

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
USP

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PPGE
(EP/FEA/IEE/IF)

**QUALIFICAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**

Marcelo Pinho Almeida

São Paulo, Maio de 2012

MARCELO PINHO ALMEIDA

**QUALIFICAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**

Texto apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Energia (EP/FEA/IEE/IF) da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

VERSÃO CORRIGIDA

(versão original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Testes e Dissertações da USP)

São Paulo, Maio de 2012

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Almeida, Marcelo Pinho

Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede /
Marcelo Almeida; orientador Roberto Zilles – São Paulo, 2012.

171 f.: il.: 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em
Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Sistema fotovoltaico conectado à rede 2. Caracterização
da produção de energia 3. Comissionamento

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
USP

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PPGE
(EP/FEA/IEE/IF)

Marcelo Pinho Almeida

“Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede”

Dissertação defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Roberto Zilles – PPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Ricardo Rüther – UFSC

Prof. Dr. Arno Krenzinger – UFRGS

Agradecimentos

Acima de tudo agradeço a Deus, pelas oportunidades de estudo, trabalho e crescimento como pessoa.

Aos meus pais, Jorge e Fátima, que, mesmo distantes, me dispensaram muito amor, carinho e incentivo.

A minha irmã Flávia, pelas visitas frequentes.

Aos meus tios João, Zulmira e Nancy, pelo apoio dado.

Ao meu orientador, Prof. Zilles, pelos conhecimentos e experiências repassados, pelas oportunidades concedidas e pela dedicação dispensada.

A minha namorada, Gabi, pelo carinho e paciência.

Aos meus companheiros de LSF, por toda a ajuda nesses anos de mestrado.

Aos meus amigos, pelos momentos de felicidade que passamos.

À Universidade de São Paulo, pelo bom ambiente de estudo proporcionado.

Ao INCT EREEA, pelo apoio financeiro através do CNPq e da CAPES.

Resumo

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2012. 161 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Este trabalho propõe um procedimento para qualificar sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o qual possui dois focos principais: o comissionamento e a caracterização da produção de energia. Também resume alguns aspectos normativos relacionados aos sistemas fotovoltaicos, apresenta os principais parâmetros de desempenho utilizados para caracterizar um sistema fotovoltaico, propõe uma metodologia para calcular a energia injetada na rede, a qual incorpora modelos matemáticos e procedimentos de medição, tanto novos quanto convencionais, e aplica essa metodologia em um estudo de caso de um sistema fotovoltaico real.

Palavras-chave: sistema fotovoltaico conectado à rede, caracterização da produção de energia, comissionamento.

Abstract

ALMEIDA, M. P. ***Qualification of Grid-Connected Photovoltaic Systems.*** 2012. 161 p. M.Sc. Diss. Postgraduate Program in Energy. University of São Paulo.

This work proposes a procedure for qualifying grid-connected photovoltaic systems, which has two main focuses: the commissioning and the characterization of energy production. The work also summarizes some regulatory aspects related to photovoltaic systems, presents the main parameters used to characterize the performance of a photovoltaic system, proposes a methodology to calculate the energy injected into the grid, which incorporates both new and conventional mathematical models and measurement procedures, and applies this methodology to a case of study of a real photovoltaic system.

Key-words: Grid-connected photovoltaic system, energy production characterization, commissioning.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Irradiação global anual.	32
Figura 1.2 – Evolução da potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil. A barra vermelha em 2011 representa uma única instalação de 1 MWp.	32
Figura 1.3 – Evolução da potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no mundo.	33
Figura 1.1 – Diagrama simplificado de um sistema elétrico de potência.	36
Figura 1.2 – Subsistema de distribuição com geração distribuída.	37
Figura 1.3 – Diferença entre PC, PCC e PCF.	38
Figura 1.4 – Espectro da radiação solar. A radiação ao nível do mar corresponde à de um dia claro.	38
Figura 1.5 – Célula FV de silício monocristalino. As linhas claras são os condutores metálicos na superfície frontal, que recebe luz.	41
Figura 1.6 – Curva I x V de uma célula FV.	42
Figura 1.7 – Curva P x V de uma célula FV.	42
Figura 1.8 – Módulos FV de (a) silício policristalino, (b) silício monocristalino, (c) silício amorfo, (d) filme fino com encapsulamento flexível, (e) CIS e (f) silício monocristalino com encapsulamento vidro-vidro.	44
Figura 1.9 – Célula, módulo, série e arranjo FV.	45
Figura 1.10 – Curva I x V de uma célula FV em função da irradiância para uma temperatura constante. Os efeitos observados em uma célula FV são válidos para módulos e geradores FV.	47
Figura 1.11 – Razão entre a potência máxima real e a potência máxima calculada considerando uma relação linear com a irradiância.	48
Figura 1.12 – Influência da irradiância e da temperatura de célula na curva I x V de uma célula FV. Os efeitos observados em uma célula FV são válidos para módulos e geradores FV.	49

Figura 1.13 – Influência da irradiância e da temperatura de célula na curva P x V de uma célula FV. Os efeitos observados em uma célula FV são válidos para módulos e geradores FV.....	49
Figura 1.14 – Curva de eficiência vs carregamento de um inversor genérico.....	51
Figura 1.15 – Fluxograma para o algoritmo de SPMP de tensão ou corrente constante.....	54
Figura 1.16 – Fluxograma para o algoritmo de SPMP perturbar e observar. Observa-se que uma variação negativa de tensão seguida de variação positiva na potência ou uma variação positiva na tensão seguida de variação negativa na potência indicam que o ponto de operação está à direita do PMP. Já quando há uma variação negativa de tensão seguida de variação negativa na potência ou uma variação positiva na tensão seguida de variação positiva na potência o ponto de operação está à esquerda do PMP.	55
Figura 1.17 – Fluxograma do algoritmo de SPMP condutância incremental.....	57
Figura 1.18 – Topologia de inversores em função do número de estágios de conversão c.c./c.c.: (a) sem conversor c.c./c.c., (b) com apenas um estágio de conversão c.c./c.c. e (c) com múltiplos estágios de conversão c.c./c.c.....	58
Figura 1.19 – Topologias de inversores em função do transformador: (a) inversor com transformador de baixa frequência, (b) inversor com transformador de alta frequência com estágio de retificação, (c) inversor com transformador de alta frequência sem estágio de retificação e (d) inversor sem transformador.	59
Figura 1.20 – Corrente de fuga devido à capacitância parasita em um inversor sem transformador. As correntes I_{positivo} e I_{negativo} são diferentes entre si em função da corrente de fuga (I_{fuga}).	60
Figura 1.21 – Diagrama do conjunto sistema fotovoltaico, carga (RLC) e rede elétrica.	61
Figura 1.22 – Janela de não detecção de ilhamento.....	62
Figura 1.23 – Detecção de ilhamento por erro do ângulo de fase.....	64
Figura 1.24 – Situação típica em uma rede de distribuição de BT.....	65

Figura 1.25 – Exemplo da função do ângulo de fase para o inversor e a carga.	66
Figura 1.26 – Diferença entre as frequências da corrente injetada pelo inversor e da tensão da rede elétrica.	67
Figura 1.27 – Número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: (a) dois e (b) apenas um.....	68
Figura 1.28 – Configuração de um subsistema fotovoltaico com inversor central. .	69
Figura 1.29 – Configuração de um subsistema fotovoltaico com inversores <i>string</i> .69	
Figura 1.30 – Configuração de um subsistema fotovoltaico com inversor multi- <i>string</i>	70
Figura 1.31 – Configuração de um subsistema fotovoltaico com micro-inversores integrados aos módulos FV (módulos c.a.).....	70
Figura 1.32 – Indicação das quatro partes básicas de um sistema fotovoltaico.....	71
Figura 2.1 – Diagrama simplificado de um sistema fotovoltaico conectado à rede evidenciando o seu fluxo de potência.	72
Figura 2.2 – Curva F_{TC} x T_c	76
Figura 2.3 – Módulo FV (a) com diodos de <i>by-pass</i> e (b) dividido para a medição simultânea de corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto.	79
Figura 2.4 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV flexível de filme fino.	83
Figura 2.5 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV de silício policristalino.	84
Figura 2.6 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV de silício microcristalino.	84
Figura 2.7 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV de silício monocristalino.	84
Figura 2.8 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV de silício amorfo.	85

Figura 2.9 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV de silício microcristalino.	85
Figura 2.10 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para série FV de módulos FV de silício microcristalino (mesmo modelo do módulo da Figura 2.9).	85
Figura 2.11 – Relação entre a disponibilidade anual de energia em uma superfície com orientação qualquer e em uma superfície com 23,5° de inclinação voltada para o Norte, para a cidade de São Paulo.	88
Figura 2.12 – Diagrama das conexões SP, TCT e BL.	90
Figura 2.13 – Diagrama de Sankey para um sistema com um gerador FV de 171,36 kWp em um local com irradiação anual de 1.984 kWh/m ²	94
Figura 2.14 – Curva $P_{c.c.(25^{\circ}C)} \times G_p$ de um gerador FV de 1,5 kWp.	96
Figura 2.15 – Curva $F_G \times G_p$ para módulo FV de silício policristalino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,06$, $n_1 = -0,06$ e $n_2 = 0$	99
Figura 2.16 – Curva $F_G \times G_p$ para módulo FV flexível de filme fino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,005$, $n_1 = -0,095$ e $n_2 = 0,09$	99
Figura 2.17 – Curva $F_G \times G_p$ para módulo FV de silício policristalino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,012$, $n_1 = -0,08$ e $n_2 = 0,068$	100
Figura 2.18 – Curva $F_G \times G_p$ para módulo FV de silício microcristalino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,0085$, $n_1 = -0,01$ e $n_2 = 0,0015$	100
Figura 2.19 – Curva $F_G \times G_p$ para módulo FV de silício monocristalino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,0035$, $n_1 = -0,11$ e $n_2 = 0,1065$	100
Figura 2.20 – Curva $F_G \times G_p$ para módulo FV de silício amorfo. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,006$, $n_1 = -0,01$ e $n_2 = 0,004$	101
Figura 2.21 – Curva $F_G \times G_p$ para módulo FV de silício microcristalino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,002$, $n_1 = -0,045$ e $n_2 = 0,043$	101
Figura 2.22 – Curva $F_G \times G_p$ para série FV de módulos FV de silício microcristalino (mesmo modelo do módulo da Figura 2.21). Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,002$, $n_1 = -0,045$ e $n_2 = 0,043$	101

Figura 3.1 – Montante anual de irradiação total recebido pelo gerador FV com inclinação ótima (kWh/m ²) e a produtividade final anual para um sistema fotovoltaico de 1 kW com módulos de silício cristalino (kWh/kWp).	104
Figura 3.2 – Médias horárias de desempenho global em função da temperatura de célula e da irradiância total.....	106
Figura 3.3 – Distribuição do desempenho global de 334 sistemas fotovoltaicos (1.142 conjuntos de séries anuais) em 14 países em dois períodos diferentes de instalação.....	107
Figura 3.4 – Fatores de capacidade comuns para alguns sistemas de geração de eletricidade no Brasil.	109
Figura 5.1 – Exemplo de sistema de aterramento e equipotencialização de um sistema fotovoltaico. A equipotencialização suplementar pode ser (a) conectada à principal ou (b) ligada à malha de aterramento principal.	123
Figura 5.2 – Modelo de instalação elétrica de um sistema fotovoltaico.	124
Figura 6.1 – Conexão do equipamento de medição de curva I x V: 1 – situação inicial; 2 – desconexão do condutor da instalação em corrente contínua do sistema; 3 – conexão do equipamento de medição; 4 – fechamento do dispositivo de seccionamento para medição da curva; 5 – Abertura do dispositivo de seccionamento; 6 – desconexão do equipamento de medição; 7 – reconexão do condutor da instalação em corrente contínua do sistema; e 8 – teste mecânico da conexão dispositivo de seccionamento – condutor.	141
Figura 6.2 – Conexão do equipamento de medição de resistência de isolamento aos condutores vivos do gerador FV: 1 – situação inicial; 2 – desconexão do condutor da instalação em corrente contínua do sistema; 3 – conexão do equipamento de medição; 4 – fechamento dos dispositivos de seccionamento para medição da resistência de isolamento; 5 – Abertura dos dispositivos de seccionamento; 6 – desconexão do equipamento de medição; 7 – reconexão do condutor da instalação em corrente contínua do sistema; e 8 – teste mecânico da conexão dispositivo de seccionamento – condutor. Esses passos devem ser reproduzidos para os condutores negativo e positivo.....	143

Figura 6.3 – Fluxograma do procedimento de medição da capacidade de produção de energia.	146
Figura 7.1 – Configuração do subsistema ensaiado e do equipamento de medição.	153
Figura 7.2 – Perfil de irradiância, medido com o módulo de referência, durante a semana de ensaios.....	154
Figura 7.3 – Vista (a) lateral superior e (b) frontal dos geradores FV do sistema fotovoltaico do IEE-USP. A seta indica o gerador FV do subsistema ensaiado.	154
Figura 7.4 – Vista dos inversores do sistema fotovoltaico do IEE-USP. O inversor do subsistema ensaiado está circulado, assim como a caixa de junção em corrente contínua com a chave fusível que funciona ao mesmo tempo como dispositivo seccionador e de proteção contra sobrecorrente.	155
Figura 7.5 – Detalhe das caixas de junção em corrente alternada e contínua, com as chaves fusíveis do subsistema ensaiado circuladas. Na caixa de junção em corrente alternada, as saídas dos oito inversores foram unidas em paralelo.	155
Figura 7.6 – Detalhe da célula FV de referência e do termopar tipo T utilizados para medir irradiância total característica e temperatura de célula, respectivamente.....	156
Figura 7.7 – Curva $P_{c.c.(25^{\circ}C)} \times G$ utilizada para estimar a potência nominal do gerador FV nas condições padrão de teste.	156
Figura 7.8 – Curva $I \times V$ do gerador FV do subsistema ensaiado nas condições durante a medição e nas condições padrão de teste: medição atual.	157
Figura 7.9 – Curva $I \times V$ do gerador FV do subsistema ensaiado nas condições durante a medição e nas condições padrão de teste: medição realizada há seis anos.	158
Figura 7.10 – Comparação entre a tensão na entrada do inversor, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.155 Wp.	159

Figura 7.11 – Comparação entre a potência na entrada do inversor, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.155 Wp.....	160
Figura 7.12 – Comparação entre a potência injetada na rede, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.155 Wp.....	160
Figura 7.13 – Comparação entre a tensão na entrada do inversor, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.326 Wp.....	160
Figura 7.14 – Comparação entre a potência na entrada do inversor, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.326 Wp.....	161
Figura 7.15 – Comparação entre a potência injetada na rede, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.326 Wp.....	161

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – Preço médio do kWp instalado, com base em sistemas de 2 kWp, 50 kWp e 500 kWp, para os segmentos residencial, comercial e industrial, respectivamente.....	33
Tabela 1.1 – Características de algoritmos de SPMP. É interessante destacar que inversores modernos possuem eficiência de SPMP bastante elevada (> 95%), mesmo utilizando os algoritmos apresentados.	53
Tabela 1.2 – Possibilidades de fornecimento de potência ativa e reativa à carga antes da abertura da chave S da Figura 1.21.	62
Tabela 2.1 – Valores para os coeficientes S, a, c_1 e c_2	75
Tabela 3.1 – Produtividade final média anual para diferentes regiões brasileiras.	105
Tabela 3.2 – Fatores de capacidade médios anuais de sistemas fotovoltaicos para diferentes regiões brasileiras.	109
Tabela 3.3 – Parâmetros de desempenho para diferentes sistemas fotovoltaicos integrados a edificações.....	110
Tabela 4.1 – Parâmetros medidos.	113
Tabela 4.2 – Parâmetros calculados.	114
Tabela 4.3 – Especificações de tensão, frequência, cintilação, injeção de componente contínua de corrente, fator de potência e harmônicos de corrente na interface de conexão.	115
Tabela 4.4 – Especificações de tempo máximo de desligamento para a tensão, frequência e ilhamento.....	115
Tabela 4.5 – Níveis de tensão de conexão para centrais geradoras.	117
Tabela 4.6 – Proteções mínimas em função da potência instalada.	117
Tabela 4.7 – Níveis de tensão de conexão para micro e mini geração distribuída.	118

Tabela 4.8 – Proteções mínimas em função da potência instalada para micro e mini geração distribuída.	118
Tabela 5.1 – Corrente máxima dos condutores no lado em corrente contínua.	121
Tabela 5.2 – Requisitos para proteção contra faltas à terra.	122
Tabela 5.3 – Corrente máxima do dispositivo de seccionamento da série FV.	125
Tabela 5.4 – Corrente máxima do dispositivo de seccionamento do arranjo FV. ..	126
Tabela 5.5 – Cálculo do comprimento crítico.	128
Tabela 5.6 – Tempo máximo de desligamento	129
Tabela 6.1 – Valores mínimos para a resistência de isolamento.	142
Tabela 7.1 – Produtividade final e desempenho global utilizando a energia injetada na rede, medida e calculada, e a irradiação total medida com o piranômetro e a célula FV de referência para o gerador FV de 1.155 Wp.	162
Tabela 7.2 – Produtividade final e desempenho global utilizando a energia injetada na rede, medida e calculada, e a irradiação total medida com o piranômetro e a célula FV de referência para o gerador FV de 1.326 Wp.	162

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
BT	Baixa tensão
MT	Média tensão
AT	Alta tensão
PC	Ponto de conexão
PCC	Ponto de conexão comum
PCF	Ponto de conexão fotovoltaico
FV	Fotovoltaico(a)(os)(as)
SPMP	Seguimento do ponto de máxima potência
PWM	<i>Pulse width modulation</i>
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
G_{S0}	Irradiância extraterrestre
G_{SC}	Constante solar
θ_z	Ângulo zenital
G_S	Irradiância total
G_{Sdir}	Irradiância direta
G_{Sdif}	Irradiância difusa
G_{Sref}	Irradiância refletida (albedo)
k_{dir}	Fração de irradiância direta
k_{dif}	Fração de irradiância difusa
k_{ref}	Fração de irradiância refletida
K_T	Índice de claridade
H_S	Irradiação total
H_{Sdir}	Irradiação direta
H_{Sdif}	Irradiação difusa
H_{Sref}	Irradiação refletida
K_{dir}	Fração de irradiação direta
K_{dif}	Fração de irradiação difusa
K_{ref}	Fração de irradiação refletida

$V_{OC_{célula}}$	Tensão de circuito aberto de célula FV
$I_{SC_{célula}}$	Corrente de curto-circuito de célula FV
$PMP_{célula}$	Ponto de máxima potência de célula FV
$V_{M_{célula}}$	Tensão de máxima potência de célula FV
$I_{M_{célula}}$	Corrente de máxima potência de célula FV
$P_{M_{célula}}$	Potência máxima de célula FV
$V_{OC_{módulo}}$	Tensão de circuito aberto de módulo FV
$I_{SC_{módulo}}$	Corrente de curto-circuito de módulo FV
$PMP_{módulo}$	Ponto de máxima potência de módulo FV
$V_{M_{módulo}}$	Tensão de máxima potência de módulo FV
$I_{M_{módulo}}$	Corrente de máxima potência de módulo FV
$P_{M_{módulo}}$	Potência máxima de módulo FV
V_{oc}	Tensão de circuito aberto de gerador FV
I_{sc}	Corrente de curto-circuito de gerador FV
PMP	Ponto de máxima potência de gerador FV
V_M	Tensão de máxima potência de gerador FV
I_M	Corrente de máxima potência de gerador FV
P_M	Potência máxima de gerador FV
A_G	Área do gerador FV
η_G	Eficiência do gerador FV
E_M	Energia máxima fornecida pelo gerador FV
MA	Massa de ar
T_a	Temperatura ambiente
T_c	Temperatura de célula
G_{NOC}	Irradiância total nas condições nominais de operação
T_{NOC}	Temperatura ambiente nas condições nominais de operação
T_{NOC}	Temperatura de célula nas condições nominais de operação
α	Coefficiente térmico de corrente de curto-circuito
β	Coefficiente térmico de tensão de circuito aberto
γ	Coefficiente térmico de potência
η_I	Eficiência de conversão do inversor
$P_{c.a.}$	Potência em corrente alternada na saída do inversor
$P_{c.c.}$	Potência em corrente contínua na entrada do inversor
$E_{c.a.}$	Energia em corrente alternada na saída do inversor
$E_{c.c.}$	Energia em corrente contínua na entrada do inversor

P_G	Potência elétrica em corrente contínua fornecida pelo gerador FV
E_G	Energia elétrica em corrente contínua fornecida pelo gerador FV
η_{SPMP}	Eficiência de seguimento do ponto de máxima potência
C_p	Capacitância parasita
g_p	Incremento de condutância
P_r	Potência média do <i>ripple</i>
V_r	Magnitude de tensão do <i>ripple</i>
I_{fuga}	Corrente de fuga
P_R	Potência elétrica em corrente alternada injetada no ponto de conexão fotovoltaico
E_R	Energia elétrica em corrente alternada injetada no ponto de conexão fotovoltaico
G_G	Irradiância global
η_{STC}	Eficiência do gerador FV nas condições padrão de teste
F_T	Fator transmitância
F_E	Fator sensibilidade espectral
F_G	Fator intensidade de irradiância
F_{Tc}	Fator temperatura de célula
θ	Ângulo de incidência
β	Ângulo de inclinação do gerador FV
P_{NG}	Potência nominal do gerador FV nas condições padrão de teste
P_{NI}	Potência nominal do inversor em corrente alternada
$V_{c.c.}$	Tensão de entrada do inversor em corrente contínua
G_{STC}	Irradiância nas condições padrão de teste
G	Irradiância total característica
H	Irradiação total característica
$V_{T(25^\circ C)}$	Tensão térmica da célula FV a 25°C
$I_{0(25^\circ C)}$	Corrente de saturação da célula FV a 25°C
m	Fator de idealidade do diodo do modelo circuitual da célula FV
K	Constante de Boltzmann
q	Carga elétrica do elétron
η_{BOS}	Eficiência da instalação elétrica e conversão c.c./c.a.
Y_R	Produtividade de referência
Y_G	Produtividade do gerador FV
Y_F	Produtividade final
PR	Desempenho global

Sumário

Introdução	31
1. Conceitos e Definições.....	36
1.1. Geração com sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	36
1.2. Recurso solar.....	38
1.3. Gerador FV	40
1.3.1. Célula FV.....	41
1.3.2. Módulo FV.....	42
1.3.3. Série FV e Arranjo FV.....	44
1.3.4. Eficiência do gerador FV	46
1.4. Inversor FV	50
1.4.1. Eficiência de conversão	51
1.4.2. Algoritmos de SPMP.....	52
1.4.3. Classificação dos inversores	57
1.4.4. Ilhamento	61
1.5. Configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede	68
1.5.1. Inversor central	69
1.5.2. Inversor <i>string</i>	69
1.5.3. Inversor multi- <i>string</i>	70
1.5.4. Módulo c.a.....	70
2. Cálculo da Potência Injetada na Rede por um Sistema Fotovoltaico	72
2.1. Medição do recurso solar e temperatura ambiente	72
2.2. Modelos de Eficiência	73
2.2.1. Eficiência instantânea do gerador FV	73
2.2.2. Eficiência instantânea de seguimento do ponto de máxima potência	77

2.2.3. Eficiência instantânea da instalação elétrica no lado de corrente contínua	77
2.2.4. Eficiência instantânea de conversão c.c./c.a. do inversor	77
2.2.5. Eficiência instantânea da instalação elétrica no lado em corrente alternada	78
2.3. Medição da irradiância total característica e temperatura de célula com módulo FV calibrado.....	78
2.4. Potência elétrica em corrente alternada injetada na rede	81
2.4.1. Potência máxima do gerador FV	81
2.4.2. Potência elétrica em corrente contínua fornecida pelo gerador FV	82
2.4.3. Potência elétrica em corrente contínua na entrada do inversor	82
2.4.4. Potência elétrica em corrente alternada na saída do inversor	82
2.4.5. Potência elétrica em corrente alternada injetada na rede	82
2.5. Tensão em corrente contínua na entrada do inversor	83
2.6. Cenário de Perdas	86
2.6.1. Perdas no gerador FV	86
2.6.2. Perdas na instalação em corrente contínua.....	90
2.6.3. Perdas no sistema de condicionamento de potência	91
2.6.4. Perdas na instalação elétrica em corrente alternada.....	92
2.6.5. Perdas devido à Rede	92
2.6.6. Perdas devido à disponibilidade	92
2.7. Medição dos parâmetros elétricos do gerador FV	94
2.7.1. Medição da potência nominal	95
2.7.2. Medição da corrente de curto-circuito nas condições padrão de teste	96

2.7.3. Medição da tensão de circuito aberto nas condições padrão de teste	97
2.7.4. Coeficientes do fator nível de irradiância	98
3. Considerações sobre o Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	102
3.1. Parâmetros de desempenho	102
3.1.1. Eficiência da instalação elétrica e conversão c.c./c.a.	103
3.1.2. Eficiência do sistema	103
3.1.3. Produtividade de referência	103
3.1.4. Produtividade do gerador FV	103
3.1.5. Produtividade final.....	104
3.1.6. Desempenho global.....	105
3.1.7. Desempenho global a temperatura constante.....	107
3.1.8. Fator de capacidade	108
3.2. Parâmetros de perdas.....	110
3.2.1. Perdas no gerador FV	110
3.2.2. Perdas na instalação elétrica e conversão c.c./c.a.....	110
4. Normas técnicas aplicáveis a sistemas fotovoltaicos conectados à rede	111
4.1. IEC 62446 (2009): <i>Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection</i>	112
4.2. IEC 61724 (1998): <i>Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis</i>	113
4.3. IEC 61727 (2004): <i>Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface</i>	114
4.4. IEC 60364-7-712: <i>Low-voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Photovoltaic (PV) systems</i>	116

4.5.	NBR 5410 (2004): Instalações elétricas de baixa tensão	116
4.6.	PRODIST – Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição (2012)	116
5.	Especificações para a instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede	119
5.1.	Características gerais.....	119
5.1.1.	Módulos FV.....	119
5.1.2.	Inversores	119
5.1.3.	Estrutura para sustentação e fixação dos módulos FV.....	120
5.1.4.	Caixa de junção	120
5.1.5.	Condutores elétricos.....	120
5.1.6.	Eletrodutos	121
5.1.7.	Conexões elétricas	121
5.1.8.	Aterramento.....	121
5.1.9.	Equipotencialização	122
5.1.10.	Sobrecorrente no lado em corrente contínua	123
5.2.	Seleção de componentes.....	123
6.	Procedimento para Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede: Comissionamento e Caracterização da Produção de Energia	132
6.1.	Parte 1: Documentação	132
6.1.1.	Informações básicas.....	132
6.1.2.	Informações do projetista.....	133
6.1.3.	Informações do instalador	133
6.1.4.	Esquema de ligações	133
6.1.5.	Folhas de especificações técnicas	134
6.1.6.	Estrutura de sustentação do gerador FV	135
6.1.7.	Operação e manutenção	135

6.1.8.	Resultados do comissionamento	135
6.1.9.	Resultados da medição da capacidade de produção de energia.....	136
6.2.	Parte 2: Comissionamento – Verificação	136
6.2.1.	Início da verificação	136
6.2.2.	Inspeção visual.....	137
6.2.3.	Inspeção normativa.....	137
6.2.4.	Sinais e identificações	138
6.2.5.	Instalação dos painéis FV	139
6.3.	Parte 3: Comissionamento – Testes operacionais	139
6.3.1.	Início dos testes operacionais	139
6.3.2.	Teste mecânico das conexões elétricas do sistema de aterramento e equipotencialização.....	139
6.3.3.	Teste de continuidade do sistema de aterramento e equipotencialização	140
6.3.4.	Teste mecânico das conexões elétricas do gerador FV	140
6.3.5.	Medição da curva I x V do gerador FV	140
6.3.6.	Teste mecânico das conexões elétricas da instalação em corrente contínua	142
6.3.7.	Confirmação de polaridade	142
6.3.8.	Teste de resistência de isolamento do gerador FV	142
6.3.9.	Confirmação de neutro	143
6.3.10.	Teste mecânico das conexões elétricas na instalação em corrente alternada	144
6.3.11.	Confirmação de parâmetros elétricos do inversor.....	144
6.3.12.	Teste de funcionamento	144
6.3.13.	Testes de qualidade de energia.....	144

6.4.	Parte 4: Caracterização da produção de energia.....	145
6.4.1.	Etapa 1 – início dos testes.....	147
6.4.2.	Etapa 2 – Adaptação dos sensores	148
6.4.3.	Etapa 3 – Medição dos geradores FV e identificação de funcionamento anômalo	148
6.4.4.	Etapa 4 – Identificação de problemas	149
6.4.5.	Etapa 5 – Medição de parâmetros ambientais e elétricos.....	150
6.4.6.	Etapa 6 – Leitura final dos medidores e conclusão sobre causas de problemas.....	150
6.4.7.	Etapa 7 – Definição de cenário de perdas.....	151
6.4.8.	Etapa 8 – Confirmação de cenário de perdas pré-estabelecido	152
6.4.9.	Etapa 9 – Cálculo do desempenho global (PR) anual	152
7.	Estudo de caso: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede do IEE-USP ..	153
	Conclusão.....	163
	Bibliografia.....	164
	Anexo 1 – Cálculo da irradiância característica para a tensão de circuito aberto máxima	169

Introdução

Nos últimos anos, um conjunto de fatores tem colaborado para a consolidação da geração fotovoltaica conectada à rede no Brasil. Dentre eles pode-se destacar a redução do preço dos módulos fotovoltaicos no mercado internacional; a divulgação, ainda que em maior intensidade nos meios acadêmico e empresarial, por meio de seminários, congressos, *workshops*, etc.; a mobilização do governo no sentido de criar um marco regulatório no setor, tendo como exemplos a Resolução Normativa nº 482/2012¹ e a Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 013/2011 da ANEEL²; a produção de Normas técnicas nacionais para conexão à rede e instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos; e o interesse da indústria em nacionalizar a produção de equipamentos.

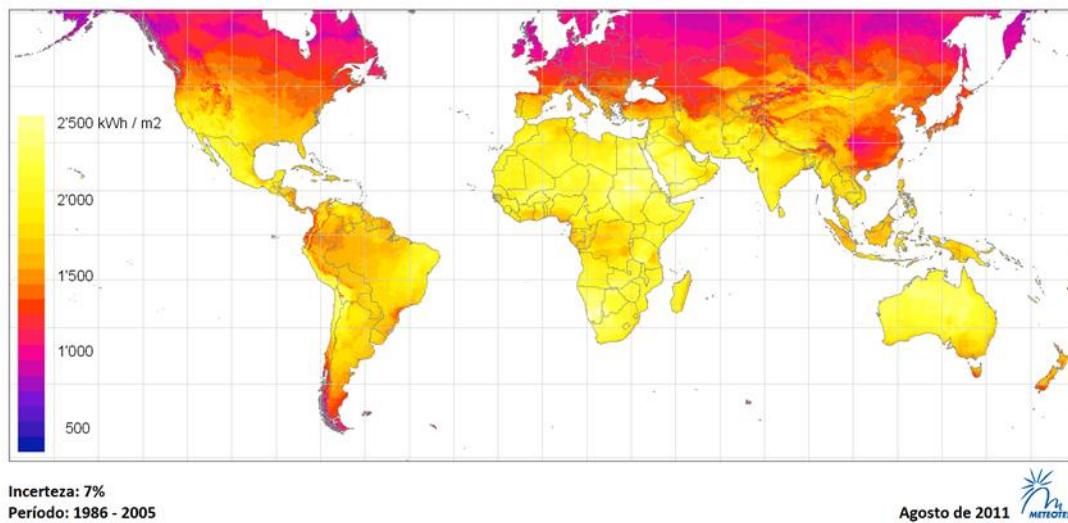
A Figura 1.1 mostra o grande potencial e os altos índices de irradiação em todo o território nacional, inclusive superiores aos de países líderes no setor fotovoltaico, como Alemanha e Espanha. Mesmo assim, a potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no país (Figura 1.2) ainda é pequena, principalmente se comparada à mundial (Figura 1.3).

Analisando a Figura 1.2, é fácil perceber um crescimento bastante acentuado na potência instalada no ano de 2011. É esperado, para os anos de 2012 e 2013, um crescimento ainda maior em função do Projeto de P&D Estratégico nº 13/2011 da ANEEL, onde há previsto um total de 24,6 MWp em projetos que irão estimular o mercado nacional.

¹ Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

² Projeto de P&D Estratégico denominado “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”.

Irradiação global anual



Fonte: Adaptado de METEONORM (2012).

Figura 1.1 – Irradiação global anual.

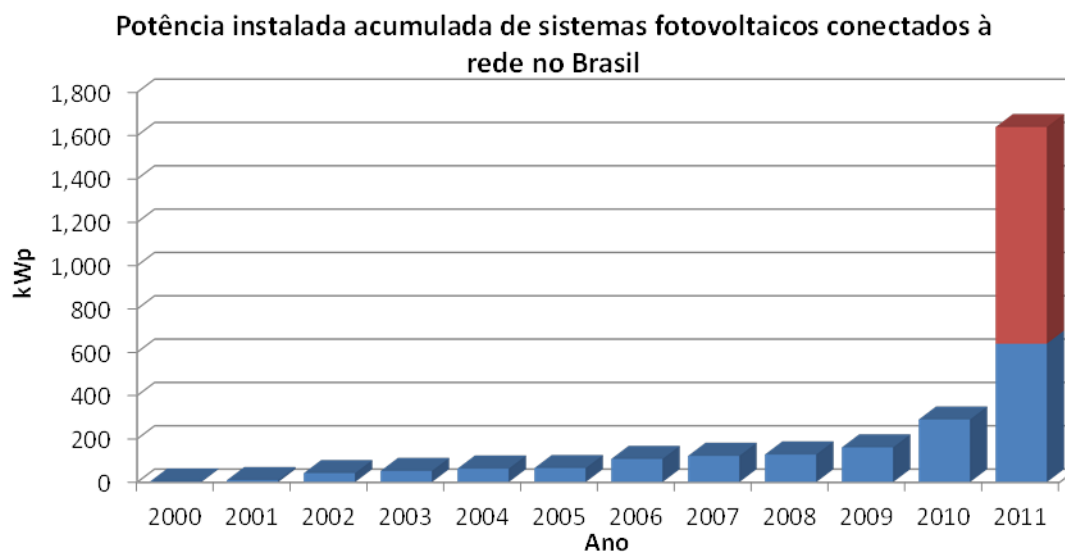
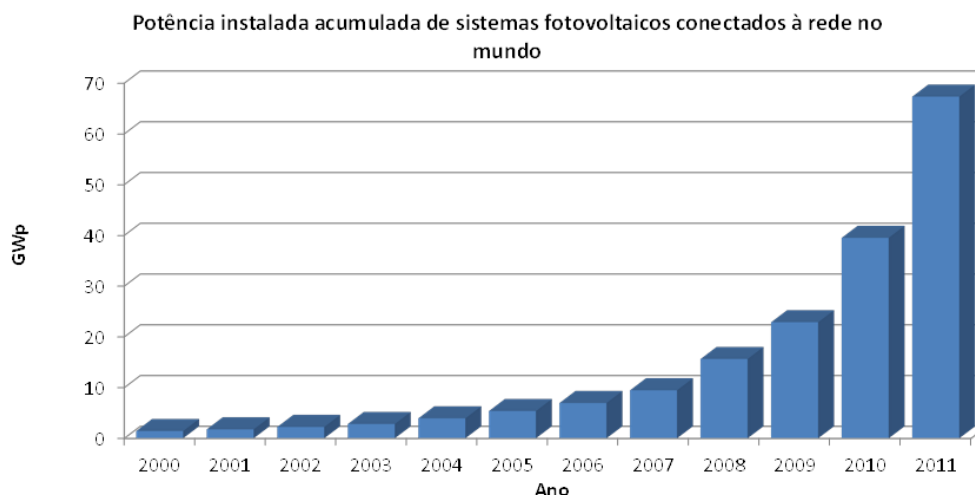


Figura 1.2 – Evolução da potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil. A barra vermelha em 2011 representa uma única instalação de 1 MWp.



Fonte: EPIA (2012).

Figura 1.3 – Evolução da potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no mundo.

A Tabela 1.1 mostra o preço médio atual (em Dólares) do kWp instalado nos mercados americano e europeu. Os valores em Reais e Euros foram obtidos pelo câmbio, e não foram considerados impostos e despesas com importação. Os valores em reais, apesar de terem sido obtidos unicamente pelo câmbio, refletem os valores praticados, em média, no Brasil.

Tabela 1.1 – Preço médio do kWp instalado, com base em sistemas de 2 kWp, 50 kWp e 500 kWp, para os segmentos residencial, comercial e industrial, respectivamente.

Tipo de sistema	Preço médio do kWp instalado (US\$)	Preço médio do kWp instalado (R\$*)	Preço médio do kWp instalado (€*)
Residencial (2 kWp)	6.914,50	12.584,39	5.221,74
Comercial (50 kWp)	4.946,24	9.002,16	3.735,34
Industrial (500 kWp)	3.593,72	6.540,57	2.713,93

* Câmbio do dia 21/03/2012.

Fonte: Adaptado de SOLARBUZZ (2012).

Justificativas do estudo

A inclusão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na matriz elétrica brasileira, seja como geração distribuída em pequenas ou médias unidades de geração, ou como grandes centrais conectadas diretamente na rede de transmissão, requer um controle de qualidade que permita segurança técnica e econômica para os empreendimentos.

Isso pode ser conseguido através de normas técnicas que garantem a qualidade da instalação e da conexão à rede, o que, em nível mundial, é uma realidade: além das normas internacionais da IEC³, vários países possuem suas próprias normas. Já a segurança econômica também está relacionada ao retorno do investimento com o rendimento desejado, o que, por sua vez, está intimamente ligado à produção de energia.

As normas técnicas brasileiras ainda não são suficientes⁴ para englobar os sistemas fotovoltaicos conectados à rede em todos os seus aspectos específicos, porém a ABNT⁵, a ABINEE⁶, as distribuidoras, empresas do setor e a academia estão juntando esforços para vencer essa barreira.

Diante disso, este trabalho visa contribuir para esse processo de normatização através do desenvolvimento de um procedimento para comissionamento e caracterização da capacidade de produção de energia de um sistema fotovoltaico conectado à rede, ajudando na propagação da tecnologia no país. As atividades contam com apoio e recursos do CNPq, através do Processo 55567/2010-8 “Desenvolvimento de Medição e Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede” e, mais recentemente, das atividades do Projeto PD-0068-0029/2011 “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”.

Objetivos do trabalho

Propor uma metodologia para calcular a energia produzida por sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Analisar normas internacionais referentes a sistemas fotovoltaicos conectados à rede, especialmente nos quesitos comissionamento e avaliação de desempenho, e extrair as qualidades importantes para o contexto brasileiro.

Desenvolver um procedimento para qualificar sistemas fotovoltaicos conectados à rede através do comissionamento e caracterização da capacidade de produção de energia.

³ *International Electrotechnical Commission*

⁴ Até o término deste trabalho.

⁵ Associação Brasileira de Normas Técnicas.

⁶ Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica.

Organização do trabalho

O trabalho é dividido em sete Capítulos mais introdução e conclusão, como é descrito abaixo:

Na Introdução são apresentados o contexto da pesquisa, as justificativas do estudo, os seus objetivos e a organização do trabalho.

No Capítulo 1 é feita uma rápida introdução aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, com as principais definições e conceitos utilizados no decorrer do trabalho.

No Capítulo 2 é apresentada a metodologia para calcular a energia produzida por sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

No Capítulo 3 são abordados os principais parâmetros de desempenho relacionados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede, com ênfase na produtividade final e no desempenho global.

No Capítulo 4 é feita uma rápida descrição de algumas normas internacionais, mostrando seus principais pontos.

No Capítulo 5 é apresentado um modelo de especificações para a instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

No Capítulo 6 é descrito o procedimento de qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, incluindo comissionamento e caracterização da produção de energia.

No Capítulo 7 é apresentado um estudo de caso com a aplicação da metodologia descrita no Capítulo 2.

Na Conclusão são feitas as considerações finais do trabalho.

1. Conceitos e Definições

Alguns conceitos e definições importantes para o trabalho são apresentados neste capítulo, bem como parte da terminologia utilizada.

1.1. Geração com sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Um sistema elétrico de potência engloba a geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. Tradicionalmente possui um fluxo de potência unidirecional, iniciando na geração (normalmente grandes centrais distantes dos centros de consumo), passando pela transmissão e terminando na distribuição, onde está localizada a grande maioria das cargas. A Figura 1.1 mostra um sistema elétrico de potência de forma simplificada.

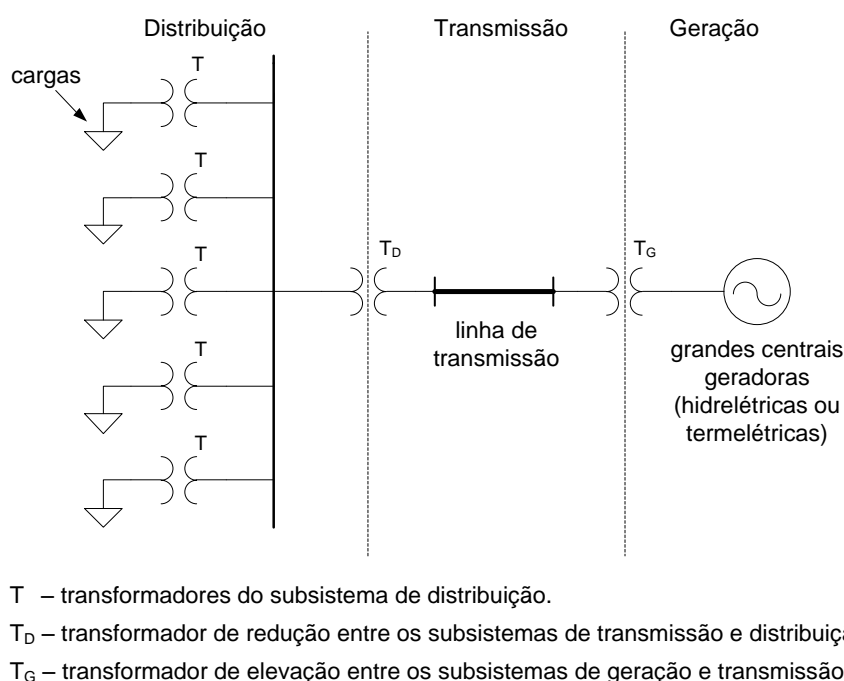


Figura 1.1 – Diagrama simplificado de um sistema elétrico de potência.

Os subsistemas de distribuição e transmissão são um conjunto de linhas e redes elétricas⁷ (normalmente as linhas são circuitos radiais e as redes são circuitos malhados ou interligados) formadas por estruturas, condutores e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos. As cargas podem ser conectadas nas redes de distribuição ou, no caso de grandes consumidores, nas de transmissão. Unidades geradoras de pequeno e médio porte também podem ser

⁷ O termo “rede elétrica”, ou “rede”, faz referência tanto às linhas quanto às redes de distribuição ou transmissão no decorrer do texto.

conectadas às redes de distribuição de BT⁸, MT⁹ ou AT¹⁰, dependendo da capacidade de geração, em um conceito conhecido como geração distribuída (PRODIST, 2011), que é cada vez mais utilizado no Brasil e no mundo. Em alguns casos, a unidade geradora é conectada à instalação elétrica de uma unidade consumidora e o excedente de energia, se houver, é injetado na rede. A Figura 1.2 mostra um subsistema de distribuição com geração integrada.

