



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GILBERTO FIGUEIREDO PINTO FILHO

FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO E AVALIAÇÃO DE  
DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE  
ELÉTRICA

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GILBERTO FIGUEIREDO PINTO FILHO

FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO E AVALIAÇÃO DE  
DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE  
ELÉTRICA

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA, como requisito para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2012

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, SOMENTE PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

**Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)  
Biblioteca Central/UFPA, Belém-PA**

---

Figueiredo, Gilberto, 1988 -

Ferramenta computacional para dimensionamento e avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica / Gilberto Figueiredo Pinto Filho. — 2012.

Orientador: Wilson Negrão Macêdo  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2012.

1. Geração de energia fotovoltaica – Modelos matemáticos.
2. Simulação (computador). I. Título.

CDD - 23. ed. 621.31244

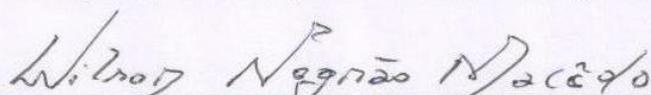
---

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

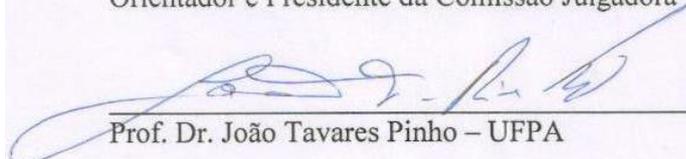
**GILBERTO FIGUEIREDO PINTO FILHO**

“FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO E  
AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS À REDE ELÉTRICA”

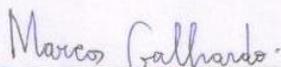
Dissertação defendida e aprovada em 11/10/2012 pela Comissão Julgadora:



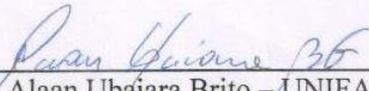
Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo – PPGEE/UFPA  
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



Prof. Dr. João Tavares Pinho – UFPA

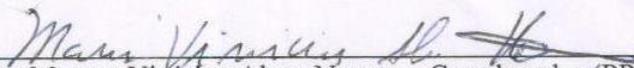


Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo – UFPA



Prof. Dr. Alaam Ubaiara Brito – UNIFAP

VISTO:



Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes – Coordenador (PPGEE ITEC UFPA)

## **DEDICATÓRIA**

*Dedico este trabalho a todos aqueles independente de sexo, religião, raça e etc., que lutam por aquilo que acreditam e não se deixam abater mesmo com as dificuldades e os percalços da vida. Aqueles que mantêm a ética, honestidade e dignidade, mesmo quando todas as circunstâncias impõem um caminho facilitado por meios escusos. A alegria e satisfação ao final da longa caminhada, e perceber que o esforço valeu a pena, não tem preço.*

## AGRADECIMENTOS

À minha namorada Kamilla Vulcão, pelo amor, companheirismo e paciência nos momentos bons e ruins da caminhada, partilhados até aqui.

Aos meus avós, Regina e Octávio, pelo suporte e por terem sido verdadeiros pais.

Ao meu orientador, Wilson Macêdo, pelos conhecimentos partilhados ao longo dos anos de graduação e pós-graduação.

Ao Professor João Pinho e a CAPES, pela oportunidade de desenvolver a pesquisa com suporte intelectual e financeiro.

Aos companheiros do GEDAE, pela amizade cultivada ao longo de 6 anos. Agradecimento especial para Aimé Pinto, Alex Manito, Fillipe Vasconcelos, Marcelo Almeida, Renato Cavalcante, Wilson Macêdo, Marcos Galhardo, Max Alexandre, Francisco Xavier, Heliana Ceballos, Luciana Gonzalez, Helio Jr, Francisco Dias, Luis Blasques, Keila Maia e Rosi Costa.

À Universidade Federal do Pará, pela oportunidade, ao longo da graduação e da pós-graduação, de absorver conhecimentos que levarei por toda a minha vida.

## SUMÁRIO

RESUMO .....	1
ABSTRACT .....	2
ÍNDICE DE FIGURAS .....	3
ÍNDICE DE TABELAS .....	6
LISTA DE SÍMBOLOS .....	7
INTRODUÇÃO.....	9
CAPÍTULO 1 .....	12
ASPECTOS GERAIS SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE	12
1.1 Introdução.....	12
1.2 Considerações sobre o dimensionamento de SFCRs.....	13
1.2.1 Decisão do tamanho relativo do SFCR .....	13
1.2.2 Consideração dos limites máximos do inversor .....	14
1.2.3 Busca da máxima eficiência do inversor.....	15
1.3 Funcionalidades dos inversores de SFCR .....	16
1.4 Revisão Bibliográfica .....	20
1.4.1 Ferramentas Computacionais .....	20
1.4.2 Modelos Matemáticos de SFCR.....	23
1.5 Alguns programas computacionais disponíveis no mercado e na literatura.....	27
1.5.1 FV-EXPERT .....	27
1.5.2 SOLSIM 1.0 .....	28
1.5.3 HOMER .....	28
1.5.4 RETSCREEN 200 .....	28
1.5.5 PVS 2001.....	29
1.5.6 SIDIM.....	29
1.5.7 SolEm.....	29

1.5.8	Design Pro .....	29
1.5.9	PV Sol Pro.....	30
1.5.10	Sunny Design .....	30
1.5.11	Solar Advisor Model .....	30
1.5.12	Insel .....	31
CAPÍTULO 2 .....		32
MODELOS MATEMÁTICOS E PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS DE SFCRs UTILIZADOS NA FERRAMENTA COMPUTACIONAL.....		32
2.1	Introdução.....	32
2.2	Modelos matemáticos utilizados .....	33
2.2.1	Geração fotovoltaica .....	33
2.2.1.1	Modelo de Evans (1981).....	34
2.2.1.2	Modelo de 4 parâmetros .....	36
2.2.2	Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP).....	40
2.2.3	Eficiência de conversão dependente da tensão de operação .....	43
2.2.4	Limitação por temperatura .....	48
2.2.5	Modelo proposto para o desempenho da potência em condições de limitação.....	52
2.2.6	Modelo proposto para as perdas em função da potência desenvolvida.....	55
2.3	Parâmetros característicos de SFCrs .....	55
2.3.1	Fator de capacidade (FC) .....	56
2.3.2	Energia específica (EE).....	56
2.3.3	Produtividade do sistema ( $Y_F$ ) .....	57
2.3.4	Rendimento global (Performance Ratio - PR) .....	57
2.3.5	Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI).....	58
CAPÍTULO 3 .....		60
UTILIZAÇÃO DOS MODELOS NA FERRAMENTA COMPUTACIONAL.....		60
3.1	Introdução.....	60

3.2	Interface da ferramenta computacional para SFCRs .....	62
CAPÍTULO 4 .....		71
VALIDAÇÃO DA FERRAMENTA E ESTUDOS DE CASO .....		71
4.1	Introdução .....	71
4.2	Verificação da confiabilidade da ferramenta em termos da operação dos SFCRs .....	72
4.3	Verificação da confiabilidade da ferramenta em termos da energia elétrica produzida .....	83
4.4	Estimativa energética de SFCRs para algumas cidades brasileiras .....	85
4.4.1	Manaus (latitude: -3,08°) .....	87
4.4.2	Recife (latitude: -8,1°) .....	91
4.4.3	Brasília (latitude: -15,47°) .....	94
4.4.4	Rio de Janeiro (latitude: -22,5°) .....	98
4.4.5	Curitiba (latitude: -25,32°) .....	100
CONCLUSÕES .....		104
REFERÊNCIAS .....		106

## RESUMO

Figueiredo, Gilberto. **Ferramenta Computacional para Dimensionamento e Avaliação de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 2012. 118 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Pará. Belém, 2012.

Esta dissertação apresenta a utilização alguns modelos matemáticos disponíveis na literatura para representar as etapas de processamento da energia em um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica (SFCR). Além disso, propõem-se dois modelos representativos do comportamento da potência elétrica em situações de limitação de potência do inversor e das perdas elétricas em função do carregamento. Todas as modelagens estão implementadas computacionalmente no ambiente *GUIDE* do *MATLAB*, o que permite a análise, auxilia no dimensionamento e viabiliza a simulação da operacionalidade e consequente contribuição energética de SFCRs com diferentes tamanhos relativos. No trabalho ainda é mostrada a interface da ferramenta computacional desenvolvida e a validação dos dados gerados pelo programa com dados medidos experimentalmente de SFCRs, a qual evidencia a eficácia dos modelos utilizados e a melhora na precisão. Ao final são mostradas estimativas energéticas para cinco cidades brasileiras, além de exemplos de análise dos dados gerados pela ferramenta computacional.

**PALAVRAS CHAVE:** Geração de Energia Fotovoltaica, Modelos Matemáticos, Simulação (computador).

## ABSTRACT

Figueiredo, Gilberto. **Computational Tool for Sizing and Assessment of Grid-Connected Photovoltaic Systems**. 2012. 118 p. M.Sc. Dissertation. Electrical Engineering Post-Graduate Program. Federal University of Pará. Belém, 2012.

This dissertation presents the utilization of some mathematical models present on literature which represent the energy processing steps on Grid-Connected Photovoltaic Systems (GCPV). Besides, two models regarding the power limitation due to inverter's temperature and the electric losses are proposed. All models are implemented at *MATLAB GUIDE* environment which allows the analysis, helps on the design and makes possible the operacionality simulation and and energy contribution of GCPV with diferent sizes. The work presents the program interface developed and its data validation by comparing it with experimental data. Some energy forecasting for five Brazilian cities are shown at the end of the work with examples on how analyze the data generated by the program.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Energy Generation, Mathematical Models, Simulation.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Representação do SFCR e suas variáveis. ....	12
Figura 1.2 – Curvas de eficiência do inversor ISMGT 128/3kW (Catálogo Gavazzi). ....	15
Figura 1.3 – Exemplo de uma estratégia de SPMP. ....	16
Figura 1.4 – Circuito representativo de uma célula FV.....	24
Figura 2.1 – Influência da temperatura de célula na curva $I \times V$ . ....	34
Figura 2.2 – Coeficiente de temperatura de um módulo FV em função da irradiância e da temperatura (Macêdo, 2006).....	36
Figura 2.3 – Circuito elétrico equivalente de um(a) gerador/célula FV.....	37
Figura 2.4 – Eficiência do SPMP em função do carregamento (Haeberlin <i>et al</i> , 2005). ....	42
Figura 2.5 – Curvas de eficiência de conversão c.c/c.a. calculada e medida. (Macêdo, 2006)	44
Figura 2.6 – Curva de eficiência para diferentes níveis de tensão. (Catálogo SMA).....	45
Figura 2.7 – Variação dos parâmetros $k_1$ , $k_2$ e $k_3$ com a tensão. ....	46
Figura 2.8 – SFCR sobredimensionado apresentando limitação. ....	48
Figura 2.9 – Comportamento da temperatura sistema subdimensionado.....	51
Figura 2.10 – Comportamento da temperatura sistema sobredimensionado. <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
Figura 2.11 – Curva de degradação da potência nominal do inversor <i>SB 5000 TL</i> .....	53
Figura 2.12 – Comportamento da potência c.c. na ocorrência de limitação por temperatura. .	54
Figura 3. 1 – Fluxograma representativo da ferramenta computacional. ....	61
Figura 3.2 - Primeira parte do programa de simulação. ....	63
Figura 3.3 – Resultado da simulação da primeira etapa. ....	63
Figura 3.4 – Perdas percentuais de energia em função do FDI. ....	64
Figura 3.5 – Indicação da configuração do gerador FV a ser simulada. ....	65
Figura 3.6 – Interface da etapa de análise de desempenho do SFCR.....	65
Figura 3.7 - Segunda etapa da simulação. ....	66
Figura 3.8 – Resultados em termos da distribuição de ocorrências para tensão, irradiância e potência.....	67
Figura 3.9 – Histograma da energia gerada e sua curva acumulativa correspondente. ....	68
Figura 3.10 – Histograma da energia perdida e sua curva acumulativa correspondente.....	69
Figura 3.11 – Bitola (mm <sup>2</sup> ) em função da magnitude da corrente.....	70

Figura 4.1 – Fachada norte da administração do IEE/USP: (a) vista lateral superior dos geradores FV e (b) vista frontal dos geradores FV (Macêdo,2006). .....	71
Figura 4.2 – Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 18/08 a 21/08 para o sistema N1 (dias ensolarados). .....	73
Figura 4.3 - Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 20/04 a 23/04 para o sistema N1 (dias nublados). .....	74
Figura 4.4 - Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 05/09 a 09/09 para o sistema N3 (dias ensolarados). .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 4.5 - Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 05/09 a 09/09 para o sistema N4 (dias ensolarados). .....	77
Figura 4.6 - Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 05/09 a 09/09 para o sistema N4 em base horária (dias ensolarados). .....	79
Figura 4.7 - Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 29/08 a 01/09 para o sistema N5 (dias ensolarados). .....	80
Figura 4.8 - Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 01/10 a 04/10 para o sistema N6 (dias distintos). .....	81
Figura 4.9 – Comparação do histograma de ocorrência da tensão para o sistema N1. ....	82
Figura 4.10 – Comparação do histograma de ocorrência da tensão para o sistema N5. ....	82
Figura 4.11 – Comparação entre a energia medida e a estimada para os sistemas N1 e N5. ....	84
Figura 4.12 – Comparação entre a energia medida e a estimada para os sistemas N3 e N6. ....	84
Figura 4.13 – Comparação entre a energia medida e a estimada para o sistema N4. ....	84
Figura 4.14 – Curvas de eficiência dos inversores utilizados: SB 1200, IG 30 e GT 3.3 (Rampinelli,2010 e Catálogo dos fabricantes). .....	87
Figura 4.15– Primeira etapa de simulação para Manaus (Caso 1). .....	88
Figura 4.16 – Primeira etapa de simulação para Manaus (Caso 2). .....	88
Figura 4.17 – Primeira etapa de simulação para Manaus (Caso 3). .....	88
Figura 4.18.– Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 1 .....	89
Figura 4.19 – Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 2. ....	89
Figura 4.20 – Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 3. ....	89
Figura 4.21 – Diagrama de ocorrências de potência para o sistema 3. ....	91
Figura 4.22 – Primeira etapa de simulação para Recife (Caso 1). ....	92
Figura 4.23 – Primeira etapa de simulação para Recife (Caso 2). ....	92
Figura 4.24 – Primeira etapa de simulação para Recife (Caso 3). ....	92

Figura 4.25 – Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 1.....	93
Figura 4.26 – Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 2.....	93
Figura 4.27 – Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 3.....	93
Figura 4.28 – Primeira etapa de simulação para Brasília (Caso 1). .....	95
Figura 4.29 – Primeira etapa de simulação para Brasília (Caso 2). .....	95
Figura 4.30 – Primeira etapa de simulação para Brasília (Caso 3). .....	95
Figura 4.31 - Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 1. ....	96
Figura 4.32 – Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 2.....	96
Figura 4.33 – Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 3.....	96
Figura 4.34 – Primeira etapa de simulação para o Rio de Janeiro (Caso 1).....	98
Figura 4.35 – Primeira etapa de simulação para o Rio de Janeiro (Caso 2).....	98
Figura 4.36 – Primeira etapa de simulação para o Rio de Janeiro (Caso 3).....	98
Figura 4.37 – Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 1.....	99
Figura 4.38 – Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 2.....	99
Figura 4.39 – Histogramas de $V_{mp}$ e $V_{oc}$ para o Sistema 3.....	99
Figura 4.40 – Primeira etapa de simulação para Curitiba (Caso 1).....	101
Figura 4.41 – Primeira etapa de simulação para Curitiba (Caso 2).....	101
Figura 4.42 – Primeira etapa de simulação para Curitiba (Caso 3).....	101

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 – Desenvolvimento de normas técnicas nacionais específicas (Almeida, 2012). ..	19
Tabela 1.2 – Novas funcionalidades dos inversores de SFCRs.....	20
Tabela 2.1 – Parâmetros utilizados no modelo estático de SPMP. (Adaptado de Rampinelli, 2010).....	42
Tabela 2.2 – Parâmetros utilizado no modelo da temperatura do inversor (Adaptado de Rampinelli, 2010).....	50
Tabela 3.1 – Organização do arquivo de dados.....	62
Tabela 4.1 – Características básicas dos SFCRs utilizados na validação.....	72
Tabela 4.2 – Comparação da energia elétrica gerada e calculada (kWh).....	79
Tabela 4.3 – Comparação dos dados em termos energéticos. ....	83
Tabela 4.4– Componentes dos sistemas utilizados no estudo (CASO 1).....	85
Tabela 4.5 – Componentes dos sistemas utilizados no estudo (CASO 2).....	85
Tabela 4.6 – Componentes dos sistemas utilizados no estudo (CASO 3).....	85
Tabela 4.7 – Características elétricas dos módulos utilizados.....	86
Tabela 4.8 – Características elétricas dos inversores utilizados.....	86
Tabela 4.9 – Configuração dos geradores FV para Manaus.....	88
Tabela 4.10 – Resultados da simulação para Manaus ( $Y_R = 1784,8 kWh/kW_p$ ). ....	90
Tabela 4.11 – Configuração dos geradores FV para Recife ( $Y_R = 1991,7 kWh/kW_p$ ). ....	92
Tabela 4.12 – Resultados da simulação para Recife ( $Y_R = 1991,7 kWh/kW_p$ ).....	94
Tabela 4.13 – Configuração dos geradores FV para Brasília ( $Y_R = 1892,1 kWh/kW_p$ ). ....	95
Tabela 4.14 – Resultados da simulação para Brasília ( $Y_R = 1892,1 kWh/kW_p$ ).....	97
Tabela 4.15 – Configuração dos geradores FV para o Rio de Janeiro ( $Y_R = 1792,4 kWh/kW_p$ ). .....	99
Tabela 4.16 – Resultados da simulação para o Rio de Janeiro ( $Y_R = 1792,4 kWh/kW_p$ ). ....	100
Tabela 4.17 – Configuração dos geradores FV para Curitiba ( $Y_R = 1560,4 kWh/kW_p$ ). ....	101

## LISTA DE SÍMBOLOS

$T_{ambiente}$	Temperatura Ambiente	[°C]
$T_{módulo}$	Temperatura de costa do módulo	[°C]
$P_{FV}^0$	Potência FV instalada	[W]
$P_{FV}$	Potência desenvolvida pelo gerador FV em uma dada condição	[W]
$V_{FV}$	Tensão de operação do gerador FV	[V]
$P_{mp}$	Ponto de máxima potência do gerador FV	[W]
$\eta_{spmp}$	Eficiência do seguimento do ponto de máxima potência	[%]
$P_{inv}^0$	Potência nominal do inversor	[W]
$P_{cc-máx}^{inv}$	Potência máxima admitida pelo inversor na entrada	[W]
$P_{máx}^{inv}$	Potência máxima admitida pelo inversor na saída	[W]
$P_{saída}$	Potência de saída do sistema	[W]
$\eta_{inv}$	Eficiência do inversor	[%]
$T_{inv}$	Temperatura de operação do inversor	[°C]
$V_{mp}$	Tensão de Máxima Potência	[V]
$V_{oc}$	Tensão de Circuito Aberto	[V]
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência	[A]
$I$	Corrente gerada pela célula FV para o circuito exterior	[A]
$I_L$	Corrente fotogerada linearmente dependente da irradiância incidente	[A]
$I_D$	Corrente de polarização da junção p-n	[A]
$I_{Sh}$	Corrente que flui pela resistência <i>shunt</i>	[A]
$I_0$	Corrente de saturação reversa do diodo	[A]
$R_S$	Resistência série	[Ω]
$R_{Sh}$	Resistência em paralelo	[Ω]
$a$	Parâmetro de correção da curva	[ - ]
$\alpha$	Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto	[V/°C]
$\beta$	Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito	[A/°C]
$E_g$	Energia da banda proibida do material	[eV]
$N_s$	Número de células em série do módulo FV	[ - ]
$T_{NOC}$	Temperatura nominal de operação da célula	[°C]
$H_{plano}$	Irradiância incidente no plano do gerador	[W/m <sup>2</sup> ]
$H_{ref}$	Irradiância de referência (1000 W/m <sup>2</sup> )	[W/m <sup>2</sup> ]

$\gamma_{mp}$	Coeficiente de perda de potência com a temperatura	[1/W]
$\eta_{SPMP}$	Eficiência do seguimento do ponto de máxima potência	
	[%]	
$M_0$ e $M_1$	Coeficientes de potência do modelo para o $\eta_{SPMP}$	[-]
$V_{inicial}$	Limite inferior de tensão para operação do SPMP	[V]
$k_0, k_1$ e $k_2$	Parâmetros de perdas do modelo de $\eta_{inv}$	[-]
$k_{0V}, k_{1V}$ , e $k_{2V}$	Coeficientes lineares das perdas em função da tensão de operação	[-]
$s_{0V}, s_{1V}$ e $s_{2V}$	Coeficientes angulares das perdas em função da tensão de operação	[-]
$F_{cap}$	Fator de capacidade térmica do inversor	[J/°C]
$F_D$	Fator de dissipação térmica do inversor	[W/°C]
$P_{init\_lim}$	Potência do inversor no instante no início da limitação	[W]
$passo$	Contador da limitação, ou seja, incrementa o processo de limitação	[-]
$L_{cc}$	Perdas no cabeamento em c.c.	[W]
$L_{ca}$	Perdas no cabeamento em c.a.	[W]
$FC$	Fator de capacidade do SFCR	[%]
$Y_F$	Produtividade final do SFCR	[kWh/kWp]
$Y_F$	Produtividade de referência	[kWh/kWp]
$PR$	Rendimento global	[%]
$FDI$	Fator de Dimensionamento do Inversor	[-]

## INTRODUÇÃO

O uso de fontes alternativas de energia para produção de eletricidade ganhou crescente notoriedade ao longo das últimas décadas do século XX e nas primeiras décadas do século XXI. A necessidade de substituição e independência dos combustíveis fósseis, aliadas a iminência de danos irreversíveis à natureza, fato que influencia diretamente na qualidade de vida do ser humano, fizeram com que aumentassem os interesses e investimentos nas fontes de energia que produzem menos impactos ambientais.

Considerando o início do novo século, vários países lançaram estratégias, seja com políticas nacionais ou regionais, para fomentar o uso de fontes renováveis, fazendo com que a inserção dessas fontes torne a matriz energética mais heterogênea e sustentável. À exemplo desse crescimento, cita-se a União Europeia, na qual diversos países, como é o caso de Alemanha, Áustria, Espanha, Finlândia, Portugal, Suécia e Reino Unido, lançaram mão de políticas regionais para dar suporte ao chamado “2008 Climate and Energy Package”, que estabelece, dentre outros tópicos relacionados à conservação ambiental e controle da poluição, a estimativa de que, no ano de 2020, 20% da energia no seu uso final seja proveniente de fontes renováveis (ISEP, 2011).

Dentre as fontes renováveis, a tecnologia fotovoltaica (FV) vem aumentando cada vez mais a sua participação na produção de energia elétrica. A aplicação conectada à rede elétrica convencional ou minirrede, tornou-se uma das mais utilizadas, devido a facilidades na instalação e manutenção, mínimos impactos ambientais na geração, necessidade de menos componentes eletrônicos (quando comparado com os sistemas autônomos, por exemplo), além da possibilidade de uso como geração distribuída ou complementar.

Já existem Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) em operação no Brasil, tanto em universidades, para uso de projetos de pesquisa, como em prédios comerciais e residenciais. Entretanto, apenas oito sistemas foram declarados e encontram-se registrados na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)<sup>1</sup>. Por essa razão, não é tão fácil encontrar dados precisos dos sistemas instalados, seja porque eles ainda não foram objetos de estudo em trabalhos acadêmicos ou porque não haja interesse na disponibilização de dados relevantes dos sistemas.

---

<sup>1</sup> <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>

O Brasil recebe anualmente níveis de irradiação bastante significativos quando comparados com alguns países europeus que possuem a indústria fotovoltaica já consolidada. Na região Norte, por exemplo, especificamente em Belém, a irradiação anual pode alcançar 1842 kWh/m<sup>2</sup> (plano horizontal), enquanto que em Berlim, esse nível alcança 1142 kWh/m<sup>2</sup> para o plano inclinado em 30° orientado para o Sul<sup>2</sup>. Além disso, em algumas regiões brasileiras, mesmo nos piores dias do ano, a energia vinda do Sol que pode ser aproveitada para a conversão fotovoltaica continua sendo significativa, como algo em torno de 4 kWh/m<sup>2</sup>.

Também são notáveis no Brasil suas riquezas naturais, grandes jazidas de quartzo e um considerável parque industrial que extrai esse material e o beneficia, transformando-o em silício grau metalúrgico. Este último é utilizado tanto para a produção das células fotovoltaicas como de dispositivos eletrônicos semicondutores (circuitos integrados, etc.).

O desenvolvimento da rota metalúrgica do silício pode fazer com que o país figure entre os líderes mundiais na produção de silício grau solar, o que possibilita maior exportação dessa matéria prima. Além disso, a cadeia do silício pode ser completada com o desenvolvimento das indústrias de fabricação de módulos fotovoltaico, o que aumentaria a oferta de empregos, fomentaria a economia, além de tornar a energia fotovoltaica mais presente na matriz energética nacional (CGEE, 2010).

Com o crescente interesse pela tecnologia, o resultado direto seria o aumento de SFCRs instalados em todo país. Isso desencadearia necessidade de mão de obra qualificada não só apenas para instalação e manutenção dos sistemas, mas também para projetar e avaliar os mesmos após o início de operação. Desse modo, a possibilidade de estimar e simular tanto a operacionalidade como a contribuição energética facilitaria as atividades dos profissionais de sistemas fotovoltaicos.

Outra forma de avaliar a diversidade de configurações de SFCRs é monitorar essas instalações para levantar dados das que compõem o sistema. Embora importante essa estratégia agrega custos adicionais e requer certo período de tempo até a obtenção de um diagnóstico das funcionalidades do SFCR. Por outro lado, quando bem desenvolvidas, as ferramentas computacionais podem cumprir esse papel de maneira mais rápida e a um baixo custo.

As estimativas podem ser feitas através de métodos de cálculo que consideram apenas valores médios (diários, por exemplo) de irradiação solar no local a ser instalado o sistema com valores médios de eficiência de conversão fotovoltaica e de corrente contínua em

---

<sup>2</sup> Dados obtidos com o programa computacional *METEONORM*.

corrente alternada (c.c./c.a.) Apesar da facilidade, esse cálculo pode acarretar em erros consideráveis. Portanto, faz-se necessário lançar mão de modelos que representem cada componente do sistema o mais precisamente possível.

Esta dissertação tem por finalidade, então, contribuir para o estudo dos SFCRs através do desenvolvimento de uma ferramenta computacional que possibilita a análise dos modelos para a geração fotovoltaica e o inversor. A representação destes em algoritmos computacionais e a validação dos modelos por meio da comparação com dados medidos de SFCRs instalados e em operação são mostradas ao longo do trabalho.

No capítulo 1 são mostradas as características gerais de SFCRs, considerações para o dimensionamento de SFCRs, funcionalidades do inversor c.c./c.a., revisão bibliográfica do trabalho, modelos matemáticos para SFCR e programas computacionais disponíveis no mercado e na literatura para análise de SFCR.

O capítulo 2 apresenta as modelagens escolhidas e que foram utilizadas no algoritmo, tanto para o gerador FV como para o inversor. Os modelos abordam a conversão FV, para o gerador, as eficiências do seguimento do ponto de máxima potência e da conversão c.c./c.a., as perdas elétricas e as limitações tanto por potência como por temperatura para o inversor.

No capítulo 3 é apresentada a ferramenta computacional desenvolvida, com a sua interface gráfica. É mostrado um passo-a-passo de utilização do programa através de um exemplo de simulação e análise.

No capítulo 4 é mostrada a validação das modelagens apresentadas através da comparação com dados de SFCRs reais. Além disso, são realizados estudos de caso para avaliar o potencial de geração fotovoltaica para algumas regiões do país e a utilidade da ferramenta.

Ao fim do trabalho são apresentadas as conclusões e contribuições para futuros trabalhos correlatos ao tema.

# CAPÍTULO 1

## ASPECTOS GERAIS SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

### 1.1 Introdução

Um SFCR é composto basicamente por três partes: gerador fotovoltaico, inversor c.c./c.a. e rede elétrica, seja ela convencional ou minirrede isolada. A primeira é a fonte de energia elétrica, a qual gera eletricidade em corrente contínua através da conversão direta da radiação solar incidente no plano gerador. A segunda é responsável pelo gerenciamento e conversão da energia, devendo extrair a máxima potência do gerador (para a condição climática existente no momento), convertê-la em c.a. e injetá-la na rede. Além disso, o inversor deve monitorar as condições que a rede se encontra, pois somente deve iniciar a inversão se os parâmetros elétricos, tais como tensão, frequência, distorção harmônica e impedância no ponto de conexão, estiverem dentro de intervalos pré-determinados.

No presente trabalho, buscou-se representar computacionalmente as modelagens do gerador fotovoltaico e do inversor, uma vez que se supôs que a rede elétrica a qual o SFCR está conectado mantém os parâmetros elétricos em níveis aceitáveis que permitam a operação normal dos sistemas. A figura 1.1 mostra a configuração básica do SFCR, indicando as variáveis que influenciam no cálculo da energia que será efetivamente entregue à rede.

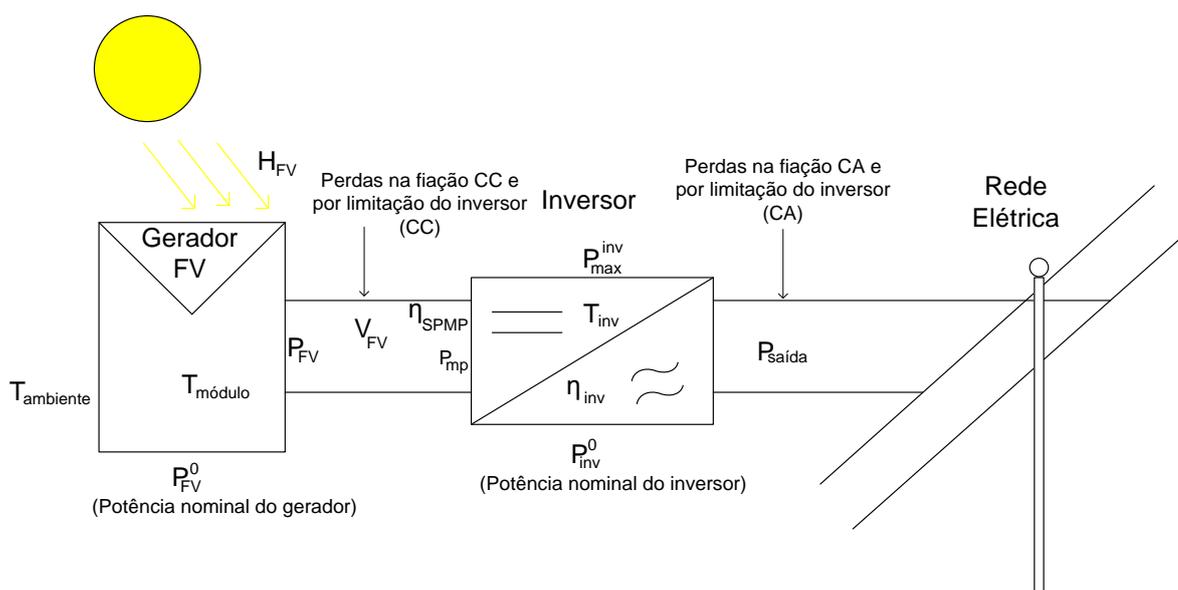


Figura 1.1 – Representação do SFCR e suas variáveis.

As variáveis indicadas na figura 1.1 e que são utilizadas nas modelagens matemáticas representam os processos de conversão da energia solar em eletricidade, são:  $T_{ambiente}$  (Temperatura Ambiente),  $T_{módulo}$  (Temperatura de costa do módulo),  $P_{FV}^0$  (Potência FV instalada),  $P_{FV}$  (Potência desenvolvida pelo gerador FV em uma dada condição climática),  $V_{FV}$  (Tensão de operação do gerador FV),  $P_{mp}$  (Ponto de máxima potência do gerador FV),  $\eta_{spmp}$  (eficiência do seguimento do ponto de máxima potência),  $P_{inv}^0$  (Potência nominal do inversor),  $P_{máx}^{inv}$  (potência máxima admitida pelo inversor na saída),  $P_{saída}$  (potência de saída do sistema),  $\eta_{inv}$  (eficiência do inversor) e  $T_{inv}$  (temperatura de operação do inversor).

## 1.2 Considerações sobre o dimensionamento de SFCRs

As possibilidades de configurações de SFCRs são amplas, pois há grande diversidade de equipamentos no mercado com características elétricas diversas. Por isso, o ideal é que a decisão de adquirir um determinado componente do sistema seja precedida de um dimensionamento prévio envolvendo as particularidades dos equipamentos a serem instalados.

A especificação adequada do gerador FV e do inversor tem grande influência no desempenho do SFCR, devendo o projetista avaliar as características dos módulos FV e inversor(es), para decidir qual a melhor configuração que possibilite obter o máximo desempenho de cada componente.

Pretende-se aqui indicar práticas utilizadas no dimensionamento de SFCRs (módulos constituintes do gerador FV e inversor) que garantam boa operação do sistema, o que pode ser resumido em três etapas (Pereira, *et al.*, 2011 e SMA, 2011[1]).

### 1.2.1 Decisão do tamanho relativo do SFCR

A relação entre as potências nominais do gerador FV define o desempenho do sistema. A decisão de sobre ou subdimensionar a potência do gerador FV em relação à potência nominal do inversor depende, além das características dos equipamentos utilizados e das condições climáticas do local, da motivação econômica do empreendimento.

Apesar do sobredimensionamento do gerador com relação ao inversor ter sido utilizado primeiramente com o intuito de reduzir os custos da energia gerada por SFCR,

existem outras características que podem tornar essa técnica um artifício importante e necessário, dentre as quais cita-se a baixa eficiência de alguns modelos de inversor quando operam em baixa potência e a melhor qualidade da energia fotogerada entregue à rede elétrica (Macêdo, 2006).

Alguns modelos de inversores, por outro lado, apresentam maiores valores de eficiência de conversão em carregamentos que variam entre 30% e 80% da potência nominal. Nesses casos, SMA (2011) [1], indica subdimensionar o gerador FV em relação ao inversor ( $P_{inv}^0 \approx 1,1P_{FV}^0$ ), para maior aproveitamento da energia gerada.

Ressalta-se, então, a necessidade da análise prévia de diversas configurações dos SFCRs, envolvendo as particularidades para várias condições de operação através de estimativas confiáveis obtidas a partir de simulações computacionais. Desse modo é possível prever de maneira mais precisa o desempenho do SFCR projetado.

### **1.2.2 Consideração dos limites máximos do inversor**

A faixa da tensão de operação do gerador FV deve estar dentro dos limites estabelecidos pelo fabricante do inversor. Esses limites dizem respeito ao Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP) e à máxima tensão admissível nos terminais de entrada do inversor. Deve-se ainda prever que a corrente máxima do gerador FV esteja abaixo do valor máximo que o inversor é capaz de gerenciar.

Os fabricantes de inversores normalmente disponibilizam em seus catálogos de equipamentos a faixa de tensão para operação adequada do SPMP. Esse valor depende da potência do inversor e da tensão de interface com a rede elétrica. Assim, é importante prever que, na pior das hipóteses, a tensão do gerador FV seja maior do que o limite inferior de tensão para o SPMP. Isso significa que  $V_{mp}$  deve ser maior que o limite inferior, mesmo na ocorrência das temperaturas mais elevadas da localidade da instalação, pois é mostrado posteriormente que a tensão dos módulos FV tende a diminuir com o aumento de temperatura.

Para garantir que o isolamento de entrada do inversor não seja danificado, deve-se garantir também que  $V_{oc}$  do gerador FV não ultrapasse a máxima tensão admissível na entrada. Essa condição deve ser atendida mesmo na ocorrência das menores temperaturas na localidade de instalação.

Por último, faz-se necessário analisar se a corrente de saída do gerador FV, representada por  $I_{mp}$ , é menor que a máxima corrente c.c. permitida para o inversor a ser utilizado.

### 1.2.3 Busca da máxima eficiência do inversor

Todo inversor possui uma faixa de tensão de entrada que possibilita fazer com que o equipamento opere nas condições de máxima eficiência. Como esses valores dependem das características construtivas do equipamento, normalmente os fabricantes disponibilizam nos catálogos as curvas de eficiência em função do carregamento do inversor para diversos valores de tensão de entrada, como mostrado na figura 1.2.

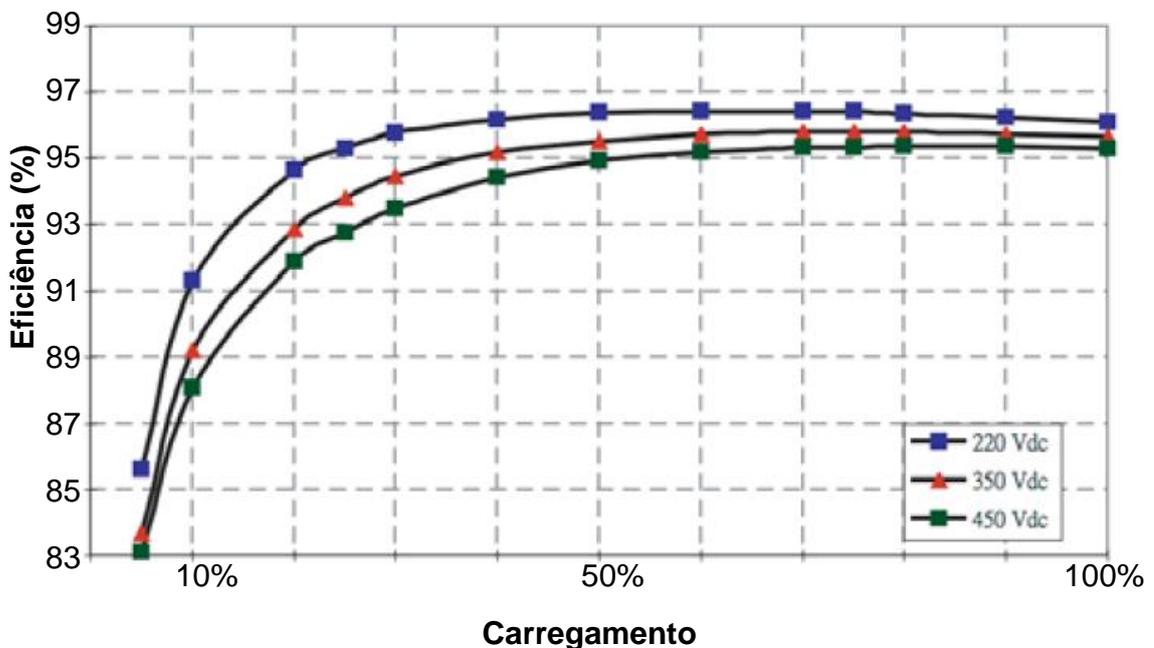


Figura 1.2 – Curvas de eficiência do inversor ISMG128/3kW (Catálogo Gavazzi).

Dependendo da topologia do conversor, a máxima eficiência de conversão pode ser encontrada mais próxima do limite inferior ou superior da faixa de operação do SPMP. Com o intuito de buscar o melhor desempenho do sistema, o projetista do SFCR deve prever o comportamento da tensão de operação do gerador FV no momento de configurá-lo, considerando dois fatores: faixa de SPMP e máxima eficiência de conversão c.c./c.a.

### 1.3 Funcionalidades dos inversores de SFCR

O inversor é o componente do SFCR que faz a interface com a rede elétrica, influenciando na operação desta, podendo também ter o seu desempenho influenciado dependendo das condições operacionais da rede. A operação adequada do inversor influi no desempenho do SFCR, devendo esse dispositivo possuir em seu projeto algoritmos que controlem o gerenciamento da energia e os aspectos que estão relacionados a esse processo. As funções primordiais dos inversores são listadas a seguir.

**Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP):** Para cada condição climática existe um ponto na curva  $I \times V$  (corrente *versus* tensão) do gerador FV no qual pode ser extraída a máxima potência que o gerador pode desenvolver nesse momento. É necessário então que o inversor seja equipado com um dispositivo capaz de deslocar o ponto de operação do gerador FV para o mais próximo possível do ponto de máxima potência (PMP).

Conversores c.c./c.c normalmente são utilizados para variar a tensão do gerador e assim deslocar o ponto de operação. Pinto Neto (2012) mostra alguns métodos diretos e indiretos utilizados no SPMP de inversores de SFCR. A figura 1.3 mostra a estratégia P&O (Perturbar e Observar) para o SPMP.

