

## SIMULAÇÃO DOS ÍNDICES DA PERFORMANCE ENERGÉTICA PARA UMA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE EM DIFERENTES LOCAIS

**João Batista Dias** – jbdias@mecanica.ufrgs.br

**Wagner Vieira Silvério** – wagnersilverio@hotmail.com

**Arno Krenzinger** – arno@mecanica.ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica.

### 3.6 - Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

**Resumo.** Este trabalho apresenta uma simulação dos índices da performance energética para uma instalação fotovoltaica conectada à rede localizada nas capitais brasileiras. A instalação de 4800  $W_p$  foi dividida em três subsistemas com fator de dimensionamento diferentes. Os módulos empregados são de células de silício monocristalino e os inversores são monofásicos de 1100 W na saída. Objetivou-se simular e analisar o comportamento destes índices para um sistema otimizado de 1360  $W_p$  (subsistema dois) montado nas capitais do Brasil. Em cada capital o ângulo escolhido para a inclinação do arranjo fotovoltaico com o plano horizontal é o valor absoluto do ângulo de latitude do referido local. Adotou-se como hipótese o fato do inversor estar, ao longo do dia, polarizando o arranjo de módulos no seu ponto de máxima potência. Os índices de mérito são determinados por meio de uma equação geral para a potência, onde esta é função da temperatura de módulo e da irradiância no plano do gerador. A temperatura de módulo foi determinada com auxílio de uma correlação linear que utiliza para o cálculo os dados sintetizados de temperatura do ar ambiente e de irradiância, obtidos em um arquivo climático para cada capital através do sintetizador SEQMETBR. Os resultados mostraram que uma mesma instalação fotovoltaica conectada à rede pode apresentar diferentes performances energéticas e, estas dependem do lugar e dos parâmetros ambientais onde a mesma encontra-se em operação.

**Palavras-chave:** Simulação da Performance Energética, Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, Índices de Mérito.

## 1. INTRODUÇÃO

A transformação direta da radiação solar em eletricidade, obtida pelos sistemas fotovoltaicos, aparece como uma fonte alternativa de geração de energia elétrica e também como uma opção importante em nível mundial na redução de emissão dos gases poluentes emitidos ao meio ambiente. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica contribuem em grande parte como fontes de apoio à rede elétrica, pois a energia obtida de uma instalação desta natureza é totalmente injetada na rede. Estes sistemas são comumente avaliados e qualificados através de um conjunto de índices que relacionam valores quantitativos para comparação. A performance energética destes sistemas depende de um conjunto de fatores, e entre eles se destacam a localização da instalação, em termos de ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico, azimute local, irradiação solar disponível, temperatura do ar ambiente, velocidade do vento, etc. Pretende-se contribuir com este trabalho mostrando os índices da performance energética de um subsistema fotovoltaico conectado à rede, considerado otimizado por meio de análise experimental (Dias, 2006). O subsistema 2 da instalação em questão, aqui foi denominado apenas de sistema de 1360  $W_p$  e foi analisado como se o mesmo fosse colocado em operação nas capitais brasileiras.

## 2. INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE

A instalação fotovoltaica conectada à rede encontra-se em operação desde junho de 2004 no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, sendo composta por um conjunto de módulos *Isofoton* de 100 W<sub>p</sub> com células de silício monocristalino, totalizando uma potência instalada de 4800 W<sub>p</sub>. Os três inversores *SMA* utilizados são monofásicos, com potência nominal de 1000 W e potência máxima de 1100 W cada um. As saídas desses inversores foram conectadas em triângulo de forma a distribuir simetricamente entre as três fases da rede a energia produzida (Krenzinger et al., 2004). A potência elétrica real  $P_{STD}$  dos três arranjos de módulos foi determinada na condição padrão ( $G=1000$  W/m<sup>2</sup> e 25 °C, AM1,5). Alguns módulos foram desligados para formar três diferentes arranjos com fatores de dimensionamento diferentes. Cada arranjo está ligado a um inversor formando um subsistema. Os três subsistemas são caracterizados por suas potências instaladas, sendo 1530 W a do subsistema 1, 1360 W a do subsistema 2 e 1160 W a do subsistema 3. Os módulos fotovoltaicos foram montados em dois planos a 30° com o plano horizontal e orientados para o norte geográfico (Fig. 1). Os três subsistemas são monitorados por uma unidade central *Agilent 34970A* e um computador que gerencia a aquisição de dados para análise.



Figura 1 - Módulos instalados no Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

A Fig.2 mostra o esquema de ligação de dois painéis, onde cada um deles possui sete módulos em série formando um arranjo de quatorze módulos interligado ao inversor.  $D_1$  e  $D_2$  são os diodos de bloqueio, utilizados para impedir a derivação de corrente entre os painéis e VR é um varistor de óxido de zinco associado a um relé térmico de segurança, empregado para proteger a entrada do inversor contra sobre-tensões transitórias.