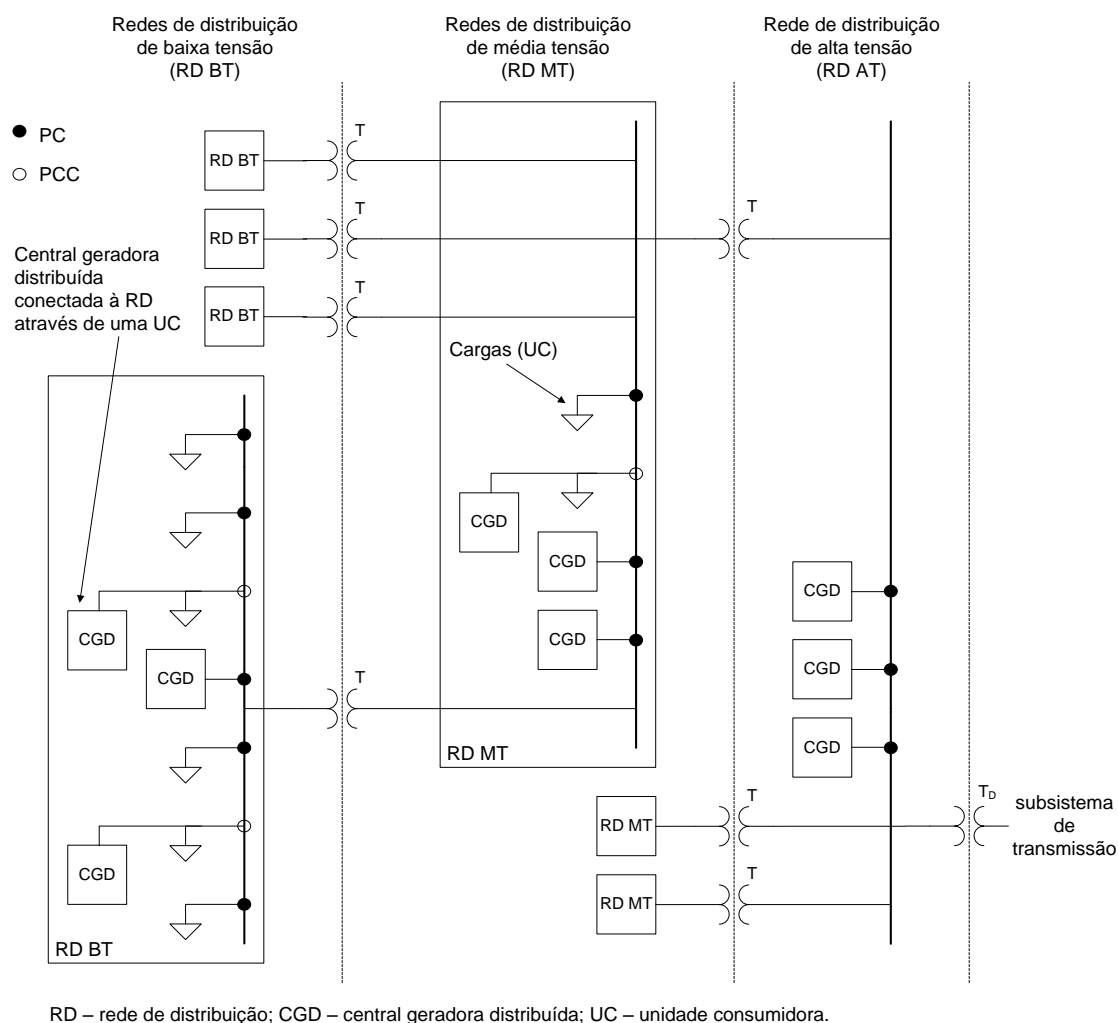


Figura 1.2 – Subsistema de distribuição com geração distribuída.

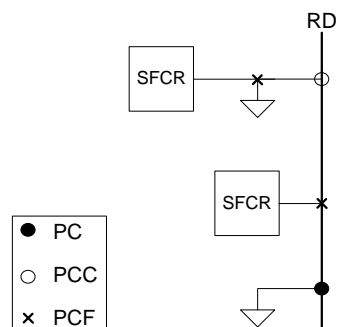
O conjunto dos acessórios e equipamentos que conectam a instalação elétrica de uma unidade consumidora ou de uma unidade geradora à rede é chamado de ponto de conexão (PC). Quando uma unidade consumidora possui uma unidade geradora em sua instalação elétrica, esse conjunto recebe o nome de ponto de conexão comum (PCC).

⁸ BT – Baixa Tensão. Rede de distribuição com tensão inferior a 1 kV.

⁹ MT – Média Tensão. Rede de distribuição com tensão entre 1 kV e inferior a 69 kV.

¹⁰ AT – Alta Tensão. Rede de distribuição com tensão entre 69 kV e 230 kV.

Os sistemas fotovoltaicos¹¹ podem ser conectados tanto ao subsistema de transmissão quanto ao de distribuição (diretamente ou por meio de uma unidade consumidora). Para diferenciar o PC da unidade consumidora e o do sistema fotovoltaico, é utilizado o termo ponto de conexão fotovoltaico (PCF), como exemplifica a Figura 1.3.



RD – rede de distribuição; SFCR – sistema fotovoltaico conectado à rede.

Figura 1.3 – Diferença entre PC, PCC e PCF.

1.2. Recurso solar

A radiação solar é composta por fótons de diferentes comprimentos de onda que apresentam uma distribuição específica chamada espectro. Fora da atmosfera, o espectro da radiação solar aproxima-se do de um corpo negro a cerca de 5.700 K; porém, fenômenos de absorção e reflexão provocados por componentes da atmosfera (como a água, o gás carbônico e o ozônio) modificam o espectro extraterrestre, como mostra a Figura 1.4.

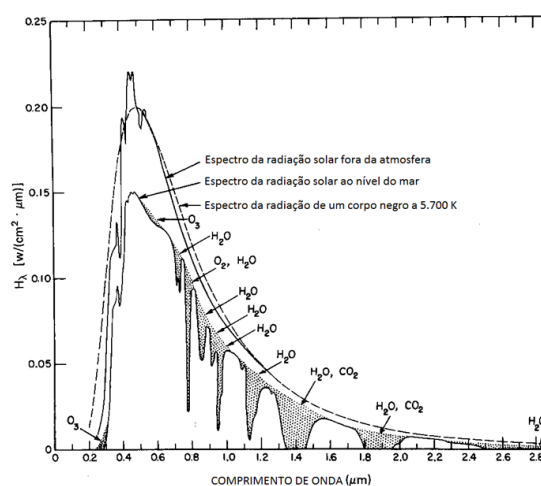


Figura 1.4 – Espectro da radiação solar. A radiação ao nível do mar corresponde à de um dia claro.

¹¹ A expressão “sistema fotovoltaico” no decorrer do texto não faz referência a sistemas isolados, ou autônomos, pois estes não fazem parte do escopo do trabalho.

A integral da curva espectral corresponde à densidade superficial de potência da radiação solar, chamada de irradiância, e pode ser medida em planos com diferentes orientações (os mais comuns são o horizontal em relação à superfície da Terra, o inclinado em relação à horizontal, com um ângulo de inclinação β , e o normal à radiação solar¹²) e para cada um deles apresenta valores distintos. Por exemplo, a irradiância extraterrestre (G_{S0}) em um plano horizontal pode ser calculada com a Equação 1.1 (DUFFIE e BECKMAN, 1991).

$$G_{S0,h} = G_{SC} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 n}{365} \right) \cos \theta_z \quad 1.1$$

onde G_{SC} é a constante solar (1.367 W/m^2), n é o n -ésimo dia do ano e θ_z é o ângulo zenital¹³. A irradiância sobre um plano dentro da atmosfera pode ser decomposta em três componentes: direta, difusa e refletida (albedo). A primeira corresponde à parcela da radiação que provém diretamente do raio solar, a segunda à dispersada pela atmosfera e a terceira à refletida pelo solo ou por outros elementos que compõem o ambiente (neve, por exemplo). A relação entre elas é apresentada na Equação 1.2.

$$G_S = G_{Sdir} + G_{Sdif} + G_{Sref} \quad 1.2$$

onde G_S , G_{Sdir} , G_{Sdif} e G_{Sref} são a irradiância total, direta, difusa e refletida, respectivamente. Normalizando a Equação 1.2 em relação à irradiância total obtém-se a Equação 1.3.

$$1 = k_{dir} + k_{dif} + k_{ref} \quad 1.3$$

Onde k_{dir} , k_{dif} e k_{ref} são as frações de irradiância direta, difusa e refletida, respectivamente. A razão entre a irradiância total e a irradiância extraterrestre, ambas medidas em planos com mesma orientação, é chamada de índice de claridade (K_T), e é apresentada na Equação 1.4.

$$K_T = \frac{G_S}{G_{S0}} \quad 1.4$$

¹² Valores de irradiância e irradiação no plano horizontal recebem o índice h , no plano inclinado o índice β e no plano normal à radiação solar o índice n .

¹³ Ângulo zenital é o ângulo formado entre a direção do raio solar direto e o zênite e varia ao longo do dia, do ano e com a posição geográfica.

A radiação solar total e suas componentes também podem ser quantificadas em termos de densidade superficial de energia, ou irradiação, conforme as Equações 1.5, 1.6, 1.7 e 1.8, que correspondem às irradiações total (H_S), direta (H_{Sdir}), difusa (H_{Sdif}) e refletida (H_{Sref}), respectivamente.

$$H_S = \int_{T_1}^{T_2} G_S dt \quad 1.5$$

$$H_{Sdir} = \int_{T_1}^{T_2} G_{Sdir} dt \quad 1.6$$

$$H_{Sdif} = \int_{T_1}^{T_2} G_{Sdif} dt \quad 1.7$$

$$H_{Sref} = \int_{T_1}^{T_2} G_{Sref} dt \quad 1.8$$

onde T_1 e T_2 definem o período de integração. Combinando as Equações 1.2 e 1.5 a 1.8 obtém-se a relação entre a irradiação total e suas componentes, dada pela Equação 1.9.

$$H_S = H_{Sdir} + H_{Sdif} + H_{Sref} \quad 1.9$$

Normalizando a Equação 1.9 em relação à irradiação total, obtém-se a Equação 1.10.

$$1 = K_{dir} + K_{dif} + K_{ref} \quad 1.10$$

onde K_{dir} , K_{dif} e K_{ref} , são as frações de irradiação direta, difusa e refletida, respectivamente. Valores médios de irradiação, como a média diária anual e a média diária mensal, são bastante utilizados para caracterizar o recurso solar de uma posição geográfica.

1.3. Gerador FV¹⁴

O gerador FV, por definição, é um conversor estático que transforma luz em eletricidade. Fisicamente corresponde a uma variedade de dispositivos capazes de realizar essa conversão, como as células FV, os módulos FV ou algum tipo de combinação elétrica destes últimos. Para compreendê-lo melhor, é importante conhecer esses três conceitos, além dos fatores físicos e ambientais que influenciam no seu funcionamento.

¹⁴ A abreviatura FV será utilizada nos termos que se referem a partes e componentes de um sistema fotovoltaico, e pode se referir às palavras fotovoltaico, fotovoltaicos, fotovoltaica ou fotovoltaicas, dependendo do contexto (concordância de gênero e número).

1.3.1. Célula FV

A conversão da energia solar em energia elétrica acontece, primariamente, nas células FV, dispositivos que utilizam o efeito fotovoltaico¹⁵. Entre os diversos materiais utilizados para a fabricação das células FV, destacam-se o silício monocristalino, o silício policristalino e os chamados filmes finos, como o silício amorfo, o silício microcristalino, o telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de cobre-índio-gálio (CuInGaSe₂), ou CIGS, o disseleneto de cobre-índio (CuInSe₂), ou CIS, e o arseneto de gálio (GaAs). Existem outras tecnologias mais modernas, como as células FV orgânicas, porém sua utilização comercial ainda é limitada. A Figura 1.5 mostra uma célula FV de silício monocristalino típica.



Figura 1.5 – Célula FV de silício monocristalino. As linhas claras são os condutores metálicos na superfície frontal, que recebe luz.

Toda célula FV possui uma curva característica de corrente vs tensão ($I \times V$) onde é possível destacar três pontos importantes: a tensão de circuito aberto ($V_{oc_{célula}}$ ¹⁶), onde corrente e potência são zero; a corrente de curto-circuito ($I_{sc_{célula}}$ ¹⁷), onde tensão e potência são zero; e o ponto de máxima potência ($PMP_{célula}$), onde a tensão é $V_{Mcélula}$ (tensão de máxima potência), a corrente é $I_{Mcélula}$ (corrente de máxima potência) e a potência é $P_{Mcélula}$ (potência máxima), como mostra a Figura 1.6. Além disso, é possível traçar uma curva característica de potência vs tensão ($P \times V$), onde é fácil observar o ponto de máxima potência no ápice da curva (Figura 1.7).

¹⁵ Conversão direta da radiação eletromagnética (luz) em eletricidade através do efeito fotoelétrico em um material semicondutor polarizado por um campo elétrico próprio (junção PN).

¹⁶ A abreviatura OC vem do inglês *open circuit*.

¹⁷ A abreviatura SC vem do inglês *short circuit*.

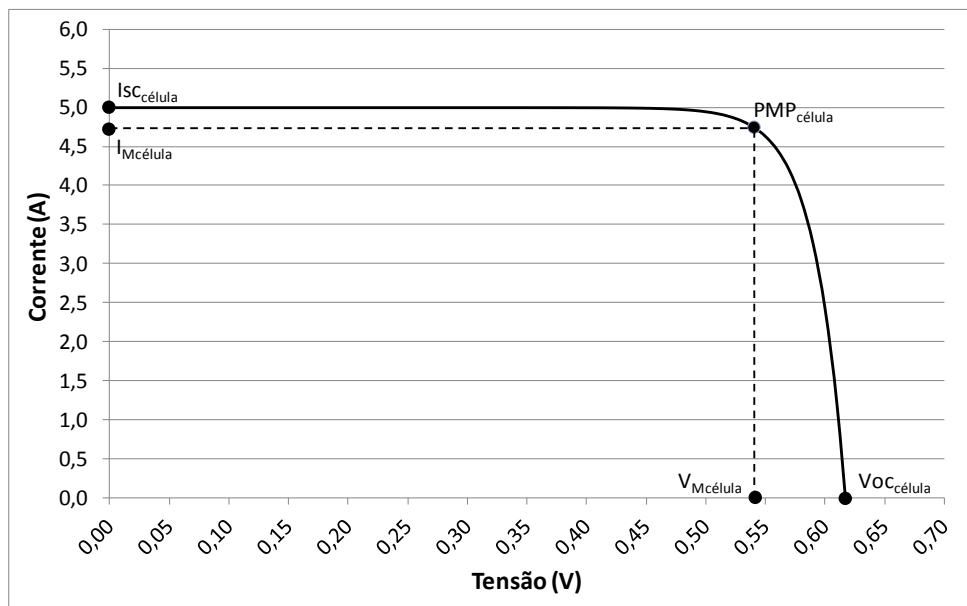


Figura 1.6 – Curva I x V de uma célula FV.

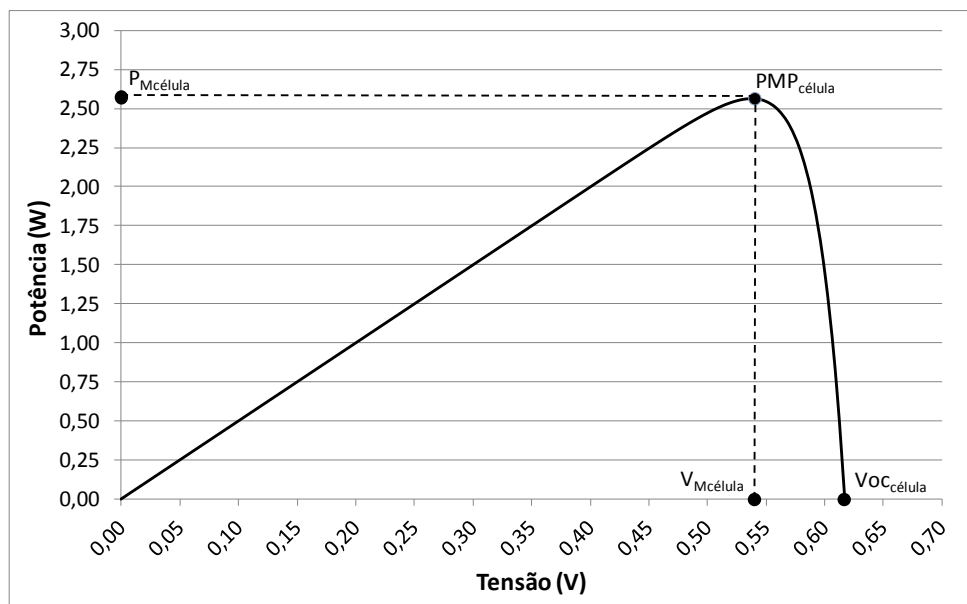


Figura 1.7 – Curva P x V de uma célula FV.

1.3.2. Módulo FV

A tensão de uma célula FV é da ordem de 0,6 V para circuito aberto e 0,5 V para máxima potência. Como esses valores não são convenientes para a maioria das aplicações práticas, é comum associar várias células FV em série e, em seguida, encapsulá-las para protegê-las das intempéries, principalmente da umidade. Há casos em que duas ou mais dessas séries são associadas em paralelo para elevar a potência (pelo aumento da corrente). A esse conjunto de células FV ambientalmente protegidas dá-se o nome de módulo FV.

A maioria dos módulos FV utiliza como encapsulante frontal um polímero termoplástico transparente, eletricamente isolante e resistente à umidade, à fadiga mecânica e à degradação pela radiação solar (principalmente radiação ultravioleta) chamado EVA (acetato de vinil etila), o qual é aplicado diretamente sobre a superfície das células FV e coberto por vidro temperado fabricado com baixo teor de ferro, para reduzir as perdas por absorção, e que também pode ser texturizado para diminuir a reflexão. Na cobertura posterior comumente é empregado o PVF (fluoreto de polivinil), comercialmente conhecido como Tedlar, ou vidro. Por último, uma borda metálica, normalmente de alumínio anodizado, pode ser utilizada para oferecer maior rigidez mecânica e facilitar a fixação. Na parte posterior do módulo FV é fixada uma caixa de conexão onde ficam os terminais positivo e negativo, além dos diodos de *by-pass*¹⁸ (se houver).

O módulo FV também possui curvas I x V e P x V que resultam da combinação das curvas características das células FV que o compõem. De modo geral, pode-se dizer que:

$$V_{oc\text{módulo}} = \text{número de células FV em série} \times V_{oc\text{célula}} \quad 1.11$$

$$I_{sc\text{módulo}} = \text{número de séries em paralelo} \times I_{sc\text{célula}} \quad 1.12$$

$$V_{M\text{módulo}} = \text{número de células FV em série} \times V_{M\text{célula}} \quad 1.13$$

$$I_{M\text{módulo}} = \text{número de séries em paralelo} \times I_{M\text{célula}} \quad 1.14$$

$$P_{M\text{módulo}} = \text{número total de células FV} \times P_{M\text{célula}} \quad 1.15$$

Como as células FV de um mesmo módulo FV não são exatamente iguais, existem algumas perdas em função do descasamento de parâmetros¹⁹. Dessa forma, em um módulo FV real os valores obtidos com as Equações 1.11, 1.12, 1.13, 1.14 e 1.15 são tão diferentes dos reais quanto as células FV forem diferentes entre si. A Figura 1.8 mostra alguns modelos de módulos FV.

¹⁸ Os diodos de *by-pass* são utilizados para desviar a corrente de células FV sombreadas que poderiam atuar como carga e dissipar energia na forma de calor, danificando o módulo FV.

¹⁹ Devido a imperfeições na estrutura do semicondutor, mesmo em um rigoroso processo de fabricação as células FV apresentam diferenças na corrente e tensão fotogeradas, bem como taxas de variação distintas desses parâmetros em função da irradiância e de temperatura. Dessa forma, ao compor um módulo FV essas divergências provocam limitações de tensão, corrente e potência entre as células FV. A esse fenômeno dá-se o nome de descasamento de parâmetros.

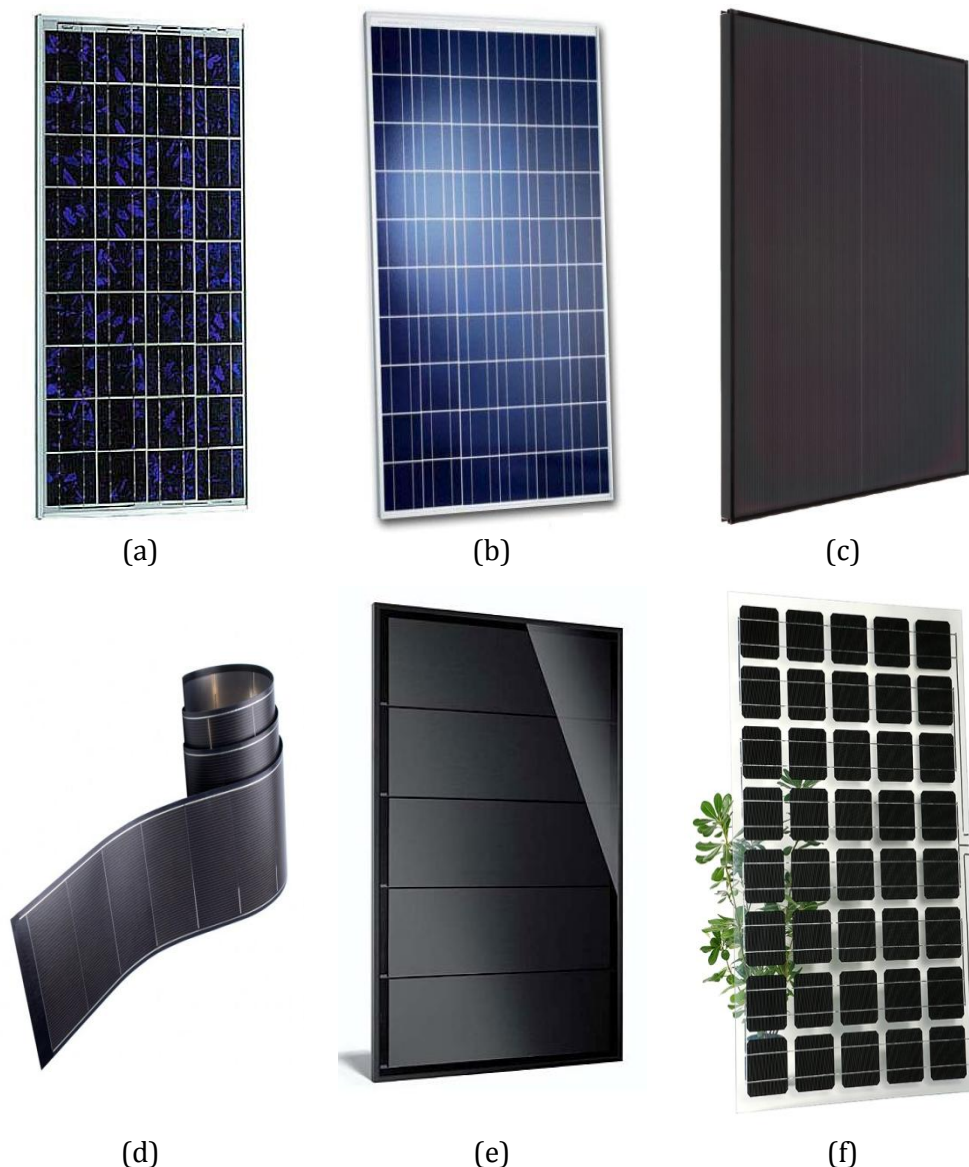


Figura 1.8 – Módulos FV de (a) silício policristalino, (b) silício monocristalino, (c) silício amorfo, (d) filme fino com encapsulamento flexível, (e) CIS e (f) silício monocristalino com encapsulamento vidro-vidro.

1.3.3. Série FV e Arranjo FV

Um único módulo FV não possui potência nem tensão suficientes para suprir a demanda de um sistema fotovoltaico conectado à rede (com exceção dos módulos c.a. – ver Item 1.5.4 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**). Faz-se, então, a associação de módulos FV em série, compondo a série FV, e, caso seja necessário elevar ainda mais a potência, associam-se as séries FV em paralelo, compondo o arranjo FV, como mostra a Figura 1.9.

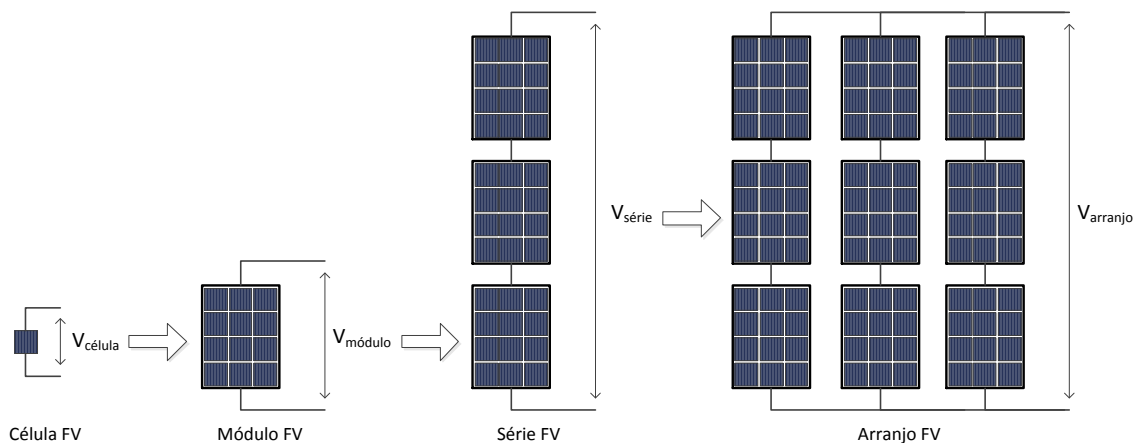


Figura 1.9 – Célula, módulo, série e arranjo FV.

No decorrer do trabalho, o termo gerador FV faz referência ao componente de um sistema fotovoltaico que converte a energia solar em energia elétrica e disponibiliza uma única saída em corrente contínua, sendo, na maioria dos casos, uma série FV, um arranjo FV ou um conjunto destes. Suas curvas $I \times V$ e $I \times P$ refletem sua configuração (número de módulos FV em série e de séries FV em paralelo) e, idealmente, tem-se que:

$$V_{oc} = \text{número de módulos FV em série} \times V_{oc_{módulo}} \quad 1.16$$

$$I_{sc} = \text{número de séries FV em paralelo} \times I_{sc_{módulo}} \quad 1.17$$

$$V_M = \text{número de módulos FV em série} \times V_{M_{módulo}} \quad 1.18$$

$$I_M = \text{número de séries FV em paralelo} \times I_{M_{módulo}} \quad 1.19$$

$$P_M = \text{número total de módulos FV} \times P_{M_{módulo}} \quad 1.20$$

As perdas por descasamento de parâmetros também existem no gerador FV. Dessa forma, os valores obtidos com as Equações 1.16, 1.17, 1.18, 1.19 e 1.20 são tão diferentes dos reais quanto os módulos FV forem diferentes entre si.

Por fim, é interessante definir outros três conceitos ligados ao gerador FV: ponto de operação, que corresponde a um ponto (V,I) ou (V,P) nas curvas características onde o gerador FV opera com um certa condição de carga; painel FV, que é o agrupamento físico de módulos FV mecanicamente interligados a uma estrutura de suporte (em um mesmo painel FV podem existir mais de um gerador FV ou um gerador FV pode ser dividido em vários painéis FV); e a área do gerador FV (A_G), que é a soma das áreas de cada módulo FV que o compõem.

1.3.4. Eficiência do gerador FV

A eficiência do gerador FV pode ser modelada da mesma maneira que a dos módulos FV que o compõem em termos de potência (η'_G ²⁰) ou energia (η_G). A primeira é dada pela Equação 1.21 e corresponde a uma eficiência instantânea, enquanto a segunda é obtida com a Equação 1.22 e corresponde a uma eficiência média²¹.

$$\eta'_G = \frac{P_M}{A_G G_S} \quad 1.21$$

$$\eta_G = \frac{E_M}{A_G H_S} \quad 1.22$$

onde E_M é a energia máxima fornecida pelo gerador FV, dada pela Equação 1.23.

$$E_M = \int_{T_1}^{T_2} P_M dt \quad 1.23$$

A eficiência do gerador FV não é constante e sofre influência da transmitância do encapsulamento frontal do módulo FV, da sensibilidade espectral da célula FV e de fatores ambientais, como a intensidade da irradiância e a temperatura ambiente (PARRETTA, SARNO e VICARI, 1998).

1.3.4.1. Transmitância do encapsulamento frontal do módulo FV

O material utilizado no encapsulamento frontal dos módulos FV (normalmente vidro com baixo teor de ferro) possui uma transmitância que varia em função do ângulo de incidência da radiação solar. Além disso, partículas de poeira formam uma película sobre os módulos FV, que reduzem a sua transmitância.

1.3.4.2. Sensibilidade espectral da célula FV

Cada tecnologia de conversão fotovoltaica possui uma sensibilidade espectral específica relacionada a sua energia de banda proibida²² (E_g) e, dessa forma, uma

²⁰ No decorrer do texto, às notações de eficiência em termos de potência é adicionada uma apóstrofe.

²¹ A expressão eficiência média, utilizada no decorrer do trabalho, não corresponde à média das eficiências instantâneas (relativas à potência) em um período de tempo, mas à eficiência relativa à energia integralizada nesse período.

²² Energia de banda proibida é a energia necessária para excitar um elétron e fazê-lo sair da banda de valência e passar para a banda de condução. Cada tecnologia fotovoltaica possui uma energia de banda proibida diferente e somente alguns fótons com a energia adequada podem excitar os elétrons. A essa "sensibilidade" dá-se o nome de sensibilidade espectral.

célula FV opera com uma faixa restrita do espectro da radiação solar, cuja instabilidade natural pode favorecer ou desfavorecer a geração de eletricidade. A variação do espectro está relacionada à atenuação imposta pela atmosfera, que, por sua vez, depende do índice de claridade e da massa de ar (MA), que corresponde à razão entre o percurso na atmosfera que a radiação solar atravessa em relação ao que ela atravessaria se o Sol estivesse no zênite, e é dada por (DUFFIE e BECKMAN, 1991):

$$MA = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad 1.24$$

1.3.4.3. Intensidade da irradiância

O aumento da irradiância provoca um deslocamento positivo de toda a curva I x V de um dispositivo fotovoltaico, como mostra a Figura 1.10. Observa-se uma dependência linear da corrente, enquanto a tensão varia segundo uma função logarítmica. Já a potência exibe uma relação com a irradiância que combina os comportamentos da corrente e tensão: para níveis elevados de irradiância (acima dos 500 W/m²) é possível aproximar a relação de uma reta, mas para níveis baixos (menos de 200 W/m²) a redução da irradiância provoca quedas cada vez mais acentuadas.

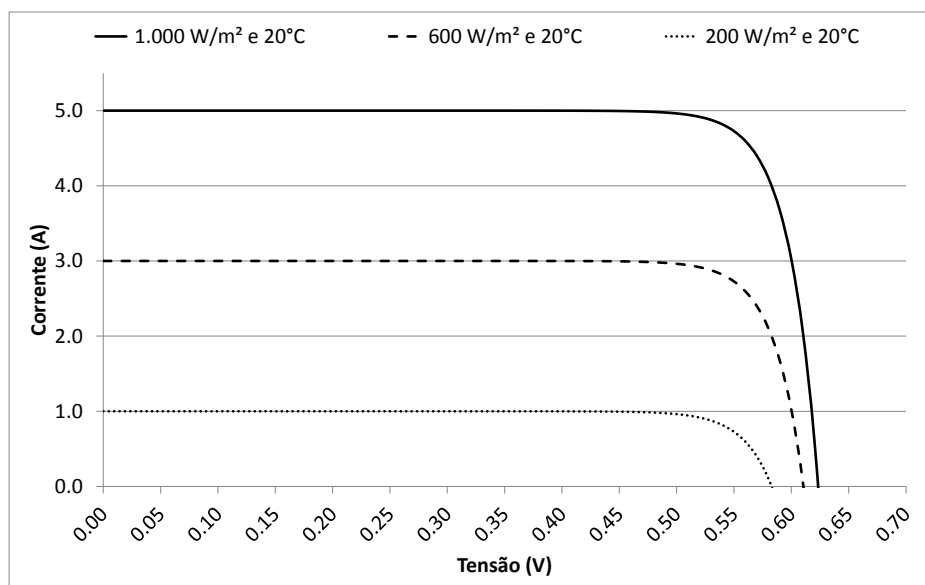


Figura 1.10 – Curva I x V de uma célula FV em função da irradiância para uma temperatura constante. Os efeitos observados em uma célula FV são válidos para módulos e geradores FV.

Esse comportamento pode ser observado com mais clareza comparando a potência máxima gerada por um dispositivo fotovoltaico e a potência máxima calculada considerando uma relação totalmente linear, aproximação bastante utilizada e que representa o comportamento do dispositivo fotovoltaico suficientemente bem para níveis de irradiância elevados. A Figura 1.11 mostra uma curva obtida pela razão entre esses dois valores de potência em função da irradiância total.

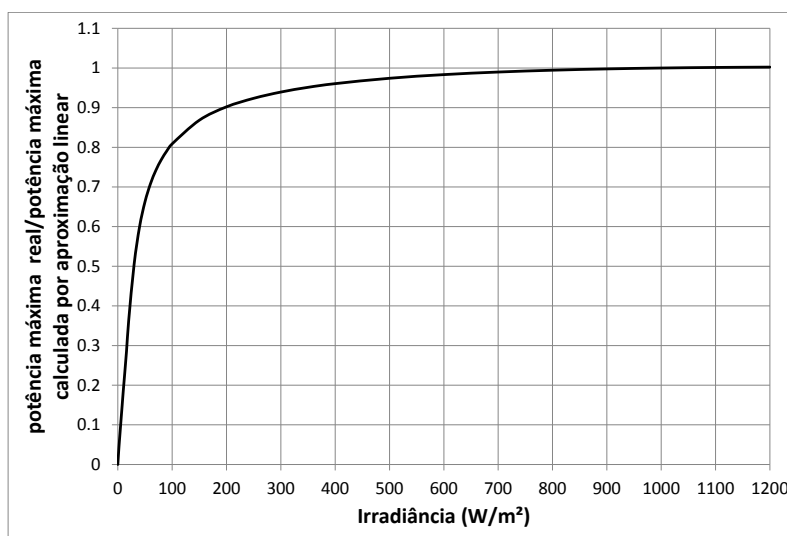


Figura 1.11 – Razão entre a potência máxima real e a potência máxima calculada considerando uma relação linear com a irradiância.

1.3.4.4. Temperatura ambiente e coeficientes térmicos

A temperatura ambiente (T_a) é um fator que determina a temperatura de operação das células FV (T_c), a qual tem um papel significativo na geração. A Equação 1.25 apresenta uma maneira bastante utilizada para calcular a temperatura de célula a partir da ambiente (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009).

$$T_c = T_a + \frac{G_S}{G_{NOC}} (T_{NOC} - T_{NOC}) \quad 1.25$$

onde G_{NOC} é a irradiância total e T_{NOC} é a temperatura ambiente, ambas nas condições nominais de operação²³, e T_{NOC} é a temperatura nominal de operação da célula FV (valor fornecido pelo fabricante).

O aumento da temperatura de célula provoca diminuição da tensão (de forma quase linear para uma irradiância constante) e elevação da corrente. Todavia, o

²³ As condições nominais de operação correspondem a uma irradiância total de 800 W/m², temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento de 1 m/s.

acréscimo na corrente é muito pequeno e insuficiente para compensar a perda de potência causada pela redução da tensão.

As Figuras Figura 1.12 e Figura 1.13 mostram o comportamento de uma célula FV em função da variação da irradiância e da temperatura de célula. Observa-se a influência significativa da irradiância na corrente (como mencionado no Item 1.3.4.3), enquanto a temperatura afeta quase que exclusivamente a tensão.

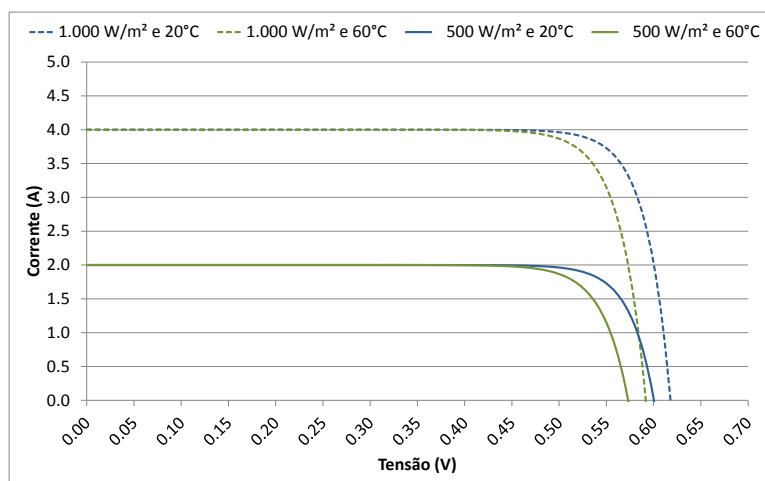


Figura 1.12 – Influência da irradiância e da temperatura de célula na curva I x V de uma célula FV. Os efeitos observados em uma célula FV são válidos para módulos e geradores FV.

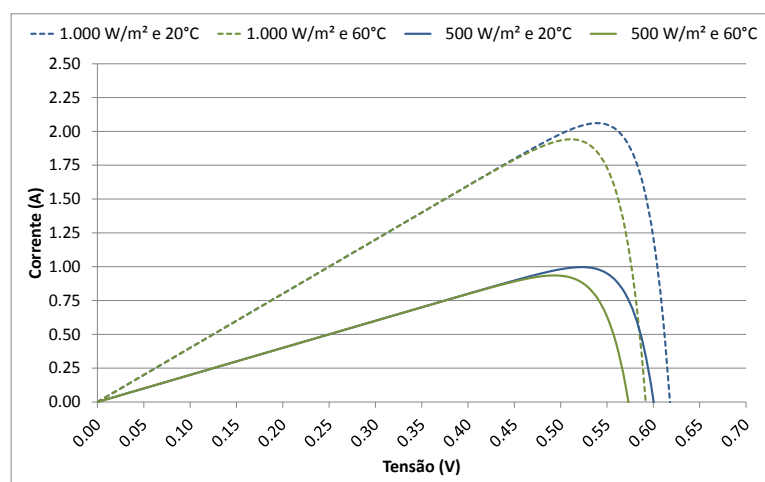


Figura 1.13 – Influência da irradiância e da temperatura de célula na curva P x V de uma célula FV. Os efeitos observados em uma célula FV são válidos para módulos e geradores FV.

Coefficientes térmicos de variação da corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e potência máxima com a temperatura de célula são amplamente utilizados, conhecidos, respectivamente, como α , β e γ . O coeficiente α é sempre positivo, enquanto que β e γ são negativos.

1.4. Inversor FV

Um inversor FV, ou simplesmente inversor, converte a potência em corrente contínua proveniente do gerador FV em potência em corrente alternada que, em condições normais, é injetada na rede elétrica. Os inversores modernos possuem alta eficiência, seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) do gerador FV, medidas de segurança para desconexão da rede em condições adversas, mecanismos de anti-ilhamento, medição de parâmetros elétricos, dentre outras funções.

Os inversores utilizam componentes semicondutores como chaves estáticas para efetuar a comutação responsável pela conversão c.c./c.a. Esses componentes operam em dois estados, ligado ou desligado; logo, o sinal na saída é formado por ondas quadradas, cujo valor médio segue a forma de onda senoidal da rede elétrica, através de técnicas de PWM²⁴. O sinal de saída possui forte conteúdo harmônico, sendo necessários filtros para obter uma onda senoidal pura.

Os principais componentes semicondutores utilizados são os tiristores e os transistores. Os tiristores, como o SCR²⁵ e o GTO²⁶, têm o funcionamento baseado na realimentação regenerativa de uma junção PNP. Já os transistores utilizados são o MOSFET²⁷ e o IGBT²⁸. Os transistores são as chaves estáticas mais utilizadas atualmente.

O processo de filtragem das componentes harmônicas (principalmente as mais próximas da componente fundamental) requer grandes capacitores e indutores, que reduzem a eficiência do inversor. Uma solução para obter sinais de saída com baixo conteúdo harmônico e alto fator de potência, sem reduzir a eficiência, é aumentar a frequência de comutação das chaves e filtrar adequadamente o sinal de saída.

Outro ponto relacionado à qualidade de energia refere-se ao balanceamento da rede elétrica. Os inversores monofásicos, por injetarem corrente em uma única fase, produzem desequilíbrio, o que pode provocar instabilidade. Dessa forma,

²⁴ Do inglês *Pulse Width Modulation*.

²⁵ Do inglês *Silicon-Controlled Rectifier*.

²⁶ Do inglês *Gate Turn-Off Switch*.

²⁷ Do inglês *Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor*.

²⁸ Do inglês *Insulated Gate Bipolar Transistor*.

recomenda-se conectar no máximo 4,6 kW em uma única fase e para potências superiores podem ser utilizados vários inversores monofásicos, de forma a garantir uma distribuição simétrica entre as três fases da rede elétrica, ou inversores trifásicos.

1.4.1. Eficiência de conversão

A eficiência de conversão c.c./c.a. de um inversor (η_I) pode ser definida em termos de potência ou energia. No primeiro caso, corresponde à razão entre a potência em corrente alternada na saída do inversor ($P_{c.a.}$) e a potência em corrente contínua na entrada do inversor ($P_{c.c.}$) e é calculada com a Equação 1.26, enquanto que, no segundo, corresponde à razão entre a energia em corrente alternada na saída do inversor ($E_{c.a.}$) e a energia em corrente contínua na entrada do inversor ($E_{c.c.}$) e é obtida com a Equação 1.27. A eficiência instantânea de conversão do inversor é função do carregamento²⁹ e exibe uma curva de eficiência vs carregamento como a apresentada na Figura 1.14 para um inversor genérico.

$$\eta'_I = \frac{P_{c.a.}}{P_{c.c.}} \quad 1.26$$

$$\eta_I = \frac{E_{c.a.}}{E_{c.c.}} \quad 1.27$$

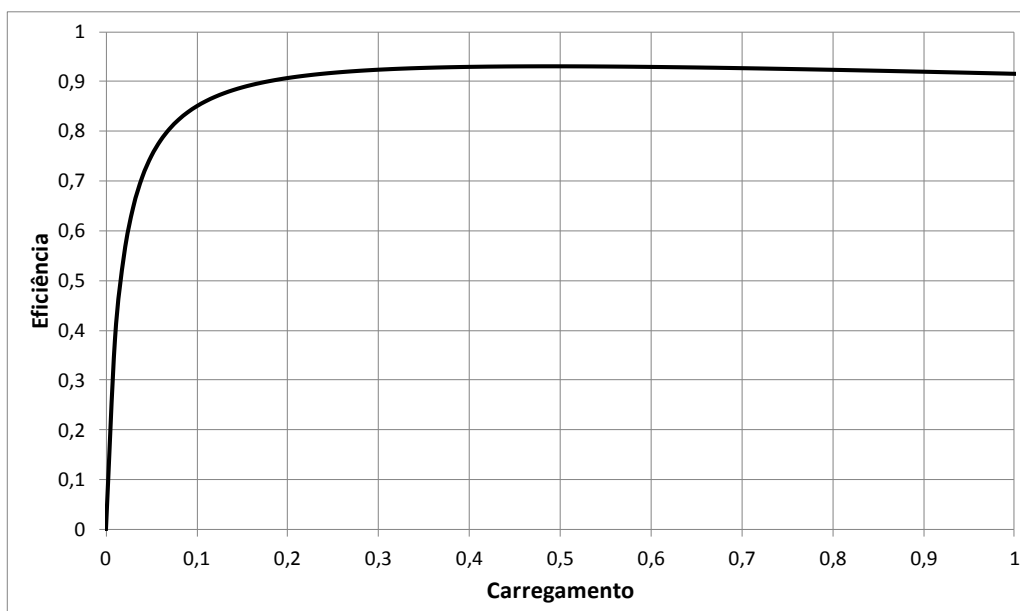


Figura 1.14 – Curva de eficiência vs carregamento de um inversor genérico.

²⁹ Carregamento é a razão entre a potência em corrente alternada na saída do inversor em um dado momento e a sua potência nominal, também em corrente alternada.

1.4.2. Algoritmos de SPMP

Para maximizar a geração de energia elétrica, é importante que o inversor tenha um bom algoritmo de SPMP, cuja eficiência instantânea (η'_{SPMP}) é definida pela razão entre a potência elétrica em corrente contínua fornecida pelo gerador FV (P_G) e a sua potência máxima teórica (obtida com um SPMP ideal, com eficiência unitária), como mostra a Equação 1.28, e a eficiência média (η_{SPMP}) pela razão entre a energia elétrica em corrente contínua fornecida pelo gerador FV (E_G) e a energia máxima teórica, como é apresentado na Equação 1.29.

$$\eta'_{SPMP} = \frac{P_G}{P_M} \quad 1.28$$

$$\eta_{SPMP} = \frac{E_G}{E_M} \quad 1.29$$

A eficiência de SPMP está diretamente relacionada à estabilidade do PMP, que, por sua vez, depende das condições de irradiância e temperatura. Quando o PMP permanece constante (ou sofre pequenas variações), a eficiência de SPMP é praticamente constante e recebe o nome de estática. Quando o PMP está se movimentando (passagem de nuvens, por exemplo), o SPMP leva algum tempo para convergir até o novo valor e, durante esse tempo, sua eficiência é reduzida e recebe o nome de dinâmica.