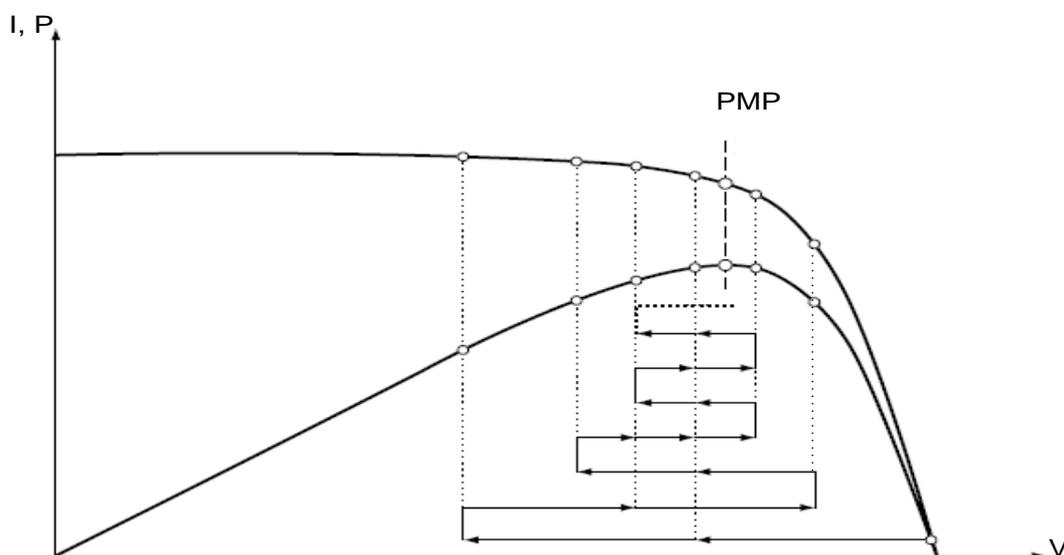


Figura 1.3 – Exemplo de uma estratégia de SPMP.

**Atenuação de oscilações:** O inversor deve ser capaz de atenuar as oscilações da tensão do gerador FV (lado c.c.) causadas devido à topologia de chaveamento e, no caso de inversores monofásicos, ao fato da potência instantânea injetada na rede elétrica (lado c.a.)

variar com o quadrado do seno da frequência fundamental, conforme mostram Schimpf e Norum (2008) e Kjaer *et al.*, (2006).

Se o *ripple* (oscilação da tensão) for acentuado, o trabalho do SPMP para achar a tensão ótima de operação será mais complexo, uma vez que o gerador FV terá seu ponto de operação deslocado a todo o momento. Esse inconveniente é evitado a partir da inserção de um dispositivo de armazenamento, como capacitores eletrolíticos ou de filme, em paralelo ao gerador FV, o que diminui o nível de oscilação da tensão.

**Controle de Emissões Eletromagnéticas:** frequências de chaveamentos maiores que 20 kHz, como ocorrem na modulação PWM (do inglês - *Pulse Width Modulation*) utilizada em algumas topologias de inversores de SFCRs, fazem o dispositivo emitir ondas eletromagnéticas que podem causar interferências, principalmente na faixa de rádio-frequência. Para evitar a ocorrência desses fatos, grande parte dos inversores é equipada com dispositivos para filtragem, onde filtros EMC (do inglês - *Electromagnetic Compatibility*) de modo comum e diferencial são comumente utilizados. A blindagem também é outra estratégia utilizada, na qual a própria carcaça do inversor é utilizada para esse fim.

**Controle da Injeção de Componentes c.c.:** fabricantes de inversores de SFCR geralmente lançam mão de dois métodos para evitar injeção de componentes c.c. na rede elétrica. Um deles é incorporar um transformador de saída no dispositivo e o outro método utiliza um sensor de corrente c.c., que dá um sinal para iniciar o desligamento do equipamento se o nível de componente c.c. ultrapassar um limite pré-estabelecido.

**Controle de Harmônicos:** os SFCRs podem gerar ondas de tensão e corrente deformadas em relação a uma onda senoidal ideal, e isso ocasiona a injeção de harmônicos na rede elétrica da concessionária local, fato que afeta a qualidade de energia da mesma. O nível de harmônicos de corrente produzido pelos SFCR depende do carregamento do inversor e é mais intenso quando há baixa disponibilidade ou em condições de intensa variação do recurso solar. Nos inversores modernos, operando acima de 50% da potência nominal, a distorção harmônica de corrente geralmente é baixa, atendendo às normas internacionais em vigor, como por exemplo, a IEEE 929.

**Controle do Fator de Potência:** o inversor deve entregar à rede a energia gerada com fator de potência maior do que um limite definido por norma. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou, em 2008, um documento normativo, a partir da resolução normativa nº 345/2008 que rege os procedimentos nos

sistemas de distribuição, intitulado Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Nesse documento há uma seção destinada à qualidade de energia elétrica, a qual estabelece os limites de harmônicos de tensão individuais e total. Inversores modernos normalmente conseguem gerar a energia elétrica com fator de potência unitário para carregamentos maiores do que 30%.

***Controle da Operação Ilhada:*** A operação ilhada de um SFCR ocorre quando este continua a operar e fornecer energia elétrica para as cargas locais, mesmo nas ocasiões nas quais a rede elétrica da concessionária é desconectada do sistema, por manobras para manutenção ou faltas. De outra forma, esse fenômeno pode ser definido como a condição na qual uma parte da rede de distribuição, a qual contém tanto carga como geração, é isolada do restante do sistema, continuando a operar. O inversor deve ser equipado com métodos de detecção da operação ilhada para cessar instantaneamente a operação do equipamento caso venha a ocorrer um ilhamento após falta na rede elétrica.

***Critérios para conexão com a Rede:*** A conexão e operação contínua do SFCR, vista pelo lado c.a., depende dos parâmetros elétricos envolvidos no processo de monitoramento e proteção do sistema. As normas vigentes definem os limites para os valores operacionais de tensão, frequência e impedância do ponto de conexão, assim como o tempo admissível para a atuação da proteção em situações indesejáveis.

Os valores especificados em cada caso, para que o inversor atenda a todas as condições necessárias, dependem da localidade onde o sistema será instalado, uma vez que os requisitos técnicos das normas variam de região para região. Porém, grande parte das normas é baseada em regulamentações internacionais, como é o caso das IEC's (do inglês - *International Electrotechnical Commission*) e os componentes já saem de fábrica pré-testados segundo essas normas, ou equivalentes.

No Brasil ainda não há regulamentação oficial para este tipo de tecnologia, apesar do processo de desenvolvimento de normas para inversores e SFCRs já estar em andamento. A Resolução Normativa nº 482 da ANEEL estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição. Por outro lado, a norma brasileira que irá estabelecer as condições técnicas de operação e instalação de SFCRs ainda está em fase de desenvolvimento. A tabela 1.1 mostra a contextualização das normas desenvolvidas e em fase de desenvolvimento.

Tabela 1.1 – Desenvolvimento de normas técnicas nacionais específicas (Almeida, 2012).

Norma/Projeto	Título
NBR IEC 62116	“Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica” (publicada em março de 2012)
Projeto 03:082.01-001	“Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição”
Projeto 03:082.01-003	“Sistemas fotovoltaicos (FV) – Inversores de conexão à rede – Procedimento de Ensaio”.
Complemento a NBR 5410	Projeto de Norma técnica para instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos.

A intensa utilização de SFCRs na rede elétrica convencional pode acarretar circunstâncias indesejáveis durante a operação do sistema elétrico. Devido a isso, alguns países, como são os casos de Alemanha e França, já regulamentaram que os inversores também devem trabalhar como gerenciadores da rede, não sendo somente componentes passivos no caso de contingências.

Para grandes centrais FV, se houver uma elevação de frequência na rede, ocasionada, por exemplo, por um corte brusco de carga, o operador do sistema elétrico envia um comando para as centrais reduzirem a sua geração a fim de estabilizar a frequência de operação.

Alguns inversores também realizam o controle do fator de potência, podendo compensar potência reativa de acordo com a condição operacional. Essa funcionalidade é importante para evitar aumento de tensão nos alimentadores de distribuição, por exemplo. Em se tratando de transmissão é possível, assim como mostrado para a potência ativa, que as grandes centrais também compensem a potência reativa demandada na rede elétrica.

As grandes centrais podem ainda ter a função de garantir o funcionamento da rede elétrica mesmo na ocorrência de afundamentos de tensão temporários. Quando o inversor é equipado com o chamado “Suporte Dinâmico da Rede Elétrica”, é capaz de injetar energia na rede em questão de milissegundos após a ocorrência do afundamento, compensando também potência reativa.

Fica clara a função primordial do inversor para SFCR no controle da energia fotogerada e também na avaliação dos parâmetros da rede elétrica, podendo o equipamento atuar para compensar uma contingência ocorrida. A tabela 1.2 mostra um resumo das funcionalidades do inversor como gerenciador da rede elétrica.

Tabela 1.2 – Novas funcionalidades dos inversores de SFCRs.

Função	Ação
Controle da Frequência	Reduzir potência ativa injetada na rede para contribuir na estabilização da frequência.
Controle da Potência Reativa	Os inversores podem atuar como capacitores ou indutores e contribuir para a estabilização da tensão da rede elétrica.
Suporte da Rede	O inversor é capaz de se manter conectado à rede mesmo na ocorrência de um afundamento de tensão podendo, além de compensar potência reativa para a rede, injetar energia ativa.

## 1.4 Revisão Bibliográfica

### 1.4.1 Ferramentas Computacionais

Trabalhos correlatos que envolvem o dimensionamento e a avaliação de SFCRs quase sempre vêm acompanhados de implementação computacional dos métodos utilizados. Isso facilita o desenvolvimento de trabalhos futuros assim como possibilita a verificação dos modelos e validação dos mesmos, se houver a possibilidade de comparar os dados gerados pela simulação com dados medidos em sistemas instalados.

Os resultados encontrados a partir da pesquisa bibliográfica desenvolvida nesta dissertação evidenciam o interesse de pesquisadores pelo tema. Foram analisados trabalhos, artigos, dissertações e teses que estudaram a utilização de programas de computador na modelagem de SFCR.

Argul *et al.* (2003) mostrou uma ferramenta computacional desenvolvida com o objetivo de analisar SFCRs integrados à edificação do ponto de vista tanto da operação quanto econômico. Estão inseridos no algoritmo do programa modelos para a geração FV e para estimar o consumo da edificação.

A partir da declaração de dados construtivos do prédio (valores delimitados pelo programa), tais como: orientação, razão entre áreas externas e internas, área de superfícies

protegidas por vidros, coeficiente de transmissão térmica das paredes externas e superfícies cobertas por vidro e coeficiente de sombreamento, o programa calcula a carga da edificação na forma do consumo estimado de energia por unidade de área ocupada (kWh/m<sup>2</sup>). Desse modo é possível estimar qual a quantidade de energia gasta em um ano pela edificação, uma vez que o banco de dados do programa possui as informações (na forma dos dados de entrada) de diversas edificações na Espanha.

A geração do SFCR é estimada através de médias horárias de irradiação e médias de eficiência (c.c./c.a. do inversor), sem levar em consideração as características dinâmicas do SFCR. Isso acarreta erros (em termos de geração de energia), os quais são comentados pelos autores ao final do artigo, na validação dos resultados. Além disso, o programa desenvolve também uma análise econômica, em um cenário de até 30 anos, a partir de dados como: investimento inicial, O&M, valor que a energia será vendida, porcentagem da energia vendida, taxa de inflação, variação anual do consumo, variação anual do preço da energia FV, etc.

Freitas (2008) apresenta uma pesquisa de modelos matemáticos representativos de sistemas fotovoltaicos isolados e interligados à rede. Menciona os métodos iterativos para a geração FV, dando um exemplo de cálculo, utilizando o modelo de quatro parâmetros. Entretanto, a autora desenvolve as estimativas energéticas na dissertação calculando a contribuição FV através de valores médios de irradiação e eficiências.

A autora realiza um apanhado geral sobre os componentes que constituem os sistemas fotovoltaicos, seja isolado ou interligado à rede, assim como algumas configurações que os referidos sistemas podem possuir. Além disso, Freitas faz uma rápida abordagem sobre a legislação portuguesa em vigor que regula e incentiva a utilização das fontes renováveis, inclusive na geração distribuída, como na isenção de impostos para incentivar a aquisição de equipamentos.

Uma ferramenta foi desenvolvida em ambiente computacional com o objetivo de auxiliar projetistas de sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede. O dimensionamento é analisado com testes pontuais, ou seja, são calculados valores em condições específicas, para verificar se os resultados estão nos limites fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos utilizados em sistemas fotovoltaicos. A modelagem utilizada não leva em consideração as particularidades da eficiência de conversão, uma vez que esta varia com fatores como carregamento e tensão de operação do gerador FV. Além disso, o programa computacional desenvolvido não realiza estimativas energéticas.

Hamad e Alsaad (2010) desenvolveram um programa computacional que realiza simulações em bases horárias, tomando como referência modelagens matemáticas lineares, onde se consideram somente valores médios, tanto para a conversão FV quanto para a eficiência de conversão c.c./c.a., desconsiderando as influências de outras variáveis no processo de inversão, como a tensão do gerador FV. É necessário também declarar a curva de carga típica da edificação em que o sistema será instalado, em bases horárias.

Thanakodi (2009) apresentou a implementação de uma modelagem de SFCR no ambiente *SIMULINK* do *MATLAB*, a qual possui a particularidade de ser uma linguagem de programação baseada em diagramas de blocos. A alimentação do algoritmo é feita por dados climáticos em base horária, obtidos a partir do Instituto Malasiano de Dados Climáticos (MMD). O objetivo era desenvolver em ambiente computacional uma modelagem completa do sistema que retorne resultados bem próximos da realidade. O autor desenvolveu um bloco com a implementação do modelo de quatro parâmetros para a geração FV. Em relação ao inversor, o autor utiliza um bloco de inversão, com saída trifásica e comandada por *PWM* que consta na biblioteca “*Sim Power Systems*” do *SIMULINK*. Entretanto, quando desenvolve a estimativa energética utilizando o programa, o autor utiliza, para o processo de conversão c.c./c.a., uma modelagem linear, baseada em eficiências de conversão médias.

A validação dos dados gerados pelo programa foi realizada por meio da comparação com dados medidos a partir da monitoração de dois sistemas em operação. Não foi analisada a operacionalidade dos sistemas (medidos e simulados), uma vez que a comparação se deu apenas entre os valores de energia mensal gerada. Nos resultados foram encontradas disparidades próximas de 50%, em alguns meses, entre as energias estimadas e medidas. Uma possível causa está relacionada à implementação dos modelos, pois o autor tinha disponível dados medidos dos sistemas.

Em Rampinelli (2010) são mostrados resultados práticos de estudos das características elétrica e térmica de inversores de SFCR operando continuamente. A partir de dados medidos de SFCRs instalados no Brasil e na Espanha, o autor pôde caracterizar modelos matemáticos de inversores usando diferentes fabricantes, a partir de dados obtidos com medições pontuais e contínuas. Na tese foram propostas modelagens empíricas que representam o comportamento de variáveis elétricas e térmicas do inversor, baseadas no carregamento do mesmo em relação à potência nominal em dado momento. Essas modelagens dizem respeito à eficiência de seguimento do ponto de máxima potência, distorção harmônica da corrente e fator de potência do inversor.

O autor também propôs um modelo para o cálculo da temperatura operacional do inversor, baseado na conservação da energia processada pelo equipamento de conversão e nos processos de transferência de calor, seja por convecção, condução e irradiação. Para tal modelagem, Rampinelli partiu do pressuposto de que toda a energia provinda do gerador FV que não é efetivamente entregue à rede elétrica, é transformada em calor e transferida de alguma maneira para o ambiente. Na tese são mostrados os procedimentos operacionais para medir os fatores inerentes ao modelo proposto de estimativa da temperatura de operação dos inversores de SFCRs.

Rampinelli (2010) apresenta ainda uma ferramenta computacional que aplica quase todas as modelagens apresentadas. O programa sintetiza dados climáticos de radiação solar, normalmente disponibilizados em médias mensais de irradiação, em médias de até 1 minuto de intervalo utilizando métodos probabilísticos.

Foi utilizada na presente dissertação a modelagem para estimar a temperatura operacional do inversor apresentada em Rampinelli, 2010, mesmo o autor não mencionando qual a estratégia utilizada para a limitação. Desse modo, é proposto aqui um modelo que estima o comportamento da potência em situações de limitação por temperatura.

Nota-se que o interesse na pesquisa, caracterização, modelagem e simulação de SFCRs tem ganhado crescente atenção ao longo da última década. Na presente dissertação, o foco foi dado na implementação computacional de modelos matemáticos, presentes na literatura e que representem com significativa precisão, tanto em termos operacionais como em estimativas energéticas, o comportamento de SFCRs quando se tem disponível dados climáticos no plano a ser analisado e do ambiente onde o inversor é abrigado.

#### **1.4.2 Modelos Matemáticos de SFCR**

A modelagem matemática de sistemas fotovoltaicos tem tomado o interesse de estudiosos e pesquisadores ao longo das últimas décadas. Os modelos matemáticos desenvolvidos e disponíveis na literatura para células e módulos fotovoltaicos variam desde modelagens detalhadas, que descrevem o processo físico que ocorre nas células durante a conversão fotovoltaica, até modelos mais simples, que estimam somente a potência que o dispositivo pode desenvolver em uma dada condição climática.

A representação usual de uma célula, módulo ou gerador FV pode ser vista no circuito da figura 1.4, chamado de modelo de um diodo. Como mostrado, o dispositivo FV pode ser

modelado como uma fonte de corrente em antiparalelo com um diodo. A corrente fotogerada varia linearmente com a radiação solar incidente no plano do gerador. A modelagem ainda inclui os efeitos da corrente de saturação reversa (dependente do coeficiente de difusão de elétrons e lacunas) e das resistências série e paralelo.

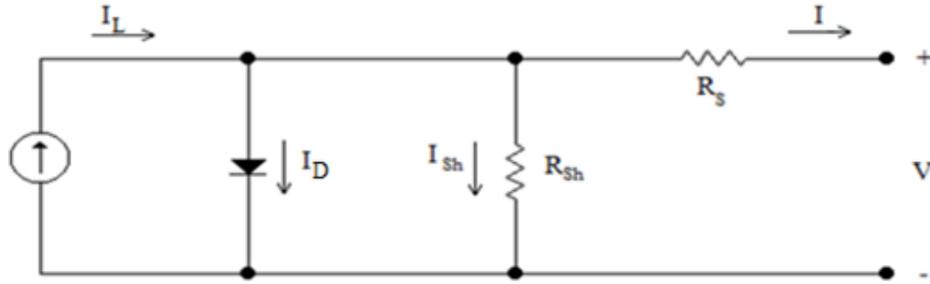


Figura 1.4 – Circuito representativo de uma célula FV.

Essa modelagem permite calcular a potência que o gerador FV pode desenvolver em dada condição climática. Mais ainda, é possível estimar o comportamento  $I \times V$  (corrente *versus* tensão) do gerador FV.

A partir da 1ª lei de Kirchoff, pode-se concluir que:

$$I = I_L - I_D - I_{sh} \quad (1.1)$$

onde  $I$  é a corrente gerada pela célula FV para o circuito exterior,  $I_L$  é a corrente fotogerada, que é linearmente dependente da irradiância incidente no plano gerador,  $I_D$  é a corrente de polarização da junção p-n e  $I_{sh}$  é a corrente que flui pela resistência paralela (*shunt*).

Alguns modelos existentes na literatura para o cálculo do comportamento  $I \times V$  de uma célula, um módulo ou gerador fotovoltaico são baseados no modelo do diodo apresentado na figura 1.4. Este também é conhecido como modelo de cinco parâmetros, uma vez que é necessário o cálculo dos parâmetros ( $a_{ref}$ ,  $I_{0ref}$ ,  $I_{phref}$ ,  $R_{sref}$ ,  $R_{shref}$ ) nas condições padrão de teste (STC<sup>3</sup>) para alimentar as equações que predizem o comportamento em termos de corrente e de tensão do gerador FV. As diferenças entre eles estão relacionadas às aproximações e à maneira como é calculada a corrente de polarização.

Luft *et al.* (1967) em trabalho feito para a TRW Inc., propuseram uma equação para prever a relação entre tensão e corrente produzida por um dispositivo FV em uma dada condição climática. Esta equação foi concebida a partir do circuito da figura 1.4 para calcular

<sup>3</sup> STC – *Standard Test Conditions* ou Condições padrão de teste, equivalente à irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula de 25°C e massa de ar 1,5.

a curva  $I \times V$ . À época, o modelo apresentou erros significativos em relação a dados medidos de sistemas instalados.

Townsend (1989), mostrou um método para a estimativa do comportamento  $I \times V$  de dispositivos fotovoltaicos, baseado no modelo de cinco parâmetros. Além disso, constatou que a aproximação de considerar a resistência em paralelo tendendo ao infinito, que torna necessário somente o cálculo de quatro parâmetros, não influencia consideravelmente na precisão do método. Duffie e Beckman (1991), Hamdy (1994), Gow e Manning (1999), DeSoto (2004), Ayompe *et al.* (2010) e Chouder *et al.* (2012), utilizaram o modelo apresentado em Townsend (1989) nos seus respectivos estudos, mostrando resultados promissores em termos de precisão do método.

Um segundo diodo pode ser inserido em paralelo com o primeiro, formando o modelo de dois diodos. Isso permite melhor precisão no traçado da curva  $I \times V$ , principalmente nas situações de baixa disponibilidade do recurso solar. Um exemplo disso é o estudo desenvolvido por Ishaque *et al.* (2011).

Uma variação do modelo de cinco parâmetros, que utiliza aproximação linear para representar o comportamento  $I \times V$  dos dispositivos FV também é explorado na literatura, como por exemplo, nos trabalhos desenvolvidos por Campbell (2007), Asab (2009) e Papaioannou e Purvins (2012). Entretanto, a precisão do ponto de máxima potência se torna uma desvantagem desse método, devido à considerável não linearidade da curva  $P \times V$  próximo ao PMP.

O Sandia National Laboratories, em sua seção de pesquisa e desenvolvimento na área de sistemas fotovoltaicos, sempre teve interesse no desenvolvimento de modelagens matemáticas que representassem as características de corrente e tensão de geradores FV, baseadas em modelos empíricos, conforme mostram King (1996), King *et al.* (1998) e King *et al.* (2006). Os modelos utilizados pelo laboratório foram aprimorados ao longo do tempo, permitindo assim conceber os coeficientes que constam na modelagem a partir da monitoração de diversos sistemas. O modelo calcula a corrente em cinco pontos estrategicamente localizados na curva  $I \times V$ , incluindo o ponto de máxima potência e os pontos de curto-circuito e circuito aberto. Os modelos empíricos desenvolvidos foram baseados em dados provenientes de diversos sistemas instalados e monitorados pela instituição. Há disponível na literatura uma extensa documentação, fornecida pelo Sandia National Laboratories, que mostra a concepção dos modelos e as metodologias de cálculo para os parâmetros essenciais. Uma desvantagem dos modelos é justamente a necessidade de

uma grande quantidade de dados de entrada, os quais não são normalmente disponibilizados pelos fabricantes.

Evans (1981), desenvolveu um modelo empírico que calcula o ponto de máxima potência do gerador FV a partir da irradiância incidente no plano do gerador e da temperatura de operação da célula. A modelagem considera o parâmetro que mensura a perda de potência devido ao desvio da temperatura do gerador FV em relação às *STC*. O modelo já foi utilizado em trabalhos anteriores mostrando uma boa relação entre precisão e facilidade de representação em linguagem computacional. Macêdo (2006) e Figueiredo *et al.* (2010)

Nesta dissertação mostrou-se como a tensão de operação do gerador FV pode influenciar no seu desempenho em diferentes condições de potência. Para isso, optou-se por calcular a curva  $I \times V$  em cada condição utilizando uma modelagem baseada no circuito da figura 1.4, porém aproximando o valor da resistência em paralelo ao infinito (modelo de 4 parâmetros). No capítulo 2 o equacionamento do método é mostrado mais detalhadamente.

A parte de processamento da energia no SFCR que ocorre no inversor também deve ser representada na ferramenta computacional. Por ser o equipamento que faz a interface da geração FV com a rede elétrica, seja ela convencional ou minirrede, é indispensável que seja considerado nos modelos a sua característica não linear para a eficiência de conversão.

Alguns trabalhos consideram a etapa de conversão como uma eficiência constante na transformação c.c/c.a., o que pode impactar em erros significativos, principalmente quando se trata de intervalos de tempo consideráveis, como médias horárias. Em intervalos de tempo menores, a precisão se torna mais aceitável, entretanto ainda não demonstra fielmente a dependência da eficiência de conversão com fatores como o carregamento do inversor e tensão de operação. Ainda é necessário ressaltar as ocasiões de limitação, seja por potência ou por temperatura, que impactam diretamente na tensão de operação do gerador FV.

King *et al.* (2007) apresentou uma modelagem empírica para inversores de SFCRs que leva em consideração a tensão de operação do gerador FV. Juntamente com o modelo de Townsend (1989) para a geração FV, compõe a modelagem utilizada pelo programa computacional *SAM* (do inglês - *Solar Advisor Model*).

No modelo de Smidth (1992), as perdas que influenciam na eficiência de conversão são representadas através de parâmetros relacionados à potência desenvolvida pelo inversor e ao autoconsumo do dispositivo. O modelo é largamente utilizado na literatura devido a sua considerável precisão e facilidade, tanto de implementação do método como na aquisição dos dados necessários para a modelagem.

Nesta dissertação é utilizada uma variação do modelo de Schmidt (1992), proposta em Rampinelli, (2010). O modelo considera a variação das constantes representativas das perdas de conversão com a tensão através de uma aproximação linear entre essas duas variáveis. No capítulo subsequente será mostrada a modelagem, assim como a metodologia de obtenção dos parâmetros.

## **1.5 Alguns programas computacionais disponíveis no mercado e na literatura**

Os simuladores computacionais utilizados em projetos de SFCRs variam conforme a aplicação da análise atribuída pelo programa. Alguns já possuem banco de dados climáticos ou é possível exportar os dados de um arquivo ou programa (como o *METEONORM*) para realizar estimativas energéticas. Outros realizam somente testes pontuais através de cálculos em condições climáticas extremas, como por exemplo, cálculo da tensão de circuito aberto do gerador FV quando da ocorrência da temperatura mínima já registrada no ano em uma dada localidade. Além disso, os programas variam bastante quanto à modelagem matemática implementada para o SFCR. Os modelos variam desde os mais simples, que definem eficiências de conversão médias para cada etapa do processo, até os mais complexos que visam avaliar o desempenho e as particularidades operacionais desse tipo de aplicação.

A seguir são mostrados alguns programas computacionais disponíveis no mercado e na literatura e as suas características básicas, quando disponibilizadas pelos desenvolvedores.

### **1.5.1 FV-EXPERT**

O programa, desenvolvido pelo Centro de Estudos de Energia Solar da Espanha (<http://www.censolar.es>), em 2000, pode realizar simulações tanto para sistemas isolados quanto conectados à rede. A versão de teste inclui um banco de dados de radiação para cidades da Espanha, enquanto que a versão completa possui dados de outros países. O usuário deve fazer a inserção das características técnicas dos dispositivos constituintes dos sistemas a serem simulados. No manual do programa não é feito comentário sobre a modelagem matemática utilizada.

### **1.5.2 SOLSIM 1.0**

O programa SolSim (<http://ewis.fh-konstanz.de/solsim.html>), desenvolvido na Alemanha pela IAF/EWIS, é uma ferramenta para simulação, análise e otimização de SFCRs, autônomos e híbridos, permitindo a combinação com aerogeradores, sistemas de conversão de biomassa e biogás. Não tem banco de dados de variáveis climáticas e utiliza o modelo de Evans (1981) para o gerador FV e valores médios de conversão da energia elétrica. Está disponível apenas em alemão e é constituído por diferentes módulos individuais, os quais podem proporcionar também análises técnico-econômicas. O preço do programa é de aproximadamente US\$730.

### **1.5.3 HOMER**

Foi desenvolvido nos E.U.A. no “*National Renewable Energy Laboratory*” (NREL) e simula sistemas conectados à rede, autônomos ou híbridos, combinando diferentes tipos de geração: eólica, biogás, microturbinas, etc. Permite a otimização de parâmetros técnicos específicos, assim como resultados detalhados de cada configuração do sistema. O programa possui uma versão limitada disponível gratuitamente (<https://analysis.nrel.gov/homer/>).

### **1.5.4 RETSCREEN 200**

O RETScreen (<http://www.retscreen.net/ang/home.php>) é um programa de análise para projetos de energias renováveis, desenvolvido em planilhas do *Microsoft Excel*. Este programa engloba as áreas: fotovoltaica, eólica, pequenas centrais hidroelétricas, aquecimento solar de ar e água, biomassa e bombas geotérmicas. É utilizado para a realização de estudos preliminares. Na área fotovoltaica pode determinar, para os 3 tipos básicos de aplicações (sistemas conectados à rede, sistemas autônomos e bombeamento de água), os custos de produção de energia e redução de gases emitidos, assim como avaliar as configurações de sistemas híbridos simples. Possui banco de dados de radiação solar para mais de mil localidades no mundo, assim como dados de irradiação para localidades remotas através de informação de satélites. O programa é gratuito e utiliza o modelo de potência para a geração FV.

### **1.5.5 PVS 2001**

O PVS 2001 é um programa de simulação e análise de sistemas fotovoltaicos desenvolvido pelo Fraunhofer Institute of Solar Energy System (Alemanha). É utilizado para a simulação de sistemas autônomos ou conectados à rede. Tem um custo aproximado de US\$438.

### **1.5.6 SIDIM**

O programa SIDIM foi produzido pela companhia alemã Solaris-Energie- Consulting e está disponível em inglês e alemão. Pode ser utilizado para a simulação de sistemas conectados à rede ou autônomos. Possui extenso banco de dados com informações de módulos, baterias, inversores. O programa gera uma lista detalhada de produtos e preços e seu custo aproximado é de US\$197.

### **1.5.7 SolEm**

O SolEm (<http://www.solem.de/>) é um programa que permite simular sistemas fotovoltaicos; foi disponibilizado no mercado no ano 2001 e baseia-se em uma planilha do Microsoft Excel. Utiliza código aberto, no qual o usuário pode adaptar o programa de acordo com suas necessidades. Possui componentes que permitem ao usuário o entendimento dos cálculos e um editor de sombras para diferentes percentagens de sombra nos meses do ano e para distintos ângulos. Contém um banco de dados para mais de mil localidades de países europeus. Também inclui uma interface para importar dados do programa *Meteonorm*®. O programa custa US\$62 e está disponível só em alemão.

### **1.5.8 Design Pro**

Foi desenvolvido nos EUA pela Maui Solar Energy Software Corporation (<http://www.maui-solar-software.com/MSESC/MSESCimages.htm>) e está disponível em três modelos diferentes de simulação: para sistemas fotovoltaicos autônomos, sistemas conectados à rede e sistemas para bombeamento. Contém um banco de dados climáticos de lugares no mundo inteiro. Permite a utilização de um programa adicional para a conversão de dados do

*Meteonorm*<sup>®</sup>. Apresenta um banco de dados com informações básicas sobre inversores, baterias e módulos.

### **1.5.9 PV Sol Pro**

O programa apresenta várias versões, sendo que a mais completa compreende a projeção de sombras nas estruturas que irão compor o gerador do SFCR e retorna ao usuário uma estimativa da melhor configuração dos módulos. Desenvolve simulação dinâmica do sistema, calculando diversas figuras de mérito ( $Y_F$ ,  $PR$ , etc.) para análise do desempenho. Custo aproximado do programa é de € 468,00 (<http://www.valentin.de/en/products/photovoltaics/11/pvsol-pro>).

### **1.5.10 Sunny Design**

Desenvolvido e disponibilizado gratuitamente pela empresa alemã *SMA (Solar Technology AG)*, o programa auxilia no projeto de SFCRs, através de cálculos pontuais das variáveis elétricas de interesse em condições climáticas extremas. Os equipamentos (módulos e inversores) contidos no extenso banco de dados do programa podem ser escolhidos de acordo com a configuração apontada pelo usuário. Entretanto, o programa possui condições de limitação que não permitem ao usuário optar por configurações como dimensionamento do gerador, por exemplo. Também possui um módulo de análise econômica do projeto escolhido pelo usuário e não desenvolve simulação dinâmica do sistema projetado.

### **1.5.11 Solar Advisor Model**

Desenvolvido pelo Sandia National Laboratories, contém módulos para sistemas conectados à rede, autônomos e híbridos. Utiliza as modelagens empíricas mostradas no item anterior, tanto para a geração FV quanto para a conversão c.c/c.a. Também desenvolve uma análise econômica do projeto especificado pelo usuário

### 1.5.12 Insel

Com um ambiente de simulação modular, o Insel se assemelha ao *Simulink*, uma vez que é uma linguagem baseada em diagrama de blocos. A aplicação da ferramenta envolve a análise da irradiância de determinado local e dimensionamento de aplicações térmicas e FV. O programa envolve modelos para SFCRs; entretanto, não prevê a limitação do inversor por temperatura. O custo da versão atual é de € 1.700,00.

Uma lista de programas que simulam sistemas fotovoltaicos pode ser encontrada em Klise e Stein (2009), que citam ainda os programas que simulam sistemas híbridos, mostrando alguns modelos matemáticos utilizados pelos programas.

Não é o objetivo desta dissertação testar e comparar os diferentes programas computacionais disponíveis comercialmente e na literatura. Procurou-se aqui representar em linguagem computacional modelos matemáticos representativos das etapas de geração e inversão, para tornar a estimativa o mais próximo possível da realidade. Os dados provenientes da simulação dinâmica puderam ser comparados com dados medidos de sistemas instalados e em operação. No capítulo seguinte são mostrados os modelos matemáticos utilizados e é apresentada a ferramenta computacional como resultado da representação dos modelos para facilitar a análise e o projeto de SFCRs.

## CAPÍTULO 2

### MODELOS MATEMÁTICOS E PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS DE SFCRs UTILIZADOS NA FERRAMENTA COMPUTACIONAL

#### 2.1 Introdução

O interesse em simular de maneira precisa o desempenho de SFCRs está, dentre outros fatores, relacionado ao fato da energia solar ser uma fonte de energia diferente das fontes convencionais utilizadas na geração distribuída, tal como a geração a diesel. Dessa forma, o uso de modelos capazes de mostrar, o mais próximo possível da realidade, o comportamento de um SFCR em diversas condições climáticas torna-se uma necessidade.

Na fase de projeto, o sistema é dimensionado para produzir certa quantidade de energia de acordo com o interesse em que o projeto é concebido. Por se tratar de sistemas nos quais a fonte primária de energia possui caráter intermitente e estocástico, a tarefa de estimar a geração de energia elétrica se torna mais complicada, entretanto, não menos importante no sentido de dar confiabilidade ao investidor da tecnologia. Além disso, com dados confiáveis disponíveis (resultantes das simulações computacionais), as estratégias de eficiência energética podem ser colocadas em prática desde a etapa de projeto, visando maximizar a geração de eletricidade por parte do SFCR.

Cálculos que levam em consideração somente valores médios para representar as etapas de conversão existentes em um SFCR e assim estimar a geração anual de energia elétrica, por exemplo, são aceitáveis, à medida que não se exigem tanta precisão na estimativa.

Por outro lado, quando se pretende avaliar a operacionalidade de um SFCR, torna-se imperativo lançar mão de modelos que levem em consideração as características peculiares desses sistemas, como a influência da temperatura na operação do gerador FV e do inversor, a eficiência do seguimento do ponto de máxima potência e a influência da tensão c.c. na eficiência de conversão do inversor, por exemplo.

A seguir são apresentados os modelos matemáticos utilizados na ferramenta computacional apresentada nesta dissertação. A modelagem compreende a geração FV e a etapa de conversão c.c./c.a. Esta última compreende os modelos representativos da eficiência

de seguimento do ponto de máxima potência, eficiência de conversão c.c./c.a. e limitação tanto por potência tanto por temperatura.

## **2.2 Modelos matemáticos utilizados**

### **2.2.1 Geração fotovoltaica**

O gerador FV é o componente do SFCR que tem a função de converter a energia contida nos fótons da radiação solar em energia elétrica c.c. O correto dimensionamento do gerador FV, quanto à capacidade de potência e a configuração a ser instalada, é primordial para a operação segura e eficiente do sistema.

A ferramenta computacional desenvolvida nesta dissertação permite a avaliação da operação do gerador FV de duas maneiras: primeiramente utilizando a modelagem que considera o coeficiente de perda de potência por temperatura, onde é retornada para o usuário a informação (em forma gráfica) da relação entre eficiência global e produtividade anual do sistema em relação à razão entre as potências instaladas do inversor e do gerador FV, também conhecido como Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). O FDI é definido como a razão entre a potência nominal do inversor e a potência instalada do gerador FV, e pode auxiliar como informação básica do tamanho do gerador FV a ser utilizado visando maximizar a geração de energia elétrica e minimizar perdas ou minimizar o custo da energia elétrica produzida.

Como o gerador FV é comumente composto por associação de módulos FV, o usuário deve, considerando a informação obtida pelo FDI, dimensionar o gerador inserindo a quantidade de módulos FV em série e o número de fileiras em paralelo, visando atingir o valor de potência instalada desejada para a geração e avaliar o comportamento em termos de tensão, corrente e potência para as condições de operação que o gerador foi, está ou será submetido. Para isso, utiliza-se o modelo de quatro parâmetros para o gerador FV, que permite o cálculo do comportamento  $I \times V$  do mesmo para cada condição climática. Assim, é possível estimar a potência a ser gerenciada pelo inversor, considerando a variabilidade dinâmica do gerador FV ao longo do dia. A seguir são apresentados com mais detalhes os modelos utilizados para estimar a geração FV.

### 2.2.1.1 Modelo de Evans (1981)

O desempenho do gerador FV depende de diversos fatores, dentre os quais podem ser citados como mais importantes: a irradiância incidente no plano do mesmo e a temperatura de operação das células que o compõem. Outros fatores adicionais, que contribuem para as perdas e conseqüente diminuição da eficiência da geração, são associados às características construtivas, as quais ocasionam diferenças entre as células constituintes dos módulos FV, e ao cabeamento utilizado na parte em c.c. do sistema.

A figura 2.1 mostra o comportamento elétrico de um módulo FV de silício cristalino, simulado computacionalmente, para diferentes temperaturas de célula e irradiância constante.

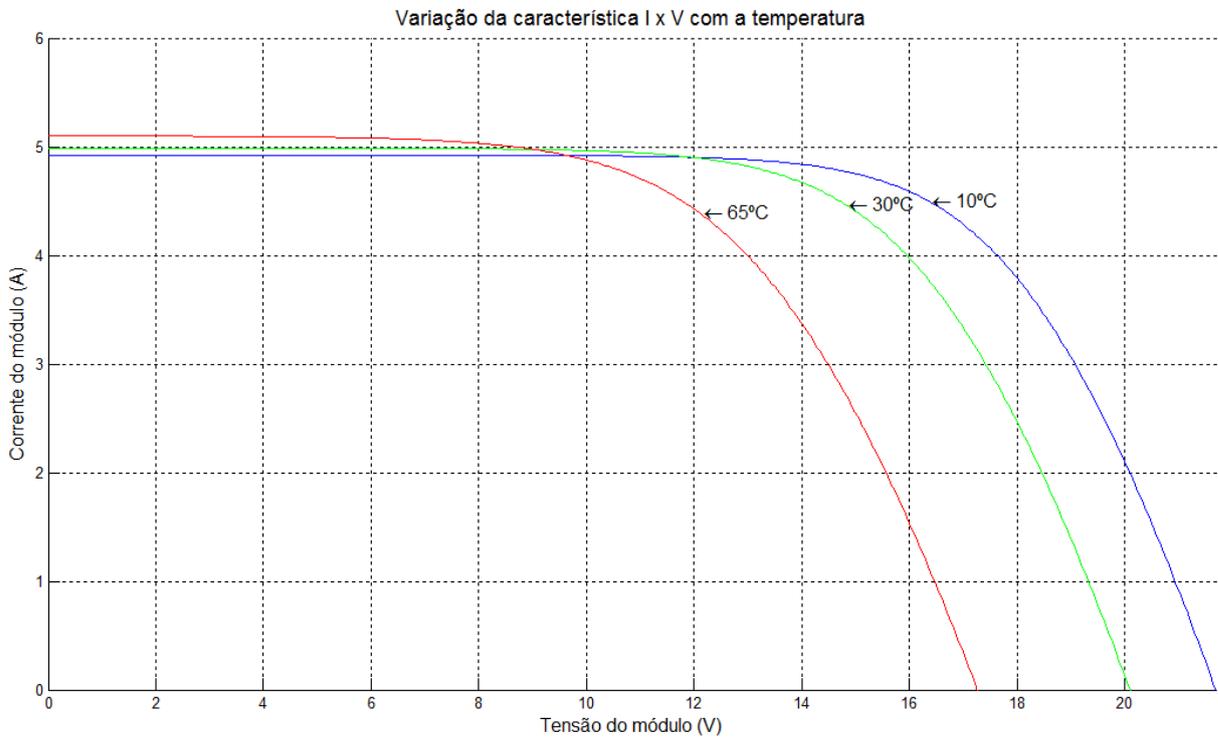


Figura 2.1 – Influência da temperatura de célula na curva  $I \times V$ .

