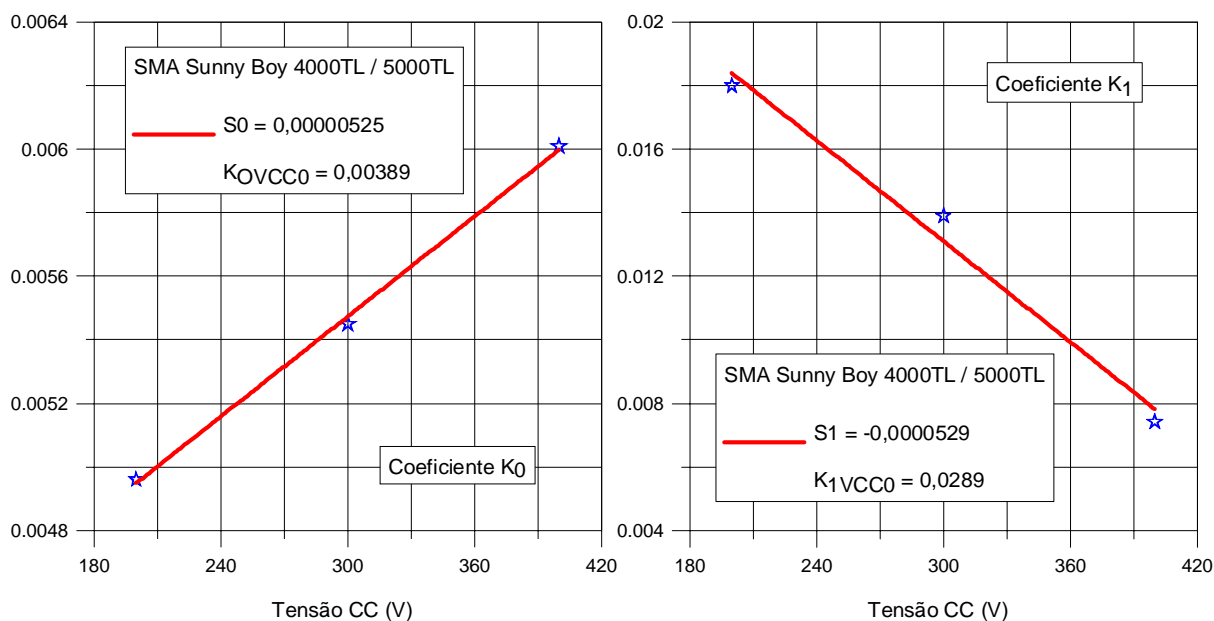


Figura 6.40 – Variação do coeficiente K_0 (a) e do coeficiente K_1 (b) em função da tensão CC de entrada dos inversores *SMA Sunny Boy 4000TL/5000TL*.

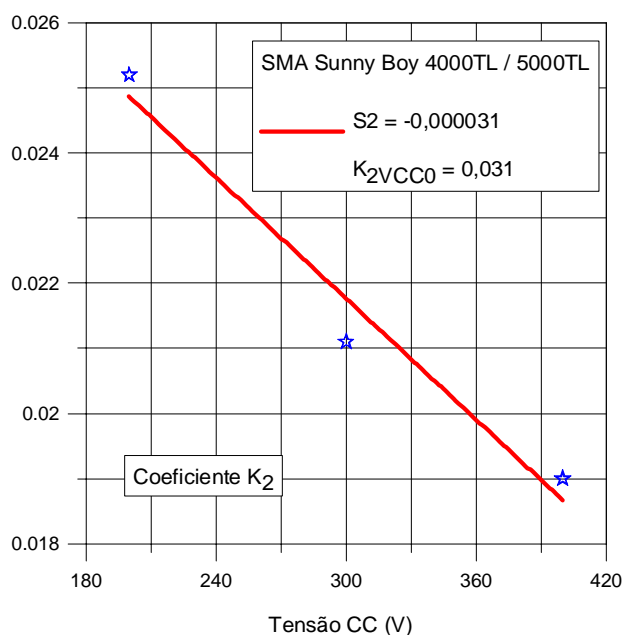


Figura 6.41 – Variação do coeficiente K_2 em função da tensão CC de entrada dos inversores *SMA Sunny Boy 4000TL/5000TL*.

A partir do ajuste entre as curvas fornecidas pelo fabricante e previstas pelo modelo matemático são determinados os coeficientes de potência em cada tensão CC, fornecendo assim informações sobre o comportamento dos mesmos em função da tensão CC e

conseqüentemente, a determinação dos coeficientes de tensão do modelo matemático proposto na Tese e o desenvolvimento do mapa de eficiência destes inversores em função da tensão CC e do nível de carregamento. A Figura 6.42 apresenta o mapa de eficiência em função da tensão CC e da potência relativa dos inversores *SMA Sunny Boy 4000TL* e *SMA Sunny Boy 5000TL*.

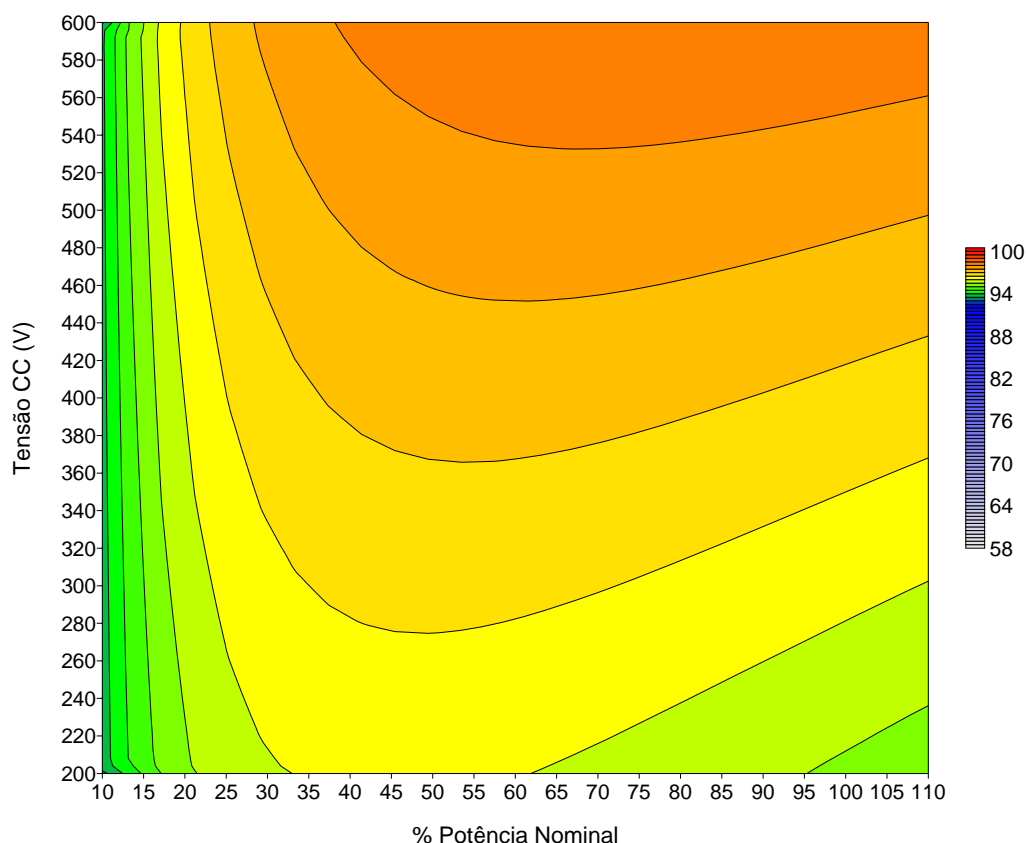


Figura 6.42 – Mapa de eficiência em função da tensão CC e da potência relativa dos inversores *SMA Sunny Boy 4000TL/5000TL*.

Este capítulo apresentou o estudo e comprovação da influência da tensão CC de entrada no comportamento da eficiência CC/CA propondo um modelo matemático que considera a eficiência como função da potência relativa e tensão CC e que requer a determinação de coeficientes experimentais.

7. APLICAÇÃO DOS MODELOS MATEMÁTICOS DESENVOLVIDOS: *FVConect*

A avaliação de uma instalação fotovoltaica conectada à rede pode ser realizada mediante um sistema de monitoramento de longa duração ou de curta duração [Dávila et. al., 2004]. O monitoramento de longa duração requer um sistema automático e permanente de aquisição de dados para uma análise investigativa da instalação. As medidas ambientais (irradiância, temperatura ambiente, velocidade do vento), medidas do sistema fotovoltaico (tensão e corrente na entrada e saída do inversor, temperatura de módulo e de inversor, energia convertida) e medidas da rede elétrica (tensão, frequência) são parâmetros que devem ser medidos continuamente. O monitoramento de curta duração ou pontual requer equipamentos específicos e os parâmetros a serem medidos dependerão do componente que se deseja avaliar. Na revista *Photon*, 2010/4, são analisados 10 programas de simulação de sistemas fotovoltaicos disponíveis no mercado que são independentes de fabricantes e que permitem ao usuário preparar livremente o sistema fotovoltaico que pretende simular. Um software pode ser uma importante ferramenta de auxílio para avaliação, caracterização e análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede permitindo a simulação de sistemas que inclusive ainda não existam. O monitoramento experimental depende de equipamentos de medidas e tempo para execução da análise do sistema, enquanto que um software tem a capacidade de realizar diversas simulações de diferentes configurações. Entretanto, para realizar uma simulação que retorne dados confiáveis é necessário desenvolver um software baseado em modelos matemáticos validados e/ou obtidos a partir de ensaios específicos. O software deve incorporar uma modelagem capaz de descrever o comportamento dos componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede. O software *FVConect* [Krenzinger et. al., 2007] é uma ferramenta de simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede desenvolvida no Laboratório de Energia Solar (Labsol) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). O programa foi desenvolvido em um projeto financiado pela *Eletrobrás* (Centrais Elétricas Brasileiras) e *Finep* (Financiadora de Estudos e Projetos).

7.1 Fator de Dimensionamento de Inversor

O fator de dimensionamento de inversor descreve importante relação entre inversor e gerador fotovoltaico e otimizar o FDI de uma instalação é importante para maximizar a conversão de energia solar. A Figura 7.1 e Figura 7.2 apresentam o comportamento de propriedades (potência, temperatura e irradiância) de um SFCR com FDI de 0,86. As curvas

apresentadas na Figura 7.1 são bem comportadas e geralmente reproduzidas por softwares de simulação, a potência acompanha a irradiância solar e o inversor opera normalmente durante todo o dia. Na Figura 7.2 para a mesma condição observa-se uma separação na curva de potência, em função da irradiância, entre manhã e tarde devido à temperatura dos módulos.

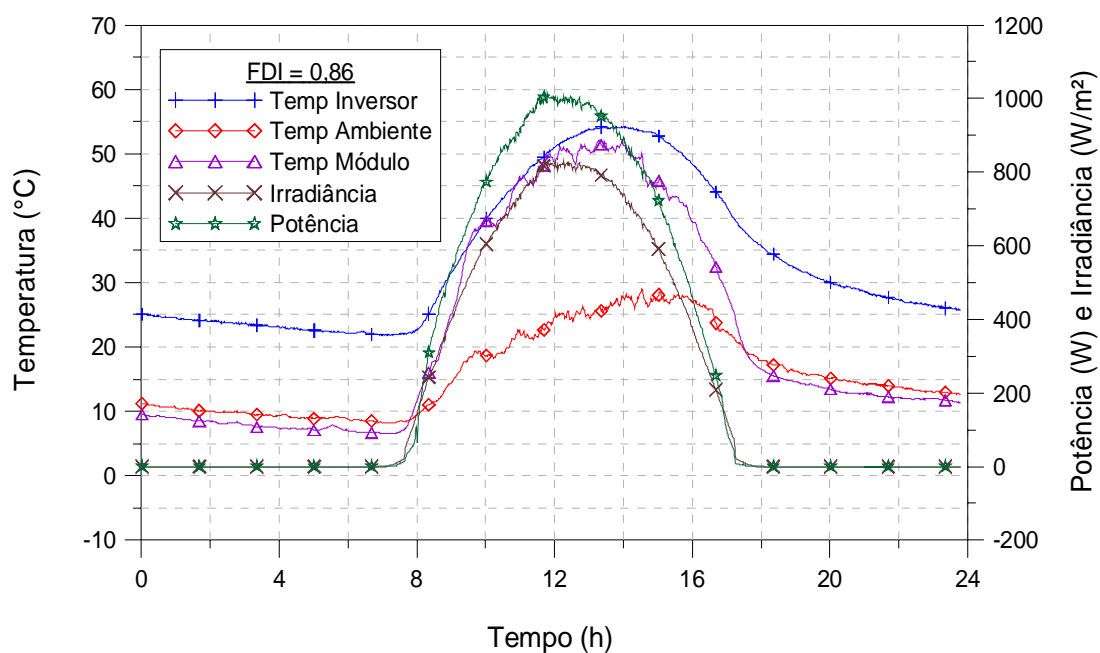


Figura 7.1 – Comportamento elétrico e térmico de um SFCR com FDI de 0,86.

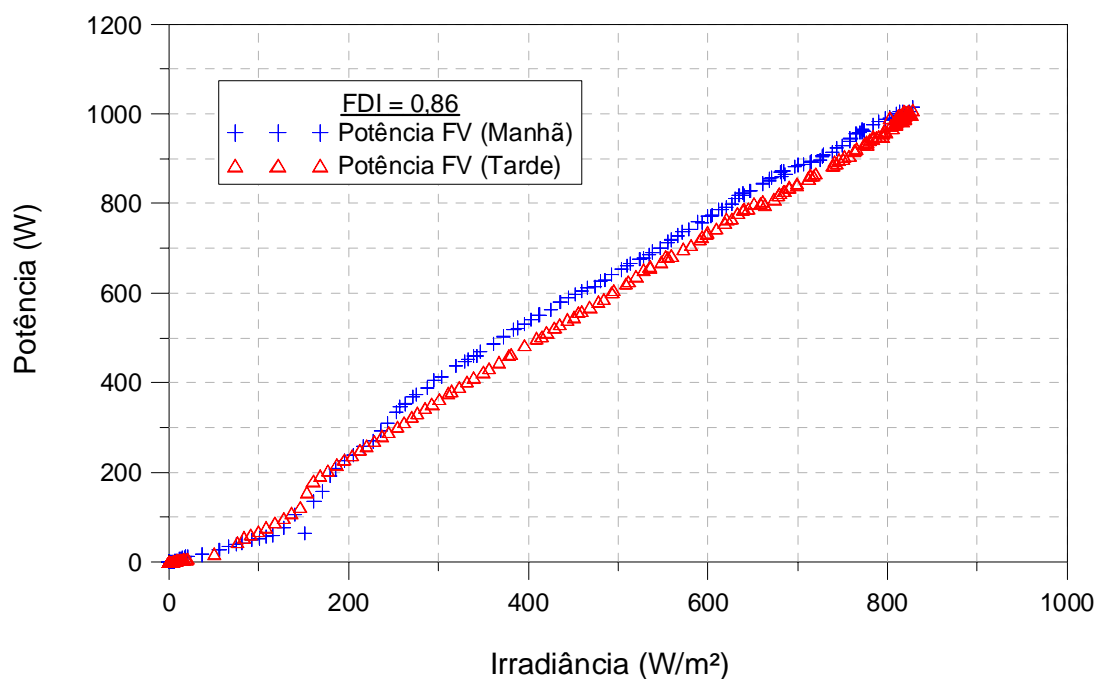


Figura 7.2 – Potência em função da irradiância de um SFCR com FDI de 0,86.

Entretanto o programa deve simular diferentes condições de funcionamento do sistema como limitação de potência devida sobrecarga ou sobreaquecimento. A Figura 7.3 e a Figura 7.4 apresentam o comportamento de propriedades (potência, temperatura e irradiância) de um SFCR com FDI de 0,73. A Figura 7.3 apresenta uma situação de corte de potência no inversor devido ao limite do mesmo, nitidamente formando o patamar da Figura 7.4.

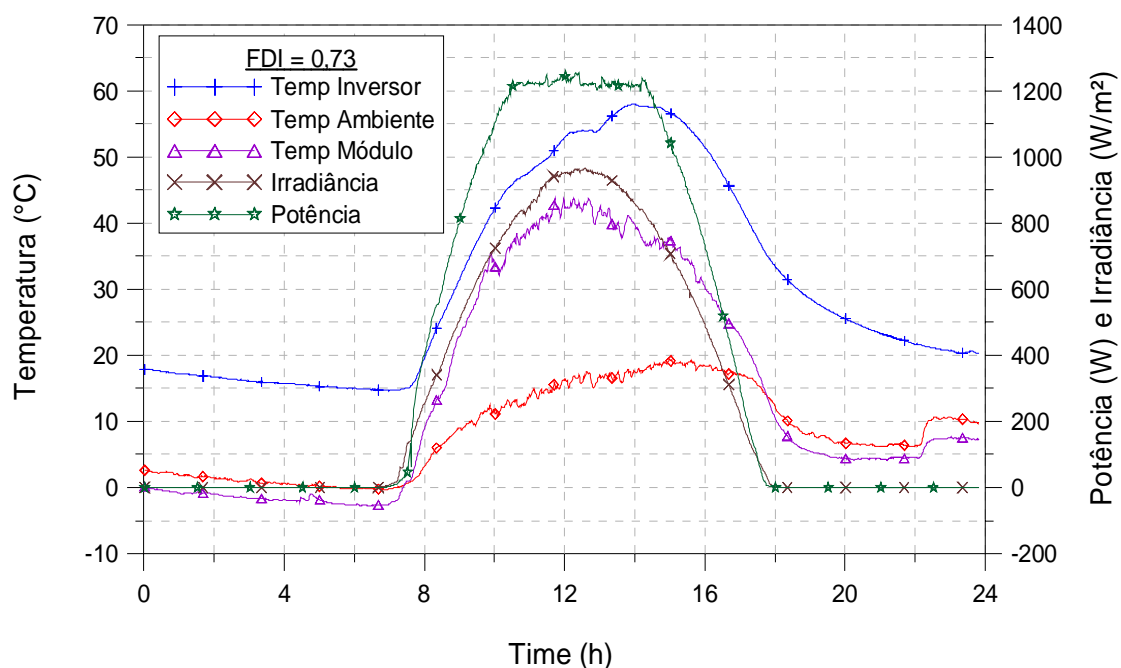


Figura 7.3 – Comportamento elétrico e térmico de um SFCR com FDI de 0,73.

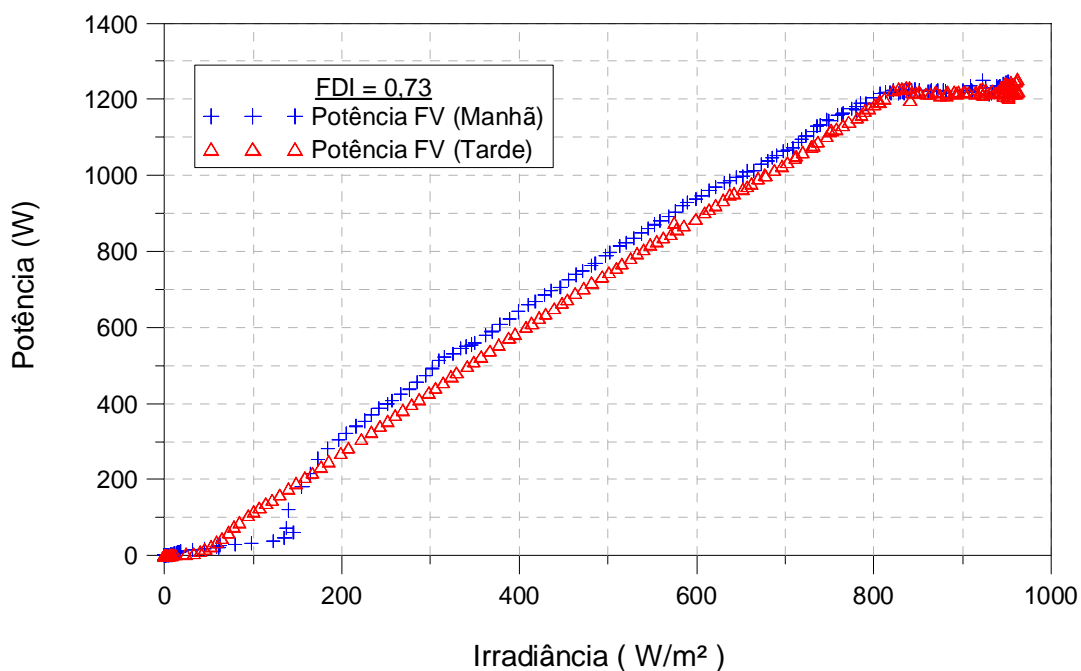


Figura 7.4 – Potência em função da irradiância de um SFCR com FDI de 0,73

A Figura 7.5 e a Figura 7.6 apresentam o comportamento de propriedades (potência, temperatura e irradiância) de um SFCR com FDI de 0,65. Na Figura 7.5 é possível observar o efeito da temperatura do inversor que produz uma perda de produção depois das 12h e revela uma forma de “laço” na correlação da Figura 7.6.

