

## **RESULTADOS DO DESEMPENHO E ANÁLISE OPERACIONAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 10 kW<sub>p</sub> DE ALTA CONCENTRAÇÃO INTERLIGADO À REDE**

**F. J. B. Uribe, O. C. Vilela, D. R. Velozo, A. C. F. Negreiros, E.M.S Barbosa, N. Fraidenraich.**

Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Energia Nuclear

Grupo de Fontes Alternativas de Energia

Av. Prof. Luiz Freire, 1000 – CDU Recife PE Brasil – CEP: 50.740.540 – Tel. (55)81- 21267613

e-mail: francisco.uribe@ufpe.br

*Recibido 17/09/15, aceptado 15/10/15*

**RESUMEN:** Este trabajo presenta una evaluación del desempeño y comportamiento operacional de un Sistema Fotovoltaico de Alta Concentración conectado a la red interna de distribución eléctrica del Departamento de Energía Nuclear (DEN) de la Universidad Federal de Pernambuco (UFPE), durante los primeros 12 meses de funcionamiento. Son discutidos los resultados en condiciones reales de operación de la eficiencia del generador HCPV. Fue realizada una comparación del comportamiento del sistema HCPV con un sistema fotovoltaico convencional operando bajo condiciones similares a través del cálculo del Índice de Desempeño y el Factor de Capacidad. Son realizadas proyecciones de producción de energía en otras localidades brasileñas con diferentes características del recurso solar disponible.

**Palabras clave:** Energía solar, Alta concentración, conversión fotovoltaica, sistemas conectados a la red, Células multi-unión.

### **INTRODUÇÃO**

Um dos fatores chave no suprimento da futura demanda energética mundial está em alcançar uma alta eficiência no processo de converter a luz do sol em energia elétrica através de células fotovoltaicas (Gombert et al. 2010). O desenvolvimento de tecnologias como os Sistemas Fotovoltaicos com Alta Concentração (HCPV – High Concentrator Photovoltaics) fornece uma abordagem alternativa às tecnologias fotovoltaicas convencionais com o objetivo de produzir energia elétrica com menores custos. Esses sistemas possuem uma maior eficiência por meio de sistemas ópticos de concentração e, na maioria dos casos, de células Multi-Junção (M-J) de alta eficiência, resultando em uma redução do tamanho das células, o que poderia permitir uma redução nos custos de fabricação e um incremento na eficiência total do sistema (García-Domingo et al. 2014; Hontoria et al. 2012; Gombert et al. 2010; Luque & Andreev 2007).

Entre os sistemas com concentração, são particularmente atrativos comercialmente os sistemas fotovoltaicos com níveis de concentração superiores a 250 sóis, devido a que tem demonstrado os maiores índices de eficiência registrados para células, possuindo resultados em laboratório acima de 40%. Já os módulos fotovoltaicos comerciais (HCPV) apresentam eficiência máxima, em condições padrão, da ordem de 30%. O recorde na eficiência reportada nos módulos HCPV atualmente encontra-se na ordem de 38,9%, para níveis de concentração acima de 500 sóis (SOITEC, 2015).

De maneira similar às tecnologias convencionais, são necessárias muitas horas de testes outdoor para a avaliação do comportamento operacional dos sistemas HCPV em condições reais de operação. Na literatura, as publicações relacionadas com o desempenho e geração de energia de sistemas HCPV em

condições reais de operação são escassas devido a que a maioria dos diversos protótipos de teste e comerciais instalados no mundo correspondem a sistemas proprietários desenvolvidos por diferentes fabricantes. Atualmente o Instituto Fotovoltaico de Sistemas com Concentração (ISFOC) na Espanha e o Instituto Fraunhofer na Alemanha em cooperação com a empresa francesa SOITEC lideram, em nível mundial, a experiência em testes e avaliação do comportamento de sistemas HCPV. Entretanto a maioria das informações relacionadas sobre o desempenho e os resultados obtidos em campo são de difícil acesso. As informações são ainda mais escassas no que diz respeito à instalação e avaliação de sistemas HCPV nas condições climáticas intertropicais, no hemisfério Sul.

