

Análise da Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência de Inversores de Sistemas Fotovoltaicos

Analysis of Maximum Power Point Tracking Efficiency of Inverters in Photovoltaic Systems

Giuliano Arns Rampinelli

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Campus Araranguá, SC
giuliano.rampinelli@ufsc.br

Arno Krenzinger

Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS, Porto Alegre, RS
arno.krenzinger@ufrgs.br

Cesar Prieb

Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS, Porto Alegre, RS
c.prieb@ufrgs.br

Resumo: Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede convertem diretamente a energia solar em energia elétrica entregando à rede elétrica uma energia limpa e renovável. Esses sistemas são formados basicamente por um conjunto de módulos fotovoltaicos e inversores que são responsáveis por converterem energia elétrica em corrente contínua e em energia elétrica em corrente alternada. Além de executar esta conversão, o inversor também é responsável pelo gerenciamento da energia entregue à rede e pelo seguimento do ponto de máxima potência. O seguimento do ponto de máxima potência é um processo de controle no qual o inversor procura manter o gerador fotovoltaico operando em uma região da sua curva característica na qual o produto corrente versus tensão tenha o seu valor máximo, de forma a otimizar a extração de potência do gerador fotovoltaico. Este trabalho apresenta uma revisão teórica de topologias e algoritmos e também resultados de ensaios e foram utilizados dez modelos de inversores de diferentes fabricantes. A característica elétrica de inversores medida e analisada foi a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência.

Recebido em 18/11/2013 - Aceito em 14/10/2014.

RECEN 16(2) p. 247-268 jul/dez 2014 DOI: 10.5935/RECEN.2014.02.05

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica; inversores; sistema fotovoltaico conectado à rede.

Abstract: Grid-connected photovoltaic systems directly convert solar energy into electrical energy delivering to the distribution grid a clean and renewable energy. These systems are basically formed by an array of photovoltaic modules and inverters. The inverters are responsible for converting electrical energy of direct current to electrical energy of alternating current. In addition to performing this conversion, the inverter is also responsible for the management of the energy delivered to the grid and for performing the maximum power point tracking. The maximum power point tracking is a control process in which the inverter tries to keep the photovoltaic generator operating in a region of its characteristic curve where the product current versus voltage reaches its maximum value in order to optimize the extraction of power from the photovoltaic generator. This paper presents a theoretical review of topologies and algorithms and also present results of tests using ten inverter models from different manufacturers. The inverter electrical characteristic measured and analyzed was the maximum power point tracking efficiency.

Key words: grid-connected photovoltaic system; inverters; photovoltaic solar energy.

1 Introdução

O inversor c.c./c.a. converte corrente contínua proveniente do arranjo fotovoltaico em corrente alternada que em condições normais (qualidade aceitável) será injetada na rede elétrica de energia. Além de executar a conversão da energia elétrica em corrente contínua para corrente alternada, o inversor, também, é responsável pelo gerenciamento da energia entregue à rede e pelo seguimento do ponto de máxima potência. O seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) é um processo de controle no qual o inversor procura manter o gerador fotovoltaico operando em uma região da sua curva característica na qual o produto corrente versus tensão tenha o seu valor máximo. A eficiência do SPMP é um número que indica o grau de precisão, tanto em termos de rapidez como de magnitude, com que o seguidor do ponto de

máxima potência atinge o seu objetivo.

Este trabalho apresenta uma revisão teórica das topologias de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede e resultados de testes de inversores. É apresentada uma metodologia para determinação da eficiência do seguidor do ponto de máxima potência de inversores.

2 Topologias de inversores

Existem, atualmente, mais de 40 topologias utilizadas em circuitos de inversores comerciais sendo que as mais comuns são: inversor com transformador de baixa frequência, inversor com transformador de alta frequência e inversor sem transformador [1].

O circuito típico de um inversor acoplado à rede através de transformador de baixa frequência é mostrado na figura 1. Esta é a configuração mais conservadora, pois o transformador na saída do circuito garante a isolamento galvânica, bloqueando a injeção de corrente contínua e a circulação de corrente de terra. A inversão é feita por uma ponte completa formada por S1 a S4 (IGBTs) cuja saída, através dos indutores L1 e L2, alimenta o primário de um transformador de frequência de rede TR1, com seu secundário conectado diretamente à rede. Além da separação galvânica, o transformador permite uma adaptação ao nível de tensão c.a. da rede, permitindo o uso de geradores fotovoltaicos de tensão menos elevada. Em contrapartida, além de contribuir para o aumento do peso, volume e custo do inversor, as perdas no transformador acarretam uma redução na eficiência de conversão.

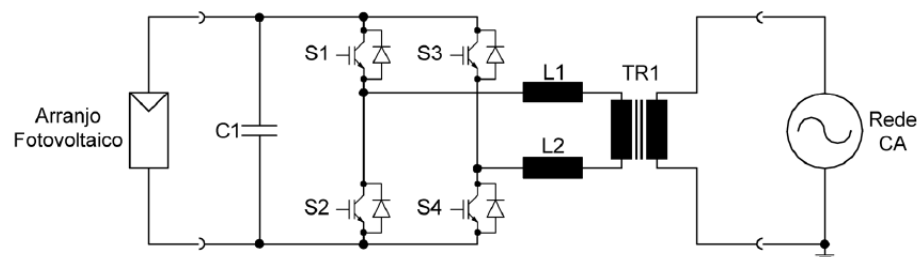


Figura 1. Inversor com transformador de baixa frequência.

Os inversores com transformadores de alta frequência apresentam uma ponte in-

versora completa de IGBTs (embora pudesse ser outra configuração de chaveamento) conectada ao primário de um transformador de alta frequência (dezenas de kHz) mais eficiente e mais leve que um transformador com frequência de rede de mesma potência. O IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), ou transistor bipolar de porta isolada é um semicondutor de potência. A saída no secundário do transformador é retificada e alimenta uma segunda ponte inversora, a qual modula a potência a ser injetada na rede. A presença do transformador garante a isolamento galvânica, maior eficiência por este ser de alta frequência e menor custo, peso e volume. Entretanto, o maior número de componentes e a maior complexidade do circuito (Figura 2) podem resultar em uma diminuição da confiabilidade do inversor.