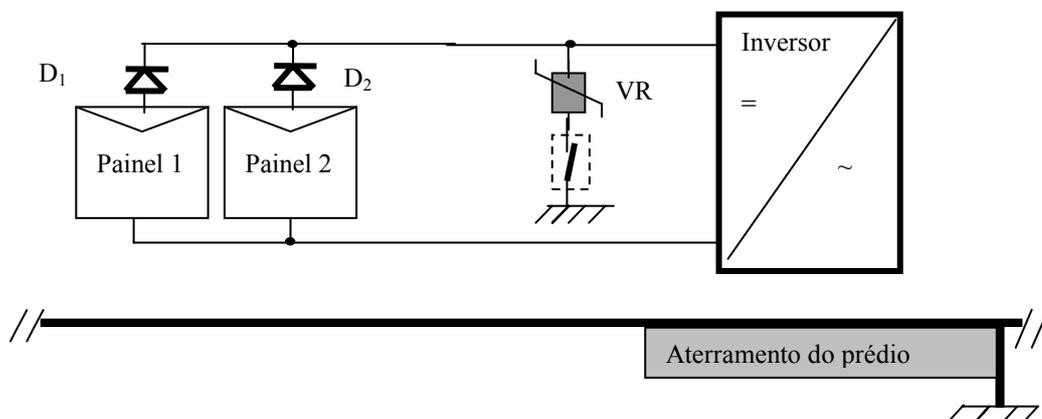


Figura 2 - Esquema de ligação dos painéis ao inversor.

### 3. METODOLOGIA

A metodologia utilizada baseia-se na análise de mérito de um sistema otimizado, considerando que o mesmo fosse montado em todas as capitais brasileiras. Para estimar os índices de mérito foram empregados dados sintetizados de temperatura do ar ambiente  $T_a$  e de irradiância  $G$  aplicados em duas correlações, uma para determinar a temperatura de módulo  $T_{mc}$  e outra para estimar a potência no ponto de máxima potência de arranjos fotovoltaicos  $P_{PMP}$  (Dias, 2006). Para realizar a simulação dos índices usando dados de dez anos consecutivos foi necessário um arquivo meteorológico com dados horários de irradiância  $G$  em um plano inclinado correspondente ao plano dos módulos e dados de temperatura do ar ambiente  $T_a$ . Este arquivo foi obtido por um procedimento de sintetização de dados por computador, através da modificação das rotinas do programa *SEQ-METBR* (Krenzinger, 2004) que utiliza sintetização de radiação sincronizada com sintetização de temperaturas. Este método foi comprovado em comparações realizadas no âmbito do Laboratório de Energia Solar da *UFRGS* como fontes seguras de obtenção de dados plausíveis com características estatísticas muito similares àquelas constatadas utilizando dados medidos. Séries de  $G$  e  $T_a$  foram sintetizadas para todas as capitais do Brasil, tendo como parâmetro de entrada no programa o valor aproximado dos ângulos de latitude das referidas capitais como mostra a Tab. 1.

Estados do Brasil	Capitais no Brasil	Latitude	Ângulo de instalação	Interpolado
PR	Curitiba	-25°25'	25° Norte	
SC	Florianópolis	-27°35'	27° Norte	
RS	Porto Alegre	-30°02'	30° Norte	
MG	Belo Horizonte	-19°55'	20° Norte	x
RJ	Rio de Janeiro	-22°54'	23° Norte	
SP	São Paulo	-23°33'	23° Norte	
ES	Vitória	-20°19'	20° Norte	
DF	Brasília	-15°46'	15° Norte	x
MS	Campo Grande	-20°26'	20° Norte	
MT	Cuiabá	-15°35'	15° Norte	x
GO	Goiânia	-16°40'	16° Norte	
SE	Aracaju	-10°54'	11° Norte	
CE	Fortaleza	-3°43'	3° Norte	
PB	João Pessoa	-7°07'	7° Norte	
AL	Maceió	-9°40'	9° Norte	
RN	Natal	-5°47'	5° Norte	x
PE	Recife	-8°03'	8° Norte	
BA	Salvador	-12°58'	13° Norte	x
MA	São Luis	-2°31'	2° Norte	x
PI	Teresina	-5°05'	5° Norte	
PA	Belém	-1°27'	1° Norte	
RR	Boa Vista	2°45'	2° Sul	x
AP	Macapá	0°02'	0°	
AM	Manaus	-3°06'	3° Norte	
TO	Palmas	-10°12'	10° Norte	x
RO	Porto Velho	-8°45'	8° Norte	
AC	Rio Branco	-9°58'	10° Norte	

Tabela 1 - Valores dos ângulos de latitude e de instalação do gerador em cada capital.

O valor do ângulo de latitude de cada cidade foi escolhido para representar a inclinação do gerador fotovoltaico. Observa-se na Tab. 1 as capitais e suas latitudes, bem como o ângulo utilizado para instalação orientado para a direção do equador. A última coluna da mesma tabela mostra que algumas capitais possuem dados médios, necessários para a sintetização das séries meteorológicas, obtidos da interpolação de cidades próximas.