O presente artigo apresenta os resultados do primeiro ano de operação de um gerador HCPV de 10,95 kWp instalado pelo Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia (FAE) na área do Departamento de Energia Nuclear (DEN) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) na cidade de Recife. É realizada, também, uma comparação das principais características do sistema HCPV com a operação de um sistema convencional de Silício policristalino de capacidade similar operando em condições meteorológicas similares permitindo identificar a tecnologia mais adequada para o local de instalação e a previsão da geração em localidades do Brasil com maiores níveis de DNI incidente.

## **DESCRIÇÃO DOS GERADORES FOTOVOLTAICOS E OS SISTEMAS DE MEDIÇÃO**

### *Sistema HCPV-FAE- DEN-UFPE*

O sistema HCPV FAE-DEN-UFPE está composto por 30 módulos de alta concentração (1000x) cada um com uma potência nominal de 365 Wp e uma eficiência de 29% em Condições Padrão de Teste para Sistemas com Concentração (CSTC – Concentration Standard Test Conditions). Os módulos estão distribuídos em dois arranjos interconectados eletricamente totalizando uma potência instalada de 10,95 kWp, também em condições CSTC. Cada módulo possui uma área de 1,27 m<sup>2</sup>. A alta concentração é alcançada através da utilização de lentes de Fresnel instaladas na área de abertura do módulo, associada a uma óptica secundária acoplada na célula. O dispositivo óptico secundário permite ampliar o ângulo de aceitação para um valor da ordem de 1,2°.

Os módulos estão dispostos sobre uma estrutura móvel integrada com o sistema de seguimento solar em dois eixos (azimute e elevação) de alta precisão (aproximadamente 0,1°). Esse sistema de rastreamento foi projetado para suportar, no máximo, 2000 Kg e possui um baixo consumo de energia (aproximadamente 0,8 kWh/dia). O gerador fotovoltaico está interligado a um condicionador de potência trifásico de 10,2 kWp o que representa um Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) de 93,1%. Segundo as especificações do fabricante do inversor, o equipamento possui uma eficiência máxima de 98,1% e duas entradas independentes com sistema de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (MPPT- Maximum Power Point Tracker). Tanto o gerador fotovoltaico quanto o sistema de controle do tracker e o inversor são sistemas proprietários integrados pelo mesmo fornecedor. Adicionalmente o sistema possui um sistema de aquisição de dados e vários dispositivos de proteção elétrica integrados no interior de um quadro elétrico. Na figura 1 é apresentado um diagrama esquemático dos principais componentes do sistema HCPV FAE -DEN-UFPE.

### *Sistema Fotovoltaico Convencional de Silício Policristalino.*

Com a finalidade de comparar o desempenho do sistema HCPV e um sistema fotovoltaico convencional da mesma capacidade operando em condições meteorológicas similares, foi utilizado um gerador de 10,29 kWp, interligado à rede, composto por 42 módulos de silício policristalino cada um deles com uma eficiência de 14,5% e uma potência nominal de 245 Wp em condições STC. Cada um dos módulos ocupa uma área de 1,633 m<sup>2</sup>. O gerador encontra-se interligado a um inversor de 10 kWp o que representa um FDI de 97,1%, segundo o fabricante do inversor a eficiência máxima do equipamento é 97,9%. Esse sistema encontra-se instalado, aproximadamente a 16 Km do sistema HCPV, na cidade de São Lourenço da Mata – PE. Na figura 2 pode ser visualizado o sistema fotovoltaico policristalino.