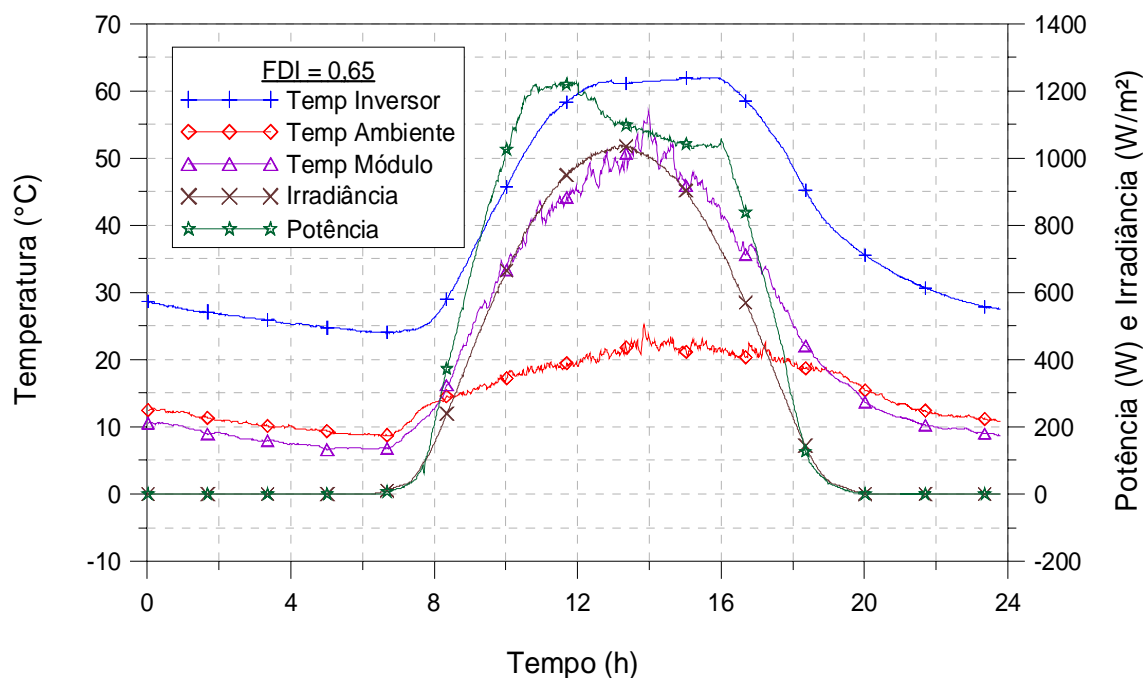


Figura 7.5 – Comportamento elétrico e térmico de um SFCR com FDI de 0,65.

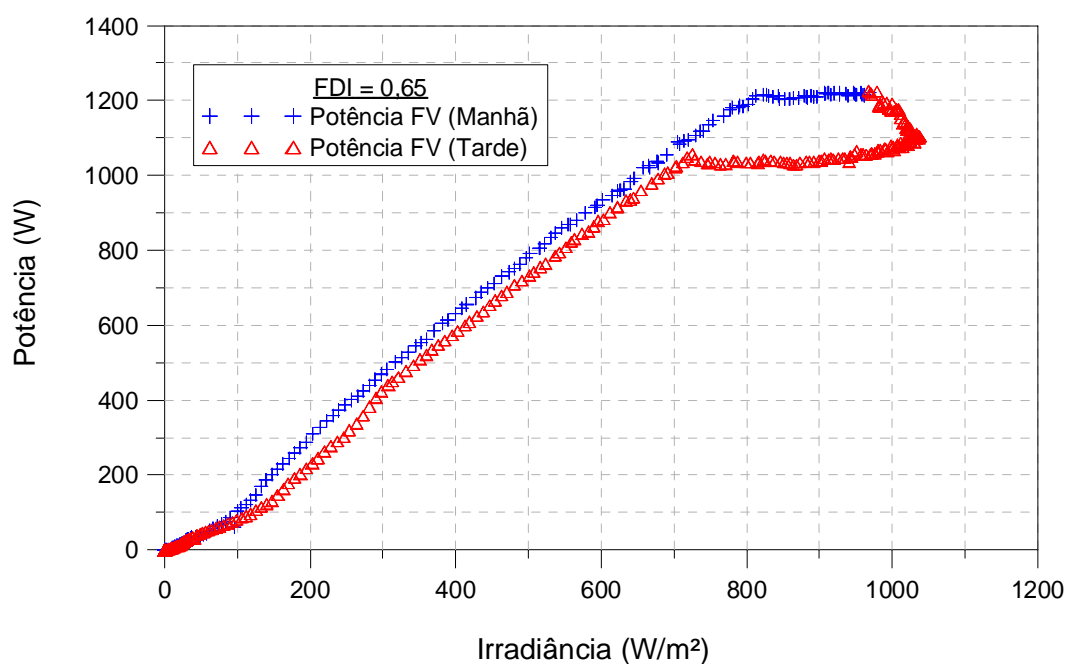


Figura 7.6 – Potência em função da irradiância de um SFCR com FDI de 0,65.

Os resultados apresentados foram obtidos experimentalmente a partir do monitoramento do SFCR instalado no Labsol/UFRGS e que estava dividido em três subsistemas com diferentes fatores de dimensionamento de inversores. Para que o software *FVConect* fosse capaz de reproduzir situações como as descritas anteriormente foi necessário desenvolver uma modelagem matemática para descrever o comportamento de cada componente de um sistema fotovoltaico conectado à rede. A confiabilidade do software está diretamente relacionada à confiabilidade dos modelos matemáticos que descrevem cada componente do sistema. Em particular, o componente central de análise, estudo e desenvolvimento desta Tese é o inversor.

7.2 Descrição do Software

A finalidade básica do programa *FVConect* é realizar uma simulação do comportamento elétrico de cada componente de um sistema fotovoltaico conectado à rede ao longo de um período pré-determinado pelo usuário. O período pode estender-se desde um dia até um ano, permitindo observar resultados de comportamento em uma base temporal horária ou em seqüências de 1 minuto. A simulação retorna dados de temperatura dos componentes, corrente elétrica e tensão em vários pontos do circuito e quantidade e qualidade da energia entregue à rede [Krenzinger, 2008a].

O sistema fotovoltaico conectado à rede, ao não utilizar baterias para armazenamento de energia atua de forma quase instantânea. Isto significa que há pouca influência do histórico anterior para determinar o que acontece no intervalo de tempo que está sendo analisado. No entanto em intervalos da ordem de 1 minuto, a memória do comportamento passado fica restrita aos efeitos térmicos que devem ser considerados tanto nos módulos fotovoltaicos quanto nos inversores. Excetuando estes, pode-se dizer que a potência de conversão de radiação solar incidente em eletricidade injetada na rede depende apenas de um conjunto de variáveis e parâmetros definidos para aquele mesmo instante. Afirmar isto corresponde a admitir que a simulação pudesse iniciar em qualquer instante na linha de tempo. Na realidade bastaria estabelecer com exatidão os valores de temperatura dos módulos, da temperatura dos inversores e da irradiância solar como condição para que toda a simulação fosse realizada. Evidentemente é necessário um conjunto de equações que permitam reproduzir o comportamento de cada componente na condição indicada e depois fazer o encadeamento dos resultados. Inicialmente são gerados os dados que dependem do local em que está localizada a instalação fotovoltaica. O programa trabalha com uma base horária de dados meteorológicos e

necessita das informações de localização e da definição da orientação geométrica dos painéis. Os dados meteorológicos podem ser inseridos pelo usuário ou serem sintetizados. A Figura 7.7 apresenta um esquema do fluxo de dados dentro da simulação.

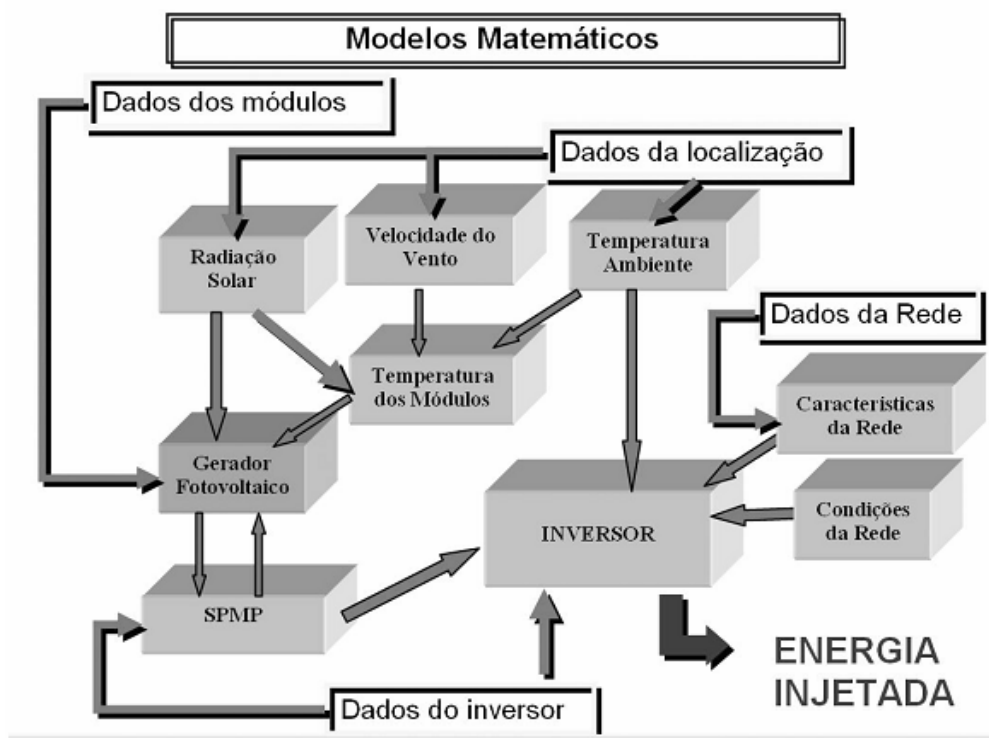


Figura 7.7 – Diagrama de blocos indicando o fluxo da simulação que gera os resultados a partir dos dados fornecidos.

7.2.1 Modelagem de Variáveis Meteorológicas

Para gerar dados de radiação solar diária seqüencial o modelo selecionado é baseado nas Matrizes de Transição de Markov (MTM). Este método foi proposto por Aguiar et al., 1988, e analisado em comparação com outros métodos por Krenzinger e Macagnan, 1988, e Macagnan, 1989. Collares-Pereira e Rabl, 1979, propuseram equações universalmente adotadas para calcular o valor médio estimado da radiação incidente em cada hora a partir da radiação diária. A partir desta distribuição média foi proposto [Krenzinger, 1994] o modelo utilizado neste projeto que soma uma componente aleatória cuja amplitude é modulada pelo valor do índice de transparência atmosférico diário. A combinação dos modelos de radiação diária e de radiação horária permite que, através de 12 dados de médias mensais de radiação solar, seja produzida uma seqüência anual de dados de radiação horária. A transformação dos

dados de radiação horizontal em radiação inclinada é feita com a utilização do modelo de Perez. O programa gera ainda dados de radiação solar em seqüências de 1 minuto. A metodologia utilizada para esta distribuição mescla funções polinomiais originadas do método *spline Bezier* cúbico e composição de freqüências fixas, baseadas em observações de radiação solar medidas em médias de 1 minuto. O programa *FVConect* também sintetiza dados de temperatura. O modelo utilizado no software foi proposto por Krenzinger e Farenzena, 2003. A metodologia para gerar os dados sintetizados de temperatura ambiente começa com valores de radiação solar horária gerada conforme apresentado previamente. Estes dados de radiação solar são necessários como pré-requisitos porque foi considerada uma relação entre a irradiância e a temperatura ambiente.

7.2.2 Modelagem de Células e Módulos Fotovoltaicos

O comportamento de cada célula fotovoltaica é calculado com o modelo de um diodo. A partir deste modelo, estabelecendo o valor dos cinco parâmetros (resistência série, resistência paralela, corrente de saturação reversa, corrente fotogerada e fator de idealidade do diodo) obtém-se a curva $I-V$ completa. Um desenvolvimento analítico apresentado em Krenzinger, 2001, mostra que é possível determinar estes cinco parâmetros a partir dos pontos de curto-circuito, de máxima potência e de circuito aberto, dados que são acessíveis a partir dos catálogos dos módulos. No entanto, devido ao fato de que os dados que constam nos catálogos são dados médios e nem sempre plenamente confiáveis, é preferível medir a curva completa de módulos e formar um catálogo com os valores dos parâmetros extraídos das curvas características dos módulos. O software também simula a temperatura de módulos. Em 1985 foi realizada uma comprovação experimental de um modelo muito simples, baseado na definição da temperatura nominal de operação da célula (NOCT), que prevê a temperatura de um módulo fotovoltaico evoluindo acima da temperatura ambiente como uma função linear da radiação solar incidente [Krenzinger, 1987]. Para a evolução da temperatura em intervalos de 1 minuto, um modelo mais sofisticado foi utilizado [Krenzinger, 2008b].

7.2.3 Modelagem de Arranjos Fotovoltaicos

Um arranjo fotovoltaico corresponde a uma associação de módulos em série e em paralelo. No entanto é mais comum encontrar diferenças entre os módulos de um arranjo do que entre as células de um módulo. O programa realiza o cálculo da associação separando em

primeiro lugar os segmentos do arranjo que correspondem a cadeias de módulos conectados em série. Neste caso para uma mesma corrente (estabelecidas previamente a irradiância solar e a temperatura), cada módulo tem uma única tensão correspondente. A soma das tensões dos módulos será a tensão na cadeia série. Logo são calculados os efeitos da associação paralela: cada cadeia série se polariza na mesma tensão das outras cadeias às quais se associa em paralelo. Para cada tensão do arranjo corresponde uma única corrente em cada cadeia série. O resultado desta análise numérica é a curva completa do arranjo na condição estabelecida. Como não há pontos calculados previamente para cada possibilidade de tensão e corrente, utiliza-se uma interpolação para estabelecer com precisão os resultados de cada função. O resultado deste modelo são dois vetores indexados, um para tensão e outro para corrente, definindo a curva completa do arranjo, com todas as suas imperfeições, quando houver. Estes dados deverão necessariamente iterar com o algoritmo do seguidor do ponto de máxima potência (geralmente embutido no inversor) para encontrar o ponto de trabalho. Conhecida a tensão, haverá apenas uma corrente correspondente, a qual é o resultado final do modelo do arranjo.

7.2.4 Modelagem de Inversores

As principais características elétricas de inversores para conexão à rede são eficiência de conversão de corrente contínua em corrente alternada, eficiência do seguidor do ponto de máxima potência, fator de potência e distorção harmônica total (Muñoz et. al., 2008). Os modelos de inversores procuram, através de uma equação matemática, representar a potência de saída em função da potência de entrada para poder prever o rendimento do inversor em função da carga. Em geral, trata-se de modelos matemáticos que procuram associar os parâmetros com as diferentes perdas de potência que ocorrem no inversor. O modelo proposto para a eficiência de conversão [Jantsch et. al., 1992], utilizado no software, é uma equação de segundo grau escrita de maneira normalizada com relação à potência nominal do inversor. Esta Tese apresentou uma modificação no modelo matemático de Jantsch, 1992, a fim de incluir a dependência da eficiência CC/CA também com a tensão CC. Além do modelo da curva de eficiência, o inversor incorpora o seguidor de máxima potência [Rampinelli et. al., 2008a], que representa uma eficiência separada. O seguidor de máxima potência tem o papel de polarizar o arranjo de módulos em cada instante na tensão em que o mesmo produza a máxima potência. O programa incorpora ainda modelos matemáticos que simulam o comportamento do fator de potência, distorção harmônica total [Rampinelli et. al., 2008b] e

temperatura de operação de inversores [Rampinelli et. al., 2008]. Em um aperfeiçoamento no futuro imediato serão modificados os modelos de eficiência CC/CA para incluir a dependência com a tensão CC de entrada.

7.3 Funcionalidade do Software

A etapa final do desenvolvimento de um programa de simulação computacional é a avaliação da funcionalidade, potencialidade e previsibilidade do software. O primeiro passo é a validação do software que pode ser realizada mediante comparação entre os resultados previstos pelo software e resultados obtidos a partir de medidas experimentais. Na ausência de dados experimentais, a comparação entre os resultados previstos pelo software deve ser realizada com o auxílio de um software de funcionalidade similar e validada. O software deve ser testado e atualizado continuamente a fim de se tornar uma ferramenta útil de auxílio à pesquisa e desenvolvimento.

Dos diversos programas de simulação experimentados [*PVSyst* 2010, *Solar Pro*, 2008 e *SAM* 2010] nenhum contempla modelos que incluam com totalidade os aspectos observados nos experimentos realizados com os inversores em sistemas de baixo FDI. Entre estes softwares o programa *SAM* é um dos mais completos e alguns de seus resultados são discutidos a seguir para exemplificar as inovações introduzidas pelos modelos desenvolvidos nesta Tese. O software *SAM* foi desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) do *U.S. Department Of Energy* (DOE).

Na Figura 7.8 pode-se observar uma seqüência de três dias simulados pelo software *SAM*, onde se apresentam a irradiância solar, a potência CC, a potência CA e os valores de tensão CC apresentados pelo software. Na verdade o programa não declara que a tensão resultante seja a tensão de polarização do arranjo, uma vez que a tensão é nominada como tensão de máxima potência. Nos três dias se observa que tanto a potência CC quanto a potência CA seguem o comportamento da irradiância solar e a tensão segue o comportamento observado para sistema com potências abaixo do corte. Apenas no primeiro dia ocorre corte de potência o qual se manifesta apenas pela curva da potência CA. Para potência disponível CC acima de 1400 W espera-se que o inversor *SMA* ultrapasse a máxima temperatura de operação e produza um aumento na tensão do arranjo para diminuir a corrente de operação. Na simulação a temperatura do inversor não é calculada e nem o aumento na tensão nem a perda de potência no inversor são manifestados, apenas a limitação de potência máxima de saída. Na mesma situação, inversores de outras marcas (como alguns modelos do fabricante

Mastervolt) poderiam desconectar-se completamente pelo excesso de temperatura nos seus componentes.