Dentre os algoritmos de SPMP, alguns bastante sofisticados e que utilizam técnicas de inteligência artificial, os mais comuns são tensão ou corrente constante, perturbar e observar, condutância incremental e capacitância parasita (HOLM e ROPP, 2003, e ESRAM e CHAPMAN, 2007). Esses algoritmos podem ser implementados com um conversor c.c./c.c., que permite variar a tensão de operação do gerador FV, ajustando-a para a de máxima potência. A Tabela 1.1 mostra um resumo de algumas de suas características.

Tabela 1.1 – Características de algoritmos de SPMP. É interessante destacar que inversores modernos possuem eficiência de SPMP bastante elevada (> 95%), mesmo utilizando os algoritmos apresentados.

Algoritmo	Eficiência (%)	Velocidade de convergência	Complexidade de implementação	Parâmetros medidos
Tensão ou corrente constante	81,5 – 85	média	baixa	Tensão ou corrente
Perturbar e observar	88 – 89,9	variável	baixa	Tensão e corrente
Condutância incremental	73 – 85	variável	média	Tensão e corrente
Capacitância parasita	99,8	variável	média	Tensão e corrente

Fonte: Adaptado de HOLM e ROPP (2003) e ESRAM e CHAPMAN (2007).

1.4.2.1. Tensão ou corrente constante

Esse algoritmo baseia-se na existência de uma razão (R) praticamente constante entre as tensões de circuito aberto e de máxima potência para um gerador FV, dada pela Equação 1.30. A constante R pode ser obtida teoricamente para diferentes valores de irradiância e temperatura, apresentando uma variação em torno de 8%, considerando uma ampla faixa de operação. Dessa forma, pode-se escolher um valor médio, normalmente entre 0,73 e 0,80, e obter uma eficiência de SPMP considerável, porém relativamente baixa em relação aos outros métodos (ESRAM e CHAPMAN, 2007).

$$\frac{V_M}{V_{OC}} \cong R < 1 \quad 1.30$$

O fluxograma para implementar esse algoritmo, apresentado na Figura 1.15, consiste em desconectar o gerador por alguns instantes e aferir V_{OC} . De posse da razão R , calcula-se a tensão de máxima potência e o conversor c.c./c.c. faz com que o gerador FV opere nessa tensão. Depois de alguns segundos, repete-se o ciclo. O mesmo raciocínio pode ser utilizado para a corrente, bastando substituir V_{OC} por I_{SC} e V_M por I_M , e, ao invés de apenas desconectar o gerador para aferir a tensão de circuito aberto, ele deve ser desconectado e curto-circuitado para a medição da corrente de curto-circuito.

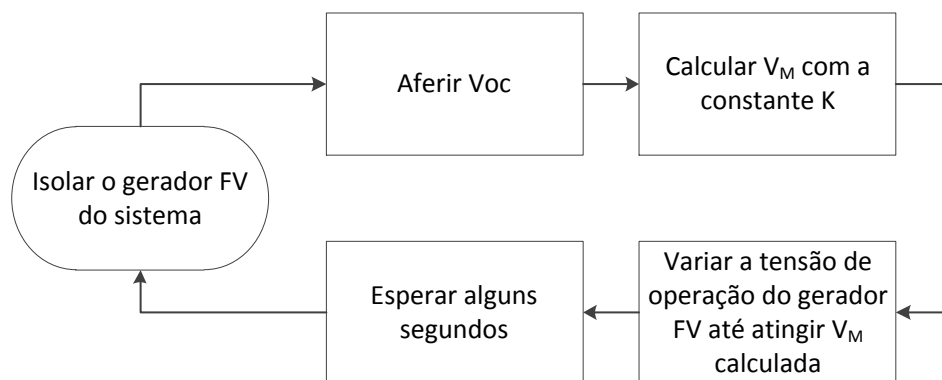


Figura 1.15 – Fluxograma para o algoritmo de SPMP de tensão ou corrente constante.

Há um algoritmo bastante parecido, chamado de Célula Piloto. Esse método segue o mesmo princípio do de tensão ou corrente constante, mas, ao invés de desconectar ou curto-circuitar o gerador FV, o que diminui a produtividade do sistema fotovoltaico, utiliza-se uma célula FV piloto para aferir $V_{OCcélula}$ ou $I_{SCcélula}$. É importante que ela seja da mesma tecnologia do gerador FV, para apresentar as mesmas características relativas à variação de corrente, tensão e potência com a alteração dos parâmetros ambientais. Calcula-se V_{OC} ou I_{SC} com o valor obtido na medição da célula FV piloto utilizando as Equações 1.11, 1.12, 1.16 e 1.17, e, em seguida, aplica-se a constante R para obter os valores de V_M ou I_M .

1.4.2.2. Perturbar e observar

É um algoritmo de fácil implementação e bastante utilizado. Consiste em inserir uma perturbação na tensão de operação, através de uma pequena variação (positiva ou negativa) na mesma, e observar se a variação na potência foi positiva ou negativa. O sinal da próxima variação de tensão é função do sinal da anterior e da variação de potência, seguindo a lógica da multiplicação de números inteiros, como mostra o fluxograma da Figura 1.16.

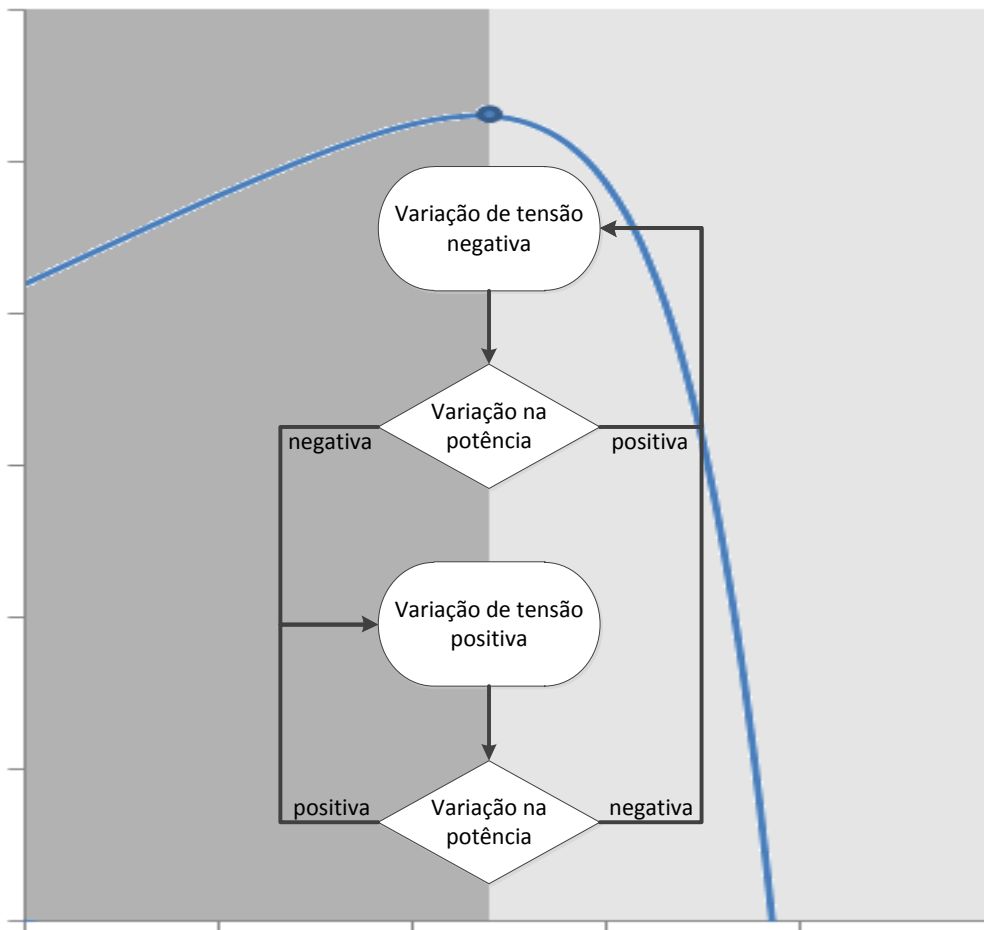


Figura 1.16 – Fluxograma para o algoritmo de SPMP perturbar e observar. Observa-se que uma variação negativa de tensão seguida de variação positiva na potência ou uma variação positiva na tensão seguida de variação negativa na potência indicam que o ponto de operação está à direita do PMP. Já quando há uma variação negativa de tensão seguida de variação negativa na potência ou uma variação positiva na tensão seguida de variação positiva na potência o ponto de operação está à esquerda do PMP.

A lógica utilizada nesse algoritmo faz com que o ponto de operação do sistema não se localize exatamente sobre o PMP, mas sim em torno do mesmo em uma constante oscilação com a menor amplitude possível entre os lados esquerdo e direito da curva $P \times V$. A desvantagem é apresentar um comportamento errático em condições de variações rápidas de irradiância, tendo sua eficiência reduzida em dias nublados, por exemplo.

1.4.2.3. Condutância incremental

No ponto de máxima potência, a derivada da potência em função da tensão é igual a zero. Dessa forma, pode-se obter as Equações 1.31 e 1.32.

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = 0 \quad 1.31$$

$$-\frac{I}{V} = \frac{dI}{dV} \quad 1.32$$

Observa-se que, no PMP, o valor simétrico à condutância é igual ao incremento da condutância. Pode-se dizer, então:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \rightarrow \frac{dP}{dV} = 0 \quad 1.33$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \rightarrow \frac{dP}{dV} > 0 \quad 1.34$$

$$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \rightarrow \frac{dP}{dV} < 0 \quad 1.35$$

As Equações 1.33, 1.34 e 1.35 são utilizadas para determinar qual o tipo de perturbação na tensão do gerador FV que leva o sistema ao PMP (variação positiva quando $\frac{dP}{dV} > 0$, ou negativa quando $\frac{dP}{dV} < 0$). Uma vez nesse ponto, o sistema mantém-se estável até que uma variação nas condições ambientais altere a corrente, reiniciando o ajuste de tensão. A Figura 1.17 mostra o fluxograma correspondente.

1.4.2.4. Capacitância parasita

Esse algoritmo é semelhante ao de condutância incremental, porém considera a capacitância parasita das células FV (C_p). Essa capacitância provoca uma oscilação (*ripple*) na potência, que é utilizada para calcular o incremento da condutância, g_p , através da Equação 1.36.

$$g_p = \frac{P_r}{V_r^2} \quad 1.36$$

onde P_r é a potência média da oscilação e V_r é a magnitude da oscilação de tensão. Esse valor pode, então, ser utilizado nas Equações 1.33, 1.34 e 1.35.

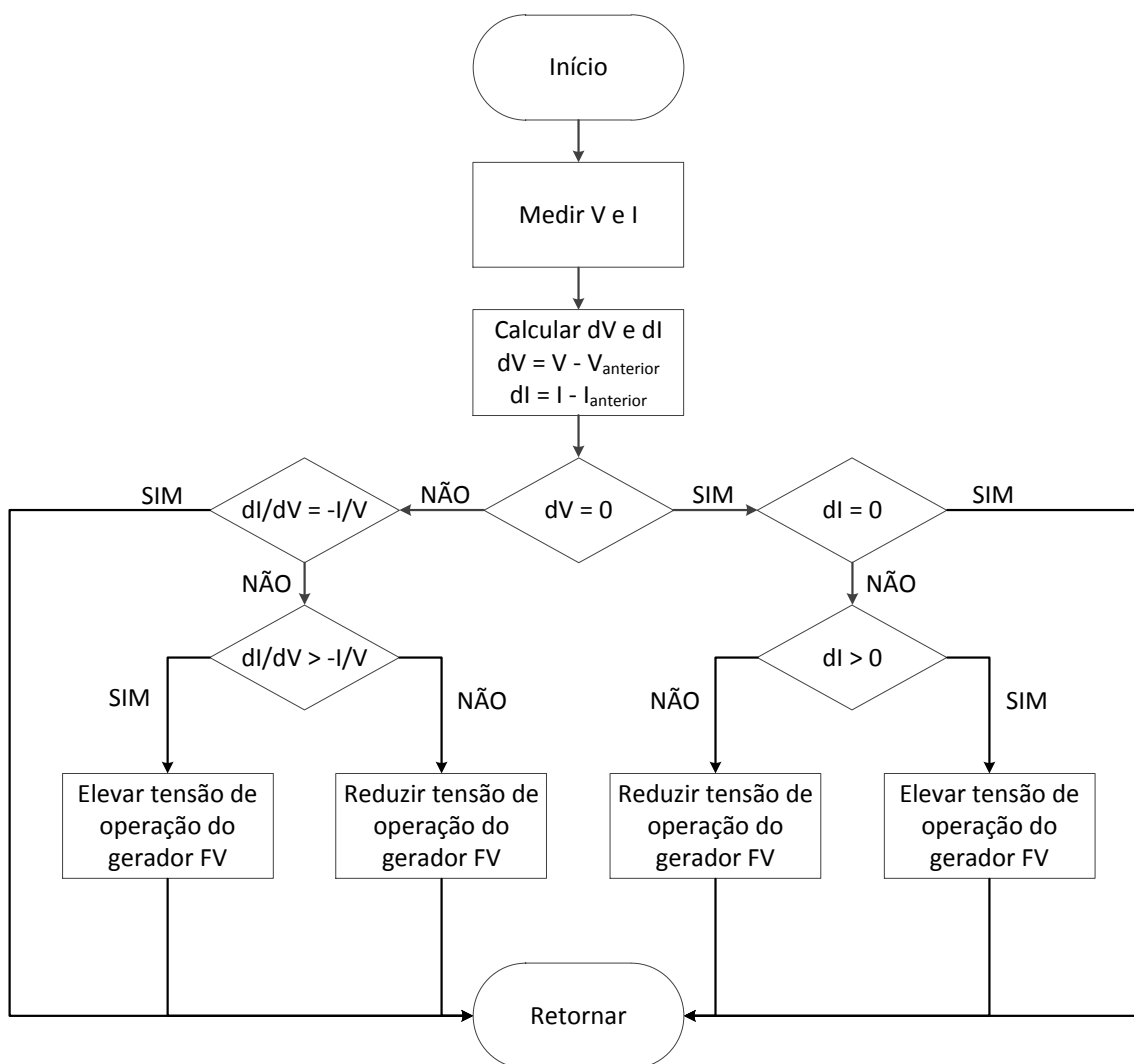


Figura 1.17 – Fluxograma do algoritmo de SPMP condutância incremental.

1.4.3. Classificação dos inversores

Os inversores podem ser classificados segundo o modo de comutação, uso do transformador e número de estágios de conversão c.c./c.c.

1.4.3.1. Quanto ao modo de comutação

Quanto ao modo de comutação, os inversores são classificados em autocomutados ou comutados pela rede. Os autocomutados (mais utilizados atualmente) podem funcionar como fonte de tensão ou de corrente e ser utilizados tanto em aplicações fotovoltaicas isoladas quanto conectadas à rede elétrica, pois são capazes de sincronizar a forma de onda de saída com a da rede. Já os comutados pela rede somente funcionam como fonte de corrente e em sistemas conectados à rede elétrica.

1.4.3.2. Quanto ao número de estágios de conversão c.c./c.c.

Os inversores também podem ser classificados quanto ao número de estágios de conversão c.c./c.c. (KJAER, PEDERSEN e BLAABJERB, 2005). A Figura 1.18 ilustra as possibilidades.

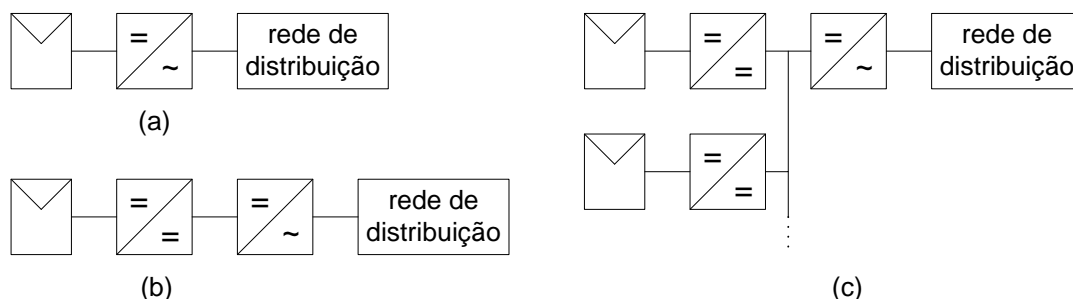


Figura 1.18 – Topologia de inversores em função do número de estágios de conversão c.c./c.c.: (a) sem conversor c.c./c.c., (b) com apenas um estágio de conversão c.c./c.c. e (c) com múltiplos estágios de conversão c.c./c.c.

Na configuração da Figura 1.18 (a), o circuito inversor deve assegurar todas as operações necessárias para o correto funcionamento do sistema, como o SPMP, controle da corrente injetada e, em alguns casos, amplificação da tensão do gerador FV. Esse tipo de inversor pode ter em sua entrada uma ou mais séries FV, sendo que elas são conectadas em paralelo (interna ou externamente ao inversor) resultando em apenas uma entrada em corrente contínua.

Na Figura 1.18 (b) a configuração apresenta apenas um conversor c.c./c.c., que é responsável pelo SPMP e, quando necessário, pela amplificação da tensão de entrada. Dependendo do modo de controle do inversor, a saída do conversor c.c./c.c. pode ser um nível de tensão em corrente contínua puro (controle por tensão) ou a corrente de saída do conversor é modulada para se transformar em uma senóide retificada em meia onda (controle por corrente). Assim como na configuração da Figura 1.18 (a), quando há mais de uma série FV elas são ligadas em paralelo.

A Figura 1.18 (c) mostra uma configuração com diversos conversores c.c./c.c., chamada de configuração *multi-string*³⁰, onde as séries FV estão divididas entre diversos conversores c.c./c.c., conectados a um barramento em corrente contínua comum na entrada do estágio de conversão c.c./c.c. Isso é vantajoso, uma vez que

³⁰ *String* vem do inglês, e significa série.

se tem um melhor controle do SPMP, permitindo trabalhar com módulos FV de diferentes potências ou orientações em um mesmo gerador FV.

1.4.3.3. Quanto ao uso de transformador

O uso de transformador nos inversores sempre foi um tema controverso, pois a inclusão ou não desse equipamento depende da necessidade de aterramento do sistema. Em alguns países, o aterramento do gerador FV é obrigatório, fazendo com que seja necessária a isolação galvânica entre os lados em corrente contínua e corrente alternada, obtida através da inserção de um transformador, seja ele trabalhando na frequência da rede ou em alta frequência. Por outro lado, a inserção desse dispositivo diminui a eficiência global de conversão, além de tornar o inversor mais caro, volumoso e pesado. A Figura 1.19 mostra as diversas topologias encontradas quando se considera ou não a presença de um transformador (KJAER, PEDERSEN e BLAABJERB, 2005).

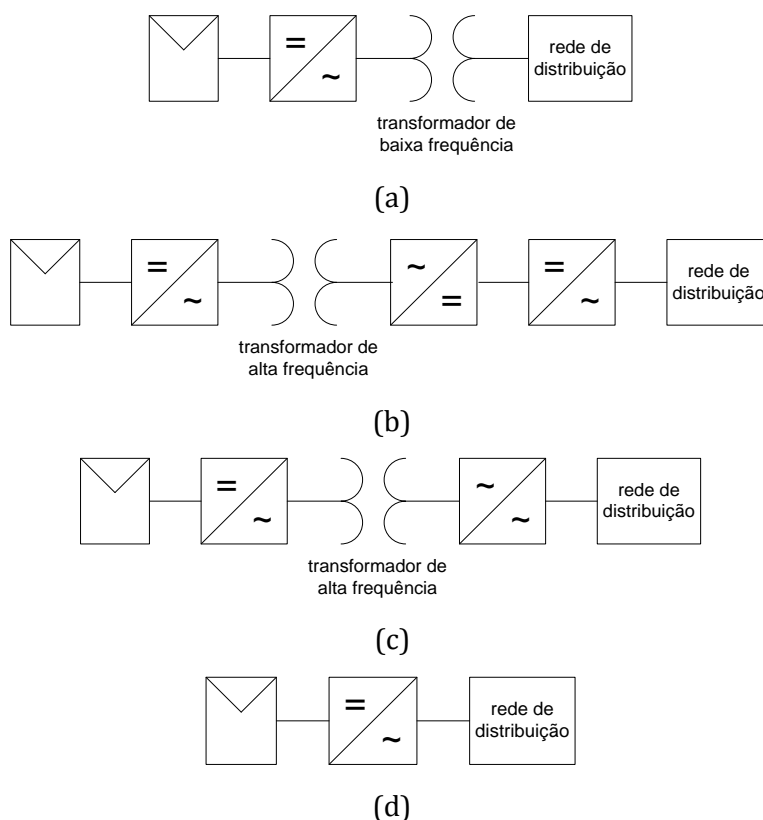


Figura 1.19 – Topologias de inversores em função do transformador: (a) inversor com transformador de baixa frequência, (b) inversor com transformador de alta frequência com estágio de retificação, (c) inversor com transformador de alta frequência sem estágio de retificação e (d) inversor sem transformador.

A topologia que utiliza transformador de baixa frequência, mostrada na Figura 1.19 (a), ainda é utilizada por muitos fabricantes de inversores. O grande problema dessa configuração é o tamanho e peso consideráveis do transformador e suas perdas. Além disso, ele limita o controle da corrente injetada na rede pelo inversor, além de diminuir o fator de potência do sistema, devido à demanda de reativos.

Para evitar essas perdas, pode-se processar a conversão em duas etapas: uma em alta frequência, onde é inserido o transformador, e outra na frequência da rede. As topologias com transformadores de alta frequência são uma boa solução quando é necessária a isolamento galvânica. As Figuras Figura 1.19 (b) e (c) mostram as possibilidades para esse caso.

A topologia que não utiliza transformador, mostrada na Figura 1.19 (d), pode ser utilizada quando não é necessária isolamento galvânica entre os lados em corrente contínua e alternada. Essa configuração é mais simples, mais barata e possui maior eficiência que as anteriores. Todavia, problemas com correntes de fuga são comuns em sistemas sem transformador, devido à conexão momentânea entre os polos do gerador FV e o neutro da rede e às capacitâncias parasitas entre o gerador FV e o terra. Essas correntes devem ser limitadas pelo inversor, por razões de segurança e compatibilidade eletromagnética do sistema. A Figura 1.20 mostra como se dão as fugas de corrente que fluem pela capacitância parasita.

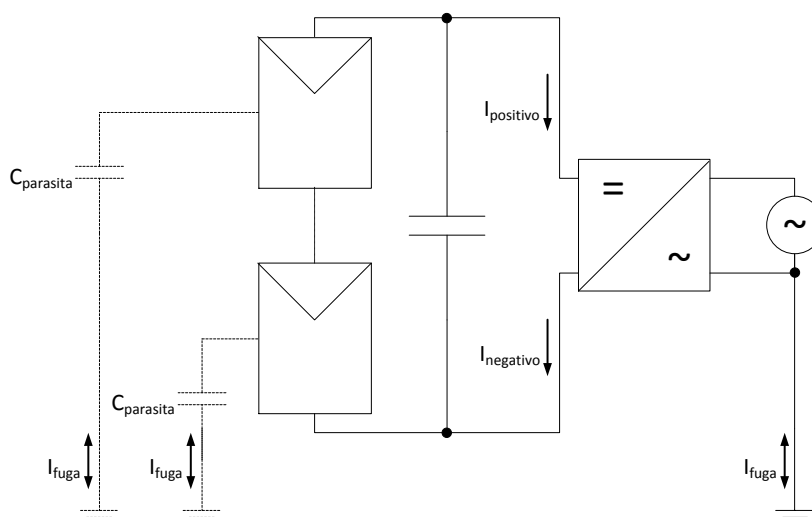


Figura 1.20 – Corrente de fuga devido à capacitância parasita em um inversor sem transformador. As correntes I_{positivo} e I_{negativo} são diferentes entre si em função da corrente de fuga (I_{fuga}).

1.4.4. Ilhamento

A operação em ilha de um sistema fotovoltaico é um tema de fundamental importância, pois está diretamente relacionado com a segurança de pessoas e equipamentos. O ilhamento ocorre quando o inversor continua a operar e injetar energia elétrica em uma rede que deveria estar desenergizada, oferecendo riscos principalmente a funcionários da distribuidora³¹ quando houver serviços de manutenção.

Em seu funcionamento normal, o conjunto sistema fotovoltaico, carga e rede elétrica, apresentado na Figura 1.21, pode apresentar cinco estados diferentes em relação ao fornecimento de potência ativa e reativa à carga, os quais são apresentados na Tabela 1.2. É importante destacar que os inversores possuem proteções contra sobre e subtensão e sobre e subfrequência, que o desligam da rede quando os valores de tensão e frequência ficam fora de uma faixa pré-estabelecida por um tempo determinado. Esses valores são especificados por normas.

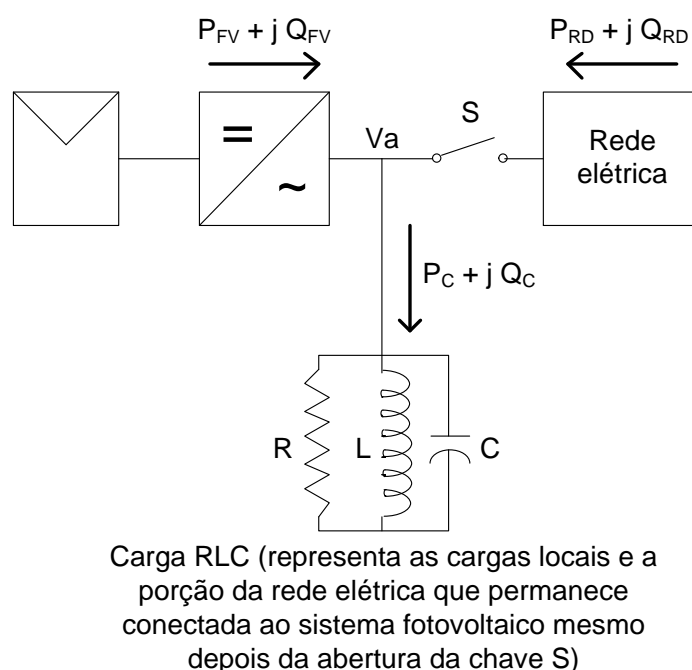


Figura 1.21 – Diagrama do conjunto sistema fotovoltaico, carga (RLC) e rede elétrica.

³¹ Distribuidora de energia, ou simplesmente distribuidora, é o agente com concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica. É responsável pelo gerenciamento das redes de distribuição e a consequente venda (ou compra, quando for o caso) de energia elétrica.

Tabela 1.2 – Possibilidades de fornecimento de potência ativa e reativa à carga antes da abertura da chave S da Figura 1.21.

Caso 1	$P_{RD} > 0$ – O sistema fotovoltaico não está fornecendo potência ativa suficiente para alimentar a carga. Dessa forma, ao abrir a chave S, a tensão V_a diminuirá, acionando a proteção contra subtensão.
Caso 2	$P_{RD} < 0$ – O sistema fotovoltaico está produzindo mais potência ativa do que a utilizada pela carga, logo está injetando energia na rede elétrica. Ao abrir a chave S, a tensão V_a irá aumentar, acionando a proteção contra sobretensão.
Caso 3	$Q_{RD} > 0$ – A rede está fornecendo reativo à uma carga com comportamento indutivo. Ao abrir a chave S, o sistema fotovoltaico não irá suprir completamente as necessidades de potência reativa da carga, forçando a elevação da frequência para que a demanda de reativo (por L) diminua e o fornecimento (por C) aumente até que seja atingido o equilíbrio. O aumento na frequência aciona a proteção contra sobrefrequência.
Caso 4	$Q_{RD} < 0$ – A rede elétrica está recebendo reativo de uma carga com características capacitivas. Ao abrir a chave S, a frequência tenderá a diminuir para aumentar a demanda de reativo (por L) e reduzir o fornecimento (por C) até atingir o equilíbrio. Essa diminuição na frequência aciona a proteção contra subfrequência.
Caso 5	$P_{RD} = Q_{RD} \approx 0$ – O sistema fotovoltaico está alimentando integralmente a carga e não há fluxo de potência de/para a rede. Esse caso pode ocorrer quando a carga está em ressonância com a frequência da rede elétrica e possui fator de potência unitário. Em termos mais rigorosos, o valor não precisa ser exatamente zero, mas ser próximo o suficiente para não provocar variações na tensão e na frequência, detectáveis pelas proteções.

O Caso 5 é de especial interesse, pois representa uma zona na qual pode ocorrer o ilhamento, caso P_{RD} e Q_{RD} fiquem dentro dela. Essa zona, conhecida como janela de não detecção (Figura 1.22), precisa ser eliminada, existindo diversos métodos com essa finalidade.

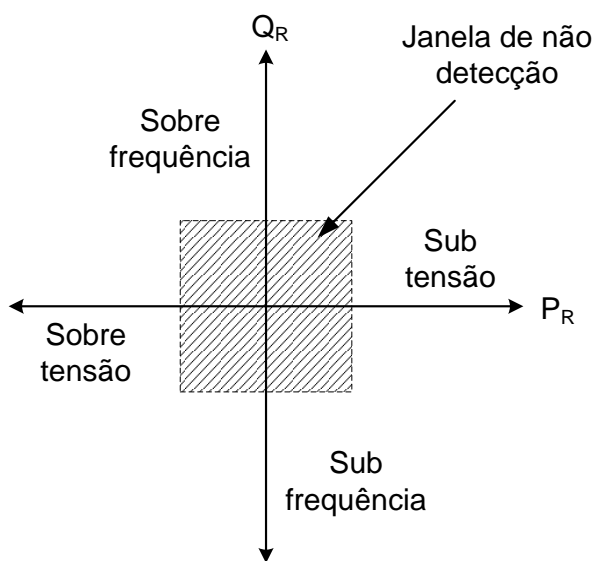


Figura 1.22 – Janela de não detecção de ilhamento.

Os métodos de detecção de ilhamento podem ser divididos em passivos ou ativos (BOWER e ROPP, 2002). No primeiro caso, há medições contínuas das grandezas elétricas, deixando o inversor de injetar energia na rede se alguma das grandezas estiver fora de intervalos específicos. Já no segundo caso, o inversor introduz perturbações na rede e avalia a resposta de frequência, fase, tensão ou impedância.

1.4.4.1. Métodos passivos

Os métodos passivos consistem em medir as variáveis tensão e ângulo de fase e, a partir das variações que elas apresentem, determinar se um sistema fotovoltaico está operando em ilha. Métodos baseados na detecção de harmônicos e no erro do ângulo de fase são considerados passivos.

Detecção de harmônicos

Os inversores injetam harmônicos de corrente na rede elétrica. Quando a rede está conectada, esses harmônicos fluem para ela e provocam uma distorção harmônica de tensão relativamente baixa. Quando ocorre a operação em ilha, é comum que a distorção harmônica de tensão aumente. Além disso, quando parte da rede onde o inversor está conectado é separada do restante do sistema elétrico, o próprio seccionamento pode produzir harmônicos de tensão em função de transitórios. Essa variação na distorção harmônica de tensão é medida pelo inversor, que deixa de injetar energia na rede elétrica.

Erro do ângulo de fase

Um inversor sincroniza a forma de onda da corrente injetada com a tensão da rede elétrica utilizando os pontos de crescimento e decrescimento nos zeros de tensão. Em condições normais (e sem compensação de reativos), o ângulo de fase deve ser nulo quando os zeros de tensão ocorrem. A desconexão da rede elétrica pode provocar uma súbita variação de fase na tensão, pois o inversor passou a fornecer reativos a uma carga com fator de carga diferente de um (Figura 1.23). Quando ocorrer a próxima passagem pelo zero, o inversor irá detectar um ângulo de fase não nulo e interromperá a injeção de energia na rede elétrica. O valor do erro de ângulo de fase e o tempo de desconexão devem ser ajustados para não

interromper o funcionamento do sistema fotovoltaico com pequenas variações que possam ocorrer nos transitórios de operação de algumas cargas.

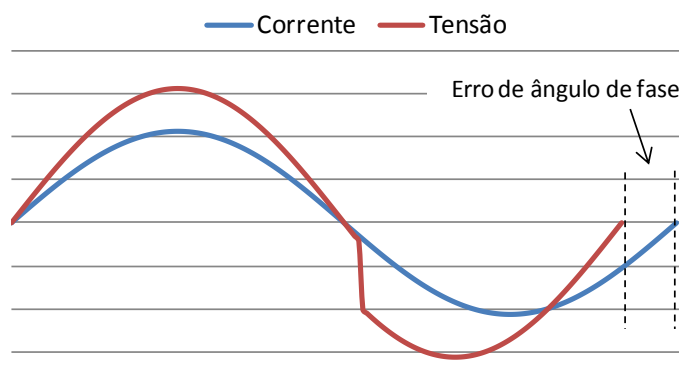


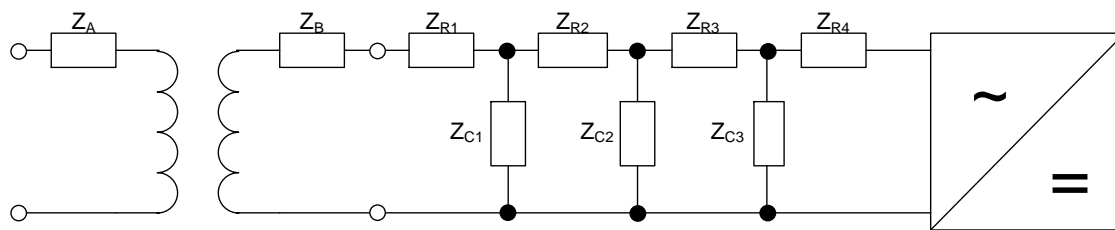
Figura 1.23 – Detecção de ilha por erro do ângulo de fase.

1.4.4.2. Métodos ativos

Os métodos ativos consistem em introduzir intencionalmente perturbações na rede, para determinar se há ilha por meio da análise das alterações na frequência, fase, tensão ou impedância. Essas técnicas têm a vantagem de reduzir consideravelmente, ou mesmo eliminar, a zona de não detecção, mas podem deteriorar a qualidade da tensão de rede ou até mesmo causar instabilidade. Medição de impedância, medição de impedância harmônica, *slip mode frequency shift*, *active frequency drift*, variação na potência de saída e salto de frequência são alguns métodos utilizados.

Medição de impedância

O transformador que alimenta uma rede de distribuição pode ser considerado como uma fonte de tensão com uma impedância muito baixa (na ordem de poucos milliohms). Todas as cargas ligadas a essa rede estão em paralelo com o transformador; logo, do ponto de vista do inversor, a rede elétrica é uma conexão em paralelo de diversas impedâncias separadas pelas impedâncias em série dos próprios condutores, como mostra a Figura 1.24.



Legenda dos índices:

- A – impedância do enrolamento de alta tensão
- B – impedância do enrolamento de baixa tensão
- R - impedâncias da rede
- C - impedâncias das cargas

Figura 1.24 – Situação típica em uma rede de distribuição de BT.

Se a ligação entre um determinado ponto da rede ao transformador for interrompida (acidente, trabalhos de manutenção, etc.), a impedância total vista pelo inversor aumenta repentinamente, porque a impedância muito pequena do transformador (Z_B) é subitamente removida. O parâmetro avaliado neste método é uma mudança brusca da impedância.

A medição da impedância é realizada através da medição da variação da tensão durante uma variação negativa de corrente provocada intencionalmente pelo inversor (perturbação na corrente). Sistemas com múltiplos inversores podem falhar na detecção do ilhamento com esse método, porque múltiplas perturbações dessincronizadas podem levar a variações pequenas na tensão.

Medição de impedância harmônica

Esse método é semelhante ao anterior, com a diferença que a perturbação na corrente é feita em uma frequência harmônica.

Slip mode frequency shift

Esse método baseia-se em tentativas de desestabilizar o inversor caso a rede não esteja presente para mantê-lo estável. Normalmente os inversores possuem regulação para manter o fator de potência unitário; porém, nesse método o ângulo de fase é uma função da frequência (onde o ângulo igual a zero ocorre no valor da frequência nominal), definida de forma a ser diferente da função do ângulo de fase da carga, como mostra a Figura 1.25.

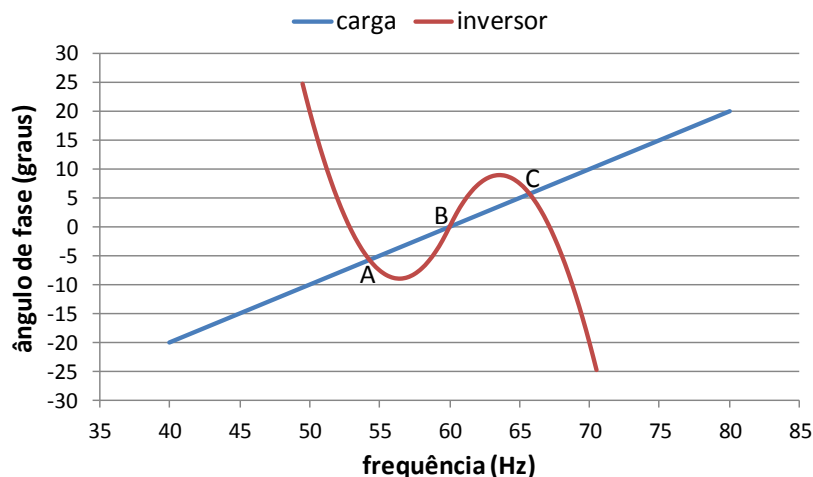


Figura 1.25 – Exemplo da função do ângulo de fase para o inversor e a carga.

Enquanto a rede estiver presente, a frequência será mantida constante (o sistema opera no ponto B), mas, na ausência desta, ocorrerá uma variação na frequência e, devido ao ângulo de fase do inversor variar diferentemente em relação ao da carga, haverá um descasamento que forçará o sistema a um equilíbrio no ponto A ou C. Se bem dimensionados, esses pontos estarão fora da faixa tolerável de frequência do inversor.

Active frequency drift

Nesse método o inversor injeta corrente com uma frequência ligeiramente maior que a da rede, como é apresentado na Figura 1.26. Isso provoca um pequeno intervalo de tempo ($T_V - T_I$) em que a corrente é zero (zona morta) até o próximo semi-ciclo de tensão. Dessa forma, existe uma relação entre o período da onda de corrente e o da de tensão, dado por $\frac{T_I}{T_V}$, que deve se repetir em todos os ciclos. No caso de operação ilhada e da carga ter fator de potência elevado, a forma de onda da tensão seguirá a de corrente, fazendo a razão igual a um. O inversor irá elevar a frequência para tentar reestabelecer a razão pré-programada, provocando a desconexão por sobrefrequência.

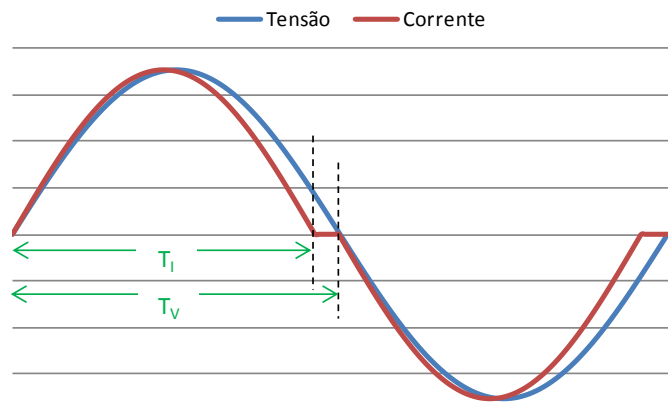


Figura 1.26 – Diferença entre as frequências da corrente injetada pelo inversor e da tensão da rede elétrica.

Variação na potência de saída

O inversor deliberadamente introduz variações periódicas na potência injetada na rede elétrica e monitora a resposta dos parâmetros de tensão e frequência. Se a rede é estável, os parâmetros dificilmente mudarão todos ao mesmo tempo, mas, em uma situação de ilhamento, os efeitos provocados por essa variação podem ser claramente detectados. Este método funciona muito bem para um único inversor, porém pode apresentar falhas em redes com múltiplos inversores. Isso ocorre porque inversores independentes geralmente não se comunicam e, enquanto um inversor está variando a potência de saída, os outros poderiam estabilizar a tensão e frequência de modo que uma mudança significativa não possa ser detectada. Uma operação coordenada (ou seja, todos os inversores provocariam variações na sua potência ao mesmo tempo e da mesma maneira) pode eliminar esse problema.

Salto de frequência

O método do salto de frequência é uma modificação do *active frequency drift*. Nesse método, zonas mortas são inseridas na forma de onda da corrente de saída, mas não em cada ciclo. Em vez disso, a frequência é "pontilhada" de acordo com um padrão pré-definido. Por exemplo, as zonas mortas podem ser inseridas a cada três ciclos. Em algumas implementações, o padrão de "pontilhamento" pode ser bastante sofisticado. Quando conectado à rede elétrica, o salto da frequência

resulta em uma corrente modificada, ocasionalmente distorcida, mas a rede elétrica mantém a forma de onda da tensão.

Quando desconectado da rede elétrica, o método previne o ilhamento, seja forçando um desvio na frequência, como no método *active frequency drift*, ou permitindo ao inversor detectar uma variação na frequência da tensão que corresponda ao padrão “pontilhado” utilizado pelo inversor.

1.5. Configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

No decorrer do trabalho considera-se que um sistema fotovoltaico possui apenas um ponto de conexão, ou seja, em uma instalação com vários pontos de conexão, cada um corresponde a um sistema fotovoltaico independente, mesmo que seus geradores FV compartilhem um mesmo painel FV ou terreno. Um sistema fotovoltaico pode apresentar múltiplos inversores, desde que suas saídas sejam conectadas em paralelo (sistema monofásico) ou formem um sistema polifásico e cada conjunto de inversor mais seu(s) respectivo(s) gerador(es) FV será chamado de subsistema fotovoltaico, ou simplesmente subsistema, sendo possível encontrar sistemas fotovoltaicos com um ou mais subsistemas. A Figura 1.27 ilustra este conceito.

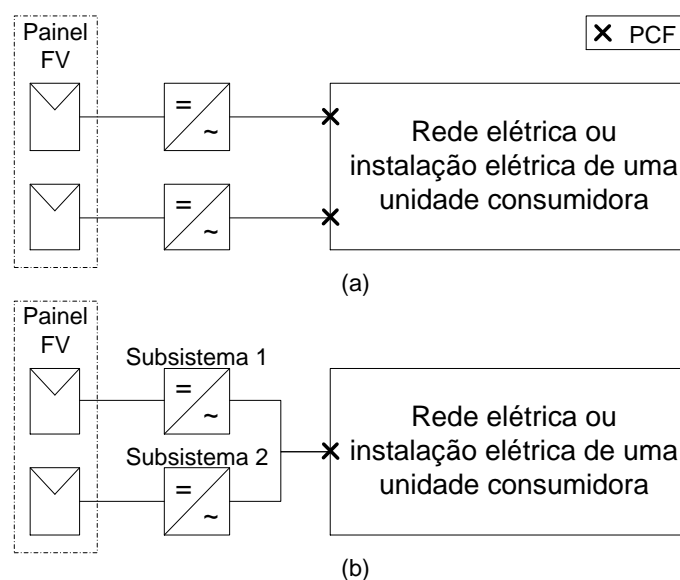


Figura 1.27 – Número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: (a) dois e (b) apenas um.

Um subsistema fotovoltaico pode apresentar algumas configurações, listadas a seguir.

1.5.1. Inversor central

Os subsistemas fotovoltaicos com inversores centrais são comumente utilizados para potências até poucas centenas de kW e são caracterizados pela existência de séries FV conectadas em paralelo, externa ou internamente ao inversor, e por inversores sem ou com apenas um estágio de conversão c.c./c.c..

A principal vantagem dessa configuração é a redução de custos, enquanto a desvantagem está na baixa confiabilidade, pois, no caso de falhas no inversor, toda a instalação fica comprometida, e no SPMP comum para todas as séries FV, o que reduz a eficiência de SPMP devido ao descasamento de parâmetros entre as séries FV. A Figura 1.28 apresenta a configuração básica de um subsistema fotovoltaico com inversor central.