### 3.1 Correlação para estimar a temperatura de módulo

A correlação para estimar a temperatura de módulo  $T_{mc}$ , em função de  $T_a$  e de  $G$ , foi obtida experimentalmente de uma base anual de medidas (Dias, 2006). A Eq.(1) mostra tal correlação e sua resposta ao ser submetida a um conjunto de pontos medidos de  $T_a$  e de  $G$  oriundo de dias típicos ensolarados, parcialmente nublados e encobertos. A Fig. 3 ilustra as curvas de  $T_{mc}$  e  $T_m$  para um dia ensolarado, obtidas por meio da correlação (Eq. 1) e da medição, respectivamente. É importante ressaltar que tal correlação não é função da velocidade do vento, uma vez que esta grandeza não foi medida, o que não invalida a sua utilização, pois os resultados obtidos por meio dela apresentam uma boa concordância com os resultados da medição.

Observa-se na figura mencionada que a temperatura calculada  $T_{mc}$ , em um dia ensolarado, segue a mesma tendência da curva obtida com os pontos medidos de temperatura  $T_m$ . Embora não mostrados aqui, esta correlação apresenta bons resultados para os dias parcialmente nublados e encobertos (Dias, 2006), e por esta razão pode ser usada para determinar a temperatura de módulo, sendo um dos parâmetros de entrada na equação que prediz a potência injetada na rede  $P_{SUB}$

$$T_{mc}(T_a, G) = (0,0332 - 0,0002T_a)G + 0,908T_a + 2,1 \tag{1}$$

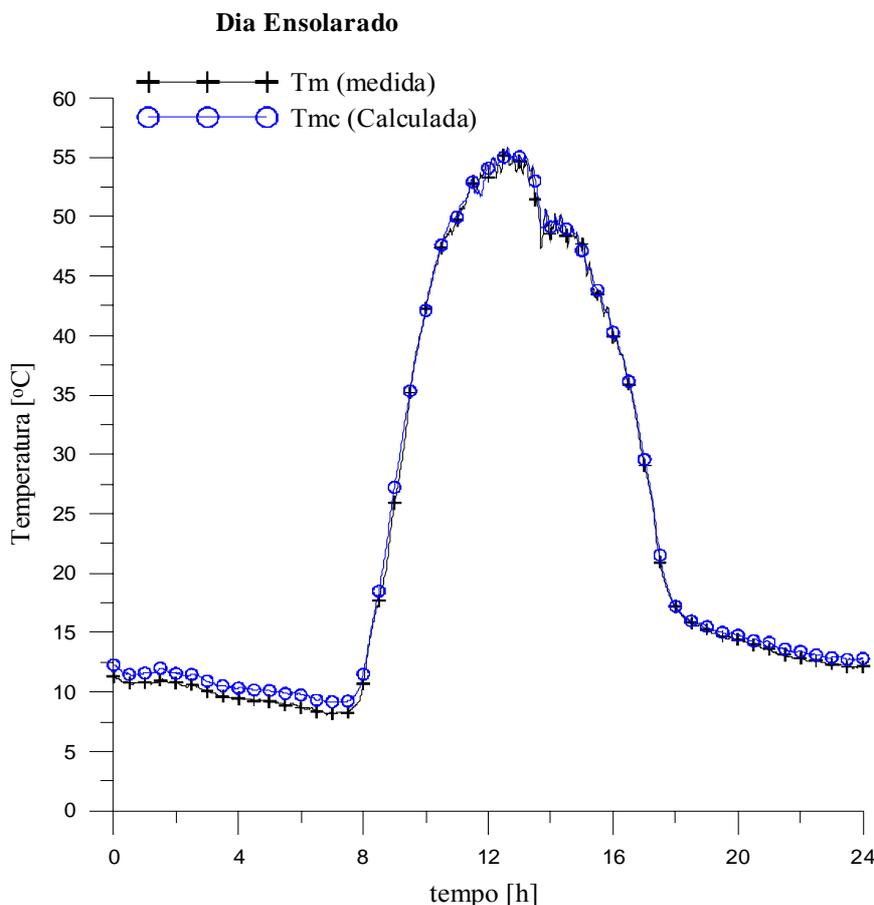


Figura 3 - Temperatura de módulo medida e calculada em um dia ensolarado.

### 3.2 Correlação para estimar a potência no ponto de máxima potência

A correlação (Eq. 2) estima a potência no ponto de máxima potência  $P_{PMP}$  de arranjos fotovoltaicos, em relação a um determinado número de módulos  $Nm$ , em função de  $Tmc$  e de  $G$  no plano do gerador fotovoltaico. Neste trabalho o sistema em análise é composto de 14 módulos. Ao empregar esta correlação deve ser considerado que  $Tmc$  não prevê a velocidade do vento como um dos parâmetros de entrada, que o inversor polariza o arranjo, ao longo do tempo, no seu ponto de máxima potência e que a  $P_{PMP}$  do arranjo tem o seu limite na máxima potência de entrada do inversor.