Como pode ser visualizado na figura 2.1, os parâmetros elétricos característicos do módulo (tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, além do ponto de máxima potência) variam com a mudança da temperatura. A corrente de curto-circuito aumenta pouco e a tensão de circuito aberto diminui de maneira mais considerável com a elevação da temperatura da célula.

Como a temperatura do módulo durante a operação do gerador FV dificilmente é mantida no valor definido pelas *STC*, é de suma importância que a modelagem considere essa particularidade. O termo “coeficiente de temperatura” é utilizado para quantificar o

comportamento dos parâmetros elétricos do módulo, ou seja, permite analisar a taxa de variação em relação à temperatura, corrente, tensão e potência.

O coeficiente de temperatura do Ponto de Máxima Potência (PMP), mais frequentemente disponibilizado pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos, pode ser obtido também utilizando a equação 2.1.

$$\gamma_{mp} = \frac{dP_{mp}}{dT} \frac{1}{P_{mp}} = \left( \frac{dV_{mp}}{dT} \frac{1}{V_{mp}} \times \frac{dI_{mp}}{dT} \frac{1}{I_{mp}} \right) \quad (2.1)$$

Na equação 2.1,  $\gamma_{mp}$  é o coeficiente de perda de potência com a temperatura,  $\frac{dP_{mp}}{dT}$ ,  $\frac{dV_{mp}}{dT}$  e  $\frac{dI_{mp}}{dT}$  representam a variação da potência máxima, da tensão de máxima potência e da corrente de máxima potência com a temperatura, respectivamente.

Nota-se que o coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência, quando disponível, é obtido da taxa de variação da máxima potência com relação à temperatura, normalizada em relação à potência nominal do módulo. Se o coeficiente não for informado pelo fabricante, recomenda-se realizar a aproximação dos coeficientes de corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto com os coeficientes do ponto de máxima potência dessas variáveis e calcular o coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência utilizando-se a equação 2.1.

O parâmetro  $\gamma_{mp}$  varia com a temperatura e com o nível de irradiância no plano gerador FV, conforme mostra a figura 2.2. Apesar de alguns autores alertarem para a prática de se usar um valor constante para esse parâmetro (King, 1998), é possível perceber, analisando a figura 2.2 que o coeficiente de temperatura se mantém constante para uma ampla faixa de operação do módulo FV.

O modelo de Evans (1981) para estimar o valor do ponto de máxima potência para uma dada condição climática de irradiância e temperatura é mostrado na equação 2.2.

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \times \frac{H_{plano}}{H_{ref}} \times [1 - \gamma_{mp}(T_c - T_{c,ref})] \quad (2.2)$$

Na equação 2.2,  $P_{FV}^0$  é a potência instalada do gerador FV,  $H_{plano}$  é a irradiância global no plano do gerador FV e  $T_c$  é a temperatura de costa da célula. As variáveis com o subscrito *ref* representam o valor nas condições padrão de teste.

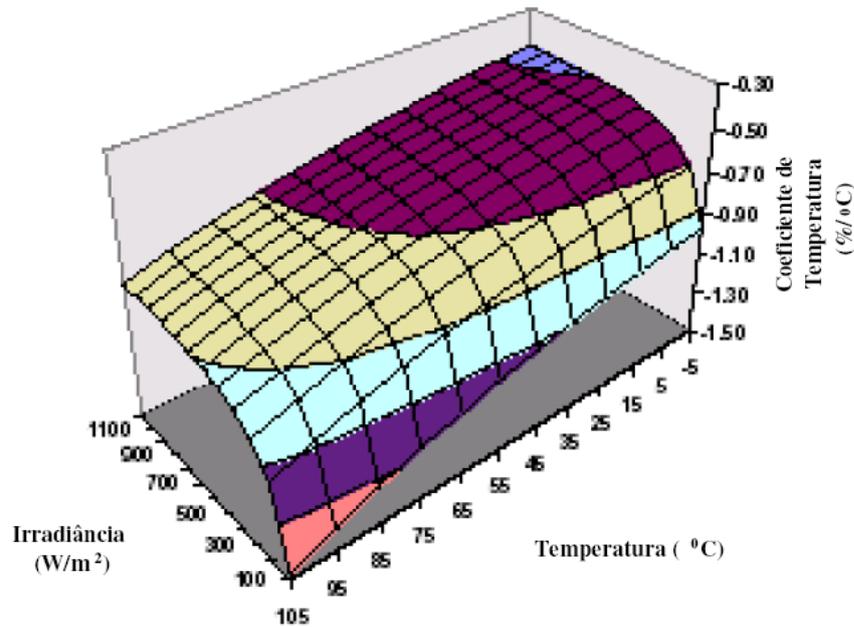


Figura 2.2 – Coeficiente de temperatura de um módulo FV em função da irradiância e da temperatura (Macêdo, 2006).

A equação 2.2 possui uma boa relação de compromisso entre facilidade de implementação e precisão, uma vez que é uma equação simples, que necessita de dados normalmente disponibilizados pelo fabricante. É calculado o valor de potência no ponto de máxima potência para o gerador FV, entretanto o modelo não fornece mais nenhuma informação sobre a operação do gerador na dada condição. Devido a isso o modelo é utilizado no programa para possibilitar uma estimativa mais rápida da produção do gerador FV em uma dada condição.

A temperatura de célula, se não disponível, pode ser calculada em graus Celsius, a partir da temperatura ambiente ( $T_a$ ) utilizando a equação 2.3.

$$T_c = T_a + H_{plano} \left( \frac{T_{NOC} - 20}{800} \right) 0,9 \quad (2.3)$$

Onde  $T_{NOC}$  é a temperatura nominal de operação da célula. Essa informação é normalmente disponibilizada no catálogo dos fabricantes.

### 2.2.1.2 Modelo de 4 parâmetros

O comportamento das células FV pode ser modelado como o circuito equivalente mostrado na figura 2.3. Este circuito é semelhante ao mostrado no capítulo 2, contendo uma resistência série ( $R_s$ ), uma resistência em paralelo ( $R_{sh}$ ) e a letra “V” representa a tensão nos terminais do gerador FV.

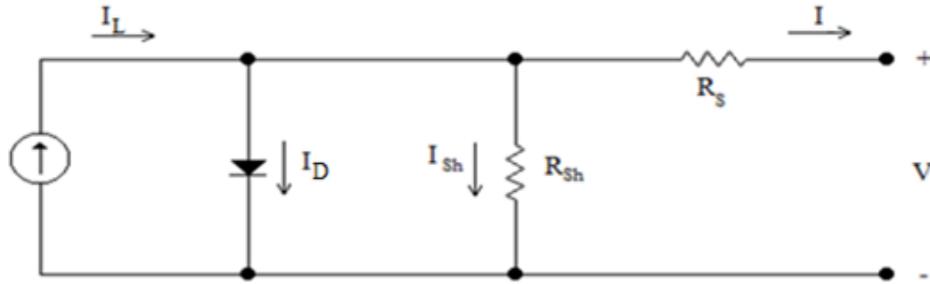


Figura 2.3 – Circuito elétrico equivalente de um(a) gerador/célula FV.

Apesar de existirem cinco parâmetros a serem calculados, a saber:  $a$  (parâmetro de correção da curva),  $I_L$  (corrente fotogerada),  $I_0$  (corrente de saturação reversa do diodo),  $R_S$  (resistência série) e  $R_{Sh}$  (resistência paralelo ou *shunt*), apenas quatro são usados, uma vez que a resistência paralela pode ser considerada infinita com boa aproximação, conforme mostra De Soto (2004)

Aplicando a Lei de Kirchoff dos Nós no circuito equivalente, o resultado é o fluxo de corrente que parte do gerador para alimentar os equipamentos, como mostrado na equação 2.4:

$$I = I_L - I_D - I_{Sh} \quad (2.4)$$

Expandindo a equação da corrente de polarização ( $I_D$ ) e da corrente que flui através da resistência em paralelo ( $I_{Sh}$ ), tem-se a equação 2.5, equivalente a 2.4. Como resultado tem-se uma equação transcendental que requer uma solução numérica a partir de métodos iterativos. Para isto foi utilizado o método de Newton-Raphson.

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{(V + I \cdot R_S)}{a}\right) - 1 \right] - \frac{(V + I \cdot R_S)}{R_{Sh}} \quad (2.5)$$

Nas condições de curto-circuito, a tensão é nula ( $V = 0$ ) e a corrente de diodo é muito pequena, isto é,  $I_D = I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{(V + I \cdot R_S)}{m \cdot V_t}\right) - 1 \right] \cong 0$ , logo a corrente fotogerada é igual a:

$$I_{L,ref} = I_{SC} \cdot \left( 1 + \frac{R_S}{R_{Sh}} \right) \quad (2.6)$$

Este valor de  $I_{L,ref}$ , assim como outros valores com índice *ref* são necessários como estimativa inicial para o método iterativo a ser utilizado. É importante informar também que todos os parâmetros com o subscrito *ref* são obtidos nas condições de referência ( $H_{ref} = 1000$  W/m<sup>2</sup>,  $T_{c,ref} = 25^\circ\text{C}$  e  $AM_{ref} = 1,5$ ).

Nas condições de circuito aberto, a corrente é nula ( $I = 0$ ) e o termo exponencial da equação 2.5 é muito maior que 1. Nessa condição, tem-se:

$$I_{0,ref} = \left( I_{L,ref} - \frac{V_{oc,ref}}{R_{Sh}} \right) \cdot \exp \left( -\frac{V_{oc,ref}}{a} \right) \quad (2.7)$$

onde  $V_{oc,ref}$  é a tensão de circuito aberto na condição de referência. Como  $R_{Sh}$  é significativamente grande para as células mais modernas, a última parcela da equação 2.5 tende a zero. O modelo então passa a ser chamado de quatro parâmetros, o qual é de mais simples solução, embora não haja perda significativa em exatidão. As equações 2.6 e 2.7 podem ser vistas conforme as equações 2.8 e 2.9, respectivamente.

$$I_{L,ref} = I_{SC} \quad (2.8)$$

$$I_{0,ref} = I_{L,ref} \cdot \exp \left( -\frac{V_{oc,ref}}{a} \right) \quad (2.9)$$

Os efeitos da temperatura quantificados a partir da utilização dos coeficientes de temperatura, nos parâmetros  $a$ ,  $I_L$  e  $I_0$  são refletidos nos módulos fotovoltaicos de acordo com as equações 2.10 a 2.12.

$$a = a_{ref} \cdot \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (2.10)$$

$$I_L = \frac{H_{plano}}{H_{ref}} \cdot [I_{L,ref} + \mu_{I_{sc}} \cdot (T_c - T_{c,ref})] \quad (2.11)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \cdot \left[ \frac{T_c}{T_{c,ref}} \right]^3 \cdot \exp \left[ \frac{E_g \cdot N_s}{a_{ref}} \cdot \left( 1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right) \right] \quad (2.12)$$

Onde  $H_{plano}$  é a irradiância solar incidente no plano da célula ou módulo (em  $W/m^2$ ),  $E_g$  é a energia da banda proibida do material (1,12 eV para o *Si* e 1,35 eV para o *GaAs*),  $N_s$  é o número de células em série do módulo FV utilizado na composição do gerador FV.

O coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito  $\beta$  e o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto  $\alpha$  podem ser obtidos por meio de medições da variação da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto com a temperatura, e são aproximadas pelas equações 2.14 e 2.15, respectivamente.

$$\beta = \frac{dI_{SC}}{dT} \cong \frac{I_{SC}(T_2) - I_{SC}(T_1)}{T_2 - T_1} \quad (2.14)$$

$$\alpha = \frac{dV_{OC}}{dT} \cong \frac{V_{OC}(T_2) - V_{OC}(T_1)}{T_2 - T_1} \quad (2.15)$$

Se as taxas de variação da corrente de curto-circuito ( $\beta$ ) e da tensão de circuito aberto ( $\alpha$ ) em relação à temperatura são conhecidas, então é possível encontrar uma equação adicional independente, igualando-se o valor experimental de  $\alpha$  com o valor obtido da expressão analítica para a derivada  $dV_{OC}/dT$ . Diferenciando-se  $V_{OC}$  na equação 2.9 com relação a  $T$  e usando as equações 2.10, 2.12 e 2.14, pode-se demonstrar que:

$$a_{ref} = \frac{\alpha \cdot T_{c,ref} - V_{OC,ref} + E_g \cdot N_s}{\frac{\beta \cdot T_{c,ref}}{I_{L,ref}} - 3} \quad (2.16)$$

Substituindo na equação 2.5 as condições de máxima potência ( $V=V_{mp}$  e  $I=I_{mp}$ ), de modo que  $I_{L,ref}$  e  $I_{0,ref}$  foram obtidos das equações 2.8 e 2.9, respectivamente, e desprezando-se novamente o valor “1” na equação 2.5, uma vez que o termo exponencial na condição de máxima potência é também muito maior que “1”, o resultado fica:

$$I_{mp} = I_{L,ref} - I_{L,ref} \cdot \exp\left(-\frac{V_{oc,ref}}{a}\right) \cdot \exp\left(\frac{(V_{mp} + I_{mp} \cdot R_{s,ref})}{a_{ref}}\right) \quad (2.17)$$

Manipulando matematicamente a equação 2.17 e isolando  $R_{s,ref}$ , obtém-se a equação 2.18:

$$R_{s,ref} = \frac{a_{ref} \cdot \ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{L,ref}}\right) - V_{mp} + V_{oc,ref}}{I_{mp}} \quad (2.18)$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (2.19)$$

Se o valor de  $a_{ref}$ , determinado pela equação 2.16 for maior que zero, porém menor que o valor máximo obtido com a equação 2.18 (com  $R_s = 0$ ), então o modelo para determinar as características  $I \times V$  da célula, módulo ou gerador FV está completo, caso contrário mais iterações devem ser feitas até convergir para as condições citadas anteriormente.

A potência de saída do gerador FV é calculada pela equação 2.20.

$$P = I \cdot V \quad (2.20)$$

Para encontrar o valor de máxima potência existe uma maneira numérica bastante simples, utilizando uma ferramenta computacional, basta variar  $V$  na curva  $P \times V$  até que a máxima potência seja encontrada. Outra maneira mais complexa de se obter o ponto de máxima potência é diferenciar a equação 2.20 com relação à tensão  $V$  e igualar o resultado a zero, todavia isso resulta em uma equação transcendental que deve ser resolvida numericamente.

O modelo apresentado permite a estimativa da curva  $I \times V$  do gerador FV a cada condição climática. Isso é necessário devido ao fato do objetivo da ferramenta computacional visar à utilização de modelos que permitam a análise contínua do sistema, uma vez que a tensão de operação do gerador FV pode ser modificada em casos de condições onde seja necessária a limitação de potência. Além disso, esse parâmetro influencia na eficiência de conversão c.c./c.a. do inversor.

### **2.2.2 Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP).**

A cada condição de irradiância e temperatura existe um único ponto na curva  $I \times V$  do gerador FV, o qual possibilita a extração da máxima potência desenvolvida pelo mesmo naquele instante. Portanto, em um SFCR o inversor deve possuir um algoritmo que tenha por objetivo encontrar na curva a máxima potência. Uma ideia geral sobre alguns dos métodos disponíveis na literatura para o SPMP pode ser encontrada em Faranda *et al.* (2008). Além disso, algoritmos de controle do SPMP que utilizam redes neurais, lógica difusa e algoritmos genéticos tem sido tema de estudos presentes na literatura, como mostram Subiyanto *et al.* (2012) e Faranda *et al.* (2008).

Pesquisas na área tornaram o SPMP bastante eficaz nos inversores disponíveis comercialmente, onde podem ser visto na literatura valores da eficiência do SPMP próximos a 100% para carregamentos acima de 40%. Medir experimentalmente essa eficiência não é tarefa fácil, requerendo grande precisão na estimativa do PMP do gerador FV na dada condição climática.

Boa parte dos inversores disponíveis comercialmente utiliza a técnica P&O (perturbar e observar) para o SPMP, por ela ter uma estrutura simples e necessidade de aferição de poucas variáveis. Essa técnica consiste em modificar periodicamente (incrementando ou decrementando) a tensão do gerador FV através de chaveamento utilizando conversores c.c.

*buck-boost*, e comparar a potência de saída do SFCR com a potência deste na perturbação anterior. Se a potência atual medida for maior que a potência no ciclo anterior, a perturbação na tensão continuará no mesmo sentido, caso contrário, a perturbação será invertida no ciclo posterior. Como ao encontrar o PMP o algoritmo fará o ponto de operação do gerador FV oscilar em torno do PMP, haverá perdas energéticas devido a esse processo, principalmente em situações de intensa variabilidade do recurso solar como no caso de nuvens e sombreamento.

Rampinelli (2010) realizou ensaios em inversores de diferentes marcas e verificou que apesar de utilizarem algoritmos distintos, há grande similaridade entre os mesmos. A partir dos ensaios, o autor pôde conceber uma formulação que estima a eficiência estática do SPMP em função do carregamento do inversor, sob as seguintes condições:

- Em um dia de céu claro, a irradiância no plano gerador e a temperatura de célula se mantêm constantes em um intervalo de 1 minuto.
- Durante o intervalo o SPMP do inversor consegue encontrar o PMP. Além disso, o SPMP é o responsável pelas oscilações de tensão do gerador FV.

A partir da curva medida do SPMP em função do carregamento do inversor, mostrada na figura 2.4, obtém-se que o SPMP é regido pela equação 2.21.

$$\eta_{SPMP} = \frac{p_{cc}}{p_{cc} + (M_0 + M_1 p_{cc})} \quad (2.21)$$

Onde  $p_{cc}$  é a potência desenvolvida pelo gerador FV normalizada em relação à potência instalada do gerador; e  $M_0$  e  $M_1$  são os coeficientes de potência do modelo mostrado na equação 2.21, a qual descreve o comportamento estático do SPMP. Na tabela 2.1 são encontrados os valores medidos dos parâmetros  $M_0$  e  $M_1$  para alguns modelos de inversores, conforme mostrou Rampinelli (2010).

Sunways NT 4000

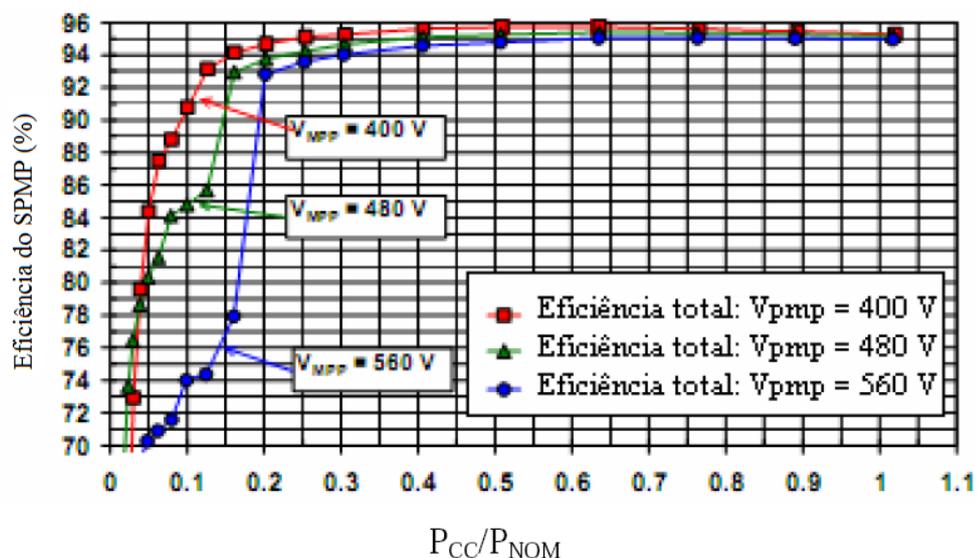


Figura 2.4 – Eficiência do SPMP em função do carregamento. Haeberlin *et al* (2005).

Tabela 2.1 – Parâmetros utilizados no modelo estático de SPMP. Adaptado de Rampinelli (2010)

Modelo	Fabricante	Coeficientes	
		$M_0$	$M_1$
SB 700U	SMA	0,0075	0,0042
SB 1100E	SMA	0,0085	0,0125
SB 2100	SMA	0,0022	0,0062
SB 3800U	SMA	0,0014	0,0055
IG 15	FRONIUS	0,0039	0,0023
IG 20	FRONIUS	0,0027	0,0042
IG 30	FRONIUS	0,0028	0,011
QS 2000	MASTERVOLT	0,001	0,0115
QS 3200	MASTERVOLT	0,0035	0,0085

Com a informação dos parâmetros característicos do modelo, obtidos a partir de ensaios experimentais, e por meio de regressão linear múltipla, os parâmetros  $M_0$  e  $M_1$  de inversores que não constam na tabela 2.1 podem ser calculados, utilizando as equações 2.22 e 2.23.

$$M_0 = (-1,8 \times 10^{-5})V_{max} + (2,29 \times 10^{-5})V_{inicial} + 0,0012P_{cc-max}^{inv} - 0,002P_{inv}^0 + 0,011 \quad (2.22)$$

$$M_1 = (-5 \times 10^{-6})V_{max} - (6,55 \times 10^{-5})V_{inicial} - 0,024P_{cc-max}^{inv} + 0,025P_{inv}^0 + 0,014 \quad (2.23)$$

Utilizam-se como variáveis independentes da função parâmetros de tensão e potência que influenciam no desempenho do  $\eta_{SPMP}$  e que estão disponíveis nos catálogos dos fabricantes de inversores. Os coeficientes de determinação das equações foram calculados e seus valores ficaram predominantemente próximos de 0,7, podendo-se considerar aceitável para estimativa dos valores da função.

### 2.2.3 Eficiência de conversão dependente da tensão de operação

Para calcular a potência de saída do inversor, utilizou-se o modelo de eficiência de conversão do inversor, o qual depende da potência de saída do conversor c.c./c.c. Em Schmidt (1992), mostrou-se que a eficiência de conversão é uma função dependente do autoconsumo e do carregamento. Com base nos efeitos físicos envolvidos, representados por  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$ , o autor propôs a equação 2.24.

$$\begin{aligned} \eta_{Inv} &= \frac{P_{Saída}}{P_{Entrada}} = \frac{P_{saída}}{(P_{saída} + P_{Perdas})} \\ &= \frac{p_{saída}}{p_{saída} + (k_0 + k_1 \cdot p_{saída} + k_2 \cdot p_{saída}^2)} \end{aligned} \quad (2.24)$$

onde  $p_{saída} = P_{saída}/P_{inv}^0$  é a potência de saída normalizada com relação à potência nominal

do inversor.

Os parâmetros característicos  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  são calculados através das seguintes equações:

$$k_0 = \frac{1}{9} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv1}} - \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{36} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv0,1}} \quad (2.25)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv1}} + \frac{33}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} - \frac{5}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv0,1}} - 1 \quad (2.26)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv1}} - \frac{5}{2} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{18} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv0,1}} \quad (2.27)$$

onde  $\eta_{Inv1}$ ,  $\eta_{Inv0,5}$ ,  $\eta_{Inv0,1}$  são os valores da eficiência instantânea correspondentes à operação do inversor a 100, 50 e 10% da potência nominal, respectivamente. Como mencionado anteriormente, estes valores podem ser obtidos pela curva de eficiência do inversor que, em alguns casos, consta no catálogo do fabricante, ou então deve ser levantada experimentalmente, para maior precisão do sistema a ser analisado. Para exemplificar a eficácia do modelo, a figura 2.5 mostra um comparativo da curva de eficiência, do inversor modelo SB 1100, obtida a partir do catálogo do fabricante e da curva obtida experimentalmente.

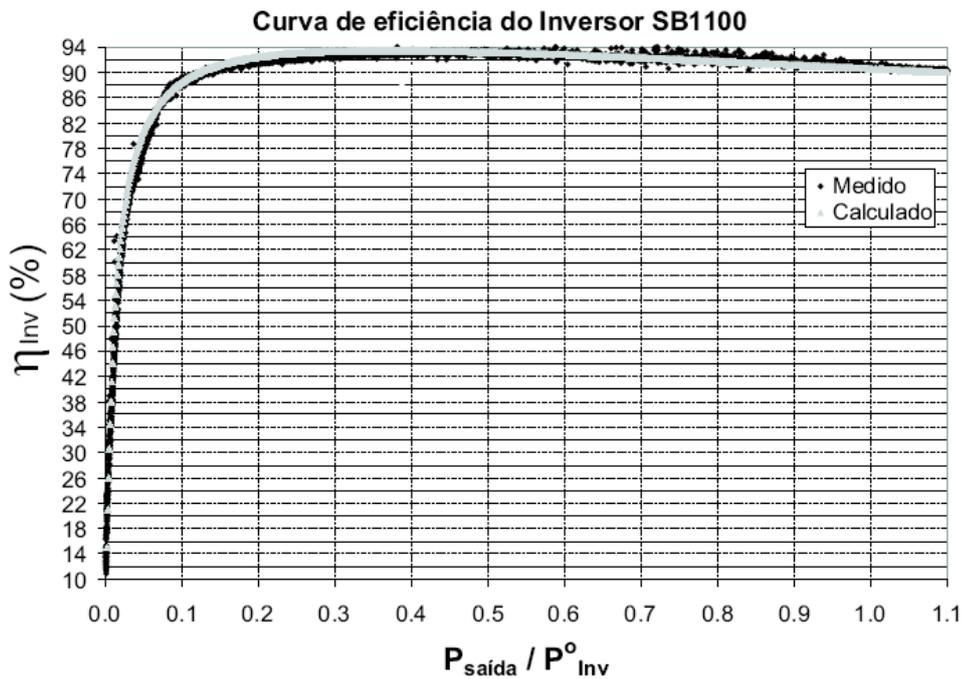


Figura 2.5 – Curvas de eficiência de conversão c.c./c.a. calculada e medida. (Macêdo, 2006)

O parâmetro  $k_0$  representa o fator relacionado ao autoconsumo do dispositivo e não depende da potência de saída. Os parâmetros  $k_1$  e  $k_2$  são referentes às perdas por carregamento do inversor. O primeiro leva em consideração aquelas que variam linearmente com a potência de saída, como as quedas de tensão em diodos e dispositivos de chaveamento, enquanto que o segundo leva em consideração aquelas que variam com o quadrado da potência de saída, principalmente as relacionadas às perdas ôhmicas.

Para calcular a potência de saída do inversor, é necessário conhecer a eficiência de conversão c.c./c.a. do inversor ( $\eta_{Inv}$ ), a qual depende das perdas envolvidas neste estágio, como representado na equação 2.28:

$$P_{Saída} = P_{FV} - P_{Perdas} = P_{FV} \cdot \eta_{Inv} \quad (2.28)$$

Normalizando-se a equação 2.28 com relação à potência nominal do inversor ( $P_{Inv}^0$ ), obtém-se a equação 2.29 com os valores normalizados.

$$p_{saída} = p_{FV} - p_{perdas} \quad (2.29)$$

Substituindo na equação 2.29  $p_{perdas} = k_0 + k_1 \cdot p_{saída} + k_2 \cdot p_{saída}^2$ , pode-se calcular a potência de saída normalizada do inversor utilizando a equação 2.30:

$$p_{saída} = p_{FV} - (k_0 + k_1 \cdot p_{saída} + k_2 \cdot p_{saída}^2) = p_{FV} \cdot \eta_{Inv} \quad (2.30)$$

A equação 2.30 é resolvida como uma equação do 2º grau, onde o termo  $p_{saída}$  é a variável a ser calculada. A potência desenvolvida pelo gerador, a ser gerenciada pelo inversor, é calculada a partir do modelo de quatro parâmetros mostrado anteriormente.

A figura 2.6 mostra as curvas da eficiência de conversão c.c./c.a. em função do carregamento de um inversor comercial usado em SFCRs. Percebe-se que a tensão de operação do gerador FV influencia na eficiência do inversor. Como a tensão varia dependendo da condição climática e da condição de operação do inversor, os parâmetros característicos que estão relacionados às perdas ( $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$ ) na modelagem também devem acompanhar esse comportamento.

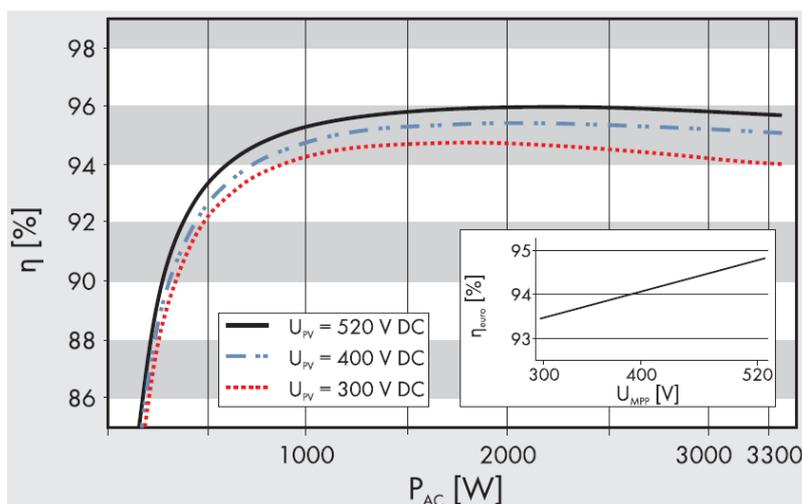


Figura 2.6 – Curva de eficiência para diferentes níveis de tensão. (Catálogo SMA)

As equações 2.25 a 2.27 mostram o cálculo dos parâmetros  $k_0$ ,  $k_1$ , e  $k_2$ . Calculando os valores desses parâmetros a partir das curvas de eficiência para cada tensão disponível, percebe-se que a relação entre os parâmetros característicos e a tensão se aproxima da linearidade, conforme mostra a figura 2.7.

Desse modo, os novos parâmetros característicos que envolvem as perdas do processo de conversão c.c./c.a. podem ser modelados como uma função linear dependente da tensão de operação, conforme mostra a equação 2.31.

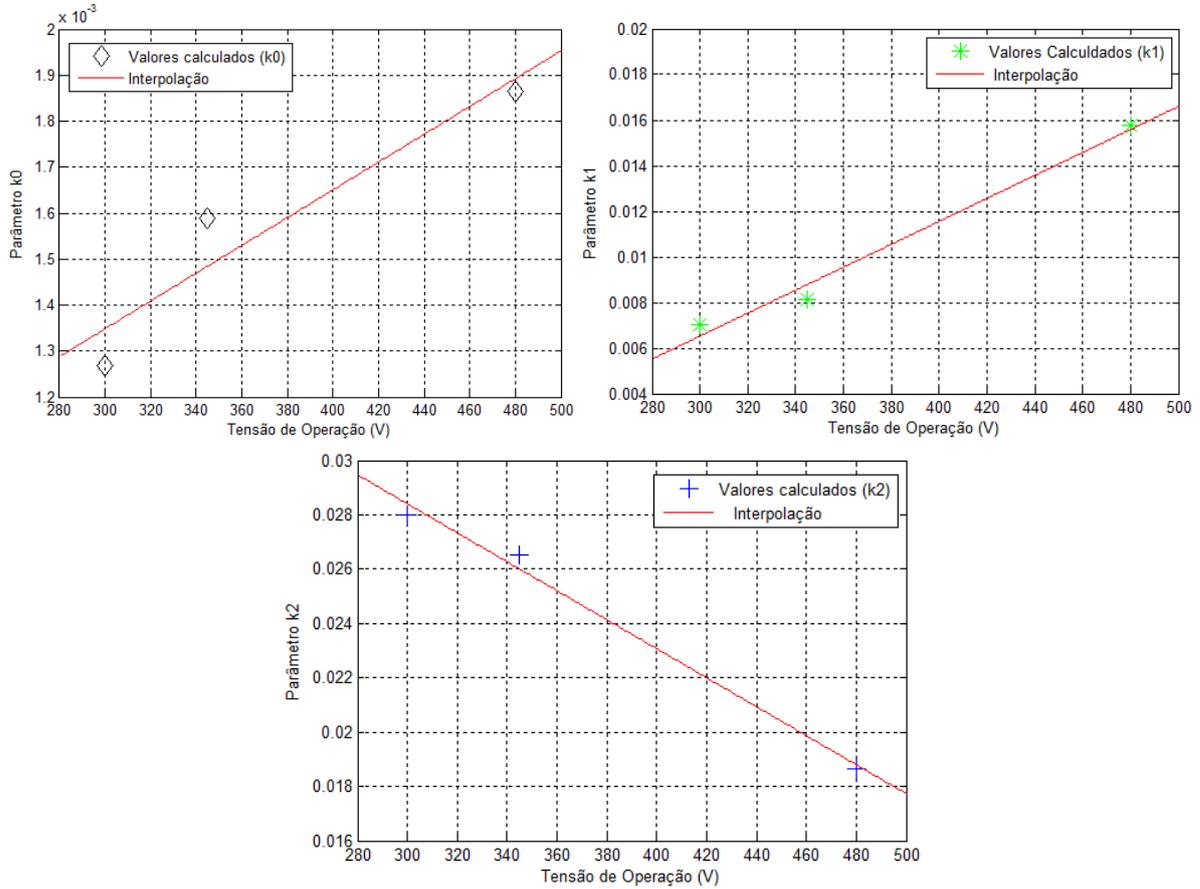


Figura 2.7 – Variação dos parâmetros  $k_1$ ,  $k_2$  e  $k_3$  com a tensão.

$$p_{Saída} = p_{FV} - [(k_{0V} \pm s_{0V} \cdot V_{mp}) + (k_{1V} \pm s_{1V} \cdot V_{mp}) \cdot p_{Saída} + (k_{2V} \pm s_{2V} \cdot V_{mp}) \cdot p_{Saída}^2] \quad (2.31)$$

onde  $k_{0V}$ ,  $k_{1V}$ , e  $k_{2V}$  são os coeficientes lineares das perdas em função da tensão e  $s_{0V}$ ,  $s_{1V}$  e  $s_{2V}$  são os coeficientes angulares das perdas em função da tensão de operação. Medir a curva de eficiência do inversor para diferentes tensões, ou seja, utilizando diferentes configurações do gerador FV, contribui para maior precisão nos resultados da estimativa das perdas de conversão c.c./c.a.

Vale ressaltar que considerar a variação dos parâmetros característicos das perdas com a tensão como uma função linear é uma aproximação. Essa característica pode não se manter

ao longo de toda a faixa de operação da tensão do gerador FV, possibilitando desvios do valor estimado em relação ao valor real da eficiência de conversão c.c./c.a.

No que se refere às perdas por limitação de potência por potência, que considera o fato de que os inversores limitam a potência de saída em sua potência máxima c.a., ou zero se a geração FV não suprir o autoconsumo o inversor, o seguinte algoritmo foi implementado na ferramenta computacional apresentada nesta dissertação.

$$\text{Se } P_{Saída} \geq P_{max}^{inv} \Rightarrow P_{Saída} = P_{max}^{inv} \quad (2.32)$$

$$\text{Se } P_{FV} \leq (k_{0V} \pm s_{0V} \cdot V_{mp}) \cdot P_{Inv}^0 \Rightarrow P_{Saída} = 0 \quad (2.33)$$

$$\text{Se } (k_{0V} \pm s_{0V} \cdot V_{mp}) \leq P_{Saída} \leq P_{max}^{inv} \Rightarrow P_{Saída} = P_{Saída} \quad (2.34)$$

onde  $P_{Saída}$  é obtido a partir do valor normalizado obtido na equação 2.30,  $P_{max}^{inv}$  é a máxima potência de saída que o inversor é capaz de processar sem afetar a integridade de seus componentes eletrônicos e de potência e  $P_{Inv}^0$  é a potência nominal do inversor. A aproximação  $P_{max}^{inv} \cong P_{Inv}^0$  é uma consideração aceitável em situações que não se dispõem de dados a respeito de potência máxima admissível para o funcionamento do inversor.

Sabe-se que o inversor, na realidade, limita a potência no lado c.c. para consequentemente limitar a potência no lado c.a. e isso é bastante evidente nos sistemas sobredimensionados, ou seja, aqueles que possuem a potência FV instalada maior que a potência nominal do inversor. No lado c.c., a potência é limitada no valor máximo admissível na entrada do inversor, valor este normalmente fornecido no catálogo do fabricante. A ferramenta computacional prevê esse comportamento a partir do algoritmo mostrado a seguir:

$$\text{Se } P_{FV} \geq P_{cc-max}^{inv} \Rightarrow P_{mp} = P_{cc-max}^{inv} \quad (2.35)$$

$$\text{Se } P_{FV} < P_{cc-max}^{inv} \Rightarrow P_{mp} = P_{FV} \quad (2.36)$$

As perdas de potência devido à limitação são estimadas no algoritmo da ferramenta computacional como sendo o desvio entre a potência elétrica que poderia ser desenvolvida na condição e o valor em que a potência estabiliza:  $P_{cc-max}^{inv}$  para o lado em c.c. e  $P_{max}^{inv}$  para o lado em c.a. As perdas de conversão são calculadas como o desvio entre a potência na entrada

( $P_{mp}$ ) e na saída do inversor ( $P_{saída}$ ). As perdas totais são a soma das perdas por limitação e por conversão.

Outro fato importante a ser ressaltado sobre a limitação é que ela ocorre, na prática, devido à modificação da tensão de operação do gerador FV. Os algoritmos utilizados no inversor realizam a limitação, fazendo com que o conversor do SPMP aumente a tensão do gerador, deslocando assim seu ponto de operação, conforme pode ser visto na figura 2.8, a qual foi obtida a partir de dados medidos de um SFCR sobredimensionado instalado em S.

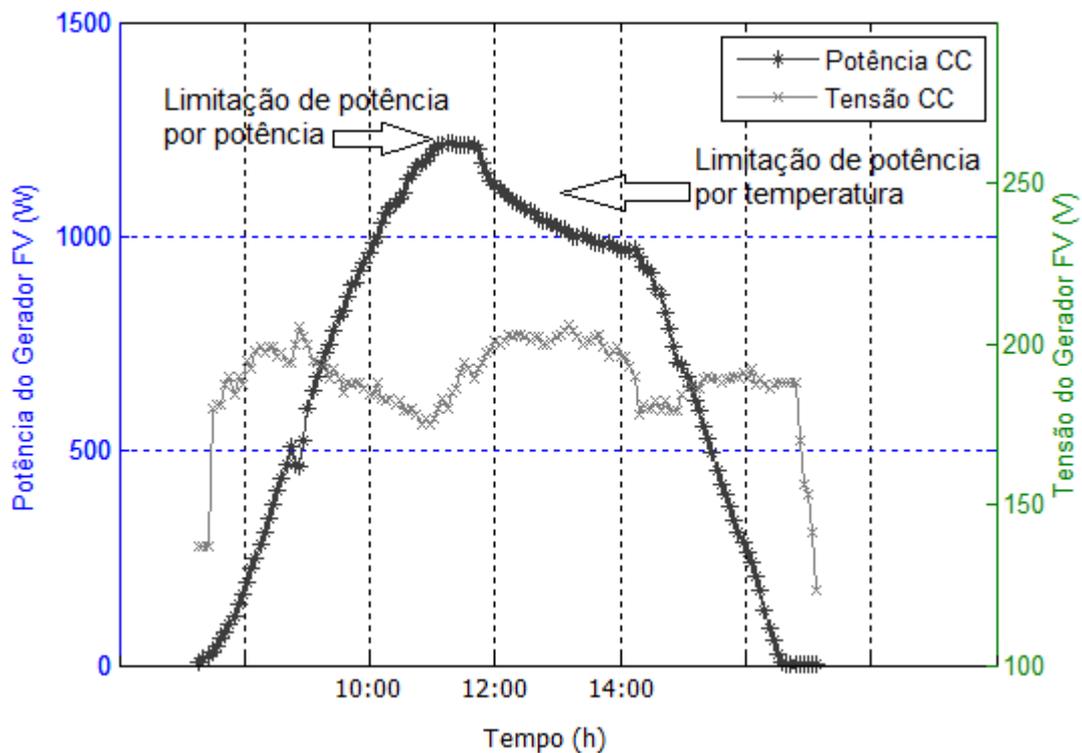


Figura 2.8 – SFCR sobredimensionado apresentando limitação.

No tópico seguinte é abordada a limitação por temperatura, que é outro fator que influencia na tensão de operação do gerador FV. Como a eficiência de conversão agora é função da tensão de operação, a utilização de modelagens mais refinadas para essa variável torna a estimativa mais próxima da realidade.