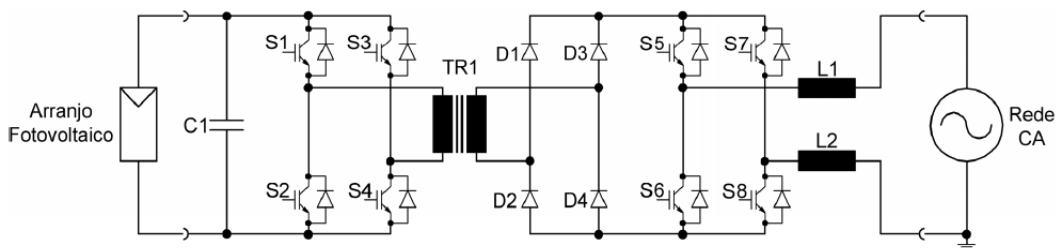


Figura 2. Inversor com transformador de alta frequência.

Os inversores sem transformador entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica estão ganhando cada vez mais espaço no mercado e sua principal vantagem é a maior eficiência de conversão resultante da eliminação do transformador e suas perdas associadas. O circuito básico de um inversor *transformerless* é apresentado na figura 3.

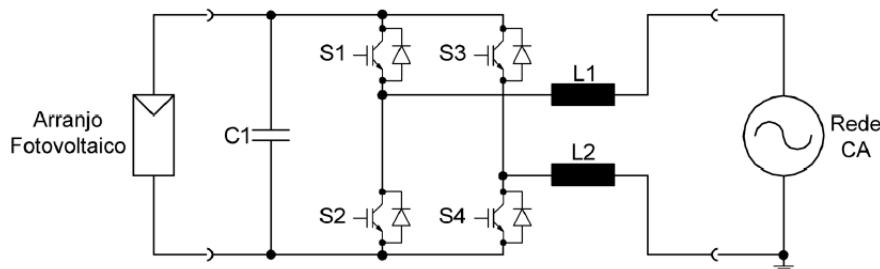


Figura 3. Inversor sem transformador.

Se por um lado, a eliminação do transformador aumenta a eficiência do inversor, por outro a falta de isolamento elétrico entre os circuitos c.c. e c.a. traz uma série de consequências, tanto de segurança como operacionais. As normas técnicas de alguns países exigem, direta ou indiretamente, que um dos terminais do gerador fotovoltaico seja aterrado. No caso do inversor ser interligado à rede através de uma ligação monofásica, um de seus terminais de saída estará também conectado à terra através do neutro criando, assim, um laço de terra que possibilita, especialmente no caso de chaveamento PWM (modulação por largura de pulso) unipolar, a circulação de correntes potencialmente perigosas tanto para as pessoas como para os equipamentos. Neste caso, a topologia apresentada na figura 3 fica restrita a inversores que utilizam chaveamento bipolar, menos eficiente que o chaveamento unipolar. A utilização de chaveamento bipolar obriga que a tensão de operação do gerador fotovoltaico seja superior ao dobro da tensão de pico da tensão de saída em corrente alternada (cerca de $360 V_{CC}$ para rede de $127 V_{CA}$ e $625 V_{CC}$ para rede de $220 V_{CA}$). Caso contrário, o estágio inversor deve ser precedido por um conversor c.c./c.c. elevador.

Nos últimos anos, algumas modificações ao circuito *transformerless* básico foram introduzidas por fabricantes de inversores visando possibilitar a utilização de chaveamento unipolar. Em termos físicos estes aperfeiçoamentos consistem no acréscimo de chaves semicondutoras que, através de esquema de acionamento adequado, promovem o desacoplamento dos lados c.c. e c.a. durante determinadas fases dos ciclos de inversão impedindo o retorno de magnetização dos indutores de saída para o circuito c.c. Dois exemplos, destas novas tecnologias, são a *HERIC* e a *H5* que podem proporcionar eficiências de conversão superiores a 98%. Os dois circuitos diferem principalmente na localização dos dispositivos de chaveamento adicionais: no circuito *HERIC* (Figura 4) no lado de corrente alternada e no circuito *H5* (Figura 5) no lado de corrente contínua. Schimidt et. al.; Victor et. al., e Prieb, apresentam descrições detalhadas sobre as topologias de inversores [2-4].

Para maximizar a conversão da energia solar em energia elétrica, é imprescindível que o inversor tenha um eficiente algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico. A importância do tema é comprovada pelo amplo número de trabalhos científicos publicados [5-14].

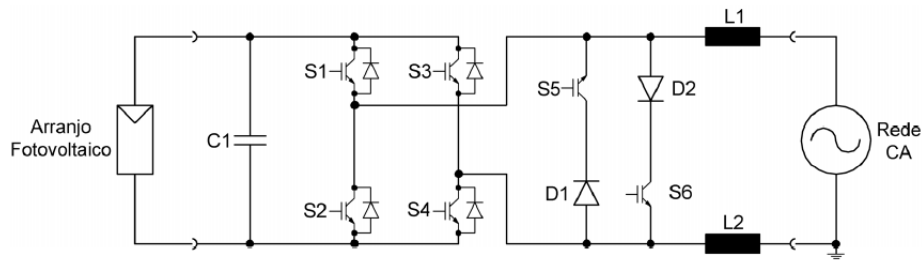


Figura 4. Inversor sem transformador com topologia HERIC.