$$P_{PMP}(Tmc, G)_{ARR} = \frac{Nm}{4} \left\{ \begin{aligned} &\frac{1}{8} [(1,79 - 6,9 \times 10^{-3} Tmc)G + 0,62Tmc - 50] + \\ &+ \frac{1}{7} [(1,61 - 6,2 \times 10^{-3} Tmc)G + 0,14Tmc - 60] \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Considerando que a potência média máxima  $P_{CCmax}$ , medida na entrada do inversor é de 1230 W e que a eficiência média do mesmo inversor  $\eta_{inv}$ , obtida experimentalmente é de 0,92 e que o inversor injeta na rede uma potência máxima de 1100 W, as Eqs. 3a, 3b e 3c estimam a potência injetada na rede pelo sistema  $P_{SUB}$ , empregando-se o seguinte algoritmo:

$$\text{Se, } 0 \leq P_{PMP}(Tmc, G)_{ARR} \leq P_{CCmax}, \text{ então} \quad (3a)$$

$$P_{SUB}(Tmc, G) = \eta_{inv} P_{PMP}(Tmc, G)_{ARR} \quad (3b)$$

$$\text{Senão, } P_{SUB} = \eta_{inv} P_{CCmax} \quad (3c)$$

A Fig. 4 mostra três curvas, duas de potência referentes ao sistema mencionado e uma de irradiação no plano do gerador em um dia ensolarado.

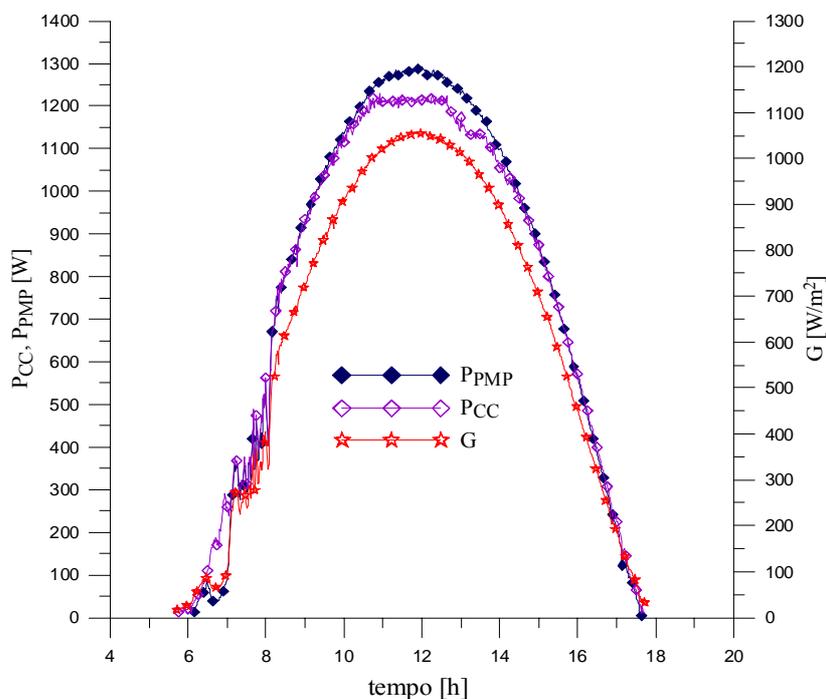


Figura 4 - Curvas de potência do arranjo na entrada do inversor do sistema com e sem a limitação de potência, e irradiação no plano do gerador em um dia ensolarado.

Analisando as curvas  $P_{CC}$  e  $P_{PMP}$  na Fig. 4 percebe-se uma diferença entre elas na parte superior no entorno do meio dia. O patamar na curva  $P_{CC}$  representa o limite de potência de operação na entrada do inversor SMA 1100E que foi empregado. Quando este limite é atingido, a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico  $P_{PMP}$  é limitada por parte do inversor e pode ser vista na curva  $P_{CC}$ . Para isto, existe um controle que não permite que tal valor (1230 W) seja ultrapassado. No entanto, se o excesso de potência na entrada do inversor persistir por um intervalo tempo relativamente grande e dependendo das condições ambientais onde o inversor está instalado, pode ocorrer também um outro corte de potência, o qual está representado na parte superior da curva  $P_{CC}$ . Este corte é uma forma de proteção do inversor devido ao superaquecimento do mesmo, onde este faz reduzir a potência em sua entrada e conseqüentemente na saída (Dias e Krenzinger, 2006). Experimentalmente foi verificado que a temperatura deste corte é da ordem de 62 °C para o inversor mencionado.

O conjunto de equações da Tab. 2 é usado para quantificar a performance energética empregando o valor estimado das potências  $P_{PMP}$  e  $P_{SUB}$ . Nas equações,  $\Gamma$  representa o período de integração que neste caso é de um ano.

Tabela 2. Equações que determinam os índices da performance energética.