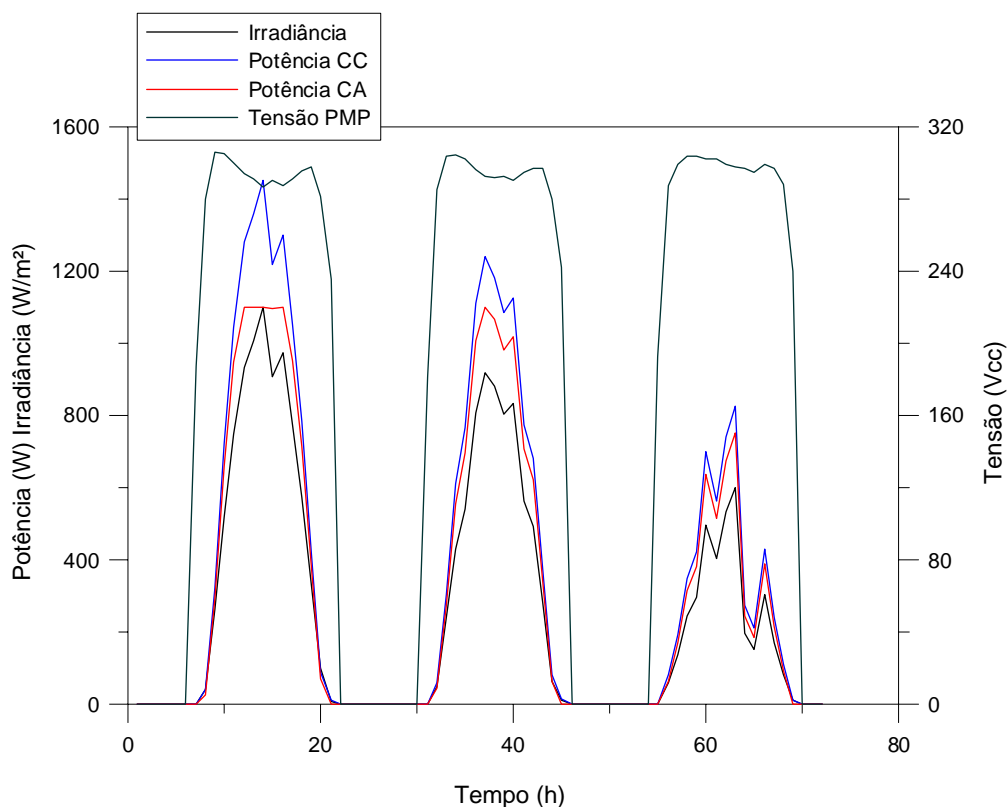


Figura 7.8 – Comportamento de irradiância, potência CC e CA e tensão durante três dias simulados a partir do software *SAM*.

Ao montar um gráfico de potência CC e potência CA em função da irradiância, como o apresentado na Figura 7.2, com dados obtidos através de simulação em seis dias com forte incidência de radiação solar, mais uma vez o corte aparece apenas na componente CA do inversor, porém sem a forma de “laço” esperada, como o que foi mostrado pelos resultados experimentais da Figura 7.6 (a temperatura do inversor não é calculada e não se considera o efeito de diminuição de potência devido à temperatura). A Figura 7.9 apresenta o comportamento da potência CC e da potência CA em função da irradiância obtidos a partir da simulação utilizando o software *SAM*. A Figura 7.10 apresenta o comportamento da potência CA simulada em função da irradiância a partir do software *FVConect* que incorpora o modelo matemático de temperatura do inversor desenvolvido neste Tese. É possível observar o corte por limitação de potência e a forma de “laço” devido à limitação por temperatura.

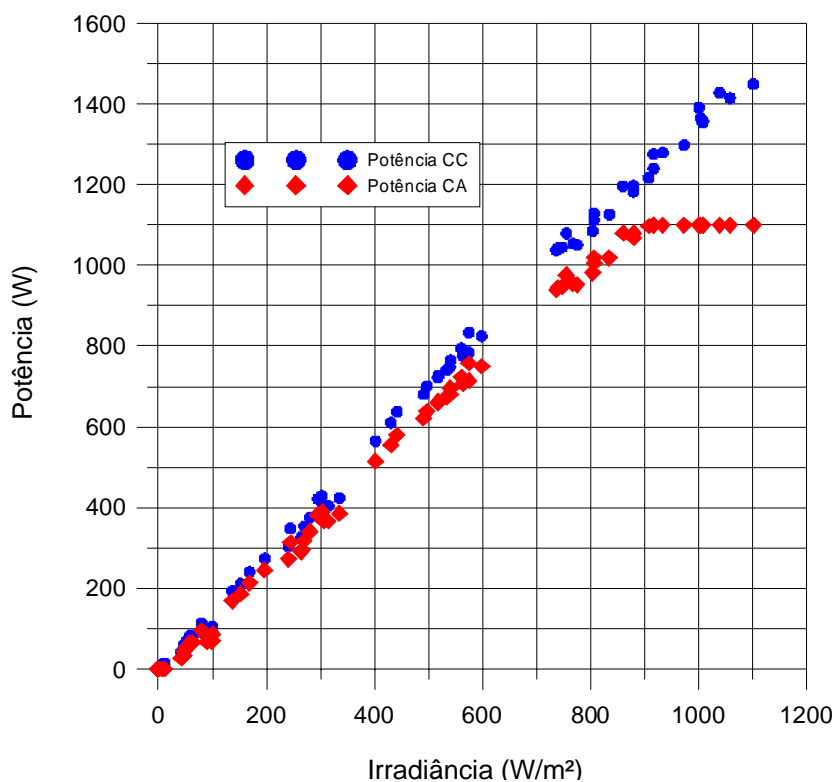


Figura 7.9 – Potência CC e CA em função da irradiância simulados a partir do software *SAM*.

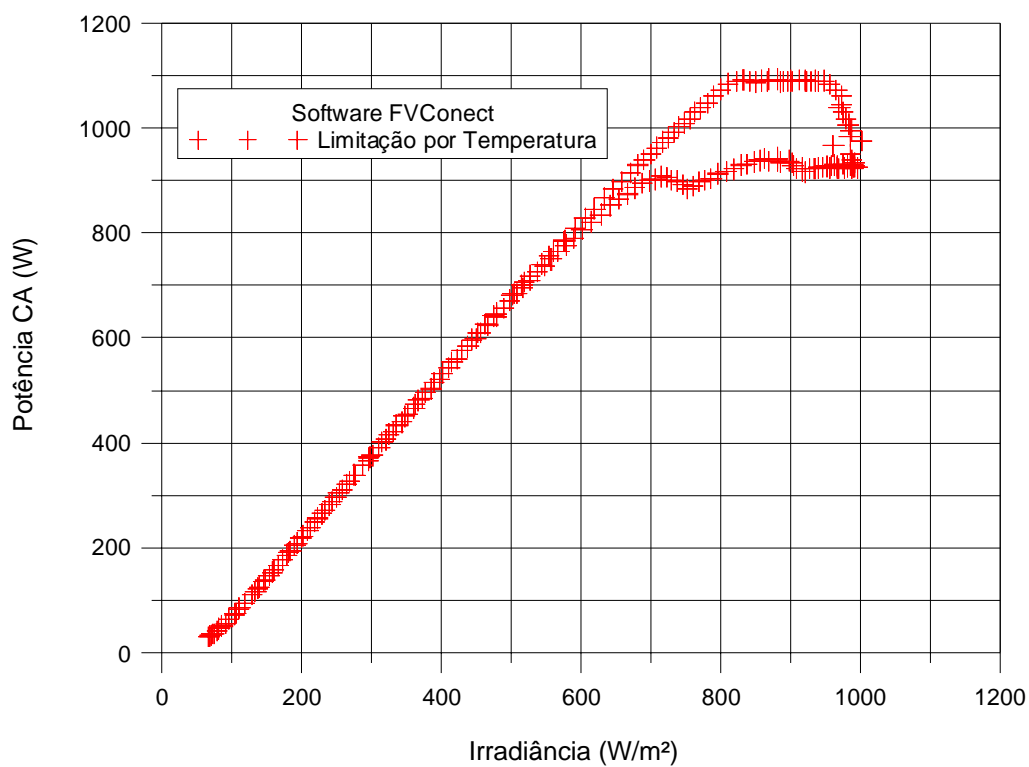


Figura 7.10 – Potência CA em função da irradiância simulada a partir do software *FVConect*.

O objetivo desta comparação não é definir o melhor software de simulação de sistemas fotovoltaicos, uma vez que as potencialidades de cada um são diferentes e necessitam de um amplo, rígido e extensivo processo de verificação e comparação, inclusive com resultados experimentais. A finalidade é apresentar de maneira ilustrativa, algumas das inovações desenvolvidas nesta Tese que foram incorporadas no software *FVConect* e que permitem visualizar resultados peculiares e comumente não reproduzidos pelos softwares comerciais disponíveis no mercado e que foram testados e examinados nesta Tese. A Figura 7.11 apresenta o comportamento da potência CA e da irradiância de um dia simulado a partir do software *FVConect*, onde é possível observar o corte por limitação de potência e a redução da potência de saída do inversor devido à limitação de temperatura. Para proteger os componentes eletrônicos do excesso de temperatura, o sistema de controle do SPMP dos inversores desloca o ponto de polarização do arranjo fotovoltaico para um valor maior de tensão, conseqüentemente diminuindo a corrente e impedindo que os componentes continuem aquecendo-se demasiadamente. Essa condição pode ser comprovada na Figura 7.2 que apresenta o comportamento da tensão CC simulada a partir do software *FVConect* em uma situação de sobre-aquecimento.

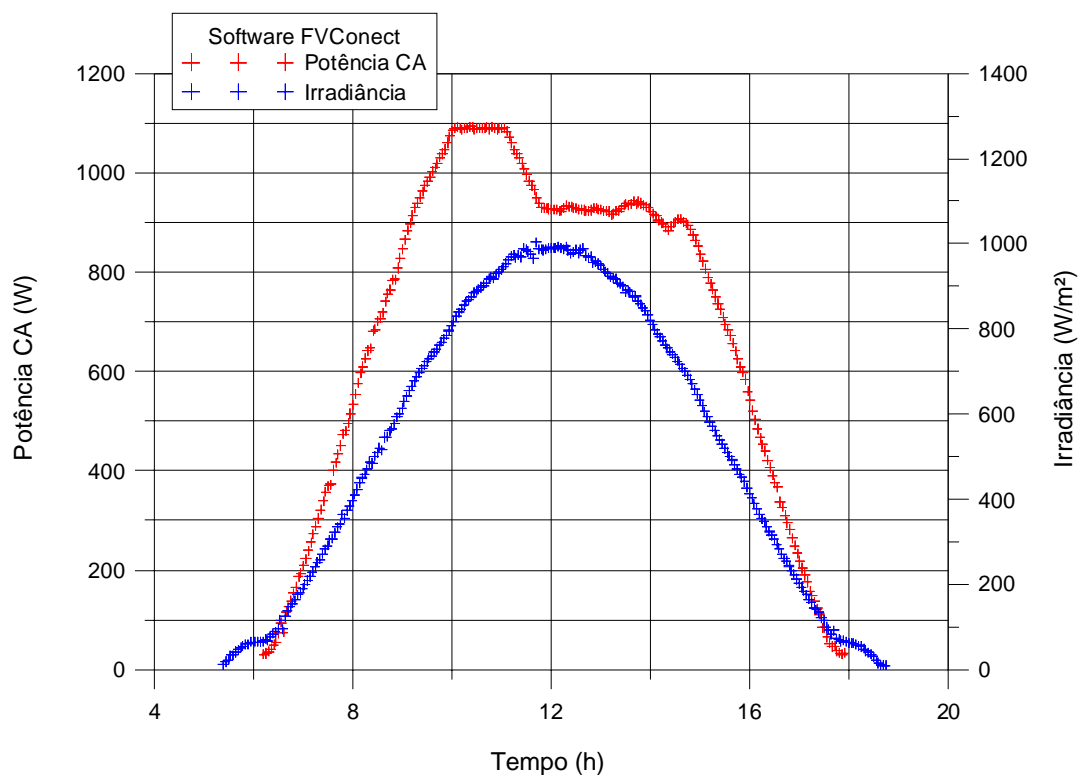


Figura 7.11 – Potência CA em função do tempo simulada a partir do software *FVConect*.

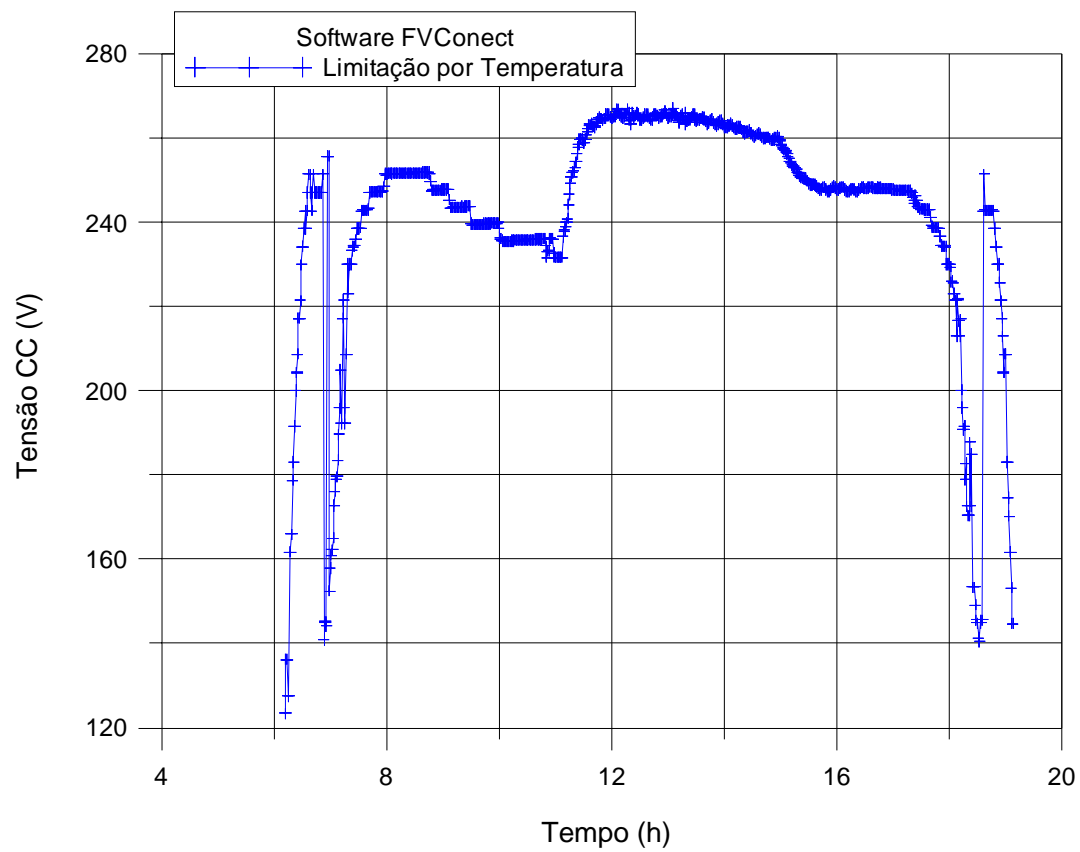


Figura 7.12 – Tensão CC em função do tempo simulada a partir do software *FVConect*.

8. CONCLUSÕES DA TESE

O objetivo geral e os objetivos específicos desta Tese foram atingidos a partir da proposta metodológica experimental descrita sobre ensaios de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Esta Tese apresentou um estudo de características elétricas e térmicas de inversores utilizados em SFCR a partir de uma abordagem teórica e experimental. A contextualização teórica foi importante para definir estratégias, ampliar conhecimento, proporcionar ferramentas de auxílio no desenvolvimento do trabalho e delimitar problemas. A experimentação foi necessária para comprovar idéias, verificar hipóteses, redirecionar propostas e compreender teorias. Os ensaios experimentais de inversores permitiram a caracterização da eficiência de conversão CC/CA, de sua dependência com a tensão de alimentação CC, da eficiência do seguidor do ponto de máxima potência, do fator de potência, da distorção harmônica e temperatura operacional. As características foram analisadas individualmente e proporcionaram resultados que auxiliaram na compreensão do processo de interação entre o arranjo fotovoltaico e o inversor e entre o inversor e a rede elétrica de distribuição.

Para os ensaios de inversores foram utilizados dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, um instalado no Laboratório de Energia Solar (Labsol) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e outro localizado no Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica (LESF) do *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas* (CIEMAT). No Labsol e no LESF foram montadas bancadas de testes de inversores formadas por analisadores de potência e computadores e foram utilizados diversos inversores monofásicos de potência de até 5 kW de diferentes fabricantes, com transformadores de alta ou baixa frequência e sem transformadores.

A finalidade dos ensaios desenvolvidos no Labsol foi medir e analisar diferentes características elétricas e térmicas de inversores a fim de comprovar ou desenvolver modelos matemáticos teóricos que descrevam estas características. Ensaios elétricos de eficiência de conversão CC/CA foram realizados com diferentes modelos de inversores e comprovaram que a eficiência é dependente da potência relativa. Os inversores medidos apresentaram eficiências maiores que 90 % para potências relativas maiores que 10 – 20 % e as eficiências máximas podem ser atingidas em potências relativas entre 30 – 70 % dependendo do fabricante. A eficiência diminui para potências relativas menores, pois todos os equipamentos têm um consumo elétrico mínimo cuja proporção com a potência convertida aumenta para baixas potências. Essas características alertam para a importância do dimensionamento adequado dos

inversores, uma vez que o dimensionamento incorreto pode implicar em perdas energéticas que devem ser quantificadas e comparadas com as opções de dimensionamento disponíveis. Os inversores que não têm transformadores apresentaram eficiências de até 97 %. Para descrever a curva de eficiência em função da potência relativa foi comprovado um modelo matemático encontrado na literatura e que necessita a determinação de coeficientes de potência que são determinados a partir do ajuste entre os pontos medidos experimentalmente e a curva prevista pelo modelo matemático teórico. Os pontos medidos e a curva teórica dos inversores ensaiados apresentaram coeficientes de determinação R^2 maiores que 0,9.

A Tese apresentou uma metodologia para determinação da eficiência do seguidor do ponto de máxima potência a partir de ensaios experimentais de inversores. Mediante os resultados, foi proposto um modelo matemático para descrever a curva de eficiência estática do SPMP obtido a partir do ajuste entre os pontos medidos e a curva teórica descrita pelo modelo matemático proposto. Os ensaios experimentais comprovaram que a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência de inversores atuais é da ordem de 98 – 99 %, podendo apresentar valores menores em momentos de rápidas variações de irradiância.

Ensaio de fator de potência e distorção harmônica também foram apresentados na Tese. O fator de potência também é dependente da potência relativa. Os ensaios mostraram que os inversores utilizados em SFCR apresentaram fator de potência maior que 90 % para níveis de carregamento a partir de 10 – 20 % dependendo do fabricante e fator de potência próximo de 100 % em potências maiores que 60 – 70% da potência nominal. Em baixas potências o fator de potência dos inversores pode variar significativamente dependendo do modelo e fabricante. Se uma norma específica sobre eficiência e qualidade de energia convertida de inversores utilizados em SFCR recomendasse que os inversores para poderem conectar-se à rede necessitassem operar sempre com fator de potência acima de 90 %, a potência relativa mínima que garante essa condição entre os inversores medidos no Labsol/UFRGS varia entre 0,08 e 0,32 da potência nominal. De maneira similar à eficiência, essa é mais uma situação indicativa da importância do dimensionamento correto e adequado do inversor. Um modelo matemático para descrever a curva do fator de potência em função da potência relativa foi proposto e obtido a partir do ajuste entre a curva medida experimentalmente e a curva teórica. A distorção harmônica, que pode ser dividida entre distorção harmônica de tensão e corrente, também foi uma característica analisada e determinada a partir de ensaios experimentais. A distorção harmônica na tensão é independente do funcionamento do inversor, sendo uma característica da rede elétrica local, mas a distorção harmônica da corrente que o inversor está injetando na rede é dependente da

potência relativa em que o inversor está operando. Os valores de distorção harmônica de corrente são normalmente inferiores a 5 % em uma ampla faixa de potência, mas em potência relativas menores que 20 – 10 % a distorção harmônica na corrente pode assumir valores maiores que 20 – 30 % dependendo do fabricante. As componentes harmônicas que apresentam maior contribuição na distorção harmônica total são os harmônicos de ordem ímpar, especialmente os de ordem 3, 5 e 7. Para descrever a curva da distorção harmônica na corrente em função da potência relativa também foi apresentado um modelo matemático obtido a partir dos ensaios experimentais.