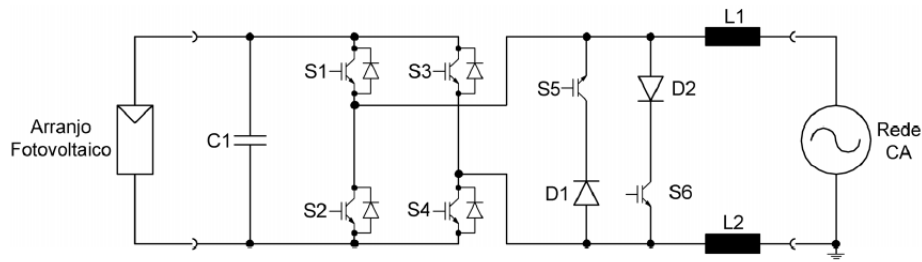


Figura 5. Inversor sem transformador com topologia HS.

A eficiência do seguidor do ponto de máxima potência η_{SPMP} é definida [15] como a razão entre a energia elétrica na entrada do inversor e a energia que o inversor deveria converter se o mesmo operasse idealmente no ponto de máxima potência Eq. (1).

$$\eta_{SPMP} = \frac{E_{CC}}{E_{PMP}} = \frac{\int P_{CC} \cdot dt}{\int P_{PMP} \cdot dt} \quad (1)$$

em que η_{SPMP} é a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência do inversor. E_{CC} é a energia elétrica obtida no arranjo com o SPMP real. E_{PMP} é a energia elétrica obtida no arranjo se o SPMP fosse ideal. P_{CC} é a potência em corrente contínua com o SPMP real. P_{PMP} é a potência em corrente contínua com o SPMP ideal.

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

arranjo fotovoltaico.

Existem diversas metodologias que propõem a determinação dessa potência [16,17]. Os métodos analíticos fundamentam-se em modelos matemáticos enquanto modelos empíricos utilizam dados obtidos em ensaios específicos. Uma determinação analítica pode ser obtida através da Eq. (2) [16,17].

$$P_{PMP} = P_{FV}^0 \cdot \frac{G_{t,\beta}}{G_{ref}} \cdot [1 - \gamma_{PMP} (T_{MC} - T_{MC,ref})] \quad (2)$$

em que P_{PMP} é a potência no ponto de máxima potência. P_{FV} é a potência do arranjo na condição padrão. $G_{t,\beta}$ é a irradiância na condição de medida. T_{MC} é a temperatura do módulo na condição de medida. G_{ref} é a irradiância de referência (1000 W/m²). $T_{MC,ref}$ é a temperatura de referência do módulo (25°C). γ_{PMP} é o coeficiente de variação do ponto de máxima potência com a temperatura.

3 Controle para seguimento do ponto de máxima potência

Os algoritmos de SPMP são classificados em duas categorias básicas: métodos diretos e métodos indiretos. Em Hohm e Ropp e Salas et. al., são apresentadas revisões dos algoritmos de controle de SPMP para sistemas fotovoltaicos [10, 18]. Os métodos de controle indiretos utilizam funções matemáticas obtidas experimentalmente que estimam o ponto de máxima potência ou extensos arquivos de dados que são comparados com dados medidos. Os métodos diretos incluem aqueles que utilizam medidas reais do arranjo como referência para buscar o ponto de máxima potência.

3.1 Método da tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico

Este algoritmo utiliza uma relação de proporcionalidade (K_1) entre a tensão do ponto de máxima potência (V_{PMP}) e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) do arranjo. O Valor de K_1 é obtido a partir da observação de curvas I-V para diferentes condições de temperatura e irradiância. Na literatura encontra-se um valor típico entre 0,73 e 0,8 [10]. A tensão de circuito aberto do arranjo é medida interrompendo a operação do sistema, com alguma frequência, e armazenando o valor medido. A tensão do ponto de máxima potência é calculada utilizando a constante proporcional e a tensão

de operação é ajustada. O processo é repetido periodicamente. A figura 6 apresenta o algoritmo utilizado pelo SPMP no método descrito.

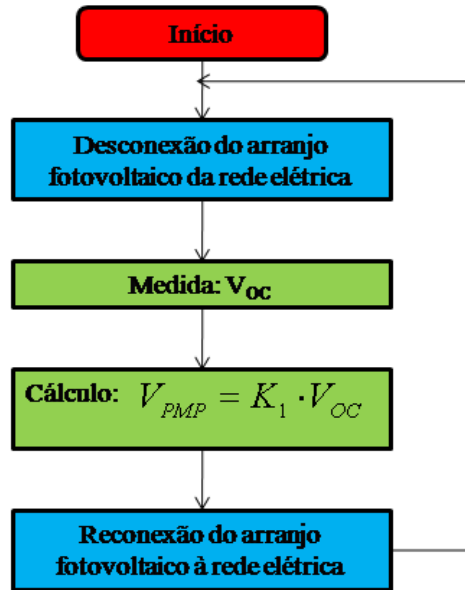


Figura 6. Algoritmo do SPMP do método da tensão de circuito aberto do arranjo.

3.2 Método da corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico

Esse método é similar ao anteriormente descrito. Neste caso, o método está baseado no fato empírico de uma dependência linear entre a corrente do ponto de máxima potência (PMP) e a corrente de curto-circuito. A corrente de curto-circuito do arranjo é medida interrompendo a operação do sistema, com alguma frequência, e armazenando o valor medido. A corrente do PMP é calculada utilizando a constante proporcional e a corrente de operação é ajustada. O processo é repetido periodicamente. A figura 7 apresenta o algoritmo utilizado pelo SPMP no método descrito. Para este caso, a constante de proporcionalidade é estimada em 0,85 [10].