Irradiação média anual no plano do gerador	$H(\gamma, \beta) = \frac{1}{\Gamma} \int_{\Gamma} G(t) dt$	$\left[ \frac{kWh}{m^2 \text{ ano}} \right]$
Produtividade média anual de referência	$Y_R = \frac{H(\gamma, \beta)}{G_{ce}}$	$\left[ \frac{h}{\text{ano}} \right]$
Eficiência do sistema	$\eta_s = \frac{E_{CA}}{E_{ger}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{SUB}(Tmc, G) dt}{A_{ger} \int_{\Gamma} G(t) dt}$	
Fator de capacidade	$CF = \frac{E_{CA}}{E_{STD}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{SUB}(Tmc, G) dt}{\int_{\Gamma} P_{STD} dt}$	
Produtividade média anual do arranjo fotovoltaico	$YF = \frac{1}{P_{STD}} \left[ \frac{1}{\Gamma} \int_{\Gamma} P_{PMP}(Tmc, G)_{ARR} dt \right]$	$\left[ \frac{h}{\text{ano}} \right]$
Produtividade média anual do sistema	$YF = \frac{1}{P_{STD}} \left[ \frac{1}{\Gamma} \int_{\Gamma} P_{SUB}(Tmc, G) dt \right]$	$\left[ \frac{h}{\text{ano}} \right]$
Desempenho global do sistema	$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$	
Energia média anual entregue à rede	$EF = \frac{1}{\Gamma} \left[ \int_{\Gamma} P_{SUB}(Tmc, G) dt \right]$	$\left[ \frac{kWh}{\text{ano}} \right]$

#### 4. RESULTADOS

Os índices médios da performance energética do sistema fotovoltaico conectado à rede, simulados para dez anos relativos as capitais do Brasil, determinados com as equações da Tab. 2, são apresentados em gráficos como seguem. Os valores destes índices mostrados nas figuras foram obtidos por meio de uma média anual dos dez anos de simulação. As unidades dos índices são apresen-

tadas na mesma tabela, exceto a do fator de capacidade, a da eficiência de sistema e a do desempenho global que são apresentados nos gráficos em percentual.

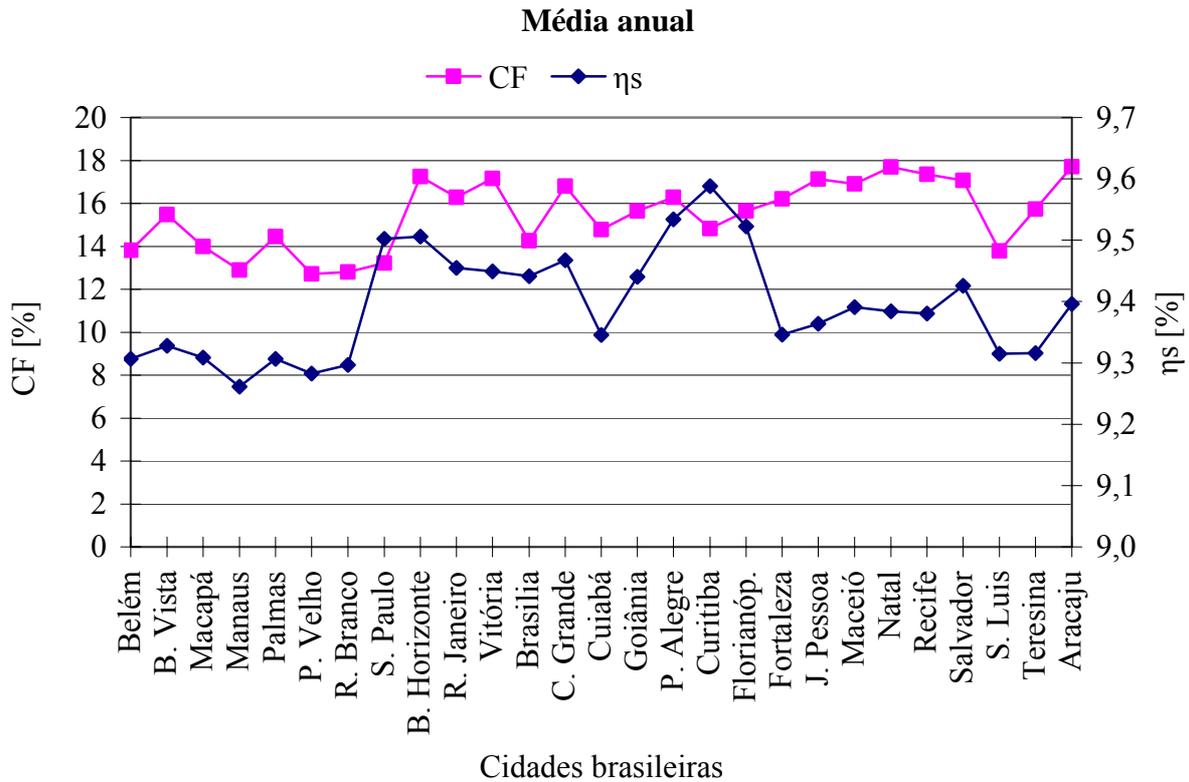


Figura 5 - Fator de capacidade e eficiência do sistema nas capitais do Brasil.