#### 2.2.4 Limitação por temperatura

Como já mencionado anteriormente, dependendo da configuração do gerador FV, pode haver situações em que o mesmo opere em um nível de potência maior que a máxima c.c. admissível pelo inversor. Isso ocorre com mais frequência nos meses do ano onde há

maiores índices de radiação solar. Se essa situação de limitação de potência persistir, a temperatura do inversor tende a aumentar gradativamente devido à grande quantidade de energia a ser gerenciada e parte dissipada na forma de calor.

Ao alcançar uma faixa limite de temperatura, os algoritmos dos inversores preveem um segundo estágio de limitação de potência, agora devido à temperatura. Na prática, essa limitação acontece de forma análoga ao caso anterior, ou seja, a partir do deslocamento do ponto de máxima potência do gerador FV, devido ao aumento da tensão de operação deste, de maneira tal que faça a potência diminuir gradativamente até o inversor atingir a temperatura de operação adequada.

Em Rampinelli (2010) é proposta uma modelagem para estimativa da temperatura operacional do inversor. O modelo, apresentado na equação 2.37, foi concebido baseado nas considerações de que toda a energia elétrica não transformada em energia útil é dissipada na forma de calor e a transferência de calor do inversor para o ambiente externo ocorre por condução e convecção.

$$T_{inv2} = T_{inv1} + \left[ \left( \frac{1 - \eta_{Inv}}{F_{cap}} \right) \cdot P_{cc} \cdot \Delta t \right] - \left[ \left( \frac{F_D}{F_{cap}} \right) (T_{inv1} - T_{amb}) \cdot \Delta t \right] \quad (2.37)$$

onde  $T_{inv1}$  é a temperatura do inversor no instante de tempo  $t_1$ ,  $T_{inv2}$  é a temperatura do inversor no instante de tempo  $t_2$ ,  $F_{cap}$  é o fator de capacidade térmica do inversor  $J/^\circ C$ ,  $F_D$  é o fator de dissipação térmica do inversor em  $W/^\circ C$  e  $\Delta t$  é o intervalo de tempo ( $t_2 - t_1$ ) considerado. Por fator de capacidade térmica entende-se como a energia necessária para fazer a temperatura do inversor aumentar de  $1^\circ C$ , enquanto que fator de dissipação térmica é a taxa em que a mesma energia que deve ser dissipada pelo inversor para fazer sua temperatura diminuir  $1^\circ C$  no intervalo de tempo considerado.

Os parâmetros devem ser extraídos de procedimentos experimentais, uma vez que os fabricantes desses equipamentos não disponibilizam esse tipo de dado. Para obter o fator de capacidade térmica são estabelecidos alguns critérios, conforme menciona Rampinelli (2010):

- ✓ Quando o inversor não está conectado à rede, a temperatura do mesmo é igual à ambiente;
- ✓ No momento em que o inversor se conecta à rede, a energia elétrica não processada no lado c.a. é convertida em energia térmica o que ocasiona o aquecimento do inversor;
- ✓ Despreza-se a parcela de energia que é dissipada pelo inversor ( $T_{inv} = T_a$ ), ou seja, considera-se que toda a energia térmica está resultando em aquecimento do inversor.

O fator de capacidade térmica pode ser calculado de acordo com a equação 2.38.

$$F_{cap} = \frac{(1 - \eta_{Inv}) \cdot P_{cc} \cdot \Delta t}{T_{inv2} - T_{inv1}} \quad (2.38)$$

O fator de dissipação térmica do inversor pode ser obtido da seguinte maneira: após desconectar o inversor da rede não há mais potência a ser processada, o que anula o segundo termo do lado direito da equação 2.37. Então, o fator de dissipação térmica pode ser calculado utilizando a equação 2.39.

$$F_D = \frac{(T_{inv1} - T_{inv2}) \cdot F_{cap}}{(T_{inv1} - T_{inva}) \cdot \Delta t} \quad (2.39)$$

A tabela 2.2 mostra os parâmetros do modelo de temperatura operacional do inversor, obtidos experimentalmente por Rampinelli (2010).

Tabela 2.2 – Parâmetros utilizados no modelo da temperatura do inversor (Adaptado de Rampinelli, 2010)

Modelo	Fabricante	Coeficientes	
		$F_{cap}$	$F_D$
SB 700U	<i>SMA</i>	8.250	2,1
SB 1100E	<i>SMA</i>	9.200	2,8
SB 2100	<i>SMA</i>	10.600	3,2
SB 3800U	<i>SMA</i>	11.200	3,5
IG 15	<i>FRONIUS</i>	2.682	3,31
IG 20	<i>FRONIUS</i>	2.449	3,29
IG 30	<i>FRONIUS</i>	2.750	3,35
QS 2000	<i>MASTERVOLT</i>	3.210	3,56
QS 3200	<i>MASTERVOLT</i>	3.520	3,63

As informações dos valores para  $F_{cap}$  e  $F_D$  mostrados na tabela 2.2 permitem a simulação computacional desses inversores com o cálculo da sua temperatura de operação. Para inversores que não constam na tabela 2.2, podem-se calcular os parâmetros térmicos com as equações 2.40 e 2.41. Ambas foram concebidas a partir de regressão linear múltipla utilizando os valores medidos apresentados na tabela 2.2. Considera-se que  $F_{cap}$  e  $F_D$  são funções dependentes das potências máxima e nominal do inversor, além da eficiência máxima e da máxima temperatura de operação admissível pelo equipamento (normalmente fornecida no catálogo dos fabricantes).

$$F_{cap} = (-2,5 \times 10^3)P_{cc-max}^{inv} + (26,8 \times 10^3)P_{inv}^0 - (5 \times 10^3)\eta_{max} + 585T_{max} + (45,2 \times 10^3) \quad (2.40)$$

$$F_D = (1,82)P_{cc-max}^{inv} - 1,68P_{inv}^0 + 0,45\eta_{max} - 0,015T_{max} - 38,8 \quad (2.41)$$

A figura 2.9 mostra, a partir de uma simulação computacional, o comportamento das temperaturas do inversor e ambiente, para um sistema subdimensionado e outro sobredimensionado para o mesmo dia, respectivamente.

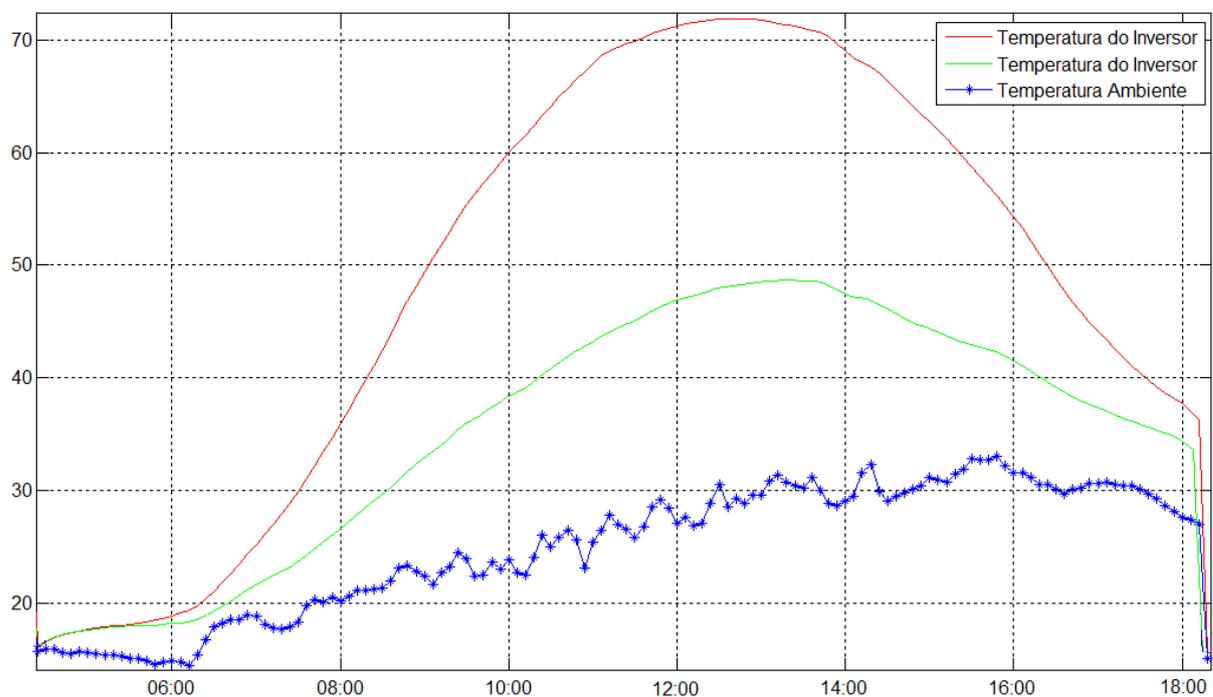


Figura 2.9 – Comportamento da temperatura sistema subdimensionado.

Quanto maior for a potência instalada do gerador FV (sistema sobredimensionado), maiores serão os níveis de potência a serem gerenciados pelo inversor do SFCR, provocando assim maior aquecimento do dispositivo. Isso pode ser facilmente visualizado a partir da análise da figura 2.9, pois para o sistema sobredimensionado (vermelho), o inversor alcança valores de temperatura maiores do que 70 °C, enquanto que para o sistema subdimensionado (verde) a temperatura do inversor não ultrapassa 50 °C.

Além disso, em momentos de limitação por potência, a potência a ser gerenciada é maior que a admissível, sendo que a dissipação se torna mais importante nesse momento (alguns modelos de inversores também contam com estratégias de dissipação forçada, como a ventilação mecânica).

Como mencionado anteriormente, a limitação é colocada em prática através do aumento da tensão do gerador FV. Como se dá essa perturbação não é informação acessível nos manuais dos equipamentos, além da possibilidade de cada fabricante possuir estratégias distintas nos seus algoritmos. Na ferramenta computacional desenvolvida, propôs-se um modelo, que é mostrado no tópico a seguir, para representar a potência do inversor nos momentos de limitação por temperatura, semelhante ao comportamento da potência mostrado na figura 2.8.

### **2.2.5 Modelo proposto para o desempenho da potência em condições de limitação**

O sobredimensionamento do gerador FV é uma prática que pode ser utilizada pelos projetistas para maximizar a produção de energia elétrica do SFCR e minimizar perdas, por exemplo. Entretanto, quanto menor for o FDI do sistema, maior será a incidência de situações de limitação de potência do inversor. Como a ferramenta computacional proposta nesta dissertação busca representar o desempenho dos SFCRs o mais próximo possível da realidade, é necessário prever o processo de limitação por temperatura, assim como contabilizar as perdas energéticas relacionadas a esse fato.

Os fabricantes de inversores não disponibilizam em seus catálogos muitas informações a respeito do processo limitação. Normalmente é possível encontrar os valores máximos admissíveis de potência c.c. e c.a., porém em relação à temperatura as informações são mais escassas, restringindo-se aos limites de temperatura ambiente do equipamento e a curva de degradação da potência nominal, como mostra a figura 2.10.

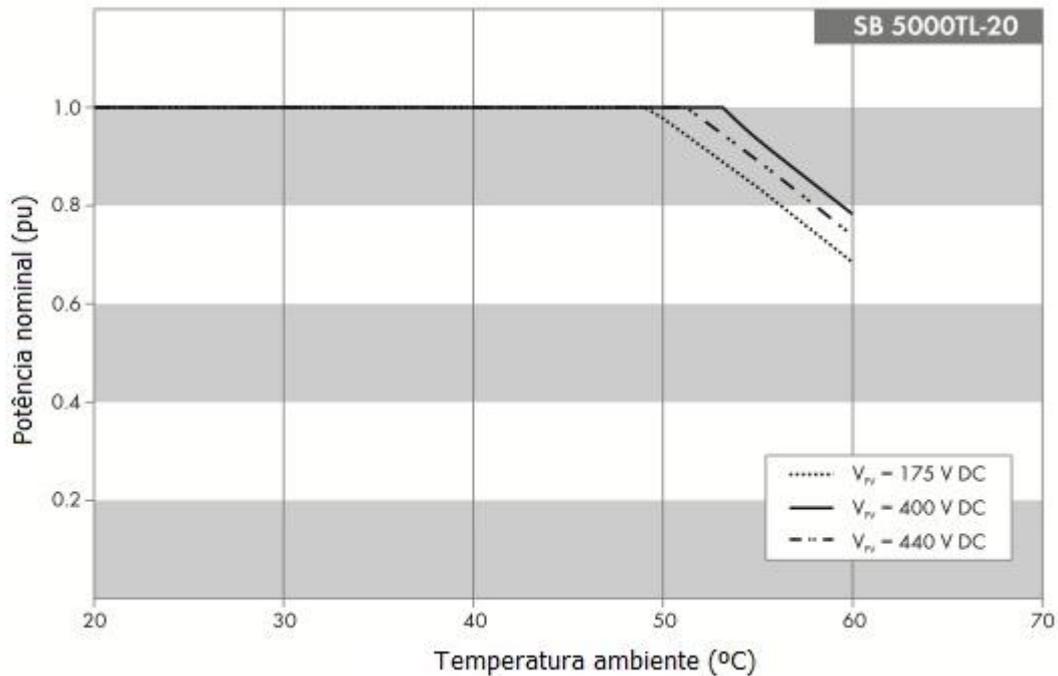


Figura 2.10 – Curva de degradação da potência nominal do inversor *SB 5000 TL*.

O comportamento mostrado na figura 2.10 é uma estratégia de proteção utilizada nos inversores de SFCR para evitar danos irreversíveis aos componentes eletrônicos devido a temperaturas elevadas. A estratégia consiste em diminuir a potência nominal do inversor para que seja possível o equipamento operar continuamente em níveis maiores de temperatura.

O comportamento de degradação da potência mostrado na figura 2.10 está relacionado à temperatura ambiente do inversor, sendo necessária uma extrapolação para a estimativa da temperatura operacional do equipamento. Nesta dissertação é utilizada a equação 2.37 para a estimativa da temperatura operacional do inversor, a qual será a variável de controle para a atuação da estratégia de limitação de potência por temperatura.

A figura 2.8 mostrou o comportamento da tensão e da potência c.c. em um dia ensolarado para um sistema sobredimensionado. Com a atuação da limitação de potência por potência, a qual limita a potência desenvolvida pelo gerador FV na potência c.c máxima do inversor, a temperatura interna deste último tende a se elevar, podendo alcançar a temperatura máxima admissível pelo equipamento. Se essa situação ocorrer, entra em ação automaticamente a limitação de potência do inversor por temperatura, que desloca o ponto de operação do gerador FV para um nível de potência mais baixo. Nesse processo a potência é reduzida passo a passo até que a temperatura de operação do inversor seja reduzida a um valor seguro (SMA, 2011 [2]).

A figura 2.11 mostra o comportamento da potência elétrica c.c. para o mesmo dia mostrado na figura 2.8, porém somente para o período em que há limitação de potência por temperatura, assim como a interpolação dos pontos medidos.

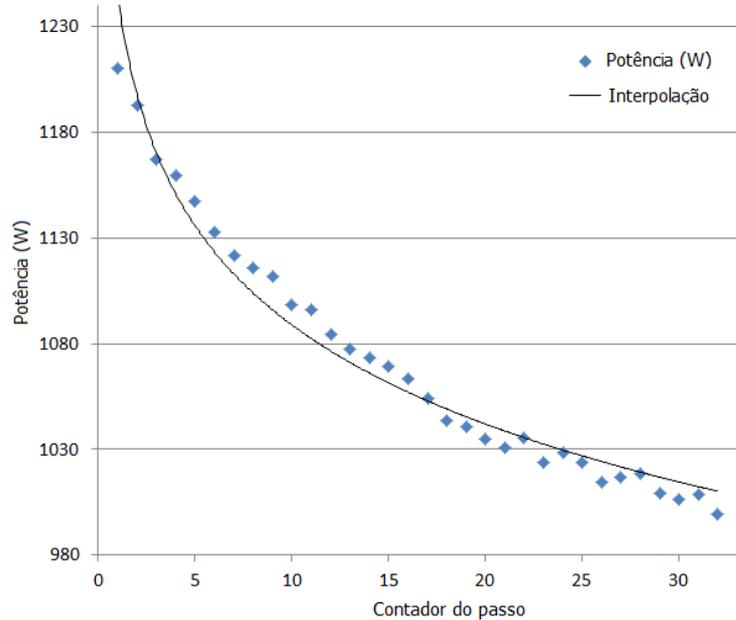


Figura 2.10 – Comportamento da potência c.c. na ocorrência de limitação por temperatura.

Percebe-se que o comportamento da potência assemelhasse a uma curva da função logarítmica natural espelhada no eixo vertical. A partir de dados medidos experimentalmente, deduziu-se empiricamente um modelo, mostrado na equação 2.42, para representar o comportamento da potência elétrica do gerador FV em momentos de limitação de potência por temperatura.

$$P_{mp} = -51,37 \times \ln(\text{passo}) + P_{init\_lim} \quad (2.42)$$

Onde  $P_{mp}$  é o ponto de máxima potência teórico,  $P_{init\_lim}$  é a potência elétrica desenvolvida pelo inversor no instante em que a limitação por temperatura começa a atuar e  $\text{passo}$  é o contador da limitação, ou seja, incrementa o processo de limitação se a temperatura do inversor ainda não atingiu um valor seguro. O algoritmo implementado na ferramenta computacional para prever a limitação, tanto por potência como por temperatura, é mostrado na equação 2.43.

$$\text{Se } T_{inv} \geq T_{max}^{inv} \Rightarrow P_{mp} = -51,37 \times \ln(\text{passo}) + P_{init\_lim} \quad (2.43)$$

onde  $T_{inv}$  é a temperatura de operação do inversor, calculada a partir da equação 2.37 e  $T_{max}^{inv}$  é a máxima temperatura de operação do inversor. A condição é suficiente para estimar o comportamento da potência do gerador FV em momentos de limitação de potência por

temperatura, seja ela seguida da limitação por potência ou não, uma vez que considera o nível de potência desenvolvido na geração no momento que antecede o processo de limitação.

Vale ressaltar que o modelo empírico proposto nesta dissertação foi baseado nos dados experimentais obtidos de dois SFCRs que apresentaram bastante ocorrência de situações com limitação de potência por temperatura durante um ano. Como os referidos sistemas possuíam o mesmo modelo de inversor, é desejável confrontar o resultado obtido com dados de SFCRs que possuam equipamentos distintos. A verificação da confiabilidade do modelo através da validação com dados medidos experimentalmente é mostrada no capítulo 4.

### **2.2.6 Modelo proposto para as perdas em função da potência desenvolvida**

Para finalizar a representação dos SFCRs, deve-se prever a quantidade de potência perdida e que não está relacionada às perdas devido à limitação de potência e conversão c.c./c.a. Essas perdas dizem respeito aquelas por dispersão entre os módulos no lado c.c. e em cabos, fusíveis, diodos, proteções e contares tanto do lado c.c. como do lado c.a.

Segundo Rodrigues, 2008, as perdas mencionadas anteriormente são equivalentes a, no máximo, nas condições padrão, 2% da potência máxima, tanto do lado c.c. como do lado c.a. Isto é, em relação a potência instalada ou potência de pico do gerador FV ( $P_{FV}^0$ ) e a potência máxima do lado CA do inversor ( $P_{max}^{inv}$ ). Admitindo que esse comportamento se dê de forma linear, utilizaram-se as equações 2.44 e 2.45.

$$L_{cc} = 0,02 \times \frac{P_{mp}}{P_{FV}^0} \quad (2.44)$$

$$L_{ca} = 0,02 \times \frac{P_{saida}}{P_{max}^{inv}} \quad (2.45)$$

Para as perdas de dispersão entre módulos, adotou-se valor constante de 2%.

## **2.3 Parâmetros característicos de SFCRs**

A seguir são descritos os principais parâmetros utilizados para caracterizar SFCRs, que servem como indicadores da configuração ou do desempenho do sistema que se almeja projetar ou avaliar.

### 2.3.1 Fator de capacidade (FC)

É um parâmetro utilizado para estudo de desempenho de sistemas de produção de energia elétrica e seu valor varia significativamente, dependendo do tipo de fonte primária e do tipo de sistema. Ele é definido como a razão entre a energia elétrica gerada em um determinado intervalo de tempo ( $t_2 - t_1$ ) pela energia elétrica que poderia ser gerada na potência nominal, conforme equação 2.46.

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Saída} \cdot dt}{P_G^0 (t_2 - t_1)} \quad (2.46)$$

onde  $P_{Saída}$  é a potência instantânea gerada e  $P_G^0$  é a soma das potências nominais dos geradores que constituem o sistema. No caso dos SFCRs, normalmente assume-se  $P_G^0 = P_{FV}^0$ . Entretanto, o presente trabalho deixa em discussão a possibilidade de se usar  $P_G^0 = P_{inv}^0$ , uma vez que nos SFCRs a potência efetivamente entregue à rede é limitada pela potência do inversor utilizado.

Dias *et al.* (2007) mostrou uma análise comparativa dessa figura de mérito para as capitais brasileiras a partir de simulações computacionais e seus resultados apontam valores anuais maiores do que 14% para a maioria das cidades.

### 2.3.2 Energia específica (EE)

A energia específica é um conceito que pode ser definido de várias maneiras, dependendo do contexto em que ele está inserido. Pode ser o que calcula o tempo de retorno da energia gasta para a produção de módulos fotovoltaicos (*Energy Payback Time – EPBT*), sendo expresso em kWh/kWp, onde kWh é quilowatt-hora elétrico; assim como pode ser uma ferramenta muito útil para a comparação entre SFCRs de diferentes tamanhos e em diferentes localizações, onde a EE é expressa em kWh/kWp.

Sistemas com a mesma potência nominal apresentam distintos valores de energia específica, logo a EE pode ser um bom procedimento para avaliar o desempenho de diferentes sistemas que são constituídos com equipamentos de diversos fabricantes.

### 2.3.3 Produtividade do sistema ( $Y_F$ )

Na área de sistemas FV, o termo  $Y_F$  é conhecido como produtividade do sistema, expressa em kWh/kWp, ou simplesmente em horas, que é a razão entre a energia elétrica gerada pelo SFCR em um determinado intervalo de tempo e a potência nominal do gerador, como mostra a equação 2.47.

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Saída} dt}{P_{FV}^0} \quad (2.47)$$

Nota-se que o parâmetro  $Y_F$  representa o número de horas que o SFCR teria que operar com a potência nominal do gerador FV, de modo a produzir a mesma quantidade de energia que foi entregue à rede elétrica (SFCR) ou diretamente à carga (sistemas FV autônomos). O parâmetro  $Y_F$  normaliza a energia produzida levando em consideração o tamanho do sistema, conseqüentemente, é uma maneira bastante conveniente de comparar energia produzida por sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos. Para esta figura de mérito também propõem-se a possibilidade de utilizar a potência nominal do inversor no denominador da equação 2.47 afim de avaliar a produtividade do sistema em relação à potência que pode efetivamente ser injetada na rede elétrica.

Outro conceito importante é o  $Y_R$  ou Produtividade de Referência (*Reference Yield*), que é definido como a irradiação total no plano do gerador FV dividida pela irradiância de referência. Ele corresponde ao número equivalente de horas de incidência da irradiância de referência (1.000 W/m<sup>2</sup>), conforme mostra a equação 2.48:

$$Y_R = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H_{plano} \cdot dt}{H_{ref}} \quad (2.48)$$

O  $Y_R$  define a disponibilidade de recurso solar para um sistema FV, isto é, ela é função da localização, orientação do gerador FV e da variabilidade mensal e anual do clima.

### 2.3.4 Rendimento global (Performance Ratio - PR)

O Rendimento Global ( $PR$ ) é definido como a razão entre  $Y_F$  e  $Y_R$ , à exemplo do mostrado na equação 2.49. O  $PR$  é adimensional e indica a quantidade líquida de energia

elétrica gerada pelo SFCR em relação à energia solar incidente no gerador FV, como explica Faranda *et al.* (2008). A partir dessa normalização com respeito à disponibilidade do recurso solar são quantificadas as perdas em relação à potência nominal devido a diversos fatores, como: ineficiência do inversor, fiação, limitações, temperatura do módulo FV, perdas por reflexão, sujeiras e falhas dos componentes.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{\frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Saída} dt}{P_{FV}^0}}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} H \cdot dt}{H_{s,ref}}} \quad (2.49)$$

Os valores de *PR* normalmente são relatados em uma base mensal ou anual. Valores calculados para intervalos menores tais como semanal ou diário, podem ser úteis para identificar ocorrências de falhas em componentes. Por causa das perdas devido à temperatura do módulo FV, os valores de *PR* são geralmente maiores no inverno que no verão, e normalmente figuram no intervalo de 0,6 a 0,9, segundo Faranda *et al.* (2010). Entretanto, os valores de *PR* dependem do local de instalação dos geradores FV, conforme indicou os resultados operacionais mostrados em Rodrigues (2008). Se as sujeiras em módulos FV forem sazonais, isto também pode influenciar nas diferenças de *PR* do verão para o inverno. Havendo diminuição dos valores anuais, pode-se indicar uma perda permanente no desempenho do SFCR que, dependendo da magnitude, deve ser investigada.

### 2.3.5 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

O FDI não é uma figura de mérito, e sim um parâmetro utilizado no dimensionamento dos SFCRs que indica a configuração do sistema em termos da relação de potência entre inversor e gerador FV. Matematicamente, o FDI é calculado conforme a equação 2.50. Esse parâmetro representa a razão entre a potência nominal do inversor ( $P_{Inv}^0$ ) e a potência nominal ou potência de pico do gerador FV ( $P_{FV}^0$ ). Um FDI de 0,7 indica que a capacidade nominal do inversor é 70% da potência nominal ou de pico do gerador FV.

$$FDI = \frac{P_{Inv}^0}{P_{FV}^0} \quad (2.50)$$

O FDI auxilia na visualização do tamanho relativo do inversor e é bastante útil na primeira etapa do dimensionamento, onde a eficiência global e a produtividade de SFCRs são avaliadas para diferentes FDIs. De posse do conceito do FDI, as etapas de dimensionamento do sistema podem ser divididas conforme indicado abaixo:

- ✓ Escolha dos equipamentos a serem utilizados (módulo FV e inversor): deve-se indicar o modelo dos equipamentos que se pretende utilizar no projeto
- ✓ Escolha do arquivo de dados: indicar o arquivo que contém os dados climáticos utilizados na simulação.
- ✓ Determinação FDI do sistema: após a avaliação da eficiência global média, produtividade anual do sistema e perdas (totais e por limitação) para cada FDI, decide-se qual o tamanho relativo do SFCR mais adequado para o objetivo do projeto.
- ✓ Configuração do gerador FV: deve-se determinar o número de módulos FV a serem conectados em série, de maneira tal que respeite os limites de tensão de entrada especificados (máxima tensão admissível e intervalo de SPMP), e o número de fileiras em paralelo para que o gerador possua seu valor de potência instalada o mais próximo possível daquele definido após a determinação do FDI.

## CAPÍTULO 3

### UTILIZAÇÃO DOS MODELOS NA FERRAMENTA COMPUTACIONAL

#### 3.1 Introdução

Os modelos apresentados no capítulo anterior foram implementados em um programa computacional, desenvolvido no ambiente *GUIDE* (*Graphical User Interface*) do *MATLAB* com o objetivo de facilitar a utilização da modelagem, na análise de desempenho e nas estimativas energéticas de SFCRs.

A escolha da interface gráfica do *MATLAB* para a utilização dos modelos apresentados no capítulo 2 foi influenciada pela facilidade e simplificação do código do programa, devido à familiaridade com o *MATLAB*, além do fato deste ser uma ferramenta universal, o que torna mais acessível o uso por diversos grupos de pesquisa e profissionais.

A figura 3.1 mostra o fluxograma que resume as etapas de simulação da ferramenta computacional apresentada nesta dissertação. A ferramenta é dividida basicamente em duas etapas: na primeira o usuário irá selecionar os equipamentos (módulo FV e inversor) a serem utilizados na simulação. Nesta etapa, o usuário tem a possibilidade de analisar a produtividade do sistema, a eficiência global e as perdas (c.c. e totais) em relação a diferentes FDI, possibilitando assim informações que permitem ao usuário decidir qual deve ser o tamanho relativo do SFCR que mais se adéqua a sua necessidade.

Ainda na primeira etapa, o programa sugere ao usuário o valor de FDI que proporciona a maior produtividade do SFCR. Entretanto, cabe ao projetista do sistema analisar se o módulo FV e o inversor escolhido nesta etapa são adequados, em termos de corrente e tensão no lado c.c., para operar de maneira satisfatória no valor de FDI sugerido.

Na segunda etapa de simulação é possível realizar a análise de desempenho do SFCR já dimensionado, em termos da quantidade de módulos a serem conectados em série e o número de fileiras a serem conectadas em paralelo. O sistema pode ser estudado em termos da sua contribuição energética ao longo de todo o período coberto pelo arquivo de dados ou um determinado intervalo indicado pelo usuário, das figuras de mérito mostradas no capítulo 3, das perdas e das distribuições de ocorrência de tensão e potência. Cabe ressaltar que a primeira etapa de simulação é opcional. Se o usuário já tiver decidido a configuração do

sistema previamente, pode pular a primeira etapa e realizar diretamente a etapa de análise de desempenho do SFCR.

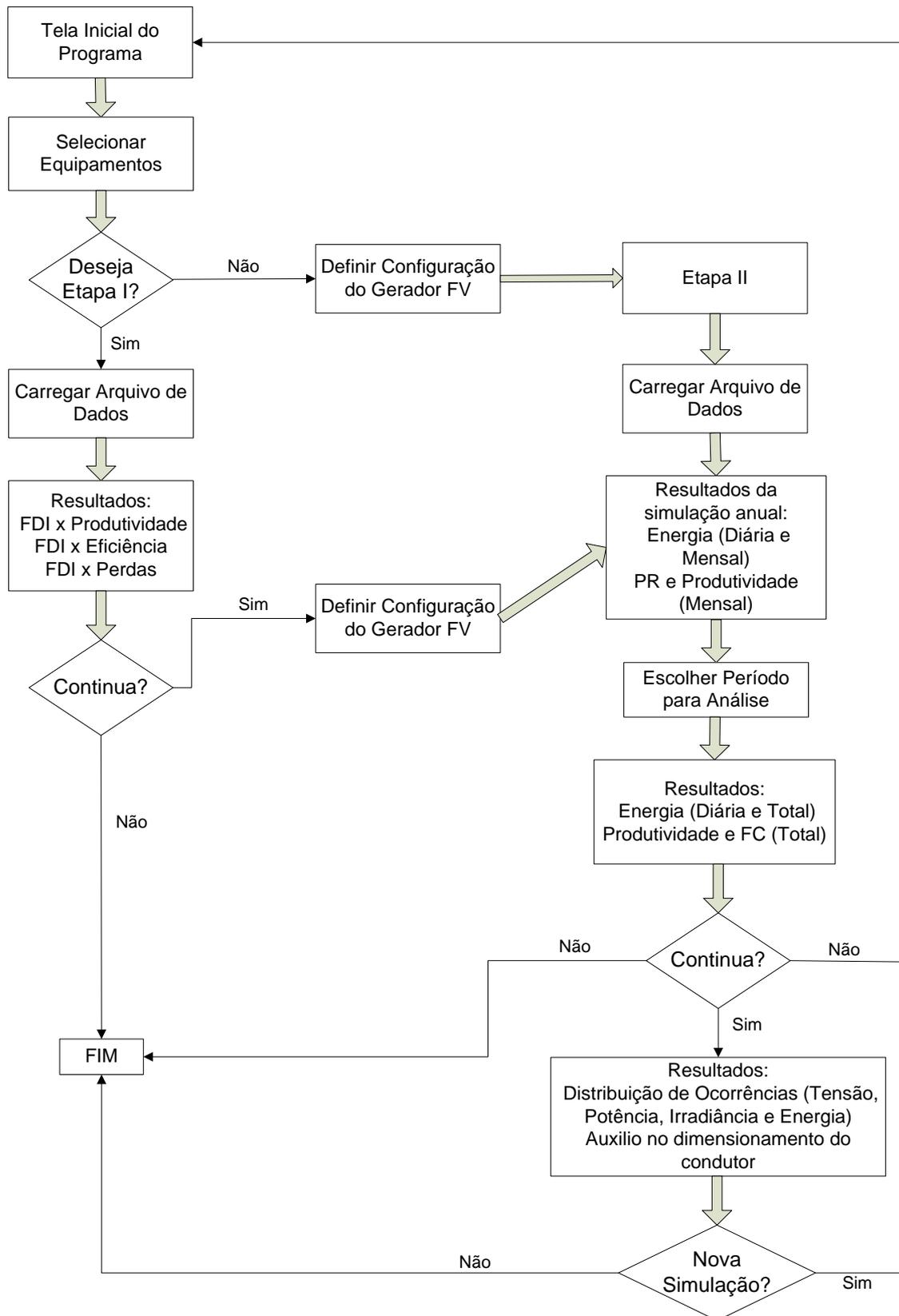


Figura 3. 1 – Fluxograma representativo da ferramenta computacional.

### 3.2 Interface da ferramenta computacional para SFCRs

Como entrada de dados climáticos, o programa reconhece arquivos com extensão .txt ou .dat com disposição de dados conforme mostrado na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Organização do arquivo de dados.

Mês	Dia	Hora	Irradiância	Temperatura (°C)
1	1	5:45	0	22
1	1	5:55	0	22.5
...	...	...	...	...
1	2	10:00	248	27.5
...	...	...	...	...
12	31	15:20	584.6	31

A figura 3.2 mostra a primeira parte da interface, onde é possível selecionar um inversor e um módulo do banco de dados para realizar a simulação e decidir o tamanho relativo do sistema. É possível também inserir novos componentes se o usuário tiver em mãos os dados necessários para os modelos de eficiência de conversão dependente da tensão ( $k_{0V}$ ,  $k_{1V}$ ,  $k_{2V}$ ,  $s_{0V}$ ,  $s_{1V}$ , e  $s_{2V}$ ), SPMP ( $M_0$  e  $M_1$ ) e limitação por temperatura para o inversor ( $F_{cap}$  e  $F_D$ ); e para os modelos de Evans, 1989 ( $\gamma_{mp}$  e  $TNOC$ ) e de quatro parâmetros ( $I_{sc\_ref}$ ,  $I_{mp\_ref}$ ,  $V_{oc\_ref}$ ,  $V_{mp\_ref}$ ,  $\mu_{I,sc}$  e  $\mu_{V,oc}$ ) para o módulo FV. Ao selecionar o módulo e o inversor, o usuário pode ter acesso aos valores dos parâmetros citados, pois estes estarão visíveis na tela inicial do programa.

Ao cadastrar o inversor, indica-se que seja apontada, ao lado do nome, a faixa de tensão para operação adequada do SPMP (esta informação consta normalmente na folha de dados do fabricante). Isto auxilia no momento de decidir a configuração do gerador FV, uma vez que o número de módulos em série define a faixa tensão que o gerador irá operar.

O programa também requer que o usuário indique, quando for cadastrar um novo inversor, a tensão e a corrente máximas admissíveis na entrada do equipamento. Essa informação é importante, uma vez que se deseja dimensionar o SFCR de maneira tal que os equipamentos não fiquem sujeitos a situações extremas que levem a danificação do mesmo. Assim, a ferramenta monitora, a cada condição climática, se o gerador FV não ultrapassou os valores máximos em termos de tensão e corrente.

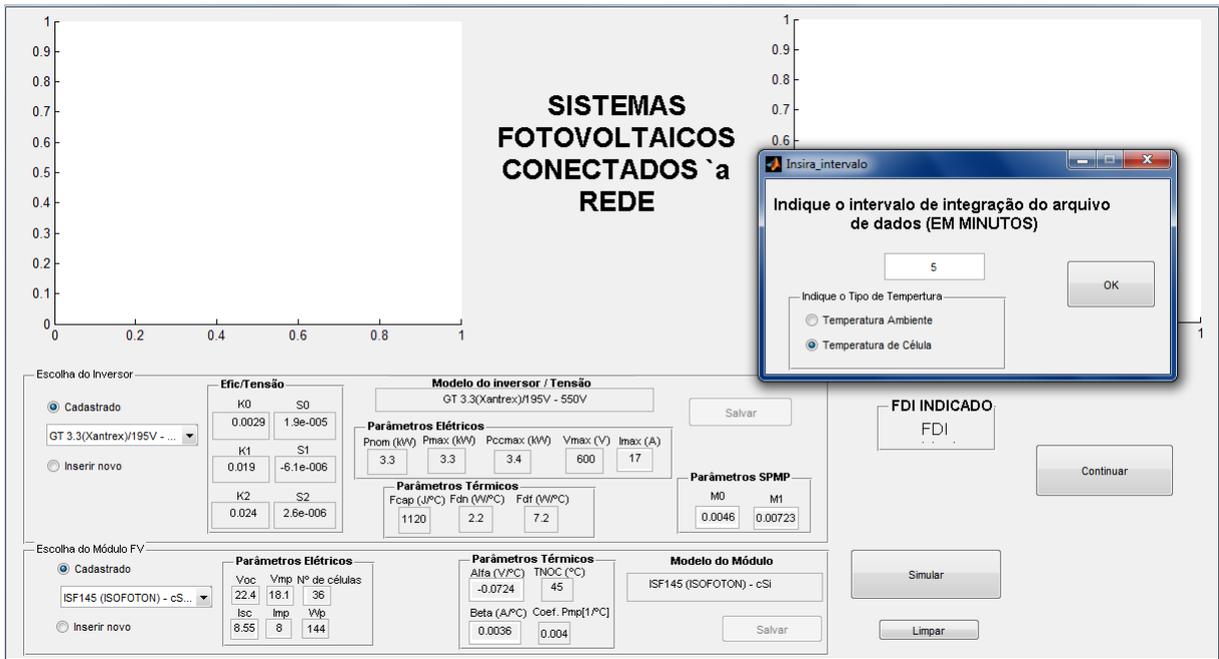


Figura 3.2 - Primeira parte do programa de simulação.

Após decidir módulo e inversor a serem utilizados o usuário pode realizar a simulação inicial pressionando o botão “Simular”. Logo em seguida o usuário será requisitado a indicar o arquivo de dados e o intervalo de tempo entre os valores (em minutos), assim como o tipo de temperatura que está registrado no arquivo de dados (ambiente ou de costa de módulo). O retorno da primeira parte da simulação, mostrado na figura 3.3, são as curvas da eficiência média do inversor e a produtividade total do SFCR, ambas m função do FDI.

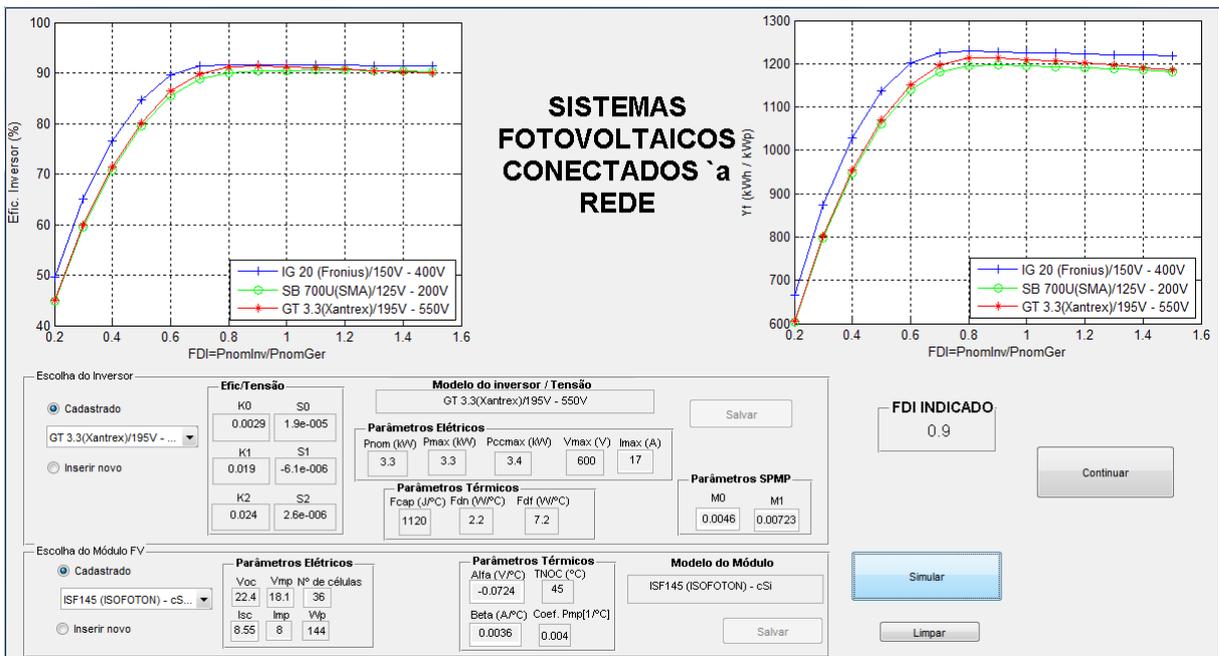


Figura 3.3 – Resultado da simulação da primeira etapa.