3.3 Método da tensão de circuito aberto de uma célula teste

Para evitar os inconvenientes relacionados à interrupção frequente do sistema, foi proposta, como uma alternativa, a utilização de uma célula teste de mesmas caracte-

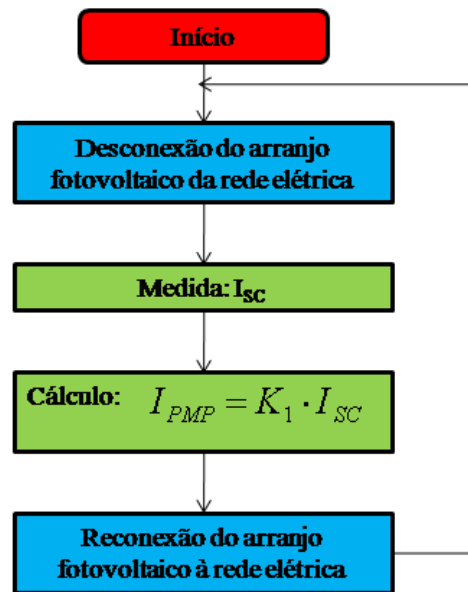


Figura 7. Algoritmo do SPMP do método da corrente de curto-circuito do arranjo.

rísticas e tecnologia que as células que compõem os módulos fotovoltaicos do arranjo. Assim, a tensão de circuito aberto ou a corrente de curto-circuito é medida em uma única célula independente do arranjo fotovoltaico.

3.4 Método de perturbação e observação (P&O)

Esse algoritmo é amplamente utilizado devido sua estrutura simples sendo que poucas variáveis necessitam serem medidas. O algoritmo opera perturbando periodicamente (incrementando ou decrementando) a tensão de operação do arranjo fotovoltaico por meio do ciclo de trabalho do inversor e comparando a potência de saída do sistema com a potência do mesmo na perturbação anterior. Se a potência atual medida é maior que a potência no ciclo anterior, a perturbação continuará no mesmo sentido no próximo ciclo, caso contrário, a perturbação será invertida no próximo ciclo. Isto significa que a tensão de operação do arranjo é perturbada em cada ciclo do seguidor do ponto de máxima potência. No entanto, uma vez alcançado o ponto de máxima potência, o algoritmo (P&O) oscilará em torno deste ponto implicando em uma perda de potência do sistema, especialmente em casos em que as condições

atmosféricas alteram-se rapidamente como resultado, por exemplo, do movimento de nuvens ou sombreamentos. O algoritmo pode desviar-se do PMP equivocadamente devido ao fato de que o mesmo não é capaz de distinguir variações na potência de saída do sistema fotovoltaico causadas pelo ciclo de trabalho daquelas causadas pela variação da irradiância [19]. Segundo descrito por Femia et al., demonstra-se que os efeitos negativos associados com a utilização deste algoritmo podem ser significativamente reduzidos se a magnitude das perturbações do ciclo de trabalho e o intervalo de tempo dos ciclos são modificados segundo o comportamento dinâmico do inversor empregado. A figura 8 apresenta o algoritmo utilizado pelo SPMP no método descrito [20].

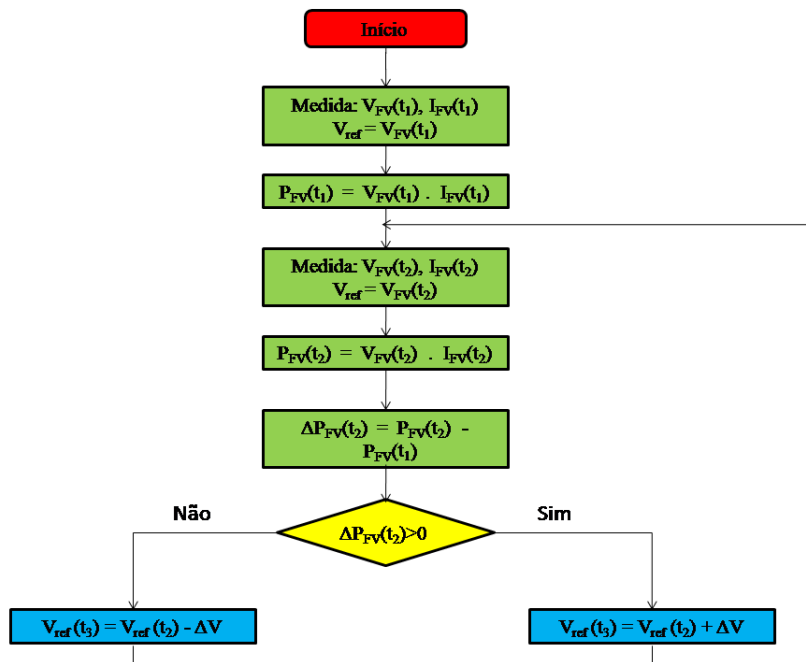


Figura 8. Algoritmo do SPMP do método de perturbação e observação.

3.5 Método de incremento da condutância (CondInc)

Com o propósito de solucionar os problemas descritos no algoritmo anterior, Hussein et al. propuseram o algoritmo de incremento da condutância (*CondInc*) [19].

O método está baseado no fato de que no PMP, a derivada da potência de saída do sistema em relação à tensão é zero. Dessa maneira, a tensão do sistema pode ser regulada medindo o incremento da condutância (dI/dV) e a condutância (I/V). A figura 9 apresenta o diagrama representativo do algoritmo utilizado pelo SPMP no método descrito.