As curvas de características elétricas de inversores medidas e as curvas teóricas descritas pelos modelos matemáticos propostos e verificados nesta Tese apresentaram, em geral, coeficientes de determinação R^2 maiores que 0,9 indicando excelente correlação entre pontos medidos e curvas teóricas. Além de ensaios elétricos de inversores, também foram realizados ensaios térmicos com a finalidade de desenvolver um modelo matemático para descrever o comportamento da temperatura operacional de inversores. A Tese apresentou a metodologia de desenvolvimento de um modelo matemático a partir da lei da conservação de energia. O modelo matemático proposto pode ser facilmente compreendido e requer a determinação experimental de dois fatores denominados de fator de capacidade térmica e fator de dissipação.

Os diversos ensaios elétricos e térmicos permitiram um importante aprendizado do funcionamento de inversores em SFCR. Os modelos matemáticos que descrevem características elétricas e térmicas de inversores de SFCR desenvolvidos e seus respectivos coeficientes determinados experimentalmente nesta Tese foram inseridos em um programa de simulação computacional de SFCR. A finalidade do software é simular diferentes sistemas fotovoltaicos conectados à rede sob diferentes condições e sua confiabilidade está diretamente condicionada à confiabilidade dos modelos matemáticos utilizados no processo de simulação. A validação parcial do software foi dividida em duas partes. Inicialmente foram comparados resultados obtidos a partir da simulação de um SFCR idêntico ao sistema montado no Labsol e resultados obtidos mediante correlações de potência que foram obtidas experimentalmente. Posteriormente foram comparados resultados de simulação obtidos a partir do software desenvolvido no Labsol e de um software comercial. Em ambas as comparações, os resultados provenientes da simulação do software desenvolvido mostraram consistência com os resultados utilizados como referência.

Os ensaios elétricos de inversores realizados no Labsol indicaram que eficiência CC/CA, eficiência do SPMP, fator de potência e distorção harmônica na corrente são

características dependentes da potência relativa, ou seja, do nível de carregamento do inversor, mas outras variáveis, como a tensão CC de entrada, podem influenciar nestas características. A finalidade dos ensaios elétricos desenvolvidos no CIEMAT foi analisar a influência da tensão CC de entrada na eficiência CC/CA e no fator de potência, ou seja, uma característica de entrada e outra de saída. Os inversores foram ensaiados em diferentes tensões CC de entrada e as curvas de eficiência CC/CA e fator de potência foram determinadas sob diferentes condições. Os resultados indicam que a influência da tensão CC de entrada no comportamento do fator de potência pode ser desconsiderada, mas os ensaios mostraram que a tensão CC influencia nas curvas de eficiência CC/CA. Os inversores que operam em um intervalo de tensão entre 100 e 400 V, aproximadamente, apresentaram melhores desempenhos em tensões próximas da máxima tensão enquanto que inversores que operam em um intervalo de tensão entre 300 e 700 V, aproximadamente, apresentaram melhores desempenhos em tensões próximas da mínima tensão. A partir dos ensaios experimentais realizados no CIEMAT foi proposto um modelo matemático modificado para descrever a curva de eficiência CC/CA considerando a potência relativa e a tensão CC de entrada. O modelo matemático proposto considera que os coeficientes de potência do modelo matemático que considera apenas dependência com a potência relativa não são constantes, mas variam linearmente com a tensão CC de entrada. A partir da determinação dos coeficientes de tensão que representam o comportamento dos coeficientes de potência em função da tensão CC foi possível desenvolver mapas que mostram o comportamento dinâmico da eficiência CC/CA em função da potência relativa e da tensão CC de entrada.

A análise do comportamento de inversores de SFSCR permitiu importante contribuição no entendimento do desempenho deste equipamento e sua interação com os demais componentes de um sistema fotovoltaico. Os resultados apresentados nesta Tese alertam para a importância do dimensionamento adequado e correto de inversores permitindo que os mesmos ofereçam seu máximo desempenho e indicam a necessidade do desenvolvimento de normativas que possam garantir eficiência e qualidade da energia elétrica que sistemas fotovoltaicos injetam na rede elétrica criando um panorama de confiança para que a energia solar fotovoltaica possa contribuir na diversificação da matriz energética brasileira.

8.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

- Determinar as características elétricas de inversores utilizando uma fonte de simulação de sistemas fotovoltaicos.

- Determinar coeficientes de potência, em função da tensão CC de entrada, do modelo matemático de eficiência CC/CA proposto nesta Tese a partir dos mapas de eficiência em função da potência relativa e tensão CC disponíveis em revistas especializadas inserindo-os no banco de dados de inversores do software *FVConect*.
- Desenvolver médias ponderadas de eficiência de conversão CC/CA, eficiência do SPMP, fator de potência e distorção harmônica na corrente de inversores, equivalente à ponderação europeia e californiana, de acordo com as características de radiação solar no Brasil considerando também a influência do fator de dimensionamento de inversor.
- Validar o programa de simulação computacional *FVConect* a partir da comparação de resultados simulados a partir do *FVConect* com dados medidos de instalações fotovoltaicas.
- Comparar resultados simulados a partir do *FVConect* com simulações obtidas a partir de softwares similares disponíveis no mercado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Banco de Informação de Geração: Matriz de Energia Elétrica.** <http://www.aneel.gov.br>. 2010.
- Agilent Technologies. **User's Guide – Manual do Fabricante do Multímetro Agilent 34970A.** 1999.
- Aguiar, R. J.; Collares-Pereira, M.; Conde, J. P. **A Simple Procedure for the Generation of Sequences of Daily Radiation Values Using Markov Transition Matrices.** Solar Energy, v. 40, pp. 269-279. 1988
- Albo, E.; Alonso-Abella, M.; Chenlo, F. **Certification of Grid-Connexion Inverter Under New Spanish Legislation – Comparison with other European and International Standards and Tests Results on Commercial Inverters.** PV Technology to Energy Solutions Conference and Exhibition, Rome, Italy, pp. 898-901. 2002.
- Alonso-Abella, M.; Silva, J. P.; Chenlo, F.; Fabero, F.; Vela, N.. 2008. **Aceptación de Módulos Fotovoltaicos para Grandes Centrales.** 14th Congreso Ibérico y 9th Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Vigo, España, pp. 991-996. 2008.
- Alonso-Abella, M.; Chenlo, F.; Salas, V. **Test Results of PV Grid-Connected Inverters.** 9th World Renewable Energy Congress Exhibition and Comptetion, Florence, Italy. 2006a.
- Alonso-Abella, M.; Salas, V.; Chenlo, F. **Conexión a Red: Resultados de Medida de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos.** Era Solar, vol. 134, pp. 54-65. 2006b.
- Alonso-Abella, M. A.; Chenlo, F. **Estimación de la Energía Generada por un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red.** Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos, CIEMAT, Madrid, España. 2005.

- Alonso-Abella, M.; Chenlo, F. **A Model for Energy Production Estimation of PV Grid-Connected Systems Based on Energetic Losses and Experimental Data. On Site Diagnosis.** 19th European Photovoltaic Solar Energy and Exhibition. Paris, France, pp. 2447-2450. 2004a.
- Alonso-Abella, M.; Chenlo, F. **Choosing the Right Inverter for Grid-Connected PV Systems.** Renewable Energy World, vol. 7, pp. 132-147. 2004b.
- Alonso-Abella, M.; Chenlo, F. **Inversores para Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica.** Era Solar, vol. 115, pp. 18-33. 2003.
- Alonso-Garcia, M. C. **Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica – El Generador Fotovoltaico.** vol. 1, cap. 7. 2009.
- Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF). **Situación de la Energía Solar Fotovoltaica.** Relatorio de la ASIF, 2007.
- Balenzategui-Manzanares, J. L. **Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica – Tecnología de Células Solares de Silicio Cristalino.** vol. 1, cap. 2. 2009.
- Batrinu, F.; Chicco, G.; Schlabbach, J.; Spertino, F. **Impacts of Grid-Connected Photovoltaic Plant Operation on the Harmonic Distortion.** 13th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference. 2006.
- Bhattacharya, G.; et. al. **“Removal of the Hot Spot Problem in Photovoltaic Modules and Arrays.”** Sol Cells, vol. 31, pp. 1-12. 1991.
- Bilbao, J.; Miguel, A. **Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica – Radiación Solar.** vol. 1, cap. 13. 2007.
- Bishop, J. W. **Computer Simulation of the Effects of Electrical Mismatches in Photovoltaic Cell Interconnection Circuits.** Sol Cells, vol. 25, pp. 73-89. 1988.

- Bravo, I. L.; Pérez, M. A. S.; Hernández, V. R.; Ramirez, A. S. **Analisis Comparativo de la Influencia de la Condiciones Climaticas en Europa en la Eficiencia de una Instalacion Fotovoltaica de Conexión a Red.** XII Congreso Ibérico y VII Congreso Iberoamericano de Energía Solar. Vigo, Espanha. 2004.
- Bucciarelli Jr., L. L. **Power Loss in Photovoltaic arrays due to mismatch in cell characteristics.** Sol Cells, vol. 23, pp. 277-288. 1979.
- Burger, B.; Rüther, R. **Inverter Sizing of Grid-Connected Photovoltaic Systems in the Light of Local Solar Resource Distribution Characteristics and Temperature.** Solar Energy, vol. 80, pp 32-45. 2006.
- Burger, B.; Rüther, R. **Site Dependent System Performance and Optimal Inverter Sizing of Grid-Connected Systems.** 31st Photovoltaic Specialist Conference. Orlando, USA, pp. 1675-1678. 2005.
- Byunggyu, Y.; Mikihiko, M.; Junghun, S.; Gwonjong Y. **A High Power Quality Anti-Islanding Method Using Effective Power Variation.** Solar Energy, vol. 82, pp. 368-378. 2008.
- Caamaño-Marin, E.; Laukamp, H.; Jantsch, M.; Erge, T.; Thornycroft, J.; De Moor, H.; Cobben, S.; Suna, D.; Gaiddon, B. **Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 16, pp. 629-643. 2008.
- Caamaño-Martín E. **Edificios Fotovoltaicos Conectados a La Red Eléctrica: Caracterización y Análisis.** Doctoral Thesis, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, Spain. 1998.
- Calais, M.; Myrzik, J.; Spooner, T.; Agelidis, V. G. **Inverters for Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Systems – An Overview.** Power Electronics Specialists Conference, pp. 1995-2000. 2002.

- Cardona, M. S.; Carretero, J. **Analysis of the Current Total Harmonic Distortion for Different Single Phase Inverters for Grid-Connected PV Systems.** Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 87, pp. 529-540. 2005.
- Chamberlin, C. E.; Lehman, P.; Zoellick, J.; Paulleto, G. **Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays.** Solar Energy, vol. 54, pp. 165-171. 1995.
- Chicco, G.; Schlabach, J.; Spertino, F. **Experimental Assessment of the Waveform Distortion in Grid-Connected Photovoltaic Installations.** Solar Energy, vol 83, pp. 1026-1039. 2009.
- Chicco, G.; Napoli, R.; Spertino, F. **Experimental Evaluation of the Performance of Grid-Connected Photovoltaics System.** IEEE Melecon, Dubrovnik, Croatia, pp. 1011-1016. 2004.
- Chivelet, N. M.; Chenlo-Romero, F.; Alonso-Garcia, M. C. **Modelado y Fiabilidad de los Inversores para Instalaciones Fotovoltaicas Autónomas a partir de Medidas con Cargas Resistivas y Reactivas.** 7th Congreso Ibérico de Energía Solar, España, pp. 463-468. 1994.
- Chuttchaval, J.; Enjeti, P. N. **Development of a Robust Anti-Islanding Algorithm for Utility interconnection of Distributed Fuel Cell Powered Generation.** IEEE Transactions on Power Electronics. vol 19, n. 5, pp. 1163-1170. 2004.
- Collado, E.; Castro, M.; Colmenar, A. **Evolución de la Regulación y Perspectivas en la Industria Fotovoltaica Española.** 14th Congreso Ibérico y 9th Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Vigo, España, pp. 1045-1050, 2008.
- Collares-Pereira, M.; Rabl, A.. 1979. **The average Distribution of Solar Radiation Correlations between Diffuse and Hemispherical and between Daily and Hourly Insolation Values.** Solar Energy, v. 22, pp. 155-164. 1979.

- Colle, S.; Pereira, E. B. **Atlas de Irradiação Solar do Brasil – 1º Versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície.** Brasília: Instituto Nacional de Meteorologia. 1998.
- Cruz, I. **Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energia Solar Fotovoltaica – Inversores Conectados a Red y Autónomos.”** vol. 1, cap. 11. 2009.
- Dávilla, L.; Castro, M.; Amador, J.; Puerta D., Colmenar, A. **Sistema de Medida para el Modelado y Monitorizado de Generadores Fotovoltaicos Conectados a Red.** 12th Congresso Ibérico y 7th Congresso Iberoamericano de Energia Solar, Vigo, España, pp. 1049-1054. 2004.
- De Cesare, G.; Caputo, D.; Nascetti, A. **Maximum Power Point Tracker for Portable Photovoltaic Systems with Resistive-like Load.** Solar Energy. v. 80, pp. 982-988. 2006.
- Decker, B., Jahn, U., Rindelhardo, U., Vaaben, W. **The German 1000 – Roof Photovoltaic Programme: System Design and Energy Balance.** 11nd E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland. 1992
- Dias, J. B.; Silvério; W. V.; Krenzinger, A.. 2007. **Simulação dos índices da Performance Energética para uma Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede em Diferentes Locais.** I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Brasil. 2007.
- Dias, J. B. **Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para Otimização do Fator de Dimensionamento.** Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2006.
- Dias, J. B.; Krenzinger, A.; Prieb, C. W. M. **Análise del comportamiento de una Instalación Fotovoltaica Conectada a la Rede Eléctrica de Distribución.** Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente, vol. 9, n. 4, pp.25-30. 2005.

- Drif, M.; Perez, P. J.; De la Casa, J.; Aguilera, J. **Análisis de Cuatro Años de Funcionamiento del Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red de 200 KWP. Proyecto Univer.** 12th Congresso Ibérico y 7th Congresso Íberoamericano de Energía Solar, Vigo, España. 2004.
- Dugan, R. C; McGranaghan, M. F.; Wayne Beaty, H. “Electrical Power Systems Quality.” McGraw Hill, 265p. 1996.
- Duru, H. T. **A Maximum Power Tracking Algorithm Based on $I_{MPP} = f(P_{MAX})$ function for Matching Passive and Active Loads to a Photovoltaic Generator.** Solar Energy. vol. 80, pp. 812-822. 2006.
- Enrique, J. M.; Durán, E.; Cardona, M. S.; Andújar, J. M. **Theoretical Assessment of the Maximum Power Point Tracking Efficiency of Photovoltaic Facilities with Different Converter Topologies.** Solar Energy. vol 81, pp 31-38. 2007.
- Femia, N.; Petrone, G.; Spagnuolo, G.; Vitelli, M. **Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method.** IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 20, n. 4, pp. 963-973. 2004.
- Fluke Corporation. **Fluke 434/435 Three Phase Power Quality Analyzer.** Guia do usuário. 2007.
- Fronius.* **Manual de Instrução do Equipamento Fronius.** Descrição Técnica do Fabricante. 2005.
- Galhardo, M. A. B.; Pinho, J. T. **Avaliação da Qualidade da Energia Fornecida por Sistemas Renováveis Isolados de Pequeno Porte.** 5th AGRENER – Encontro de Energia no meio rural. 2004.
- Galhardo, M. A. B.; Pinho, J. T. **Análise do desempenho de inversores de pequeno porte com diferentes formas de onda.** 4th AGRENER – Encontro de Energia no meio rural. 2002.

- Galli, C.; Moehlecke, A.; Basso, D.; Catelli, F.; Zanesco, I.; Rocha, J. B.; Scolari, L. M.; Salami, M. **Sobre Volta, Batatas e Fótons**. Porto Alegre, ed. PUCRS. 2003.
- García, M.; Maruri, J. M.; Marroyo, L.; Lorenzo, E.; Pérez, M. **Partial Shadowing, MPPT Performance and Inverter Configurations: Observations at Tracking PV Plants**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol 16, pp. 529-536. 2008.
- Gasparin, F. P. **Desenvolvimento de um Traçador de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2009.
- Gergaud, O.; Multon, B.; Ahmed, H. B. **Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models**. 7th International Electrimacs Congress, Montreal. 2002.
- Girbau, Z.; Chenlo, F.; Caamaño-Martin, E. **Comparación de dos sistemas FVS distintos conectados a rede en la misma localidad**. 12th Congresso Ibérico y 7th Congresso Iberoamericano de Energia Solar, Vigo, Espanha, pp. 1031-1036. 2004.
- González, R.; López, J.; Sanchis, P.; Marroyo, L. **Transformerless Inverter for Single-Phase Photovoltaic System**. IEEE Transactions on Power Electronics, vol 22, n. 2, pp. 693-697. 2007.
- González, C. C. **Photovoltaic Array Loss Mechanisms**. Sol Cells, vol. 18, pp. 373-382. 1986.
- González, C. C., Weaver, R. **Circuit Design Considerations for Photovoltaic Modules and Systems**. 14th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 528-535. 1980.
- Guastella, S. **Assessment of PV Plants Performance in Italy**. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Milan, Italy. 2007.
- Gupta, A., Milnes A. G. **Effects of shading and Defects in Solar Cell Arrays**. 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1111-1116. 1981.

- Haag, R. **Desenvolvimento de um Radiômetro Espectral e Metodologia para Caracterização do Espectro Solar.** Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2007.
- Haeberlin, H., Borgna, L., Kaempfer, M., Zwahlen, U. **News Tests at Grid-Connected PV Inverters: Overview over Tests Results and Measured Values of Total Efficiency.** 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany. 2006.
- Haeberlin, H.; Borgna, L.; Kaempfer, M.; Zwahlen, U. **Total Efficiency – A new Quantity for Better Characterisation of Grid-Connected PV Inverters.** 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Barcelona, Spain. 2005.
- Haeberlin, H.; Borgna, L. **A new Approach for Semi-Automated Measurement of PV Inverters, Especially MPP Tracking Efficiency, using a Linear PV Array Simulator with High Stability.** 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, France. 2004.
- Haeberlin, H. **Evolution of Inverters for Grid-Connected PV System from 1989 to 2000.** 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, Germany. 2001.
- Haeberlin, H., Graf, J. **Islanding of Grid-connected PV Inverters: Tests Circuits and some Tests Results.** 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion. Vienna, Austria. 1998a
- Haeberlin, H., Renken, C. **Grid-Connected PV Plant Jungfrauoch (3454m) in the Swiss Alps: Results of more than four Years of trouble-free Operation.** 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion. Vienna, Austria. 1998b.
- Hassaine, L.; Olías, E.; Quintero, J.; Haddadi, M. **Digital Power Factor Control and Reactive Power Regulation for Grid-Connected Photovoltaic Inverter.** Renewable Energy, vol 34, pp. 315-321. 2009.

- Hecktheuer, L. A. **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2001.
- Hecktheuer, L.A., Krenzinger, A., Prieb, C.W.M. **Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis**. Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences, 24: pp. 26 - 31. 2002.
- Hohm, D. P.; Ropp, M. E. **Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol 11, pp. 47-62. 2003.
- Hollman, J. P. **Experimental Methods for Engineers**. McGraw-Hill, New York. 1996.
- Huang, B. J.; Sun, F. S.; Ho, R. W. **Near Maximum Power Point Operation (nMPPO) Design of Photovoltaic Power Generation System**. Solar Energy. v. 80, pp. 1003-1020. 2006.
- Hung, G. K., Chang, C. C., Chen, C. L. **Automatic Phase-Shift Method for Islanding Detection of Grid-Connected Photovoltaic Inverters**. IEEE Transactions on Power Electronics. Volume 18, número 1, pp. 169-173. 2003.
- Hussein, K. H.; Muta, I. **Maximum Photovoltaic Power Tracking: An Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions**. IEEE on Generation, Transmission and Distribution, vol. 142, n.1, pp. 59-64. 1995.
- Iannone, F., Noviello, G., Sarno, A. **“Monte Carlo Techniques to Analyse the Electrical Mismatch Losses in Large Scala Photovoltaic Generators.”** Solar Energy, vol. 62, pp. 85-92. 1998.
- Ingeteam*. 2008. **Ingecon Sun Inversores Conectados a Red – Uma Família Completa de Inversores para la Conexión a Red de Plantas Fotovoltaicas**. Información Técnica de Produto. 2008.