O programa sugere ao usuário o FDI que tenha apontado o maior valor de produtividade, além dos gráficos das perdas c.c. (devido à limitação de potência) e perdas totais (perdas c.c. mais perdas de conversão), em relação à energia total fornecida pelo gerador FV, em função do FDI, conforme mostra a figura 3.4. De posse desses dados, o usuário pode definir qual será a configuração do gerador FV mais interessante para ele. Vale atentar para a faixa de operação do SPMP do inversor no momento de decidir a quantidade de módulos em série do gerador.

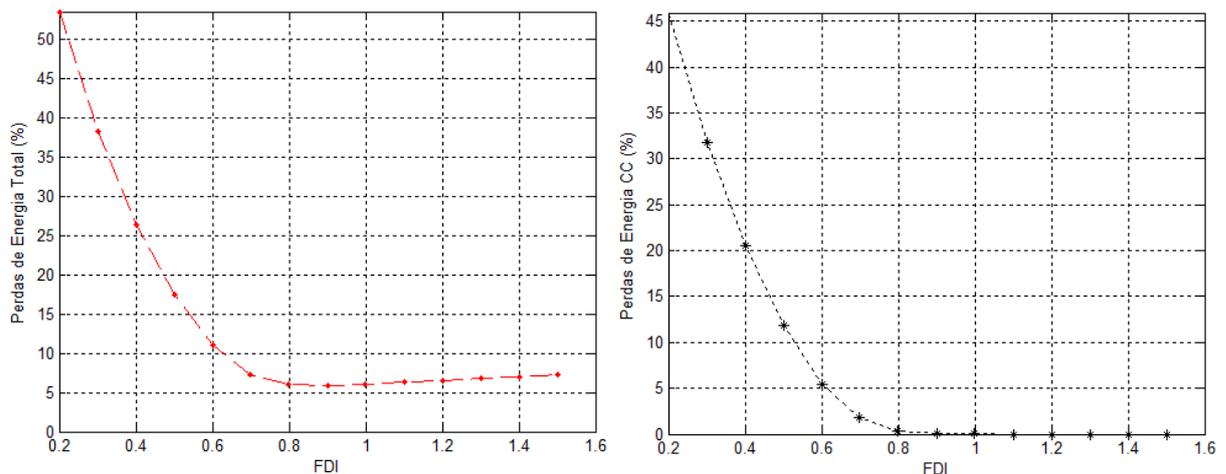


Figura 3.4 – Perdas percentuais de energia em função do FDI.

Pressionando o botão “Continuar” o usuário pode acessar a segunda parte da interface, mesmo se não tiver realizado a simulação anterior. Nesse momento o usuário deve fornecer qual a configuração a ser utilizada através da declaração da quantidade de módulos em série e o número de fileiras em paralelo do gerador FV, como mostra a figura 3.5.

A figura 3.6 mostra a segunda parte da interface da ferramenta, a qual é dividida em duas: avaliação geral e avaliação do período. Na primeira, localizada na metade esquerda da interface, o usuário, além de ter como retorno valores de energia,  $Y_F$  e  $PR$ , pode modificar a configuração escolhida (a configuração indicada pelo usuário aparece na parte inferior) pressionando o botão “*Modificar Configuração*”. Também é indicado ao usuário se houve alguma situação em que o gerador FV poderia operar com valores iguais ou maiores do que a tensão e a corrente máximas admissíveis na entrada do inversor.

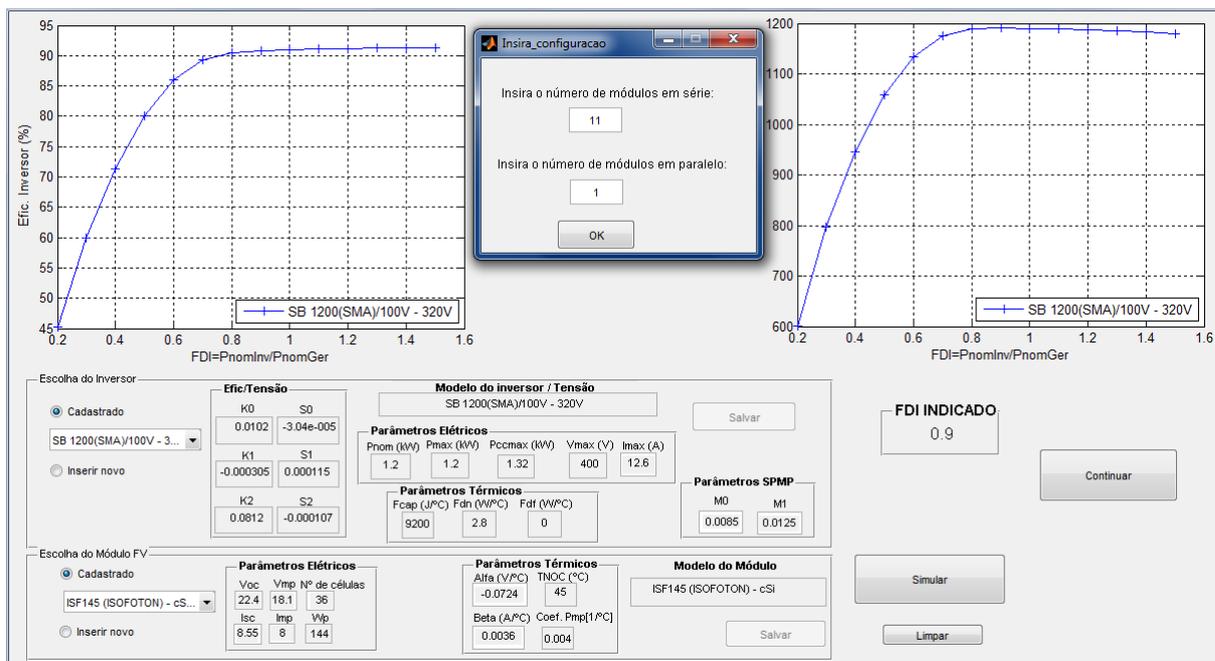


Figura 3.5 – Indicação da configuração do gerador FV a ser simulada.

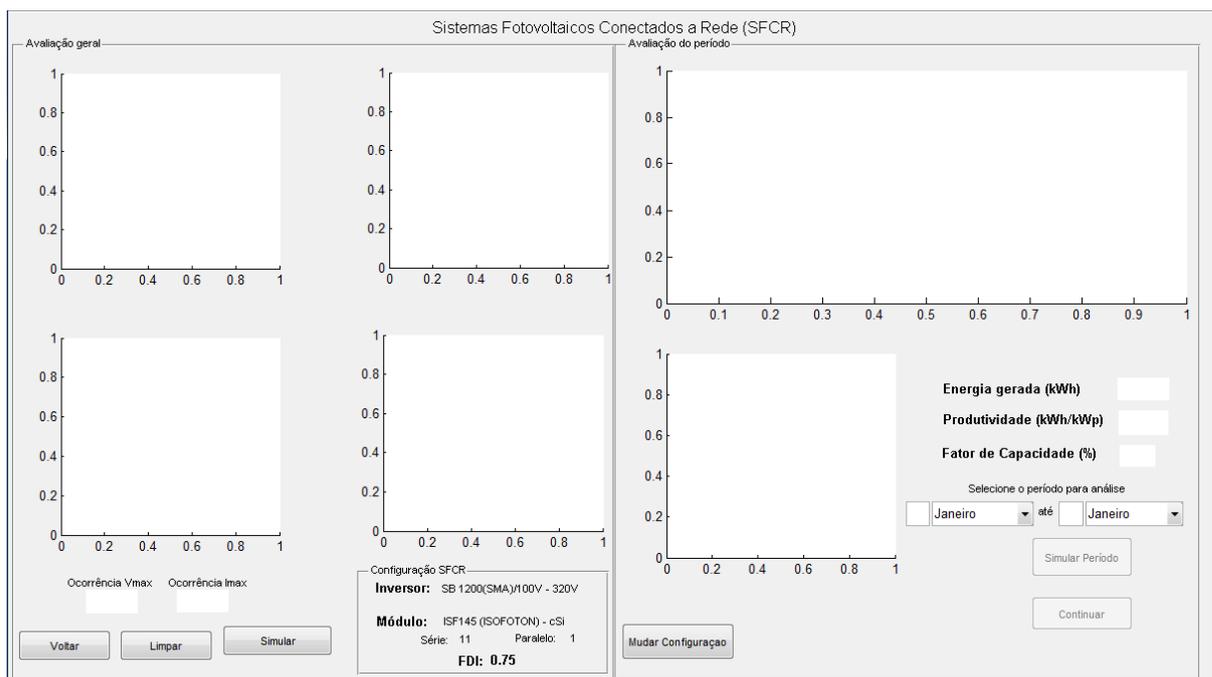


Figura 3.6 – Interface da etapa de análise de desempenho do SFCR.

Após pressionar o botão “*Simular*” e indicar o arquivo de dados (se o mesmo não tiver sido escolhido na primeira etapa da simulação), o programa retorna para o usuário ferramentas para a avaliação global do sistema como algumas figuras de mérito (em valores mensais) e contribuição energética (em valores mensais e diários). Após essa etapa de simulação, o usuário tem a possibilidade de escolher um período do ano específico para

análise e assim verificar situações da operacionalidade do sistema em dias de céu claro e nublado, por exemplo.

A figura 3.7 mostra o resultado da simulação anual para um sistema com 11 x 1 módulos modelo ISF 145 (*Isofotón*) conectados em um inversor SB 1200 (*SMA*). O arquivo de dados utilizados possui valores medidos de irradiância e temperatura de costa de módulo em intervalos de 5 minutos. Vale ressaltar que para efeito de simulação a temperatura de costa de módulo foi aproximada à temperatura de operação da célula, desprezando as resistências térmicas dos materiais do encapsulamento e do próprio semicondutor.

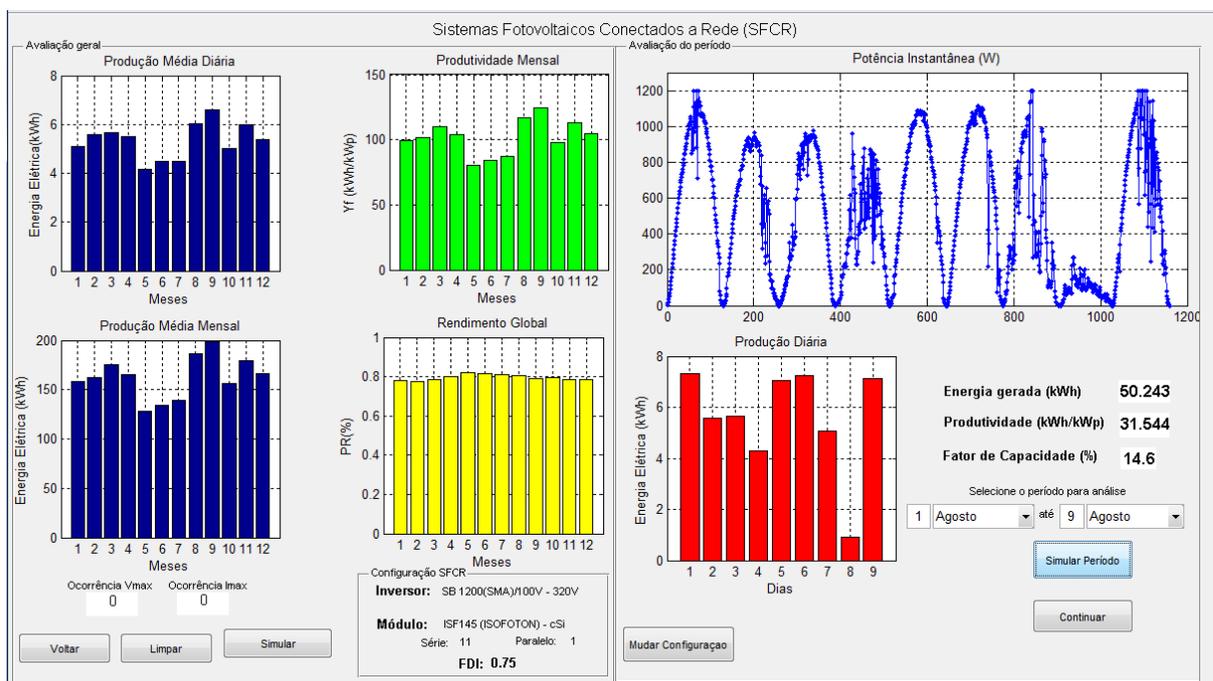


Figura 3.7 - Segunda etapa da simulação.

Na metade esquerda da interface o programa retorna gráficos para auxiliar na avaliação global do sistema. São gráficos em barra onde é possível visualizar as estimativas para a produção média diária e mensal de energia elétrica (gráficos na cor azul), em kWh, além da produtividade e desempenho global mensal (verde e amarelo, respectivamente) do SFSCR durante todo intervalo do arquivo de dados mesmo se este estiver incompleto (com meses do ano faltando no arquivo, por exemplo).

A análise anual permite a visualização da operação do sistema de caráter mais global como os meses de maior disponibilidade e contribuição energética do SFSCR além da possibilidade de apontar os meses de maior e menor desempenho global do sistema.

Pode-se realizar uma análise mais específica do sistema se o usuário definir um período do ano e pressionar o botão “*Simular Período*” na metade direita da interface,

mostrada na figura 3.7. Em seguida, o usuário tem retorno do perfil de potência instantânea do SFCR na saída em c.a. (traçado em azul), um gráfico em barras que contabiliza a energia gerada, em kWh, para cada dia dentro do intervalo apontado pelo usuário (barras em vermelho) e os valores para o período designado da energia gerada em kWh, da produtividade do SFCR em kWh/kWp e do fator de capacidade em %.

Até o momento, o usuário só teve acesso a resultados em termos de potência, energia e variáveis derivadas dessa grandeza. Porém, é interessante, levando em consideração projeto e avaliação, analisar o comportamento da tensão no intervalo definido no arquivo de dados, uma vez que a operação adequada do sistema está relacionada também à configuração do gerador FV, pois é ela que define a faixa de tensão que o mesmo deve operar. Ao pressionar o botão “Continuar” no lado direito, é apresentado ao usuário a tela mostrada na figura 3.8.

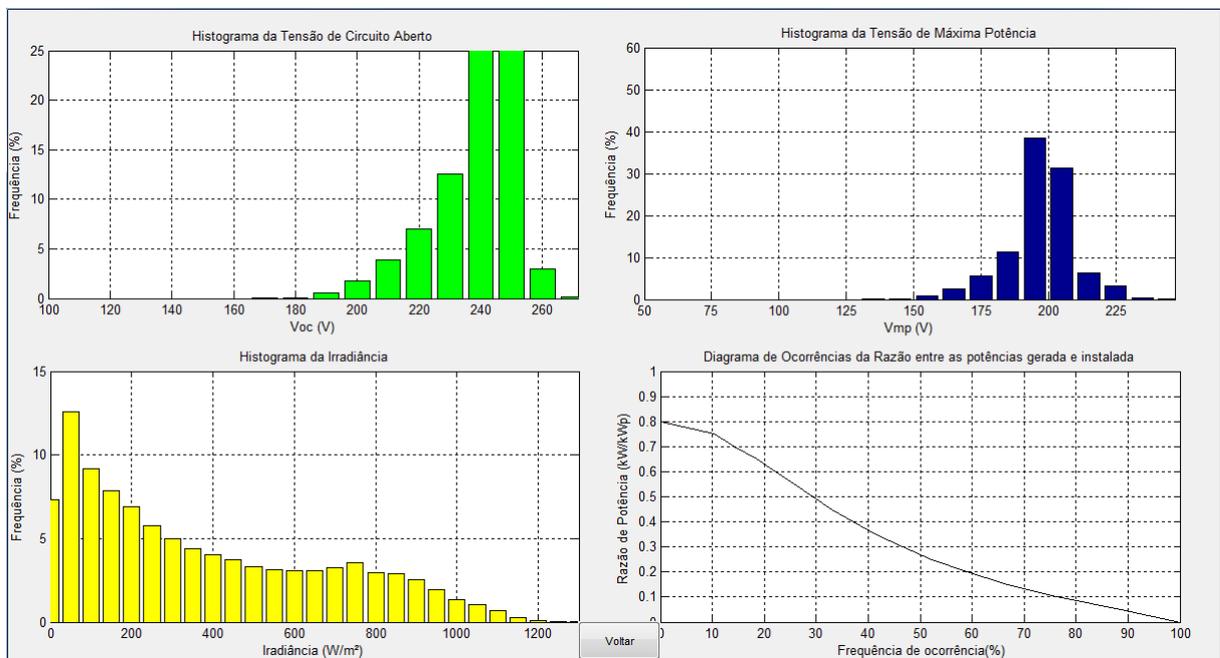


Figura 3.8 – Resultados em termos da distribuição de ocorrências para tensão, irradiância e potência.

O histograma em verde contabiliza a ocorrência da tensão de circuito aberto do gerador, informação importante para garantir que não seja ultrapassada a tensão máxima admissível (tensão de isolamento) do inversor, normalmente contida na folha de dados do fabricante. O histograma em azul contabiliza a ocorrência da tensão de máxima potência do gerador FV (considerando as perturbações devido a limitações), onde é possível analisar se durante a operação do SFCR a tensão do gerador se manteve dentro do limite de operação do SPMP garantindo o desempenho adequado e minimizando perdas relacionadas ao SPMP. O histograma em amarelo mostra a distribuição dos níveis de irradiância ao longo do período disponibilizado pelo arquivo de dados para o gerador FV.

Na extremidade inferior direita da tela mostrada na figura 3.8 encontra-se traçado o perfil de ocorrências da razão entre as potências gerada pelo gerador FV e a instalada. Com essa informação pode-se analisar a disponibilidade de potência do gerador ao longo do período considerado, além de ser um instrumento de visualização das situações de limitação em termos de frequência de ocorrência.

O programa apresenta também ao usuário uma ferramenta gráfica para a análise da distribuição da quantidade de energia gerada e perdida pelo SFCR, conforme mostram as figuras 3.9 e 3.10, respectivamente.

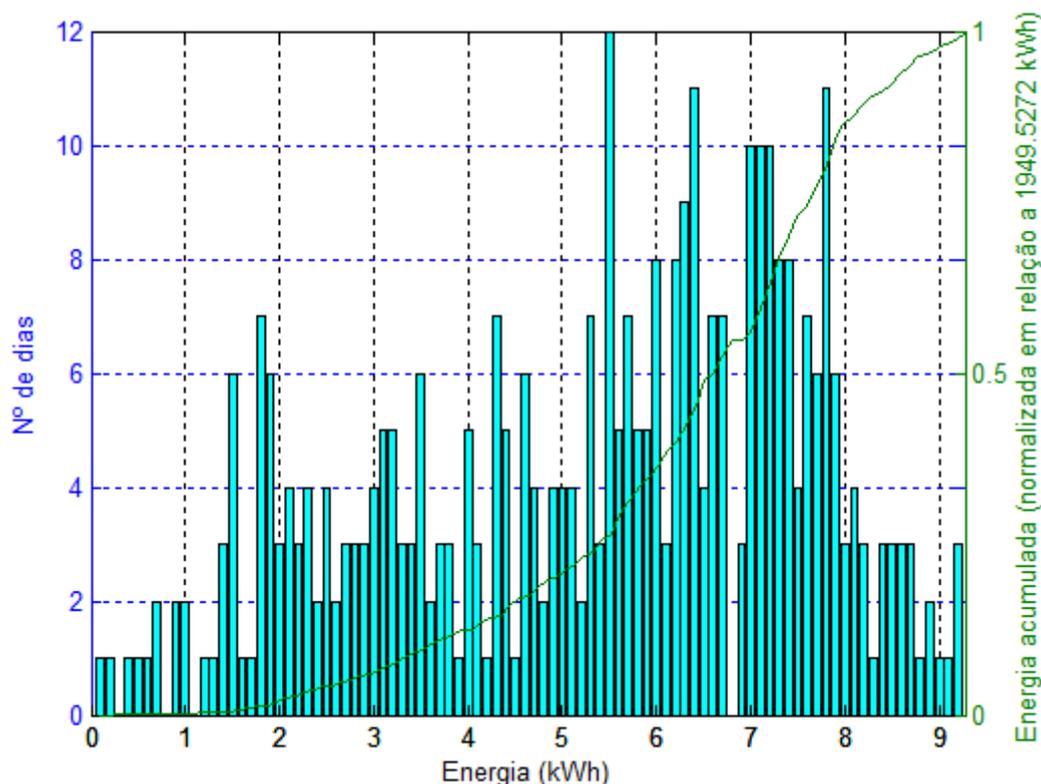


Figura 3.9 – Histograma da energia gerada e sua curva acumulativa correspondente.

A figura 3.9 mostra um histograma de ocorrências da energia gerada pelo SFCR (eixo vertical da esquerda). Nele é possível visualizar a quantidade de dias em que o sistema gerou valores discretizados de energia que variam em intervalos de 0,1 kWh. No eixo vertical direito, pode-se acompanhar a energia acumulada (gerada) do sistema normalizada em relação à energia total gerada durante o intervalo de tempo definido no arquivo de dados. A quantidade de energia gerada no período, em kWh, é mostrada no título do eixo vertical direito da figura 3.9.

A figura 3.10 ilustra uma análise semelhante, só que em relação às perdas totais do sistema. A contabilização dessas perdas leva em conta não somente aquelas relacionadas com

a conversão c.c./c.a. e que podem ser calculadas com o segundo termo do denominador da equação 2.22. As perdas calculadas pelo programa envolvem também a limitação de potência e de temperatura (considerando tanto o lado c.c. como o lado c.a.), o SPMP, além de prever as perdas elétricas em diodos, cabos, fusíveis, contadores, disjuntores e dispersão entre módulos, conforme foi mostrado no capítulo 2.

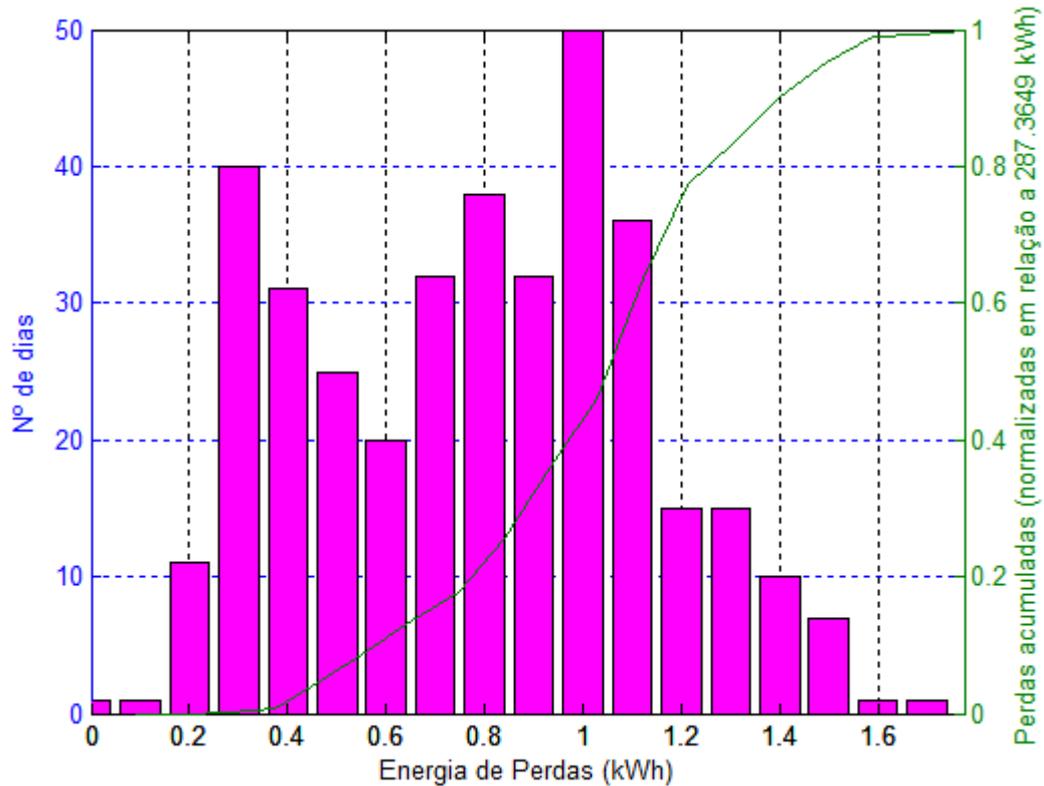


Figura 3.10 – Histograma da energia perdida e sua curva acumulativa correspondente.

A figura 3.11 pode auxiliar no projeto do SFCR em termos do dimensionamento do cabeamento a ser utilizado no lado c.c. Para tal, considera-se tanto o critério de capacidade de condução de corrente como o de máxima queda de tensão admissível. Vale ressaltar que para gerar o traçado mostrado na figura 3.11 são utilizados como valores base dos métodos a mínima tensão de operação do gerador FV e a máxima corrente gerada por este, durante o intervalo designado no arquivo de dados.

Com a utilização dos modelos apresentados neste capítulo, pretende-se estimar a contribuição energética e o comportamento dinâmico do SFCR da maneira mais precisa possível. No capítulo a seguir será realizada a validação da ferramenta computacional apresentada aqui através da comparação os valores estimados pelo programa com valores medidos de SFCRs.

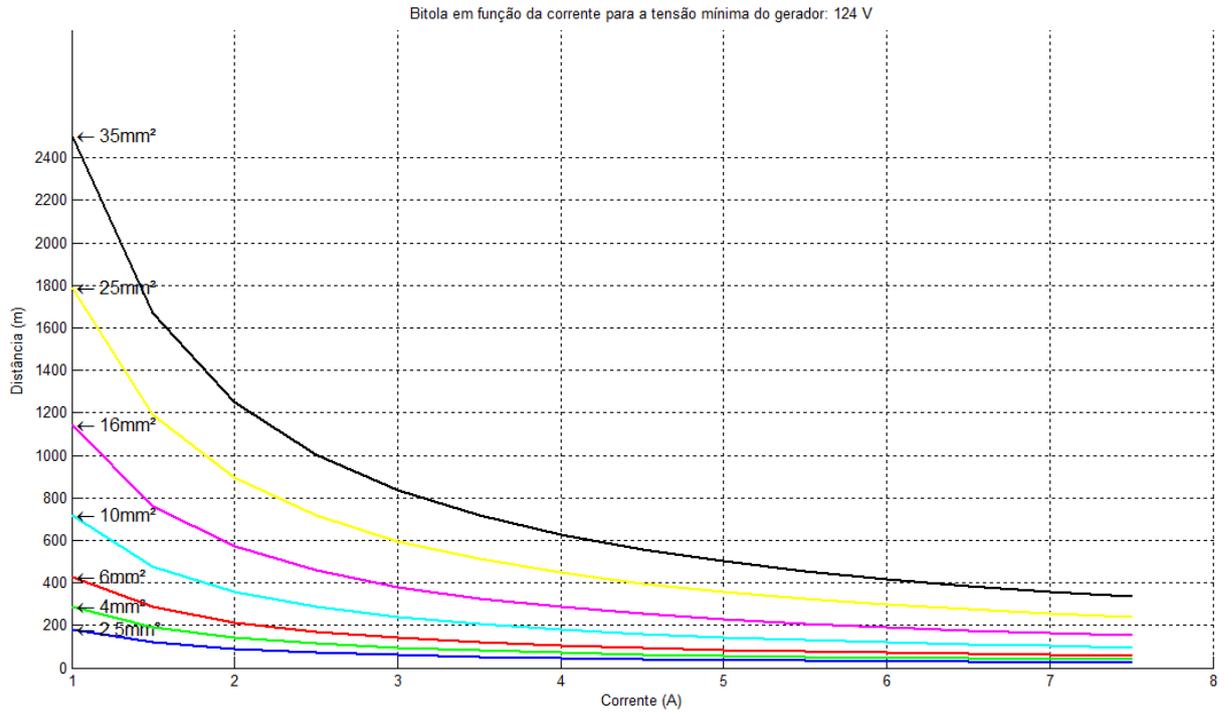


Figura 3.11 – Bitola (mm<sup>2</sup>) em função da magnitude da corrente.

## CAPÍTULO 4

### VALIDAÇÃO DA FERRAMENTA E ESTUDOS DE CASO

#### 4.1 Introdução

No capítulo 2 foram mostrados os modelos representativos dos componentes que constituem um SFCR. Esses foram utilizados na ferramenta matemática que dá suporte necessário à interface gráfica desenvolvida, com o objetivo de facilitar e agilizar as análises sobre SFCRs. Apesar dos modelos apresentados e utilizados nesta dissertação terem sido testados na literatura em artigos, dissertações e teses, o presente capítulo aborda a precisão dos modelos, onde os resultados das simulações são comparados a dados medidos experimentalmente. Busca-se avaliar tanto em relação ao desempenho dos sistemas operando continuamente quanto a consequente estimativa energética. Para tal, foram utilizados dados medidos de SFCRs instalados na fachada do prédio da administração do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP), mostrados na figura 4.1. Os dados utilizados para validar os modelos utilizados na ferramenta computacional são relativos ao ano de 2004.

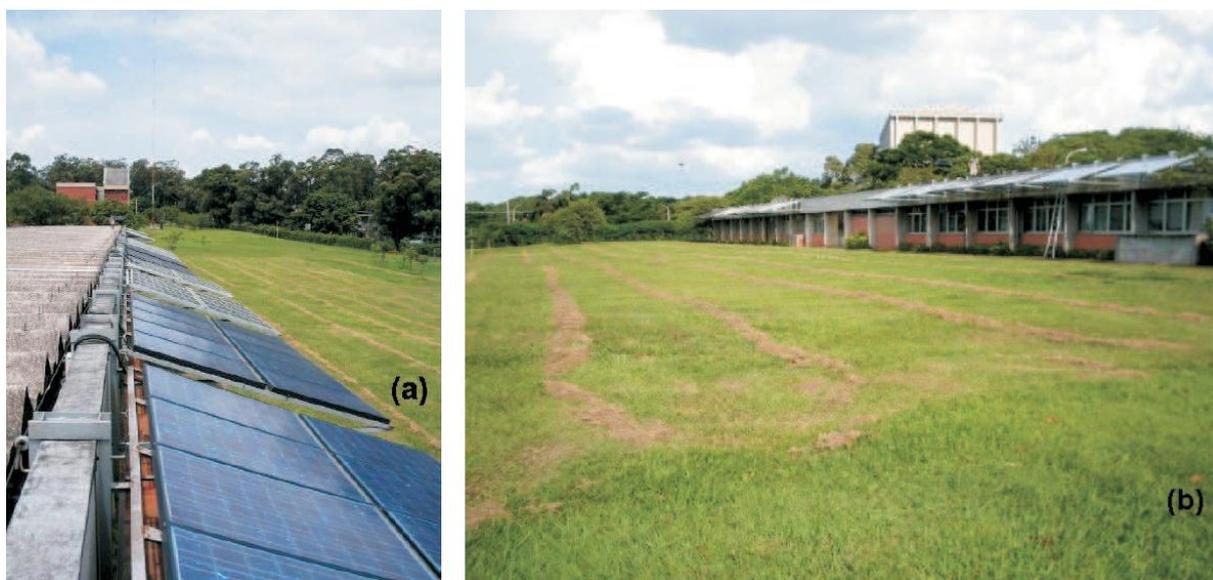


Figura 4.1 – Fachada norte da administração do IEE/USP: (a) vista lateral superior dos geradores FV e (b) vista frontal dos geradores FV (Macêdo,2006).

A tabela 4.1 mostra algumas informações sobre os geradores FV dos SFCRs analisados nesta dissertação. Ela contém o modelo do módulo usado em cada gerador, a

configuração utilizada em termos da quantidade de módulos em série e fileiras em paralelo, além do tamanho relativo de cada sistema representado pelo FDI (o FDI foi calculado com o valor ensaiado de potência de pico de cada gerador FV). Vale ressaltar que os sistemas operavam como o mesmo modelo de inversor: SB 1100, da fabricante alemã SMA.

Tabela 4.1 – Características básicas dos SFCRs utilizados na validação.

<b>Sistema</b>	<b>Módulo</b>	<b>Série</b>	<b>Paralelo</b>	<b>FDI</b>
N1	MSX-77 (Solarex)	13	1	0,99
N3	MSX-83 (Solarex)	12	2	0,52
N4	A-75 (Atersa)	12	2	0,56
N5	A-75 (Atersa)	11	2	0,61
N6	MSX-70 (Solarex)	10	2	0,65

#### **4.2 Verificação da confiabilidade da ferramenta em termos da operação dos SFCRs**

Tornar a estimativa consideravelmente próxima da realidade através do uso de modelos matemáticos mais precisos é um dos objetivos deste trabalho. Portanto, faz-se necessário neste ponto da dissertação avaliar as condições operacionais dos SFCRs em dias com diferentes perfis de irradiância.

Como é de interesse deste trabalho avaliar a operação do SFCR em situações normais de operação ou em situações de limitação de potência tanto por potência como por temperatura, são mostrados os gráficos para a potência desenvolvida e a tensão nos terminais do gerador FV, uma vez que, como mencionado anteriormente, a tensão de operação é modificada quando há limitação. Além disso, como a tensão c.c. influencia na eficiência de conversão, quanto maior a precisão na estimativa dessa variável mais precisa pode se tornar a estimativa energética.

A figura 4.2 mostra os perfis da potência instantânea e da tensão de operação do gerador FV para o sistema N1 em um período do final do mês de Agosto, no qual os dias foram predominantemente de céu claro. São mostrados também os erros relativos aos valores medidos experimentalmente para ambas as variáveis, associados aos valores a serem invertidos pelo inversor. Percebe-se que os resultados simulados (valores a serem invertidos) estão próximos dos dados medidos, acompanhando durante boa parte do dia. Os erros são mais acentuados no início e no fim do dia, ou seja, nos períodos nos quais o SPMP do

inversor apresenta um desempenho menos preciso ou não atua. Além disso, como nessas situações os níveis de potência são relativamente baixos, qualquer desvio entre os valores estimados e medidos podem acarretar em erros de maiores magnitudes. Apesar dos erros mais altos em potências menores, eles não influenciam significativamente na contabilização na energia final.

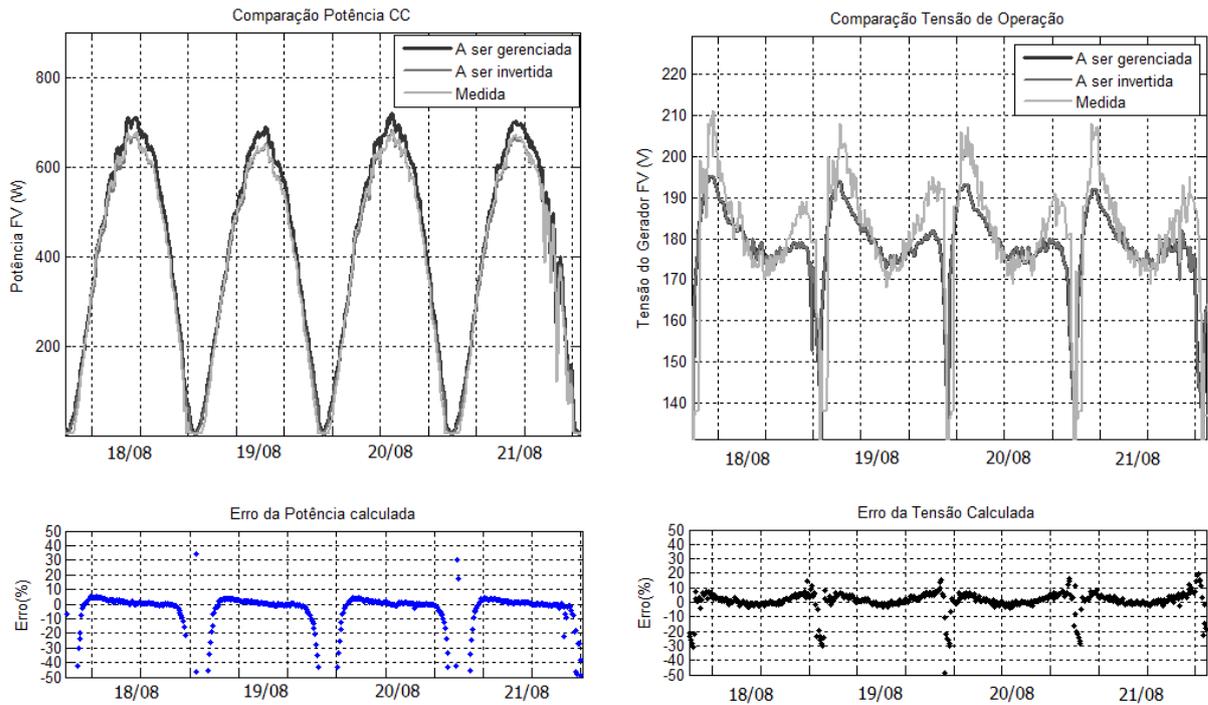


Figura 4.2 – Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 18/08 a 21/08 para o sistema N1 (dias ensolarados).

A potência “a ser gerenciada” indicada na figura 4.2 diz respeito à máxima potência do gerador FV (calculada) em uma dada condição climática, que estará disponível na entrada do inversor antes de se contabilizar as eficiências das etapas pertinentes ao processamento da energia em c.c. A potência “a ser invertida” indicada na figura 4.2 é aquela disponível na ponte inversora após a atuação da etapa de SPMP e nas situações de limitação de potência. Nesses casos, os algoritmos de limitação do inversor atuam no sentido de modificar a tensão de operação (comandando o chaveamento do conversor do SPMP) do gerador FV para desviar o ponto de operação do PMP. As situações de limitação ocorrem mais facilmente em sistemas sobredimensionados, como é mostrado posteriormente neste capítulo.

O mesmo raciocínio é aplicado, na figura 4.2, para a tensão de operação. A tensão “a se gerenciada” diz respeito àquela sem a modificação devido a limitação, enquanto que a tensão “a ser invertida” diz respeito aos valores de tensão estabilizados após a atuação da

limitação de potência. Quando não há ocorrência de limitação, como é o caso da figura 4.2, os valores “a ser invertido” e “a ser gerenciado” são iguais.

A figura 4.3 mostra o comportamento do sistema N1 em termos das mesmas variáveis utilizadas anteriormente para um período do mês de abril, no qual os dias foram predominantemente nublados. Nessas situações o recurso solar pode variar constantemente ao longo do dia e, apesar da variação da irradiância, não influenciaram significativamente na tensão do gerador FV. Isso dificulta o trabalho do SPMP, uma vez que a maioria dos algoritmos implementados nos inversores de SFCRs utiliza como parâmetro de referência a potência desenvolvida pelo gerador em um dado instante.

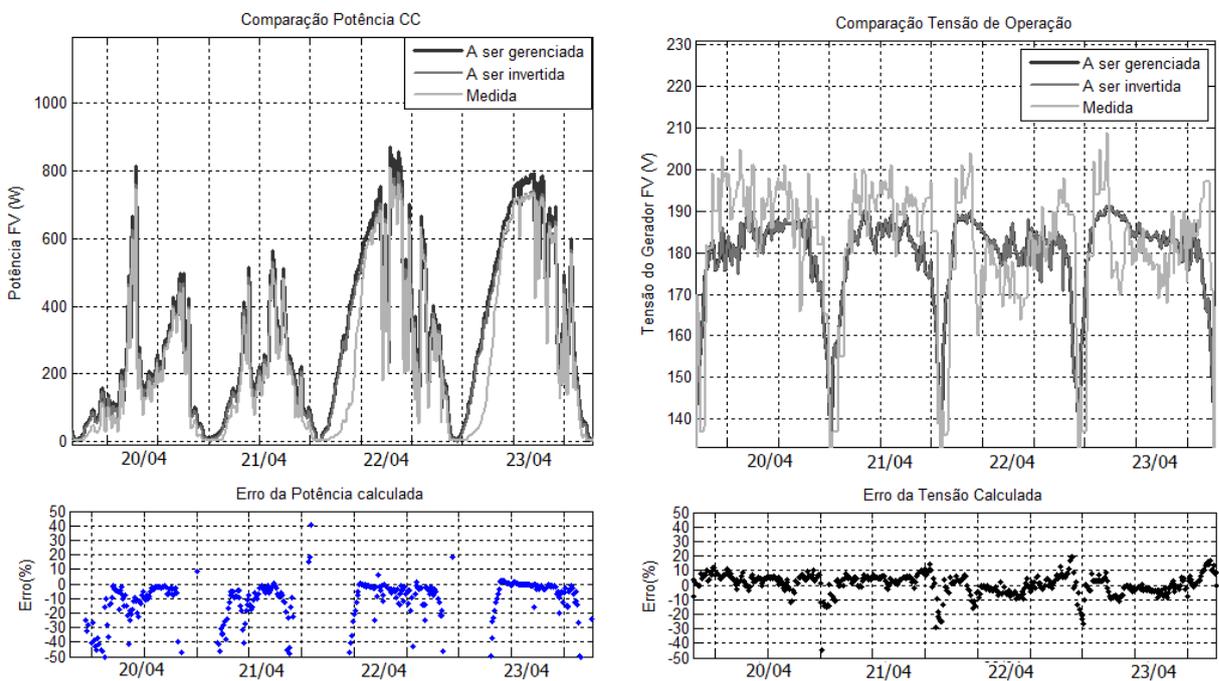


Figura 4.3 - Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 20/04 a 23/04 para o sistema N1 (dias nublados).