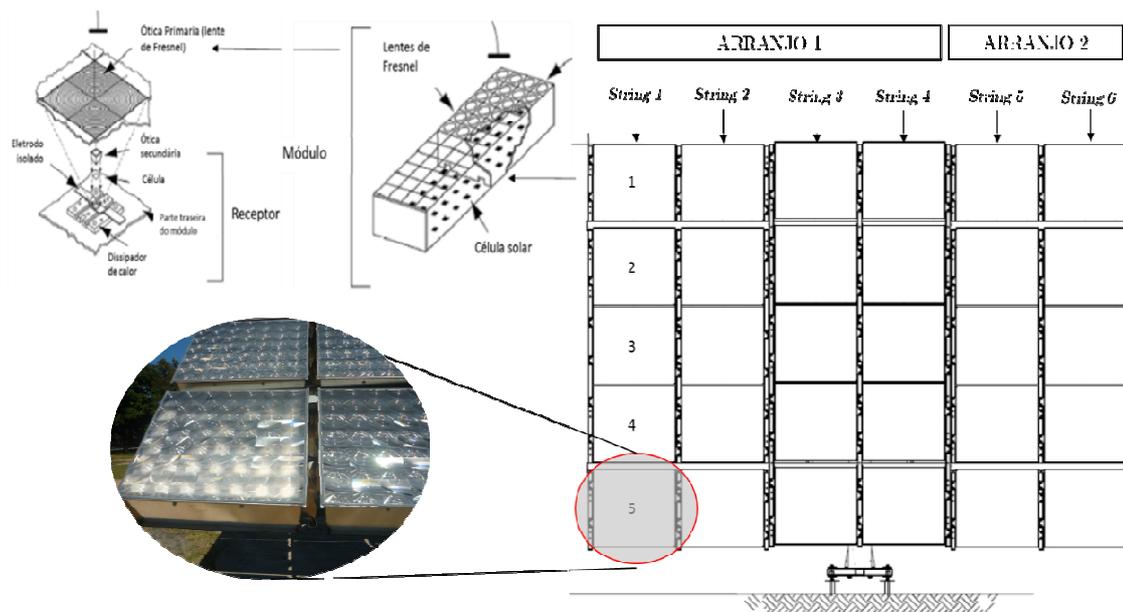


Figura 1. Principais componentes do sistema HCPV DEN-FAE-UFPE.  
 (Fonte: Arquivo Grupo FAE-UFPE e adaptação das informações da norma IEC 62108 e do catálogo do fabricante)



Figura 2. Sistema fotovoltaico de silício policristalino.

## METODOLOGIA

O estudo foi realizado pelo grupo em Fontes Renováveis de Energia (FAE) na área externa do DEN da Universidade Federal de Pernambuco ( $8^{\circ}03'S$  latitude -  $34^{\circ}57'W$  longitude) localizada na cidade de Recife na região nordeste do Brasil. As operações de comissionamento e operação do sistema HCPV FAE-UFPE foram iniciadas no final do mês de março de 2014, completando no final do mês de março de 2015 um ano de operação. Ao longo dos primeiros 12 meses de operação foram registradas as variáveis que determinam o comportamento operacional do sistema em diferentes condições meteorológicas. O sistema FV convencional iniciou sua operação no mês de maio de 2014 completando no mês de março de 2015, 10 meses de operação simultânea com o sistema HCPV.

Ao longo do período de operação do sistema foram coletados dados da irradiância global, direta e difusa, velocidade do vento, temperatura do ar e umidade relativa. As medições foram utilizadas para caracterizar o recurso solar e as condições meteorológicas do local de instalação de ambos sistemas.

### *Sistema de medição*

Os dispositivos de medição utilizados estão divididos, de acordo com o tipo de variável armazenada, principalmente em dois grupos: Variáveis elétricas e variáveis meteorológicas. As variáveis elétricas são capturadas e armazenadas por dois conjuntos distintos de sistemas de aquisição de dados instalados em cada um dos sistemas fotovoltaicos, permitindo obter as informações relevantes sobre a geração de energia em corrente contínua e em corrente alternada. As variáveis meteorológicas são medidas e armazenadas pelos sensores presentes em uma estação solarimétrica, instalada também no campus da UFPE, permitindo avaliar as características do recurso solar e das condições locais de operação durante o período de estudo.