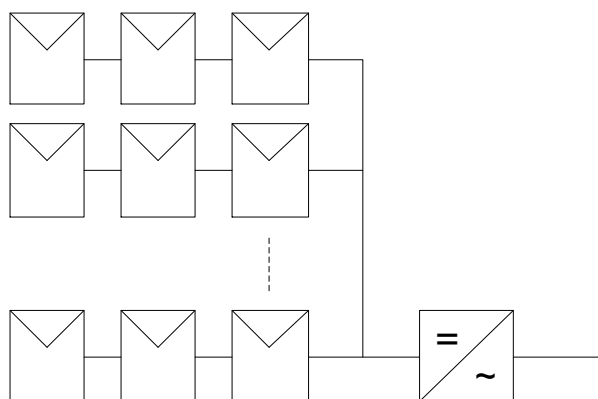


Figura 1.28 – Configuração de um subsistema fotovoltaico com inversor central.

1.5.2. Inversor *string*

Nos subsistemas fotovoltaicos com inversores *string*, estes são conectados a apenas uma série FV, como mostra a Figura 1.29.

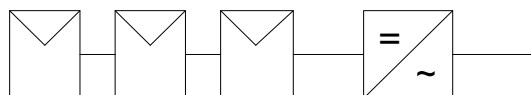


Figura 1.29 – Configuração de um subsistema fotovoltaico com inversores *string*.

Essa configuração elimina ligações em paralelo, diminui as perdas ocasionadas por sombreamento e permite utilizar em um mesmo sistema fotovoltaico séries FV com orientações diferentes, propiciando um aumento da eficiência energética e da confiabilidade do sistema. A desvantagem é o aumento dos custos, uma vez que é necessário um maior número de inversores de menor potência.

1.5.3. Inversor multi-string

Os inversores multi-string possuem múltiplos conversores c.c./c.c., cada um conectado a uma série FV, como mostra a Figura 1.30. Essa configuração soma as vantagens das anteriores, pois permite o controle individual da tensão de operação de cada série FV em apenas um inversor, que possui um conversor c.c./c.a. central.

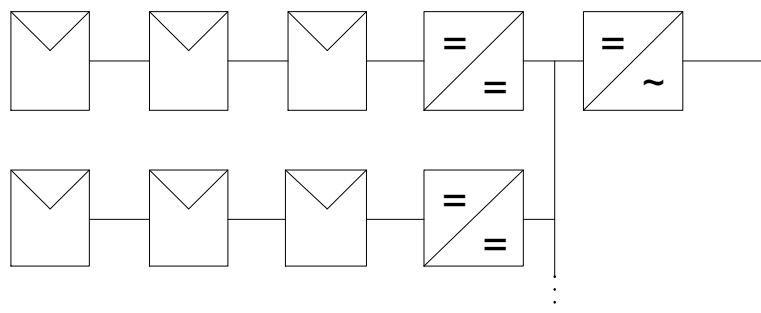


Figura 1.30 – Configuração de um subsistema fotovoltaico com inversor multi-string.

1.5.4. Módulo c.a.

Os módulos FV com micro-inversores integrados, ou módulos c.a., não possuem perdas ocasionadas pela associação de módulos FV e foram empregados em sistemas de baixas potências nos anos 90. Entretanto, a eficiência de conversão destes micro-inversores era baixa, os custos de instalação eram elevados e a confiabilidade e vida útil eram menores em comparação aos inversores de maiores potências (esse cenário está mudando, e os micro-inversores estão cada vez melhores e comparáveis aos de maior porte). A Figura 1.31 apresenta a configuração básica de um subsistema fotovoltaico com módulos c.a.

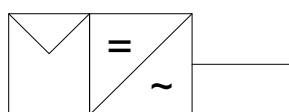


Figura 1.31 – Configuração de um subsistema fotovoltaico com micro-inversores integrados aos módulos FV (módulos c.a.).

Independentemente da configuração dos subsistemas, um sistema fotovoltaico pode ser dividido em quatro partes: campo fotovoltaico, que inclui todos os geradores FV do sistema; instalação elétrica em corrente contínua, que engloba os condutores e dispositivos de seccionamento, proteção e controle em corrente contínua; conjunto inversor, compreendendo todos os inversores presentes no sistema; e instalação elétrica em corrente alternada, incluindo os

condutores e dispositivos de seccionamento, proteção e controle em corrente alternada. A Figura 1.32 apresenta um sistema fotovoltaico com a indicação de suas quatro partes básicas, bem como sua divisão em lado em corrente contínua e lado em corrente alternada.

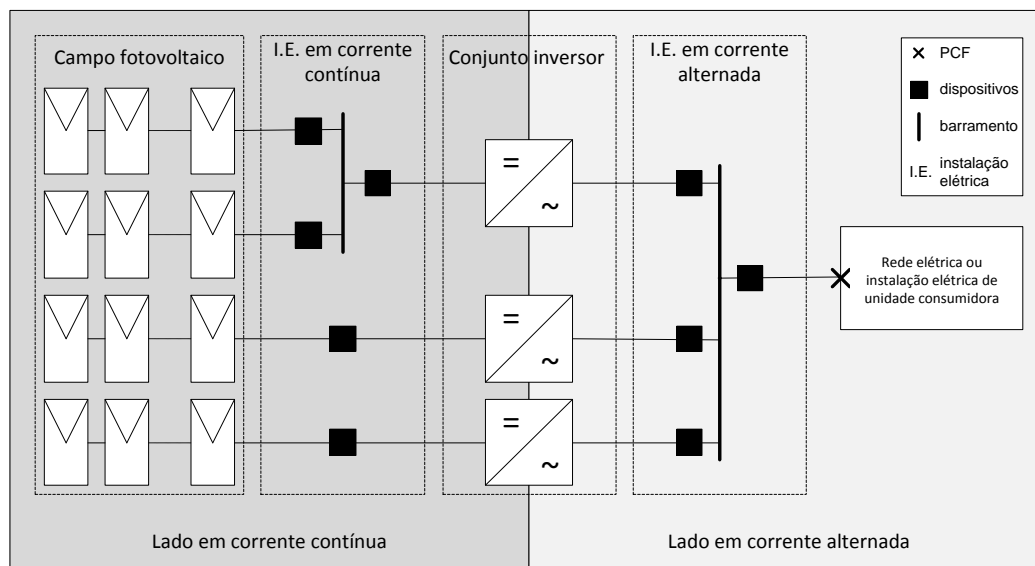


Figura 1.32 – Indicação das quatro partes básicas de um sistema fotovoltaico.

As eficiências instantâneas das instalações elétricas em corrente contínua e alternada são dadas pelas Equações 1.37 e 1.38, respectivamente, e as eficiências médias pelas Equações 1.39 e 1.40, respectivamente.

$$\eta'_{c.c.} = \frac{P_{c.c.}}{P_G} \quad 1.37$$

$$\eta'_{c.a.} = \frac{P_R}{P_{c.a.}} \quad 1.38$$

$$\eta_{c.c.} = \frac{E_{c.c.}}{E_G} \quad 1.39$$

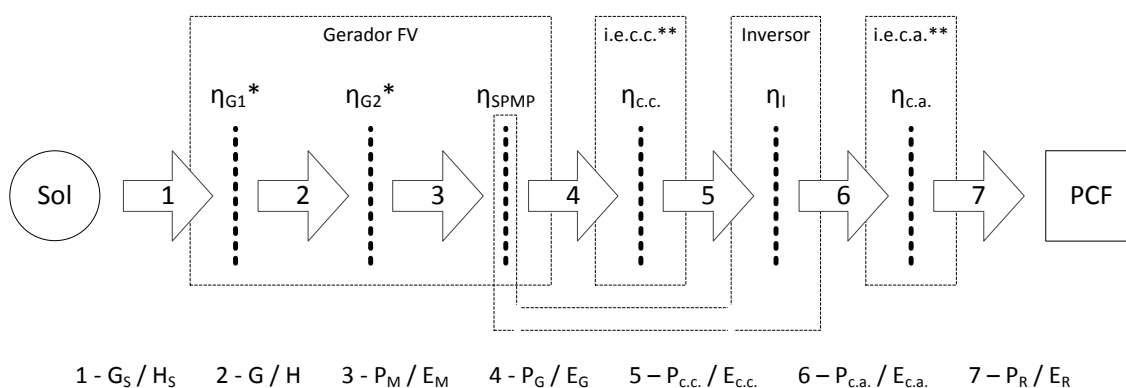
$$\eta_{c.a.} = \frac{E_R}{E_{c.a.}} \quad 1.40$$

onde P_R é a potência elétrica em corrente alternada injetada no ponto de conexão fotovoltaico e E_R é a energia elétrica em corrente alternada injetada no ponto de conexão fotovoltaico.

2. Cálculo da Potência Injetada na Rede por um Sistema Fotovoltaico

A potência injetada na rede é um parâmetro importante, pois está diretamente relacionada ao retorno econômico do investimento e, junto com o recurso solar, define o desempenho de um sistema fotovoltaico. Este capítulo mostra uma metodologia para calcular a potência elétrica em corrente alternada injetada na rede por um sistema fotovoltaico, baseada nas eficiências relacionadas ao gerador FV (η_G), ao inversor (η_{SPMP} e η_I), à instalação elétrica em corrente contínua ($\eta_{c.c.}$) e à instalação elétrica em corrente alternada ($\eta_{c.a.}$).

A metodologia divide-se em duas partes: na primeira, são calculados valores teóricos de potência nos pontos indicados por setas na Figura 2.1 e, na segunda, é introduzido o conceito de cenário de perdas, que consiste em um conjunto de fatores de correção, utilizados para ajustar os valores obtidos na primeira etapa e torná-los mais realistas.



** i.e.c.c. - Instalação elétrica em corrente contínua e i.e.c.a. - Instalação elétrica em corrente alternada

* a eficiência do gerador FV foi dividida em η_{G1} e η_{G2} em função dos tipos de perdas, sendo $\eta_G = \eta_{G1} \eta_{G2}$

Figura 2.1 – Diagrama simplificado de um sistema fotovoltaico conectado à rede evidenciando o seu fluxo de potência.

2.1. Medição do recurso solar e temperatura ambiente

O ponto de partida para a metodologia apresentada é a irradiância total no plano do gerador FV³² (seta de número 1 da Figura 2.1) e a temperatura ambiente, que podem ser obtidas a partir de bancos de dados pré-existentis ou por meio de medições. Seja qual for a origem, é necessário dispor de uma série temporal,

³² Normalmente os painéis FV são posicionados com inclinação igual à latitude ou seguem a trajetória do Sol. Como existem painéis FV que fogem a essa regra, o índice p será utilizado para irradiância e irradiação no plano do gerador FV.

medida ou sintética, que cubra todo o período em que se deseja realizar a análise do sistema fotovoltaico.

O sensor de irradiância deve possuir uma resposta espectral ampla, capaz de abranger todo o espectro da radiação solar (tipicamente acima de $0,3 \mu\text{m}$), e erro de medição em função do ângulo de incidência o menor possível. Um piranômetro de termopilha calibrado deve ser utilizado para essa finalidade, instalado preferencialmente no plano do gerador FV e, quando não for possível instalá-lo dessa forma ou forem utilizados bancos de dados com valores referentes à irradiância global³³ (G_G), o que é bastante comum, deve ser feita a transposição para o plano do gerador FV.

A temperatura ambiente deve ser medida com um termômetro protegido da incidência direta de sol e vento. Os valores obtidos devem ser convertidos para temperatura de célula com a Equação 1.25. É possível, também, medir diretamente a temperatura de célula com sensor apropriado (um PT-100, por exemplo)

2.2. Modelos de Eficiência

A seguir, são apresentados os modelos matemáticos das eficiências dos componentes de um sistema fotovoltaico.

2.2.1. Eficiência instantânea do gerador FV

A eficiência do gerador FV pode ser modelada como um valor fixo, obtido nas condições padrão de teste³⁴ (η_{STC}), corrigido por quatro fatores que dependem das condições de incidência da radiação e parâmetros ambientais, como mostra a Equação 2.1.

$$\eta'_G = \eta_{\text{STC}} F_T F_E F_G F_{Tc} \quad 2.1$$

onde F_T , F_E , F_G e F_{Tc} são fatores relacionados à transmitância do encapsulamento, sensibilidade espectral, intensidade da irradiância e temperatura de célula, respectivamente. Sob as condições padrão de teste, esses quatro fatores são iguais à unidade.

³³ A irradiância global corresponde à soma da irradiância direta e difusa em um plano horizontal. A integral dessa irradiância em um período de tempo é chamada de irradiação global (H_G), que também possui suas componentes direta e difusa.

³⁴ As condições padrão de teste correspondem a 1.000 W/m^2 , temperatura de célula de 25°C , incidência normal da radiação solar e espectro obtido com uma massa de ar de 1,5 em um dia claro (AM1,5). A abreviatura do termo em inglês *Standart Test Conditions* (STC) é utilizada como índice para indicar que um valor se refere às condições padrão de teste.

No Capítulo 2 foi definido que um gerador FV é o componente de um sistema fotovoltaico que converte a energia solar em energia elétrica e disponibiliza uma única saída em corrente contínua, sendo, na maioria dos casos, uma série FV ou um arranjo FV. Dessa forma, a eficiência da instalação elétrica deve ser incluída na do gerador FV. No entanto, por praticidade, essas duas eficiências são consideradas separadamente.

2.2.1.1. Transmitância do encapsulamento frontal do módulo FV

O material utilizado no encapsulamento frontal dos módulos FV (normalmente vidro temperado com baixo teor de ferro) possui uma transmitância que varia em função do ângulo de incidência da radiação solar e do acúmulo de partículas de poeira, que formam uma película opaca sobre os módulos FV. O fator transmitância, F_T , é calculado com a Equação 2.2.

$$F_T = S (k_{\text{dir}}T_{\text{dir}} + k_{\text{dif}}T_{\text{dif}} + k_{\text{ref}}T_{\text{ref}}) \quad 2.2$$

onde S é um coeficiente relacionado às condições de limpeza dos módulos FV, T_{dir} é um coeficiente relacionado ao ângulo de incidência, θ , da radiação solar direta e T_{dif} e T_{ref} são coeficientes relacionados ao ângulo de inclinação, β , do módulo FV em relação ao plano horizontal para a radiação solar difusa e refletida, respectivamente. Os valores de S são dados na Tabela 2.1 e as Equações 2.3, 2.4 e 2.5 mostram o cálculo de T_{dir} , T_{dif} e T_{ref} , respectivamente (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

$$T_{\text{dir}} = 1 - \frac{\exp\left(-\frac{\cos\theta}{a}\right) - \exp\left(-\frac{1}{a}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{a}\right)} \quad 2.3$$

$$T_{\text{dif}} = 1 - \exp\left\{-\frac{1}{a}\left[c_1\left(\sin\beta + \frac{\pi - \beta \frac{\pi}{180} - \sin\beta}{1 + \cos\beta}\right) + c_2\left(\sin\beta + \frac{\pi - \beta \frac{\pi}{180} - \sin\beta}{1 + \cos\beta}\right)^2\right]\right\} \quad 2.4$$

$$T_{\text{ref}} = 1 - \exp\left\{-\frac{1}{a}\left[c_1\left(\sin\beta + \frac{\beta \frac{\pi}{180} - \sin\beta}{1 - \cos\beta}\right) + c_2\left(\sin\beta + \frac{\beta \frac{\pi}{180} - \sin\beta}{1 - \cos\beta}\right)^2\right]\right\} \quad 2.5$$

onde a , c_1 e c_2 são coeficientes relacionados às condições de limpeza do módulo FV, dados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Valores para os coeficientes S, a, c₁ e c₂.

Grau de cobertura de poeira	S	a	c ₁	c ₂
Limpo	1,00	0,17	$\frac{4}{3\pi}$	-0,069
Baixo	0,98	0,20	$\frac{4}{3\pi}$	-0,054
Médio	0,97	0,21	$\frac{4}{3\pi}$	-0,049
Alto	0,92	0,27	$\frac{4}{3\pi}$	-0,023

Fonte: Adaptado de LUQUE e HEGEDUS (2003).

As equações apresentadas são válidas para encapsulamento com vidro de baixo teor de ferro e não incluem os efeitos da texturização.

2.2.1.2. Sensibilidade espectral da célula FV

Cada tecnologia de conversão FV possui uma sensibilidade espectral específica e, dessa forma, um módulo FV opera com uma faixa restrita do espectro da radiação solar, o qual não é constante e suas flutuações naturais podem favorecer ou desfavorecer a geração de eletricidade. A Equação 2.6, adaptada de (HULD, DUNLOP e SAMPLE, 2009), mostra uma maneira de calcular o fator sensibilidade espectral, F_E.

$$F_E = 1 + \frac{P_1}{P_{NG}} [\exp(-K_T) - \exp(-1)] + \frac{P_2}{P_{NG}} [K_T - 1] + \frac{P_3}{P_{NG}} [MA - 1,5] \quad 2.6$$

onde P_{NG} é a potência nominal do gerador FV nas condições padrão de teste e p₁, p₂ e p₃ são coeficientes obtidos experimentalmente para um determinado modelo de módulo FV. É importante destacar que a Equação 2.6 considera apenas a massa de ar e o índice de claridade como condições atmosféricas responsáveis pelas mudanças do espectro. No entanto, há outros elementos que podem influenciar o espectro da radiação solar, tornando o cálculo do fator sensibilidade espectral uma tarefa complicada e que, para melhores resultados, implica em métodos que envolvem a medição do espectro real.

As perdas devido ao descasamento espectral também podem ser consideradas posteriormente no cenário de perdas, sendo necessário, nesse caso, considerar o fator sensibilidade espectral igual à unidade.

2.2.1.3. Intensidade da irradiância

Como foi apresentado no item 1.3.4.3, a variação da potência máxima em níveis de irradiância elevados é praticamente linear, enquanto que em níveis mais

baixos é logarítmica. O fator intensidade de irradiância, F_G , utilizado para compensar esse efeito, pode ser obtido com a Equação 2.7.

$$F_G = \frac{\frac{G_p}{G_{STC}}}{\frac{G_p}{G_{STC}} + \left(n_0 + n_1 \frac{G_p}{G_{STC}} + n_2 \left(\frac{G_p}{G_{STC}} \right)^2 \right)} \quad 2.7$$

onde n_0 , n_1 e n_2 são coeficientes obtidos experimentalmente para um determinado modelo de módulo FV e G é a irradiância total característica (ver item 2.3).

2.2.1.4. Temperatura de célula

Como apresentado no item 1.3.4.4, a temperatura da célula FV afeta a geração de eletricidade de forma mais ou menos significativa, dependendo da tecnologia, com uma relação linear entre potência e temperatura. É possível, então, escrever o fator temperatura de célula, F_{Tc} , como uma função linear da temperatura:

$$F_{Tc} = m Tc + n \quad 2.8$$

onde m é o coeficiente angular da curva e corresponde ao coeficiente térmico de temperatura do módulo FV (γ), e n é uma constante que pode ser obtida igualando o fator à unidade quando a temperatura de célula for 25°C. Dessa forma, obtém-se a Equação 2.9.

$$F_{Tc} = 1 + \gamma(Tc - 25) \quad 2.9$$

É importante frisar que o coeficiente térmico de potência é normalmente um valor negativo, como ilustra a Figura 2.2.

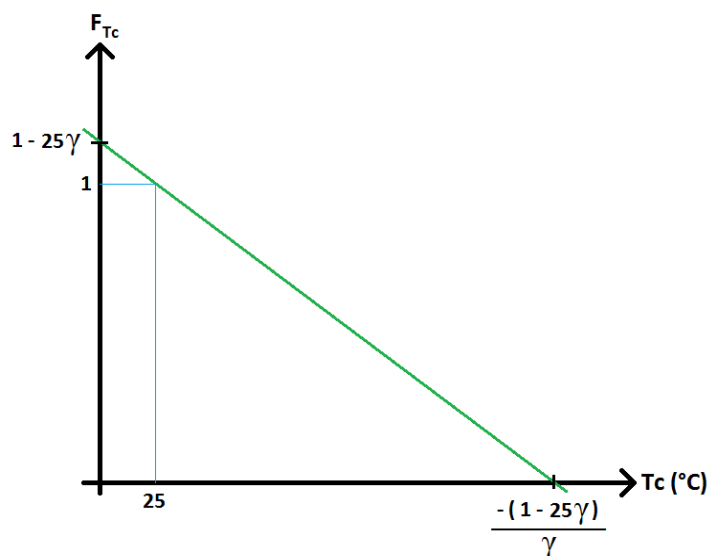


Figura 2.2 – Curva F_{Tc} x T_c .

2.2.2. Eficiência instantânea de seguimento do ponto de máxima potência

A eficiência instantânea do seguimento do ponto de máxima potência é uma função do carregamento do inversor, composta por duas parcelas, como mostra a Equação 2.10 (RAMPINELLI, 2010). A primeira parcela corresponde à eficiência estática, ou seja, quando a variação da irradiância em um período de um minuto é inferior a 3%, e, a segunda, ao termo de variabilidade, utilizado para caracterizar o comportamento dinâmico, quando a variação é superior aos 3%.

$$\eta'_{SPMP} = \frac{\frac{P_G}{P_{NI}}}{\frac{P_G}{P_{NI}} + \left[M_0 + M_1 \frac{P_G}{P_{NI}} \right]} - M_2 \frac{|\Delta P_G|}{P_G} \quad 2.10$$

onde M_0 , M_1 e M_2 são coeficientes obtidos experimentalmente para cada modelo de inversor, P_{NI} é a potência nominal do inversor (em corrente alternada) e ΔP_G é a variação da potência elétrica em corrente contínua fornecida pelo gerador FV em um intervalo de um minuto. A eficiência de seguimento do ponto de máxima potência dos inversores normalmente é bastante elevada (acima de 95%) e só assume valores pequenos, para carregamentos muito baixos (abaixo de 5%).

2.2.3. Eficiência instantânea da instalação elétrica no lado de corrente contínua

A eficiência instantânea da instalação elétrica em corrente contínua é um valor constante que representa as perdas (predominantemente resistivas) nos condutores, chaves, conectores e demais componentes utilizados. Como o objetivo dos cálculos neste Capítulo é indicar um valor teórico ideal de potência e energia, essa eficiência será considerada igual à unidade. Os efeitos das perdas na instalação elétrica em corrente contínua são considerados dentro do cenário de perdas.

2.2.4. Eficiência instantânea de conversão c.c./c.a. do inversor

A eficiência de conversão c.c./c.a. do inversor é uma função do seu carregamento e da tensão de entrada em corrente contínua ($V_{c.c.}$), e pode ser obtida com a Equação 2.11 (RAMPINELLI, 2010).

$$\eta_I = \frac{\frac{P_{c.a.}}{P_{NI}}}{\frac{P_{c.a.}}{P_{NI}} + \left[k_0 + k_1 \frac{P_{c.a.}}{P_{NI}} + k_2 \left(\frac{P_{c.a.}}{P_{NI}} \right)^2 \right]} \quad 2.11$$

onde k_0 , k_1 e k_2 são coeficientes que dependem da tensão de entrada em corrente contínua e genericamente aproximam-se de funções lineares, como é demonstrado por RAMPINELLI (2010). As Equações 2.12, 2.13 e 2.14 mostram a formulação linear desses coeficientes.

$$k_0 = a_0 V_{c.c.} + b_0 \quad 2.12$$

$$k_1 = a_1 V_{c.c.} + b_1 \quad 2.13$$

$$k_2 = a_2 V_{c.c.} + b_2 \quad 2.14$$

onde a e b são coeficientes específicos para cada modelo de inversor, calculados a partir de valores de k_0 , k_1 e k_2 de pelo menos duas curvas de eficiência de conversão vs carregamento em tensões diferentes (de preferência tensão máxima, mínima e ótima de operação do SPMP), fornecidas pelos fabricantes dos inversores.

2.2.5. Eficiência instantânea da instalação elétrica no lado em corrente alternada

A eficiência instantânea da instalação elétrica em corrente alternada é um valor que representa as perdas nos condutores, chaves, transformadores, conectores e demais componentes utilizados. Como o objetivo dos cálculos nesse Capítulo é indicar um valor teórico ideal de potência e energia, essa eficiência é considerada igual à unidade. Os efeitos das perdas na instalação elétrica em corrente alternada são considerados dentro do cenário de perdas.

2.3. Medição da irradiância total característica e temperatura de célula com módulo FV calibrado

A irradiância total característica é específica de um tipo de módulo FV e considera os fatores transmitância e sensibilidade espectral. Isso reduz as variáveis de entrada à própria irradiância total característica e temperatura de célula (obtida a partir da temperatura ambiente ou medida diretamente no gerador FV).

É possível, então, dividir a eficiência do gerador FV em duas parcelas: uma com os fatores transmitância e sensibilidade espectral (η'_{G1}) e outra com a eficiência nas condições padrão de teste e os fatores intensidade da irradiância e temperatura de célula (η'_{G2}). A irradiância total característica e a eficiência

característica do gerador FV (η'_{GC}) são dadas pelas Equações 2.15 e 2.16, respectivamente.

$$G = G_S F_T F_E = G_S \eta'_{G1} \quad 2.15$$

$$\eta'_{GC} = \frac{P_M}{G A_G} = \eta_{STC} F_G F_{Tc} = \eta'_{G2} \quad 2.16$$

A eficiência média característica do gerador FV (η_{GC}), em termos de irradiação total característica (H), é dada pela Equação 2.17.

$$\eta_{GC} = \frac{E_M}{H A_G} \quad 2.17$$

As variáveis irradiância total característica e temperatura de célula podem ser obtidas com um módulo FV de referência³⁵. Para isso, é necessário que seja possível dividir suas células FV em dois setores (pode-se retirar os diodos de *bypass*, por exemplo, como mostra a Figura 2.3) e medir a corrente de curto-circuito (I_{SCref}) em um e no outro a tensão de circuito aberto (V_{OCref}).

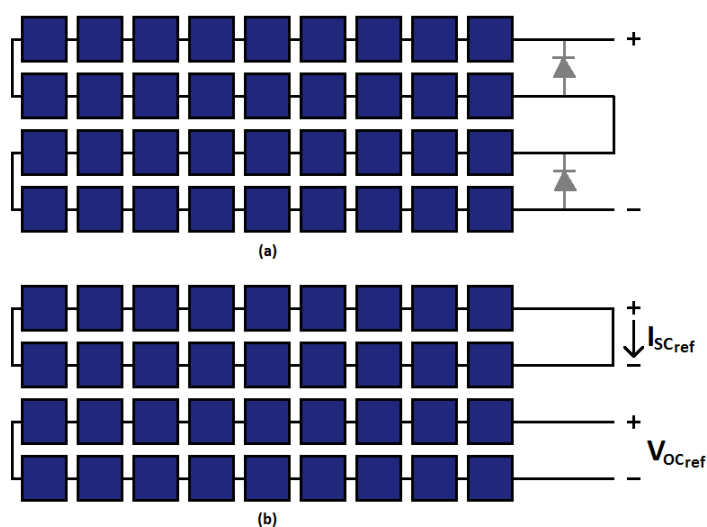


Figura 2.3 – Módulo FV (a) com diodos de *by-pass* e (b) dividido para a medição simultânea de corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto.

Alguns cuidados devem ser tomados para a calibração a sol-real de um módulo FV para essa finalidade. As seguintes condições devem ser observadas:

- O módulo FV deve ser colocado ao lado de um piranômetro de termopilha calibrado, ambos no mesmo plano.
- O módulo FV deve estar limpo.

³⁵ Valores relativos ao módulo FV de referência recebem o índice ref.

- A radiação solar no momento da calibração deve incidir perpendicularmente tanto no módulo FV quanto no piranômetro.
- O céu deve estar limpo no momento da calibração (garantia de que o índice de claridade é bastante elevado).
- A corrente, no setor curto-circuitado do módulo FV de referência, a tensão, no setor em circuito aberto, a irradiância total e a temperatura de célula devem ser medidas simultaneamente em intervalos de um segundo durante o período de um minuto, e, em seguida, deve ser feita a média dos 60 valores obtidos (resultando em $V_{OCref,m}$, $I_{SCref,m}$, G_{S_m} e $T_{Cref,m}$, respectivamente).
- A corrente de curto-circuito do módulo FV de referência nas condições padrão de teste ($I_{SCref,STC}$) é obtida com a Equação 2.18.

$$I_{SCref,STC} = \frac{1.000 I_{SCref,m}}{G_{S_m} [1 + \alpha_{ref} (T_{Cref,m} - 25^\circ)]} \quad 2.18$$

- A tensão de circuito aberto do módulo FV de referência nas condições padrão de teste é obtida com a Equação 2.19.

$$V_{OCref,STC} = N_{S_{ref}} V_{T(25^\circ C)} \ln \left(\frac{I_{SCref,STC}}{I_{0(25^\circ C)}} + 1 \right) \quad 2.19$$

onde $N_{S_{ref}}$ é o número de células FV em série no setor do módulo FV onde é feita a medição da tensão de circuito aberto, $V_{T(25^\circ C)}$ é a tensão térmica da célula FV a $25^\circ C$ ($\approx 25,68$ mV) e $I_{0(25^\circ C)}$ é a corrente de saturação da célula FV a $25^\circ C$, dada pela Equação 2.20.

$$I_{0(25^\circ C)} = \frac{I_{SCref,STC}}{\exp \left(\frac{V_{OCref,m} + N_{S_{ref}} V_{T(25^\circ C)} \ln \left(\frac{1.000}{G_{S_m}} \right)}{N_S V_{T(25^\circ C)} [1 + \beta_{ref} (T_{Cref,m} - 25^\circ)]} \right) - 1} \quad 2.20$$

Uma maneira alternativa de se obterem os valores $I_{SCref,STC}$ e $V_{OCref,STC}$ é submeter o módulo FV de referência a um simulador solar que meça sua curva $I \times V$ e apresente os resultados nas condições padrão de teste.

Posteriormente, a irradiância total característica pode ser obtida com a Equação 2.21 e a temperatura de célula do módulo FV de referência com a Equação 2.22.

$$G = \frac{1.000 I_{sc,ref}}{I_{sc,ref,STC} [1 + \alpha_{ref} (T_{c,ref} - 25^\circ)]} \quad 2.21$$

$$V_{oc,ref} = V_{oc,ref,STC} [1 + \beta_{ref} (T_{c,ref} - 25^\circ)] + N_s \frac{m K T_{c,ref}}{q} \ln \left(\frac{G}{1.000} \right) \quad 2.22$$

onde m é o fator de idealidade do diodo do modelo circuital da célula FV, K é a constante de Boltzmann e q é a carga do elétron. A Equação 2.22 pode assumir a seguinte forma:

$$T_{c,ref} = \frac{V_{oc,ref} - V_{oc,ref,STC} + 25 \beta_{ref}}{\beta_{ref} + N_s \frac{m K}{q} \ln \left(\frac{G}{1.000} \right)} \quad 2.23$$

É interessante destacar que as Equações 2.21 e 2.23 formam um sistema de equações cujas soluções são a temperatura de célula do módulo FV de referência e a irradiância total característica.

A temperatura de célula do gerador FV é ligeiramente inferior à do módulo FV de referência. Dessa forma, deve ser feita uma correção, como indicado na Equação 2.24, adaptada de (MARTÍNES-MORENO, LORENZO, *et al.*, 2011).

$$T_c = T_{c,ref} - \frac{T_{NOC,ref} - 20}{800} G (\eta_{STC,ref} F_{G,ref} F_{T_{c,ref}}) \quad 2.24$$

2.4. Potência elétrica em corrente alternada injetada na rede

A seguir, as equações de eficiência são utilizadas para calcular os valores de potência indicados na Figura 2.1, onde o resultado final é a potência elétrica em corrente alternada injetada na rede.

2.4.1. Potência máxima do gerador FV

Considerando a irradiância total constante em toda a superfície do gerador FV, sua potência máxima é dada pela Equação 2.25 ou pela Equação 2.26. A partir desse ponto, apenas a irradiância total característica é considerada.

$$P_M = \eta'_G G_S A_G \quad 2.25$$

$$P_M = \eta'_{G2} G A_G \quad 2.26$$

Nas condições padrão de teste, η'_{G2} é igual a η_{STC} e $G = G_{STC}$. Dessa forma, a potência obtida corresponde à potência nominal do gerador FV nas condições padrão de teste, dada pela Equação 2.27.

$$P_{NG} = \eta_{STC} G_{STC} A_G \quad 2.27$$

Isolando a área do gerador FV e combinando as Equações 2.16, 2.26 e 2.27, obtém-se a Equação 2.28.

$$P_M = P_{NG} \frac{G}{G_{STC}} F_G F_{Tc} \quad 2.28$$

2.4.2. Potência elétrica em corrente contínua fornecida pelo gerador FV

A potência em corrente contínua fornecida pelo gerador FV é obtida aplicando-se a eficiência de seguimento do ponto de máxima potência à potência máxima do gerador FV, como mostra a Equação 2.29.

$$P_G = P_M \eta'_{SPMP} \quad 2.29$$

Substituindo a Equação 2.10 na Equação 2.29 e resolvendo a equação de primeiro grau resultante, tem-se (para $\Delta P_G = 0$):

$$P_G = \frac{P_M - M_0 P_{NI}}{1 + M_1} \quad 2.30$$

2.4.3. Potência elétrica em corrente contínua na entrada do inversor

A potência em corrente contínua na entrada do inversor pode ser obtida com a Equação 2.31.

$$P_{c.c.} = P_G \eta'_{c.c.} \quad 2.31$$

2.4.4. Potência elétrica em corrente alternada na saída do inversor

A potência na saída do inversor depende da eficiência instantânea de conversão c.c./c.a., que é uma função da tensão em corrente contínua na entrada do inversor e do seu carregamento, e é dada pela Equação 2.32.

$$P_{c.a.} = P_{c.c.} \eta'_I \quad 2.32$$

Substituindo a Equação 2.11 na Equação 2.32 e resolvendo a equação de segundo grau resultante, tem-se:

$$P_{c.a.} = P_{NI} \left[\frac{-(k_1 + 1) + \sqrt{(k_1 + 1)^2 - 4k_2 \left(k_0 - \frac{P_{c.c.}}{P_{NI}}\right)}}{2k_2} \right] \quad 2.33$$

2.4.5. Potência elétrica em corrente alternada injetada na rede

Finalmente, a potência injetada na rede pode ser obtida com a Equação 2.34.

$$P_R = P_{c.a.} \eta'_{c.a.} \quad 2.34$$

2.5. Tensão em corrente contínua na entrada do inversor

A eficiência de conversão do inversor é dependente da tensão em corrente contínua em sua entrada; logo, é necessário calculá-la. Como praticamente todo inversor de conexão à rede possui seguimento do ponto de máxima potência, essa tensão corresponde à de máxima potência, dada pela Equação 2.35.

$$V_M = \frac{P_M}{I_M} \quad 2.35$$

A potência máxima já é conhecida (Equação 2.28), restando apenas calcular a corrente de máxima potência, obtida de forma aproximada pela Equação 2.36

$$I_M = I_{MSTC} \frac{G}{1.000} \quad 2.36$$

As Figuras Figura 2.4 a Figura 2.10 mostram a diferença percentual entre a tensão de máxima potência medida e calculada com a Equação 2.35 para alguns módulos FV (a potência máxima utilizada também foi medida para que a incerteza seja apenas do método de cálculo da corrente de máxima potência).

Observa-se que acima de 300 W/m^2 o erro concentra-se entre $\pm 5\%$ e, para valores menores de irradiância, o erro cresce e pode atingir mais de 30%. No entanto, as curvas de eficiência dos inversores em função da tensão são mais próximas entre si nessa faixa de baixa irradiância; logo, não há um erro elevado no valor calculado de eficiência de conversão devido à aproximação da Equação 2.36.

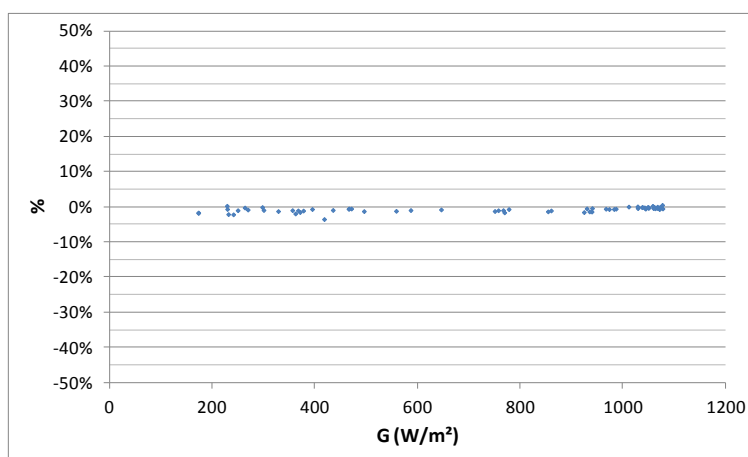


Figura 2.4 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV flexível de filme fino.

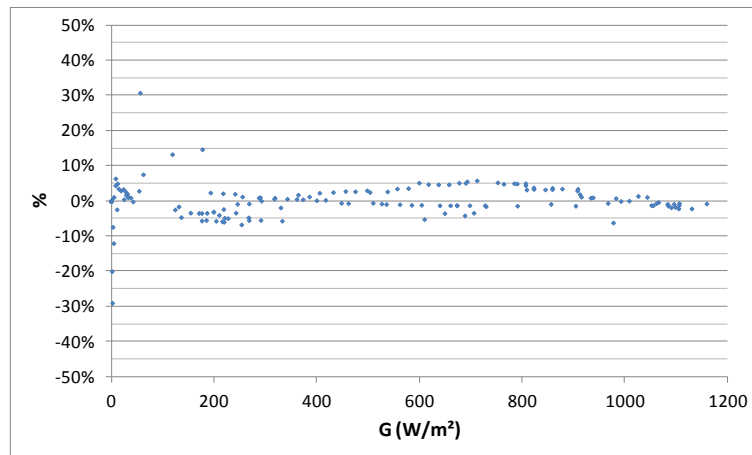


Figura 2.5 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV de silício policristalino.

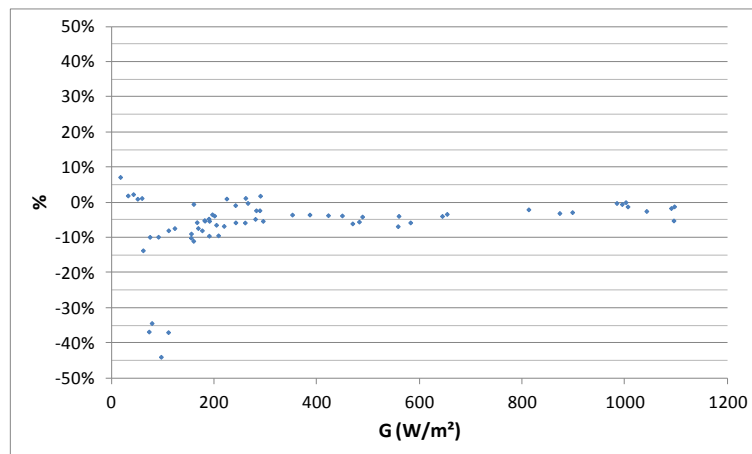


Figura 2.6 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV de silício microcristalino.

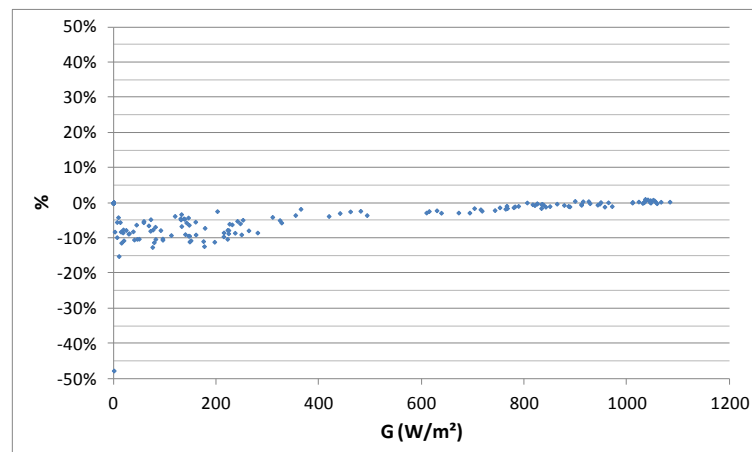


Figura 2.7 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV de silício monocristalino.

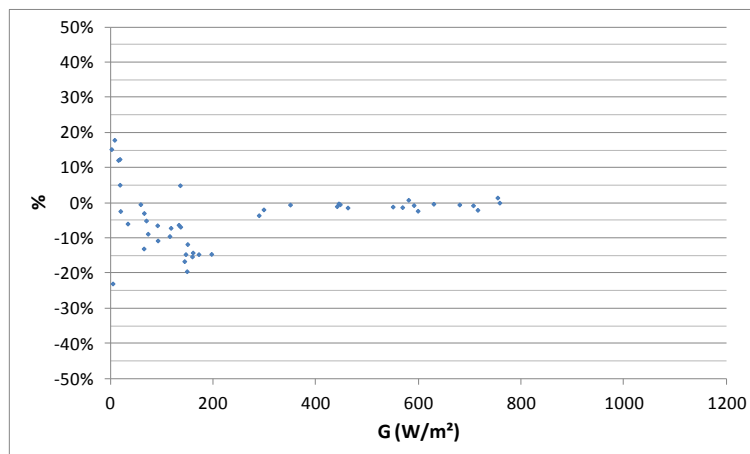


Figura 2.8 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV de silício amorfo.

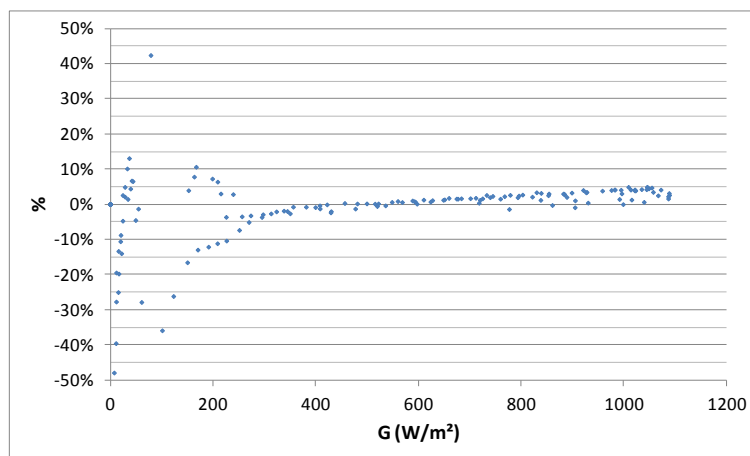


Figura 2.9 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para módulo FV de silício microcristalino.

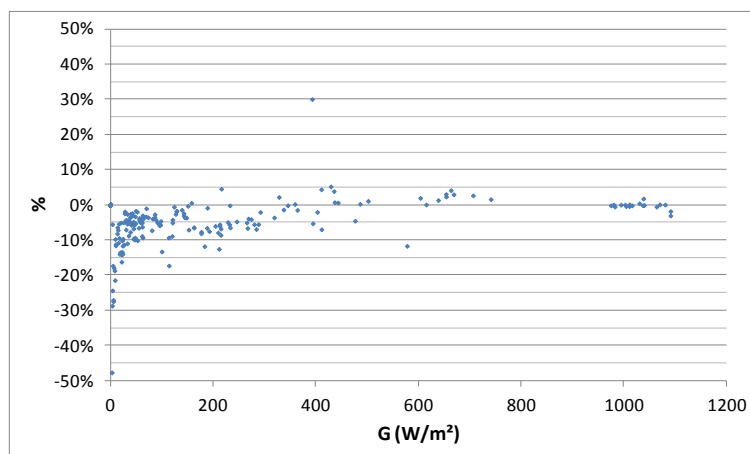


Figura 2.10 – Diferença percentual entre tensão de máxima potência medida e calculada para série FV de módulos FV de silício microcristalino (mesmo modelo do módulo da Figura 2.9).

2.6. Cenário de Perdas

Sistemas fotovoltaicos possuem diversas fontes de perdas, desde o gerador FV até o ponto de conexão fotovoltaico. Algumas delas são relativamente fáceis de incluir nos modelos matemáticos, como a temperatura de célula e o baixo rendimento de alguns componentes quando a potência trabalhada é baixa; outras podem ser trabalhadas indiretamente, como o posicionamento não ideal, cuja redução na produção de energia pode ser compensada pela medição da irradiância total característica.

No entanto, há algumas fontes de perdas que correspondem à não idealidade dos componentes e não são consideradas nos cálculos, pois possuem comportamento probabilístico ou grande complexidade. Além disso, há casos em que as variáveis de entrada são estimadas para sistemas fotovoltaicos ainda em fase de projeto. Logo, o cenário de perdas também funciona como um fator de segurança para a produção de energia.

A seguir são apresentadas algumas fontes de perdas comuns em sistemas fotovoltaicos, indicando aquelas que já foram consideradas na modelagem matemático dos itens 2.2 e 2.4.