O sistema N1 possui FDI próximo à unidade, o que significa que a potência instalada do gerador FV se aproxima da potência nominal do inversor. O SFCR não apresentou situações de limitação de potência e como a potência de pico do gerador FV está abaixo da máxima c.c. admissível, somente com uma condição climática bastante favorável (alta irradiância e baixa temperatura) o gerador poderia desenvolver potência suficiente para ocasionar a limitação de potência pelo inversor.

A ferramenta desenvolvida nesta dissertação envolve modelos matemáticos capazes de reproduzir o comportamento de SFCRs com FDI distintos, pois, dependendo do tamanho relativo do sistema, a limitação pode se tornar mais acentuada. A seguir será desenvolvida a análise operacional dos sistemas sobredimensionados mostrados na tabela 4.1.

As figuras 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 e 4.9 mostram a potência desenvolvida e a tensão de operação do gerador FV dos sistemas N3, N4 e N5 para um período situado na primeira quinzena do mês de Setembro e que teve predominância de céu claro. Por serem, dos sistemas analisados, os que possuem maior potência instalada, deseja-se avaliar a capacidade do programa, através da simulação dinâmica de cada sistema, em reproduzir de maneira fiel o comportamento operacional dos SFCRs principalmente nas situações nas quais ocorrem as limitações de potência por potência e por temperatura de operação do inversor.

O sistema N3 possui o menor FDI entre os sistemas analisados e, provavelmente, é este o sistema cujo inversor trabalhou mais tempo em condições de limitação, uma vez que os sistemas possuem a mesma localização e orientação, estando sujeitos à mesma condição de operação. A figura 4.4 mostra a comparação entre os dados gerados pela ferramenta computacional e os medidos experimentalmente para um período em que houve bastantes ocorrências de situações de limitação no referido SFCR.

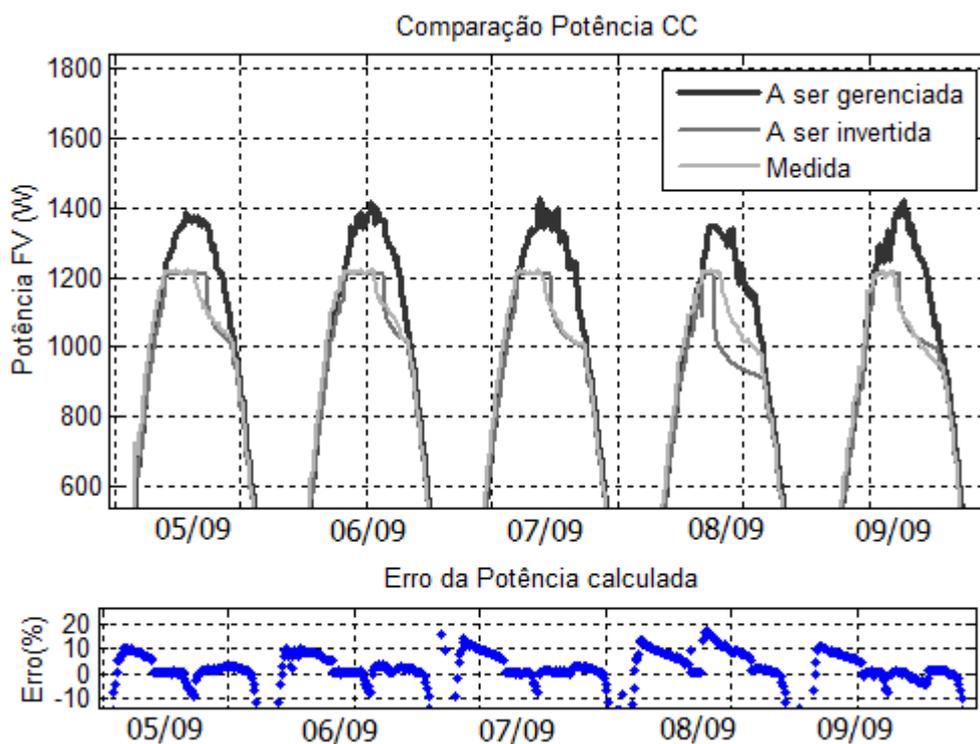


Figura 4.4 - Comparação entre os valores calculados e medidos de potência no período de 05/09 a 09/09 para o sistema N3 (dias ensolarados).

Analisando a figura 4.4, percebe-se que o comportamento da potência do gerador FV estimado pelo programa acompanha os dados medidos experimentalmente, inclusive nos momentos de limita o de potência nos quais a tensão do gerador   elevada para deslocar o ponto de máxima potência. A potência, nos momentos de limita o por temperatura, é calculada utilizando o modelo proposto no capítulo 2.

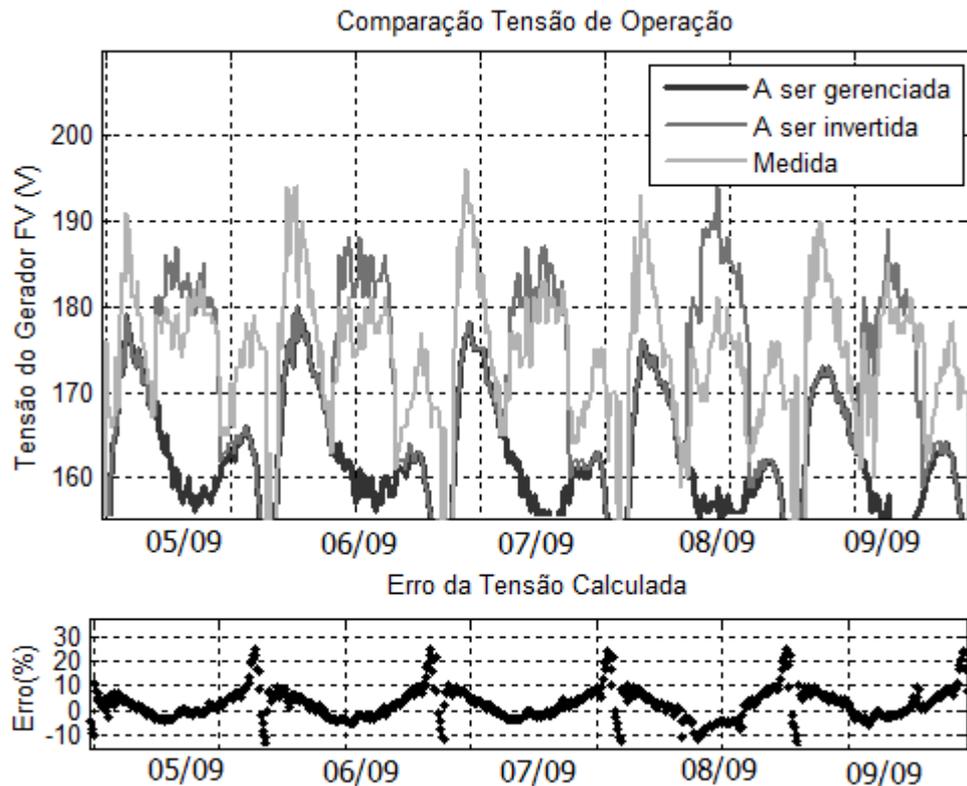


Figura 4.5 - Comparação entre os valores calculados e medidos de tensão no período de 05/09 a 09/09 para o sistema N3 (dias ensolarados).

Como mostram as figuras 4.4 e 4.5, a limitação de potência ocorre em dois momentos: inicialmente por potência, quando a potência do inversor é limitada no seu valor máximo admissível com a elevação da tensão de operação do inversor. Posteriormente, se a situação anterior se mantiver, ocasionando elevação na temperatura operacional do inversor, há limitação por temperatura e a potência de entrada do inversor é reduzida gradativamente devido a novos incrementos na tensão de operação do gerador.

O algoritmo utilizado pelos fabricantes dos inversores de SFGRs analisados experimentalmente define de maneira padrão o comportamento da potência nas situações de limitação por temperatura. A figura 4.4 mostra que o modelo de limitação de potência utilizado na ferramenta computacional faz com que os valores estimados pelo programa se assemelhem aos valores medidos experimentalmente. Isso se torna interessante também pelo ponto de vista energético, como será visto posteriormente.

As figuras 4.6 e 4.7 mostram a potência e a tensão desenvolvidas pelo gerador FV do sistema N4, além do erro relativo para essas duas variáveis em relação a dados medidos experimentalmente para cinco dias do mês de Setembro que apresentaram, na maioria das horas, condições de céu claro. Mais uma vez os dados gerados pelo programa conseguem acompanhar a potência desenvolvida pelo gerador FV, inclusive nos momentos de limitação.

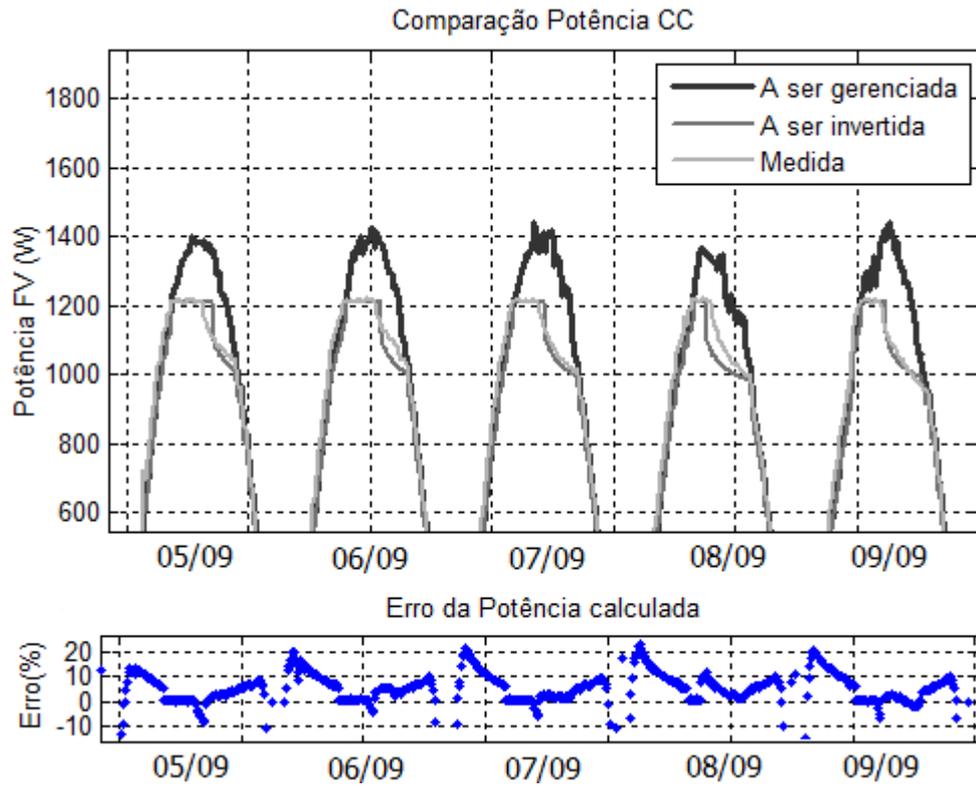


Figura 4.6 - Comparação entre os valores calculados e medidos de potência no período de 05/09 a 09/09 para o sistema N4 (dias ensolarados).

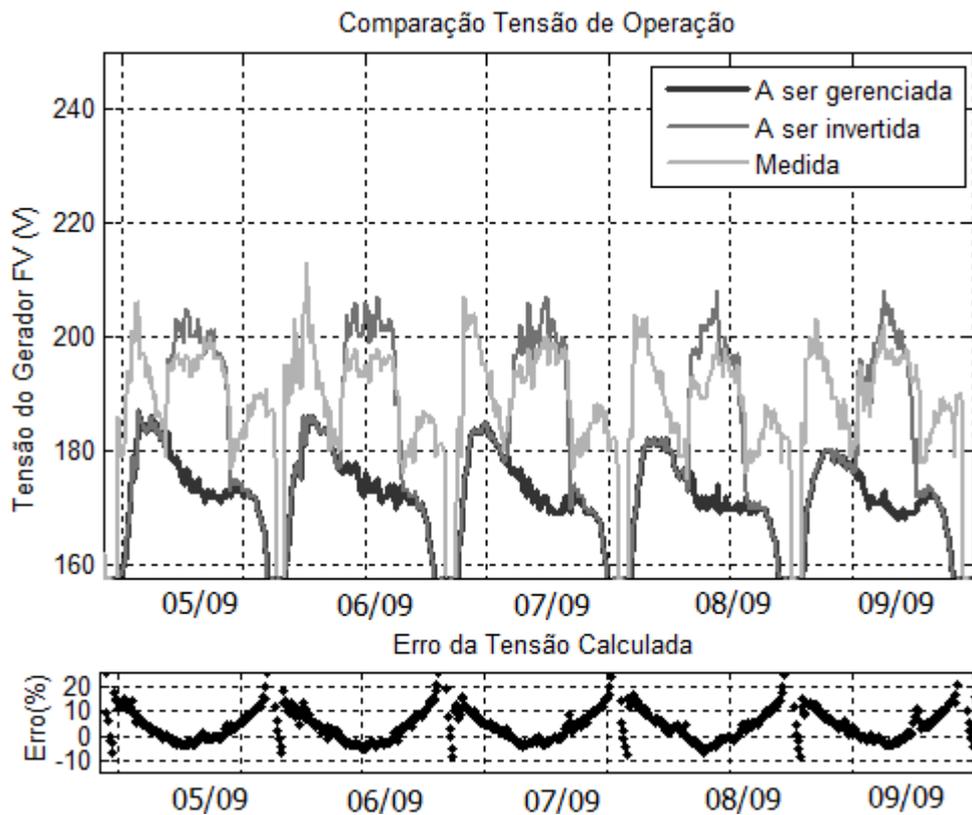


Figura 4.7 - Comparação entre os valores calculados e medidos de tensão no período de 05/09 a 09/09 para o sistema N4 (dias ensolarados).

Em relação à tensão de operação do gerador FV, ainda prevalece maior erro entre os valores estimados pela ferramenta e aqueles medidos experimentalmente nos períodos de baixa potência. Nestes momentos, normalmente no início do dia e ao final da tarde, o SPMP do inversor opera inadequadamente fazendo com que haja a possibilidade do ponto de operação do gerador FV se afastar consideravelmente do ponto de máxima potência. Além disso, percebe-se a tendência inicial de elevação da tensão de operação nesses períodos, conforme pode ser visualizado nas figuras 4.5 e 4.7.

A tensão de operação estimada a partir da simulação computacional acompanha a tensão real do SFCR também nos momentos de limitação de potência. Os erros nessas situações podem estar relacionados ao modelo utilizado para calcular a potência do gerador FV em situações de limitação, pois sabendo o valor da potência pode-se estimar a tensão a partir da análise da curva  $P \times V$  naquela condição operacional.

Uma vez que os dados térmicos dos inversores não são disponibilizados pelos fabricantes, os limites de temperatura de operação foram baseados na análise feita a partir da estimativa da temperatura operacional do inversor (algo em torno de 65°C a 70°C). O conhecimento dessa informação poderia auxiliar no ajuste do limite da temperatura operacional do inversor, tornando assim mais precisa a estimativa tanto da potência como, conseqüentemente, da tensão do gerador FV.

Os dados utilizados na validação possuem 5 minutos de intervalo. Normalmente esse tipo de resultado é obtido pela monitoração dos parâmetros climáticos em laboratórios de pesquisa ou empresas privadas, o que pode não ser acessível a todos. Porém, existem programas computacionais os quais possuem banco de dados climáticos, sendo que alguns permitem ao usuário extrair dados em base horária.

Para averiguar a precisão da ferramenta com dados horários, a figura 4.6 mostra o resultado da simulação computacional, em termos de potência, para o sistema N4 em base horária, assim como os valores calculados pelo programa computacional.

Prever a limitação por temperatura é importante em qualquer situação, uma vez que o SFCR pode estar sujeito a esse fenômeno, dependendo da sua configuração. A figura 4.8 mostra que para dados em base horária os resultados da simulação computacional não acompanham de maneira tão precisa a potência desenvolvida conforme foi mostrado na figura 4.6.

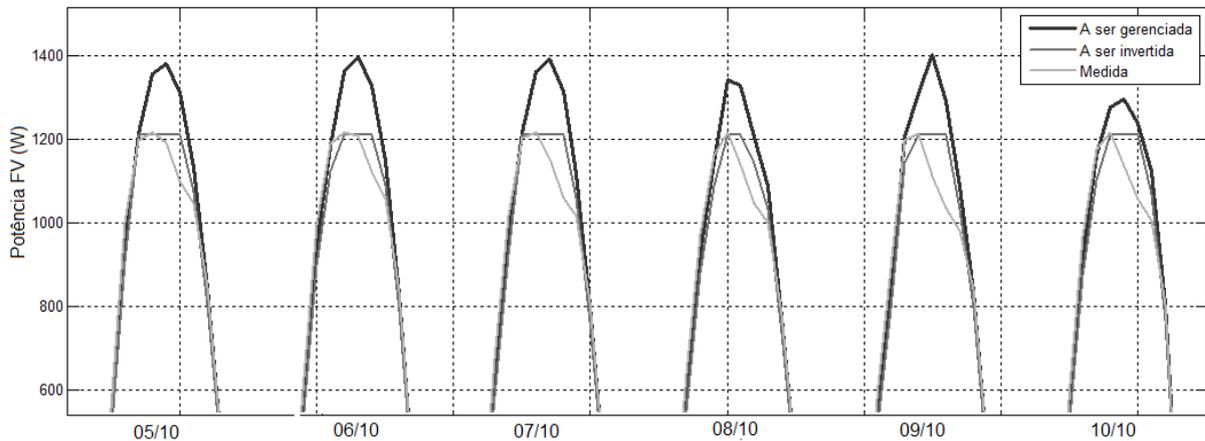


Figura 4.8 - Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 05/09 a 09/09 para o sistema N4 em base horária (dias ensolarados).

Como dados horários normalmente penalizam o valor da irradiância no cálculo da média, isso acarreta em menor valor de potência calculada e conseqüentemente menor temperatura operacional do inversor. Ainda assim é válido considerar a limitação por temperatura para dados em base horária, uma vez que a figura 4.8 mostra que a ferramenta computacional considera a redução da potência c.c. após os momentos de limitação por potência. A tabela 4.2 indica que os resultados em termos de energia elétrica gerada embasam o interesse em considerar a limitação de potência por temperatura nos cálculos.

Tabela 4.2 – Comparação da energia elétrica gerada e calculada (kWh).

	05/set	06/set	07/set	08/set	09/set	10/set
Medido	7,98	8,09	8,10	7,92	7,89	7,59
Estimado	7,93	7,98	8,06	7,87	7,94	7,61

A figura 4.9 mostra, para o sistema N5, o comportamento dos mesmos parâmetros analisados nos sistemas anteriores. Utilizou-se um período distinto, que compreende o final do mês de Agosto e o início do mês de Setembro, mas que também apresentou céu claro na maior parte do tempo, ocasionando situações de limitação de potência.

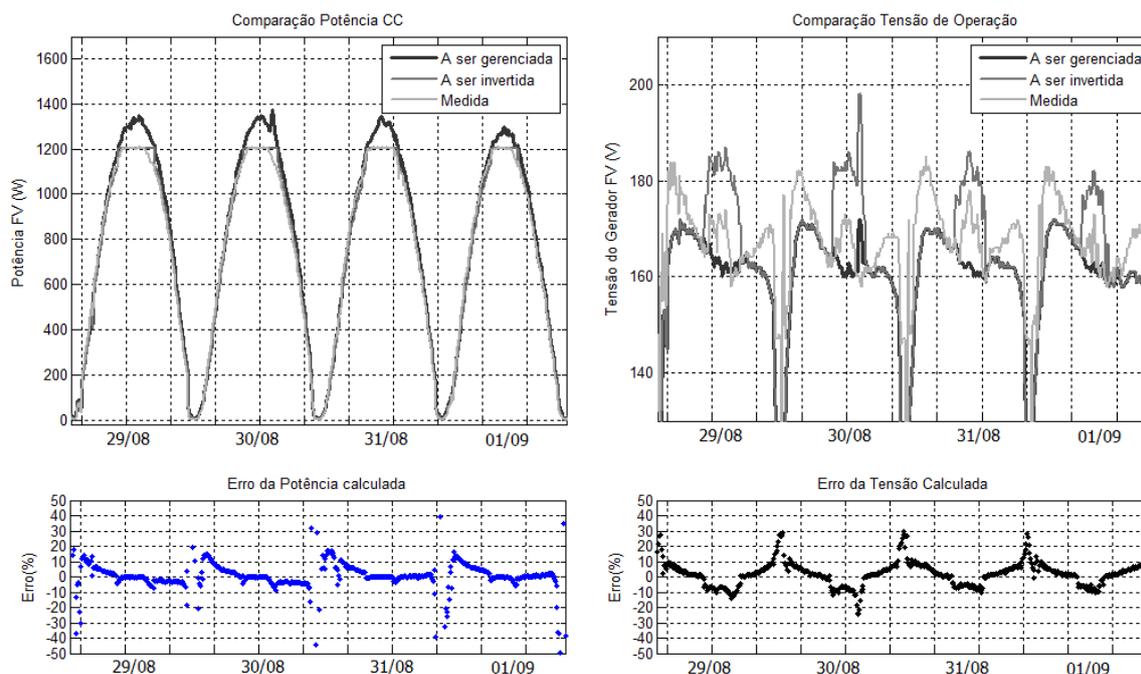


Figura 4.9 - Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 29/08 a 01/09 para o sistema N5 (dias ensolarados).

A potência estimada pela ferramenta acompanha os valores de potência medidos experimentalmente fazendo com que o erro entre as duas seja menor do que 10% na maior parte do período mostrado na figura 4.9. Quanto à tensão de operação, os erros são mais acentuados nas situações de limitação, fato que pode estar relacionado à estimativa do modelo utilizado para a geração FV quando se busca na curva  $P \times V$  a tensão correspondente à potência de limitação calculada. Entretanto, o item a seguir mostra que a utilização dos modelos matemáticos apresentados no capítulo 2 tornou a estimativa energética da ferramenta mais precisa, quanto comparada com os dados medidos.

A figura 4.10 mostra o comportamento do sistema N6 em termos da potência c.c. e da tensão de operação do gerador FV para dias distintos em termos do recurso solar. O período foi escolhido para que se pudesse visualizar a operação de um SFCR sobredimensionado em dias de intensa variabilidade do recurso.

Com relação à potência, a estimativa foi capaz de acompanhar de maneira satisfatória os valores medidos experimentalmente no SFCR. Maiores erros foram encontrados no dia mais nublado, entretanto como se trata de níveis baixos de potência, esse efeito não será significativo na contabilização da energia final.

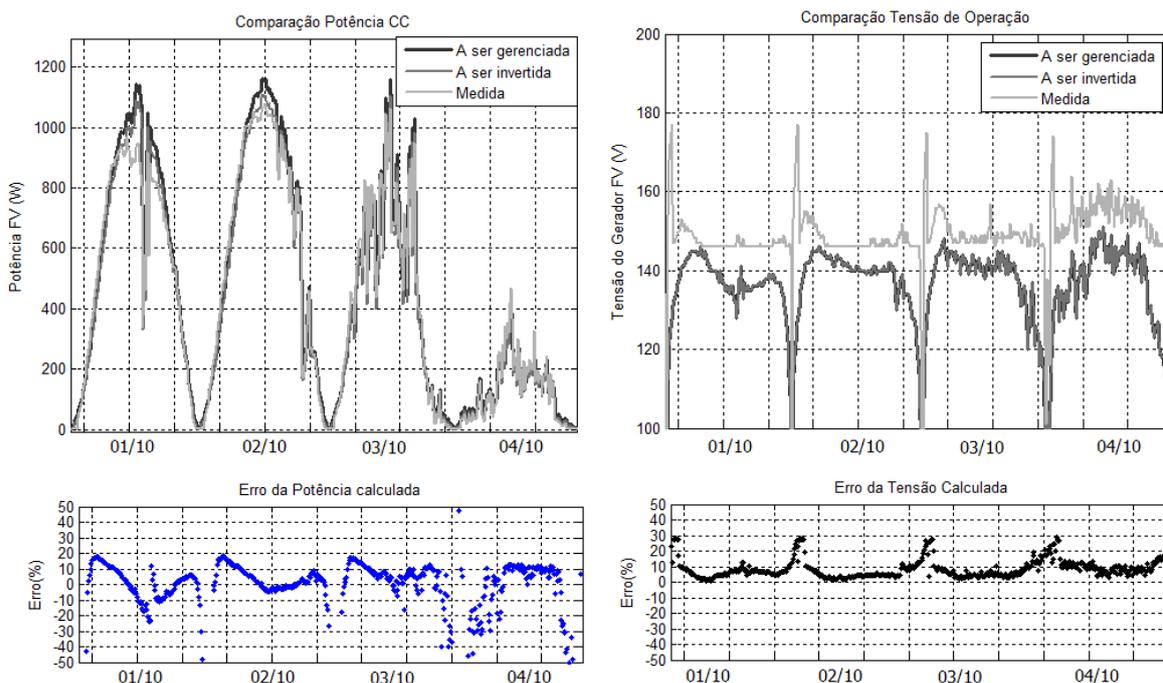


Figura 4.10 - Comparação entre os valores calculados e medidos no período de 01/10 a 04/10 para o sistema N6 (dias distintos).

Em relação à tensão de operação, percebeu-se que o inversor tende a manter a tensão de operação do gerador FV constante em momentos de intensa variabilidade do recurso solar quando o carregamento do inversor se encontra acima de 80 %. Isso pode ser visualizado na figura 4.10 para os dias 01/10 e 02/10. Nos outros dias os erros na tensão são mais acentuados devido ao fato do SPMP não operar de maneira adequada a ponto de estabilizar próximo do PMP ideal para a condição climática.

Uma vez que a tensão do gerador influencia na eficiência de conversão, no momento de configurar o gerador FV se deve prever a operação da tensão na faixa que proporciona melhor desempenho em termos de eficiência. Além disso, é desejável que o gerador FV opere preferencialmente na maior parte do tempo dentro do intervalo de SPMP normalmente indicado na folha de dados pelo fabricante do equipamento.

Outra maneira de analisar a tensão de operação é através da distribuição de ocorrências, como podem ser vistos nas figuras 4.11e 4.12. São mostrados os histogramas da tensão de operação dos dados medidos experimentalmente e estimados pelo programa para os sistemas N1 e N5, respectivamente. As figuras mostram que os intervalos da tensão medida que ocorrem com mais frequência se distinguem para os dois sistemas. Para o sistema sobredimensionado (N5), o SFCR operou com tensões maiores que o SFCR com FDI próximo à unidade (N1) devido principalmente à ocorrência de situações de limitação.

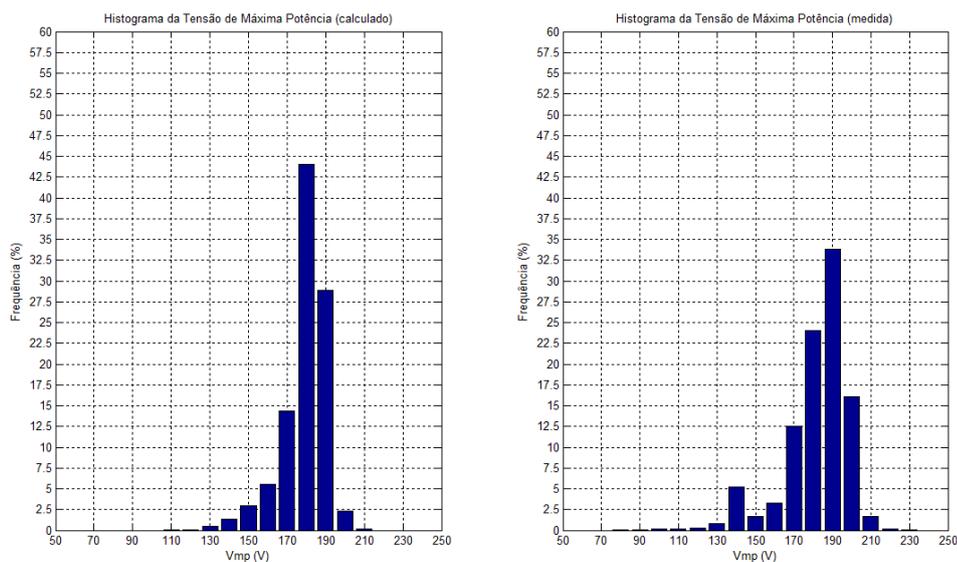


Figura 4.11 – Comparação do histograma de ocorrência da tensão para o sistema N1.

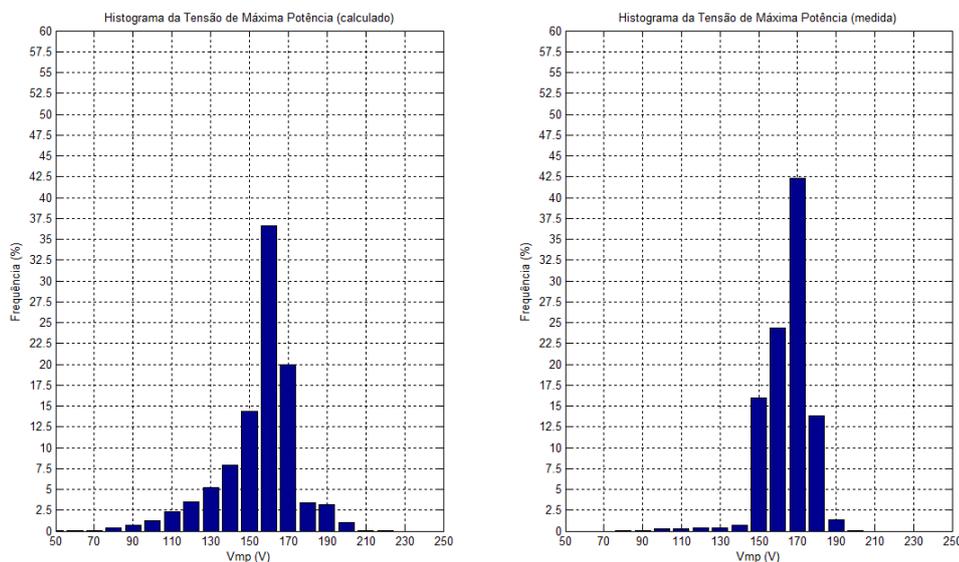


Figura 4.12 – Comparação do histograma de ocorrência da tensão para o sistema N5.

Analisando as figuras 4.11 e 4.12 é possível perceber que a tensão medida sempre tem mais ocorrências em valores maiores de tensão, quando comparada com a tensão calculada. Isso está relacionado ao fato de que no início do dia e ao final da tarde a tendência do SFCR operar com tensão c.c. mais elevada, conforme pode ser visto na análise da operação mostrada nas figuras de 4.2 até 4.9.

Este tópico mostrou que a ferramenta computacional desenvolvida nesta dissertação é capaz de simular de forma satisfatória as variáveis elétricas manipuladas pelo inversor do SFCR, inclusive nas condições de limitação de potência. Para complementar a validação da ferramenta no tópico seguinte será avaliada sua confiabilidade através da comparação entre a

estimativa energética gerada pelo programa e a energia medida experimentalmente nos SFCRs analisados.

### 4.3 Verificação da confiabilidade da ferramenta em termos da energia elétrica produzida

A decisão de representar os componentes do SFCR por meio de modelos matemáticos que permitam simular o comportamento de tais sistemas tem como objetivo principal tornar a estimativa energética mais confiável. Para tanto, faz-se necessário agora validar a confiabilidade do programa com relação à quantificação da energia elétrica que o SFCR é capaz de produzir no período de tempo designado no arquivo de dados climáticos.

A tabela 4.3 mostra um comparativo, em termos energéticos, entre os dados gerados pela ferramenta computacional e medidos dos SFCRs analisados (N1, N3, N4, N5 e N6). Além disso, é feita a comparação também com os dados gerados e apresentados em Figueiredo *et. al*, 2010, onde também foi analisada a ferramenta computacional apresentada neste trabalho, porém com modelagens matemáticas de mais simples implementação.

Tabela 4.3 – Comparação dos dados em termos energéticos.

<b>Sistema N1</b>		
<b>Gerado</b>	<b>Estimado</b>	<b>Figueiredo et al. (2010)</b>
1023,6 kWh	1084 kWh	1076,1 kWh
<b>Erro Percentual</b>	5,9%	4,88%
<b>Sistema N3</b>		
<b>Gerado</b>	<b>Estimado</b>	<b>Figueiredo et al. (2010)</b>
1967,9 kWh	1982,6 kWh	1949,3 kWh
<b>Erro Percentual</b>	0,69%	-0,95%
<b>Sistema N4</b>		
<b>Gerado</b>	<b>Estimado</b>	<b>Figueiredo et al. (2010)</b>
1977,7 kWh	1950,4 kWh	1928,1 kWh
<b>Erro Percentual</b>	-1,39%	-2,57%
<b>Sistema N5</b>		
<b>Gerado</b>	<b>Estimado</b>	<b>Figueiredo et al. (2010)</b>
1794,0 kWh	1811,6 kWh	1842,7 kWh
<b>Erro Percentual</b>	1%	2,64%
<b>Sistema N6</b>		
<b>Gerado</b>	<b>Estimado</b>	<b>Figueiredo et al. (2010)</b>
1665 kWh	1654,1 kWh	1597,5 kWh
<b>Erro Percentual</b>	-0,65 %	-4,22%

As figuras 4.13, 4.14 e 4.15 mostram o perfil comparativo mensal, em termos da energia gerada, entre os dados retornados pelo programa e os medidos nos SFCRs analisados. O eixo vertical direito das figuras mostra o erro relativo da energia em cada mês, normalizado em relação à energia mensal medida experimentalmente.

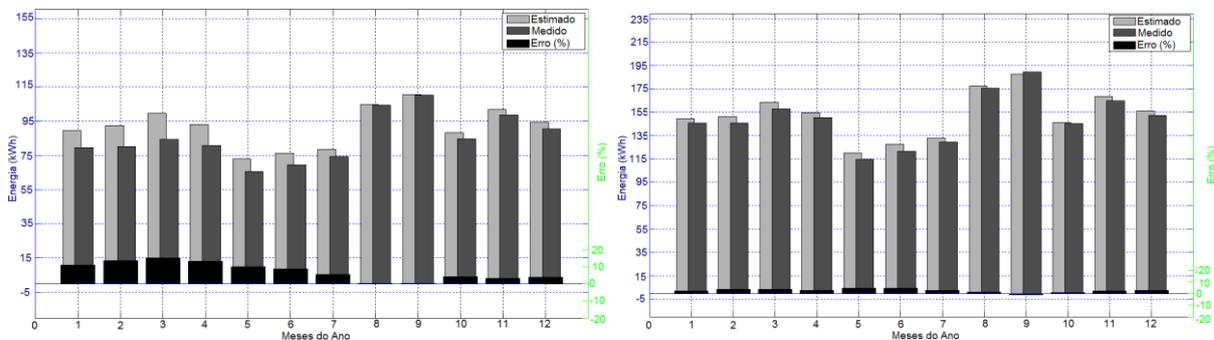


Figura 4.13 – Comparação entre a energia medida e a estimada para os sistemas N1 e N5.

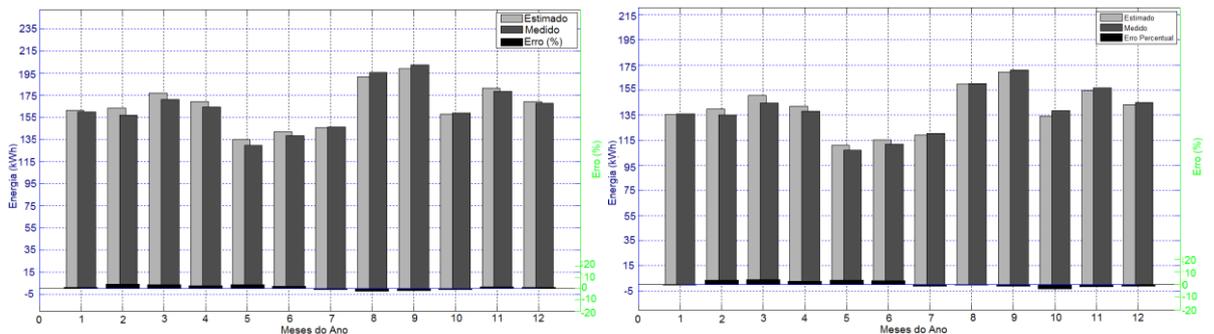


Figura 4.14 – Comparação entre a energia medida e a estimada para os sistemas N3 e N6.

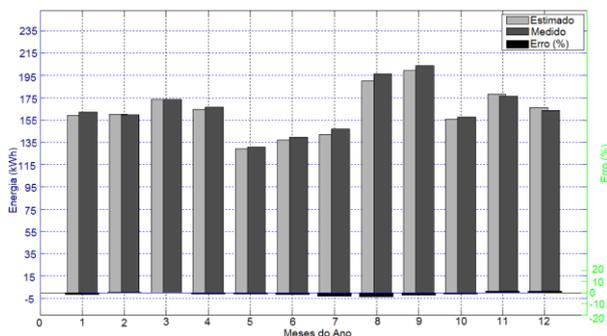


Figura 4.15 – Comparação entre a energia medida e a estimada para o sistema N4.

Apesar da tabela 4.3 mostrar que a estimativa energética da ferramenta computacional se tornou mais precisa quando comparada com a energia produzida pela maioria dos SFCRs analisados, ainda há incidência de erros, mesmo que menores do que 5% na maioria dos meses para os sistemas N3, N4, N5 e N6. Isso está relacionado à limitação dos modelos matemáticos utilizados e imprecisão nas medidas climáticas e elétricas.

#### 4.4 Estimativa energética de SFCRs para algumas cidades brasileiras

Agora será mostrado um estudo comparativo de estimativas energéticas e figuras de mérito para SFCRs de diferentes tamanhos relativos, com diferentes equipamentos e para cidades distintas. As cidades foram escolhidas de modo a englobar todas as regiões brasileiras, ou seja, optou-se por escolher uma cidade para cada região do país: Manaus/AM (Região Norte), Recife/PE (Região Nordeste), Brasília/DF (Região Centro-Oeste), Rio de Janeiro/RJ (Região Sudeste) e Curitiba/PR (Região Sul).

As tabelas 4.4, 4.5 e 4.6 mostram os componentes dos sistemas utilizados nas simulações com a ferramenta computacional. Para avaliar o desempenho desses equipamentos operando em diferentes configurações foram realizadas 9 simulações para cada cidade, divididas em três casos. Dessa maneira é possível analisar o resultado da interação entre os modelos de equipamentos de diferentes fabricantes.

Tabela 4.4– Componentes dos sistemas utilizados no estudo (CASO 1).

<b>Caso 1</b>	<b>Módulo</b>	<b>Inversor</b>
<b>Sistema 1</b>	<b>KD 135GX (Kyocera)</b>	<b>SB 1200 (SMA)</b>
<b>Sistema 2</b>	<b>SW 130 (Solar World)</b>	<b>IG 30 (Fronius)</b>
<b>Sistema 3</b>	<b>IS 230 (Isofoton)</b>	<b>GT 3.3 (Xantrex)</b>

Tabela 4.5 – Componentes dos sistemas utilizados no estudo (CASO 2).

<b>Caso 2</b>	<b>Módulo</b>	<b>Inversor</b>
<b>Sistema 1</b>	<b>IS 230 (Isofoton)</b>	<b>SB 1200 (SMA)</b>
<b>Sistema 2</b>	<b>KD 135GX (Kyocera)</b>	<b>IG 30 (Fronius)</b>
<b>Sistema 3</b>	<b>SW 130 (Solar World)</b>	<b>GT 3.3 (Xantrex)</b>

Tabela 4.6 – Componentes dos sistemas utilizados no estudo (CASO 3).