Verifica-se na Fig. 5 que o mesmo sistema instalado em diferentes localidades pode apresentar diferentes eficiências. Os valores encontrados entre as capitais são em média entre 9,25 e 9,6 %. Em Curitiba o sistema em questão apresenta a sua melhor eficiência (9,6 %) e em Manaus tem-se a menor eficiência (9,25%). Na região sul (Porto Alegre, Curitiba e Florianópolis) o sistema apresentou maior eficiência, entre 9,5 e 9,6 %. Constata-se que na região norte a eficiência é da ordem de 9,3 %. Nas regiões sudeste, centro-oeste e nordeste as variações neste índice são um pouco maiores entre as capitais. São Paulo e Belo Horizonte possuem a segunda melhor eficiência, praticamente o valor de 9,5 %.

O fator de capacidade variou razoavelmente em função da localidade, ficando entre 13 e 18 %, destacando os maiores índices na região sudeste e também em algumas capitais nordestinas. É visto que este índice representa a razão entre a energia injetada na rede e a energia real do gerador na condição padrão. Quando este índice tem baixo valor se podem admitir, de imediato, duas causas como a irradiação solar disponível no local da instalação e as altas temperaturas do ar ambiente em um determinado período, entre outras de menor efeito, como as perdas por efeito joule nos cabos.

Na Fig. 6 são ilustrados os índices de produtividade, tanto para o gerador  $YA$  como para o sistema  $YF$ , em função da produtividade de referência  $YR$ , a qual é determinada pela relação entre a irradiação solar média no período considerado pela irradiância de  $1 kW$ . As produtividades  $YA$  e  $YF$  representam a quantidade de energia elétrica gerada por cada  $kW_p$  instalado. Podem ser expressas em [h/ano], e representa o número de horas na qual o sistema deveria operar em sua potência real instalada na condição padrão para converter a mesma quantidade de energia gerada no período considerado. A produtividade do gerador ou do arranjo foi determinada pela razão entre o valor médio da energia anual produzida pelo gerador e a potência instalada  $P_{STD}$ . A produtividade do sistema foi determinada pela razão entre o valor médio da energia elétrica anual entregue à rede e a potência  $P_{STD}$ .

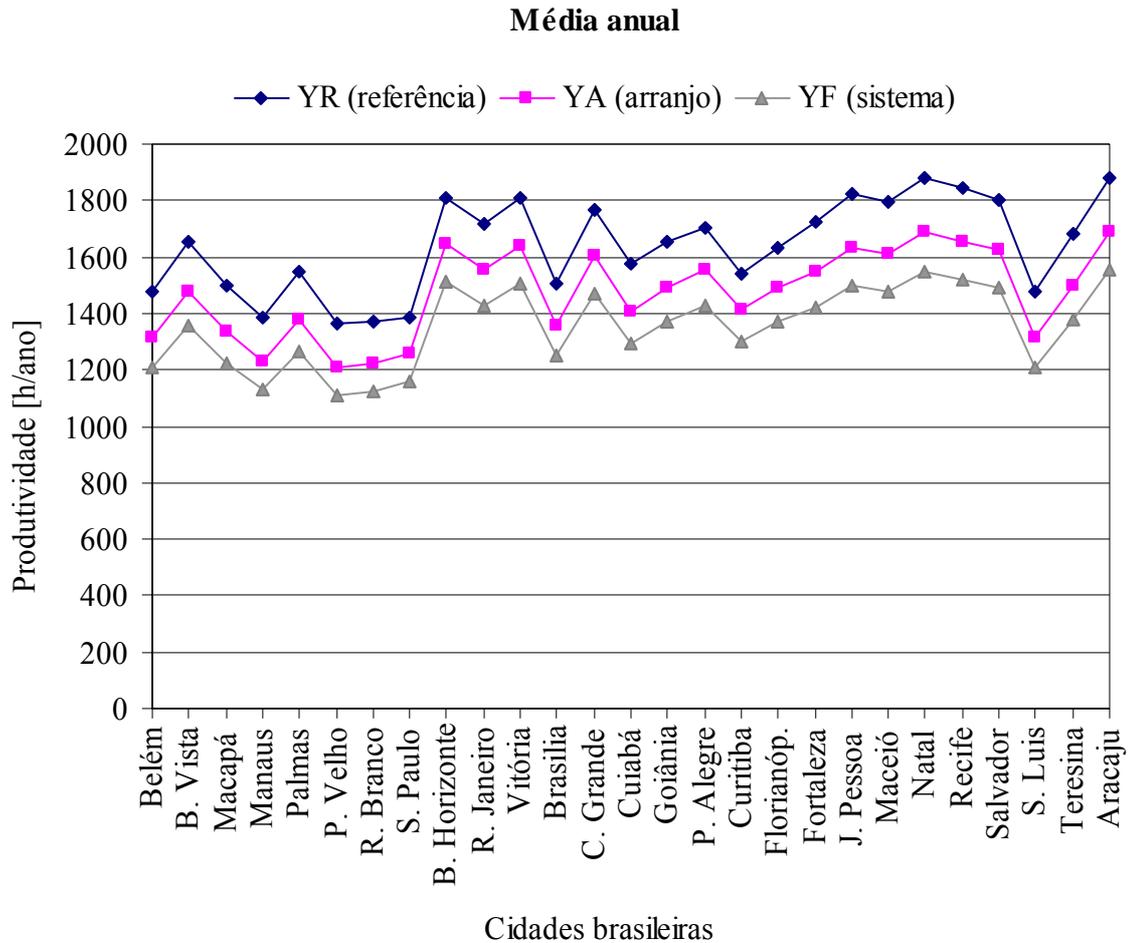


Figura 6 - Produtividades de arranjo e do sistema em função da produtividade de referência para as capitais brasileiras.