2.6.1. Perdas no gerador FV

Aumento da temperatura das células FV

Com a elevação da temperatura das células FV, ocorre uma redução significativa na tensão e um aumento ínfimo na corrente fotogerada, resultando na diminuição da potência fornecida. Esse efeito é mais acentuado no verão e normalmente é agravado em sistemas integrados à edificação, pois pode haver uma redução na ventilação. Dessa forma, células com coeficiente de temperatura pequeno para a tensão apresentam perdas menores nesse aspecto. Como regra geral, a potência do gerador FV cai entre 0,3 e 0,4% a cada aumento de 1°C (AYOMPE, DUFFY, *et al.*, 2010). As perdas pela temperatura já são consideradas no modelo matemático descrito, porém alguma correção adicional pode ser necessária.

Descasamento espectral

O espectro da radiação solar em condições de campo é predominantemente diferente do espectro de referência AM1,5. MARTÍN e RUIZ (1999) relatam perdas de até 4% em dias nublados para módulos FV de silício cristalino e, para silício amorfo, perdas de até 10%, como também ganhos de até 20%. Esse fator já é considerado indiretamente no modelo, através da irradiância total característica; contudo, pode ser interessante utilizá-lo em projetos.

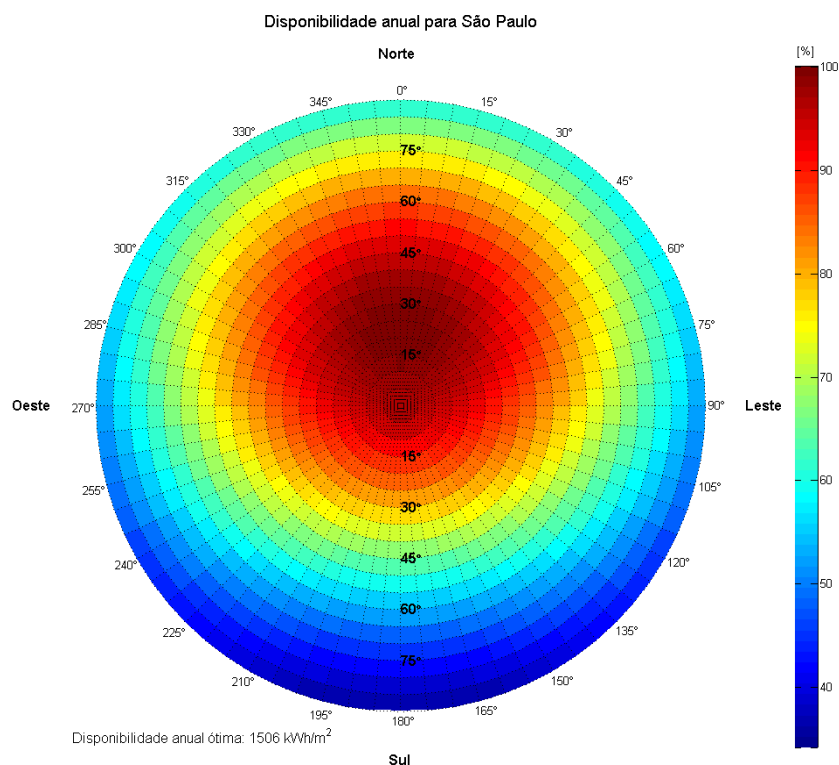
Posicionamento não ideal

O posicionamento incorreto reduz a quantidade de irradiação (principalmente a direta) sobre o gerador FV e favorece a reflexão na superfície dos módulos, diminuindo a quantidade de energia solar disponível para a conversão fotovoltaica. Em se tratando de geração distribuída, os geradores FV normalmente não possuem mecanismos de rastreamento solar, pois são fixados diretamente nas estruturas de edificações. Devido às próprias características dessas edificações, ou até mesmo por descuido, os geradores FV podem ficar mal posicionados, com inclinação e orientação diferentes das ótimas para a posição geográfica do local. A Figura 2.11 mostra a relação entre a disponibilidade anual de energia em uma superfície com orientação qualquer e em uma superfície voltada para o Norte, para a cidade de São Paulo.

Assim como o descasamento espectral, essa perda já é considerada através da irradiância característica; porém, pode ser útil considerá-la em projetos.

Degradação das células FV

Essa perda é inevitável e contribui para a redução gradual do desempenho ao longo dos anos. Estima-se um decaimento médio anual de 0,8% para células de silício cristalino (JORDAN e KURTZ, 2011).



Fonte: ZILLES, MACÊDO, *et al.*, (2012)

Figura 2.11 – Relação entre a disponibilidade anual de energia em uma superfície com orientação qualquer e em uma superfície com 23,5° de inclinação voltada para o Norte, para a cidade de São Paulo.

Sombreamento parcial

Os geradores FV estão sujeitos a sombreamento, tanto de fontes previsíveis, como árvores, construções, antenas, etc., bem como de imprevisíveis, como dejetos de pássaros ou folhas caídas. O sombreamento parcial de geradores é um problema sério, pois reduz drasticamente a produção de energia, como também compromete a integridade do gerador FV. É comum no início do dia ou no final da tarde, pois o sol está mais baixo e facilita que construções próximas ao sistema o sombreiem.

O percentual da perda de energia é maior do que a porcentagem de área sombreada. Em geradores FV de pequeno porte, com poucas (ou nenhuma) conexões em paralelo, uma única folha pode causar a redução da saída do sistema a uma fração pequena da potência nominal, eventualmente resultando em falha. Células FV sombreadas em série com células FV iluminadas causam o bloqueio da corrente e tendem a se polarizar reversamente, transformando-se em cargas, onde a potência é dissipada na forma de calor, ocasionando perdas e pontos quentes.

Um estudo interessante foi conduzido por MARTÍNEZ-MORENO, MUÑOZ e LORENZO (2010), onde as perdas por sombreamento são estimadas com base no fator de sombreamento geométrico e da relação entre o número de blocos sombreados e o número total de blocos (os blocos correspondem aos grupos de células FV protegidas por um diodo de *by-pass*).

Acúmulo de partículas sobre o gerador FV

O acúmulo de partículas sobre o gerador FV reduz a quantidade de irradiação disponível. Essas partículas podem ser sujeira, principalmente nos grandes centros urbanos ou na beira de estradas, ou até mesmo folhas e neve. De certa forma, essa fonte de perdas está relacionada com o sombreamento, mas normalmente é um fenômeno que ocorre de forma mais ou menos homogênea em toda a superfície do gerador, sendo menos agressivo que o sombreamento parcial, a menos que o acúmulo de partículas seja muito grande.

A limpeza dos módulos durante a manutenção é uma medida simples, que evita esse tipo de perda, que pode variar bastante, desde menos de 2% até mais de 25% (KIMBER, MITCHELL, *et al.*, 2006). O modelo matemático apresentado considera essa perda no cálculo da transmitância do módulo FV ou na irradiância total característica.

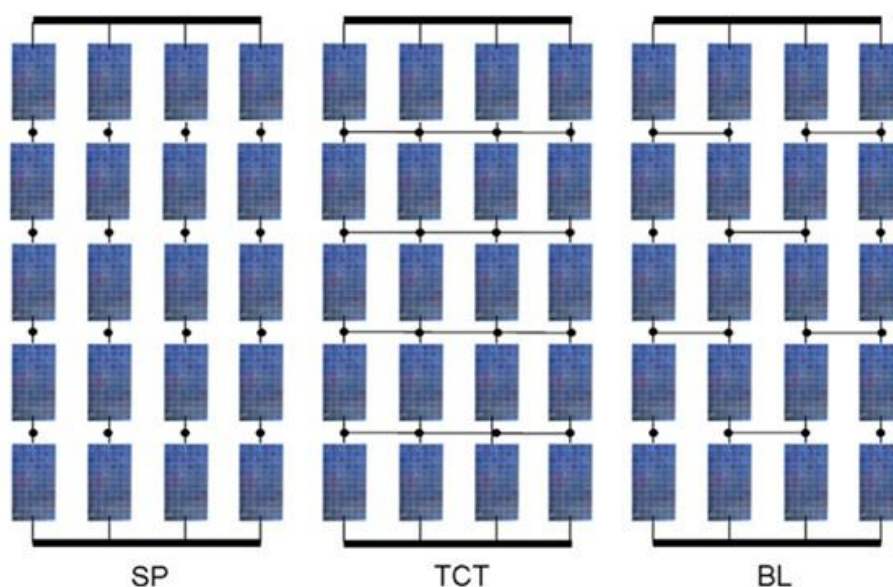
Descasamento de parâmetros

Em sistemas fotovoltaicos, um determinado número de módulos FV é conectado em série e/ou paralelo para corresponder à tensão e potência necessárias. Uma característica não desejável desses arranjos FV é que a sua potência de saída de placa quase sempre é superior ao valor observado em condições de campo, mesmo quando as condições de operação estão próximas às padrão de teste. Essa característica é frequentemente chamada de perda por descasamento de parâmetros, e ocorre devido à pequena dispersão das características elétricas dos módulos dentro da faixa de tolerância dos fabricantes ou por efeito da degradação e da iluminação desigual sobre o gerador FV.

As diferenças entre os módulos provêm das diferenças das próprias células FV que os compõem. Diferentes células podem ter parâmetros característicos um

pouco diferentes, mesmo que provenham de uma mesma linha de produção. Esse tipo de perda tende a se agravar com o tempo, devido à degradação. Além disso, o estresse ambiental pode danificar células, dando origem não somente à incompatibilidade, mas também a aquecimento excessivo de algumas regiões (pontos quentes).

Esse problema pode, ainda, criar diversos pontos locais de máxima potência, “enganando” o seguimento do ponto de máxima potência do inversor. Algumas configurações foram propostas para diminuir esse tipo de perda, como o cruzamento total (TCT – *Total-Crossed Tied*) e a conexão em ponte (BL – *Bridge-Link*), mostradas na Figura 2.12 juntamente com o esquema tradicional de série-paralelo (SP – *Series-Parallel*). PICAULT, RAISON, *et al.* (2010) analisaram essas configurações em condições sem sombra e com sombra parcial e concluíram que, no primeiro caso, as perdas por descasamento de parâmetros é inferior a 2% e, no segundo caso, podem chegar a 7%.



Fonte: PICAULT, RAISON, *et al.* (2010).

Figura 2.12 – Diagrama das conexões SP, TCT e BL.

2.6.2. Perdas na instalação em corrente contínua

Resistência

Os trajetos da instalação elétrica em corrente contínua normalmente são longos e com muitas conexões, chaves e dispositivos de proteção. Dessa forma, as

perdas por efeito Joule são mais significativas do que na instalação elétrica em corrente alternada. Além disso, os diodos de bloqueio que venham a ser instalados nas séries FV causam uma perda adicional (aproximadamente a energia gerada por uma célula FV por diodo).

2.6.3. Perdas no sistema de condicionamento de potência

Eficiência dos inversores

Inversores com baixa eficiência são responsáveis por grande parte das perdas de um sistema fotovoltaico. Além disso, mesmo inversores eficientes apresentam baixo rendimento quando operam com frações pequenas da potência nominal. Inversores modernos normalmente possuem perdas menores, pois apresentam eficiência elevada para uma grande faixa de operação.

Em dias com pouca disponibilidade de recurso solar, a potência em corrente contínua na entrada do inversor é pequena, fazendo com que ele opere quase sempre na faixa de baixo rendimento. Além disso, há a possibilidade de os inversores não injetarem energia na rede, pois necessitam de uma tensão em corrente contínua mínima para operarem, e essa tensão corresponde a uma irradiância mínima que pode não ser atingida em alguns momentos.

Limitação de potência pelo inversor

Os sistemas fotovoltaicos podem ser projetados com um fator de dimensionamento (FDI) menor que a unidade, o que significa que o gerador FV possui uma potência nominal superior à do inversor. Um fator de dimensionamento bem calculado melhora a produtividade do sistema, pois diminui as perdas relativas à baixa irradiância. Porém, em condições de irradiância elevada o inversor limita a potência de entrada por razões de segurança, impedindo o aproveitamento de toda a energia que o gerador FV poderia fornecer. Dessa forma, é importante encontrar o balanço adequado entre perda por limitação e ganho de produtividade.

Flutuação rápida da irradiância

Durante mudanças de irradiância, o sistema de seguimento do ponto de máxima potência demora um certo tempo para realocar o sistema no novo ponto de máxima potência. Caso as variações sejam rápidas, o atraso faz com que o sistema não opere exatamente no seu máximo.

2.6.4. Perdas na instalação elétrica em corrente alternada

Impedância

O circuito em corrente alternada geralmente apresenta perdas reduzidas, pois possui poucas conexões e cabeamento mais curto. Em alguns lugares, utilizam-se transformadores para conectar os sistemas à rede, e, nesse caso, o transformador impõe uma perda da ordem de 2%.

2.6.5. Perdas devido à Rede

Condições da rede

Os inversores possuem faixas de tensão, frequência e impedância em que operam conectados à rede. Caso esses valores fiquem fora da faixa permitida, o inversor deixa de injetar energia na rede. Redes instáveis ocasionam desligamentos constantes e reduzem o desempenho do sistema fotovoltaico. Um estudo feito com um sistema fotovoltaico de pequeno porte mostrou perdas médias de 4,8% devido às condições da rede (CARDONA e LÓPEZ, 1999).

Tensão da rede

Dependendo da capacidade e do carregamento da rede, a injeção de potência ativa pelo sistema fotovoltaico pode provocar o aumento da tensão na linha, ocasionando diversos problemas. Dessa forma, é possível que o inversor limite essa potência, para evitar a elevação de tensão, reduzindo a energia injetada na rede.

2.6.6. Perdas devido à disponibilidade

Diz-se que um sistema fotovoltaico está disponível quando há recurso solar e ele está injetando energia na rede elétrica. No entanto, paradas para manutenção e

falhas, dentre outros fatores, podem impedir que o sistema fotovoltaico siga funcionando, mesmo com disponibilidade de recurso solar.

As fontes de perdas não incluídas no modelamento matemático compõem o cenário de perdas, que nada mais é do que fatores de correção aplicados à potência elétrica em corrente contínua na entrada do inversor e à potência elétrica em corrente alternada injetada na rede, como mostram as Equações 2.37 e 2.38, respectivamente.

$$P_{c.c.c} = P_{c.c.} CP_{c.c.} \quad 2.37$$

$$P_{R_c} = P_R CP_R \quad 2.38$$

onde $CP_{c.c.}$ é o cenário de perdas em corrente contínua e CP_R é o cenário de perdas em corrente alternada, dados pelas Equações 2.39 e 2.40, respectivamente. O índice c indica valores corrigidos.

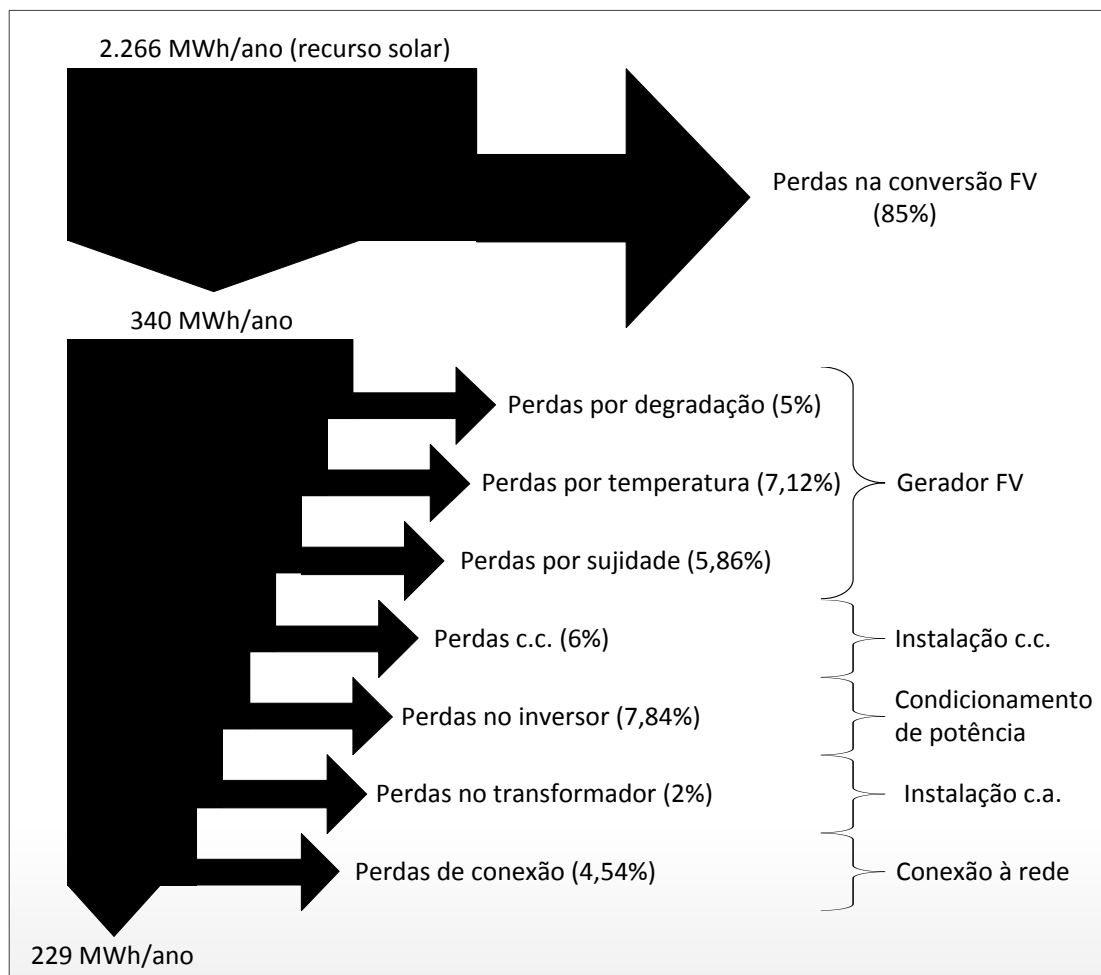
$$CP_{c.c.} = \prod_{i=1}^n (1 - F_{c.c.i}) \quad 2.39$$

$$CP_R = \prod_{i=1}^m (1 - F_{R_i}) \quad 2.40$$

onde $F_{c.c.i}$ são fatores de correção para a potência elétrica em corrente contínua na entrada do inversor (fatores de corrente contínua), F_{R_i} são fatores de correção para a potência elétrica em corrente alternada injetada na rede (fatores de corrente alternada), n é o número de fatores de corrente contínua e m é o número de fatores de corrente alternada.

É interessante destacar que os fatores de correção não são absolutos e podem variar de projeto para projeto e de sistema para sistema fotovoltaico. Além disso, na ausência de um cenário de perdas preestabelecido, o mesmo pode ser obtido pela razão entre o valor de potência medido em um sistema fotovoltaico real e o valor teórico calculado. Posteriormente esse cenário de perdas “empírico” pode ser utilizado para futuras projeções de produção de energia do sistema fotovoltaico medido. Esse mesmo procedimento pode ser utilizado, também, para ajustar um cenário de perdas preestabelecido, adicionando um fator de correção para o ajuste.

O diagrama de Sankey, da Figura 2.13, ilustra um sistema fotovoltaico com suas perdas. Os fatores de corrente contínua são $F_{c.c.1} = 0,8500$, $F_{c.c.2} = 0,0500$, $F_{c.c.3} = 0,0712$, $F_{c.c.4} = 0,0586$ e $F_{c.c.5} = 0,0600$, resultando em $CP_{c.c.} = 0,1171$. Os fatores de corrente alternada (incluem as perdas de conversão c.c./c.a.) são $F_{R_1} = 0,0784$, $F_{R_2} = 0,0200$ e $F_{R_3} = 0,0454$, resultando em $CP_R = 0,8622$.



Fonte: Adaptado de KYMAKIS, KALYKAKIS e PAPAZOGLU (2009).

Figura 2.13 – Diagrama de Sankey para um sistema com um gerador FV de 171,36 kWp em um local com irradiação anual de 1.984 kWh/m².

2.7. Medição dos parâmetros elétricos do gerador FV

Os parâmetros elétricos do gerador FV, como corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, corrente e tensão de máxima potência e potência máxima, são úteis tanto para o cálculo da potência elétrica injetada na rede como para o comissionamento do sistema fotovoltaico. A medição desses parâmetros necessita de alguns cuidados, como deixar o gerador FV por pelo menos 15 minutos em circuito aberto antes de ser realizada a medição, para que a

temperatura seja homogênea (HAMMOND e BACKUS, 1994), dar prioridade a valores de irradiância superiores a 800 W/m^2 e realizar as medições em períodos de céu limpo (para assegurar que a variação da irradiância seja a menor possível durante as medições) e com velocidade do vento de no máximo 1 m/s .

2.7.1. Medição da potência nominal

A potência nominal de placa de um módulo FV normalmente não corresponde ao valor real (no Brasil, a diferença tolerável é de $\pm 5\%$). A potência nominal utilizada nos cálculos deve corresponder à real; logo, é fundamental medi-la adequadamente.

A medição da potência nominal de um módulo ou gerador FV segue o mesmo procedimento, porém o equipamento utilizado deve ser adaptado aos níveis de tensão e corrente envolvidos. Podem-se destacar duas maneiras de realizar a medição: uma com um medidor de curva I x V (usualmente uma carga capacitiva) e a outra com um wattímetro associado a um módulo FV de referência (calibrado como indicado no item 2.3) para medição da irradiância e da temperatura de célula (pode ser utilizado outro sensor para medir diretamente a temperatura de célula).

No primeiro caso, o medidor de curva I x V deve ser capaz de, além de medir a curva instantânea do gerador FV, corrigi-la para as condições padrão de teste e, se não possuir essa função, a correção deve ser feita manualmente³⁶. Já no segundo caso, a potência nominal é estimada com o procedimento adaptado de MARTÍNES-MORENO, LORENZO, *et al.* (2011):

- Durante pelo menos um dia de operação em campo, a potência em corrente contínua na entrada do inversor deve ser medida com um wattímetro.
- Simultaneamente, a irradiância deve ser medida com um módulo FV de referência (calibrado como indicado no item 2.3) e a temperatura de célula com um módulo FV de referência (calibrado como indicado no item 2.3) ou um sensor de temperatura adequado.

³⁶ A NBR 12302 define procedimentos para a correção da curva I x V medida para as condições padrão de teste de temperatura e irradiância.

- Em seguida, a potência medida deve ser corrigida para a condição padrão de temperatura (25°C) com a Equação 2.41, resultando em uma curva $P_{c.c.(25^\circ\text{C})} \times G_p$.

$$P_{c.c.(25^\circ\text{C})} = \frac{P_{c.c.}}{F_{Tc}} \quad 2.41$$

- Finalmente, deve ser escolhido um valor para P_{NG} que melhor ajusta a Equação 2.42.

$$P_{c.c.(25^\circ\text{C})} = P_{NG} \frac{G_p}{G_{STC}} \quad 2.42$$

É interessante observar que o resultado é uma aproximação, pois a potência medida com o wattímetro sofre a influência das eficiências da instalação elétrica em corrente contínua e do seguimento do ponto de máxima potência. Como ambas são bastante elevadas em praticamente qualquer nível de irradiância, o valor da potência nominal obtido pode ser utilizado nos cálculos.

A curva $P_{c.c.(25^\circ\text{C})} \times G_p$ pode apresentar um perfil como mostra a Figura 2.14. Nela pode-se identificar 3 regiões: 1 – corresponde ao desvio do comportamento linear causado pelo seguimento do ponto de máxima potência; 2 – parte linear da curva, a qual deve ser utilizada para estimar a potência nominal; e 3 – restrição imposta pela máxima potência de trabalho do inversor.

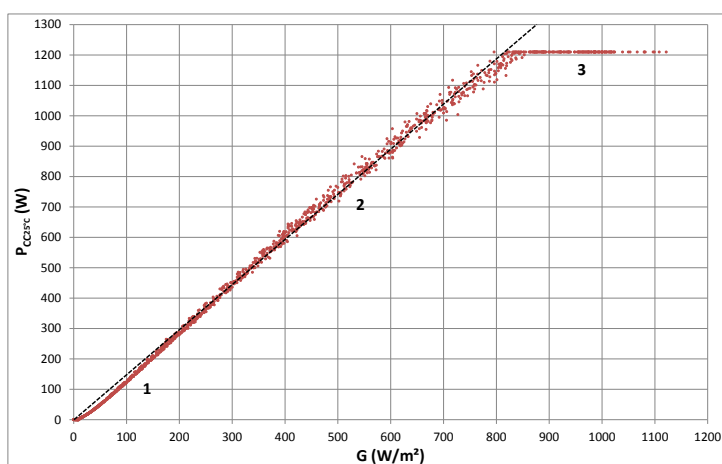


Figura 2.14 – Curva $P_{c.c.(25^\circ\text{C})} \times G_p$ de um gerador FV de 1,5 kWp.

2.7.2. Medição da corrente de curto-circuito nas condições padrão de teste

A corrente de curto-circuito pode ser medida de três formas: com um amperímetro, um *shunt* ou o mesmo medidor de curva $I \times V$ utilizado para medir a potência nominal. Neste último caso, a curva $I \times V$ transposta para as condições

padrão de teste já fornece o valor de corrente de curto-circuito nessas condições. Nos outros dois casos é preciso corrigir o valor medido com a Equação 2.43, que também é uma função das variáveis irradiância total característica e temperatura de célula, as quais devem ser medidas simultaneamente com a corrente.

$$I_{sc_{STC}} = \frac{1.000 I_{sc}}{G_p [1 + \alpha (T_c - 25^\circ)]} \quad 2.43$$

Um parâmetro importante para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos é a corrente de curto-circuito máxima. Ela corresponde à corrente de curto-circuito obtida em condições de alta irradiância e temperatura de célula. Na superfície do planeta, a irradiação de 1.250 W/m² dificilmente é superada. Dessa forma, a corrente de curto-circuito máxima pode ser calculada com a Equação 2.44.

$$I_{sc_{MAX}} = 1,25 I_{sc_{STC}} \left[1 + \alpha \left(T_{a_{MAX}} + \frac{G_s}{G_{NOC}} (T_{NOC} - T_{NOC}) - 25^\circ \right) \right] \quad 2.44$$

onde $T_{a_{MAX}}$ é a temperatura ambiente máxima registrada no local onde o sistema fotovoltaico será (ou está) instalado.

2.7.3. Medição da tensão de circuito aberto nas condições padrão de teste

A tensão de circuito aberto pode ser medida com um voltímetro ou com o medidor de curva I x V. Como no caso da corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto nas condições padrão de teste pode ser obtida diretamente da curva I x V corrigida. Quando se utiliza o voltímetro, é necessário corrigir o valor lido com a Equação 2.45.

$$V_{oc_{STC}} = \frac{V_{oc} + N_s \frac{m K (T_c + 273)}{q} \ln \left(\frac{1.000}{G} \right)}{[1 + \beta (T_c - 25^\circ)]} \quad 2.45$$

onde N_s é o número de células FV em série em todos os módulos FV que compõem o gerador FV. A tensão de circuito aberto máxima também é um valor importante no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. No entanto, o seu cálculo não é tão trivial: em situações práticas, o aumento da temperatura normalmente está associado a maior irradiância e, ao mesmo tempo em que uma temperatura maior de célula reduz a tensão, o aumento da irradiância a eleva.

A tensão de circuito aberto é calculada com a Equação 2.46.

$$V_{oc} = V_{oc_{STC}} [1 + \beta (T_c - 25^\circ)] + N_s \frac{m K (T_c + 273)}{q} \ln \left(\frac{G}{1.000} \right) \quad 2.46$$

Substituindo a temperatura de célula pela Equação 1.25 e derivando a Equação 2.46 em função da irradiância total característica e igualando o resultado a zero, obtém-se a irradiância característica onde a tensão de circuito aberto máxima ocorre ($G_{Voc_{MIN}}$), resolvendo a Equação 2.47 com o menor valor de temperatura ambiente registrado no local de instalação do sistema fotovoltaico (Ta_{MIN}).

$$(Ta_{MIN} + 273) = \left[\frac{q Voc_{STC} \beta}{N_s m K} + 1 + \ln \left(\frac{G_{Voc_{MIN}}}{1.000} \right) \right] \frac{G_{Voc_{MIN}}}{800} (TNOC - 20^\circ) \quad 2.47$$

O valor da irradiância característica onde a tensão de circuito aberto máxima ocorre pode ser aproximado, por exemplo, pela Equação 2.48 para um módulo FV com $\beta = -0,2\%$ e $\frac{Voc_{STC}}{N_s} = 0,7$ V (ver Anexo 1 para outros valores de β e $\frac{Voc_{STC}}{N_s}$).

$$G_{Voc_{MIN}} = 1,08 (TNOC)^2 - 122,81 TNOC + 3.925,85 \quad 2.48$$

Dessa forma, para calcular a tensão de circuito aberto máxima do gerador FV substitui-se a Equação 1.25 e o valor de irradiância total característica obtido com a Equação 2.47 na Equação 2.46, resultando em:

$$Voc_{MAX} = Voc_{STC} \left[1 + \beta \left(Ta_{MIN} + \frac{G_{Voc_{MIN}}}{800} (TNOC - 20^\circ) - 25^\circ \right) \right] + N_s \frac{m K}{q} \left(Ta_{MIN} + \frac{G_{Voc_{MIN}}}{800} (TNOC - 20^\circ) + 273 \right) \ln \left(\frac{G}{1.000} \right) \quad 2.49$$

2.7.4. Coeficientes do fator nível de irradiância

Para obter os coeficientes n_0 , n_1 e n_2 do fator nível de irradiância, o seguinte procedimento deve ser adotado:

- A potência máxima do módulo FV que compõe o gerador FV deve ser medida em intervalos de, no mínimo, 5 minutos.
- A irradiância global característica deve ser medida com um módulo FV de referência, calibrado segundo o item 2.3, no mesmo plano do módulo FV em ensaio.
- A temperatura de célula deve ser medida com sensor apropriado, como um módulo FV de referência calibrado segundo o item 2.3.
- De posse dos trios de valores (P_M , G_p , T_c), aplica-se a Equação 2.50.

$$F_G = \frac{P_M G_{STC}}{P_{NG} G_p F_{Tc}} \quad 2.50$$

- Os valores obtidos para F_G formam uma nuvem de pontos em uma curva $F_G \times G_p$. Os valores dos coeficientes n_0 , n_1 e n_2 devem ser escolhidos de tal forma que a curva da Equação 2.7 encaixe-se com a máxima precisão sobre a nuvem de pontos.

As Figuras Figura 2.15 a Figura 2.22 mostram alguns resultados obtidos com esse procedimento.

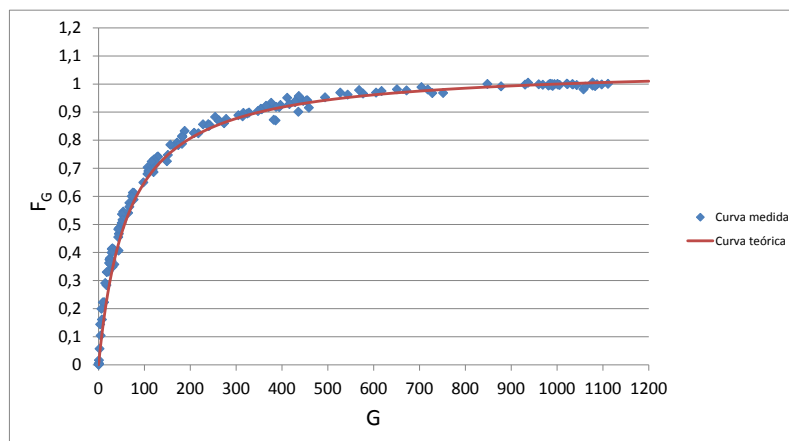


Figura 2.15 – Curva $F_G \times G_p$ para módulo FV de silício policristalino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,06$, $n_1 = -0,06$ e $n_2 = 0$.

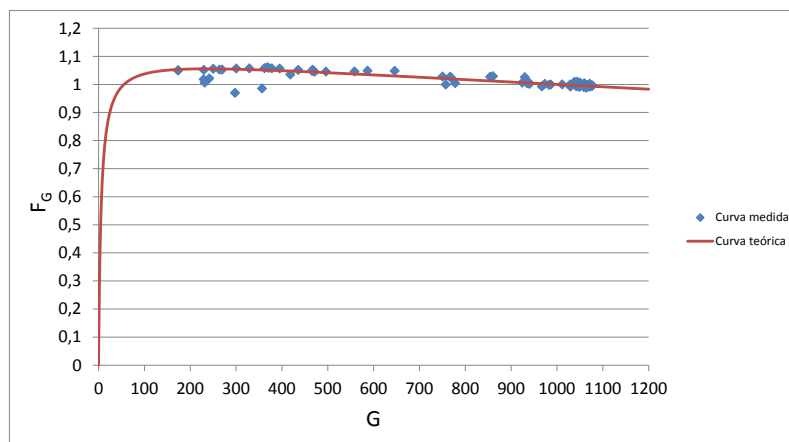


Figura 2.16 – Curva $F_G \times G_p$ para módulo FV flexível de filme fino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,005$, $n_1 = -0,095$ e $n_2 = 0,09$.

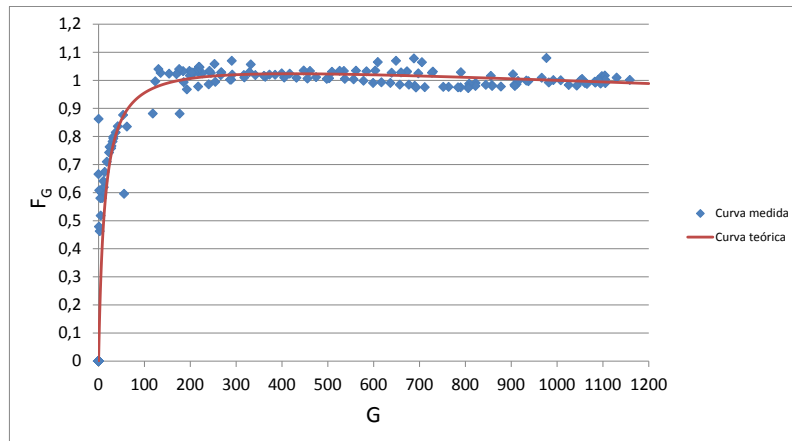


Figura 2.17 – Curva F_G x G_p para módulo FV de silício policristalino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,012$, $n_1 = -0,08$ e $n_2 = 0,068$.

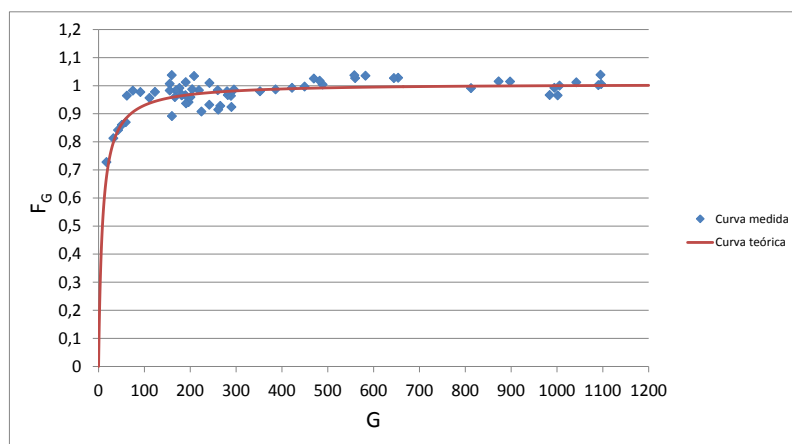


Figura 2.18 – Curva F_G x G_p para módulo FV de silício microcristalino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,0085$, $n_1 = -0,01$ e $n_2 = 0,0015$.

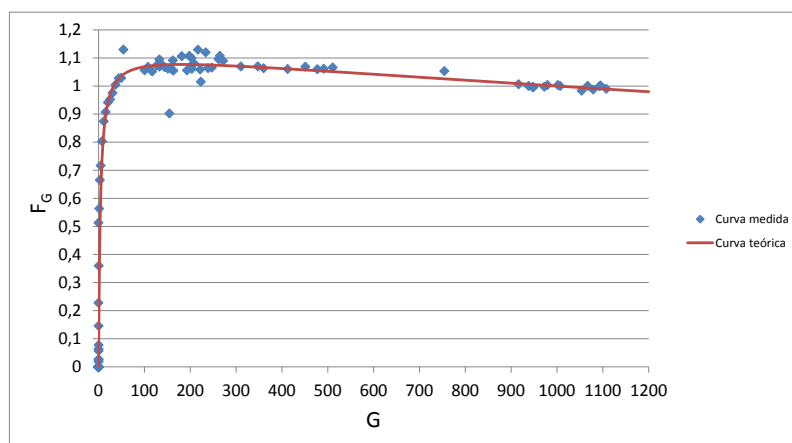


Figura 2.19 – Curva F_G x G_p para módulo FV de silício monocristalino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,0035$, $n_1 = -0,11$ e $n_2 = 0,1065$.

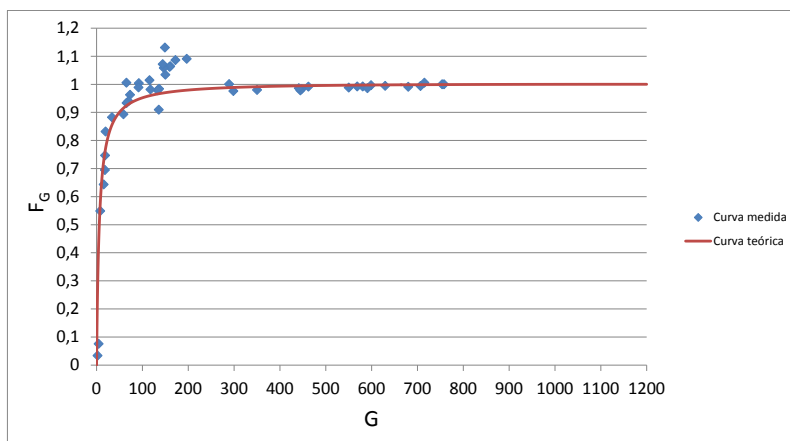


Figura 2.20 – Curva F_G x G_p para módulo FV de silício amorfo. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,006$, $n_1 = -0,01$ e $n_2 = 0,004$.

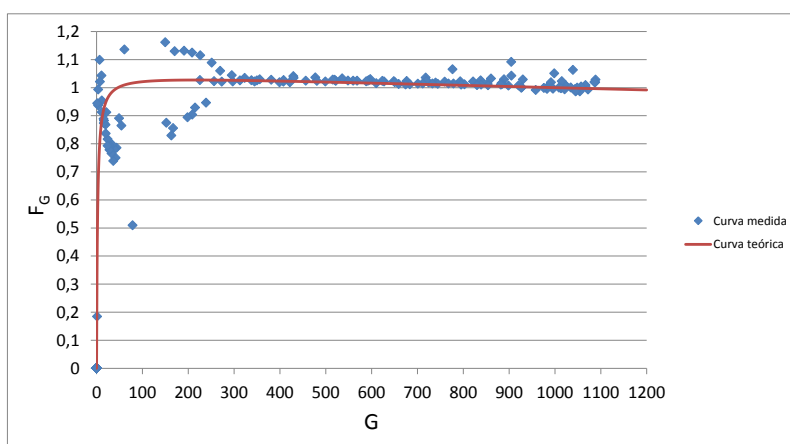


Figura 2.21 – Curva F_G x G_p para módulo FV de silício microcristalino. Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,002$, $n_1 = -0,045$ e $n_2 = 0,043$.

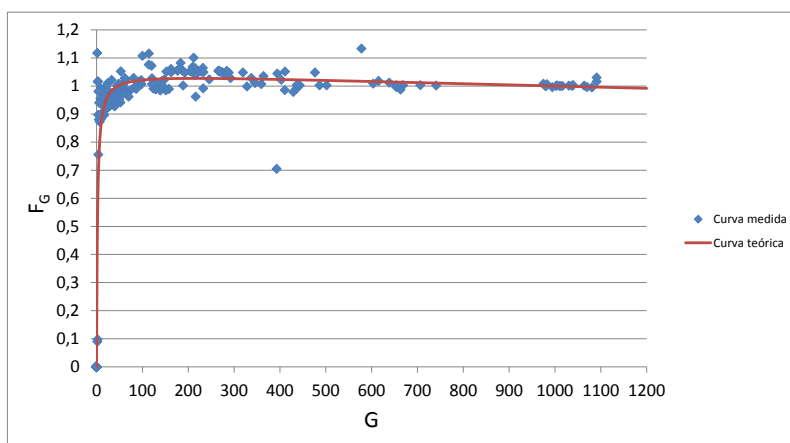


Figura 2.22 – Curva F_G x G_p para série FV de módulos FV de silício microcristalino (mesmo modelo do módulo da Figura 2.21). Os coeficientes da Equação 2.7 são $n_0 = 0,002$, $n_1 = -0,045$ e $n_2 = 0,043$.

3. Considerações sobre o Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Avaliações precisas e consistentes do desempenho de sistemas fotovoltaicos são importantes para o desenvolvimento contínuo da indústria e do mercado de FV. Para fabricantes de componentes, são referências de qualidade para os produtos existentes. Para as equipes de pesquisa e desenvolvimento, são medidas que ajudam a identificar as necessidades futuras. Para integradores de sistemas e clientes finais, são ferramentas para orientar decisões.

O desempenho de um sistema fotovoltaico é afetado por uma série de fatores ligados à qualidade dos componentes, à configuração escolhida, às condições meteorológicas, à correta instalação e manutenção do sistema e às condições da rede elétrica, que impõem uma série de perdas ao sistema. De uma maneira geral, essas perdas provocam a redução da eficiência dos componentes dos sistemas fotovoltaicos, afetando diretamente a produção de energia e os parâmetros de desempenho, sendo importante conhecê-las a fim de evitá-las ou reduzi-las ao máximo.

3.1. Parâmetros de desempenho

A grande heterogeneidade dos sistemas fotovoltaicos torna necessária a existência de parâmetros que possibilitem comparar sistemas diferentes em relação à configuração, tecnologia e localização geográfica.

Além disso, a correta análise desses parâmetros permite a detecção de problemas operacionais, permite validar modelos para estimar o desempenho durante a fase de projeto e também a obtenção de uma estimativa pós-instalação mais precisa da produção de energia.

A utilização desses parâmetros em todo o mercado fotovoltaico ajuda os investidores na avaliação de propostas e tecnologias, dando-lhes maior confiança para obter e manter sistemas confiáveis e de alta qualidade. Métodos de avaliação e classificação padrão também ajudam a definir as expectativas para o desempenho, gerando maior credibilidade e conseqüente crescimento para a indústria fotovoltaica.

A produtividade final e o desempenho global são figuras de mérito amplamente utilizadas para essa finalidade, e definem o desempenho geral de um sistema fotovoltaico levando em consideração a produção de energia, o tamanho do sistema, o recurso solar e o efeito global das perdas.

3.1.1. Eficiência da instalação elétrica e conversão c.c./c.a.

A eficiência total da instalação elétrica e do conversor c.c./c.a. (η_{BOS}^{37}) é dada pela Equação 3.1.

$$\eta_{BOS} = \frac{E_R}{E_G} = \eta_{c.c.} \eta_I \eta_{SPMP} \eta_{c.a.} \quad 3.1$$

3.1.2. Eficiência do sistema

A eficiência total do sistema (η_S) é dada pela Equação 3.2.

$$\eta_S = \frac{E_R}{H_{S,p} A_G} = \eta_G \eta_{c.c.} \eta_I \eta_{c.a.} \quad 3.2$$

3.1.3. Produtividade de referência

A produtividade de referência (Y_R) é a quantidade de irradiação total no plano do gerador FV por unidade de irradiação de referência. Esse parâmetro também é conhecido como o número de horas de sol pleno, e é dado pela Equação 3.3.

$$Y_R = \frac{H_{S,p}}{G_{STC}} \quad 3.3$$

3.1.4. Produtividade do gerador FV

A produtividade do gerador FV (Y_G) é definida como a quantidade de energia produzida por unidade de potência nominal do gerador FV, e é dada pela Eq. 3.4. Também pode ser entendida como o número de horas equivalentes que o gerador FV deveria operar com sua potência nominal para produzir uma quantidade de energia igual à E_G .

$$Y_G = \frac{E_G}{P_{NG}} \quad 3.4$$

³⁷ Do inglês *Balance Of System*. Corresponde ao sistema fotovoltaico menos o gerador FV.