- International Energy Agency (IEA). **Trends in Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2009**. Photovoltaic Power System Programme (PVPS). 2010.
- International Electrotechnical Commission (IEC 50530). **Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters**. 2008.
- International Electrotechnical Commission (IEC 61683). **Photovoltaic Systems – Power Conditioners – Procedure for Measuring Efficiency**. 2008.
- Iliceto, A, et al. **Assessment of Blocking and Bypass Diodes Application in PV Power Plants**. 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 2. Anais Vienna, pp. 2108-2111. 1998.
- Infield, D. G.; Onions, P.; Simmons, A. D.; Smith, G. A. **Power Quality from Multiple Grid-Connected Single Phase Inverter**. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 19, n. 4, pp. 1983-1989. 2004.
- Islam, S.; Woyte, A.; Belmans, R.; Heskes, P. J. M.; Rooij, P. M. **Investigating Performance, Reliability and Safety Parameters of Photovoltaic Module Inverter: Test Results and Compliances with the Standards**. Renewable Energy, vol 31, pp. 1157-1181. 2009.
- Jahn, U.; Nasse, W. **Performance Analysis and Reliability of Grid-Connected PV Systems in IEA Countries**. WCPEC, Osaka, Japan. 2003.
- Jahn, U.; Mayer, D.; Heidenreich, M.; Dahl, R.; Castello, S.; Clavadetscher, L.; Frölich, A.; Grimmig, B.; Nasse, W.; Sakuta, K.; Sugiura, T.; Van der Borg, N.; Van Otterdijk, K. **International Energy Agency PVPS Task 2: Analysis of the Operational Performance of the IEA Database PV Systems**. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Glasgow, United Kingdom. 2000.

- Jahn, U.; Mayer, D.; Niemann, M.; Dahl, R.; Castello, S.; Clavadetscher, L.; Faiman, D.; Blaesser, G.; Sachau, J.; Sakuta, K.; Yamaguchi, M.; Zoglauer, M.; Van Otterdijk, K. **International Energy Agency Task 2 Database on Photovoltaic Power Systems: Statistical and Analytical Evaluation of PV Operational Data.** 15th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Vienna, Austria. 1998.
- Jantsch, M.; Schimidt, H.; Schmid, J. **Results of the Concerted Action on Power Conditioning and Control.** 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Suíça, pp 1589-1593. 1992.
- Kawamura, T.; Harada, K.; Ishihara, Y.; Todaka, T.; Oshiro, T.; Nakamura, H.; Imataki, M. **Analysis of MPPT Characteristics in Photovoltaic Power System.** Solar Energy Materials and Solar Cells. v. 47, pp. 155-165. 1997.
- Keating, L., Mayer, D., McCarthy, S., Wrixon, G. T. **Concerted Action on Computer Modeling and Simulation.** European Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisboa, Portugal. 1991.
- Keller, L., Affolter, P. **Optimizing the panel área of a photovoltaic system in relation to the static inverters – Practical Results.** Solar Energy, v.55, n.1, p.1-7. 1995.
- Kengo, M., Hiroshi, K., Izumi, T., Yoshihiro, H. **Degradation Factor Analysis of Crystalline-Si PV Modules Through Long-Term Field Exposure Test.** 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan. 2003.
- Kil, A. J., Weiden, T. C. J. V. D. **Performance of Modular Grid-Connected PV Systems with Undersized Inverters in Portugal and the Netherlands.** 1nd WCPEC-IEE, Hawaii. 1994.
- Kim, S. **Robust Maximum Power Point Tracker Using Sliding Mode Controller for the three Phase Grid-Connected Photovoltaic System.** Solar Energy, vol. 81, pp. 405-414. 2007.

- King, D. L., Gonzalez, S.; Galbraith, G. M.; Boyson, W. E. **Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverter**. Sandia National Laboratories, Sandia Report. 2007.
- King, D.L. Kratochvil, J.A. Quintana, M.A. McMahon, T.J. **Applications for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing. Photovoltaic Specialists Conference**. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, 1487-1490. 2000.
- Kjaer, S. B.; Pedersen, J. K.; Fellow, F. B. **A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules**. IEEE Transactions on Industry Applications, vol 41, n. 5, pp. 1292-1306. 2005.
- Kobayashi, K.; Takano, I.; Sawada, Y. **A Study of Maximum Power Point Tracking Control of a Photovoltaic System under Partially Shaded Isolation Conditions**. Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 90, pp. 2975-2988. 2006.
- Kostal Solar Electric GmbH. **Technical Operating Data**. Descrição Técnica do Fabricante. 2009.
- Kourtesi, S.; Ekonomou, L.; Nakulas, A.; Fotis, G. P.; Zoulias, E. **Modeling and Simulation of a Single Phase Photovoltaic Inverter and Investigation of Switching Strategies for Harmonic Minimization**. 6th WSEAS International Conference on Applications of Electrical Engineering, Istanbul, Turkey. 2007.
- Krenzinger, A. **Simulação Realista de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 14th Congresso Ibérico e 9th Congresso Iberoamericano de Energia Solar. Vigo, Galícia, Espanha. 2008a.
- Krenzinger, A.; Andrade, A. C. **Simulação da Temperatura de Módulos Fotovoltaicos em Operação**. In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Latinoamericana de la ISES, 2008, Florianópolis. Anais do II CBENS & III ISES-CLA. Recife : ABENS, 2008. v. CDROM. 2008b.

- Krenzinger, A.; Prieb, C. W. M.; Dias, J. B.; Blauth, Y. B.; Silvério, W. V.; Vera, L. H.; Garcia, F. H. **Simulação Computacional de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**. In: CBENS 2007 – I Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza, Ceará, Brasil. 2007.
- Krenzinger, A., Prieb, C. W. M. **Clasificación y Selección de Módulos Fotovoltaicos para una Central Conectada a la Red**. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 9, pp 04.19-04.24. 2005.
- Krenzinger, A., Dias, J. B., Prieb, C. W. M. **Sistema Fotovoltaico Conectado à rede no Sul do Brasil**. 12th Congresso Ibérico y 7th Congresso Iberoamericano de Energia Solar, Vigo, Espanha. 1019-1024. 2004.
- Krenzinger, A.; Farenzena, D. **Synthesizing Sequences of Hourly Ambient Temperature Data**. 17th International Congress of Mechanical Engineering, São Paulo. 2003.
- Krenzinger, A. **An Algorithm for PV Array Analysis**. In: 17TH European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2001, Munich. 17TH EPVSEC. Florença, Itália: Mani Fotolito, p. 816-819. 2001.
- Krenzinger, A. **Modelos Matemáticos para la Simulación de Sistemas Fotovoltaicos por Ordenador**. Congresso Latinoamericano sobre Energias Alternativas, Córdoba, Argentina. 1994.
- Krenzinger, A.; Macagnan, M. H. **Estudo Comparativo de Diferentes Modelos de Geração de Séries de Radiação Solar**. II Encontro Nacional de Ciências Térmicas, Águas de Lindóia, pp.389-392. 1988.
- Krenzinger, A. **Contribución al Diseño de Sistemas Fotovoltaicos con Paneles Bifaciales en Combinación con Reflectores Difusos de Carácter General**. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, E. T. S. I. de Telecomunicación, España. 1987.
- Kreutzmann, A., Welter, P. **Market Survey on Inverters for Grid-tied PV Systems**. PHOTON International – The Photovoltaic Magazine, vol.4. 2005.

- Lee, Y. D.; Chen, C. S.; Hsu, C. T.; Cheng, H. S. **Harmonic Analysis for the Distribution System with Dispersed Generation Systems**. International Conference on Power System Technology. 2006.
- Macagnan, M. H. **Estudo de Modelos de Sintetização de Dados de Radiação Solar**. Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 1989.
- Macêdo, W. N.; Zilles, R. **Influence of the Power Contribution of a Grid-Connected Photovoltaic System and its Operational Particularities**. Energy for Sustainable Development, vol 13, pp. 202-211. 2009.
- Macêdo, W. N.; Zilles, R. **Operational Results of Grid-Connected Photovoltaic System with Different Inverter's Sizing Factors (ISF)**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol 15, pp. 337-352. 2007.
- Macêdo, W. N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)**. Tese de Doutorado, PIPGE/USP, São Paulo, Brasil. 2006.
- Madeira, M. O. **Análise do Desempenho de um Gerador Fotovoltaico com Seguidor Solar Azimutal**. Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2008.
- Martínez-Moreno, F.; Muñoz, J.; Lorenzo, E. **Ensayos de Grandes Generadores Fotovoltaicos Instalados en España**. 14th Congresso Ibérico y 9th Congresso Iberoamericano de Energia Solar, Vigo, España, pp. 997-1002. 2008.
- Martins, F. R., Pereira, E. B., Abreu, S. L., Rüther, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: PNUMA. 2006.
- Martinazzo, C. A. **Modelos de Estimativa de Radiação Solar para Elaboração de Mapas Solarimétricos**. Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2004.
- Mastervolt*. **Users and Installation Manual Sunmaster QS 2000: Grid Connected Solar Inverter**. Descrição Técnica do Fabricante. 2006.

Mastervolt. Users and Installation Manual Sunmaster QS 3200: Grid Connected Solar Inverter. Descrição Técnica do Fabricante. 2005.

Maycock, P., Bradford, T. **PV Market Update: Soaring Demand continues despite predictions of slowdown.** Renewable Energy World, volume 9, issue 4. 2006.

Mondol, J. D.; Yohanis, Y. G.; Norton, B. **The Effect of Low Insolation Conditions and Inverter Oversizing on the Long-Term Performance of a Grid-Connected Photovoltaic System.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol 15, pp. 353-368. 2007.

Muñoz, J. V.; Lorenzo, E.; Martínez-Moreno, F.; Marroyo, L.; García, M. **An Investigation into Hot-Spots in two Large Grid-Connected PV Plants.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol 16, pp. 693-701. 2008a.

Muñoz, J. V.; Fuentes, M.; Nofuentes, G.; Aguilera, J.; Almonacid, G.; Pérez, P.; Gómez, P. **Métodos para Evaluar el Correcto Funcionamiento de una Instalación Fotovoltaica Conectada a la Red.** 14th Congresso Ibérico y 9th Congresso Iberoamericano de Energia Solar, Vigo, España, pp. 1051-1056. 2008b.

NBR 10899. **Conversão Fotovoltaica de Energia Solar.** Associação Brasileira de Normas Técnicas. 1988.

NBR 11704. **Sistemas Fotovoltaicos.** Associação Brasileira de Normas Técnicas. 1991.

Noguchi, T; Matsumoto, H. **Maximum Power Point Tracking Method of Photovoltaic Power System Using a Single Transducer.** Electrical Engineering in Japan, vol 160, n. 1, pp. 54-59. 2007.

Nordamann, T.; Clavadetscher, L.; Jahn, U. **PV System Performance and Cost Analysis, A Report by IEA PVPS Task 2.** 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Milan, Italy. 2007.

Oliveira, S. H. F. **Geração Distribuída de Eletricidade: Inserções de Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no Estado de São Paulo.** Tese de Doutorado, PIPGE/USP, São Paulo, Brasil. 2002.

Photon – La Revista de Fotovoltaica. **Economía: Escasez de Inversores.** Junho, pp. 34 – 40. 2010.

Photon – La Revista de Fotovoltaica. **Investigación y Tecnología: Programas de Simulación.** pp. 74 – 95 e **Economía: Producción de Células.** Abril, pp. 20 – 39. 2010.

Photon – La Revista de Fotovoltaica. **Investigación y Tecnología: Inversores.** Março, pp. 72 – 81. 2010.

Photon – La Revista de Fotovoltaica. **Investigación y Tecnología: Módulos Solares.** Fevereiro, pp. 76 – 89. 2010.

Photon – La Revista de Fotovoltaica. **Investigación y Tecnología: Microinversores.** Outubro, pp. 134 – 143. 2009.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Kostal’s Piko 10.1 Inverter.** Julho, pp. 122-133. 2009.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Aros’ Sirio 4000 Inverter.** Dezembro, pp. 106-115. 2008.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Solon’s Satis 40/750 IT Inverter.** Novembro, pp. 134-145. 2008.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Fronius’ IG Plus 50 Inverter.** Agosto, pp. 194-203. 2008.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Delta Energy Systems’ SI 3300 Inverter.** Maio, pp. 110-117. 2008.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Diehl Ako’s Platinum 4600S Inverter.** Abril, pp. 96-103. 2008.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Mastervolt’s Sunmaster QS 2000 Inverter.** Janeiro, pp. 100-105. 2008.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Kaco’s Powador 2500xi Inverter.** Dezembro, pp. 122-127. 2007.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing SMA’s SMC 8000TL Inverter.** Outubro, pp. 106-113. 2007.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Ingeteam’s Sun 3,3TL Inverter.** Agosto, pp. 128-135. 2007.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Conergy’s IPG 5000 Vision Inverter.** Julho, pp. 96-103. 2007.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing SMA’s SB 3800 Inverter.** Fevereiro, pp. 104-109. 2007.

Photon International – The Photovoltaic Magazine. **Technology: Inverter Tests – Testing Fronius’ IG 30 Inverter.** Janeiro, pp. 92-99. 2007.

Pires, I. A. **Caracterização de Harmônicos Causados por Equipamentos Eletroeletrônicos Residenciais e Comerciais no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.** Dissertação de Mestrado, PPGEE/UFGM, Belo horizonte, Brasil. 2006.

Pomilio, J. A. **Normas Relativas a Fator de Potência e Distorção Harmônica.** O Setor Elétrico, São Paulo, p. 18-23. 2006.

Prieb, C. W. M. **Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos.** Dissertação de Mestrado, PROMEC, UFRGS. 2002.

- Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A. **Descrição de um Programa Computacional de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Distribuição.** Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, v. 13, p. 04.21-04.28. 2009.
- Rampinelli, G. A.; Dias, J. B.; Krenzinger, A. **Ensaio de Inversores para Conexão à Rede: Eficiência de Conversão e Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência.** In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Latino-Americana de la ISES, Florianópolis/SC. Anais do II CBENS & III ISES-CLA. 2008a.
- Rampinelli, G. A.; Dias, J. B.; Krenzinger, A. **Ensaio de Inversores para Conexão à Rede: Fator de Potência e Distorção Harmônica.** In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Latino-Americana de la ISES, Florianópolis/SC. Anais do II CBENS & III ISES-CLA. 2008b.
- Rampinelli, G. A. **Análise da Distribuição de Tensões Elétricas em uma Associação de Módulos de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.** Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2007.
- Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre. **Producción de Energía Eléctrica por Instalaciones Abastecidas por Recursos o Fuentes de Energías Renovables, Residues y Cogeneración.**
- Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo. **Establece la Metodología para la Actualización y Sistematización de Régimen Jurídico y Económico de la Actividad de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial.**
- Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo. **Regulación de la Actividad de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial.**
- Rindelhardt, U.; Bodach, M. **Operational Experiences with Megawatt PV Plants in Central Germany.** 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Milan, Italy. 2007.

- Roche, D., Outhred, H., Kaye, R. J. **Analysis and Control of Mismatch Power Loss in Photovoltaic Arrays**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 3, pp. 115-127. 1995.
- Ropp, M. E.; Begovic, M.; Rohatgi, A. **Prevention of Islanding in Grid-Connected Photovoltaic System**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol 7, pp. 39-59. 1999.
- Rossini, E. G. **Caracterização da Distribuição de Intensidade da Radiação Difusa**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2002.
- Rüther, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Energia Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. Florianópolis, ed. UFSC/LABSOLAR, 114p, 2004.
- Rüther, R.; Dacoregio, M. M. **Performance Assessment of a 2 kW_p Grid-Connected, Building integrated, Amorphous Silicon Photovoltaic Installation in Brazil**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol 8, pp. 257-266. 2000.
- Saha, H., Bhattacharya, G., Mukherjee, D. **Mismatch Losses in Series Combinations of Silicon Solar Cells Modules**. Solar Cells, vol. 25, pp. 143-153. 1988.
- Salamoni, I.; Rüther, R.; Knob, P.; Zomer, C.; Diniz, A. S. C. **O Potencial dos Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Edificação e Interligados à Rede Elétrica em Centros Urbanos do Brasil: Dois Estudos de Caso**. 1st Conferência Latinoamericana de construção sustentável e 10th Encontro nacional de Tecnologia do Ambiente Construído, São Paulo, Brasil. 2004.
- Salas, V.; Olías, E. **Overview of the state of Technique for PV Inverters Used in Low Voltage Grid-Connected PV System: Inverters Below 10 kW**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol 13, pp. 1541-1550. 2009a.
- Salas, V.; Alonso-Abella, M.; Chenlo, F.; Olías, E. **Analysis of the Maximum Power Point Tracking in the Photovoltaic Grid Inverters of 5 kW**. Renewable Energy. 2009b.

- Salas, V.; Olías, E.; Alonso-Abella, M.; Chenlo, F. **Analysis Between Energy Efficiency and European Efficiency**. Solar World Congress of the International Solar Energy Society. Beijing, China, pp. 1590-1594. 2007a.
- Salas, V.; Alonso-Abella, M.; Olías, E.; Chenlo, F.; Barrado, A. **DC Current Injection into the Network from PV Grid Inverters of < 5 kW for Low-Voltage Small Grid-Connected PV Systems**. Solar Energy Materials and Solar Cells, vol 91, pp. 801-806. 2007b.
- Salas, V.; Olías, E.; Barrado, A.; Lázaro, A. **Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems**. Solar Energy Materials and Solar Cells, vol 90, pp 1555–1578. 2006.
- Salas, V.; Olías, E.; Lázaro, A.; Barrado, A. **New Algorithm Using Only one Variable Measurement Applied to a Maximum Power Point Tracker**. Solar Energy Materials and Solar Cells, vol 87, pp 675-684. 2005.
- Sanchis, P.; López, J.; Ursúa, A.; Gubía, E.; Marroyo, L. **On the Testing, Characterization, and Evaluation of PV Inverters and Dynamic MPPT Performance under Real Varying Operating Conditions**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol 15, pp. 541-556. 2007.
- Sanchis, P.; Marroyo, L.; Coloma, J. **Design Methodology for the Frequency Shift Method of Islanding Prevention and Analysis of its Detection Capability**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol 13, pp. 409-428. 2005.
- Schalkwijk, M. V., Kil, A. J., Weiden, T. C. J., Paes, P. S. **Undersizing of inverters: Modeling and monitoring results of 15/PV Inverter units in Portugal and Netherlands**. 14nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, p.2229-2232. 1997.
- Schmid, R., et al. **New Protection Principle Against Hot Spots in Crystalline Silicon Cell Modules for Implementing in Module-integrated Inverters**. 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Viena, Áustria, 1906-1911. 1998.

Simmons, A. D.; Infield, D. G. **Current Waveform Quality from Grid-Connected Photovoltaic Inverters and its Dependence on Operating Conditions**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol 8, pp. 411-420. 2000.

SMA Solar Technology AG. **Sunny Family 2009/2010 – The Future of Solar Technology**. Descrição Técnica do Fabricante. 2010.

SMA Solar Technology AG. **Tecnologia de Módulos – Funcionamento Perfeito de Geradores Fotovoltaicos das Novas Tecnologias**. Informação Técnica do Fabricante. 2009.

SMA Solar Technology AG. **Installation Guide Sunny Boy 2000/2500: String Inverter for Photovoltaic Plants**. Descrição Técnica do Fabricante. 2007.