### *Análises realizados*

A metodologia aplicada ao trabalho visa caracterizar o comportamento do sistema fotovoltaico de alta concentração de 10,95 kWp em condições reais de operação, através de uma análise experimental avaliando os parâmetros meteorológicos, a eficiência do gerador, o Índice de Desempenho do sistema (PR – Performance Ratio) e o Fator de Capacidade, permitindo assim com esses últimos, comparar o sistema HCPV com outras instalações fotovoltaicas.

No caso específico da irradiância solar foi utilizada a metodologia da Irradiância do Dia Médio (IDM) (Salazar et al., 2010). Esse procedimento permite obter, além do comportamento médio horário da irradiância solar direta ao longo do período de medição, o desvio padrão dessas variáveis. As variáveis são representadas por um dia médio para cada mês.

A eficiência do gerador HCPV foi calculada compilando os dados da DNI e das potências CC fornecidas pelo sistema de aquisição de dados do próprio sistema. A eficiência do gerador fotovoltaico foi obtida de acordo com a equação (1):

$$\eta_{\text{gerador}} = \frac{P_{CC}}{DNI * A_g} \quad (1)$$

Onde  $P_{CC}$  é a potência em corrente contínua produzida pelo gerador fotovoltaico. DNI equivale a irradiância solar direta incidente e  $A_g$  equivale a área efetiva do gerador fotovoltaico em  $m^2$ .

No caso do PR e o FC, foram utilizados as médias diárias da geração de energia e o recurso solar incidente para cada sistema ao longo dos mesmos dias de operação, obtendo assim os coeficientes de regressão linear que descrevem o comportamento médio anual dos valores diários de energia gerada em função da energia incidente nos painéis. O PR é um parâmetro empregado para fins de comparação entre tecnologias com quaisquer dimensões operando em qualquer localidade. O PR, usualmente utilizado como uma medida da qualidade do sistema, é definido como a relação entre o rendimento real e o rendimento esperado do sistema fotovoltaico. Quanto mais próximo de 100% mais eficaz é o sistema. A Equação 4 fornece a definição matemática do PR (Marion et al., 2005):

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (4)$$

Onde  $Y_f$  é a relação entre a energia produzida e potência nominal do sistema (unidades kWh/kWp ou h) e  $Y_r$  é a relação entre energia solar total coletada no plano do gerador e a irradiância de referência ( $1000 \text{ W/m}^2$  no caso de FV convencional).  $Y_r$  tem as mesmas unidades que  $Y_f$ .

O fator de capacidade é: “a capacidade que um sistema possui de produzir energia se operasse em sua potência nominal durante as 24 horas do dia”. O cálculo do fator de capacidade anual é dado pela equação (5) (Oliveira, 2000):

$$FC(\%) = \frac{E_g(kWh)}{P_n(kWp) * 24h * 365} * 100 \quad (5)$$

Onde FC é o fator de capacidade do sistema,  $E_g$  é a energia produzida pelo sistema em um ano e  $P_n$  é a potência nominal do sistema fotovoltaico.

Através do comportamento apresentado pelos dois sistemas fotovoltaicos, ao longo do período de análise, foi estimada a produção de energia por cada sistema utilizando como entrada os dados de irradiância de outras localidades do Brasil com uma maior disponibilidade de DNI incidente. Segundo alguns trabalhos desenvolvidos foi verificado que a região do semi-árido apresenta os maiores níveis de DNI no território brasileiro (Viana et al. 2011; Guimarães et al. 2010). Foi escolhida a cidade da Barra-BA (11° 05' 22" S) por apresentar níveis de DNI acima de 2.000 kWh/m<sup>2</sup>.ano, muito próximo aos níveis de irradiância exibidos por localidades no sul da Espanha onde existem usinas heliotérmicas com concentração (Guimarães et al. 2010). Devido à falta de dados medidos através de estações terrestres, foram utilizados os dados disponibilizados pelo sistema SWERA do National Renewable Energy Laboratory (NREL) dos Estados Unidos, correspondentes as médias mensais apresentadas na localidade. O sistema SWERA utiliza o modelo Brasil-SR desenvolvido pelo INPE para estimação da irradiância a partir de dados medidos por satélite.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