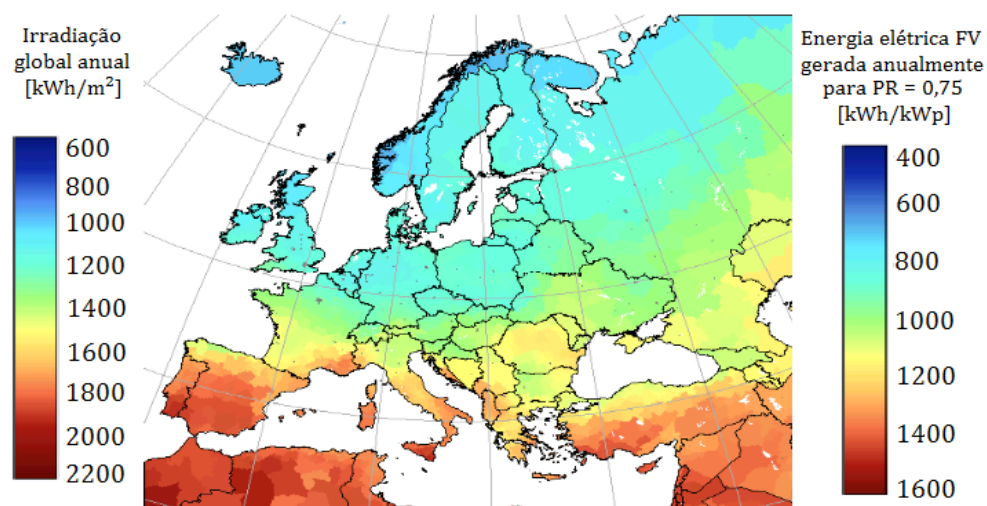
3.1.5. Produtividade final

A produtividade final (Y_F) é definida como a quantidade de energia elétrica em corrente alternada injetada na rede por unidade de potência nominal do gerador FV. Pode ser definida, também, como o número de horas equivalentes que o gerador FV deveria operar com sua potência nominal para produzir uma quantidade de energia igual a E_R . É dada pela Equação 3.5.

$$Y_F = \frac{E_R}{P_{NG}} \quad 3.5$$

A produtividade final é uma figura de mérito que permite comparar sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos, pois normaliza a produção de energia em relação à potência nominal. Tem forte dependência do tipo de montagem, da inclinação e orientação do gerador FV e da disponibilidade natural do recurso solar, variando bastante entre sistemas fotovoltaicos diferentes nesses aspectos. Apresenta uma variação pequena de um ano para o outro e é característica de uma determinada região geográfica (JAHN e NASSE, 2003).

A Figura 3.1 mostra a produtividade final para o continente europeu, e a Tabela 3.1 apresenta valores para diferentes regiões brasileiras. Pode-se perceber que o Brasil apresenta valores médios de produtividade final bastante elevados, indicando um bom potencial de aproveitamento fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de Performance Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems Using Remote Sensing (2008).

Figura 3.1 – Montante anual de irradiação total recebido pelo gerador FV com inclinação ótima (kWh/m^2) e a produtividade final anual para um sistema fotovoltaico de 1 kW com módulos de silício cristalino (kWh/kWp).

Tabela 3.1 – Produtividade final média anual para diferentes regiões brasileiras.

Região	Y _F (kWh/kWp)
Centro-Oeste	1.460
Nordeste	1.580
Norte	1.500
Sudeste	1.300
Sul	1.250

Fonte: QUAGLIA (2010).

O conhecimento da produtividade final típica de uma determinada região permite avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico, na medida em que valores baixos em relação à média podem indicar problemas ou falhas de projeto, assim como valores elevados podem indicar um sistema bem dimensionado e conectado a uma rede elétrica de qualidade.

3.1.6. Desempenho global

O desempenho global (PR³⁸) é um valor adimensional, que mostra o efeito total de perdas e falhas em um sistema fotovoltaico, indicando o quanto sua operação se aproxima da ideal (PR = 1), e permite comparar sistemas independentemente da localização geográfica, posicionamento do gerador FV e potência nominal, pois normaliza a produtividade em relação à irradiação. É dado pela Equação 3.6.

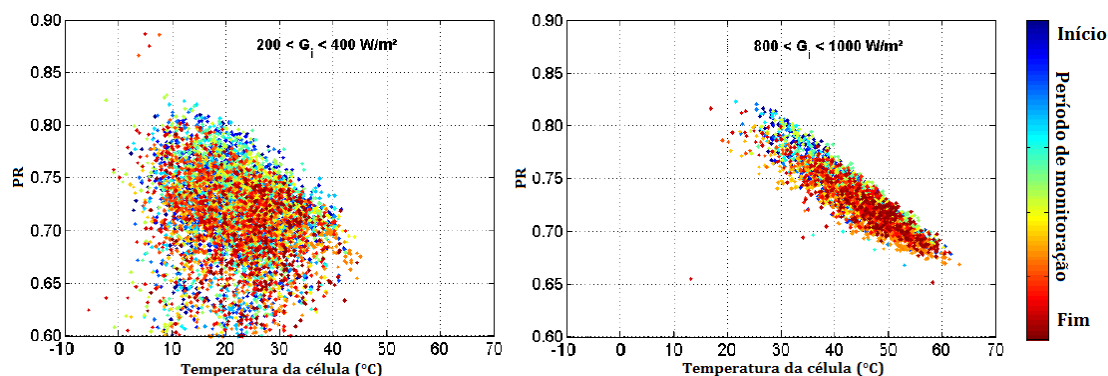
$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{E_R G_{STC}}{P_{NG} H_{S_p}} \quad 3.6$$

Por si só, o desempenho global não representa a quantidade de energia produzida, porque um sistema fotovoltaico com um desempenho global baixo em um local com abundância de recurso solar pode produzir mais energia do que um sistema com um alto desempenho global em um local com pouco recurso solar. No entanto, para um determinado sistema, se uma mudança nos componentes ou no projeto eleva o desempenho global, ocorre também um aumento na produtividade final.

O desempenho global instantâneo é bastante influenciado pelas variações de temperatura e irradiância, variando ao longo do dia e do ano. Valores de temperatura mais elevados aumentam as perdas no gerador FV e diminuem o PR em cerca de 0,4%/°C, enquanto que a dispersão do desempenho global é menor

³⁸ Do inglês, *Performance Ratio*.

com valores mais elevados de irradiância, como mostra a Figura 3.2 (MAU e JAHN, 2009).

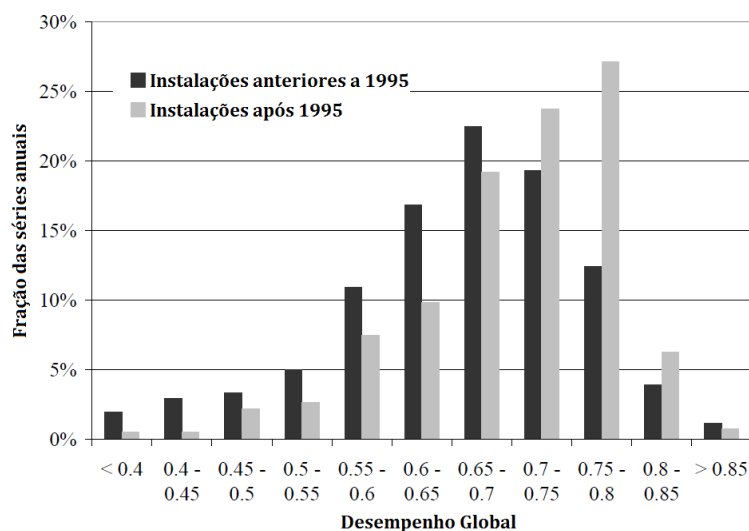


Fonte: Adaptado de MAU e JAHN (2009).

Figura 3.2 – Médias horárias de desempenho global em função da temperatura de célula e da irradiância total.

Valores típicos de desempenho global para bons sistemas fotovoltaicos ficam entre 0,6 e 0,8 (MARION, ADELSTEIN, *et al.*, 2005, e JAHN e NASSE, 2003). Uma análise de desempenho, realizada pela IEA com um total de 334 sistemas fotovoltaicos em 14 países com 1.142 séries anuais (alguns sistemas possuem mais de um ano de medições), mostrou que a grande maioria dos sistemas tem seu desempenho global na faixa mencionada (JAHN e NASSE, 2003). A Figura 3.3 resume os resultados. No entanto, sistemas ótimos apresentam um desempenho global acima dos 0,75.

O desempenho global é útil para determinar se um sistema fotovoltaico está funcionando conforme o esperado e para identificar a ocorrência de problemas devidos à má operação do inversor, problemas nas conexões dentro das caixas de junção dos módulos, falhas nos diodos, seguidores inoperantes, sombreamento, sujeira, degradação do sistema em longo prazo, dentre outros problemas. Grandes reduções no desempenho global indicam eventos que impactam significativamente no desempenho, tais como inversores não operando. As reduções pequenas ou moderadas indicam que um problema menos grave existe.



Fonte: Adaptado de JAHN e NASSE (2003).

Figura 3.3 – Distribuição do desempenho global de 334 sistemas fotovoltaicos (1.142 conjuntos de séries anuais) em 14 países em dois períodos diferentes de instalação.

O desempenho global pode identificar a existência de um problema, mas não a causa. Esta requer uma investigação mais aprofundada, que pode incluir uma visita ao local pelo pessoal de manutenção. A diminuição do desempenho global a partir da sujeira ou da degradação não é imediatamente evidente, necessitando de um acompanhamento durante meses ou anos. Disso conclui-se que, em sistemas bem monitorados, a disponibilidade e o desempenho global são mais elevados.

É importante ressaltar que, no projeto de um sistema fotovoltaico, além de se buscar o melhor desempenho global possível, deve-se atentar para outros aspectos importantes, como custo e confiabilidade, mesmo que seja necessário sacrificar um pouco o desempenho.

3.1.7. Desempenho global a temperatura constante

O desempenho global não faz a distinção entre as perdas térmicas, que dependem de parâmetros externos ao sistema, como irradiação, temperatura ambiente e velocidade de vento, e as dos seus componentes, que dependem apenas de parâmetros do sistema. Dessa forma, é interessante normalizar o desempenho global em relação a uma temperatura de célula fixa (25°C), obtendo o desempenho global a temperatura constante (PR₂₅). Esse parâmetro de desempenho permite analisar o comportamento do sistema independentemente das condições climáticas do período do ensaio (IES-UPM, 2010).

O desempenho global a temperatura constante é dado pela Equação 3.7.

$$PR_{25} = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{E_R G_{STC}}{P_{NG} \int_{T_1}^{T_2} G_{S,p} F_{T_c} dt} \quad 3.7$$

A vantagem de utilizar o desempenho global a temperatura constante é permitir que um sistema fotovoltaico seja monitorado por um período de tempo qualquer, pois o desempenho global varia bastante ao longo do ano e, dessa forma, seria necessário realizar a monitoração por, pelo mesmo, um ano inteiro. Além disso, o desempenho global a temperatura constante preserva as vantagens do desempenho global.

3.1.8. Fator de capacidade

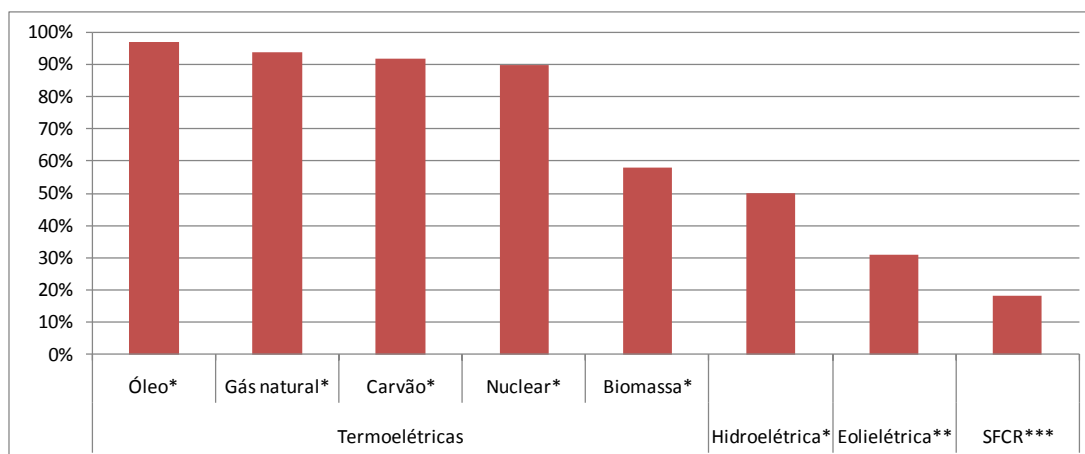
O fator de capacidade (FC) pode ser definido como o aproveitamento, em termos de produção de energia, de um determinado sistema fotovoltaico. É um valor adimensional, entre zero e um, onde a unidade corresponde à produtividade máxima possível do sistema.

Matematicamente, é a razão entre a energia injetada na rede e aquela que o sistema poderia fornecer no mesmo período, caso operasse sempre na potência nominal do gerador FV e nas condições padrão de teste. É dado pela Equação 3.8.

$$FC = \frac{E_R}{P_{NG} (T_2 - T_1)} = \frac{Y_F}{(T_2 - T_1)} = PR \frac{Y_R}{(T_2 - T_1)} \quad 3.8$$

O fator de capacidade também pode ser entendido como o tempo equivalente (uma fração do período entre T1 e T2) em que o sistema fotovoltaico operaria com sua potência nominal.

Sistemas fotovoltaicos possuem fatores de capacidade relativamente baixos se comparados com outros sistemas de geração, como mostra a Figura 3.4. A Tabela 3.2 apresenta valores médios anuais de fator de capacidade para sistemas fotovoltaicos no Brasil.



Fonte: Adaptado de * CEPEL, ** ONS e, *** BENEDITO (2009)

Figura 3.4 – Fatores de capacidade comuns para alguns sistemas de geração de eletricidade no Brasil.

Tabela 3.2 – Fatores de capacidade médios anuais de sistemas fotovoltaicos para diferentes regiões brasileiras.

Região	FC (%)
Centro-Oeste	16,6
Nordeste	18,1
Norte	17,1
Sudeste	14,8
Sul	14,2

Fonte: QUAGLIA (2010).

Essa diferença ocorre devido à própria natureza do recurso solar. Por ser intermitente e sofrer variações significativas ao longo do dia, um sistema fotovoltaico opera em sua potência nominal durante poucas horas.

A Tabela 3.3 mostra alguns valores de parâmetro de desempenho para sistemas fotovoltaicos em diversos países.

Tabela 3.3 – Parâmetros de desempenho para diferentes sistemas fotovoltaicos integrados a edificações.

Localização	tipo de gerador	Produtividade final (kWh/kWp)	Eficiência do gerador (%)	Eficiência do sistema (%)	Eficiência do inversor (%)	Desempenho global (%)
Crete, Greece	PC-Si	1336.4	–	–	–	67.4
Germany		680	–	–	–	66.5
Málaga, Spain		1339	8.8–10.3	6.1–8.0	85–88	64.5
Jaén, Spain		892.1	8.9	7.8	88.1	62.7
Algeria	MC-Si		10.1	9.3	80.7	–
Calabria, Italy	PC-Si	1230	7.6	–	84.8	–
Germany		700–1000	–	–	–	–
Ballymena, Northern Ireland	MC-Si	616.9	7.5–10.0	6.0–9.0	87	60–62
Warsaw, Poland	A-Si	830	4.5–5.5	4.0–5.0	92–93	60–80
Castile & Leon, Spain	MC-Si	1180	13.7	12.2	89.5	69.8
Umbertide, Italy	PC-Si	–	4.0–7.0	6.2–6.7	–	–
UK		744	–	–	–	69
Liverpool, UK	Tiles	777	–	–	–	72
Dublin, Ireland	MC-Si	885.1	14.9	12.6	89.2	81.5
UK	A-Si	–	3.7	3.2	64.5	42.0
UK	PC-Si	–	–	7.5	–	68.0
UK	–	–	–	8.4	90–91	59–61
Italy	A-Si	–	–	–	–	66
Germany	–	–	–	–	–	50–81
Brazil	A-Si	–	–	5	91	–
Thailand	–	–	–	–	92–98	70–90

Fonte: Adaptado de AYOMPE, DUFFY, *et al.* (2010).

3.2. Parâmetros de perdas

3.2.1. Perdas no gerador FV

De uma maneira geral, as perdas totais no gerador FV (L_G) são dadas pela Equação 3.9.

$$L_G = Y_R - Y_G \quad 3.9$$

3.2.2. Perdas na instalação elétrica e conversão c.c./c.a.

As perdas totais na instalação elétrica e na conversão c.c./c.a., chamadas de perdas do sistema (L_S), são dadas pela Equação 3.10.

$$L_S = Y_G - Y_F \quad 3.10$$

4. Normas técnicas aplicáveis a sistemas fotovoltaicos conectados à rede

A falta de normas técnicas dificulta a disseminação de uma tecnologia, pois permite aplicações onde se observa pouco ou nenhum conhecimento sobre ela. Isso pode resultar em custos elevados e desnecessários, baixa confiabilidade, propensão a falhas e redução da confiança do usuário na tecnologia.

Dessa forma, a difusão dos sistemas fotovoltaicos deve-se, em parte, à existência de normas técnicas que definem as características de qualidade (tanto de energia quanto de instalação) e segurança, que, junto a um projeto bem executado, garantem aos sistemas confiabilidade e bom desempenho.

Nesse sentido, os principais pontos observados pelas normas dizem respeito às medidas de proteção de pessoas e equipamentos, às características físicas e elétricas dos equipamentos, à qualidade de energia, à compatibilidade eletromagnética (distorção harmônica), à inspeção e ao comissionamento de sistemas fotovoltaicos.

No Brasil, as normas ABNT³⁹ para sistemas fotovoltaicos⁴⁰ são relativamente antigas e não contemplam os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de modo específico ou satisfatório. No entanto, esta situação está mudando e, no início de 2012, a Norma ABNT NBR IEC 62116 (2012) – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foi publicada e espera-se que, neste mesmo ano, pelo menos mais três normas sejam publicadas: sobre as características elétricas da interface com a rede, sobre a instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos e sobre o ensaio de inversores.

A seguir, são apresentadas algumas normas internacionais e nacionais, que contribuem para a regulamentação técnica dos sistemas fotovoltaicos, com foco no escopo principal do trabalho: comissionamento e caracterização da produção de energia.

³⁹ Associação Brasileira de Normas Técnicas.

⁴⁰ Normas em vigor até o término deste trabalho.

4.1. IEC 62446 (2009): *Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection*

Esta norma determina a documentação e as informações mínimas que devem ser fornecidas ao usuário após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (com exceção daqueles com módulos c.a.) e descreve os critérios mínimos de inspeção e os testes de comissionamento. Além disso, pode ser utilizada em verificações periódicas de manutenção ou quando houver modificação do sistema.

Levando em consideração seu conteúdo, a norma pode ser dividida em quatro partes:

- 1) Informações gerais e definições de alguns termos (itens 1, 2 e 3).
- 2) Requerimentos de documentação (item 4), incluindo:
 - Informações sobre o sistema (potência nominal, localização, datas importantes, projetista, instalador, etc.).
 - Diagrama completo do sistema (com informações das séries FV, do gerador FV, do aterramento, das proteções e de todo o cabeamento).
 - Informações sobre os componentes do sistema (folhas de especificações técnicas e manuais de montagem da estrutura mecânica do gerador).
 - Manuais de operação e manutenção (procedimentos de operação, de emergência e de manutenção e documentação da garantia dos equipamentos).
 - Relatórios da inspeção e dos testes de comissionamento.
- 3) Critérios de inspeção (item 5). Faz-se referência direta às exigências da IEC 60364-7-712, divididas em 3 grupos: inspeção no lado em corrente contínua, inspeção no lado em corrente alternada e proteção contra sobretensão. Além disso, aponta os critérios de sinalização visual do sistema e seus componentes.
- 4) Testes de comissionamento (item 5). Inclui medição de continuidade dos condutores de proteção (aterramento e equipotencialização), da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto das séries FV e do gerador FV e da resistência de isolamento do gerador FV, bem como verificação de polaridade e do correto funcionamento dos equipamentos e componentes.

Em seus anexos, a norma fornece modelos de certificado de verificação, relatório de inspeção e relatório dos testes de comissionamento, além de um procedimento informativo para inspeção do gerador FV utilizando câmera de infravermelho.

4.2. IEC 61724 (1998): *Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis*

Essa norma descreve as recomendações gerais para monitoração e análise do comportamento elétrico de sistemas fotovoltaicos, com o intuito de fornecer um resumo desse comportamento para possibilitar a comparação de sistemas de diferentes tamanhos operando em condições ambientais distintas, através de parâmetros de desempenho. Além disso, propõe um formato padrão para organizar os dados obtidos na monitoração. Dentre os parâmetros que devem ser medidos, destacam-se, para este trabalho, os apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Parâmetros medidos.

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Precisão
Irradiância total no plano do gerador FV*	G_S ou G	W/m^2	melhor que 5%
Temperatura ambiente à sombra**	T_a	$^{\circ}C$	superior a $1^{\circ}C$
Temperatura de célula***	T_c	$^{\circ}C$	superior a $1^{\circ}C$
Tensão no lado em corrente contínua	$V_{c.c.}$	V	melhor que 1%
Corrente na entrada do inversor	$I_{c.c.}$	A	melhor que 1%
Potência na entrada do inversor****	$P_{c.c.}$	kW	melhor que 2%
Tensão no lado em corrente alternada	$V_{c.a.}$	V	melhor que 1%
Corrente na saída do inversor	$I_{c.a.}$	A	melhor que 1%
Potência na saída do inversor****	$P_{c.a.}$	kW	melhor que 2%

* A posição do medidor de irradiância (seja o piranômetro ou módulo FV de referência) deve ser representativa das condições de irradiância de todo o campo FV.

** A posição do medidor de temperatura ambiente, à sombra, deve ser representativa das condições de temperatura de todo o campo FV.

*** Os módulos FV medidos devem ser representativos das condições de temperatura de todos os módulos FV. Segundo a norma, a temperatura deve ser medida por meio de sensores posicionados nas costas dos módulos FV. Contudo, nesse trabalho também é utilizado um módulo FV calibrado do mesmo tipo daqueles do gerador FV para estimar a temperatura de célula a partir da tensão de circuito aberto.

**** Para uma medição mais precisa da potência (principalmente $P_{c.c.}$), é recomendado utilizar um wattímetro.

O período de amostragem deve ser de 1 minuto ou menos, para parâmetros que variam diretamente com a irradiância, e de 1 a 10 minutos para aqueles com maior constante de tempo. Caso seja necessário captar variações rápidas ou

transitórios, períodos de amostragem menores podem ser utilizados. A integralização dos valores deve ser feita a cada hora ou em intervalos menores, de forma que a hora seja um múltiplo inteiro desse intervalo. Já o período de medição pode variar de acordo com o uso final dos dados.

A norma sugere duas formatações para o armazenamento dos dados medidos. A escolhida para o trabalho consiste em:

data TAB hora TAB G TAB Ta TAB Tc TAB V_{c.c.} TAB I_{c.c.} TAB P_{c.c.} TAB V_{c.a.} TAB I_{c.a.} TAB P_{c.a.} ENTER

onde TAB corresponde ao caractere separador de campo tabulador e ENTER ao caractere final de linha retorno de carro. Outros parâmetros podem ser utilizados no trabalho, como distorção harmônica e fator de potência, e serão acrescentados após P_{c.a.} (... P_{c.a.} TAB FP TAB THD_v TAB THD_i ENTER).

Os parâmetros que devem ser calculados (as equações são fornecidas pela norma) e são de interesse para o trabalho são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Parâmetros calculados.

Parâmetro	Símbolo (utilizado no trabalho)	Unidade
Disponibilidade dos dados medidos	A	%
Energia do gerador FV	E _G	kWh
Irradiação total	H _G ou H	kWh/m ²
Energia no ponto de conexão	E _R	kWh
Eficiência do sistema	η _S	%
Produtividade do gerador	Y _G	kWh/kWp
Produtividade de referência	Y _R	kWh/kWp
Produtividade final	Y _F	kWh/kWp
Perdas de geração	L _G	%
Perdas de BOS	L _S	%
Desempenho global	PR	%

4.3. IEC 61727 (2004): *Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface*⁴¹

Essa norma aplica-se a sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão que utilizam inversores estáticos com proteção anti-ilhamento para realizar a conversão c.c./c.a. e descreve recomendações e

⁴¹ Espera-se que, durante o ano de 2012, o Brasil possua sua própria Norma ABNT sobre as características elétricas da interface de conexão à rede, a qual tem como base a Norma IEC 61727.

requerimentos específicos para sistemas de até 10 kVA, normalmente utilizados em residências com alimentação monofásica ou trifásica.

As especificações indicadas pela norma dizem respeito à tensão da rede, frequência da rede, cintilação, injeção de componente contínua de corrente, fator de potência e harmônicos de corrente. A Tabela 4.3 resume as exigências da norma para a interface de conexão.

Tabela 4.3 – Especificações de tensão, frequência, cintilação, injeção de componente contínua de corrente, fator de potência e harmônicos de corrente na interface de conexão.

Tensão (operação contínua)	Entre 85% e 110% da tensão nominal da rede
Frequência (operação contínua)	Entre ± 1 Hz da frequência nominal da rede
Cintilação	Limitado pelas normas IEC 61000-3-3 ($I < 16$ A) e IEC 61000-3-5 ($I \geq 16$ A)
Injeção de componente contínua de corrente	Limitada a 1% da corrente nominal de saída em qualquer condição de operação
Fator de potência	Fator de potência indutivo maior que 0,9 quando o carregamento do inversor for superior a 50%
Harmônicos de corrente	A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5% na saída nominal do inversor, respeitando alguns limites para cada harmônico de corrente

A norma define, também, alguns intervalos de tempo para o sistema cessar de injetar energia na rede. São intervalos relacionados com sobre/sub tensão, sobre/sub frequência e ilhamento, apresentados na Tabela 4.4, e existem com o objetivo de evitar desligamentos desnecessários ou, no caso do ilhamento, de proteger pessoas.

Tabela 4.4 – Especificações de tempo máximo de desligamento para a tensão, frequência e ilhamento.

Tensão (% relativa à tensão nominal da rede)	$< 50\%$	0,1 s
	$50\% \leq V < 85\%$	2,0 s
	$85\% \leq V \leq 110\%$	operação contínua
	$110\% < V < 135\%$	2,0 s
	$135\% \leq V$	0,05 s
Frequência	Fora da faixa entre ± 1 Hz da frequência nominal da rede	0,2 s
Ilhamento	Entre o momento que ocorre o ilhamento e o momento que o inversor deixa de fornecer energia à rede (tempo de permanência da alimentação)	2 s

Em questões relacionadas a aterramento, proteção contra curto-circuito e isolamento e seccionamento, a norma faz referência à IEC 60364-7-712.

4.4. IEC 60364-7-712: *Low-voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Photovoltaic (PV) systems*⁴²

A norma IEC 60364-7-712 é um complemento da IEC 60364 – *Low-voltage electrical installations*, voltado especialmente para a instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Após definir alguns termos importantes para esse tipo de instalação, são apresentadas as características desejadas para proteção contra sobrecorrente e surtos de tensão, aterramento, equipotencialização e isolamento.

A versão vigente da norma data de 2002; porém, recentemente (em 2011), circulou um projeto de revisão (64/1799/CD) que possui algumas diferenças interessantes, além de ser mais completo, e, por isso, foi utilizado neste trabalho.

4.5. NBR 5410 (2004): Instalações elétricas de baixa tensão

Essa norma estabelece as condições que as instalações elétricas de baixa tensão devem satisfazer a fim de garantir a segurança de pessoas e animais, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens. Trabalha com tensão de até 1.000 V em corrente alternada, ou 1.500 V em corrente contínua, e frequência de até 400 Hz, incluindo linhas de potência e de sinal, e aplica-se, principalmente, às instalações elétricas de edificações (residencial, comercial, público, industrial, de serviços, agropecuário, etc.), como também a áreas descobertas, reboques de acampamento, marinas, canteiros de obras e feiras e exposições. Não se aplica à rede de iluminação pública, redes de distribuição e instalações de proteção contra queda direta de raios.

4.6. PRODIST – Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição (2012)

Os Procedimentos de Distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST – são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O

⁴² Espera-se que, durante o ano de 2012, o Brasil possua sua própria Norma ABNT sobre instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a qual tem como base o projeto de revisão 64/1799/CD da Norma IEC 60364-7-712.

PRODIST em si não é uma norma; contudo, apresenta algumas exigências técnicas que devem ser atendidas pelos sistemas de geração distribuída.

O Módulo 3 estabelece as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as demais instalações de transmissão, e define os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes, bem como aos existentes.

Algumas informações importantes podem ser destacadas, como, por exemplo, a definição da tensão de conexão para unidades consumidoras (Tabela 4.5) e as proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão (Tabela 4.6). Recentemente, em abril de 2012, o Módulo 3 foi atualizado para incluir, de forma específica, a micro (até 100 kW) e mini (até 1 MW) geração distribuída. As características de tensão de conexão e proteções para esses dois casos são apresentadas nas Tabelas Tabela 4.7 e Tabela 4.8, respectivamente.

Tabela 4.5 – Níveis de tensão de conexão para centrais geradoras.

Potência instalada	Nível de tensão de conexão
< 10 kW	Baixa tensão (monofásico)
10 kW a 75 kW	Baixa tensão (trifásico)
76 kW a 500 kW	Baixa tensão (trifásico) / Média tensão
501 kW a 30 MW	Média tensão / Alta tensão
> 30 MW	Alta tensão

Tabela 4.6 – Proteções mínimas em função da potência instalada.

Equipamento	Potência instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW	> 500 kW
Elemento de desconexão *	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção **	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub/sobretensão	Sim ***	Sim ***	Sim
Proteção de sub/sobrefrequência	Sim ***	Sim ***	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

* Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.
 ** Elemento de seccionamento e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.
 *** Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

Tabela 4.7 – Níveis de tensão de conexão para micro e mini geração distribuída.

Potência instalada	Nível de tensão de conexão
< 10 kW	Baixa tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 kW a 100 kW	Baixa tensão (trifásico)
101 kW a 500 kW	Baixa tensão (trifásico) / Média tensão
501 kW a 1 MW	Média tensão

Tabela 4.8 – Proteções mínimas em função da potência instalada para micro e mini geração distribuída.

Equipamento	Potência instalada		
	≤ 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de desconexão *	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção **	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub/sobretensão	Sim ***	Sim ***	Sim
Proteção de sub/sobrefrequência	Sim ***	Sim ***	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto-circuito	Não	Sim ****	Sim ****
Medição *****	bidirecional	4 quadrantes	4 quadrantes
Ensaio *****	Sim	Sim	Sim

* Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.

** Elemento de interrupção automático acionado por proteção, para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção, para minigeradores distribuídos.

*** Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

**** Se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização de estudo de curto-circuito, caberá à acessada a responsabilidade pela sua execução.

***** O medidor bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

***** O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras, ou, na ausência, normas internacionais.

Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, as proteções relacionadas na Tabela 4.8 podem estar inseridas nesses componentes, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeradores distribuídos.

5. Especificações para a instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Um modelo básico para a instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos foi estruturado com as especificações encontradas nas Normas descritas no Capítulo 4, especialmente a IEC 60364-7-712 e a NBR 5410. Os principais itens a serem considerados são descritos a seguir.

5.1. Características gerais

A instalação elétrica de um sistema fotovoltaico deve visar à segurança de pessoas, bem como a dos componentes do sistema. Alguns pontos devem ser destacados nesse sentido:

5.1.1. Módulos FV

Os módulos FV devem estar de acordo com a IEC 61730-1 – *Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 1: Requirements for construction*, IEC 61215 – *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval* (módulos de silício cristalino), IEC 61646 – *Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval* (módulos de filmes finos) e IEC 61701 – *Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules* (esta para locais próximos ao litoral), além de possuir certificação do INMETRO.

5.1.2. Inversores

Os inversores devem estar de acordo com a IEC 62109 – *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems* (partes 1 e 2), IEC 61727 – *Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface* (quando a norma brasileira de características elétricas da interface de conexão com a rede for publicada, esta deverá ser observada no lugar da IEC 61727) e ABNT NBR IEC 62116 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, além de possuir certificação do INMETRO (quando esta for aplicável).

5.1.3. Estrutura para sustentação e fixação dos módulos FV

A estrutura do painel FV deve ser capaz de suportar a carga mecânica conjunta do peso dos módulos FV e da força do vento a que será exposta. Em estruturas móveis (com seguidor solar), é importante que exista um mecanismo que mova o painel FV para uma posição de menor esforço mecânico quando a velocidade do vento for elevada.

Quando a estrutura for fixada em coberturas (telhados, lajes, etc) ou paredes, estas deverão ser capazes de suportar a carga conjunta da estrutura e módulos FV. A localização da estrutura, e conseqüentemente do gerador FV, deve considerar a segurança (riscos elétricos e mecânicos) e o acesso para montagem, manutenção e operação.

5.1.4. Caixa de junção

Caixas de junção são utilizadas para abrigar e proteger componentes e conexões elétricas no lado em corrente contínua e devem possuir isolamento classe II ou equivalente. Os condutores dos polos positivo e negativo devem ser mantidos separados e devidamente identificados, e proteções de material isolante devem ser utilizadas para evitar o contato direto com partes vivas.

5.1.5. Condutores elétricos

Os condutores elétricos devem possuir isolamento classe II e ser resistentes às condições ambientais do local de instalação (temperatura, umidade, corrosão, radiação ultravioleta, etc.). O dimensionamento deve levar em consideração os seguintes aspectos:

Tensão mínima em corrente contínua = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;

Tensão mínima em corrente alternada = pelo menos 600 V;

Corrente em corrente contínua = depende da configuração da instalação elétrica, como resume a Tabela 5.1;

Corrente em corrente alternada = 110% da corrente máxima de saída do inversor.

Tabela 5.1 – Corrente máxima dos condutores no lado em corrente contínua.

	Número de elementos em paralelo	Sem dispositivo de proteção contra sobrecorrente	Com dispositivo de proteção contra sobrecorrente
Série FV	≤ 2	$\geq I_{SC_{MAX,SÉRIE}}$	-
	> 2	$(ns - 1) I_{SC_{MAX,SÉRIE}}$	$\geq I_n$
Arranjo FV	≤ 2	$\geq I_{SC_{MAX,ARRANJO}}$	-
	> 2	$(na - 1) I_{SC_{MAX,ARRANJO}}$	$\geq I_n$
Gerador FV	-	-	$\geq I_n$

ns é o número de séries FV em paralelo.
na é o número de arranjos FV em paralelo.
 I_n é a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente na série FV, arranjo FV ou gerador FV.

Para a escolha do tipo e secção do condutor, deve ser consultada a NBR 5410. Os condutores vivos de uma mesma série FV devem ser mantidos juntos até o inversor ou caixa de junção.

5.1.6. Eletrodutos

Os condutores devem ser protegidos por eletrodutos que devem resistir às condições ambientais do local de instalação, bem como ser dimensionados para a quantidade de condutores que abrigará (para a escolha do tipo e diâmetro, consultar a NBR 5410). Os eletrodutos de um sistema fotovoltaico devem ser de uso exclusivo.

5.1.7. Conexões elétricas

As conexões entre condutores devem ser feitas em um barramento ou com conectores próprios para aplicação fotovoltaica. A conexão entre condutores e componentes deve ser feita com conectores adequados ou com a extremidade do condutor sem o isolamento elétrico e devidamente limpa (não utilizar solda a base de estanho nas extremidades dos condutores).

5.1.8. Aterramento

O aterramento em um sistema fotovoltaico pode ter dois objetivos: funcional ou de segurança. O primeiro diz respeito ao fato de alguns módulos, para seu correto funcionamento, necessitarem de aterramento no terminal positivo ou negativo, e, além disso, algumas vezes é desejado estabilizar a tensão com relação ao terra. O segundo é obrigatório e está relacionado à segurança de pessoas.

O aterramento funcional (do polo positivo ou negativo) no lado em corrente contínua só será permitido se existir isolação galvânica entre os lados em corrente contínua e alternada, interna ou externamente ao inversor, e deve ser feito no próprio inversor ou o mais próximo possível de seus terminais. Quando a isolação galvânica (transformador) for externa ao inversor, não é permitido aterrar condutor vivo no lado em corrente alternada entre o inversor e o transformador.

Os esquemas de aterramento utilizados no lado em corrente contínua podem ser classificados como TN-S (condutor vivo aterrado, polo positivo ou negativo, e massas aterradas) ou IT (condutores vivos não aterrados e massas aterradas). Em relação a faltas à terra, deve-se adotar os procedimentos apresentados na Tabela 5.2. A secção mínima dos condutores de aterramento deve ser de 6 mm².

Tabela 5.2 – Requisitos para proteção contra faltas à terra.

Sem separação galvânica	Com separação galvânica	
	IT	TN-S
Instalar dispositivo supervisor de isolamento e dispositivo de seccionamento automático da alimentação no lado em corrente alternada	Instalar dispositivo de supervisão de isolamento, que deverá alertar quando ocorrer a primeira falta a terra	Instalar dispositivo de seccionamento automático do condutor de aterramento quando ocorrer falta à terra.
* O dispositivo de seccionamento automático do condutor de aterramento deve satisfazer os requisitos abaixo:		
Potência do inversor	Corrente nominal de atuação do dispositivo de seccionamento automático do condutor de aterramento	
≤ 3 kVA	≤ 1 A	
> 3 kVA e ≤ 100 kVA	≤ 3 A	
> 100 kVA	≤ 5 A	

5.1.9. Equipotencialização

O sistema de equipotencialização é uma medida de proteção contra choques, que consiste em igualar o potencial elétrico de todos os elementos condutores de uma instalação (com exceção dos condutores vivos não aterrados). Normalmente, o aterramento das massas metálicas e componentes é feito através do sistema de equipotencialização, o qual é conectado ao sistema de aterramento.

O sistema de equipotencialização consiste em um barramento principal e condutores de proteção ligados aos componentes ou partes metálicas que devam ser aterradas/equipotencializadas. O barramento principal é conectado ao barramento de terra que, por sua vez, é ligado à malha de terra. É possível que, em

algumas situações, sejam necessários sistemas de equipotencialização suplementares para algumas partes do sistema distantes da equipotencialização principal, que devem ser interconectados ou dividirem a mesma malha de aterramento, como mostra a Figura 5.1.

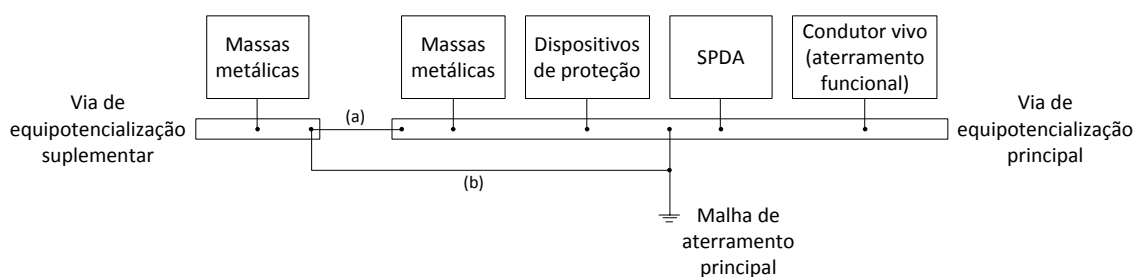


Figura 5.1 – Exemplo de sistema de aterramento e equipotencialização de um sistema fotovoltaico. A equipotencialização suplementar pode ser (a) conectada à principal **ou** (b) ligada à malha de aterramento principal.

Dentre as massas metálicas que devem ser incluídas no sistema de equipotencialização estão a estrutura do gerador FV, as molduras dos módulos FV e a carcaça do inversor.

5.1.10. Sobrecorrente no lado em corrente contínua

A sobrecorrente em um sistema fotovoltaico é intrinsecamente limitada no lado em corrente contínua, pois os módulos FV somente podem fornecer corrente até o limite de seu curto-circuito.

Mesmo com essa limitação, é importante ter alguns cuidados com geradores FV com mais de duas séries FV em paralelo. Uma falha em uma das séries FV pode provocar a circulação de corrente reversa nos módulos FV acima do valor máximo tolerável (I_{RM}) se não houver dispositivo de proteção.

5.2. Seleção de componentes

Os dispositivos descritos abaixo, presentes na Figura 5.2, não devem ser entendidos como componentes isolados, haja vista que um mesmo componente pode realizar a tarefa de dois ou mais dispositivos. Além disso, alguns deles podem estar incorporados ao inversor, não sendo necessário, em condições normais, haver redundância.

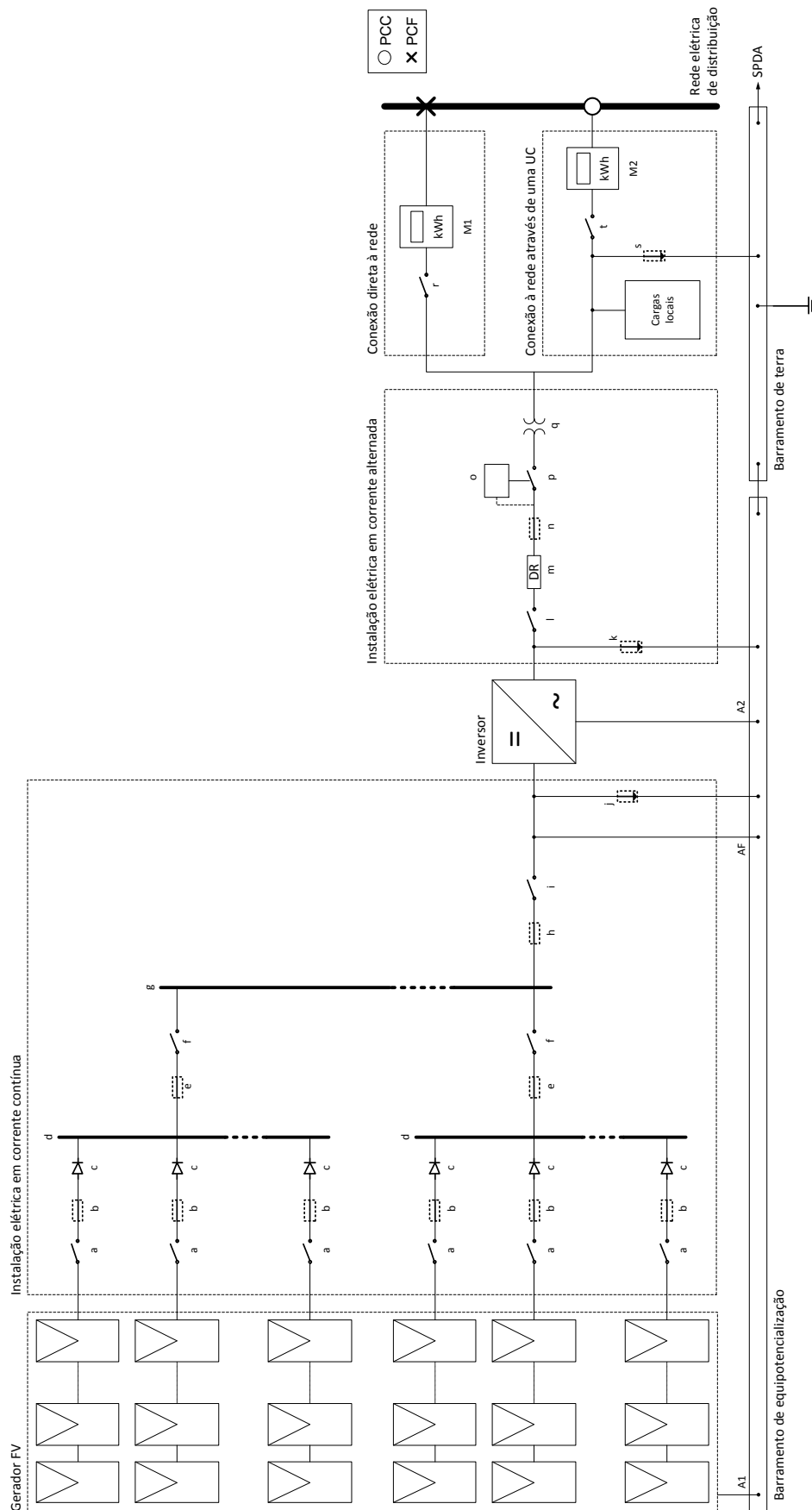


Figura 5.2 – Modelo de instalação elétrica de um sistema fotovoltaico.

a Dispositivo de seccionamento da série FV

- Tensão mínima = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
- Corrente = depende do uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente, como resume a Tabela 5.3;

Tabela 5.3 – Corrente máxima do dispositivo de seccionamento da série FV.