SMA Solar Technology AG. **Installation Guide Sunny Boy 3800U**. Descrição Técnica do Fabricante. 2005a.

SMA Solar Technology AG. **Installation Guide Sunny Boy 1100U: Photovoltaic, Grid-Tied String Inverter**. Descrição Técnica do Fabricante. 2003a.

SMA Solar Technology AG. **Installation Guide Sunny Boy 700U: Photovoltaic, Grid-Tied String Inverter**. Descrição Técnica do Fabricante. 2003b.

Software PVSyst. **PVSyst 5.21 Software for Photovoltaic Sitems**. University of Geneva, Institut of Environmental Sciences (ISE). 2010.

Software SAM. **System Advisor Model**. National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. Department of Energy (DOE). 2010.

Software Solar Pro. **Photovoltaic System Simulation Software Solar Pro 3.0**. Laplace System Co. Ltd. Kyoto, Japan, 2008.

Sunways Photovoltaic Technology. **Solar Inverter**. Descrição Técnica do Fabricante. 2007.

- Tiba, C., Fraidenraich, N., Moszkowics, M., Cavalcanti, E. S. C., Lyra, F. J. M., Nogueira, A. M. B., Grossi, H. G. **Atlas Solarimétrico do Brasil – banco de dados terrestres**. Recife: Editora da UFPE. 2001.
- Tokushima, D.; Uchida, M.; Kanbei, S.; Ishikawa, H.; Naitoh, H. **A New MPPT Control for Photovoltaic Panels by Instantaneous Maximum Power Point Tracking**. *Electrical Engineering in Japan*, vol 157, n. 3, pp. 73-80. 2006.
- Tolmasquim, M. T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Rio de Janeiro, Interciência: Cenergia. 2003.
- Tsukamoto, O., Okayasu, T., Yamagishi, K. **Study on Islanding of Dispersed Photovoltaic Power Systems Connected to a Utility Power Grid**. *Solar Energy*, volume 30, número 6, pp.505-511. 2001.
- Urbanetz, J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia Elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade**. Tese de Doutorado, PPGEC/UFSC, Florianópolis, Brasil. 2010.
- Valera, P.; Enrile, J.; Osuna, R.; Alonso-Abella, M.; Chenlo, F. **Sevilla PV 1,2 MW – Central Fotovoltaica de Conexión a Red con Doble Concentración y Seguimiento Solar en dos Ejes**. 12th Congresso Ibérico y 7th Congresso Íberoamericano de Energía Solar. pp. 979-984, Vigo, Espanha. 2004.
- Van der Borg, N. J. C; M.; Burgers, A. R. **Inverter Undersizing in PV Systems**. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Osaka, Japan, pp. 2066-2069. 2003.
- Velasco, G.; Guinjoan, F.; Piqué, R.; Negroni, J. J. **Sizing Factor Considerations for Grid-Connected PV Systems Based on a Central Inverter Configuration**. 32nd ICON, Paris, France. 2006.
- Vera, L. H. **Programa Computacional para Dimensionamento e Simulação de Sistema Fotovoltaicos Autônomos**. Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2004.

- Wiles, J. C., King, D. L. **Blocking Diodes and Fuses in Low Voltage PV Systems**. Proc 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 1997.
- Woyte, A.; Thong, V. V.; Belmans, R.; Nijs, J. **Voltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic System**. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol 21, n. 1, pp. 202-209. 2006.
- Woyte, A.; Belmans, R.; Nijs, J. **Testing the Islanding Protection Function of Photovoltaic Inverters**. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 18, n.1, pp. 157-162. 2003.
- Yu, G. J.; Jung, Y. S.; Choi, J. Y; Kim, G. S. **A Novel two mode MPPT Control Algorithm Based on Comparative Study of Existing Algorithms**. Solar Energy, vol. 76, pp. 455-463. 2004.
- Xantrex Technology*. **Xantrex Grid Tie Solar Inverter – Owner’s Manual**. Manual Técnico do Fabricante. 2007.
- Zes Zimmer Electronic Systems. 2010. **Zes Sensors and Accessories for Precision Power Meters LMG Series**. Manual do fabricante. 2010.
- Zilles, R., Lorenzo, E. **An Analytical Model for Mismatch Losses in PV Arrays**. International Journal of Solar Energy, vol. 13, pp. 121-133. 1993.

PUBLICAÇÕES DURANTE O DOUTORADO

- Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A.; Chenlo, F.. 2010. **“Análise de Características de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede em Função da Tensão de Entrada.”** In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010, Belém, PA. Anais do III CBENS. Recife : Associação Brasileira de Energia Solar, 2010. v. CD-ROM
- Rampinelli, G. A.; Teyra, M. A. A.; Krenzinger, A.; Prieb, C W M .. 2010. Artificial Intelligence Techniques Applied to Energetic Analysis of Photovoltaic Systems. Revista IEEE América Latina, v. 8, p. 512-518, 2010.

- Bühler, A. J.; Gasparin, F. P.; Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A.. 2009. **“Development of a Climatic Chamber for Photovoltaic Modules Testing.”** In: 20th International Congress of Mechanical Engineering, Gramado/BR. Proceedings of the 20th COBEM.
- Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A.. 2009. **“Descrição de um Programa Computacional de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Distribuição.”** Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, v. 13, p. 04.21-04.28.
- Rampinelli, G. A.; Dias, J. B.; Krenzinger, A.. 2008. **“Ensaio de Inversores para Conexão à Rede: Eficiência de Conversão e Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência.”** In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Latino-Americana de la ISES, 2008, Florianópolis/SC. Anais do II CBENS & III ISES-CLA. Recife: ABENS.
- Rampinelli, G. A.; Dias, J. B.; Krenzinger, A.. 2008. **“Ensaio de Inversores para Conexão à Rede: Fator de Potência e Distorção Harmônica.”** In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Latino-Americana de la ISES, 2008, Florianópolis/SC. Anais do II CBENS & III ISES-CLA. Recife: ABENS.
- Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A.. 2008. **“Descrição de um Modelo Matemático para a Temperatura Operacional de Inversores para Conexão à Rede Elétrica.”** Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, v. 12, p. 04.63-04.70.
- Rampinelli, G. A.; Prieb, C. W. M.; Krenzinger, A.. 2007. **“Influence of the Sizing Factor of the Inverter on the Correlation Between Electric Power and Solar Irradiance in a Grid-Connected Photovoltaic Plant.”** In: 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Milan/ITA. Proceedings of the 22nd EPVSEC.
- Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A.. 2007. **“Comportamento do Fator de Forma de Módulos Fotovoltaicos Sob Condições Variáveis de Irradiância, Temperatura e Sombreamento de Células.”** Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, v. 11, p. 04.09-04.16.

APÊNDICE A – OBSERVAÇÕES SOBRE INCERTEZAS E VALIDADE DOS RESULTADOS

A.1 Estimativa de Erros

Na propagação de erros a incerteza para cada variável v é descrita pela especificação de uma medida mais precisa m seguida de uma variável de incerteza w no nível de confiança desejado, onde $v = m \pm w$. Quando a precisão do instrumento é dada em percentual do fundo de escala, o máximo valor de desvio de qualquer leitura é dado por esse valor, o qual é associado a todas as leituras (Vuolo, 1998). A incerteza combinada é dada de uma forma geral, segundo Kline e McClintock (Holman, 1996) pela Eq. A.1.

$$\text{Seja } V = f(x_1 \dots x_n) \quad w_r = \left[\left(\frac{\partial V}{\partial x_1} w_1 \right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial V}{\partial x_n} w_n \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Eq. A.1})$$

A.2 Unidade Agilent 34970A

A unidade *Agilent 34970A* é um dispositivo utilizado para a aquisição de dados que permite a visualização das leituras através do computador. Para as medidas de temperatura foram empregados sensores PT100. A medida de irradiância é obtida a partir da diferença de potencial no resistor *shunt* da célula padrão. As tensões de cada painel e as tensões individuais dos painéis são medidas diretamente e a corrente de cada painel é medida a partir da diferença de potencial no resistor *shunt* correspondente. A Tabela A.1 apresenta algumas especificações referentes à exatidão do instrumento.

Tabela A.1 – Exatidão do instrumento para diferentes fundos de escala.

Unidade	Fundo de Escala (FDE)	Exatidão
	Temperatura	$\pm (0,1) \text{ } ^\circ\text{C}$
	$0,1 V_{cc}$	$\pm (0,0050 \% \text{ da leitura} + 0,0040 \% \text{ FDE}) V_{cc}$
<i>Agilent 39470A</i>	$1 V_{cc}$	$\pm (0,0040 \% \text{ da leitura} + 0,0007 \% \text{ FDE}) V_{cc}$
	$10 V_{cc}$	$\pm (0,0035 \% \text{ da leitura} + 0,0005 \% \text{ FDE}) V_{cc}$
	$100 V_{cc}$	$\pm (0,0045 \% \text{ da leitura} + 0,0006 \% \text{ FDE}) V_{cc}$
	$300 V_{cc}$	$\pm (0,0045 \% \text{ da leitura} + 0,0030 \% \text{ FDE}) V_{cc}$

A.3 Corrente Elétrica CC

Os resistores *shunts* vistos na Figura A.1 foram instalados em série, um com cada painel da instalação e apresentam uma diferença de potencial de 60 mV em 5 A e uma incerteza de medida de 0,5 %. As correntes elétricas são medidas pelo sistema a partir da diferença de potencial medida no resistor *shunt*.

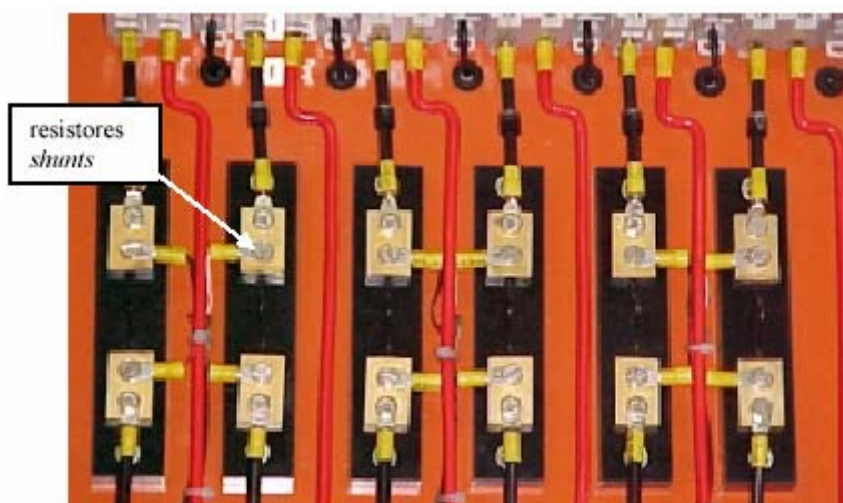


Figura A.1 – Resistores *shunts*.

A incerteza nas medidas de corrente elétrica nos *shunts* é dada por:

- Corrente no *shunt* referente a cada painel no ponto de máxima potência $I_{PMP}=2,89$ A.
- Incerteza do *shunt* = 0,5 %.
- Incerteza do *shunt* no fundo de escala da medida $w_{sh} = 0,3$ mV.
- Medida da tensão sobre o shunt quando I_{PMP} circular pelo mesmo = 34,68 mV.
- Erro de leitura da unidade *Agilent*: $\pm (0,0050 \% \text{ de } 34,68 \text{ mV}) = \pm 0,002$ mV.
- Erro fundo de escala da unidade *Agilent*: $\pm (0,0040 \% \text{ de } 100 \text{ mV}) = \pm 0,004$ mV.
- Incerteza da unidade *Agilent*: $w_{Ag} = (0,002 \text{ mV} + 0,004 \text{ mV}) = 0,006$ mV.

Logo, a incerteza combinada (*shunt* + unidade *Agilent*) é dada por w_{Med}

$w_{Med} = (w_{sh}^2 + w_{Ag}^2)^{1/2} = (0,3^2 + 0,006^2)^{1/2} = 0,3$ mV (0,5% de I_{sh}). Considerando a corrente que passa no *shunt*, $I_{sh} = I_{PMP}$, tem-se a incerteza na medida da corrente no *shunt* $w_i = 0,5 \% \text{ de } I_{PMP} = 0,005 * 2,89 = 0,014$ A.

Medida da corrente do painel: ($I_{PAN} = \pm 0,0014$ A)

A.4 Tensão CC do Arranjo e Tensão CC de Módulo

As tensões de cada painel são realizadas diretamente e foram divididas em dois canais a fim de evitar uma sobretensão nos canais do instrumento, limitada a 300 V e as tensões individuais de cada módulo são medidas diretamente.

Desta forma, a incerteza na medida da tensão CC do arranjo é dada por:

- Leitura considerada para a metade da tensão no ponto de máxima potência do arranjo $V_{PMP} = 132 \text{ V}$.
- Erro de leitura da unidade *Agilent*: $\pm (0,0050 \% \text{ de } 132 \text{ V}) = \pm 0,007 \text{ V}$.
- Erro de fundo de escala da unidade *Agilent*: $\pm (0,0040 \% \text{ de } 300 \text{ V}) = \pm 0,012 \text{ V}$.

Portanto, a incerteza na medida da tensão do arranjo é $w_v = 0,019\text{V}$ para cada canal. Como foram utilizados dois canais para medir a tensão de cada painel, a incerteza total é obtida da combinação $(2 \times 0,019^2)^{1/2} = 0,027\text{V}$.

Medida da tensão do painel: ($V_{PAN} = \pm 0,027 \text{ V}$)

A incerteza na medida da tensão individual de cada módulo é dada por:

- Leitura considerada para a tensão no ponto de máxima potência do módulo $V_{PMP} = 30 \text{ V}$.
- Erro de leitura da unidade *Agilent*: $\pm (0,0045 \% \text{ de } 30 \text{ V}) = \pm 0,00135 \text{ V}$.
- Erro de fundo de escala da unidade *Agilent*: $\pm (0,0006 \% \text{ de } 100 \text{ V}) = \pm 0,0006 \text{ V}$.

Portanto, a incerteza na medida da tensão de cada módulo é $w_v = 0,00195 \text{ V}$ para cada módulo.

Medida da tensão do módulo: ($V_{MOD} = \pm 0,00195 \text{ V}$)

A.5 Sensor de Temperatura PT100

O sensor PT100 é um resistor de platina e sua resistência é dependente da temperatura. Para uma faixa de temperatura entre 0 °C e 100 °C, sua resposta pode ser considerada linear. Os sensores PT100 classe A utilizados no sistema de aquisição de dados para as medidas das temperaturas das células padrão, da temperatura de um módulo e da temperatura ambiente, apresentam uma resistência de 99,98 ohms em 0 °C e um coeficiente de variação linear da

resistência específica α (0 °C a 100 °C) = 0,003851 °C⁻¹. A incerteza nas medidas das temperaturas ambiente, temperatura de um módulo e das células padrão foram determinadas empregando a exatidão do instrumento de medida, e a incerteza do sensor conforme determina a norma DIN-IEC 751. A Tabela A.2 apresenta a incerteza do sensor PT100.

Tabela A.2 – Incerteza do PT100 em cada classe: DIN-IEC 751 (Orlando, 2003).

Classe	Incerteza (° C)
A	0,15 + 0,002 T
B	0,30 + 0,005 T

A incerteza na medida da temperatura ambiente foi determinada utilizando a incerteza do sensor w_{PT100} e a incerteza do instrumento de medida w_{Ag} . O valor de w_{PT100} foi considerado o da norma DIN IEC 751 na temperatura de 25°C. Aplicando esse valor na correlação de um sensor classe A, obtém-se 0,2°C. O valor de w_{Ag} é de 0,1°C. A incerteza combinada na medida da temperatura ambiente é dada por:

$$w_{Ta} = (w_{PT100}^2 + w_{Ag}^2)^{1/2}$$

$$w_{Ta} = (0,2^2 + 0,1^2)^{1/2} = 0,2 \text{ °C}$$

Medida da temperatura do ar ambiente: ($T_{AMB} = \pm 0,2 \text{ °C}$)

A incerteza na medida da temperatura do módulo é determinada para um valor de temperatura de operação do módulo, da ordem de 55°C. O valor de w_{PT100} foi considerado o da norma DIN IEC 751 na temperatura de 55°C. Aplicando esse valor na correlação de um sensor classe A, obtém-se 0,26°C. O valor de w_{Ag} é de 0,1°C. A incerteza combinada na medida da temperatura do módulo é dada por:

$$w_{Mod} = (w_{PT100}^2 + w_{Ag}^2)^{1/2}$$

$$w_{Mod} = (0,26^2 + 0,1^2)^{1/2} = 0,3 \text{ °C}$$

Medida da temperatura de módulo: ($T_{MOD} = \pm 0,3 \text{ °C}$)

A.6 Célula de Referência para medida de Irradiância

Para as medidas de irradiância foram utilizadas duas células de referência (Figura A.2) que foram calibradas no Laboratório de Energia Solar da UFRGS a partir de uma célula padrão calibrada no CIEMAT.



Figura A.2 – Célula de referência.

A incerteza da medida da irradiância w_g é relativa a incerteza w_{kl} da célula de referência. A incerteza da célula é dada por $w_{kl} = 4 \text{ mV}/1000 \text{ W/m}^2$. Este valor corresponde a 32 W/m^2 , em relação a 1000 W/m^2 . Dessa forma as medidas de irradiância são descritas como:

$$\text{Medida da irradiância: } (G = \pm 32 \text{ W/m}^2)$$

Cabe salientar aqui que esta incerteza se refere à irradiância útil fotovoltaica e não à irradiância solar total, tendo em vista que esta última deveria ser medida com um piranômetro térmico com um sensor plano protegido por um hemisfério de vidro. A irradiância útil fotovoltaica, medida com uma célula de referência encapsulada sob um vidro plano, despreza a radiação incidente com ângulos de incidência grandes e produz incertezas bem maiores do que a que foi adotada especialmente nas primeiras e últimas horas do dia. Nesta Tese todas as medidas de irradiância foram realizadas com células de referência.

A.7 Analisador de Potência *Fluke 434*

O analisador de potência *Fluke 434* está em conformidade com a norma IEC/EN61010-1-2001. O dispositivo mede diversos parâmetros de um sistema de energia: tensão, corrente, frequência, potência, fator de potência, consumo de energia, desequilíbrio e oscilações, harmônicos, entre outros. O analisador de potência tem dois modos de armazenar resultados de medidas na memória: armazenando uma cópia da tela atual e salvando todo o conjunto de dados correspondente à medição atual. O Analisador de potência é equipado com uma interface óptica RS-232 para comunicação com computador ou impressora. Com o software *FlukeView* fornecido com o *Fluke 434* é possível fazer o *upload* de dados de formatos de onda e capturas de tela em formato bitmap para um computador ou laptop. O modo Potência e Energia mede potência útil, potência aparente, potência reativa e fator de potência entre outros. A Tabela A.3 apresenta a precisão do instrumento nos modo Potência e Energia.

Tabela A.3 – Precisão do analisador de Potência no modo Potência e Energia.

	Medida	Precisão
Potência e Energia	W – VA – VAR	± 1 %
	kWh – kVAh – kVARh	± 1,5 %
	FP – cos φ - DPF	± 0,03

O modo Harmônico mede e registra harmônicos e inter-harmônicos até o 50°. São medidos dados relacionados, como componentes CC, THD (distorção total de harmônicos) e fator K. Os harmônicos são distorções periódicas de tensão, corrente ou senoidais de potência. Uma forma de onda pode ser considerada uma combinação de várias senoidais com diferentes frequências e magnitudes. É medida a contribuição de cada um desses componentes para o sinal completo. As leituras podem ser fornecidas como percentual do fundamental ou como percentual de todos os harmônicos combinados (valor rms). A Tabela A.4 e a Tabela A.5 apresentam, respectivamente, a precisão do instrumento nos modos, Harmônico e Volt/Amps/Hertz.

Tabela A.4 – Precisão do analisador de potência no modo Harmônico.