### *Recurso Solar Incidente*

Nos meses avaliados, Recife apresentou uma irradiância global horizontal média de 5,37 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Embora os níveis de irradiância global sejam significativos, as características climáticas do Recife, com alto índice de nebulosidade, resultaram em uma irradiância direta diária de em média 3,13 kWh/m<sup>2</sup>.dia, geralmente baixa quando comparada com algumas localidades na região do semi-árido. Os valores de irradiância solar direta foram tratados de acordo com metodologia da IDM (Salazar et al. 2010), resultando em 12 dias médios para o período analisado para cada variável. O comportamento da Irradiância Global Horizontal pode ser visualizado na figura 3.

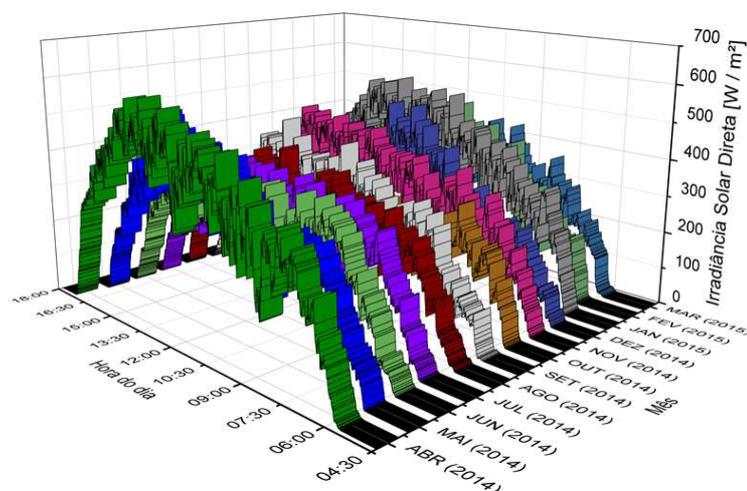


Figura 3. Comportamento mensal da irradiância direta ao longo do período de operação do sistema.

O comportamento médio mensal horário da DNI, ao longo do período de operação, apresenta valores médios diários mensais máximos nos meses de janeiro (3,98 kWh/m<sup>2</sup>.dia) e fevereiro (3,44 kWh/m<sup>2</sup>.dia). Os meses com os menores níveis de DNI correspondem aos meses de setembro e outubro de 2014 (2,28 e 2,15 kWh/m<sup>2</sup>.dia respectivamente). A energia solar direta calculada ao longo do ano a partir das medições da DNI resultou em 1034 kWh/m<sup>2</sup>.ano. As características aprestadas acima indicam que a instalação de sistemas HCPV é desaconselhada em Recife pois apresenta índices de DNI baixos, inferiores a 1.800 kWh/m<sup>2</sup>.ano, ou com predominância de nuvens (Viana et al. 2011; Bett 2009; Aguilera et al., 2009).

#### Comportamento Instantâneo do Sistema HCPV

O comportamento do sistema HCPV foi avaliado instantaneamente durante os meses de análise permitindo obter as diferenças entre os parâmetros medidos em condições reais e os parâmetros fornecidos pelo fabricante, corrigidos para as condições de operação de Recife. A relação entre a potência CC e a DNI foi aproximada por uma curva de tendência linear, de acordo com o exposto na figura 4.