Fica evidente na Fig. 6 que nas regiões onde a produtividade de referência é alta tem-se elevada produtividade de arranjo e de sistema. Cabe salientar que num sistema onde a potência instalada é superdimensionada em relação ao inversor empregado podem ocorrer perdas na entrada e consequentemente na saída deste inversor, o que levaria a uma diminuição nas produtividades *YA* e *YF*. Mas neste caso, o sistema em análise possui uma boa relação entre a potência nominal do inversor e a potência do gerador, e o resultado disto é visto na mesma figura, onde as produtividades *YA* e *YF* seguem praticamente a mesma tendência de *YR* em todas as capitais. Entre as regiões as produtividades são bem variadas. Na região norte a produtividade média anual do sistema foi de 1200 h e na região nordeste entre 1400 e 1600 h, exceto em São Luis do Maranhão onde este índice foi de 1200 h. Na região sul este índice foi de aproximadamente 1400 h, bem próximo do valor encontrado para algumas capitais nordestinas, o que indica uma região promissora para este tipo de sistema, bem como a região sudeste.

A energia média anual entregue à rede *EF* e o desempenho global do sistema *PR*, vistos na Fig. 7, são dois índices muito importantes para uma instalação desta natureza. O primeiro representa o quanto de energia foi disponibilizada na rede e o segundo mede a razão entre a produtividade de sistema (horas de energia injetada na rede) e a produtividade de referência (horas de irradiação solar disponível), o qual evidencia o percentual obtido para o sistema naquela localidade. Quanto maior este percentual melhor é o aproveitamento da energia disponível naquela localidade, o que não significa dizer maior quantidade de energia entregue à rede, tendo em vista que um sistema subdimensionado apresenta um alto valor de *PR*.

### Média anual

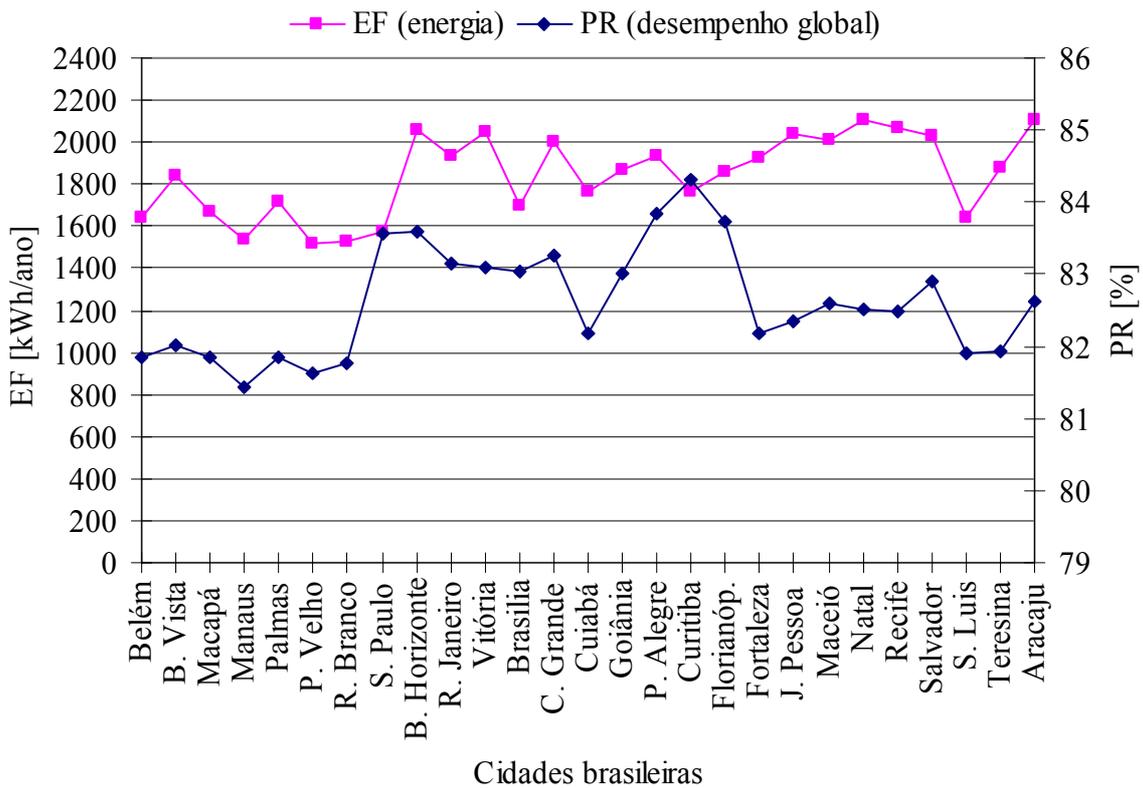


Figura 7 – Energia média anual entregue à rede e desempenho global do sistema nas capitais brasileiras.