Harmônicos	Harmônico	
		DC, 1 ... 50
	Gama de medição	Medição de acordo com a norma IEC 61000-4-7
	Tensão CC	
	Gama de medição	0 ... 1000 V
	Precisão	$\pm 0,2$ % de V_{NOM}
	THD	
	Gama de medição	0 ... 100 %
	Precisão	$\pm 2,5$ % V e A (± 5 % W)
	Frequência	
	Gama de medição	0 ... 3500 Hz
	Precisão	± 1 Hz

Tabela A.5 – Precisão do analisador de Potência no modo Volt/Amps/Hertz.

Volt/Amps/Hertz	V_{RMS} (CC+CA)	
	Gama de medição	1 ... 1000 V
	Precisão	0,5 % de V_{NOM}
	I_{RMS} (CC+CA)	
	Gama de medição	0 ... 20 kA
	Precisão	± 1 %
	Frequência	
	Gama de medição	51 ... 69 Hz
	Precisão	$\pm 0,01$ %

A.8 Analisador de Potência *Zes Zimmer LMG 450*

O analisador de potência *Zes Zimmer LMG 450* mede diversos parâmetros de um sistema de energia: tensão, corrente, frequência, potência, fator de potência, consumo de energia, desequilíbrio e oscilações, harmônicos, entre outros. A Tabela A.6 apresenta o intervalo de medida de tensão e corrente e o respectivo fundo de escala. O FDE do analisador de potência é ajustado automaticamente conforme o valor momentâneo de tensão e corrente a fim de encontrar a escala mais adequada e precisa para a medida. O FDE da potência é o produto de tensão e corrente.

Tabela A.6 – Intervalo de medida de tensão e corrente do analisador *Zes Zimmer LMG 450*.

Intervalo de medida de tensão (V)			Intervalo de medida de corrente (A)		
V_{NOM} (V)	$V_{\text{MÁX}}$ (V)	V_{PICO} (V)	I_{NOM} (V)	$I_{\text{MÁX}}$ (A)	I_{PICO} (A)
6	7,2	12,5	0,6	1,3	1,875
12,5	14,4	25	1,2	2,6	3,75
25	30	50	2,5	5,2	7,5
60	60	100	5	10	15
130	130	200	10	18	30
250	270	400	16	18	60
400	560	800			
600	720	1600			

As incertezas das medidas de tensão, corrente e potência dependem de dois fatores: um percentual associado ao valor medido e um percentual associado ao fundo de escala. A Tabela A.7 apresenta o percentual de incerteza associado ao valor medido e ao fundo de escala da tensão, corrente e potência.

Os valores medidos de corrente, tensão e potência de sistemas fotovoltaicos dependem da irradiância e temperatura. As características da natureza de sistemas fotovoltaicos implicam que o FDE de tensão é alterado apenas nas primeiras horas do dia ou ao final do dia, uma vez que os intervalos de medida de tensão são amplos e contemplam as oscilações de tensões que ocorrem ao longo do dia em sistemas fotovoltaicos, mas o FDE de corrente é alterado frequentemente porque a corrente é proporcional à irradiância.

Tabela A.7 – Incerteza de tensão, corrente e potência associada ao valor medido e ao FDE.

Medida	\pm (% do valor medido + % FDE)	
	Corrente contínua CC	Corrente alternada CA
Tensão	0,2 + 0,2	0,05 + 0,05
Corrente	0,4 + 0,4	0,05 + 0,05
Potência útil	0,5 + 0,5	0,07 + 0,04

A incerteza na medida de tensão, corrente e potência dependem da potência relativa. A incerteza na eficiência é combinada, uma vez que depende da incerteza de potência contínua e alternada. A incerteza na medida de eficiência deve ser determinada em cada ponto medido. A Figura A.3, a Figura A.4 e a Figura A.5 apresentam a incerteza na medida de eficiência e fator de potência em função da potência relativa para casos genéricos que representam as incertezas associadas nas medidas apresentadas no capítulo 6. Em potências relativas menores que 10 %, a incerteza nas medidas é da ordem de 1,2%, mas para potências relativas maiores que 10 %, a incerteza varia entre 0,6 % e 1 % dependendo do FDE em cada medida de tensão, corrente.

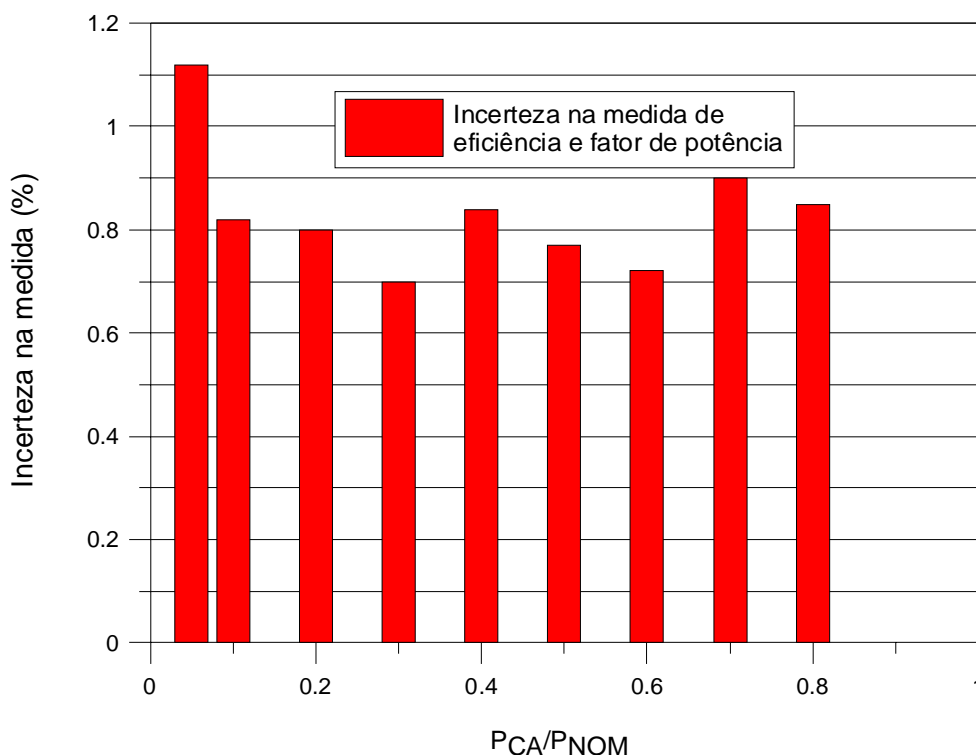


Figura A.3 – Incerteza na medida de eficiência CC/CA e fator de potência (Exemplo 1).

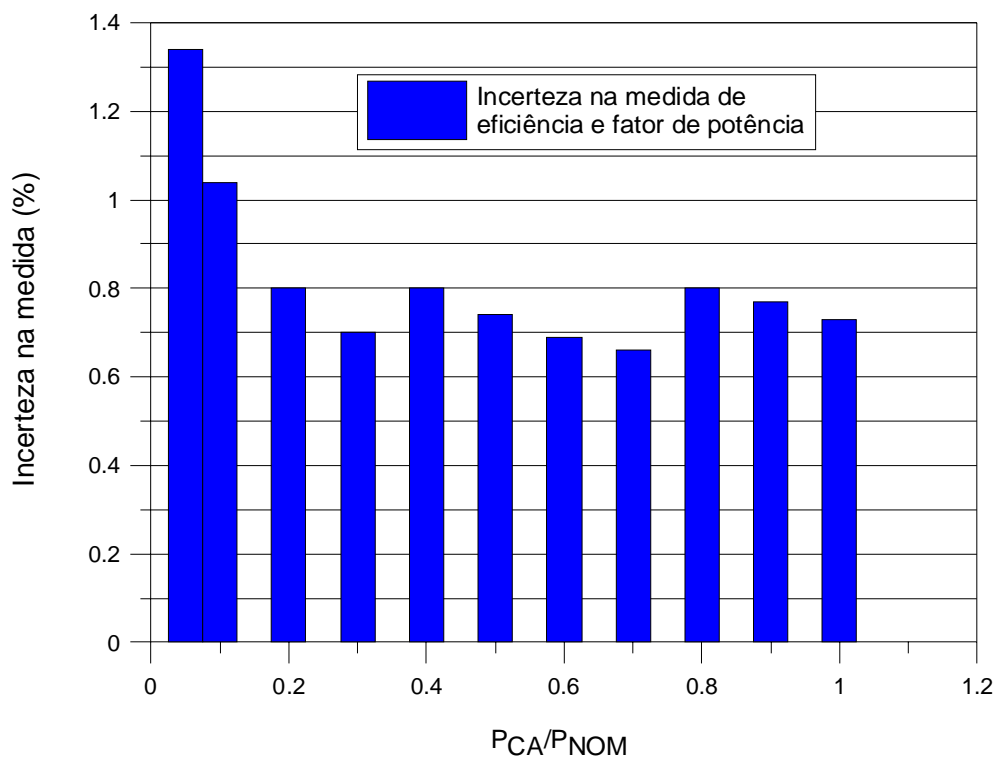


Figura A.4 – Incerteza na medida de eficiência CC/CA e fator de potência (Exemplo 2).

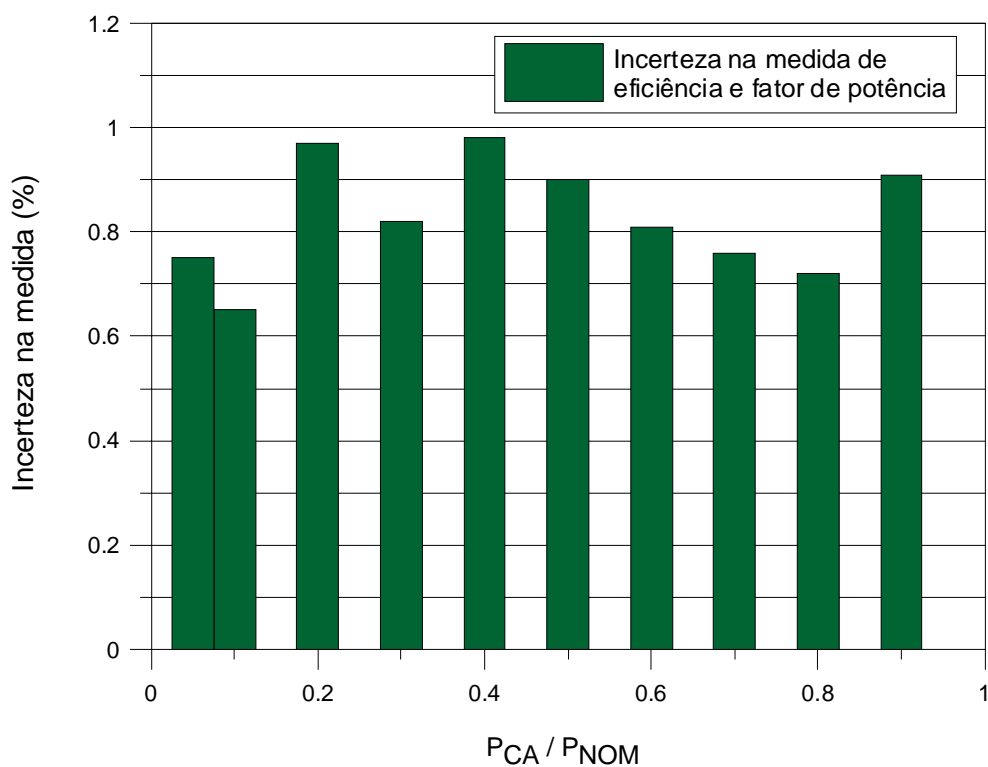


Figura A.5 – Incerteza na medida de eficiência CC/CA e fator de potência (Exemplo 3).

A.9 Oscilações de Tensões

Os valores da tensão CC de entrada não podem ser fixados em valores pré-selecionados nos ensaios de inversores devido à natureza de operação dos arranjos fotovoltaicos. Para fixar valores seria necessária a utilização de uma fonte de potência. Para um dado número de módulos a tensão do ponto de máxima potência varia com a irradiância e com a temperatura. A análise da interferência desta oscilação nas funções analisadas nesta Tese é apresentada a fim de verificar sua influência sob os resultados medidos. A Figura A.6 apresenta a oscilação da tensão durante os ensaios de inversores em quatro diferentes tensões CC de entrada. O analisador de potência estava programado para registrar as medidas de tensão e corrente contínua e alternada em intervalos de 1 minuto. As curvas apresentadas na Figura A.6 são tensões, correspondentes à irradiância, temperatura momentâneos, em que um mesmo inversor foi submetido, mas ao longo de quatro dias de medidas onde cada dia de medida representa uma tensão CC de entrada diferente.

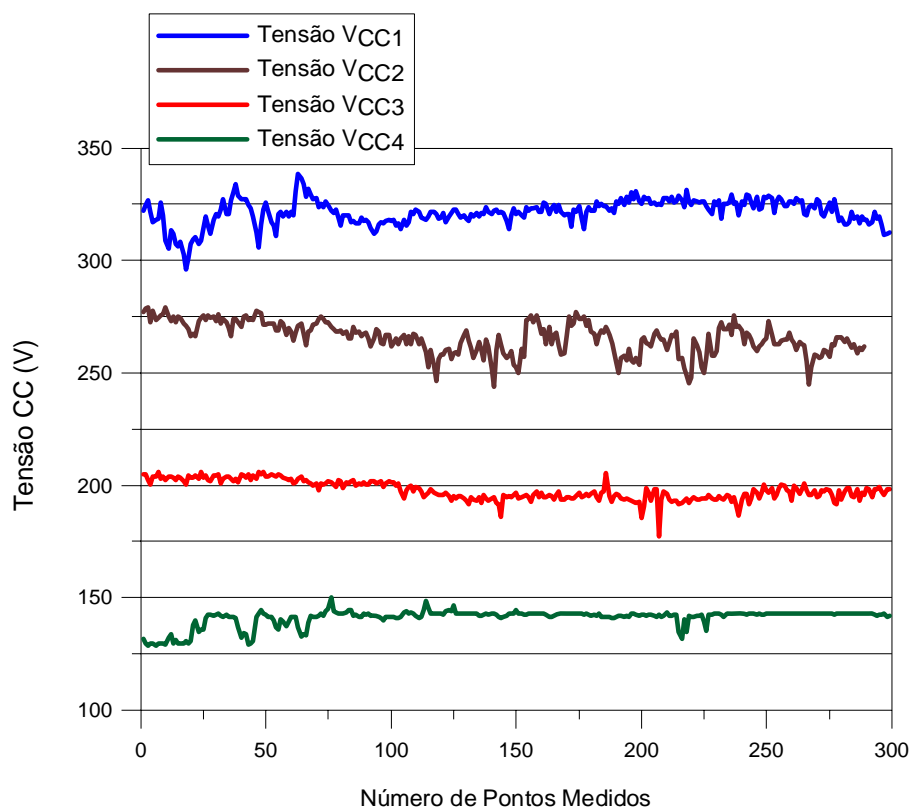


Figura A.6 – Oscilações de tensões CC durante os ensaios do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* em diferentes dias de medidas.

Os ensaios em tensões diferentes eram obtidos a partir da modificação do número de módulos em série que formavam o arranjo correspondente a cada ensaio. A curva de maior tensão foi medida a partir de um arranjo fotovoltaico com maior número de módulos em série e por sua vez, a curva de menor tensão foi obtida a partir de um arranjo com menor número de módulos. A Figura A.7 apresenta as quatro curvas de potência em corrente contínua na entrada do inversor correspondente a cada tensão CC apresentada na Figura A.6.

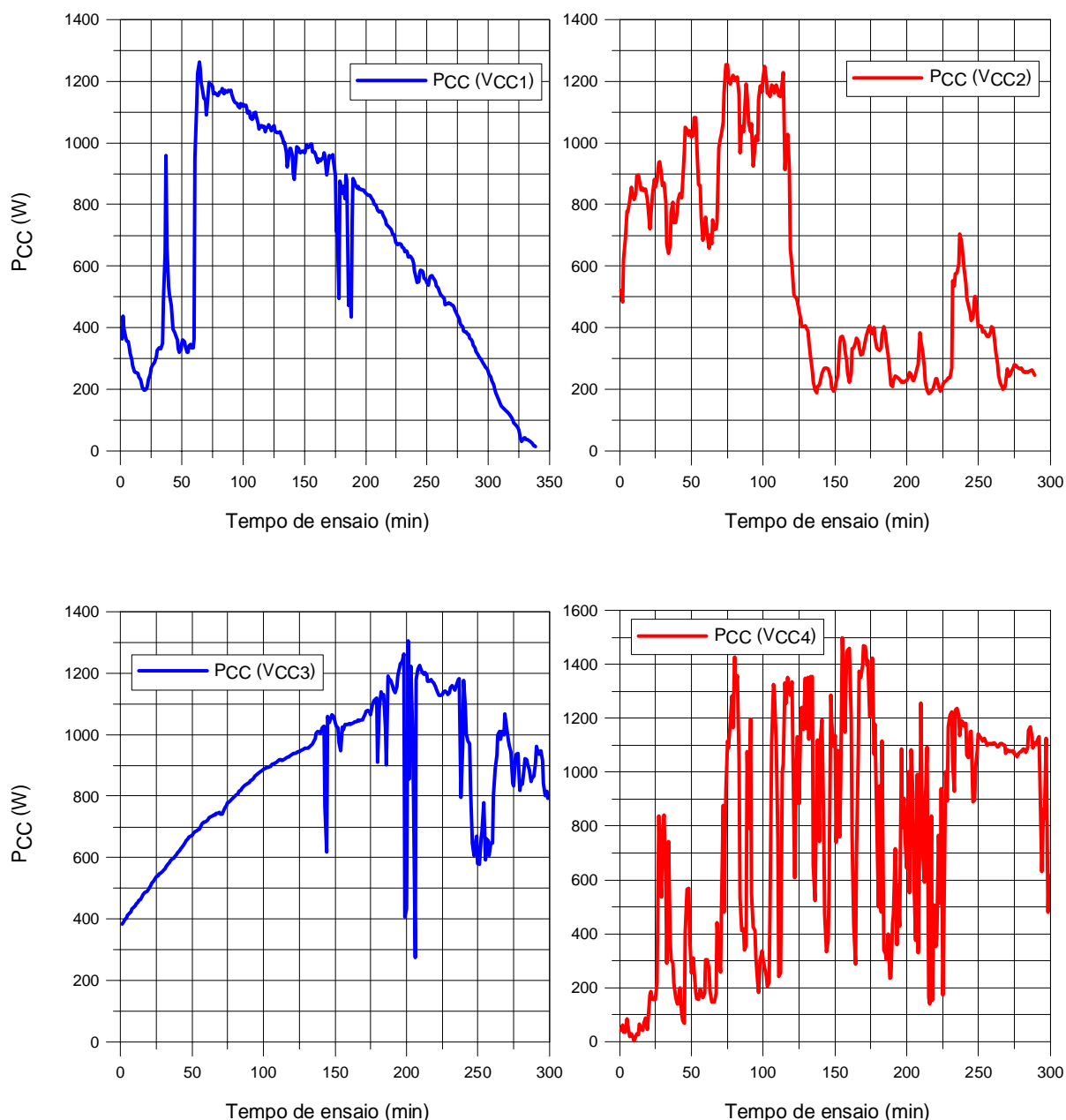


Figura A.7 – Potência em corrente contínua na entrada do inversor *Ingeteam Ingecon Sun 2,5* em diferentes dias de ensaios e tensões CC de entrada.

É possível verificar oscilações de até 50 V, mas essas situações ocorrem predominantemente em períodos de significativas variações de irradiância. Os perfis das potências em corrente contínua verificados na Figura A.7 indicam que as medidas foram realizadas em períodos de significativas variações de irradiância. As oscilações na tensão CC apresentadas na Figura A.6 devem-se predominantemente às variações de irradiância. No entanto, a temperatura dos módulos que compõem o arranjo fotovoltaico também influencia na tensão CC. A Figura A.8 apresenta as oscilações na tensão CC de entrada em três dias de ensaios com o inversor *SMA Sunny Boy 3300TL*.