Calculando-se, com a linha de tendência, o valor da P<sub>CC</sub> para um valor de DNI igual a 1000 W/m<sup>2</sup> (valor de referência), observa-se que o sistema geraria em torno de 8,9 kW. Considerando-se a correção da potência pico por temperatura, a um coeficiente de -0,17%/°C, informado pelo fabricante dos módulos, na pior condição de geração a queda máxima de potência ocorreria quando a temperatura das células do sistema atinge o valor máximo. O valor máximo medido para a temperatura da célula (T<sub>c</sub>) foi de 55,8°C, resultando em uma variação (ΔT) da ordem de 30,8°C (referência: T<sub>c</sub>=25°C), assim, a potência nominal de um módulo nas condições descritas estaria em torno de 345,9 W. Considerando-se uma relação de proporcionalidade, a potência do arranjo com 30 módulos seria da ordem de 10,38 kW, valor em média 14,3% superior ao medido (8,9 kW).

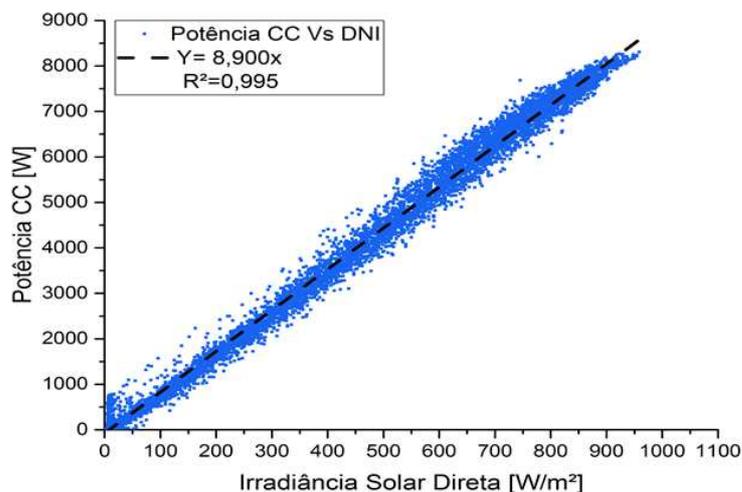


Figura 4. Comportamento da PCC produzida pelo sistema em função da DNI ao longo do período de operação do sistema.

Os principais fatores que podem resultar em uma potência CC inferior à potência nominal corrigida são: descasamento nos parâmetros dos módulos no arranjo; a precisão do sistema de seguimento; o efeito de sombreamentos parciais do gerador causados por obstáculos adjacentes ao sistema; diferenças entre espectros de irradiância solar; o acúmulo de poeira na superfície dos módulos e problemas de condensação no interior dos mesmos. De fato, foi identificado um problema de infiltração em um dos módulos do gerador pesquisado. O módulo foi posteriormente trocado.

#### Eficiência do Gerador HCPV

De acordo com a equação (1), a eficiência do Gerador HCPV ( $\eta_{\text{gerador}}$ ) é mostrada na figura 5, onde é possível observar que os valores de eficiência crescem rapidamente para valores de DNI superiores a

50 W/m<sup>2</sup>. A curva apresenta um largo patamar para DNI acima de 200 W/m<sup>2</sup>. O valor médio de eficiência obtido para essa região é da ordem de 23,4%, com variações entre 20% e 26%. Comparando-se a eficiência máxima e a eficiência média do gerador com a eficiência do módulo fornecida pelo fabricante em condições padrão (29%), verificam-se diferenças da ordem de 12% e 24% respectivamente. Considerando-se que a eficiência do sistema convencional de silício policristalino, descrito na metodologia, encontra-se ao redor de 11% no período de operação descrito anteriormente, o sistema HCPV mostra uma eficiência duas vezes maior.