Número de séries FV em paralelo	Sem dispositivo de proteção contra sobrecorrente	Com dispositivo de proteção contra sobrecorrente
≤ 2	$\geq I_{SC_{MAX,SÉRIE}}$	-
> 2	$(ns - 1) I_{SC_{MAX,SÉRIE}}$	$\geq I_n$

ns é o número de séries FV em paralelo.
 I_n é a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série FV

- Adequado para operação em corrente contínua;
- Capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente (bipolar);
- O uso em geradores com apenas uma série FV deve ser omitido. Quando houver séries FV em paralelo, cada uma deve possuir dispositivo de seccionamento individual.

b Dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série FV

- Tensão mínima= igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
- Quando houver apenas uma série FV o uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente deve ser omitido;
- Quando houver duas séries FV em paralelo não é necessário utilizar dispositivo de proteção contra sobrecorrente;
- Quando houver três ou mais séries FV em paralelo e $(ns - 1) I_{SC_{MAX,SÉRIE}} > 1,35 \times I_{RM}$, deve-se utilizar dispositivo de proteção contra sobrecorrente;
- Corrente nominal = $1,1 \times I_{SC_{MAX,SÉRIE}} \leq I_n \leq I_{RM}$;
- Adequado para operação em corrente contínua;
- Deve ser instalado tanto no condutor negativo quanto no positivo;
- Pode ser um fusível gPV ou disjuntor.

- c Diodo de bloqueio
- Tensão reversa mínima = $2 \times V_{OC_{MAX}}$;
 - Corrente mínima = $I_{SC_{MAX,SÉRIE}}$;
 - O uso é opcional e não deve ser utilizado como dispositivo de proteção contra sobrecorrente.
- d Barramento de paralelismo entre séries FV
- e Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo FV
- Tensão mínima= igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
 - Quando houver apenas um arranjo FV o uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente deve ser omitido;
 - Quando houver dois arranjos FV em paralelo o uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente é opcional;
 - Corrente nominal = $1,1 \times I_{SC_{MAX,ARRANJO}} \leq I_n$;
 - Adequado para operação em corrente contínua;
 - Deve ser instalado tanto no condutor negativo quanto no positivo;
 - Pode ser um fusível gPV ou disjuntor.
- f Dispositivo de seccionamento do arranjo FV
- Tensão mínima = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
 - Corrente = depende do uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente, como resume a Tabela 5.4;

Tabela 5.4 – Corrente máxima do dispositivo de seccionamento do arranjo FV.

Número de arranjos FV em paralelo	Sem dispositivo de proteção contra sobrecorrente	Com dispositivo de proteção contra sobrecorrente
≤ 2	$\geq I_{SC_{MAX,ARRANJO}}$	-
> 2	$(n_a - 1) I_{SC_{MAX,ARRANJO}}$	$\geq I_n$

na é o número de arranjos FV em paralelo.
 I_n é a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo FV

- Adequado para operação em corrente contínua;
 - Capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente (bipolar);
 - O uso em geradores com apenas um arranjo FV deve ser omitido. Quando houver arranjos FV em paralelo, cada um deve possuir dispositivo de seccionamento individual.
- g Barramento de paralelismo entre arranjos FV
- h Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do gerador FV
- Tensão = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
 - Corrente nominal = $1,1 \times I_{SC_{MAX}}$;
 - Adequado para operação em corrente contínua;
 - Deve ser sempre utilizado;
 - Pode ser um fusível gPV ou disjuntor.
- i Dispositivo de seccionamento do gerador FV
- Tensão = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
 - Corrente = maior que a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do gerador FV;
 - Adequado para operação em corrente contínua;
 - Capaz de interromper os condutores positivo e negativo (bipolar);
 - Deve ser sempre utilizado.
- j Dispositivo de proteção contra surtos de tensão (DPS) do lado em corrente contínua
- Tensão nominal de operação = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
 - Tensão máxima de impulso = $0,8 \times$ tensão máxima de impulso suportada pelo inversor;
 - Corrente mínima de impulso = pelo menos 5 kA;
 - Quando houver sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) na edificação deve-se utilizar DPS;

- Quando não houver SPDA na edificação, deve-se utilizar DPS quando o comprimento total dos condutores for maior ou igual ao comprimento crítico ($L_{\text{crítico}}$) calculado segundo a Tabela 5.5;

Tabela 5.5 – Cálculo do comprimento crítico.

Tipo de instalação	Residências individuais	Instalações no solo	Edificações de serviço, industriais e agrícolas
$L_{\text{crítico}}$ (em metros)	$115/N_g$	$200/N_g$	$450/N_g$
N_g é a densidade de descargas à terra (raios/km ² /ano) referente à localização das linhas de energia e estruturas associadas.			

- Adequado para operação em corrente contínua (sistema fotovoltaico);
 - Deve ser instalado o mais próximo possível de todos os terminais positivo e negativo do inversor;
 - Deve ser classe II;
 - A contar a partir do inversor, devem ser instalados DPS's a cada 10 m de comprimento de condutor;
 - Caso um dos condutores vivos esteja aterrado, não instalar DPS nesse condutor.
- k Dispositivo de proteção contra surto de tensão (DPS) do lado em corrente alternada
- Tensão nominal de operação = igual ou maior que a tensão nominal do inversor no lado em corrente alternada;
 - Adequado para operação em corrente alternada;
 - Deve ser instalado o mais próximo possível de todos os terminais de saída do inversor;
 - Dependendo do tipo de instalação, pode ser classe I, quando o inversor estiver a mais de 10 metros de distância da proteção contra surto de tensão principal de edificação ou for a única proteção contra surto no lado em corrente alternada, ou classe II, quando o inversor estiver a menos de 10 m de distância da proteção contra surto principal de edificação.
 - Caso um dos condutores vivos esteja aterrado, não instalar DPS nesse condutor.

l Dispositivo de seccionamento do lado em corrente alternada

- Tensão = igual ou maior que a tensão nominal de saída do inversor;
- Corrente nominal = maior que a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do lado em corrente alternada;
- Adequado para operação em corrente alternada;
- Capaz de interromper todos os condutores de saída do inversor (bipolar ou tripolar, dependendo do caso);
- Deve ser sempre utilizado.

m Dispositivo de detecção de corrente residual do lado em corrente alternada

- Tensão = igual ou maior que a tensão nominal de saída do inversor;
- Corrente nominal = maior que a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do lado em corrente alternada;
- Adequado para operação em corrente alternada;
- Capaz de interromper todos os condutores de saída do inversor (bipolar ou tripolar, dependendo do caso);
- Deve ser sempre utilizado quando não existir isolamento galvânica entre os lados em corrente contínua e alternada;
- Deve interromper a alimentação em até 0,3 segundos se a corrente diferencial-residual for superior a 300 mA. Também deve interromper a alimentação dentro dos limites de variação abrupta de corrente diferencial-residual estabelecidos na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Tempo máximo de desligamento

Valor RMS da variação abrupta da corrente diferencial-residual (mA)	Tempo máximo de desligamento (s)
30	0,3
60	0,15
150	0,04

n Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do lado em corrente alternada

- Tensão = igual ou maior que a tensão nominal de saída do inversor;
- Corrente máxima = igual ou maior que a corrente máxima de saída do inversor;

- Adequado para operação em corrente alternada;
 - Fusíveis não podem ser utilizados;
 - Deve ser sempre utilizado.
- o Relé de proteção
- Relés de proteção contra sobre/subtensão, sobre/subfrequência e ilhamento e de sincronismo devem ser utilizados quando o inversor não incorporar tais funções ou quando houver regulamentação específica que obrigue a sua utilização.
- p Dispositivo de seccionamento automático
- Tensão = igual ou maior que a tensão nominal de saída do inversor;
 - Corrente nominal = maior que a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do lado em corrente alternada;
 - Adequado para operação em corrente alternada;
 - Capaz de interromper todos os condutores de saída do inversor;
 - Deve ser utilizado para proteção contra sobre/subtensão, sobre/subfrequência e ilhamento e sincronismo. Seu controle deve ser feito pelos relés de proteção, quando houver, ou pelo inversor.
- q Transformador de acoplamento
- Deve ser utilizado quando o inversor não possuir transformador e a potência nominal do sistema for superior a 100 kW, ou quando houver regulamentação específica que obrigue a sua utilização.
- r Dispositivo de seccionamento com a rede elétrica
- Tensão = igual ou maior que a tensão nominal da rede elétrica;
 - Corrente nominal = igual ou maior que a corrente máxima de saída do sistema fotovoltaico;
 - Adequado para operação em corrente alternada;
 - Capaz de interromper todos os condutores de conexão à rede;
 - Sistemas fotovoltaicos conectados diretamente à rede devem possuir um dispositivo de seccionamento com a rede elétrica.

s Dispositivo de proteção contra surtos de tensão (DPS) principal da edificação

- Deve estar de acordo com a NBR 5410.

t Dispositivo de seccionamento principal da edificação

- Deve estar de acordo com a NBR 5410.

M1 e M2 Medidores de energia.

A1 ligação da estrutura metálica do gerador FV à equipotencialização.

A2 ligação do inversor à equipotencialização.

AF aterramento funcional (se houver).

6. Procedimento para Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede: Comissionamento e Caracterização da Produção de Energia

A qualificação de um sistema fotovoltaico conectado à rede pode ser entendida como uma série de atividades com o objetivo de julgar se o sistema foi corretamente instalado e está apto para funcionar com segurança, e se possui um desempenho satisfatório em termos de produção de energia.

O procedimento proposto possui dois focos principais: o comissionamento, que envolve tanto a verificação do sistema como os testes operacionais, e a caracterização da produção de energia. Ele foi dividido em quatro partes, com a primeira voltada para a documentação mínima que deve ser compilada, a segunda e terceira para o comissionamento, e a quarta para a caracterização da produção de energia.

6.1. Parte 1: Documentação

As seguintes informações devem ser compiladas para formar a documentação mínima de um sistema fotovoltaico.

6.1.1. Informações básicas

As informações básicas podem ser apresentadas na capa da documentação do SFCR, pois dessa forma garantem a identificação rápida do mesmo. São elas:

- a) Número de identificação do projeto (quando houver)
- b) Potência nominal do sistema em kWp (gerador FV) e kVA (inversor)
- c) Nome do proprietário
- d) Localização (incluir coordenadas geográficas)
- e) Fabricante, modelo e quantidade de módulos fotovoltaicos e inversores
- f) Período da instalação
- g) Data do comissionamento
- h) Período da caracterização da produção de energia (quando houver)

6.1.2. Informações do projetista

As seguintes informações devem ser fornecidas sobre todos os responsáveis pelo projeto do sistema, seja pessoa física ou jurídica:

- a) Nome
- b) Qualificação profissional
- c) Contato – Endereço postal, telefone e e-mail

6.1.3. Informações do instalador

As seguintes informações devem ser fornecidas sobre todos os responsáveis pela instalação do sistema, seja pessoa física ou jurídica:

- a) Nome
- b) Qualificação profissional
- c) Contato – Endereço postal, telefone e e-mail

6.1.4. Esquema de ligações

No mínimo um diagrama unifilar deve ser apresentado. Este diagrama deve conter notas para incluir os parâmetros de projeto (corrente e tensão esperados em cada ramo e nó, respectivamente) e as informações detalhadas nos subitens a seguir. Caso o espaço no diagrama seja limitado, essas informações podem ser apresentadas em forma de tabela.

6.1.4.1. Informações gerais do lado em corrente contínua

O esquema de ligações deve incluir as seguintes informações sobre o lado em corrente contínua:

- a) Especificações dos módulos – tecnologia, V_{oc} , I_{sc} , V_M , I_M , P_M , dimensões e peso, pelo menos (valores de placa)
- b) Número total de módulos FV
- c) Número de séries FV
- d) Número de módulos por série FV
- e) Especificações dos condutores – tipo e diâmetro, pelo menos
- f) Localização das caixas de junção
- g) Especificações do dispositivo de seccionamento em corrente contínua – tipo, localização e faixa de tensão e corrente

- h) Especificações dos dispositivos de proteção – tipo, localização e faixa de tensão e corrente
- i) Especificações do diodo de bloqueio – tipo, localização e faixa de tensão e corrente (se houver)

6.1.4.2. Informações gerais do lado em corrente alternada

O esquema de ligações deve incluir as seguintes informações do lado em corrente alternada:

- a) Especificações do dispositivo de seccionamento em corrente alternada – tipo, localização e faixa de tensão e corrente
- b) Especificações dos dispositivos de proteção – tipo, localização e faixa de tensão e corrente
- c) Especificação dos condutores – tipo e diâmetro, pelo menos

6.1.4.3. Aterramento, equipotencialização e SPDA

O esquema de ligações deve incluir as seguintes informações sobre o aterramento, equipotencialização e SPDA

- a) Detalhes de todos os condutores e ligações de terra, incluindo detalhes do sistema de equipotencialização – tipo de condutores, diâmetro e pontos de conexão às massas metálicas e DPS
- b) Pormenores de quaisquer ligações a um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA)

6.1.5. Folhas de especificações técnicas

Devem ser fornecidas as folhas de especificações técnicas para, pelo menos, os seguintes componentes do sistema:

- a) Cada tipo de módulo utilizado
- b) Cada tipo de inversor utilizado
- c) Dispositivos de seccionamento
- d) Dispositivos de proteção
- e) Transformador (se houver)
- f) Qualquer componente de uso particular em uma instalação

6.1.6. Estrutura de sustentação do gerador FV

Devem ser fornecidas informações sobre a estrutura de sustentação do gerador FV, como uma folha de especificações técnicas ou um esquema técnico com detalhes de montagem e cota das peças, bem como informações sobre manutenção no caso de partes móveis utilizadas em mecanismos de rastreamento solar.

6.1.7. Operação e manutenção

As informações sobre operação e manutenção devem incluir, no mínimo, os seguintes itens:

- a) Procedimento para verificação da correta operação do sistema
- b) Procedimento de como proceder em caso de falha do sistema
- c) Procedimento de desligamento/isolamento de emergência
- d) Recomendações de manutenção e limpeza
- e) Considerações sobre futuras construções relacionadas com o gerador FV (por exemplo, obras no telhado)
- f) Documentação da garantia dos módulos FV e inversores

6.1.8. Resultados do comissionamento

Após a conclusão do comissionamento, um relatório deverá ser apresentado e deve incluir, no mínimo, as seguintes informações:

- a) Descrição do sistema
- b) Uma lista dos circuitos que foram verificados e testados
- c) Um registro da verificação para cada circuito
- d) Um registro dos resultados dos testes para cada circuito
- e) Uma lista de todas as falhas e recomendações para reparos ou melhorias (como a atualização de um sistema para atender a normas atualizadas)
- f) Intervalo recomendado para nova inspeção, tendo em conta o tipo de instalação e equipamentos, seu uso e funcionamento, a frequência e a qualidade da manutenção e

as influências externas às quais o sistema possa ser submetido

- g) Assinatura e identificação da(s) pessoa(s) responsável(is) pelo comissionamento

6.1.9. Resultados da medição da capacidade de produção de energia

Após a conclusão da medição da capacidade de produção de energia, um relatório deverá ser apresentado e deve incluir, no mínimo, as seguintes informações:

- a) Descrição do sistema
- b) Uma lista com todas as falhas e recomendações para reparos ou melhorias
- c) Um registro do desempenho medido, incluindo PR e E_R .
- d) A estimativa de produção de energia e desempenho (PR e Y_F) anuais

6.2. Parte 2: Comissionamento – Verificação

O objetivo da verificação é comprovar se o sistema foi instalado e os componentes escolhidos em acordo com as normas técnicas e regulamentações aplicáveis, bem como se os componentes e equipamentos utilizados são de qualidade. Para isso, uma série de inspeções deve ser conduzida por pessoas com competência técnica para realizar essa atividade, logo após a instalação e antes da operacionalização do sistema. Recomenda-se que as seguintes medidas básicas de segurança sejam seguidas:

- Limitar o acesso à área de trabalho.
- Utilizar equipamento adequado de proteção individual.

6.2.1. Início da verificação

Todos os dispositivos de seccionamento (nos lados em corrente contínua e alternada) devem permanecer abertos após a instalação e durante a verificação. Poderão ser fechados apenas após a realização dos testes operacionais (Parte 3).

Devido as suas características, o gerador FV será o único elemento do sistema energizado, e por isso deve ser manuseado com bastante atenção. Para evitar

riscos de choque, todas as extremidades dos condutores vivos devem estar conectadas ao seu dispositivo de seccionamento. No lado em corrente alternada, os condutores ligados diretamente à rede elétrica também devem ter suas extremidades conectadas ao seu dispositivo de seccionamento.

Essas medidas garantem que trechos da instalação em corrente contínua, o inversor e a instalação em corrente alternada estarão desenergizados.

6.2.2. Inspeção visual

O sistema fotovoltaico deve ser inspecionado visualmente quanto à qualidade e quantidade de seus componentes e equipamentos. Quaisquer danos que possam vir a interferir no funcionamento adequado e seguro do sistema devem ser registrados e solucionados antes dos testes operacionais.

Essa etapa deve incluir a inspeção termográfica do gerador FV. Nesse sentido, os seguintes aspectos devem ser observados:

- a) Pontos quentes não devem existir quando não houver sombreamento
- b) A diferença entre a maior e a menor temperatura em um mesmo módulo não pode ser superior a 20°C

Caso algum módulo apresente algum desses problemas, este deve ser substituído.

6.2.3. Inspeção normativa

O sistema fotovoltaico deve estar de acordo com as normas e regulamentações aplicáveis (ver Capítulos 5 e 6). Devem ser observados:

- a) as medidas de proteção contra choques elétricos
- b) a acessibilidade
- c) as medidas de proteção contra efeitos térmicos
- d) as medidas de adequação dos componentes às condições de influência ambiental
- e) a seleção e instalação das linhas elétricas
- f) a seleção e instalação dos dispositivos de proteção

- g) a presença dos dispositivos de seccionamento, sua adequação e localização
- h) as características das estruturas de suporte

6.2.4. Sinais e identificações

Placas, etiquetas e outros meios adequados de identificação devem permitir identificar a finalidade dos dispositivos de comando, manobra e/ou proteção, a menos que não exista nenhuma possibilidade de confusão. Se a atuação de um dispositivo de comando, manobra e/ou proteção não puder ser observada pelo operador e disso puder resultar perigo, deve ser provida alguma sinalização à vista do operador. Os seguintes itens devem ser observados:

- a) Todos os circuitos e dispositivos de proteção e seccionamento devem ser devidamente dispostos e rotulados, de forma a permitir sua identificação fácil e rápida.
- b) O cabeamento neutro deve possuir cor azul claro e o cabeamento de proteção cor verde ou verde-amarelo. Uma cor específica deve ser adotada para o cabeamento de cada polaridade e cada fase, com exceção das cores já citadas.
- c) Todas as caixas de junção em corrente contínua devem possuir uma etiqueta de aviso, indicando que as partes ativas no interior das caixas são alimentadas por um gerador FV e podem estar vivas, mesmo após o isolamento do inversor da rede elétrica.
- d) Os seccionadores em corrente contínua e alternada devem ser claramente identificados.
- e) Um diagrama unifilar deve ser exibido no local
- f) As configurações de proteção do inversor e os detalhes de instalação devem ser exibidos no local.
- g) O procedimento de desligamento de emergência deve ser exibido no local.
- h) Todos os sinais e identificações devem estar devidamente afixados e ser duráveis.

6.2.5. Instalação dos painéis FV

- a) A instalação dos painéis FV deve estar de acordo com a orientação e a inclinação previstas no projeto.
- b) Caso indicado pelo fabricante, os módulos devem ser instalados de forma a garantir dissipação de calor adequada.

6.3. Parte 3: Comissionamento – Testes operacionais

O objetivo dos testes operacionais é garantir que o SFCR esteja pronto para operar com segurança através de testes simples que comprovem a correta instalação mecânica e elétrica. Deve ser conduzido pelos próprios instaladores, ou por pessoas com competência técnica para realizar essa atividade, logo após a instalação e antes da operacionalização do sistema. Recomenda-se que as seguintes medidas básicas de segurança sejam seguidas:

- Limitar o acesso à área de trabalho.
- Não tocar, e tomar medidas para evitar que quaisquer outras pessoas toquem, em qualquer superfície metálica com qualquer parte do corpo durante a realização do teste de resistência de isolamento do gerador FV.
- Utilizar equipamento adequado de proteção individual.

6.3.1. Início dos testes operacionais

Devido as suas características, o gerador FV é um elemento do sistema fotovoltaico que sempre estará energizado quando exposto ao sol, e, por isso, deve ser trabalhado com bastante cuidado. Para evitar riscos de choque, os dispositivos de seccionamento nos lados em corrente contínua e alternada devem permanecer abertos após a instalação e somente ser fechados quando indicado e todas as extremidades dos condutores vivos (tanto no lado em corrente contínua como no lado em alternada) devem estar conectadas ao seu dispositivo de seccionamento.

6.3.2. Teste mecânico das conexões elétricas do sistema de aterramento e equipotencialização

Todas as conexões elétricas do sistema de aterramento e equipotencialização (estruturas metálicas/carcaças – condutor, condutor – condutor, condutor – dispositivos, condutor – barramento de equipotencialização e condutor – malha de

aterramento) devem ser testadas mecanicamente. O teste consiste em aplicar uma força aos condutores, de modo a tentar desfazer a conexão, que deve permanecer inalterada. Caso o condutor se solte ou a conexão dê sinais de folga, ela deve ser refeita.

6.3.3. Teste de continuidade do sistema de aterramento e equipotencialização

Com um instrumento capaz de medir continuidade elétrica, todos os trajetos elétricos (estruturas metálica/carcaças – barramento de equipotencialização, dispositivos – barramento de equipotencialização e barramento de equipotencialização – malha de aterramento) devem ser medidos de forma a atestar a continuidade elétrica. Caso ocorra descontinuidade em algum trecho, o problema deve ser corrigido.

6.3.4. Teste mecânico das conexões elétricas do gerador FV

Todas as conexões elétricas do gerador FV (módulo FV – condutor, condutor – condutor e condutor – dispositivo de seccionamento) devem ser testadas mecanicamente. O teste consiste em aplicar uma força aos condutores, de modo a tentar desfazer a conexão, que deve permanecer inalterada. Caso o condutor se solte ou a conexão dê sinais de folga, ela deve ser refeita.

6.3.5. Medição da curva I x V do gerador FV

Com um equipamento capaz de medir a curva I x V, cada série FV do gerador FV deve ser testada. Durante esse procedimento, as extremidades vivas das séries FV não devem ser retiradas de seus dispositivos de seccionamento. A Figura 6.1 mostra os passos para conectar e desconectar o equipamento de medição de curva I x V.

Para um registro confiável, a medição da curva I x V deve ser feita sob uma condição razoável de irradiância global superior a 800 W/m^2 no plano do gerador FV. Os seguintes valores, nas condições padrão de teste, devem ser verificados:

- a) Tensão em circuito aberto por série FV
- b) Corrente de curto-circuito por série FV
- c) Tensão de máxima potência por série FV

d) Corrente de máxima potência por série FV

e) Potência máxima por série FV

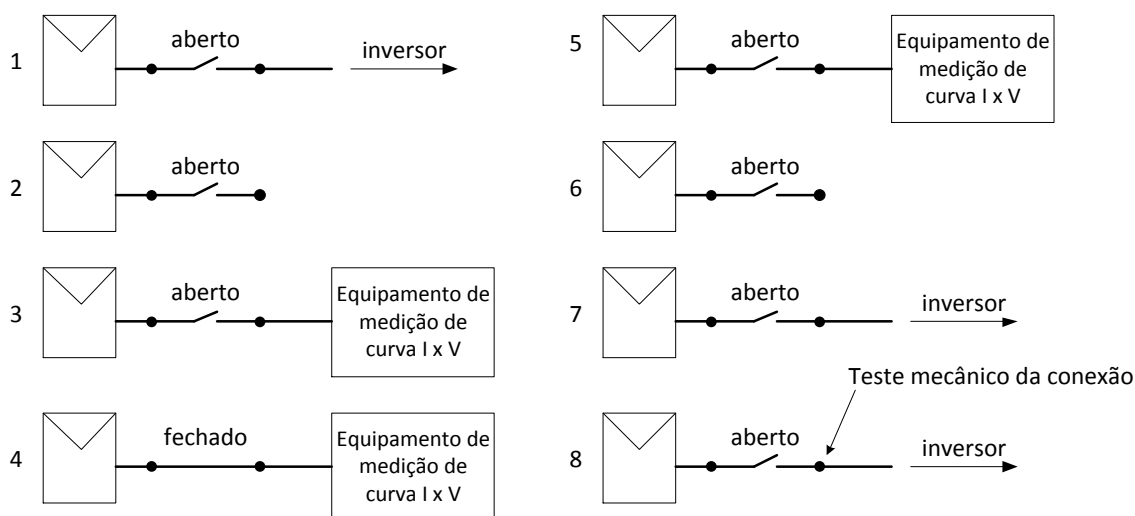


Figura 6.1 – Conexão do equipamento de medição de curva I x V: 1 – situação inicial; 2 – desconexão do condutor da instalação em corrente contínua do sistema; 3 – conexão do equipamento de medição; 4 – fechamento do dispositivo de seccionamento para medição da curva; 5 – Abertura do dispositivo de seccionamento; 6 – desconexão do equipamento de medição; 7 – reconexão do condutor da instalação em corrente contínua do sistema; e 8 – teste mecânico da conexão dispositivo de seccionamento – condutor.

Os valores obtidos devem ser iguais aos de placa e entre si⁴³ (tolerância de $\pm 5\%$). Quaisquer divergências devem ser analisadas e uma busca por possíveis problemas deve ser feita. Caso sejam identificados problemas, os mesmos devem ser corrigidos e as séries FV afetadas medidas novamente.

Quando os valores medidos para todas as séries FV forem homogêneos (tolerância de $\pm 5\%$), porém diferentes dos de placa (fora da tolerância de $\pm 5\%$), e problemas com o gerador FV não forem identificados, deve-se considerar que o gerador FV possui, na prática, as características medidas.

Se a causa do problema não puder ser eliminada (alguns casos de sombreamento, por exemplo), deve-se considerar que a(s) série(s) FV possui(em), na prática, as características medidas.

⁴³ Os valores serão iguais entre as séries FV quando estes forem formados por módulos FV idênticos e em mesmo número. Caso contrário, a igualdade deve ser feita somente com os dados de placa.

6.3.6. Teste mecânico das conexões elétricas da instalação em corrente contínua

Todas as conexões elétricas da instalação elétrica em corrente contínua (dispositivos – condutor, condutor – condutor, condutor – barramento e condutor – inversor) devem ser testadas mecanicamente. O teste consiste em aplicar uma força aos condutores, de modo a tentar desfazer a conexão, que deve permanecer inalterada. Caso o condutor se solte ou a conexão dê sinais de folga, ela deve ser refeita.

6.3.7. Confirmação de polaridade

A polaridade das séries FV deve ser confirmada com instrumento de medição adequado. Após a confirmação, a conexão dos condutores a dispositivos, barramentos e inversores deve ser verificada. Deve-se atentar, também, à cor dos condutores que deve indicar a polaridade correta.

6.3.8. Teste de resistência de isolamento do gerador FV

A resistência de isolamento do gerador FV deve ser medida com instrumento de medição adequado. O teste consiste em medir a resistência de isolamento entre os condutores positivo e negativo do gerador FV (individualmente) e a estrutura metálica dos módulos FV. No caso de as estruturas metálicas dos módulos não serem aterradas (isolamento classe II ou inexistência dessa estrutura), o teste é feito entre os condutores e um ponto de terra. Os valores de tensão de teste e resistência de isolamento devem satisfazer a Tabela 6.1. A medição da resistência de isolamento deve ser feita preferencialmente no gerador FV como um todo, conforme mostra a Figura 6.2.

Tabela 6.1 – Valores mínimos para a resistência de isolamento.

Tensão do sistema [V] (1,25 x Voc)	Tensão de teste [V]	Resistência de isolamento mínima [MΩ]
< 120	250	0,5
120 – 500	500	1
> 500	1.000	1

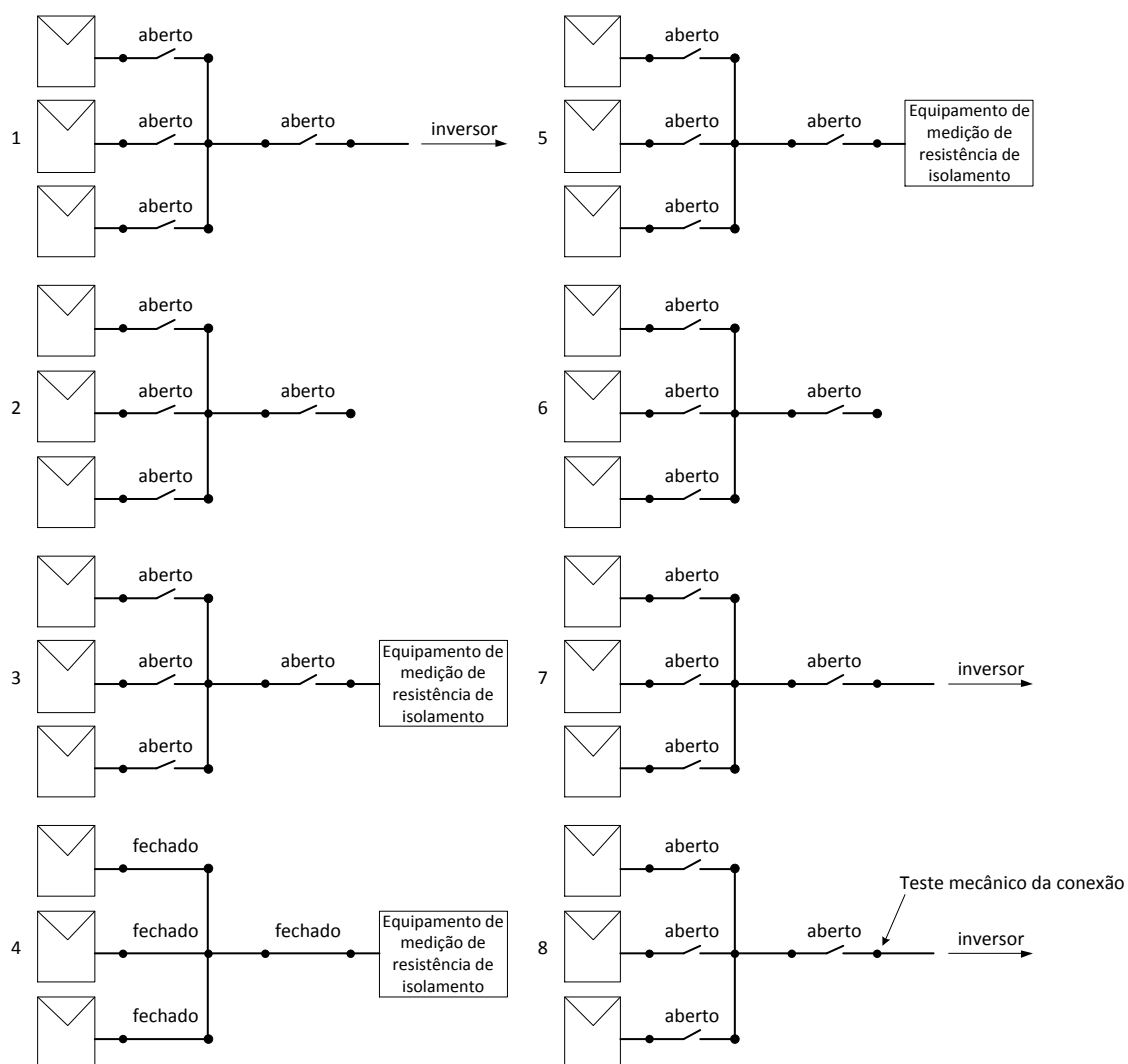


Figura 6.2 – Conexão do equipamento de medição de resistência de isolamento aos condutores vivos do gerador FV: 1 – situação inicial; 2 – desconexão do condutor da instalação em corrente contínua do sistema; 3 – conexão do equipamento de medição; 4 – fechamento dos dispositivos de seccionamento para medição da resistência de isolamento; 5 – Abertura dos dispositivos de seccionamento; 6 – desconexão do equipamento de medição; 7 – reconexão do condutor da instalação em corrente contínua do sistema; e 8 – teste mecânico da conexão dispositivo de seccionamento – condutor. Esses passos devem ser reproduzidos para os condutores negativo e positivo.

6.3.9. Confirmação de neutro

Quando o lado em corrente alternada do sistema fotovoltaico possuir condutor neutro, normalmente aterrado, este deve ser identificado e sua conexão a dispositivos, barramentos, inversores, transformadores e rede elétrica deve ser verificada. Deve-se atentar, também, à cor desse condutor, que deve ser azul claro.

6.3.10. Teste mecânico das conexões elétricas na instalação em corrente alternada

Todas as conexões elétricas na instalação elétrica em corrente alternada (dispositivos – condutor, condutor – condutor, condutor – barramento e condutor – inversor) devem ser testadas mecanicamente. O teste consiste em aplicar uma força aos condutores, de modo a tentar desfazer a conexão, que deve permanecer inalterada. Caso o condutor se solte ou a conexão dê sinais de folga, ela deve ser refeita.

6.3.11. Confirmação de parâmetros elétricos do inversor

Os parâmetros elétricos do inversor – tensão e frequência de operação – devem ser verificados para garantir que são apropriados à rede elétrica a que será conectado.

6.3.12. Teste de funcionamento

Após os testes e confirmações anteriores, o sistema pode ser operacionalizado se não houver problemas identificados. Os dispositivos de seccionamento devem ser fechados no sentido gerador FV – rede elétrica. Primeiramente fecham-se os dispositivos de seccionamento de cada série FV, depois o do gerador FV, em seguida o da saída do inversor, e finalmente o que conecta o sistema à rede elétrica. Caso exista mais de um inversor em paralelo, primeiramente fecha-se o dispositivo de seccionamento que os conecta à rede elétrica, e depois os dispositivos de seccionamento da saída de cada inversor.

Deve-se observar se o sistema está operando adequadamente. Isso pode ser feito verificando-se o status do inversor, dos dispositivos de proteção e até mesmo medindo tensão e corrente nos lados em corrente contínua e alternada e comparando a leitura com valores esperados.

6.3.13. Testes de qualidade de energia

Algumas medições relativas à qualidade de energia devem ser realizadas no ponto de conexão do sistema fotovoltaico. Essas medições incluem:

- a) Medição de distorção harmônica de corrente (total e individual)

- b) Medição de injeção de componente contínua
- c) Medição do fator de potência

Os valores obtidos devem estar dentro dos limites estabelecidos pelas normas e regulamentações.

6.4. Parte 4: Caracterização da produção de energia

A caracterização da capacidade de produção de energia é voltada, principalmente, para grandes sistemas (como as centrais FV) e tem como objetivo definir os parâmetros anuais de desempenho, bem como a produção de energia. Esses dados são importantes para guiar os investidores e operadores do sistema.

Normalmente, os grandes sistemas fotovoltaicos são formados por diversos subsistemas, onde cada um possui seu gerador FV e inversor e compartilham o ponto de conexão. O procedimento a seguir deve ser aplicado ao maior número possível de subsistemas. Porém, em uma grande central FV, por exemplo, podem-se medir alguns subsistemas estrategicamente escolhidos, de forma a representar estatisticamente a central FV como um todo. Além da representatividade, a escolha dos subsistemas deve incluir aqueles que apresentam alguma anormalidade na produção de energia.

O procedimento de caracterização da produção de energia é apresentado no fluxograma da Figura 6.3. Ele foi dividido em nove etapas, cada qual com uma ou mais atividades que são detalhadas a seguir.

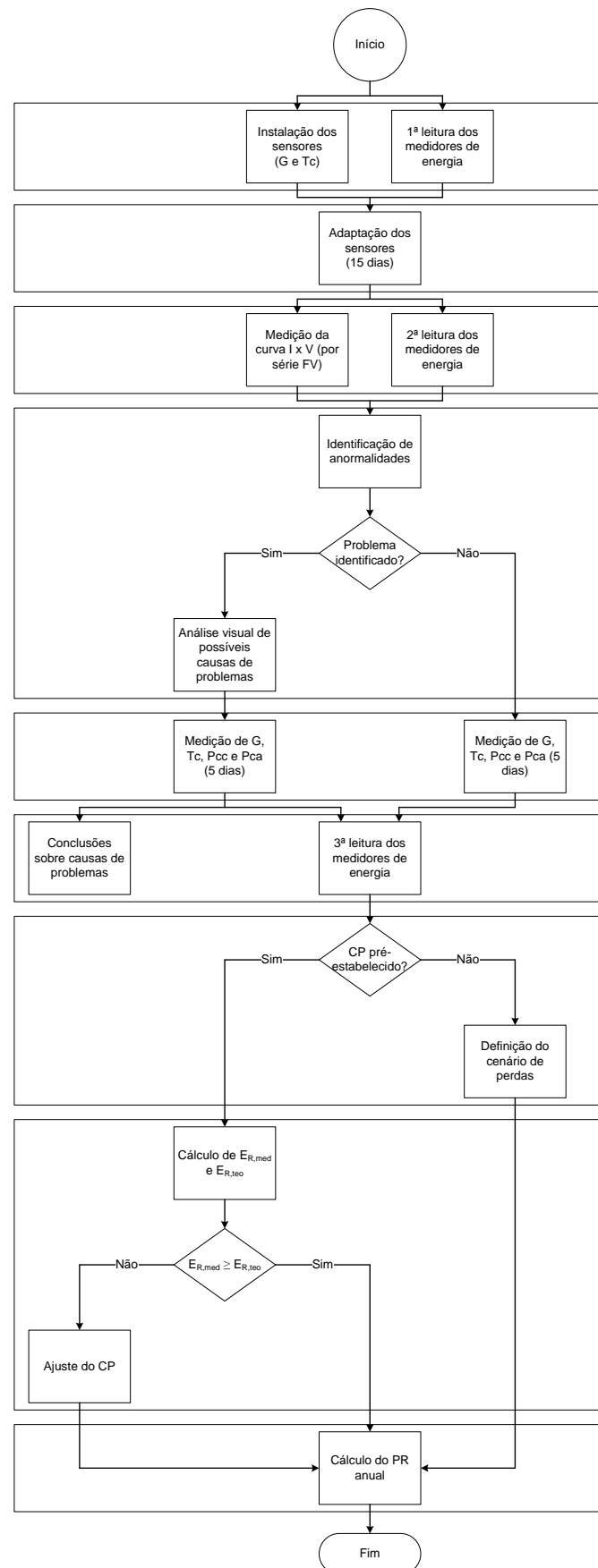


Figura 6.3 – Fluxograma do procedimento de medição da capacidade de produção de energia.

6.4.1. Etapa 1 – início dos testes

Os ensaios da capacidade de produção de energia devem ser realizados após a instalação, comissionamento e operacionalização do sistema fotovoltaico. Como o sistema estará energizado, medidas de segurança adequadas devem ser empregadas. Esta etapa é composta por duas atividades.

6.4.1.1. Instalação dos sensores de irradiância e temperatura de célula

Devem ser instalados sensores de irradiância e temperatura de célula. A quantidade de sensores deve ser proporcional à área do sistema. Os sensores devem ser:

- a) Para irradiância total, um piranômetro calibrado instalado no mesmo plano do gerador FV. Caso existam geradores FV com orientações diferentes, pelo menos um sensor para cada caso deve ser utilizado.
- b) Para irradiância característica total, um módulo FV calibrado para esse fim, de mesmo modelo dos utilizados no gerador FV, e instalado no mesmo plano do gerador FV. Caso existam geradores FV com orientações diferentes ou tecnologias diferentes, pelo menos um sensor para cada caso deve ser utilizado.
- c) Para temperatura de célula, um módulo FV calibrado para esse fim, de mesmo modelo dos utilizados no gerador FV, e instalado no mesmo plano do gerador FV. Caso existam geradores FV com orientações diferentes ou tecnologias diferentes, pelo menos um sensor para cada caso deve ser utilizado.

6.4.1.2. Primeira leitura dos medidores de energia

Conjuntamente à instalação dos sensores, deve ser feita uma primeira leitura dos medidores de energia (LM1) conforme listado a seguir:

- a) O sistema fotovoltaico possui apenas um inversor: realizar LM1 no medidor central.

- b) O sistema fotovoltaico possui subsistemas e apenas um medidor comum: realizar LM1 no medidor central.
- c) O sistema fotovoltaico possui subsistemas, cada um com um medidor próprio (independentemente de existir ou não um medidor comum): realizar LM1 em cada medidor individual.

6.4.2. Etapa 2 – Adaptação dos sensores

Os sensores devem permanecer instalados por pelo menos 15 dias antes dos testes para que as condições da superfície do gerador sejam reproduzidas nas dos sensores. Além disso, esse período permitirá, em etapa posterior, uma nova leitura dos medidores para análise de funcionamento anômalo. É importante que o operador do sistema tome nota de qualquer interrupção no funcionamento do sistema (ou parte dele).

6.4.3. Etapa 3 – Medição dos geradores FV e identificação de funcionamento anômalo

Esta etapa é composta por duas atividades.

6.4.3.1. Medição da potência nominal

Deve-se medir a potência nominal dos geradores FV. No caso de geradores FV de alta potência, a medição pode ser feita por série FV. Duas formas de medição podem ser utilizadas:

- a) Com uma carga de capacidade apropriada ao gerador FV (ou a série FV) capaz de medir sua curva característica $I \times V$. Essa forma é preferida, pois, além de determinar a potência, é possível observar problemas através da forma da curva, da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito.
- b) Uma alternativa à carga é a medição, por pelo menos um dia, de irradiância e temperatura de célula com os sensores instalados na etapa 1 e potência gerada ($P_{c.c.}$), com um wattímetro apropriado ao tamanho do gerador FV. É importante que as três medidas sejam feitas simultaneamente. Deve-se traçar a curva $P_{c.c.(25^{\circ}C)} \times G$ e obter a potência nominal, como indicado no item 2.7.1.

Quando a medição for feita por série FV, a potência nominal do gerador FV será igual a 98% da soma das potências nominais de cada série FV.

6.4.3.2. Segunda leitura dos medidores de energia

Deve ser feita uma segunda leitura dos medidores de energia (LM2) conforme a seguir:

- a) O sistema fotovoltaico possui apenas um inversor: realizar LM2 e calcular DM1 com a Equação 6.1.
- b) O sistema fotovoltaico possui subsistemas, porém apenas um medidor comum: realizar LM2 e calcular DM1 com a Equação 6.1.
- c) O sistema fotovoltaico possui subsistemas, cada um com um medidor próprio (independentemente de existir ou não um medidor comum): realizar LM2 em cada medidor individual e calcular DM1 com a Equação 6.1.

$$DM1 = \frac{LM2 - LM1}{P_N} \quad 6.1$$

6.4.4. Etapa 4 - Identificação de problemas

Com base nas medições de potência nominal e nas leituras dos medidores, possíveis problemas devem ser detectados.

6.4.4.1. Identificação de anormalidades

Anormalidades no funcionamento e produção de energia devem ser identificadas como indicado a seguir:

- a) Um subsistema é considerado anômalo caso seu valor DM1 seja substancialmente diferente dos demais.
- b) Um subsistema é considerado anômalo caso a potência nominal de seu gerador FV seja substancialmente diferente dos demais (consideração válida para subsistemas com mesma potência de projeto).
- c) Um sistema ou subsistema é considerado anômalo caso a potencia nominal de uma série FV seja substancialmente diferente das demais.

- d) Um sistema ou subsistema é considerado anômalo caso seu valor DM1 esteja muito abaixo da produtividade esperada para o período.

6.4.4.2. Análise visual de possíveis causas de problemas

Quando problemas forem identificados em 6.4.4.1, é necessário proceder a uma inspeção com o objetivo de identificar possíveis causas. Caso elas sejam identificadas devem ser eliminadas. É importante recorrer às notas do operador do sistema sobre interrupções no seu funcionamento (total ou parcial), pois podem ser a causa de algumas das divergências indicadas no item 6.4.4.1.

São considerados sistemas ou subsistemas com funcionamento anômalo aqueles identificados no item 6.4.4.1 e cuja causa do funcionamento diferenciado não puder ser eliminada ou não puder ser identificada (total ou parcialmente).

6.4.5. Etapa 5 – Medição de parâmetros ambientais e elétricos

Os parâmetros ambientais medidos são irradiância e temperatura de costa de módulo e os elétricos são potência na entrada ($P_{c.c.}$) e saída ($P_{c.a.}$) do inversor com um wattímetro adequado à potência envolvida. É importante que as quatro medições sejam feitas simultaneamente, com período de integração de no máximo 1 minuto, em pelo menos 5 dias. É importante que o operador do sistema tome nota de qualquer interrupção no funcionamento do sistema (ou parte dele).