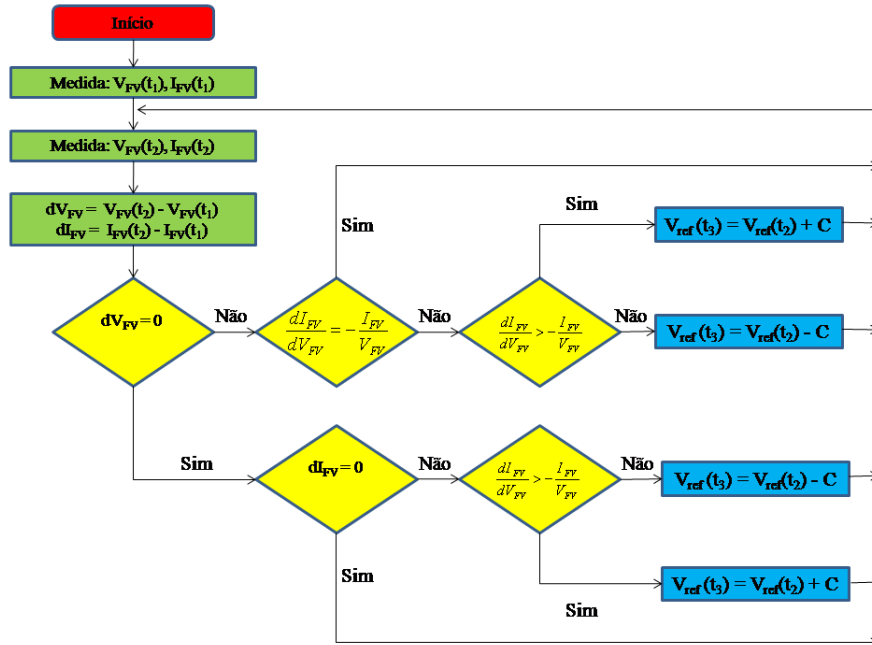


Figura 9. Algoritmo do SPMP do método de incremento da condutância.

3.6 Método da condutância parasita (CP)

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

deve deslocar-se.

3.7 Outros métodos

Diversos autores têm proposto novos algoritmos de controle de SPMP que combinam dois ou mais dos algoritmos apresentados anteriormente ou são derivações dos mesmos com alguma modificação. Yu et al. apresentaram um algoritmo de controle modificado que combina o controle por tensão constante e o método de incremento da condutância [21]. Kobayashi et. al. e Kim apresentaram diferentes estudos e análises de algoritmos do SPMP de inversores [22,23]. Além disso, métodos de controle para o seguimento do ponto de máxima potência do arranjo que utilizam redes neurais, lógica difusa ou algoritmos genéticos têm sido propostos. Esses controladores não necessitam modelos matemáticos exatos e podem trabalhar com entradas imprecisas, embora também sigam medindo duas variáveis: corrente e tensão [10].

4 Metodologia experimental

Os ensaios de inversores foram realizados no Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Para os ensaios de inversores no LABSOL/UFRGS, foram utilizados dez modelos diferentes de inversores. A figura 10 apresenta o diagrama esquemático das conexões de entrada do dispositivo.

A bancada de testes é composta por um analisador de energia que se comunica via *software* com um computador que registra automaticamente os dados de corrente e tensão contínua e corrente e tensão alternada, respectivamente na entrada e saída do inversor. A irradiância, temperatura ambiente e temperatura do inversor também são monitoradas de forma permanente. A bancada de testes foi montada para a realização de ensaios de inversores com o objetivo de desenvolver uma metodologia para determinar a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência de inversores.

A tabela 1 apresenta as principais características técnicas dos inversores utilizados nos ensaios desenvolvidos no LABSOL/UFRGS.

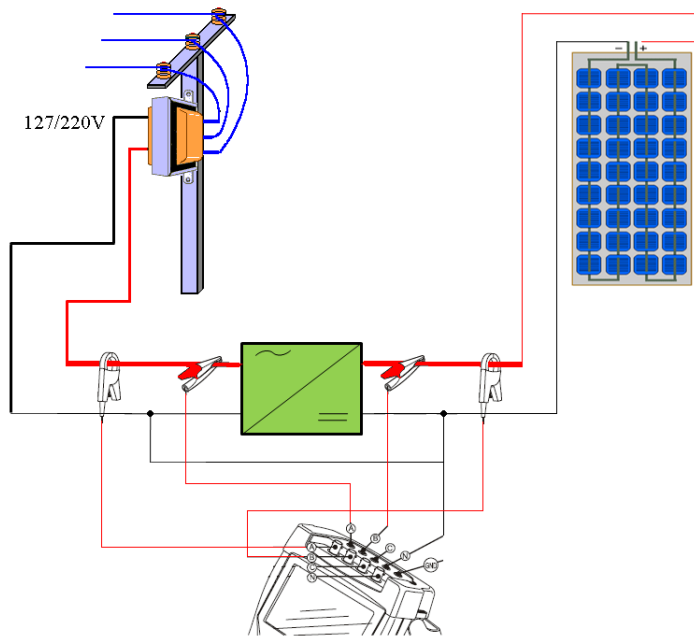


Figura 10. Diagrama esquemático das conexões de entrada do Fluke 434.

Tabela 1. Dados de potência c.c. e c.a. dos inversores ensaiados no LABSOL/UFRGS.

Fabricante	Modelo	P_{CC} (kW)	P_{CA} (kW)	V_{CC} Máx.	Topologia (Transformador)
SMA	SB 700U	0,780	0,700	250	Baixa frequência
SMA	SB 1100E	1,100	1,000	400	Baixa frequência
SMA	SB 2100	2,000	1,900	600	Baixa frequência
SMA	SB 2500	2,480	2,300	600	Baixa frequência
SMA	SB 3800U	4,040	3,800	500	Baixa frequência
Fronius	IG 15	1,400	1,300	500	Alta frequência
Fronius	IG 20	1,940	1,800	500	Alta frequência
Fronius	IG 30	2,690	2,500	500	Alta frequência
Mastervolt	QS 2000	1,700	1,600	450	Alta frequência
Mastervolt	QS 3200	2,750	2,600	450	Alta frequência

5 Ensaios eficiência do SPMP de inversores

O principal objetivo dos ensaios é determinar a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência dos inversores a partir de uma metodologia fundamentada em

duas suposições. Esta eficiência é dependente da potência relativa de operação do inversor. É apresentado um modelo matemático para descrever a curva de eficiência do SPMP que ajusta uma curva teórica com dados experimentais. A partir deste ajuste são obtidos coeficientes de cada inversor. O modelo matemático e os coeficientes podem ser inseridos, por exemplo, em um *software* ou rotina computacional para simular o comportamento da eficiência do SPMP durante a operação do inversor.