A Fig. 7 mostra que na região sul o sistema apresenta um desempenho global da ordem 84 % e disponibiliza para a rede elétrica de cada capital uma energia aproximada de 1800 kWh/ano. Um alto *PR* combinado com uma alta *EF* significa dizer que o sistema está bem dimensionado para àquelas condições climáticas da localidade onde foi realizada a instalação. O valor de *PR* encontrado para o sistema nas regiões norte e nordeste foi menor que o da região sul. No entanto, o sistema disponibilizou para a rede de cada capital nas regiões norte e nordeste uma energia entre 1600 e 2000 kWh/ano, respectivamente. Fica evidente que um sistema bem dimensionado para uma determinada cidade ou região não necessariamente será para uma outra, como é o caso de São Luis onde seria preciso aumentar o número de módulos do arranjo fotovoltaico para melhorar a performance, uma vez que a produtividade de referência *YR* desta cidade é a menor da região nordeste.

## CONCLUSÃO

Mostrou-se neste trabalho uma simulação dos índices da performance energética de um sistema fotovoltaico conectado à rede para as capitais do Brasil e verificou-se que um sistema bem dimensionado para uma determinada cidade pode apresentar sinais de superdimensionamento ou subdimensionamento em outras. Os resultados mostraram que em boa parte da região nordeste o sistema disponibiliza para a rede mais energia do que para a região norte. Também se observa que nas demais regiões este índice apresenta bons resultados. É importante ressaltar que nesta simulação as perdas térmicas de captura, relacionadas ao funcionamento do gerador em temperaturas superior a 25 °C são consideradas, tendo em vista que os módulos utilizados são de silício monocristalino. Este fato mostra que nas regiões onde as temperaturas elevadas predominam durante o ano, o desempenho global do sistema tende a baixar, mesmo que em tais regiões a irradiação solar seja bem expressiva. Por outro lado, as perdas associadas às múltiplas causas, que são praticamente as mesmas para todas

as cidades, como o efeito joule nos condutores, perdas nas conexões e diodos, perdas por associação de módulos etc, estas não são percebidas pela correlação de potência, o que resulta para alguns índices valores um pouco elevados, como o do desempenho global. Também é possível agregar a este conjunto de perdas àquela devido ao superaquecimento dos inversores, a qual se manifesta quando a potência na entrada do arranjo permanece bem mais elevada do que a máxima de entrada do inversor empregado, levando-o ao corte por temperatura.

Considerando esta análise como uma avaliação puramente teórica e comparativa entre as cidades, no sentido de verificar o comportamento energético de um sistema com as mesmas características, mas instalado em diferentes localidades, cabe salientar que a metodologia de simulação aplicada fornece uma idéia rápida e satisfatória para determinadas aplicações.

### **Agradecimentos**

Os autores agradecem a FINEP, a ELETROBRÁS e ao CNPq pelo apoio financeiro.

### **REFERÊNCIAS**

- Dias, J. B., 2006. Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para a Otimização, Tese de Doutorado, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.
- Dias J. B., Krenzinger A., 2006. Estimation des Pertes d'Énergie à l'Entrée des Onduleurs d'une Installation Photovoltaïque Raccordée au Réseau. Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER, Vol. 9 (1-10). ISSN :1112-2242.
- Krenzinger, A, Dias, J. B., Prieb, C.W.M., 2004. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede no Sul do Brasil, XII Congresso Ibérico y VII Congresso Iberoamericano de Energía Solar, Vigo, España, pp.1019-1024.
- Krenzinger, A., 2004. Programa SEQMETBR–Sintetizador de Dados Meteorológicos em Sequências Horárias, Laboratório de Energia Solar, UFRGS, Porto Alegre.

### **SIMULATION OF THE ENERGY PERFORMANCE INDICES OF PHOTOVOLTAIC GRID-CONNECTED SYSTEM LOCATED IN DIFFERENT PLACES**

**Abstract.** *This work presents a simulation of the energy performance merit indices of a photovoltaic grid-connected system located in the Brazilian capitals. The installation of 4800  $W_p$  was divided in three arrays of monocrystalline silicon cell modules connected to 1100 W inverters, resulting in different sizing factors. It was objectified to simulate and to analyze the behavior of these indices for a 1360  $W_p$  optimized system (subsystem two) installed in the Brazilian states capitals. In each capital the inclination angle chosen for the photovoltaic generator respect the horizontal plane is the absolute value of the local latitude angle. The fact of the inverter is polarizing the generator modules in maximum power point was adopted as hypothesis. The merit indices are determined by means of a power general equation, which is function of the module temperature and the solar irradiance in the generator plane. The module temperature was determined with aid of a linear correlation that uses as input synthesized air temperature and irradiance data, gotten from a climatic archive for each capital, obtained through the synthesizer SEQMETBR. The results had shown that the same photovoltaic grid-connected system can present different energy performances, dependent on the place and the ambient parameters where the same installation operate.*

**Keywords:** *Energy Performance Simulation, Merit Indices, Photovoltaic Grid-Connected System.*