6.4.5.1. Medição de irradiância, temperatura de costa de módulo, potência na entrada e na saída do inversor

A medição dos valores de irradiância, temperatura de costa de módulo, potência na entrada e na saída do inversor deve ser feita para todos os sistemas (ou subsistemas) identificados como anômalos em 6.4.4.2, e pelo menos um sistema que não apresente problemas. É importante que o operador do sistema tome nota de qualquer interrupção no funcionamento do sistema (ou parte dele).

6.4.6. Etapa 6 – Leitura final dos medidores e conclusão sobre causas de problemas

Esta etapa possui duas atividades.

6.4.6.1. Terceira leitura dos medidores

Deve ser feita uma terceira leitura dos medidores de energia (LM3) conforme especificado a seguir:

- a) O sistema fotovoltaico possui apenas um inversor: realizar LM3 no medidor central e calcular DM2 com a Equação 6.2.
- b) O sistema fotovoltaico possui subsistemas, porém apenas um medidor comum: realizar LM3 no medidor central e calcular DM2 com a Equação 6.2.
- c) O sistema fotovoltaico possui subsistemas, cada um com um medidor próprio (independentemente de existir ou não um medidor comum): realizar LM3 em cada medidor individual e calcular DM2 com a Equação 6.2.

$$DM2 = LM3 - LM2 \quad 6.2$$

6.4.6.2. Conclusões sobre causas de problemas

Os dados obtidos em 6.4.5.1 e 6.4.6.1 devem ser cuidadosamente analisados.

- a) Quando a causa do comportamento anômalo não houver sido identificada anteriormente, essa análise deve permitir conhecê-la, de modo a eliminá-la ou prover subsídios para a construção de um cenário de perdas.
- b) Quando a causa do comportamento anômalo não puder ser eliminada, essa análise deve prover subsídios para a construção de um cenário de perdas.

6.4.7. Etapa 7 – Definição de cenário de perdas

Quando não houver um cenário de perdas estabelecido para o sistema fotovoltaico, as medições do item 6.4.5 e 6.4.6.1 devem ser utilizadas para estabelecer um cenário de perdas adequado para o sistema. É importante recorrer às notas do operador do sistema sobre interrupções no seu funcionamento (total ou parcial) para que o cenário de perdas não considere essas interrupções (a menos que sejam recorrentes).

6.4.8. Etapa 8 – Confirmação de cenário de perdas pré-estabelecido

Quando já houver um cenário de perdas pré-estabelecido para o sistema fotovoltaico, durante a fase de projeto, por exemplo, este deverá ser avaliado. Essa etapa possui duas atividades.

6.4.8.1. Cálculo da energia injetada na rede teórica e medida

Utilizando as medições do item 6.4.5 e o cenário de perdas existente, deve-se calcular a energia teórica injetada na rede ($E_{R,teo}$). Deve-se calcular, também, a energia medida injetada na rede ($E_{R,med}$) com as medições do item 6.4.6.1. As equações para o cálculo desses parâmetros são dadas no Capítulo 2.

6.4.8.2. Ajuste do cenário de perdas

Quando $E_{R,med} < E_{R,teo}$, deve-se realizar um ajuste do cenário de perdas, com as medições do item 6.4.5 e 6.4.6.1. É importante recorrer às notas do operador do sistema sobre interrupções no seu funcionamento (total ou parcial), pois podem ser a causa de $E_{R,med} < E_{R,teo}$.

6.4.9. Etapa 9 – Cálculo do desempenho global (PR) anual

Conhecendo-se o cenário de perdas real do sistema, deve-se simular seu funcionamento ao longo de um ano típico (com séries históricas de irradiância e temperatura ambiente obtidos de um banco de dados confiável). Isso permite o cálculo dos parâmetros anuais de desempenho, bem como da produção de energia. As equações para esses cálculos são apresentadas no Capítulo 3.

7. Estudo de caso: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede do IEE-USP

A metodologia de cálculo de energia injetada na rede foi aplicada em um subsistema fotovoltaico que faz parte do sistema fotovoltaico conectado à rede de 12,26 kWp do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE-USP), o qual é constituído por 80 módulos FV de silício monocristalino de 75 Wp e 80 módulos FV de silício policristalino, sendo 20 de 70 Wp, 20 de 77 Wp e 40 de 83 Wp, divididos em 8 geradores FV, cada um conectado a um inversor de 1.000 W nominais. O ensaio foi realizado em um subsistema cujo gerador FV apresenta 20 módulos FV de silício policristalino de 83 Wp, com configuração como mostra a Figura 7.1.

O equipamento de medição consistiu em um wattímetro digital, uma célula FV de referência para medição da irradiância e um termopar para medição da temperatura de célula. O wattímetro mediu, simultaneamente, tensão e corrente na entrada e na saída do inversor, além da irradiância e temperatura de célula (entradas auxiliares de sinal), como mostra a Figura 7.1. As medições foram realizadas durante o período de uma semana no mês de julho de 2011, e os dados foram registrados em intervalos de 10 segundos. Durante esse período não houve interrupções no funcionamento do sistema e nenhum dia foi predominantemente nublado, como mostra a Figura 7.2.

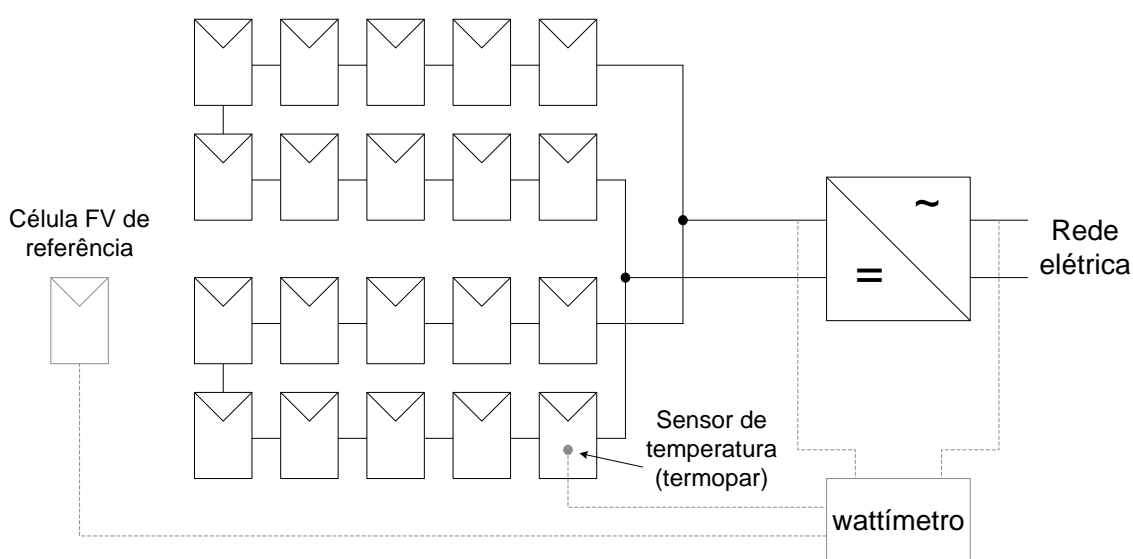


Figura 7.1 – Configuração do subsistema ensaiado e do equipamento de medição.

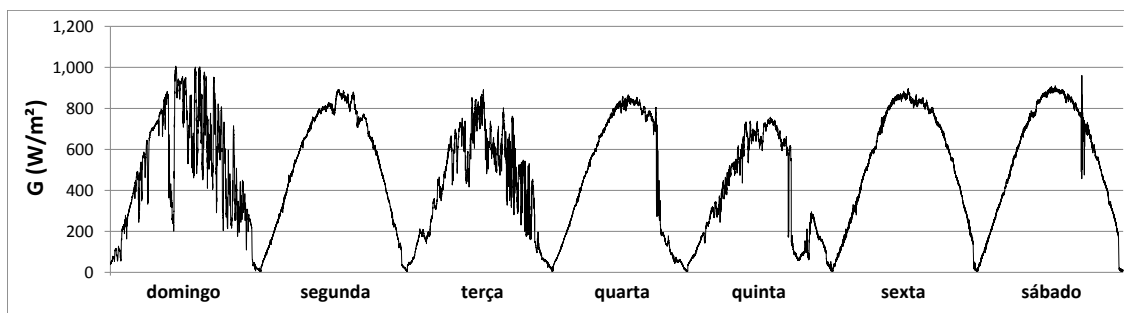


Figura 7.2 – Perfil de irradiância, medido com o módulo de referência, durante a semana de ensaios.

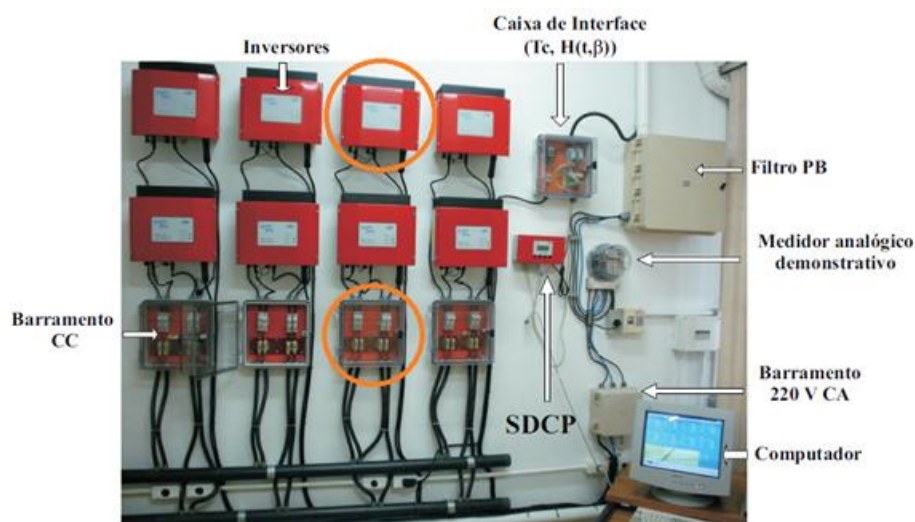
A Figura 7.3 mostra os geradores FV instalados nas janelas do prédio da administração do IEE-USP, como proteção contra a incidência direta de sol, diminuindo a carga térmica das salas. A Figura 7.4 mostra a sala onde os inversores estão instalados, juntamente com as caixas de junção, transdutores de temperatura, medidor de energia e computador de monitoração. Detalhes das caixas de junção em corrente contínua e alternada são mostrados na Figura 7.5, onde é interessante notar a separação dos condutores negativo e positivo em lados opostos da caixa.

Os condutores no lado em corrente contínua possuem secção transversal de 16 mm^2 e variam de 80 a 15 m de comprimento entre o gerador FV e o inversor (os condutores do subsistema ensaiado possuem 23 m de comprimento). Já no lado em corrente alternada, o comprimento dos condutores é de aproximadamente 50 m, com secção transversal também de 16 mm^2 .



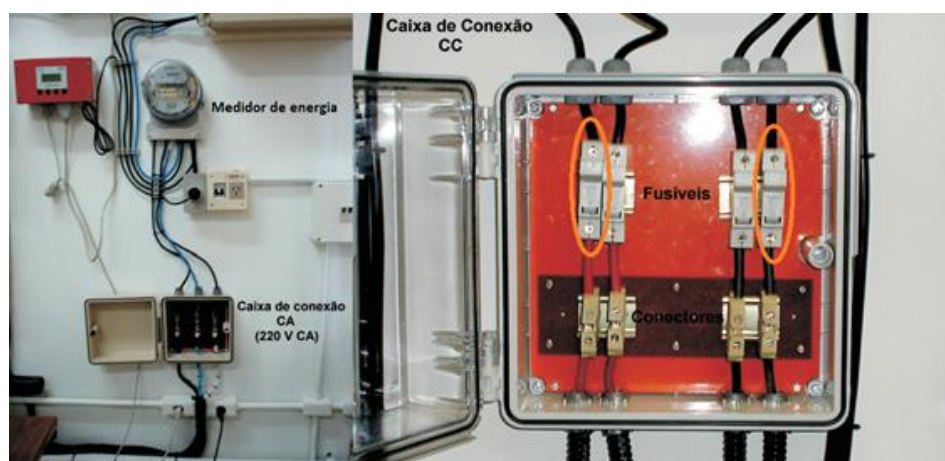
Fonte: MACÊDO (2006).

Figura 7.3 – Vista (a) lateral superior e (b) frontal dos geradores FV do sistema fotovoltaico do IEE-USP. A seta indica o gerador FV do subsistema ensaiado.



Fonte: MACÊDO (2006).

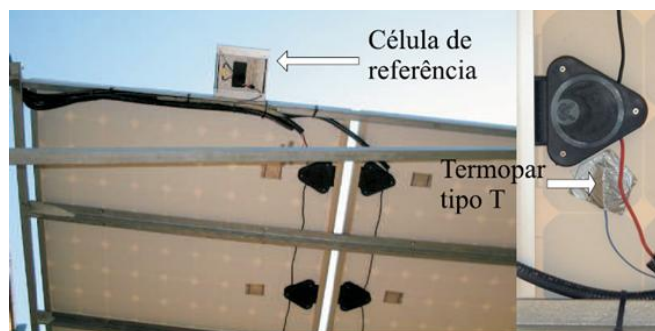
Figura 7.4 – Vista dos inversores do sistema fotovoltaico do IEE-USP. O inversor do subsistema ensaiado está circulado, assim como a caixa de junção em corrente contínua com a chave fusível que funciona ao mesmo tempo como dispositivo seccionador e de proteção contra sobrecorrente.



Fonte: MACÊDO (2006).

Figura 7.5 – Detalhe das caixas de junção em corrente alternada e contínua, com as chaves fusíveis do subsistema ensaiado circuladas. Na caixa de junção em corrente alternada, as saídas dos oito inversores foram unidas em paralelo.

A célula FV de referência possui a mesma tecnologia do gerador FV ensaiado e ambos compartilham o mesmo plano de incidência da radiação solar. O termopar (tipo T) foi colado nas costas de um dos módulos FV, próximo à sua caixa de conexão (normalmente o local mais quente do módulo FV). A Figura 7.6 mostra os sensores instalados.



Fonte: MACÊDO (2006).

Figura 7.6 – Detalhe da célula FV de referência e do termopar tipo T utilizados para medir irradiância total característica e temperatura de célula, respectivamente.

Os coeficientes k_0 , k_1 e k_2 foram obtidos a partir das curvas de eficiência fornecidas pelo fabricante do inversor no catálogo do produto, e correspondem às Equações 7.1, 7.2 e 7.3, respectivamente.

$$k_0 = 0,000041 V_{c.c.} + 0,005341 \quad 7.1$$

$$k_1 = 0,000316 V_{c.c.} - 0,029547 \quad 7.2$$

$$k_2 = -0,000114 V_{c.c.} + 0,082520 \quad 7.3$$

A potência nominal do gerador FV foi estimada, com o wattímetro, em 1.155 Wp⁴⁴, como mostra a curva $P_{c.c.(25^\circ\text{C})} \times G$ da Figura 7.7. Observa-se que o coeficiente linear é 1,155 m², o que, multiplicado pela irradiância nas condições padrão de teste (1.000 W/m²) resulta em uma potência de 1.155 Wp. É importante frisar que, mesmo apresentando um comportamento linear praticamente desde o zero, somente a região superior da curva foi considerada para estimar a potência nominal do gerador FV.

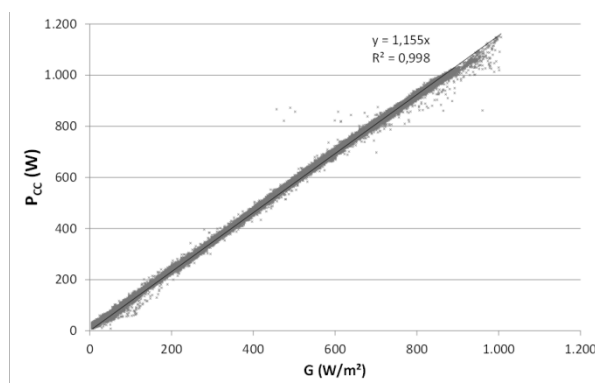
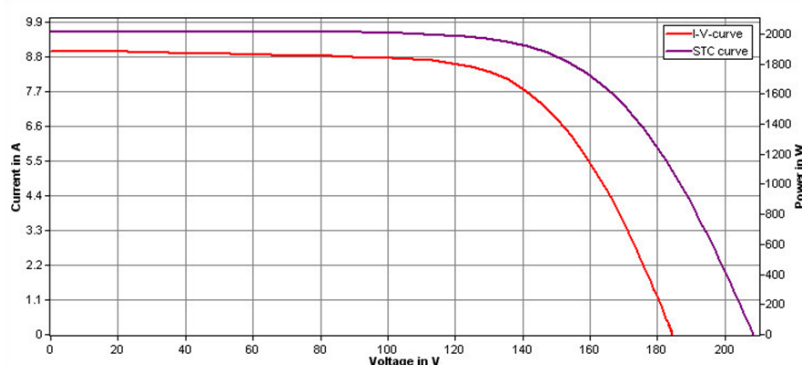


Figura 7.7 – Curva $P_{c.c.(25^\circ\text{C})} \times G$ utilizada para estimar a potência nominal do gerador FV nas condições padrão de teste.

⁴⁴ Esse valor inclui a eficiência do SPMP e as perdas nos cabos.

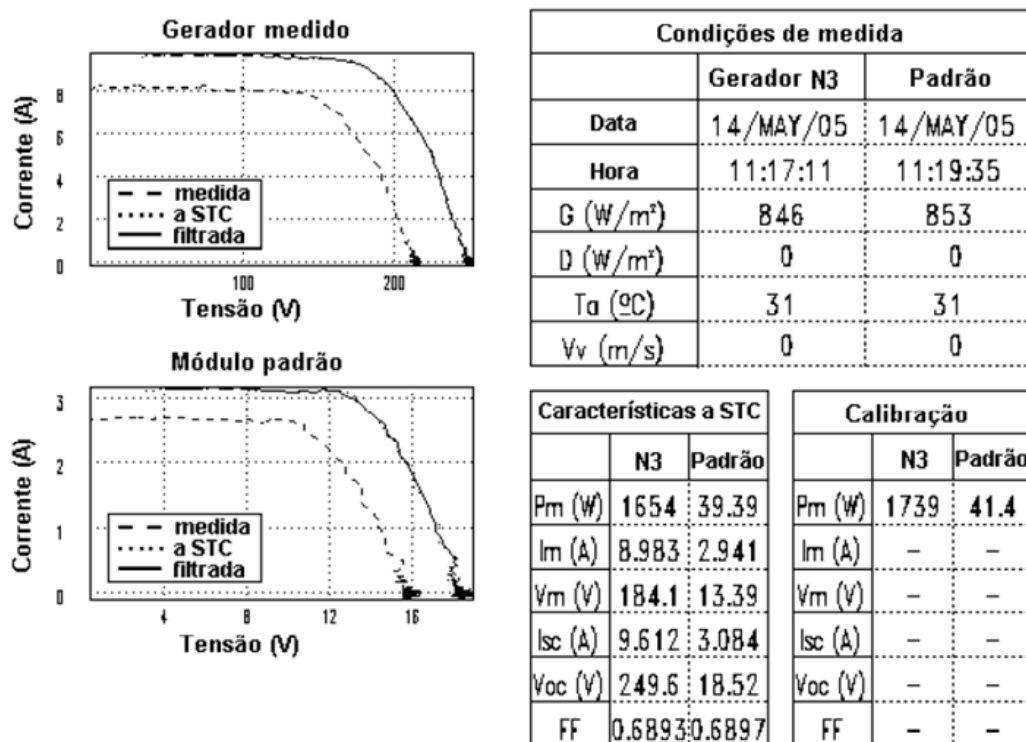
O valor obtido é muito inferior à potência nominal de placa de 1.660 Wp (cerca de 44% a mais em relação à medida). Essa diferença mostra a importância de medir a potência real do gerador FV, pois, de outro modo, os resultados de desempenho seriam subestimados. Além disso, mostra que existe algum problema com o gerador FV, seja uma degradação exagerada ou um mau funcionamento de algum módulo FV que está limitando a geração de eletricidade.

Para averiguar esse problema, mediu-se a curva I x V do gerador FV, obtendo-se o perfil apresentado na Figura 7.8 e o valor de 1.326 Wp para a potência nominal (cerca de 20% a menos em relação à de placa). Pelo perfil, pode-se perceber que não há limitações impostas por módulos FV com mau funcionamento. Porém, uma comparação com uma curva I x V medida por MACÊDO (2006), Figura 7.9, há seis anos, mostra uma degradação de 19,83% na potência.



valores nas STC	potência máxima	1325.7W
	corrente de máxima potência	8.63A
	tensão de máxima potência	153.6V
	corrente de curto-circuito	9.59A
	tensão de circuito aberto	208.3V
valores medidos	potência máxima	1098.2W
	corrente de máxima potência	8.08A
	tensão de máxima potência	136.0V
	corrente de curto-circuito	8.98A
	tensão de circuito aberto	184.4V
valores calculados	R_s :	3.8 Ohm
	R_p :	1155.6 Ohm
	FF :	0.66
condições durante a medição	temperatura de célula	51.7°C
	irradiância	936W/m ²

Figura 7.8 – Curva I x V do gerador FV do subsistema ensaiado nas condições durante a medição e nas condições padrão de teste: medição atual.



Fonte: (MACÊDO, 2006).

Figura 7.9 – Curva I x V do gerador FV do subsistema ensaiado nas condições durante a medição e nas condições padrão de teste: medição realizada há seis anos.

A diferença entre as potências nominais medidas com wattímetro e medidor de curva I x V pode ser explicada pelo fato da primeira ter influência da eficiência do seguimento do ponto de máxima potência. Inversores modernos possuem essa eficiência próxima da unidade para carregamentos elevados. Contudo, o inversor ensaiado é bastante antigo (está em operação há mais de 10 anos) e seu seguimento de ponto de máxima potência não é tão bom quanto os atuais (estimou-se, com as medições, uma eficiência de 87% para carregamentos elevados).

Os coeficientes n_0 , n_1 e n_2 foram obtidos com os dados medidos de potência em corrente contínua, irradiância característica e temperatura de célula, e empregando o procedimento descrito no item 2.7.4. Nesse caso, considerou-se que a potência máxima do gerador FV corresponde à medida com o wattímetro (essa medida já considera o efeito do seguimento do ponto de máxima potência, sendo visível a variação do rendimento do gerador FV em função da irradiância). Os resultados foram $n_0 = 0,017$, $n_1 = -0,09$ e $n_2 = 0,073$.

Para completar o conjunto de dados necessários para o cálculo da energia injetada na rede, falta apenas determinar o cenário de perdas. No lado em corrente contínua, é considerada perda de 1%, devido ao cabeamento relativamente longo entre o gerador FV e o inversor. Já no lado em corrente alternada, não são consideradas perdas, pois o ponto de medição é bastante próximo ao inversor.

As Figuras Figura 7.10, Figura 7.11 e Figura 7.12 mostram curvas comparando os valores medidos e calculados de tensão em corrente contínua na entrada do inversor, potência na entrada do inversor e potência injetada na rede, respectivamente, considerando um gerador FV de 1.155 Wp, enquanto que as Figuras Figura 7.13, Figura 7.14 e Figura 7.15 mostram as mesmas curvas considerando um gerador FV de 1.326 Wp e uma perda adicional no lado em corrente contínua de 13%, relativa ao seguimento do ponto de máxima potência. Os resultados obtidos mostram que o modelo matemático apresentado no Capítulo 2 é bastante preciso.

A energia injetada na rede medida foi de 33,26 kWh, enquanto que a calculada foi de 33,08 kWh (-0,54% em relação à medida), considerando um gerador FV de 1.155 Wp, e 32,98 kWh (-0,84% em relação à medida), considerando um gerador FV de 1.326 Wp. Isso reforça ainda mais a qualidade do modelo matemático utilizado e qualifica-o para o cálculo dos parâmetros de desempenho de um sistema fotovoltaico.

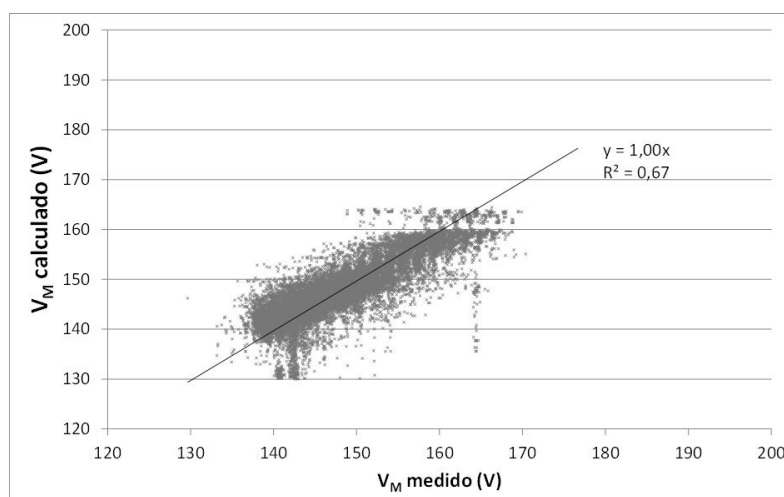


Figura 7.10 – Comparação entre a tensão na entrada do inversor, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.155 Wp.

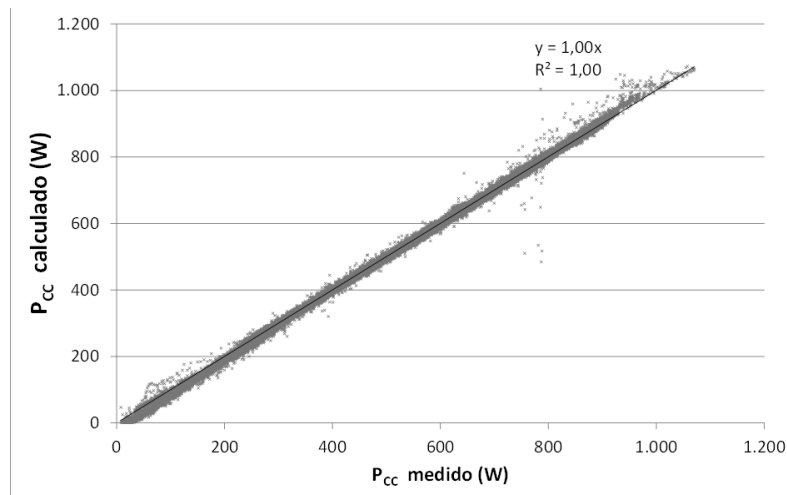


Figura 7.11 – Comparação entre a potência na entrada do inversor, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.155 Wp.

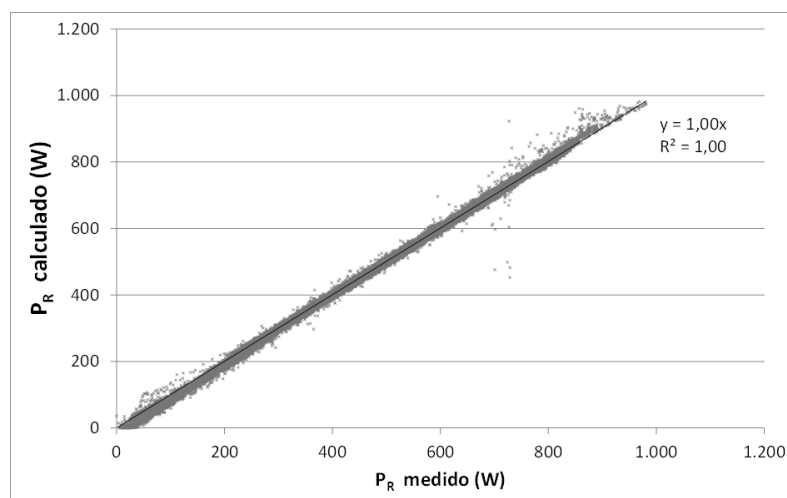


Figura 7.12 – Comparação entre a potência injetada na rede, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.155 Wp.

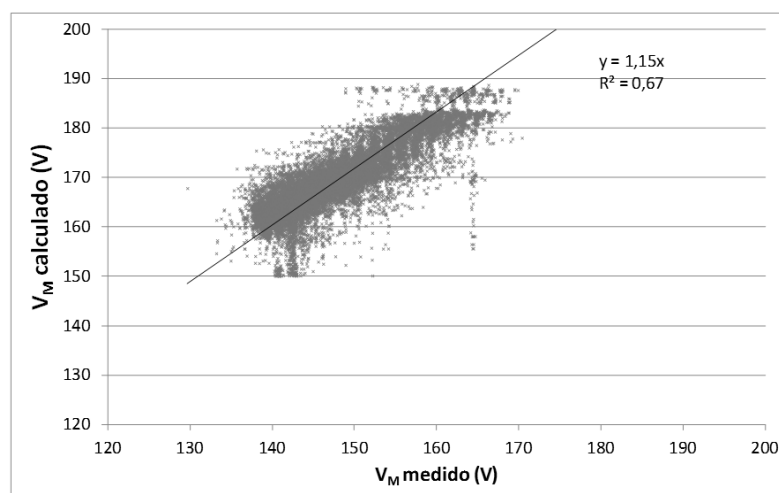


Figura 7.13 – Comparação entre a tensão na entrada do inversor, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.326 Wp.

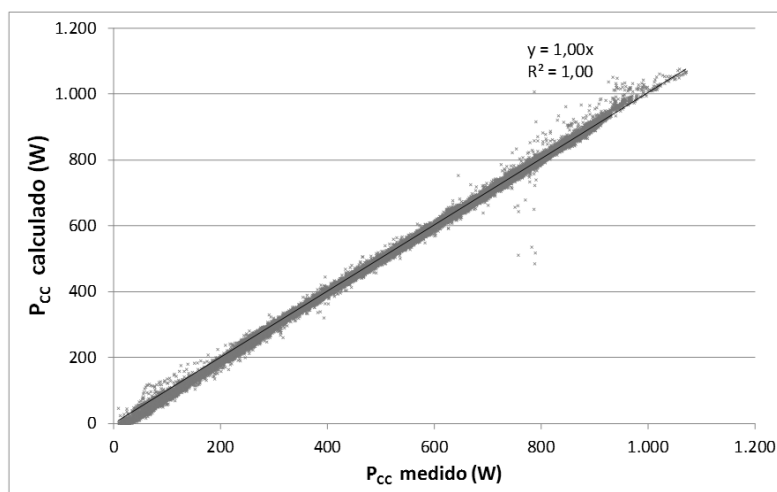


Figura 7.14 – Comparação entre a potência na entrada do inversor, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.326 Wp.

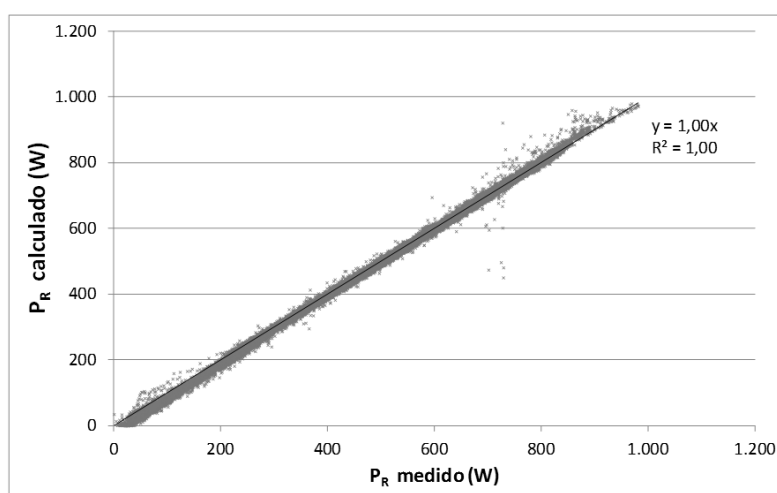


Figura 7.15 – Comparação entre a potência injetada na rede, medida e calculada, considerando o gerador FV de 1.326 Wp.

No IEE-USP há uma estação solarimétrica, onde a irradiância total é medida com um piranômetro de termopilha voltado para o norte geográfico e inclinado em 23°. O gerador FV do sistema medido não possui a mesma orientação do piranômetro (principalmente devido às restrições do prédio em que foi montado, que está orientado em 18° para o oeste). Contudo, nesse caso, o erro em utilizar diretamente as medições de irradiância da estação não é significativo para os objetivos do trabalho.

A irradiação total no período dos ensaios, medida com o piranômetro, foi de 34,39 kWh/m². Calculou-se, também, a irradiação medida com a célula FV de referência nesse mesmo período, e o resultado foi de 33,50 kWh/m² (- 2,59% em relação à irradiação do piranômetro). De posse da energia injetada na rede,

potência nominal do gerador FV e irradiação total no plano do gerador FV, é possível calcular a produtividade final e o desempenho global (com as Equações 3.5 e 3.6.), apresentados nas Tabelas Tabela 7.1 e Tabela 7.2 para os geradores FV de 1.155 Wp e 1.326 Wp, respectivamente.

Tabela 7.1 – Produtividade final e desempenho global utilizando a energia injetada na rede, medida e calculada, e a irradiação total medida com o piranômetro e a célula FV de referência para o gerador FV de 1.155 Wp.

PARÂMETRO DE DESEMPENHO	COM ENERGIA MEDIDA	COM ENERGIA CALCULADA
Produtividade final	28,80 kWh/kWp	28,64 kWh/kWp
Desempenho global (irradiação via piranômetro de termopilha)	83,74%	83,28%
Desempenho global (irradiação via célula FV de referência)	85,97%	85,49%

Tabela 7.2 – Produtividade final e desempenho global utilizando a energia injetada na rede, medida e calculada, e a irradiação total medida com o piranômetro e a célula FV de referência para o gerador FV de 1.326 Wp.

PARÂMETRO DE DESEMPENHO	COM ENERGIA MEDIDA	COM ENERGIA CALCULADA
Produtividade final	25,09 kWh/kWp	24,88 kWh/kWp
Desempenho global (irradiação via piranômetro de termopilha)	72,96%	72,35%
Desempenho global (irradiação via célula FV de referência)	74,90%	74,27%

Analisando as duas últimas linhas das Tabelas Tabela 7.1 e Tabela 7.2 percebe-se a importância de medir a irradiação total com um piranômetro, pois, de outro modo, o desempenho seria sobre-estimado devido às perdas inerentes à célula FV de referência.

A variação da potência nominal do gerador FV de 1.155 Wp para 1.326 Wp provocou uma redução de aproximadamente 13% dos parâmetros de desempenho. Essa diferença pode ser reduzida até um valor possível de ser desconsiderado, a ponto de utilizar diretamente a medição com o wattímetro quando a eficiência do seguimento do ponto de máxima potência do inversor for superior a 98% para carregamento elevado. Caso contrário, deve-se incluir essa eficiência no cenário de perdas e medir a curva I x V do gerador FV para calcular a energia injetada na rede e os parâmetros de desempenho.

Conclusão

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede tendem a se tornar cada vez mais frequentes no Brasil, e garantir a qualidade desses sistemas deve ser uma preocupação constante. Nesse sentido, este trabalho apresenta um procedimento de qualificação de sistemas fotovoltaicos que deve ser utilizado logo após a instalação ou alteração de projeto de um sistema fotovoltaico com o objetivo de verificar seu correto funcionamento, a adequação às normas técnicas, a qualidade dos materiais, e comprovar (ou definir) sua capacidade de produção de energia.

Para atingir seu objetivo, o trabalho resumiu alguns aspectos relacionados às normas técnicas aplicáveis aos sistemas fotovoltaicos, apresentou os principais parâmetros de desempenho utilizados para caracterizar um sistema fotovoltaico, propôs uma metodologia para calcular a energia injetada na rede, a qual incorpora modelos novos e convencionais, e aplicou essa metodologia em um estudo de caso, que demonstrou sua confiabilidade (menos de 1% entre valores medidos e calculados).

Além disso, o estudo de caso mostrou a importância de medir o recurso solar com dois instrumentos, um piranômetro e um módulo FV de referência, pois o primeiro é importante para calcular os parâmetros de desempenho (caso contrário estes seriam sobre-estimados) e o segundo, a energia injetada na rede (caso contrário essa energia seria sobre-estimada, ou cálculos mais complexos e menos precisos seriam necessários).

Uma atividade importante de ser executada, e que serve como sugestão para trabalho futuro, é a aplicação completa do procedimento de qualificação em um sistema fotovoltaico conectado à rede. Por exemplo, no sistema fotovoltaico revitalizado do IEE-USP e em uma central FV de grande porte.

Bibliografia

AYOMPE, L. M. et al. Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. **Energy Conversion and Management**, 2010. ISSN doi:10.1016/j.enconman.2010.08.007.

BENEDITO, R. **Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade 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. São Paulo. 2009.

BENEDITO, R.; ZILLES, R. **O problema da inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras de baixa tensão no brasil**. Termas de Rio Hondo: [s.n.]. 2011.

BOWER, W.; ROPP, M. **REPORT IEA PVPS T5-09: 2002 - Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility interactive power systems**. International Energy Agency. [S.l.], p. 11 - 32. 2002.

CARDONA, M.; LÓPEZ, L. I. Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system. **Solar Energy**, p. 93 - 102, 1999.

DUFFIE, J.; BECKMAN, W. **Solar engineering of thermal processes**. 2^a. ed. Estados Unidos: Wiley, 1991.

EPIA. **Market Report 2011**. European Photovoltaic Industry Association. [S.l.]. 2012.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, p. 439 - 449, Junho 2007.

HAMMOND, R. L.; BACKUS, C. E. Photovoltaic System Testing. **Renewable Energy**, v. 5, p. 268 - 274, 1994.

HOLM, D. P.; ROPP, M. E. Comparative study of maximum power point tracking algorithms. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 11, p. 47 - 62, 2003.

HULD, T.; DUNLOP, E.; SAMPLE, T. **A Simple Model for Estimating the Influence of Spectrum Variations on PV Performance**. Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conversion Conference. Hamburgo: WIP Renewable Energies. 2009. p. 3385-3389.

IES-UPM. **Protocolo de ensayo para centrales fotovoltaicas**. [S.l.]. 2010.

JAHN, U.; NASSE, W. **Performance analysis and reliability of grid-connected PV systems in IEA countries**. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Osaka, Japão: [s.n.]. Maio, 2003.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic Degradation Rates — an Analytical Review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Published online in Wiley Online Library, 2011.

KEREKES, T.; TEODORESCU, R.; BORUP, U. **Transformerless Photovoltaic Inverters Connected to the Grid**. Applied Power Electronics Conference - Twenty Second Annual IEEE. [S.l.]: [s.n.]. 2007. p. 1733 - 1737.

KIMBER, A. et al. The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in california and the southwest region of the united states, 2006. 2391 - 2395.

KJAER, S. B. K.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERB, F. A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, p. 1292 - 1306, Outubro 2005.

KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLU, T. Performance analysis of a grid-connected photovoltaic park on the island of Crete. **Energy Conversion and Management**, v. 50, p. 433 - 438, 2009.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. 1^a. ed. Inglaterra: Wiley, 2003.

MACÊDO, W. N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado à Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Tese de Doutorado. São Paulo: [s.n.], 2006.

MARION, B. et al. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. **IEEE**, 2005. 1601 - 1606.

MARTÍN, N.; RUIZ, J. M. A new method for the spectral characterization of PV modules. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, v. 7, p. 299 - 310, 1999.

MARTÍNES-MORENO, F. et al. On the testing of large PV arrays. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Published online in Wiley Online Library.**, 2011.

MARTÍNEZ-MORENO, F.; MUÑOZ, J.; LORENZO, E. Experimental model to estimate shading losses on PV arrays. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 94, p. 2298 - 2303, 2010.

MAU, S.; JAHN, U. **Performance analysis of grid-connected PV systems**. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Dresden, Alemanha: [s.n.]. 2009.

METEONORM, 2012. Disponível em: <<http://meteonorm.com/download/maps/>>. Acesso em: 21 Março 2012.

PARRETTA, A.; SARNO, A.; VICARI, L. R. M. Effects of solar irradiation conditions on the outdoor performance of photovoltaic modules. **Optics Communications**, v. 153, p. 153 - 163, Julho 1998.

Performance Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems Using Remote Sensing. Task 2 report IEA-PVPS T2-07. IEA Photovoltaic Power Systems Programme. [S.l.]. Março, 2008.

PICAULT, D. et al. Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses. **Solar Energy**, v. 84, p. 1301 - 1309, 2010.

PRODIST. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 1, Janeiro 2011.

QUAGLIA, R. **Incentivo à Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos**: cenários para o setor elétrico brasileiro. Santo André: Dissertação de Mestrado, Programa de pós-graduação em Energia, Universidade Federal do ABC, 2010.

RAMPINELLI, G. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Porto Alegre: Tese de Doutorado, 2010.

REICH, N. et al. Performance ratio revisited: is PR>90% realistic? **Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Publicado Online na Wiley Online Library.**, 2012.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, v. 34, p. 23 - 29, Janeiro 2009.

SOLARBUZZ, 2012. Disponível em: <<http://www.solarbuzz.com/>>. Acesso em: 21 Março 2012.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. [S.l.]: Oficina de Textos, 2012.

Anexo 1 – Cálculo da irradiância característica para a tensão de circuito aberto máxima

O valor da irradiância característica onde a tensão de circuito aberto máxima ocorre pode ser aproximado pela Equação A1.1 para módulos FV com β entre -0,15% e -0,50%, $\frac{V_{OC_{STC}}}{N_s}$ entre 0,5 V e 0,7 V, TNOC entre 40°C e 50°C e temperatura ambiente mínima no local de instalação entre 0°C e 25°C.

$$G_{V_{OC_{MIN}}} = a_1 (TNOC)^2 - a_2 TNOC + a_3 \quad A1.1$$

onde a_1 , a_2 e a_3 são coeficientes dados pelas Equações A1.2, A1.3 e A1.4.

$$\begin{aligned} a_1 = & (316444445692133000\beta^6 + 6292307716340450\beta^5 \\ & + 51137777965321,2\beta^4 + 217700676746,896\beta^3 \\ & + 513824870,35561\beta^2 + 643076,109190643\beta \\ & + 341,965001056303) \left(\frac{V_{OC_{STC}}}{N_s} \right)^2 \\ & - (38577779230114000\beta^6 + 7702564130498810\beta^5 \\ & + 62971111329001,5\beta^4 + 270346341204,113\beta^3 \\ & + 645734931,223555\beta^2 + 822116,249339134\beta \\ & + 449,198334526685) \left(\frac{V_{OC_{STC}}}{N_s} \right) \\ & + (113333333762507000\beta^6 + 2281487187736000\beta^5 \\ & + 1887333397356\beta^4 + 82387383702,1369\beta^3 \\ & + 201420947,487749\beta^2 + 265063,743506867\beta \\ & + 152,781250161699) \end{aligned} \quad A1.2$$

$$\begin{aligned} a_2 = & (6692888898965600000\beta^6 + 150305692489739000\beta^5 \\ & + 1399418890195700\beta^4 + 6925774404061,18\beta^3 \\ & + 19285224250,2469\beta^2 + 28912400,9298825\beta \\ & + 18818,3237487301) \left(\frac{V_{OC_{STC}}}{N_s} \right)^2 \\ & - (9152888903739380000\beta^6 + 206918666955501000\beta^5 \\ & + 1941275557917230\beta^4 + 9690936222177,75\beta^3 \\ & + 27251710897,9954\beta^2 + 41341274,4762762\beta \\ & + 27393,2325352226) \left(\frac{V_{OC_{STC}}}{N_s} \right) \\ & + (2944888893230550000\beta^6 + 68081948794625700\beta^5 \\ & + 654708889446908\beta^4 + 3356807566126,1\beta^3 \\ & + 9715438726,66352\beta^2 + 15227972,9967971\beta \\ & + 10575,6875157246) \end{aligned} \quad A1.3$$

$$\begin{aligned}
a_3 = & (191252444820787000000\beta^6 + 4287182263630310000\beta^5 \\
& + 39851067835005500\beta^4 + 196991430895699\beta^3 \\
& + 548314993005,675\beta^2 + 822917970,414152\beta \\
& + 538340,45046405) \left(\frac{V_{oc_{STC}}}{N_s} \right)^2 \\
& - (257909333812908000000\beta^6 + 5831106471366470000\beta^5 \\
& + 54733230087870600\beta^4 + 273520714630080\beta^3 \\
& + 770647365372,681\beta^2 + 1173184348,45338\beta \\
& + 783570,178007314) \left(\frac{V_{oc_{STC}}}{N_s} \right) \\
& + (80605333402333200000\beta^6 + 1872919077936210000\beta^5 \\
& + 18113810005426700\beta^4 + 93465008130058,3\beta^3 \\
& + 272462075102,76\beta^2 + 430824673,305954\beta \\
& + 303475,115314256)
\end{aligned}
\tag{A1.4}$$