Os principais parâmetros elétricos de inversores para conexão à rede são: eficiência de conversão c.c./c.a., eficiência do SPMP, fator de potência e distorção harmônica [24]. A norma IEC 50530 apresenta a definição e recomendação das condições de teste e do procedimento de medida para a determinação da eficiência estática e da eficiência dinâmica do SPMP de inversores [15]. As medidas devem ser realizadas em todo intervalo de tensão c.c. de entrada admissível pelo inversor e nas potências relativas definidas pela eficiência europeia e californiana. Devido ao desenvolvimento de algoritmos de SPMP mais sofisticados e eficientes, atualmente, a eficiência do SPMP dos inversores é próxima de 100%, de acordo com os fabricantes.

A dificuldade da determinação dessa eficiência a partir de ensaios experimentais está condicionada à precisão da medida do ponto de máxima potência com SPMP ideal do inversor. Os diferentes inversores ensaiados apresentam diferentes algoritmos para seguir o ponto de máxima potência, entretanto há similaridades entre os algoritmos. O arranjo fotovoltaico é polarizado mediante perturbação na tensão de operação do inversor.

Essa perturbação é da ordem de 1 V para os inversores SMA e *Fronius*, enquanto para os inversores *Mastervolt* essa perturbação varia entre 1 V e 3 V. O intervalo entre cada perturbação varia conforme a tecnologia e fabricante do inversor. A eficiência do SPMP é função da potência relativa, ou seja, este parâmetro deve ser medido em diferentes potências resultando em uma curva de eficiência do SPMP ao longo da faixa de potência admissível pelo inversor.

Em dias de céu limpo, a irradiância é pouco alterada em um intervalo de um minuto. Estudos experimentais mostram que sob essa condição de céu limpo, a variação na irradiância é menor que a própria incerteza na medida [25], sendo que a hipótese da irradiância constante é razoável e pode ser adotada. Além dessa hipótese, adota-se

o pressuposto que durante esse intervalo de tempo o seguidor encontra o ponto de máxima potência do arranjo para aquela determinada irradiância. A eficiência estática do seguidor do ponto de máxima potência pode ser determinada a partir da seguinte metodologia:

- Hipótese A: Em um dia de céu limpo e sem vento a irradiância incidente no arranjo fotovoltaico e a temperatura dos módulos são constantes no intervalo de 1 minuto.
- Suposição B: Durante o intervalo de 1 minuto o SPMP do inversor encontra o PMP do arranjo (Figura 11a). O SPMP do inversor é o responsável pela oscilação de tensão durante o intervalo de 1 minuto (Figura 11b).
- A corrente contínua e a tensão contínua na entrada do inversor são medidas simultaneamente durante o intervalo de 1 minuto. Durante todo o período P_{MAX} é o valor de maior potência encontrado.

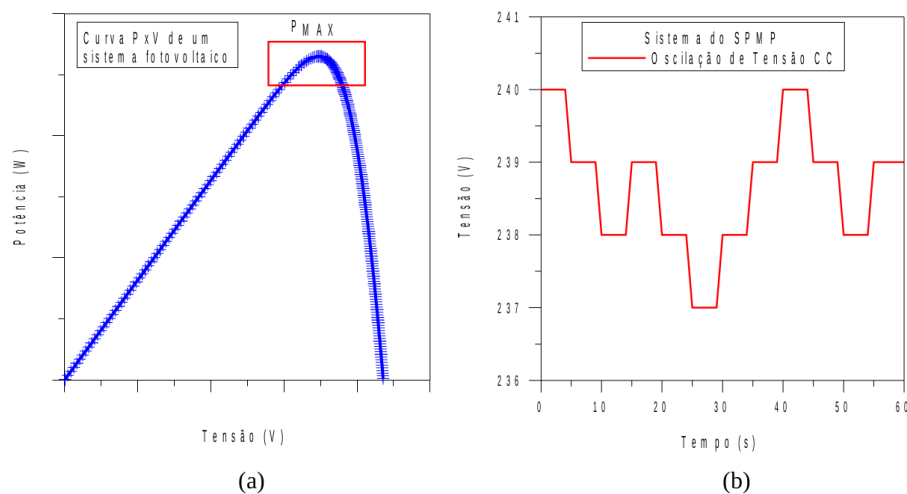


Figura 11. Oscilação de tensão CC devido ao algoritmo do SPMP do inversor.

Esta eficiência é da ordem de 99% nos inversores medidos e pode ser considerada constante na faixa de operação entre 20 e 100% da potência nominal do inversor. Para determinar a eficiência estática, em uma determinada potência, do seguidor do ponto de máxima potência do inversor durante o intervalo de 1 minuto utiliza-se a Eq. (3).

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_{\Gamma} V_i \cdot I_i \cdot dt}{\int_{\Gamma} P_{MAX} \cdot dt} \quad (3)$$

em que V_i são os n valores de tensão medidos durante o intervalo de 1 minuto. I_i são os n valores de corrente medidos durante o intervalo de 1 minuto. P_{MAX} é o valor máximo do par (V_i, I_i) medido durante o intervalo de 1 minuto.

A partir da determinação da eficiência estática do seguidor do ponto de máxima potência do inversor em diferentes potências têm-se pontos medidos que descrevem uma curva de eficiência em função do nível de carregamento do inversor. A curva medida (pontos medidos) da eficiência estática do SPMP é ajustada a partir da curva teórica (modelo matemático proposto) que é descrita pela Eq.(4). Este modelo matemático requer a determinação de dois coeficientes de potência que são obtidos a partir do ajuste entre os pontos medidos e curva teórica.

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{CC}}{P_{NOM}}}{\frac{P_{CC}}{P_{NOM}} + \left(M_0 + M_1 \frac{P_{CC}}{P_{NOM}} \right)} \quad (4)$$

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

A tabela 2 apresenta os parâmetros do modelo matemático que representa a eficiência estática do seguidor do ponto de máxima potência dos inversores ensaiados e a tabela 3 apresenta a eficiência dos inversores ensaiados para diferentes valores de potência.