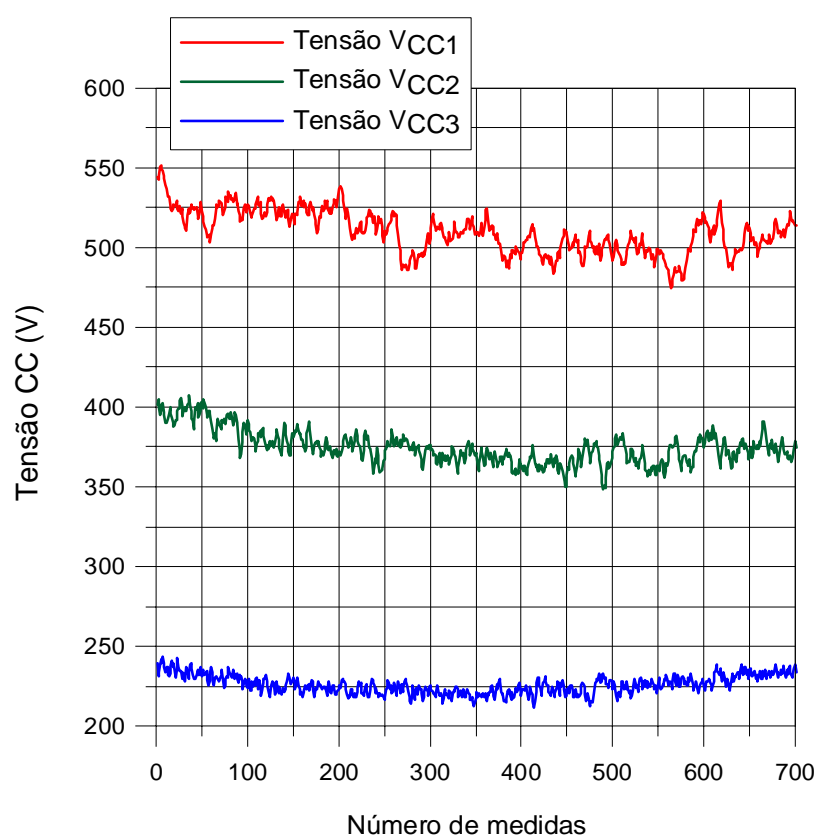


Figura A.8 – Oscilações de tensões CC durante os ensaios do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* em diferentes dias de medidas.

Os ensaios nas três diferentes tensões CC de entrada ocorreram predominantemente em dias ensolarados e, conseqüentemente, com pequenas variações de irradiância como pode ser verificado na Figura A.9 que apresenta os perfis de potência em corrente contínua durante os ensaios com o inversor *Sunny Boy 3300TL*. As oscilações na tensão CC de entrada podem atingir até 50 V nos casos mais extremos

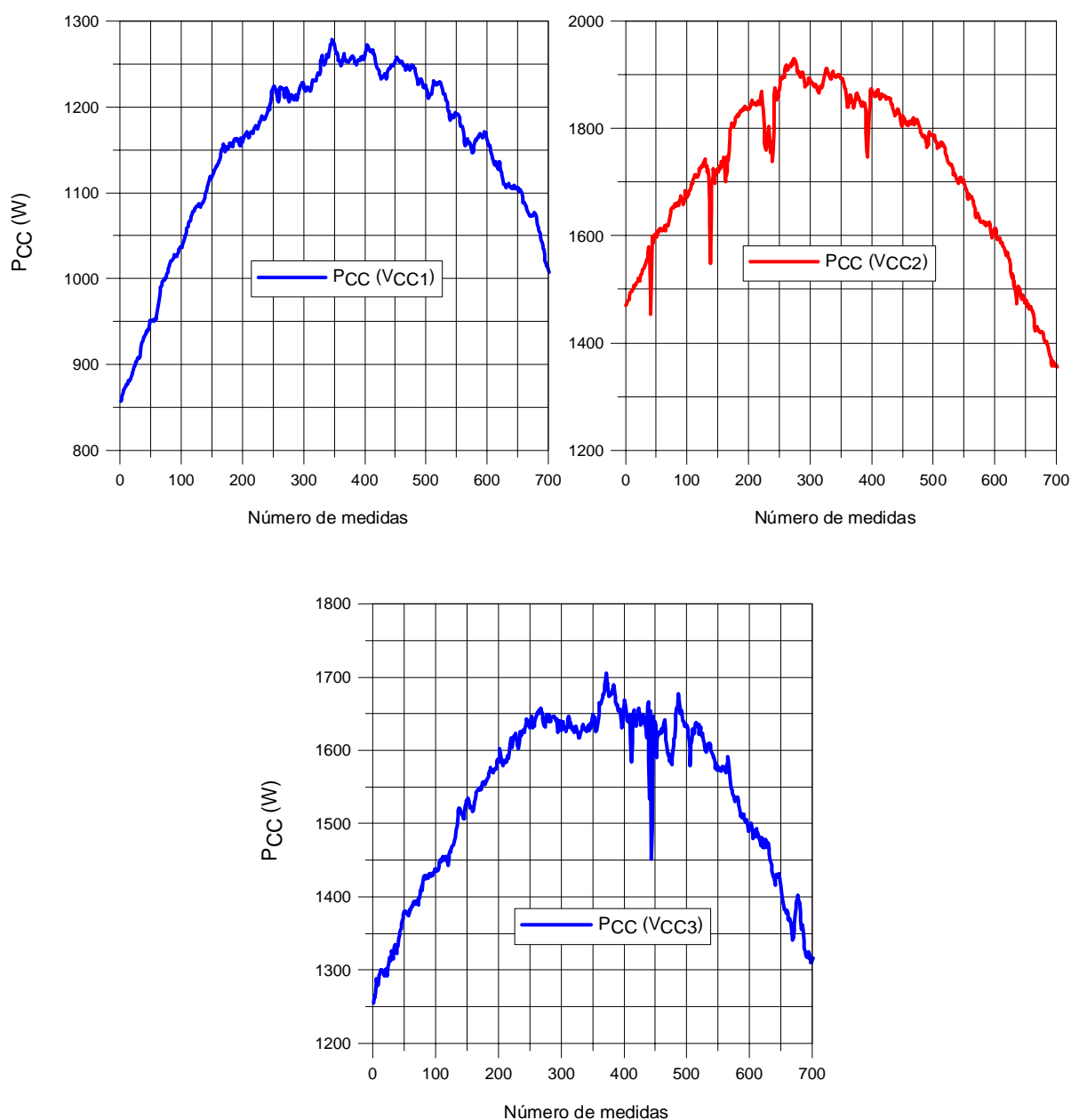


Figura A.9 – Potência em corrente contínua na entrada do inversor *SMA Sunny Boy 3300TL* em diferentes dias de ensaios e tensões CC de entrada.

Devido às características e comportamento de arranjos fotovoltaicos os pontos medidos da eficiência CC/CA em uma dada tensão CC não são determinados em uma tensão CC fixa, mas em tensões CC que variam e oscilam em torno de um valor nominal. Por exemplo: os pontos medidos de eficiência de um dado inversor na tensão CC de 250 V foram realmente medidos em tensões CC que oscilam em torno da tensão de 250 V.

A partir do modelo matemático de eficiência CC/CA em função da potência relativa e da tensão CC de entrada proposto na Tese e dos coeficientes de tensão determinados para os inversores ensaiados é possível corrigir os valores de tensão CC que oscilam em torno do valor de tensão CC de referência garantindo que todas as medidas de eficiência determinadas sejam na tensão CC de referência.

A eficiência CC/CA é corrigida para a tensão CC de referência utilizando o modelo matemático proposto, os coeficientes determinados experimentalmente e a potência CA medida. Em seguida, a potência CC correspondente ao valor da tensão CC de referência é determinada. Finalmente, a potência CC medida em uma dada tensão CC variável é comparada com a potência CC corrigida para a tensão CC fixa. O desvio percentual entre a potência CC medida e a potência CC corrigida é comumente inferior a 1 %. A correção da potência CC, portanto, não é necessária no âmbito desta Tese. A Figura A.10 e a Figura A.11 apresentam a comparação entre a potência CC medida e a potência CC corrigida de dois inversores utilizados nos ensaios.

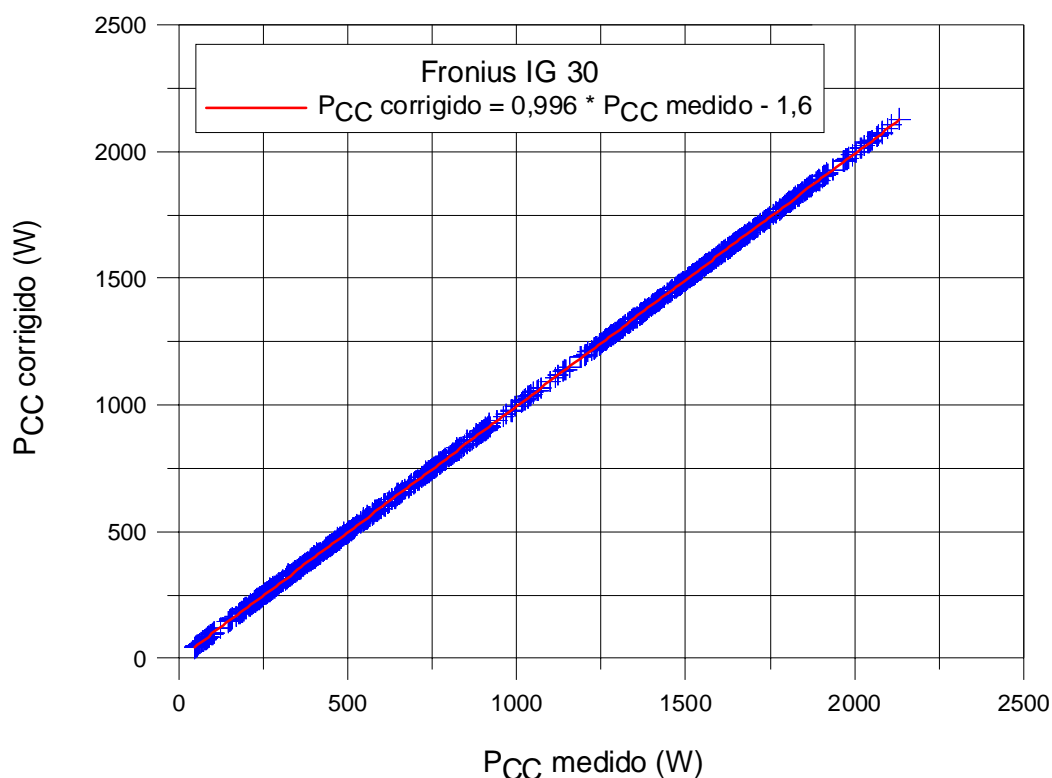


Figura A.10 – Comparação entre P_{CC} medido e corrigido do inversor *Fronius IG 30*.

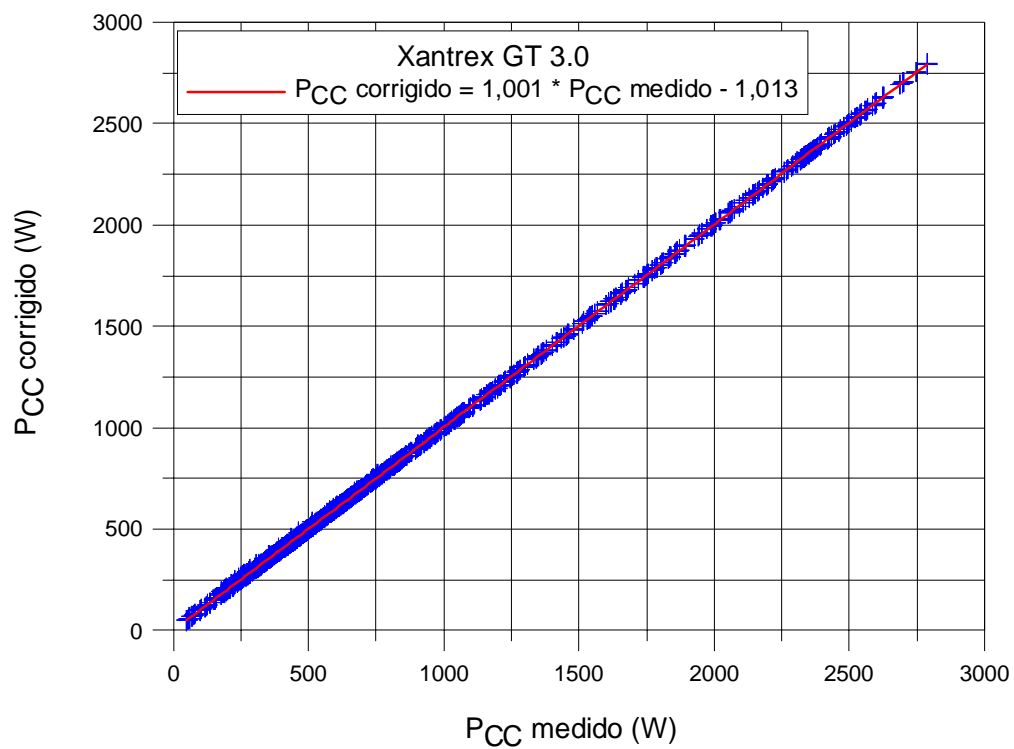


Figura A.11 – Comparação entre P_{CC} medido e corrigido do inversor *Xantrex GT 3.0*.

APÊNDICE B – FUNCIONAMENTO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS QUE UTILIZAM MÓDULOS DE NOVAS TECNOLOGIAS

Texto adaptado da referência [SMA, 2009]

B.1 Introdução

Novas tecnologias de módulos fotovoltaicos têm sido desenvolvidas atualmente, oferecendo vantagens em relação aos módulos fotovoltaicos convencionais. Algumas tecnologias devem operar sob determinadas condições e obrigatoriamente devem-se respeitar as recomendações de instalação do fabricante. Devido à ampla oferta de distintas topologias de inversores, é possível combinar um equipamento adequado para cada tecnologia de módulos. Na seqüência são apresentados alguns problemas característicos de determinadas tecnologias de módulos fotovoltaicos e possíveis soluções e adequações de acordo com a escolha do inversor (SMA, 2009).

B.2 Efeito de Polarização em Módulos de Contato Posterior

Durante o funcionamento de módulos de contato posterior foi observado redução da eficiência do módulo. A formação do campo elétrico na junção PN de células de módulos de contato posterior ocorre de maneira mais complexa do que em células de módulos convencionais. Durante a operação com altas tensões (>20 V) pode ocorrer um carregamento estático na superfície da célula. Dessa forma, a taxa de recombinação das partículas carregadas aumenta, causando a redução da eficiência do módulo (Figura B.1).

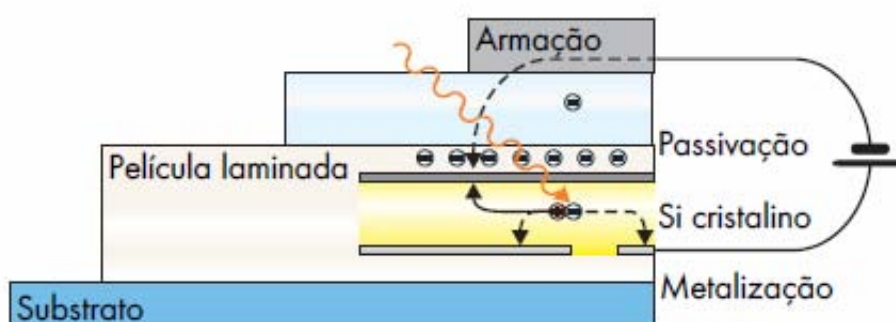


Figura B.1 – Efeito de polarização em células de módulos fotovoltaicos com contato posterior [SMA, 2009].

Para impedir o efeito de polarização devem ser utilizados inversores isolados galvanicamente e o pólo positivo do gerador fotovoltaico deve estar ligado ao terra.

B.3 Corrosão da Camada TCO em módulos de Filmes Finos

Em módulos de filmes finos, após um tempo de funcionamento relativamente curto, é possível detectar danos à camada TCO (óxido condutivo transparente). Os danos nesta camada elétrica condutora ocorrem no lado interno da cobertura de vidro e não podem ser reparados e provocam consideráveis perdas de desempenho. Os módulos de células de silício amorfo (a-Si) e telureto de cádmio (CdTe) fabricados com tecnologia de superstrato são os mais afetados. A corrosão da camada TCO ocorre devido à reação do sódio, que na camada da cobertura de vidro possui um teor de 15 %, com a umidade. Na borda do módulo formam-se fissuras que podem estender-se por toda a estrutura da célula danificando o módulo permanentemente (Figura B.2).

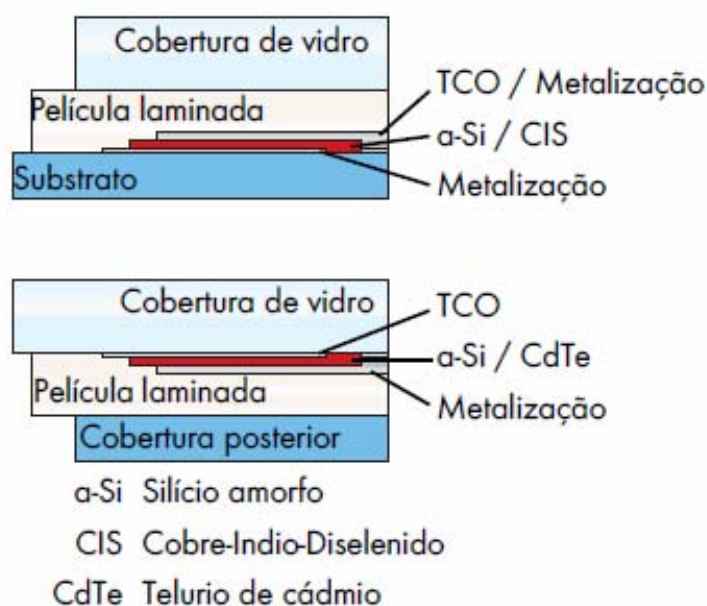


Figura B.2 – Corrosão da camada TCO em módulos de filmes finos [SMA, 2009].

Para evitar o processo de corrosão da camada TCO de módulos de filmes finos deve-se utilizar inversores isolados galvanicamente e o pólo negativo do gerador fotovoltaico deve estar ligado ao terra.

Os dois efeitos descritos estão diretamente relacionados com o potencial do gerador, nestes casos, com a tensão do gerador em relação ao terra, que comumente não é considerada no dimensionamento do sistema. A escolha simples de uma determinada topologia de inversores não impede os problemas descritos e apenas a ligação de um dos pólos ao terra pode especificar o sentido do campo elétrico do gerador fotovoltaico e impedir o efeito de polarização ou a corrosão da camada TCO. A Tabela B.1 apresenta as recomendações do fabricante SMA para utilização de inversores conforme a tecnologia de módulos fotovoltaicos.

Tabela B.1 – Recomendações do fabricante para utilização dos inversores adequados conforme a tecnologia de módulos fotovoltaicos [SMA, 2009].

Tecnologia celular / Estrutura do módulo	Inversores sem transformadores		Inversores com transformadores		
	SB xxxxTL SMC xxxxTL	SB xxxxTL-HC	Aparelho de série SB xxxx SMC xxxx		
			Sem kit de ligação à terra	Com kit de ligação à terra neg.	Com kit de ligação à terra pos.
Si monocristalino	●	●	●	○	○
Si policristalino	●	●	●	○	○
CdTe	–	–	–	●	–
Si amorfo (estrutura superstrato)	–	–	–	●	–
Si amorfo (estrutura substrato)	●	●	●	○	○
CIS	●	●	●	○	○
Si monocristalino (A-300)	–	–	–	–	●
Película de metal como substrato ou na estrutura modular	–	●	●	●	●

Legenda: ● recomendado; ○ recomendado com restrições; – não recomendado