<b>Caso 3</b>	<b>Módulo</b>	<b>Inversor</b>
<b>Sistema 1</b>	<b>SW 130 (Solar World)</b>	<b>SB 1200 (SMA)</b>
<b>Sistema 2</b>	<b>IS 230 (Isofoton)</b>	<b>IG 30 (Fronius)</b>
<b>Sistema 3</b>	<b>KD 135GX (Kyocera)</b>	<b>GT 3.3 (Xantrex)</b>

Após definido o FDI na primeira etapa de simulação, deve-se configurar o gerador FV associando os módulos que o constituem. As tabelas 4.7 e 4.8 mostram algumas características elétricas dos módulos e inversores escolhidos para a simulação. A informação contida nas mesmas é essencial para o adequado dimensionamento do SFCR.

Tabela 4.7 – Características elétricas dos módulos utilizados.

<b>Módulo</b>	<b>KD 135GX</b>	<b>SW 130</b>	<b>IS 230</b>
<b>V<sub>oc</sub></b>	22,1 V	21,9 V	36,6 V
<b>Coef. V<sub>oc</sub></b>	-0,09204 V/°C	-0,0745	-0,1416
<b>I<sub>sc</sub></b>	8,37 A	7,65 A	8,36 A
<b>Coef. I<sub>sc</sub></b>	0,005	0,0026	0,0024
<b>V<sub>mp</sub></b>	17,7 V	17,7 V	29,7 V
<b>I<sub>mp</sub></b>	7,63 A	7,38 A	7,75 A
<b>Nº de células</b>	36	36	60
<b>Eficiência (STC)</b>	13,5%	13%	13,9 %

$V_{cc-m\acute{a}x}^{inv}$  é a máxima tensão c.c admitida pelo inversor, a qual deve ser prevista na fase de projeto (definição do número de módulos em série) para não afetar o isolamento de entrada do equipamento. Esse efeito é mais preocupante no início do dia em cidades que registram temperaturas baixas (menores do que 15°C, por exemplo), pois, conforme visto na figura 2.1, a tensão de circuito aberto tende a aumentar com a diminuição da temperatura. Ainda em respeito à tensão de operação do gerador FV, atenção especial também deve ser dada ao intervalo de operação do SPMP quando da especificação da configuração do gerador FV.

Tabela 4.8 – Características elétricas dos inversores utilizados

<b>Inversor</b>	<b>SB 1200</b>	<b>IG 30</b>	<b>GT 3.3</b>
$P_{inv}^0$	1200 W	2500 W	3300W
$P_{cc-m\acute{a}x}^{inv}$	1320 W	2800 W	3400W
$P_{m\acute{a}x}^{inv}$	1200 W	2650 W	3300W
$V_{cc-m\acute{a}x}^{inv}$	400V	500V	600V
<b>Intervalo de SPMP</b>	100V – 320V	150V – 400V	195V – 550V

A figura 4.16 mostra as curvas de eficiência para diferentes valores de tensão de operação para os inversores indicados na tabela 4.5.

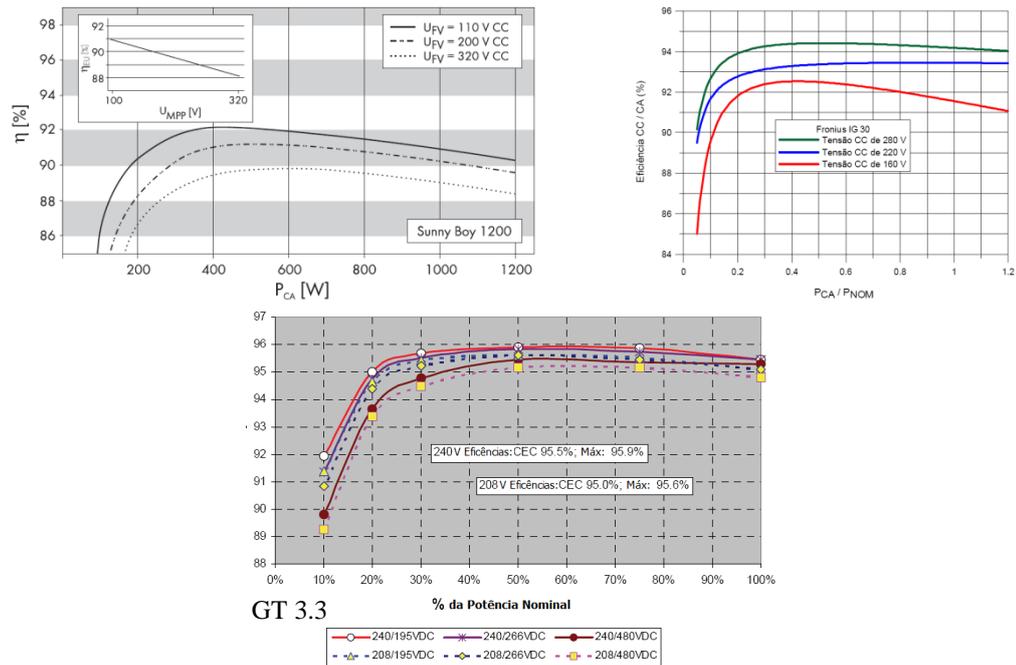


Figura 4.16 – Curvas de eficiência dos inversores utilizados: SB 1200, IG 30 e GT 3.3 (Rampinelli,2010 e Catálogo dos fabricantes).

Os dados meteorológicos utilizados nas simulações foram obtidos com o programa computacional *METEONORM<sup>TM</sup>* versão 6.0, licença gratuita. Os dados foram formatados de acordo com a tabela 2.2, mostrada no capítulo 2, com médias horárias de irradiância (global no plano do gerador FV) e temperatura ambiente. A inclinação do gerador foi definida de acordo com a latitude do local, exceto para as localidades com latitudes baixas (menores do que 10°) onde foi adotada inclinação de 10°.

Os resultados das simulações foram organizados em tabelas onde constam indicadores em termos da energia anual produzida pelo SFCR, da eficiência de conversão c.c./c.a média e das figuras de mérito: produtividade do sistema ( $kWh/kW_p$ ), produtividade de referência ( $kWh/kW_p$ ) e fator de capacidade (%).

#### 4.4.1 Manaus (latitude: -3,08°)

Localizada na região Amazônica, possui ocorrências de altos índices de umidade relativa e temperatura. As estações do ano são mais facilmente relacionadas à incidência de chuvas a qual é mais comum nos primeiros 5 meses do ano. Os SFCRs poderiam ser bastante úteis na região, uma vez que o recurso solar apresenta uma forte relação de complementariedade como recurso hídrico. As figuras 4.17, 4.18 e 4.19 mostram o resultado

da primeira etapa de simulação, utilizada para definir o tamanho relativo do SFCR, para os 3 casos considerados.

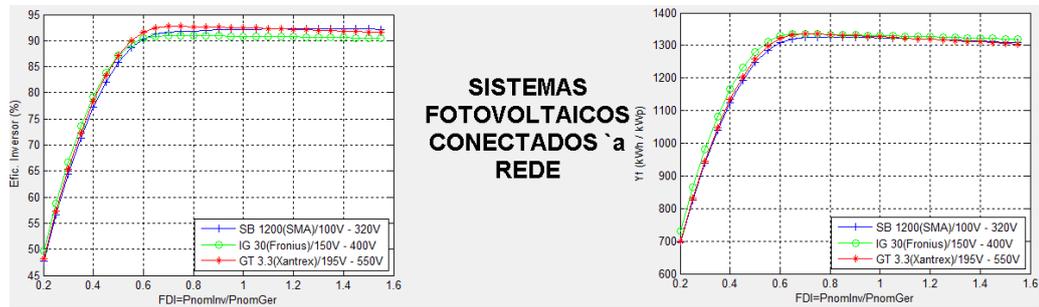


Figura 4.17– Primeira etapa de simulação para Manaus (Caso 1).

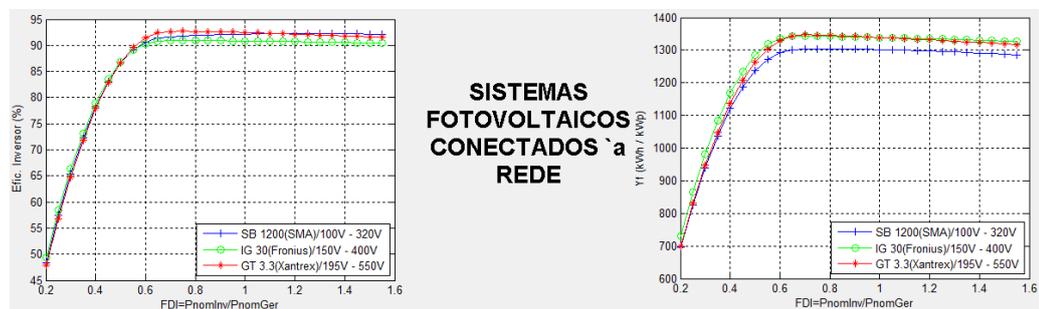


Figura 4.18 – Primeira etapa de simulação para Manaus (Caso 2).

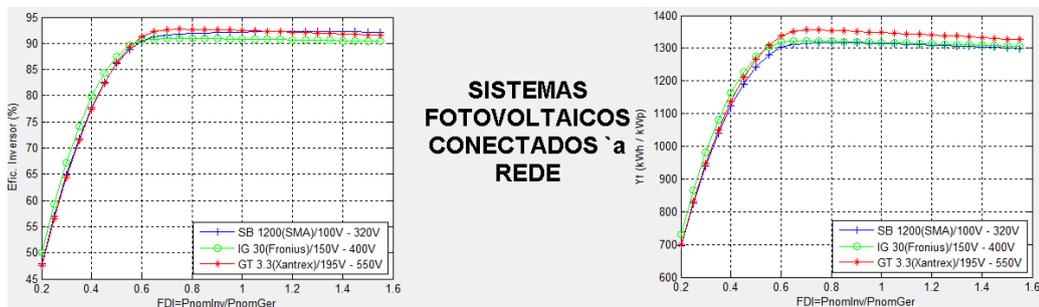


Figura 4.19 – Primeira etapa de simulação para Manaus (Caso 3).

Os sistemas foram configurados visando atingir o FDI indicado na primeira etapa e são mostrados na tabela 4.9. As figuras 4.20, 4.21 e 4.22 mostram os histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para os sistemas nos três casos considerados.

Tabela 4.9 – Configuração dos geradores FV para Manaus.

Caso 1	S1	S2	S3	Caso 2	S1	S2	S3	Caso 3	S1	S2	S3
Nº Série	11	13	10		6	13	18		11	8	17
Nº Paralelo	1	2	2		1	2	2		1	2	2

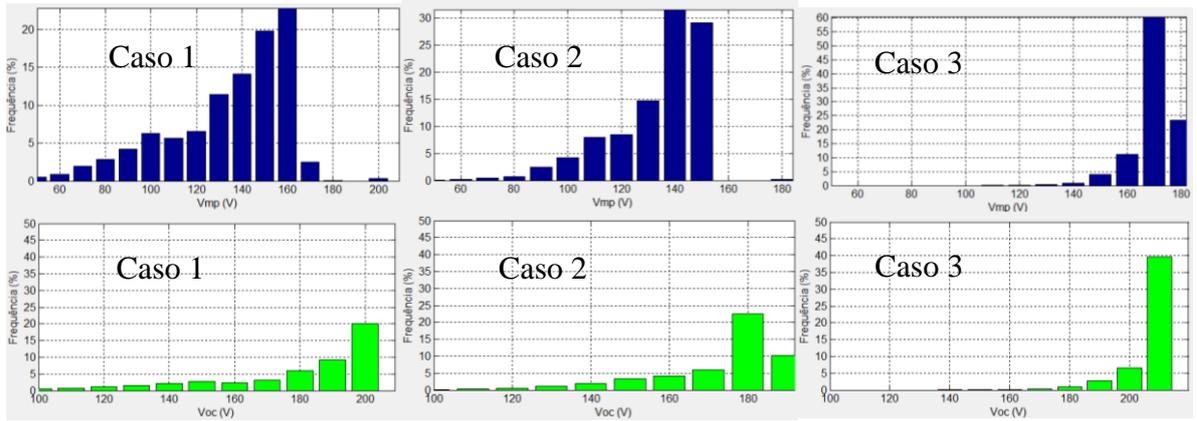


Figura 4.20.– Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 1.

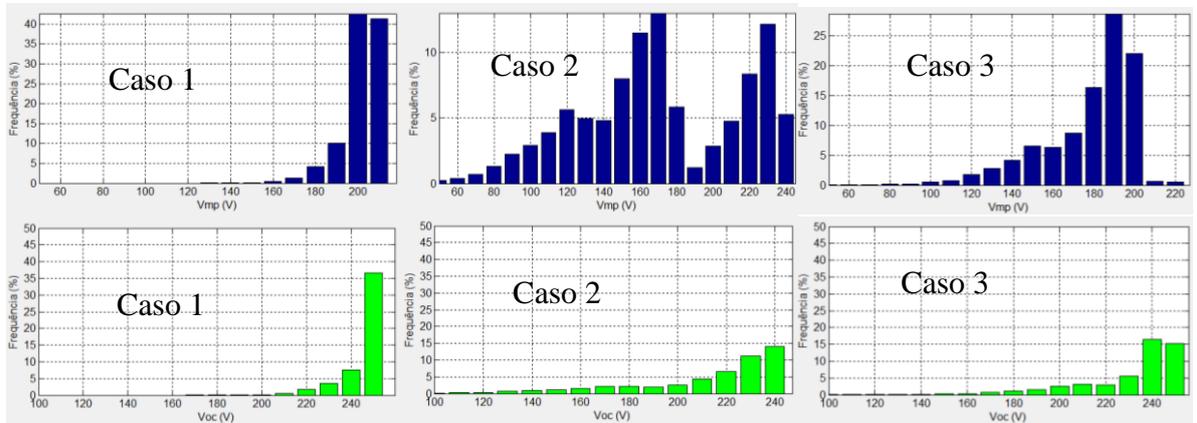


Figura 4.21 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 2.

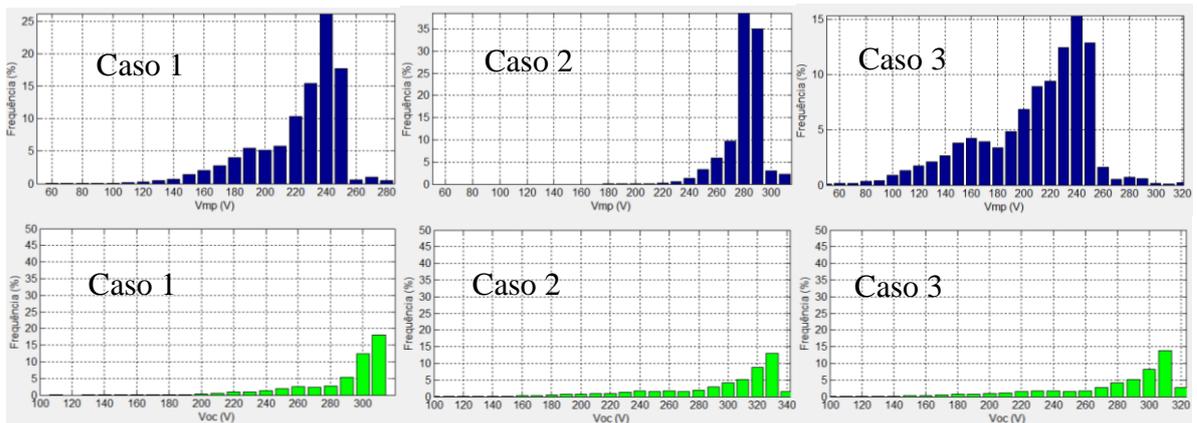


Figura 4.22 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 3.

Analisando as figuras 4.20, 4.21 e 4.22, percebe-se que a tensão de operação do gerador FV se mantém dentro do intervalo de SPMP (indicados na tabela 4.8) na maior parte do ano para os três sistemas considerados. Isso é importante para minimizar perdas devido à eficiência do SPMP. Além disso, os histogramas para a tensão de circuito aberto mostram que

as configurações utilizadas garantem a operação segura dos SFCRs em termos da máxima tensão admissível na entrada do inversor.

Mostrou-se anteriormente que a tensão de operação influencia na eficiência de conversão, então é desejável que o gerador FV seja configurado de maneira tal que sua faixa de tensão de operação possa permitir que o SFCR opere mais eficientemente. Para isso é importante prever o comportamento do inversor em termos dessas variáveis, conforme mostram as curvas características na figura 4.16. Desse modo, cabe ao projetista a decisão de como configurar o SFCR da maneira mais eficiente possível, considerando, é claro, as propriedades elétricas do módulo FV e do inversor utilizados.

Os resultados gerados pela ferramenta computacional para avaliar o desempenho dos SFCRs mostrados anteriormente para a cidade de Manaus podem ser vistos na tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Resultados da simulação para Manaus ( $Y_R = 1784,8 \text{ kWh/kW}_p$ ).

<b>Caso 1</b>	<b>FDI</b>	<b>kWp</b>	<b><math>\eta_{inv}</math> (%)</b>	<b><math>Y_F</math> (kWh/kW<sub>p</sub>)</b>	<b>Energia (kWh)</b>	<b>FC (%)</b>
<b>S1</b>	0,8	1,49	91	1114,8	1656,2	12,7
<b>S2</b>	0,74	3,39	91,7	1363,7	4631,8	15,4
<b>S3</b>	0,72	4,6	91,8	1209,5	5568,1	13,8
<b>Caso 2</b>						
<b>S1</b>	0,86	1,38	91,3	1160,5	1602,7	13,2
<b>S2</b>	0,71	3,51	91,2	1106,4	3885,0	12,6
<b>S3</b>	0,7	4,7	93	1343	6315,6	15,3
<b>Caso 3</b>						
<b>S1</b>	0,83	1,44	91,6	1323,9	1902,4	15,1
<b>S2</b>	0,68	3,68	91,4	1174,5	4325,6	13,4
<b>S3</b>	0,71	4,6	93,4	1117,6	5131,9	12,7

Observando as figuras 4.17, 4.18, 4.19 e a tabela 4.10, é possível perceber que há diferenças entre os valores estimados de produtividade anual quando se comparam as duas etapas de simulação. Isto é devido à utilização modelos distintos para a geração FV, conforme foi mostrado no capítulo 2, além de na primeira etapa ser utilizada uma curva média de eficiência para cada inversor. Por outro lado, os resultados apresentados na tabela 4.3 evidenciam que a modelagem utilizada na segunda etapa de simulação é mais precisa em termos energéticos, o que respalda o seu uso.

Analisando o sistema 1, o melhor desempenho, em termos das figuras de mérito, foi encontrado no caso 3. Apesar deste caso ter apresentado ocorrências de  $V_{mp}$  concentradas em magnitudes ligeiramente maiores, quando comparado com os outros 2 casos, conforme mostra a figura 4.20, o módulo utilizado no caso 3 possui menores taxas de variação dos parâmetros elétricos com a temperatura, o que pode ser significativo em uma localidade como Manaus. Além disso, a tabela 4.10 mostra que no caso 3 o inversor utilizado no sistema 1 retornou maior valor de eficiência média de conversão.

Em relação ao sistema 2, tem-se como melhor desempenho o caso 1. A figura 4.21 mostra que o gerador FV para esse caso operou em maiores níveis de tensão, o que, conforme mostra a figura 4.14 para o inversor utilizado no sistema 2, possibilita ao inversor trabalhar mais eficientemente.

O sistema 3 obteve melhor desempenho no segundo caso, no qual o gerador FV operou tipicamente com  $V_{mp}$  entre 280 V e 300 V durante a maior parte do tempo, conforme mostra a figura 4.22. O módulo usado nesse caso (SW 130 - *SolarWorld*) também foi o mesmo utilizado nos casos que retornaram melhor desempenho nos sistemas 1 e 2. Conforme mencionado anteriormente, o referido módulo FV, segundo os dados de placa, possui menores taxas de variação com a temperatura. Desse modo, o gerador FV contituído também influenciou no melhor desempenhos dos SFCRs simulados para os 3 casos.

O melhor desempenho do módulo SW 130 pode ser entendido com o auxílio dos diagramas de ocorrências de potência para os geradores FV do sistema 3 nos casos considerados nas simulações, mostrados na figura 4.23. Nota-se que no caso 2 o gerador FV possui mais ocorrências em maiores níveis de potência quando comparado com os outros casos.



Figura 4.23 – Diagrama de ocorrências de potência para o sistema 3.

#### 4.4.2 Recife (latitude: -8,1°)

Cidade costeira localizada no nordeste brasileiro e que possui grande incidência de radiação solar. As figuras 4.24, 4.25 e 4.26 mostram a primeira etapa de simulação para a cidade de Recife para os três casos considerados.

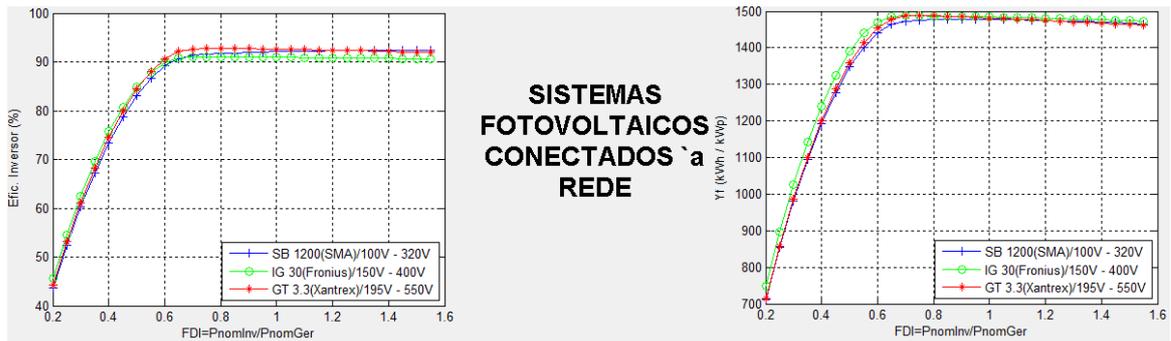


Figura 4.24 – Primeira etapa de simulação para Recife (Caso 1).

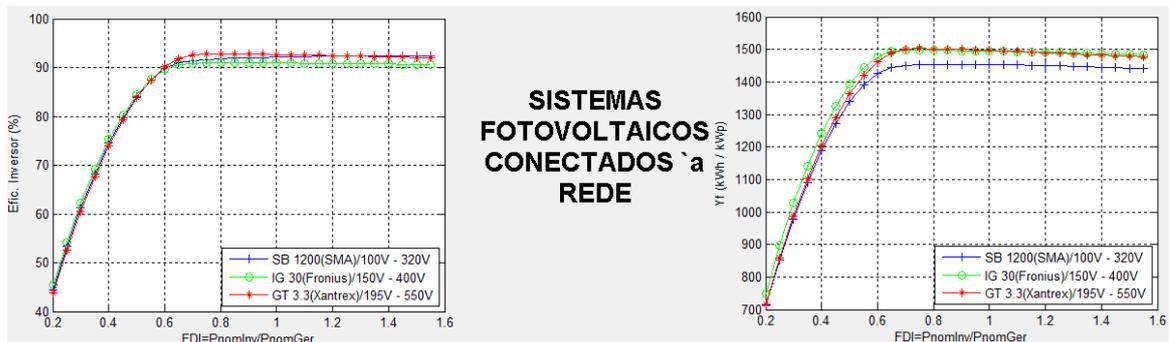


Figura 4.25 – Primeira etapa de simulação para Recife (Caso 2).

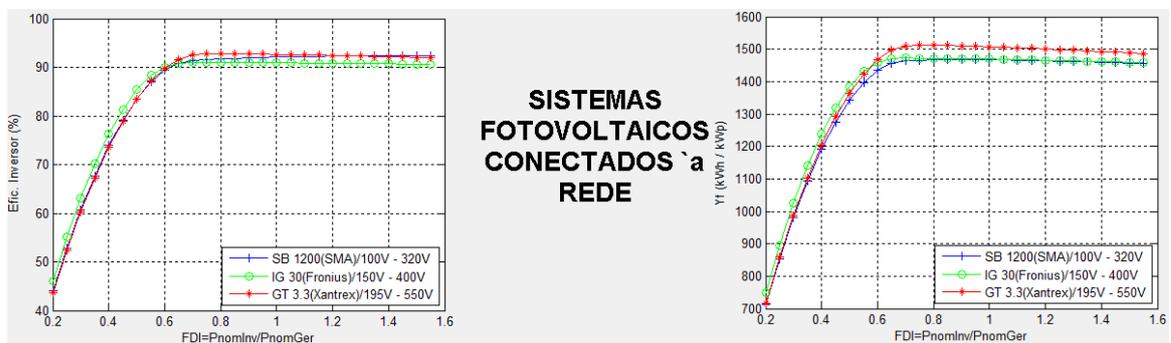


Figura 4.26 – Primeira etapa de simulação para Recife (Caso 3).

A tabela 4.11 mostra as configurações dos geradores FV utilizados nas simulações, e as figuras 4.27, 4.28 e 4.29 mostram os histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para os três casos considerados.

Tabela 4.11 – Configuração dos geradores FV para Recife ( $Y_R = 1991,7 \text{ kWh/kW}_p$ ).

Caso 1	S1	S2	S3	Caso 2	S1	S2	S3	Caso 3	S1	S2	S3
Nº Série	10	13	10		5	12	16		10	8	15
Nº Paralelo	1	2	2		1	2	2		1	2	2

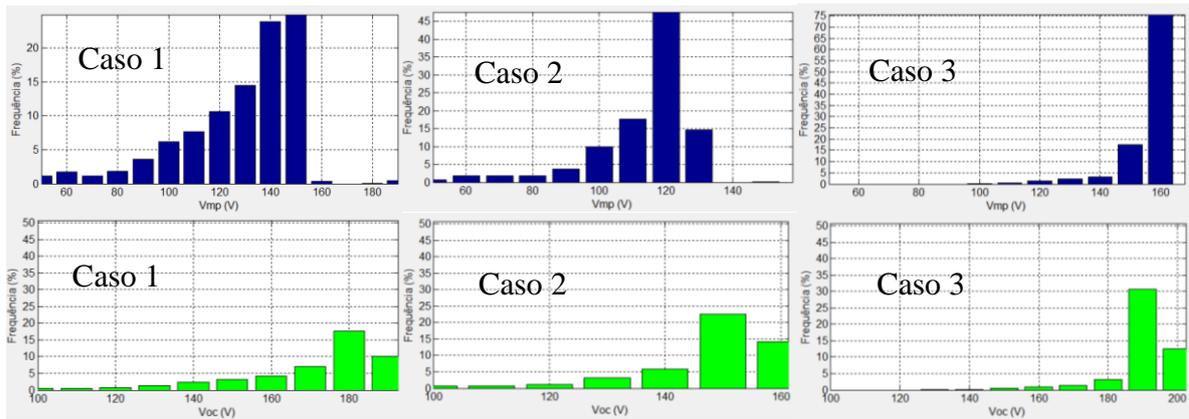


Figura 4.27 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 1.

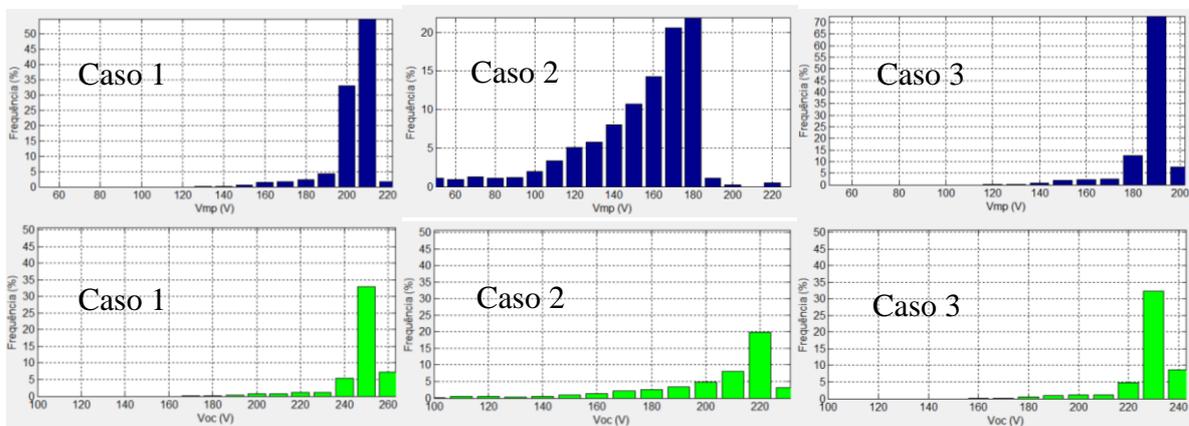


Figura 4.28 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 2.

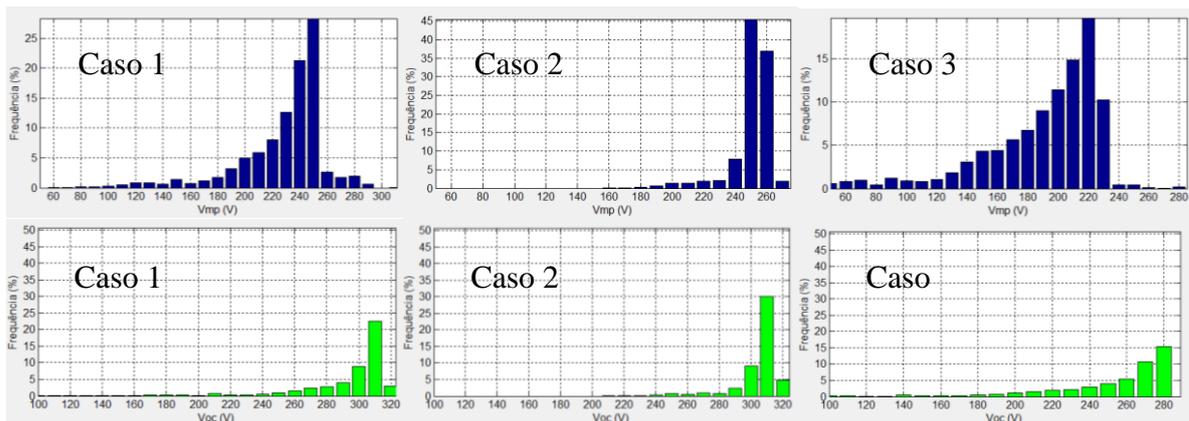


Figura 4.29 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 3.

As figuras 4.27, 4.28 e 4.29 mostram que os geradores FV operariam dentro da faixa de SPMP dos inversores durante a maior parte do tempo em todos os casos, além de garantir que a tensão de entrada não ultrapassaria o valor máximo admissível pelo inversor. A tabela

4.12 apresenta os resultados quantitativos das simulações realizadas utilizando a ferramenta computacional.

Tabela 4.12 – Resultados da simulação para Recife ( $Y_R = 1991,7 \text{ kWh/kW}_p$ ).

<b>Caso 1</b>	<b>FDI</b>	<b>kW<sub>p</sub></b>	<b><math>\eta_{inv}</math> (%)</b>	<b><math>Y_F</math> (kWh/kW<sub>p</sub>)</b>	<b>Energia (kWh)</b>	<b>FC (%)</b>
<b>S1</b>	0,88	1,35	91,2	1270,3	1715,6	14,5
<b>S2</b>	0,74	3,39	91,7	1510,2	5129,0	17,2
<b>S3</b>	0,72	4,6	93,4	1350,6	6217,5	15,4
<b>Caso 2</b>						
<b>S1</b>	1	1,15	91,3	1332,2	1533,2	15,2
<b>S2</b>	0,77	3,25	91,1	1280,3	4159,8	14,6
<b>S3</b>	0,79	4,18	93,4	1521,8	6361,2	17,3
<b>Caso 3</b>						
<b>S1</b>	0,91	1,31	91,5	1492,2	1949,2	16,9
<b>S2</b>	0,68	3,68	91,5	1338,9	4931,0	15,3
<b>S3</b>	0,81	4,05	93,6	1299,3	5264,1	14,8

Benedito, 2009 apresentou dados provenientes de um SFCR de 1 kW instalado no campus da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), em Recife. No período analisado o SFCR apresentou fator de capacidade próximo de 10%, o que pode ser considerado baixo. Como o sistema apresentou seguidas desconexões, principalmente devido à manutenção, estima-se que novas informações podem apontar valores semelhantes aos apresentados na tabela 4.12.

#### **4.4.3 Brasília (latitude: -15,47°)**

Capital brasileira, Brasília fica localizada no Distrito Federal, na região Centro-Oeste do país. Com clima predominantemente seco, assemelha-se a algumas regiões desérticas. As figuras 4.30, 4.31 e 4.32 mostram a primeira etapa de simulação para os três casos considerados.

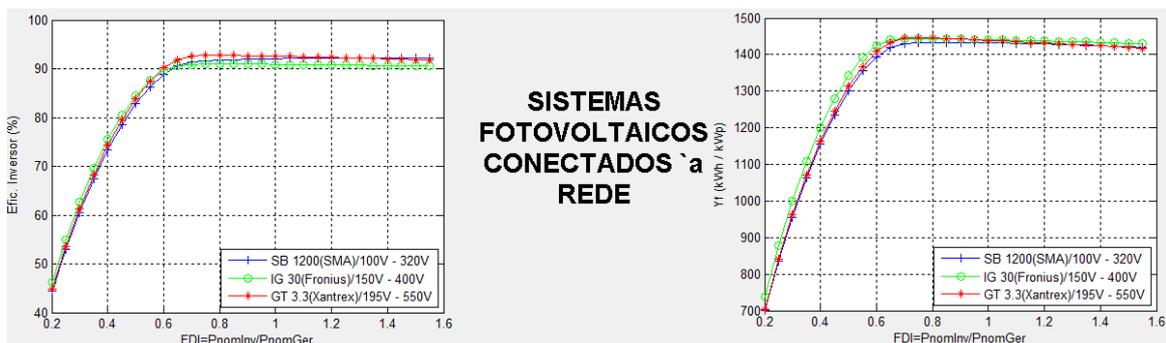


Figura 4.30 – Primeira etapa de simulação para Brasília (Caso 1).

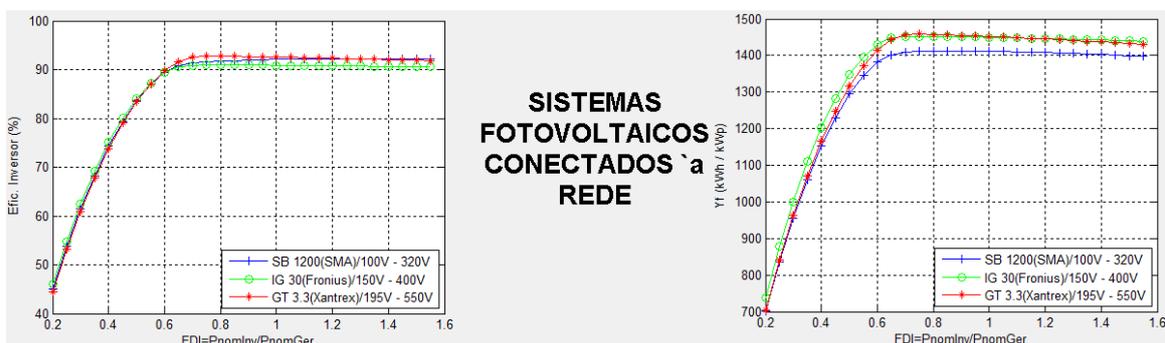


Figura 4.31 – Primeira etapa de simulação para Brasília (Caso 2).

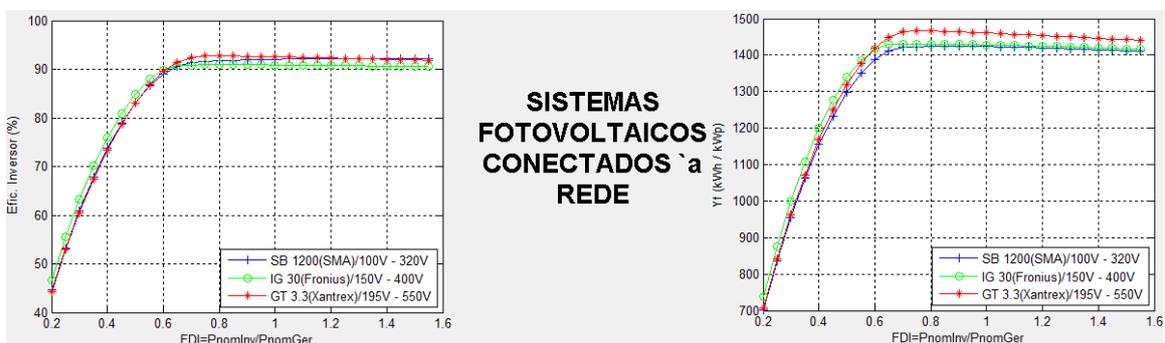


Figura 4.32 – Primeira etapa de simulação para Brasília (Caso 3).

A tabela 4.13 mostra as configurações utilizadas nas simulações dos SFCRs buscando atingir o FDI indicado na primeira etapa de simulação. As figuras 4.33, 4.34 e 4.35 mostram os histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para todos os casos.

Tabela 4.13 – Configuração dos geradores FV para Brasília ( $Y_R = 1892,1 \text{ kWh/kW}_p$ ).

Caso 1	S1	S2	S3	Caso 2	S1	S2	S3	Caso 3	S1	S2	S3
Nº Série	11	12	10		6	12	17		10	7	16
Nº Paralelo	1	2	2		1	2	2		1	2	2

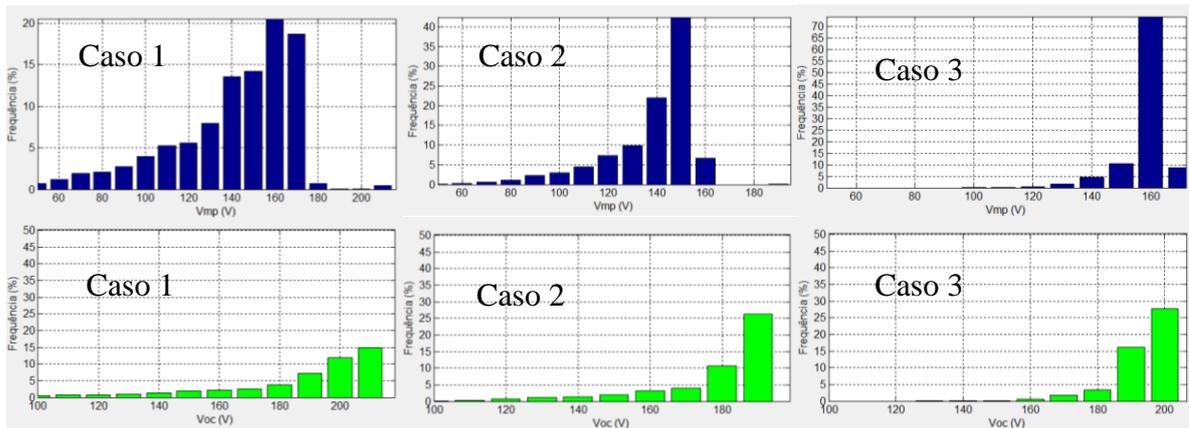


Figura 4.33 - Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 1.

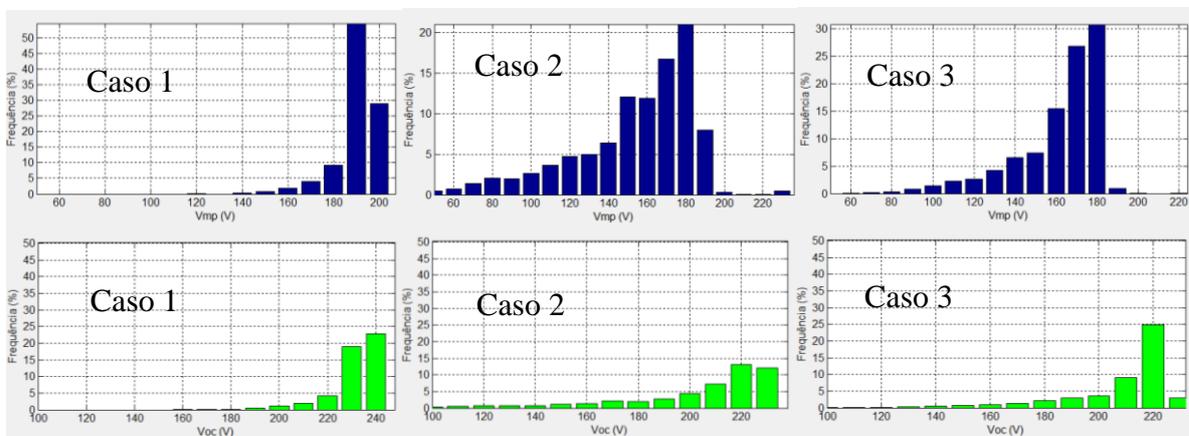


Figura 4.34 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 2.