A figura 12 apresenta a curva de eficiência do SPMP dos inversores *Fronius IG 15* e *Fronius IG 30*. A curva teórica foi ajustada a partir da curva medida (pontos medidos) e é descrita pelo modelo matemático apresentado na Eq. (4). A figura 13 apresenta a curva de eficiência do SPMP dos inversores *FSMA Sunny Boy 1100E* e *Mastervolt Sun máster QS 2000*.

A eficiência estática do SPMP é próxima de 100% em uma ampla faixa de potência e apenas em baixas potências a eficiência diminui para valores entre 85% e 96%, aproximadamente, dependendo do modelo e fabricante do inversor. A metodologia descrita anteriormente é válida para períodos de variabilidade de irradiância inferiores

a 3%.

Tabela 2. Coeficientes de potência do modelo teórico da eficiência estática do SPMP.

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

Tabela 3. Eficiência estática do SPMP dos inversores ensaiados para diferentes potências.

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

Para que a metodologia seja válida, também para períodos em que a variabilidade de irradiância é superior a 3%, deve ser aplicada a Eq. (5). A eficiência dinâmica do SPMP é composta por dois termos onde o primeiro é a eficiência estática do SPMP e o segundo representa a condição de variabilidade da irradiância. Se a variação da irradiância entre dois instantes considerados for nula o termo de variabilidade também será nulo e a eficiência dinâmica será igual à eficiência estática, mas se existir variação de irradiância entre os dois instantes considerados o termo de variabilidade não será nulo e a eficiência dinâmica será menor que a eficiência estática. O termo de varia-

bilidade aumenta proporcionalmente à variação da irradiância entre os dois instantes considerados. Em dias ensolarados ou nublados o termo de variabilidade é pequeno e em dias parcialmente nublados o termo pode ser significativo.

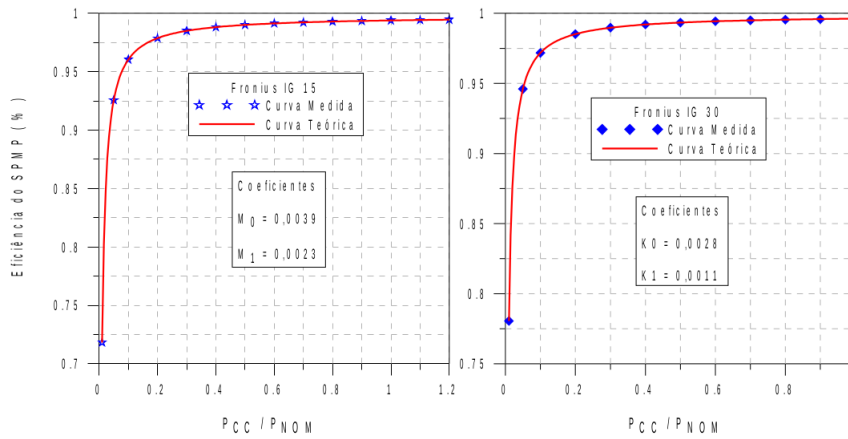


Figura 12. Curva de eficiência do SPMP dos inversores Fronius IG 15 e Fronius IG 30.

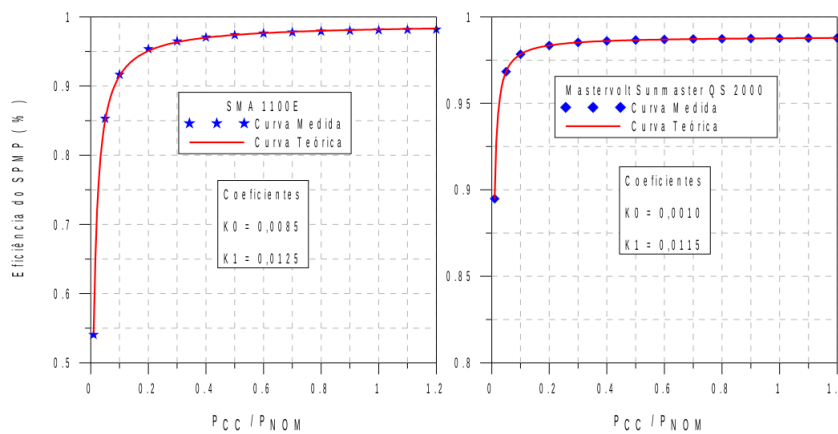


Figura 13. Curva de eficiência do SPMP dos inversores SMA Sunny Boy 1100E e Mastervolt Sunmaster QS 2000.

$$\eta_{SPMP} = \left(\frac{\frac{P_{CC}}{P_{NOM}}}{\frac{P_{CC}}{P_{NOM}} + (M_0 + M_1 \frac{P_{CC}}{P_{NOM}})} \right) - \left(M_2 \cdot \left(\frac{P_1 - P_2}{P_{CC}} \right) \right) \quad (5)$$

em que M_2 é o coeficiente de variabilidade de potência do modelo matemático teórico

que descreve a curva de eficiência dinâmica do SPMP. P_2 e P_1 são valores de potências nos instantes t_2 e t_1 .

6 Conclusão

Este trabalho apresentou uma descrição das topologias mais comuns de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos e dos principais métodos de controle para o eficiente seguimento do ponto de máxima potência. O artigo também apresentou resultados de ensaios de eficiência do seguidor do ponto de máxima potência de diferentes inversores a partir de uma abordagem teórica e experimental. A análise permitiu resultados que auxiliaram na compreensão do processo de interação entre o arranjo fotovoltaico e o inversor.

Para os ensaios de inversores foi utilizado um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica instalado no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. No LABSOL foi montada uma bancada de testes de inversores formada por um analisador de potência e computador que se comunicam através de um software e foram utilizados diversos inversores monofásicos de potência de até 5 kW de diferentes fabricantes. O presente trabalho apresentou uma metodologia para determinação da eficiência do seguidor do ponto de máxima potência a partir de ensaios experimentais de inversores. Mediante os resultados, foi proposto um modelo matemático para descrever a curva de eficiência estática do SPMP obtido a partir do ajuste entre os pontos medidos e a curva teórica descrita pelo modelo matemático proposto. Os ensaios experimentais comprovaram que a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência de inversores atuais é da ordem de 98 – 99%, podendo apresentar valores menores em momentos de rápidas variações de irradiância.

Referências

- [1] BURGER, B.; KRANZER, D. Extreme High Efficiency PV Power Converters. *13th European Conference on Power Electronics and Applications*. Barcelona, Espanha, 2009.
- [2] SCHIMIDT, H.; SIEDLE, C.; KETTERER, J. DC/AC Converter to Convert

- Direct Electric Voltage into Alternating Voltage or into Alternating Current. Patente nº7046534, United States Patent and Trademark Office, 2006.
- [3] VICTOR, M.; GREIZER, F.; BREMICKER, S.; HUBLER, U. Method of Converting a Direct Current Voltage from a Source of Direct Current Voltage, More Specifically from a Photovoltaic Source of Direct Current Voltage into a Alternating Current Voltage. Patente nº7411802, United States Patent and Trademark Office, 2008.
- [4] PRIEB, C. W. M. Determinação da Eficiência de Seguimento de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, 2011.
- [5] GARCÍA, M.; MARURI, J. M.; MARROYO, L.; LORENZO, E.; PÉREZ, M. Partial Shadowing, MPPT Performance and Inverter Configurations: Observations at Tracking PV Plants. *Prog Photovoltaics: Research and Applications*, vol 16, p. 529-536, 2008.
- [6] SANCHIS, P.; LÓPEZ, J.; URSÚA, A.; GUBÍA, E.; MARROYO, L. On the Testing, Characterization, and Evaluation of PV Inverters and Dynamic MPPT Performance under Real Varying Operating Conditions. *Prog Photovoltaics: Research and Applications*, vol 15, p. 541-556, 2007.
- [7] DE CESARE, G.; CAPUTO, D.; NASCETTI, A. Maximum Power Point Tracker for Portable Photovoltaic Systems with Resistive-like Load. *Sol Energy*. v. 80, p. 982-988, 2006.
- [8] DURU, H. T. A Maximum Power Tracking Algorithm Based on $I_{MPP} = f(P_{MAX})$ function for Matching Passive and Active Loads to a Photovoltaic Generator. *Sol Energy*. vol. 80, p. 812-822, 2006.
- [9] ENRIQUE, J. M.; DURÁN, E.; CARDONA, M. S.; ANDÚJAR, J. M. Theoretical Assessment of the Maximum Power Point Tracking Efficiency of Photovoltaic Facilities with Different Converter Topologies. *Sol Energy*. vol 81, p. 31-38, 2007.

- [10] SALAS, V.; OLÍAS, E.; BARRADO, A.; LÁZARO, A. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Sol Energy Mat Sol C*, vol 90, p. 1555–1578, 2006.
- [11] SALAS, V.; OLÍAS, E.; LÁZARO, A.; BARRADO, A. New Algorithm Using Only one Variable Measurement Applied to a Maximum Power Point Tracker. *Sol Energy Mat Sol C*, vol 87, p. 675-684, 2005.
- [12] HUANG, B. J.; SUN, F. S.; HO, R. W. Near Maximum Power Point Operation (nMPPO) Design of Photovoltaic Power Generation System. *Sol Energy*. v. 80, p. 1003-1020, 2006.
- [13] NOGUCHI, T; MATSUMOTO, H. Maximum Power Point Tracking Method of Photovoltaic Power System Using a Single Transducer. *Electr Eng Jpn*, vol 160, n. 1, p. 54-59, 2007.
- [14] TOKUSHIMA, D.; UCHIDA, M.; KANBEI, S.; ISHIKAWA, H.; NAITOH, H. A New MPPT Control for Photovoltaic Panels by Instantaneous Maximum Power Point Tracking. *Electr Eng Jpn*, vol 157, n. 3, p. 73-80, 2006.
- [15] International Electrotechnical Commission (IEC 50530). Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters. 2008.
- [16] CAAMAÑO-MARTÍN E. Edificios Fotovoltaicos Conectados a La Red Eléctrica: Caracterización y Análisis. Doctoral Thesis, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, Spain. 1998.
- [17] GERGAUD, O.; MULTON, B.; AHMED, H. B. Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models. *7th International Electri-macs Congress*, Montreal. 2002.
- [18] HOHM, D. P.; ROPP, M. E. Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms. *Prog Photovoltaics: Research and Applications*, vol 11, p. 47-62, 2003.

- [19] HUSSEIN, K. H.; MUTA, I. Maximum Photovoltaic Power Tracking: An Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions. *IEEE on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, n.1, p. 59-64, 1995.
- [20] FEMIA, N.; PETRONE, G.; SPAGNUOLO, G.; VITELLI, M. Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method. *IEEE T Power Electr*, vol. 20, n. 4, p. 963-973, 2004.
- [21] YU, G. J.; JUNG, Y. S.; CHOI, J. Y.; KIM, G. S. A Novel two mode MPPT Control Algorithm Based on Comparative Study of Existing Algorithms. *Sol Energy*, vol. 76, p. 455-463, 2004.
- [22] KOBAYASHI, K.; TAKANO, I.; SAWADA, Y. A Study of Maximum Power Point Tracking Control of a Photovoltaic System under Partially Shaded Isolation Conditions. *Sol Energ Mat Sol C*, vol. 90, p. 2975-2988, 2006.
- [23] KIM, S. Robust Maximum Power Point Tracker Using Sliding Mode Controller for the three Phase Grid-Connected Photovoltaic System. *Sol Energy*, vol. 81, p. 405-414, 2007.
- [24] GIRBAU, Z.; CHENLO, F.; CAAMAÑO-MARTIN, E. Comparación de dos sistemas FVS distintos conectados a rede en la misma localidad. *12th Congreso Ibérico y 7th Congreso Iberoamericano de Energía Solar*, Vigo, Espanha, p. 1031-1036, 2004.
- [25] GASPARIN, F. P. Desenvolvimento de um Traçador de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil, 2009.