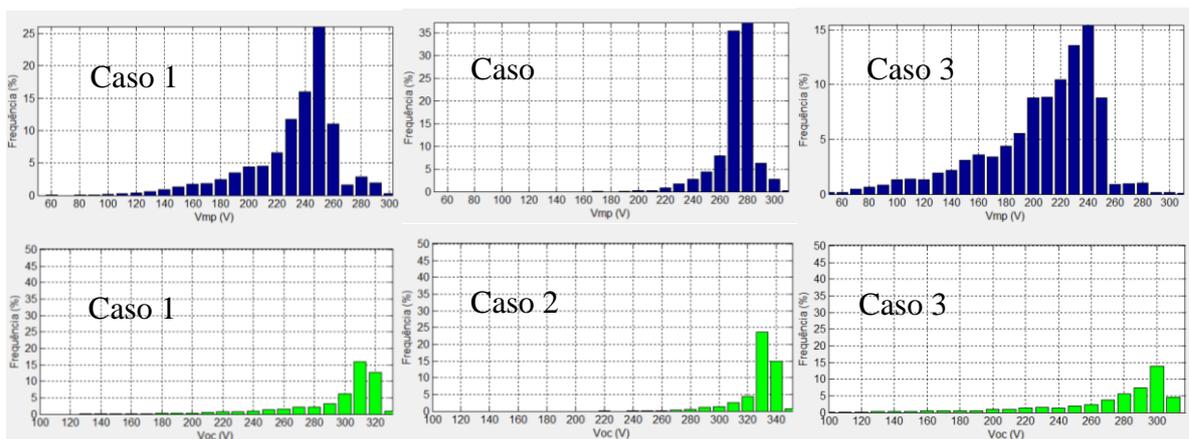


Figura 4.35 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 3.

As figuras 4.33, 4.34 e 4.35 mostram que os geradores FV foram configurados de maneira tal que  $V_{mp}$  se manteve a maior parte do tempo dentro do intervalo de operação do SPMP e  $V_{oc}$  não ultrapassou a máxima tensão admissível na entrada do inversor. A tabela 4.14

mostra os resultados quantitativos obtidos da simulação computacional para os três sistemas em cada caso considerado.

Tabela 4.14 – Resultados da simulação para Brasília ( $Y_R = 1892,1 \text{ kWh/kW}_p$ ).

<b>Caso 1</b>	<b>FDI</b>	<b>kWp</b>	<b><math>\eta_{inv}</math> (%)</b>	<b><math>Y_F</math> (kWh/kW<sub>p</sub>)</b>	<b>Energia (kWh)</b>	<b>FC (%)</b>
<b>S1</b>	0,80	1,48	91,1	1224,7	1819,4	13,9
<b>S2</b>	0,79	3,13	91,5	1461,1	4580,7	16,6
<b>S3</b>	0,72	4,6	93,3	1325,4	6104,1	15
<b>Caso 2</b>						
<b>S1</b>	0,87	1,38	91,3	1286,1	1776,2	14,6
<b>S2</b>	0,77	3,24	91,1	1240,0	4019,1	14,1
<b>S3</b>	0,74	4,44	93,1	1462,6	6496,0	16,6
<b>Caso 3</b>						
<b>S1</b>	0,91	1,31	91,3	1443,6	1885,7	16,4
<b>S2</b>	0,77	3,24	91,2	1298,8	4185,4	14,8
<b>S3</b>	0,76	4,32	93,4	1253,1	5415,7	14,3

Como já era esperado, o desempenho dos SFCRs para a capital federal foi melhor do que na cidade amazônica, principalmente devido à maior disponibilidade do recurso solar, conforme pode ser verificado pelo valor de  $Y_R$ .

Mais uma vez, o módulo SW 130 foi constituinte dos SFCRs que apresentaram melhor desempenho em termos das figuras de mérito. Para o sistema 2, por exemplo, cujo inversor pode atingir maior valores de eficiências para maiores magnitudes de tensão, conforme mostra a figura 4.16, os geradores FV nos casos 1 e 2 foram configurados da mesma maneira, entretanto a figura 4.33 mostra que o gerador do caso 1 apresentou maior concentração da tensão de operação em uma faixa mais elevada do que o caso 2, possibilitando ao inversor trabalhar mais eficientemente. Essa diferença entre os casos está relacionada ao fato do módulo utilizado no caso 1 ser menos penalizado com a variação da temperatura da célula.

#### 4.4.4 Rio de Janeiro (latitude: -22,5°)

Localizada na região Sudeste do país, possui um bom potencial para aplicação de SFCRs. As figuras 4.36, 4.37 e 4.38 mostram a primeira etapa de simulação para a cidade do Rio de Janeiro nos três casos considerados.

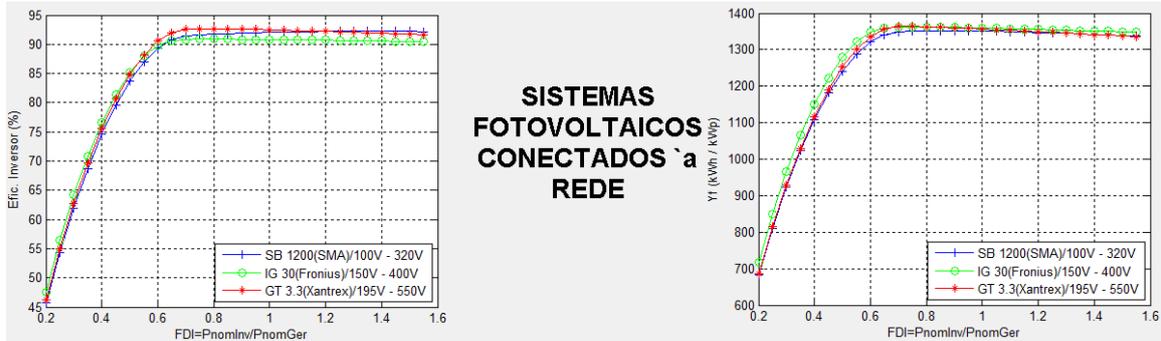


Figura 4.36 – Primeira etapa de simulação para o Rio de Janeiro (Caso 1).

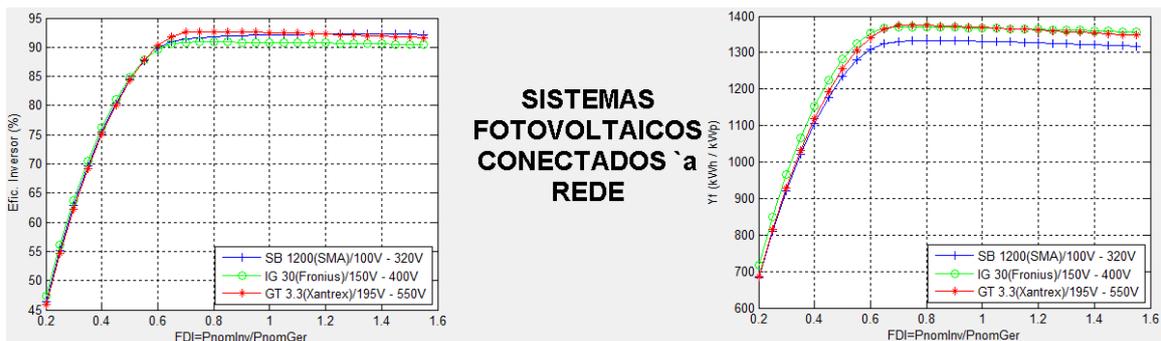


Figura 4.37 – Primeira etapa de simulação para o Rio de Janeiro (Caso 2).

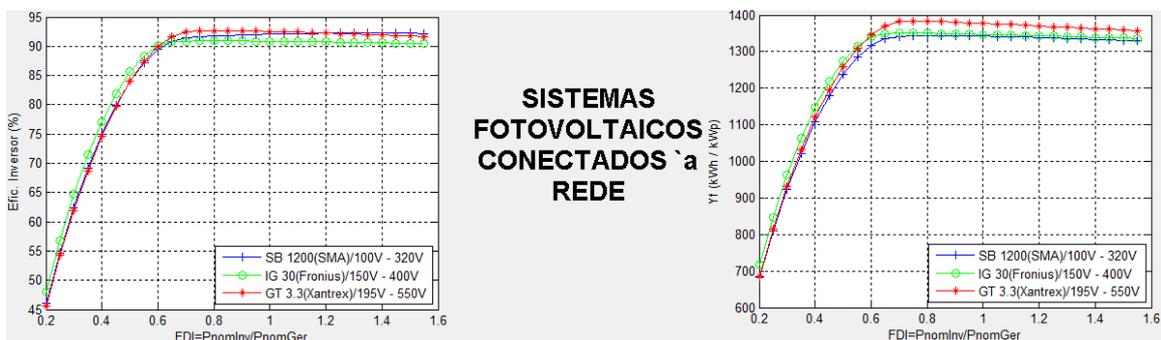


Figura 4.38 – Primeira etapa de simulação para o Rio de Janeiro (Caso 3).

A tabela 4.15 mostra como se deu a configuração dos SFCRs em cada caso buscando atingir o valor de FDI indicado na primeira etapa de simulação, enquanto que as figuras 4.39, 4.40 e 4.41 mostram os histogramas de tensão para  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$ .

Tabela 4.15 – Configuração dos geradores FV para o Rio de Janeiro ( $Y_R = 1792,4 \text{ kWh/kW}_p$ ).

Caso 1	S1	S2	S3	Caso 2	S1	S2	S3	Caso 3	S1	S2	S3
Nº Série	10	13	10		6	13	17		11	8	16
Nº Paralelo	1	2	2		1	2	2		1	2	2

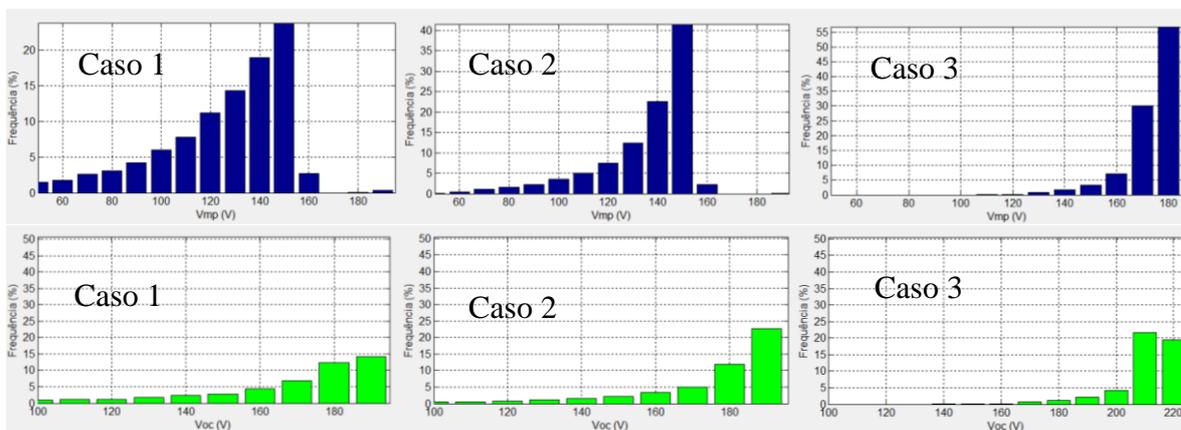


Figura 4.39 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 1.

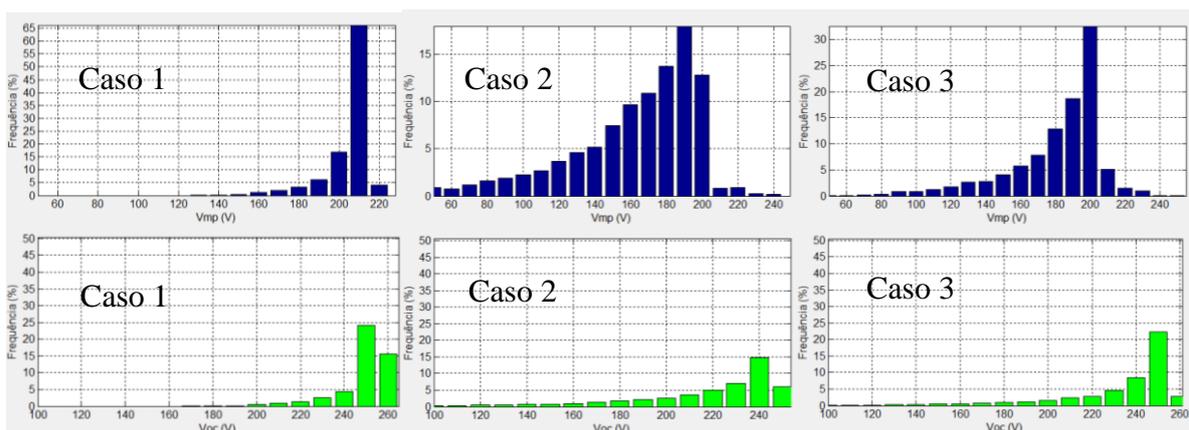


Figura 4.40 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 2.

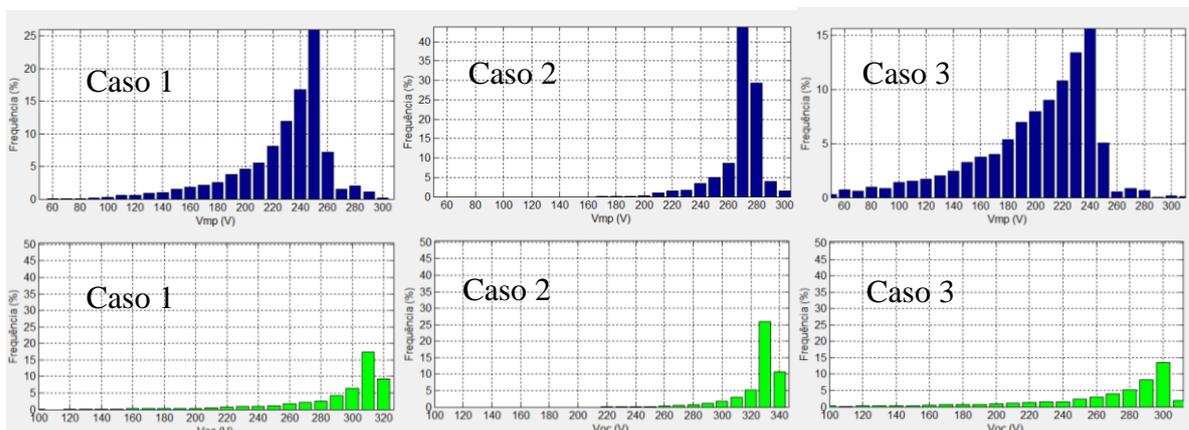


Figura 4.41 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 3.

As figuras 4.39, 4.40 e 4.41 mostram que a tensão de operação dos SFCRs simulados permaneceria dentro faixa de operação do SPMP durante a maior parte do tempo, além de não ultrapassar a máxima tensão admissível pelo inversor em sua entrada. A tabela 4.16 mostra os resultados das simulações computacionais.

Tabela 4.16 – Resultados da simulação para o Rio de Janeiro ( $Y_R = 1792,4 \text{ kWh/kW}_p$ ).

<b>Caso 1</b>	<b>FDI</b>	<b>kWp</b>	<b><math>\eta_{inv}</math> (%)</b>	<b><math>Y_F</math> (kWh/kW<sub>p</sub>)</b>	<b>Energia (kWh)</b>	<b>FC (%)</b>
<b>S1</b>	0,89	1,35	91,2	1144,6	1545,8	13,0
<b>S2</b>	0,74	3,39	91,7	1377,2	4677,5	15,7
<b>S3</b>	0,72	4,6	93,3	1225,7	5642,8	13,9
<b>Caso 2</b>						
<b>S1</b>	0,87	1,38	91,2	1203	1661,4	13,7
<b>S2</b>	0,71	3,51	91,3	1154,9	4055,3	13,1
<b>S3</b>	0,74	4,44	93,1	1378,6	6122,9	15,7
<b>Caso 3</b>						
<b>S1</b>	0,83	1,44	91,3	1355,2	1947,4	15,4
<b>S2</b>	0,68	3,68	91,5	1216,7	4481,1	13,8
<b>S3</b>	0,76	4,32	93,4	1168,5	5049,9	13,3

Benedito, 2009 mostrou que um SFCR de 2,5 kW, instalado no prédio do CEPEL (Centro de Pesquisas em Energia Elétrica) apresentou, no ano de 2005, fator de capacidade 14,7% e produtividade 1290 kWh/kW<sub>p</sub>. Esses valores se assemelham aos encontrados na tabela 4.16, onde o SFCR com melhor desempenho possuiu fator de capacidade de 15,7% e produtividade de 1378,6 kWh/kW<sub>p</sub>. Benedito, 2009 relatou que houve períodos sem medição para o referido SFCR, levando a crer que as figuras de mérito possam ter apontado valores mais elevados na prática.

#### **4.4.5 Curitiba (latitude: -25,32°)**

Localizada na região Sul do país, a cidade de Curitiba tem as estações do ano bem definidas e o seu clima se assemelha ao de algumas cidades europeias. As figuras 4.42, 4.43 e 4.44 mostram o resultado da primeira etapa de simulação para todos os casos considerados.

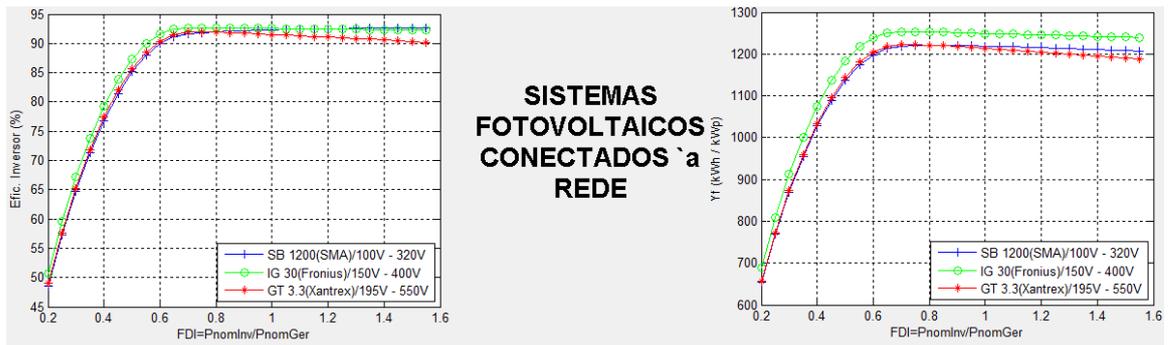


Figura 4.42 – Primeira etapa de simulação para Curitiba (Caso 1).

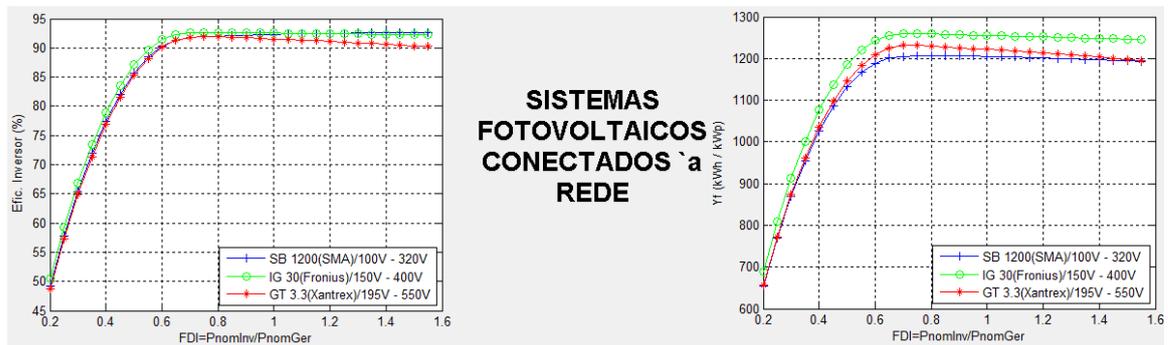


Figura 4.43 – Primeira etapa de simulação para Curitiba (Caso 2).

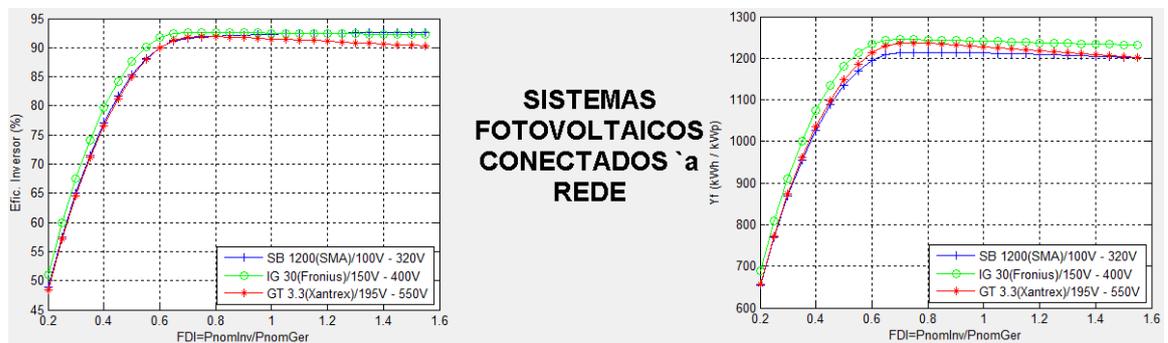


Figura 4.44 – Primeira etapa de simulação para Curitiba (Caso 3).

A tabela 4.17 contém as configurações dos geradores FV utilizados nos SFCRs, enquanto que as figuras 4.45, 4.46 e 4.47 mostram os histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para todos os casos.

Tabela 4.17 – Configuração dos geradores FV para Curitiba ( $Y_R = 1560,4 \text{ kWh/kW}_p$ ).

<b>Caso 1</b>	<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>S3</b>	<b>Caso 2</b>	<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>S3</b>	<b>Caso 3</b>	<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>S3</b>
<b>Nº Série</b>	11	14	10		6	13	17		11	8	17
<b>Nº Paralelo</b>	1	2	2		1	2	2		1	2	2

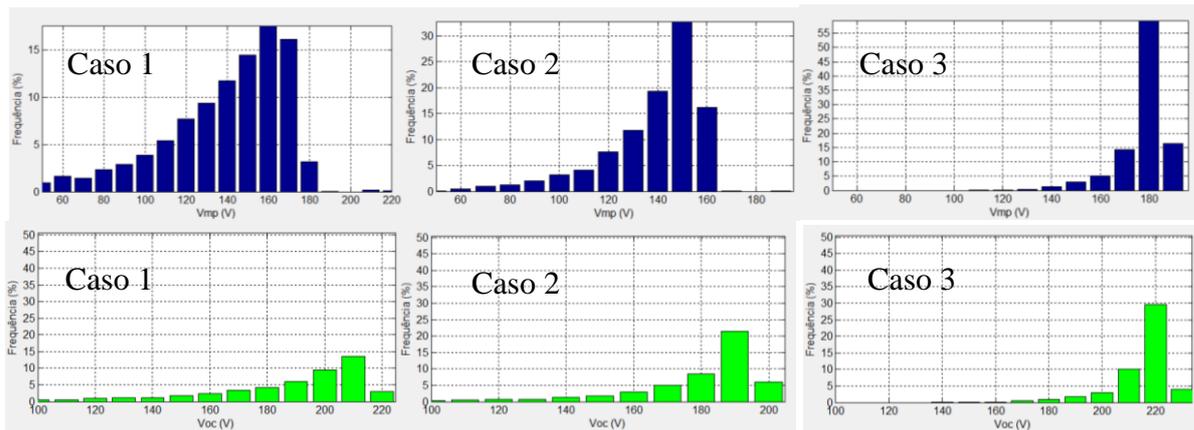


Figura 4.45 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 1.

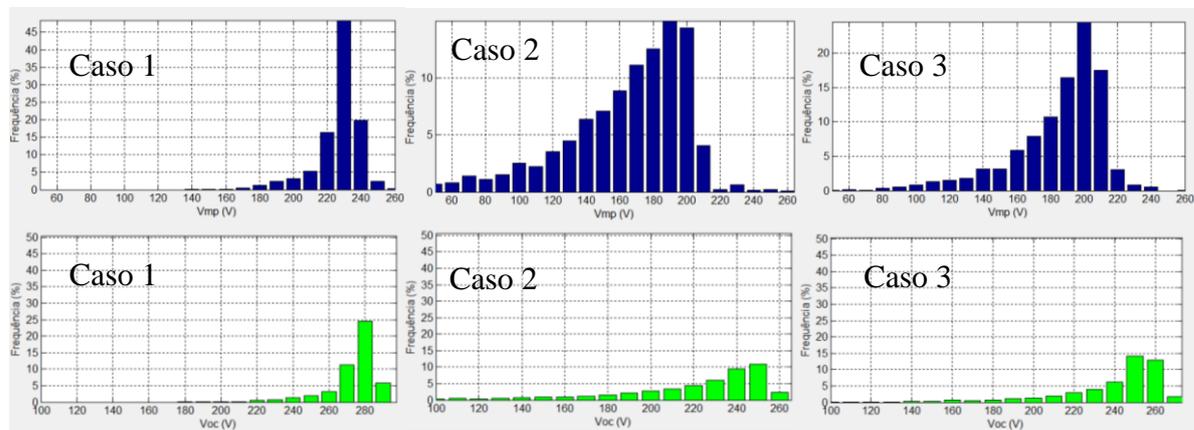


Figura 4.46 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 2.

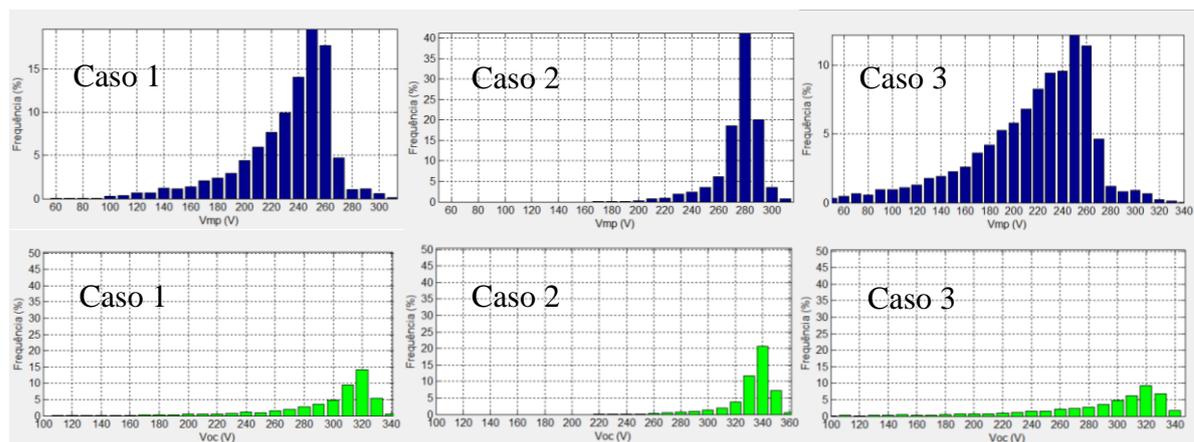


Figura 4.47 – Histogramas de  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$  para o Sistema 3.

As figuras 4.45, 4.46 e 4.47 mostraram que a  $V_{mp}$  dos SFCRs simulados passaria a maior parte do tempo dentro da faixa de operação do SPMP do inversor, além do  $V_{oc}$  não afetar a integridade dos componentes pois não se aproxima da máxima tensão c.c. admissível. A tabela 4.18 mostra os resultados das simulações.

Tabela 4.18 – Resultados da simulação para Curitiba ( $Y_R = 1560,4 \text{ kWh/kW}_p$ ).

<b>Caso 1</b>	<b>FDI</b>	<b>kW<sub>p</sub></b>	<b><math>\eta_{inv}</math> (%)</b>	<b><math>Y_F</math> (kWh/kW<sub>p</sub>)</b>	<b>Energia (kWh)</b>	<b>FC (%)</b>
<b>S1</b>	0,8	1,48	91,3	1007,8	1497,2	11,5
<b>S2</b>	0,68	3,66	92,1	1233,5	4511,5	14,0
<b>S3</b>	0,72	4,6	93,2	1093,1	5031,1	12,5
<b>Caso 2</b>						
<b>S1</b>	0,87	1,38	91,3	1072,5	1481,1	12,2
<b>S2</b>	0,71	3,51	91,3	1023,1	3592,6	11,6
<b>S3</b>	0,74	4,44	93,1	1233,5	5478,5	14,0
<b>Caso 3</b>						
<b>S1</b>	0,83	1,44	91,6	1213,0	1743,0	13,8
<b>S2</b>	0,68	3,68	91,5	1087,5	4005,1	12,4
<b>S3</b>	0,72	4,59	93,2	1028,1	4720,8	11,7

A tabela 4.18 mostra que, mais uma vez, os SFCRs cujos geradores FV eram constituídos do módulo SW 130 retornaram os maiores valores das figuras de mérito. Mesmo com Curitiba apresentando menores temperaturas, as diferenças entre as taxas de variação dos parâmetros dos módulos utilizados contribuíram para os resultados mostrados na tabela 4.18.

O sistema 3, por exemplo, foi configurado da mesma maneira nos casos 2 e 3, sendo que os módulos utilizados nos dois casos possuem características elétricas semelhantes. Mesmo assim, conforme pode ser visto na figura 4.47, o SFCR do caso 2 apresenta maior concentração de ocorrências de  $V_{mp}$  em valores acima do caso 3. Isso faz com que os SFCRs trabalhem em diferentes pontos de operação, ocasionando assim desempenhos distintos.

Dados medidos de um SFCR<sup>4</sup> de 2,1 kW instalado no campus de Curitiba da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) apontaram um fator de capacidade de 13,5% para um período compreendido entre Dezembro de 2011 e Abril de 2012.

<sup>4</sup> <http://www.utfpr.edu.br/curitiba/estrutura-universitaria/assessorias/ascom/noticias/acervo/sistema-fotovoltaico-do-escritorio-verde-da-utfpr-e-alternativa-promissora-de-geracao-de-energia-no-ambiente-urbano>

## CONCLUSÕES

Esta dissertação tem por finalidade, então, contribuir para o estudo dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica através do desenvolvimento de uma ferramenta computacional que possibilita a análise dos modelos para a geração fotovoltaica e o inversor. Além disso, apresenta-se a validação da ferramenta através da comparação de dados medidos de SFCRs reais e instalados com os dados obtidos com o programa. O objetivo maior é tornar a estimativa consideravelmente próxima da realidade através do uso de modelos matemáticos mais precisos.

Nesta dissertação é utilizado o modelo para estimar a temperatura operacional do inversor apresentado em Rampinelli (2010). A partir disso, propõe-se aqui um modelo empírico que estima o comportamento da potência injetada na rede em situações de limitação por temperatura, a qual pode ocorrer principalmente em SFCRs sobredimensionados. A dissertação também mostra como a tensão de operação do gerador FV pode influenciar no desempenho do SFCR em diferentes condições de potência.

Na validação dos dados gerados pelo programa, mostrada no capítulo 4, procura-se avaliar a confiabilidade da ferramenta tanto em termos da operacionalidade do inversor como em termos da energia do SFCR estimada pela ferramenta. A ferramenta se mostra bastante precisa em diversas situações operacionais, como na estimativa dos efeitos da limitação de potência para a localidade utilizada nas simulações. A precisão da ferramenta é avaliada também com dados em base horária e mostra que os dados obtidos com o programa em termos de energia gerada são consideravelmente próximos da realidade.

Com os traçados, em um mesmo gráfico, da potência de entrada do inversor e da tensão do gerador FV tanto estimados pelo programa como medidos experimentalmente, pode-se analisar se o programa consegue acompanhar de maneira adequada a variação desses parâmetros ao longo do dia. Também foi possível visualizar os momentos em que há a limitação de potência tanto por potência como por temperatura e a consequente elevação da tensão de operação do gerador FV causada pelas limitações. Os erros entre os valores estimados e medidos, também apresentados na forma gráfica, mostraram que as maiores divergências ocorrem principalmente no início do dia e ao final da tarde.

As estimativas energéticas realizadas utilizando a ferramenta computacional indicaram o ótimo potencial que o Brasil possui na aplicação de SFCRs. Além disso, mostrou-se que a utilização de figuras de mérito é bastante útil, principalmente na análise de SFCRs de

diferentes tamanhos relativos. Assim, a simulação computacional pode proporcionar, de maneira antecipada, a informação do tamanho relativo, configuração de SFCR e o desempenho dos equipamentos em uma determinada região.

Para trabalhos futuros propõe-se o estudo e avaliação de diferentes modelos de inversores em situações de limitação por temperatura visando sintetizar um modelo matemático padrão que possa representar, com considerável grau de precisão, esse fenômeno físico. Além disso, é interessante que se preveja a degradação do gerador FV, tanto temporal quanto a potencial induzida, permitindo a simulação do sistema em um longo intervalo de tempo. Isto possibilita, também, a análise do retorno do investimento com melhor grau de precisão.

## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, MARCELO PINHO. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

ARGUL, F. J.; CASTRO, M.; DELGADO, A., CARPIO, J. E PEIRE, J. **Modeling of Grid Connected PV Buildings**. Progress in Photovoltaics, vol. 11, pp. 255 – 273, 2003.

AYOMPE, L. M., DUFFY, A., MCCORMACK, S. J., CONLON, M. **Validated Real Time Energy Models for Small-Scale Grid Connected PV-Systems**. Energy, vol. 35, pp. 4086-4091, 2010.

AZAB, M. **Improved Circuit Model for Photovoltaic Array**. International Journal of Electrical and Energy Systems Engineering, vol. 31, pp. 185 – 188, 2009.

BENEDITO, RICARDO DA SILVA, **Caracterização da Geração Distribuída por meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2009.

CAI, W., REN, H., JIAO, Y., CAI, M., CHENG, X., **Analysis and Simulation for Grid-Connected Photovoltaic Systems based on Matlab**. International Conference on Electrical and Control Engineering, Yichang, China, 2011.

CAMPBELL, R. C., **A Circuit based Photovoltaic Array Model for Power Systems Studies**. Power Symposium, Las Cruces, Novo México, 2007.

CGEE, CENTRO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS, **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão: Série Documentos Técnicos 2**. Brasília, 2010.

CHOUDEUR, A., SILVESTRE, S., SADAQUI, N., LAZHAR, R., **Modeling and Simulation of a Grid Connected PV System based on the Evaluation of main PV Modules Parameters**, Simulation Modeling Practice and Theory, vol. 20, pp. 46-58, 2012.

DE SOTO, W., **Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance**. Dissertação de Mestrado, Solar Energy Laboratory, Universidade de Winsconsin-Madison, 2004.

DIAS, J. B., SILVÉRIO, W. V., KRENZINGER, A., **Simulação dos Índices da Performance Energética para uma Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede em Diferentes Locais**. I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, 2007.

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A., **Solar Engineering of Thermal Processes**, John Wiley & Sons, 2<sup>nd</sup> Edition, 1991.

EVANS, D. L., **Simplified Method for Prediction Photovoltaic Array Output**, Solar Energy, vol. 27, n. 6, pp. 555-560, 1981.

FARANDA, R., GUALDONI, M., LEVA, S., **Calcolo del Performance Ratio e del Fattore di Transposizione Dell'Impianto Fotovoltaico Sito in Toscana di Proprietà della Società Convert nel Periodo 01/06/2009 – 31/05/2010**. Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia, 2010.

FARANDA, R.; LEVA, S.; MAUGERI, V.; **MPPT Techniques for PV Systems: Energetic and Cost Comparison**. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, páginas 1 a 6, Julho de 2008.

FIGUEIREDO, G., MACÊDO, W. N., PINHO, J. T., **Modeling Grid-Connected Photovoltaic Systems: Case Study of Some Cities in Brazil using a Computational Tool**. ISES Solar World Congress, Kassel, Alemanha, 2011.

FIGUEIREDO, G., VASCONCELOS, F. M., MACÊDO, W. N., MANITO, A.R.A, GALHARDO, M. A. B., PINHO, J. T., **Ferramenta Computacional para Análise e Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** III Congresso Brasileiro de Energia Solar e IV Conferência latino-americana da ISES, Belém, 2010.

FIGUEIREDO, GILBERTO E VASCONCELOS, F. M., **Metodologia para Projeto e Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Baixa Tensão e Avaliação de Desempenho de um Sistema de 1,575 kWp.** Trabalho de Conclusão de Curso, Faculdade de Engenharia Elétrica, UFPA, 2009.

FREITAS, S. S. A., **Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos.** Dissertação de Mestrado, Instituto Politécnico de Bragança, 2008.

GERGAUD, O.; MULTON, B.; E AHMED, H. B., **Analysis and Experimental Validation of Various PV System Models.** 7<sup>th</sup> International Eletrimacs Congress, Montreal, 2002.

GOW, J. A., MANNING, C. D., **Development of a Photovoltaic Array Model for use in Power Electronics Simulation Studies,** IEE Proceedings on Electric Power Applications, vol. 146, n. 2, pp 193-200, 1999.

HAMAD, A. A., ALSAAD, M. A., **A Software Application for Energy Flow Simulation of a Grid Connected Photovoltaic System.** Energy Conversion and Management, vol. 51, pp. 1684 – 1689, 2010.

HAMDY, A. M., **A New Model for the Current – Voltage Output Characteristics of Photovoltaic Modules.** Journal of Power Sources, vol. 50, pp. 11 – 20, 1994.

ISEP, INSTUTUTE FOR SUSTAINABLE ENEGY POLICIES, **Global Status Report on Local Renewable Energy Policies,** 2011.

ISHAQUE, K., SALAM, Z., TAHERI, H., **Simple, Fast and Accurate Two Diode Model for Photovoltaic Modules.** Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 95, pp. 596-594, 2011.

KING, D.L., **Photovoltaic Module and Array Performance Characterization Methods for All System Operating Conditions.** Proceeding of NREL/SNL Photovoltaics Program Review Meeting, Lakewood, 1996.

KING, D.L., BOYSON, W.E., AND BOWER, W.I., **Field Experience with a New Performance Characterization Procedure for Photovoltaic Arrays.** 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar energy Conversion, Viena, Áustria, 1998.

KING, D.L., BOYSON, W.E., KRATOCHVIL, J. A., **Photovoltaic Array Performance Model.** Sandia National Laboratory Report, Albuquerque, Novo México, 2006.

KING, D. L., GONZALEZ, S., GALBRAITH, G. M., BOYSON, W. E., **Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters,** Sandia National Laboratory Report, Albuquerque, Novo México, 2007.

KJAER, SOEREN B.; PEDERSEN, JOHN K.; BLAABJERG, FREDE. **A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules.** IEEE Transactions on Industry Applications, pp. 1292 a 1306, Janeiro de 2006.

KLISE, G. T., STEIN, J. S., **Models Used to Assess the Performance of Photovoltaic Systems.** Sandia National Laboratory Report, Albuquerque, Novo México, 2009.

LUFT, W., BARTON, J.R., AND CONN, A.A., **Multifaceted Solar Array Performance Determination.** TRW Systems Group, Redondo Beach, Califórnia, 1967.

MACÊDO, W. N., **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Tese de Doutorado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2006.

MARTÍN, E. C., **Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: Caracterización y Análisis.** Tesis Doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Departamento de Electrónica Física, Universidad Politécnica de Madrid, 1998.

PAPAIOANNOU, I. T., PURVINS, A., **Mathematical and Graphical Approach for Maximum Power Point Modeling,** Applied Energy, vol. 91, pp. 59-66, 2012.

PEREIRA, F. A. S., OLIVEIRA, M. A. S. **Curso Instalador de Energia Solar Fotovoltaica.** Portugal: Engebook, 2011.

PINTO NETO, A. F. C. **Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

RAMPINELLI, GIULIANO ARNS, **Estudo de Características Elétricas e Térmicas para Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

RODRIGUES, C. N., **Centrais Solares Fotovoltaicas Ligadas à Rede Eléctrica.** Prova de Acesso à Categoria de Investigador Auxiliar, Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Portugal, 2008.

SCHMIDT, H., JANTSCH, M., SCHMD, J., **Results of the Concerted Actions on Power Conditioning and Control.** 11º European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Suíça, 1992.

SCHIMPF, F., NORUM, L. E. **Grid connected Converters for Photovoltaic, State of the Art, Ideas for Improvement of Transformerless Inverters.** Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, Finland, 2008.

SMA, **SMA Product Guide.** Alemanha, 2011. [1]

SMA, **Temperature Derating for Sunny Boy, Sunny Mini Central and Sunny Tripower.** versão I, 2011. [2]

SUBIYANTO, S., MOHAMED, A., HANNAN, M.A., **Intelligent Maximum Power Point Tracking for PV system using Hopfield Neural Network Optimized Fuzzy Logic Controller.** Energy and Buildings, vol. 51, pp. 29-38, 2012.

THANAKODI, SURESH, **Modeling and Simulation of Grid Connected Photovoltaic Systems using MATLAB/SIMULINK.** Dissertação de Mestrado, Universidade Tecnológica da Malásia, 2009.

TOWNSEND, T. U., **A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems.** Dissertação de Mestrado, Universidade de Wisconsin-Madison, 1989.

<http://www.sandia.gov/news/publications/annual/index.html>, acessado em 19/01/2012.