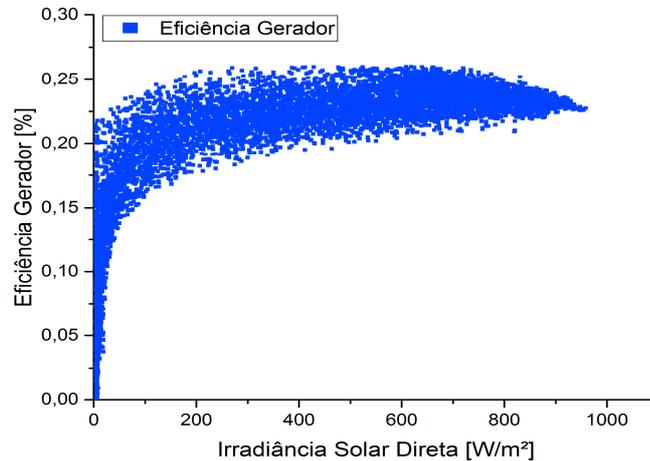


Figura 5. Eficiência do gerador fotovoltaico do sistema HCPV FAE-UFPE.

#### Comparação entre o Desempenho do Sistema HCPV e o Sistema FV Convencional

Para realizar uma comparação entre a produção de energia mensal gerada por ambos os sistemas foram escolhidos, do total de dias avaliados, os dias nos quais os sistemas operaram paralelamente, excluindo os dias onde não existiu uma operação simultânea dos sistemas. A figura 6 mostra o comportamento das médias diárias, mensais e anuais na produção de energia em corrente alternada geradas por ambos sistemas em função da energia solar incidente (Direta e Global) em cada caso.

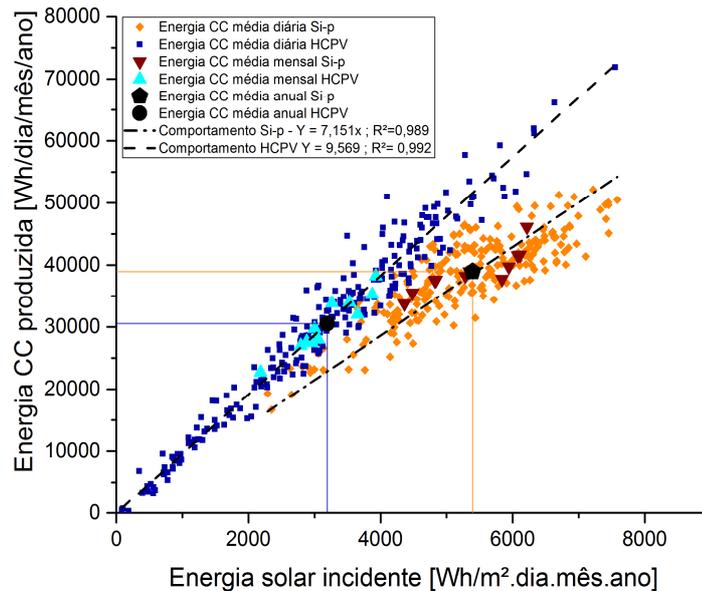


Figura 6. Comparação entre o comportamento da produção de energia CA dos sistemas HCPV e policristalino.

Os símbolos laranja, azul, ciano e marrom representam as médias diárias e mensais da energia produzida por cada sistema em corrente contínua respectivamente. Os símbolos em preto correspondem à média de energia total produzida por cada sistema ao longo do período avaliado. É possível observar também na figura 6 a inclinação das linhas de tendência que descrevem o comportamento médio dos sistemas ao longo do período analisado. O comportamento do sistema HCPV apresenta uma curva com uma maior pendente, o que indica, um maior potencial para gerar energia, como foi mencionado anteriormente. Entretanto, a qualidade do recurso solar em Recife, limitou a quantidade final de energia gerada, quando comparado com o sistema convencional. O sistema policristalino, embora apresente uma menor tendência média na produção energia, utilizando em média 40% a mais de recurso solar disponível (aproveitando a irradiância difusa, descartada pelo sistema com concentração), apresentou uma maior injeção de energia média mensal.

Fazendo uma comparação entre a energia gerada mensalmente por cada sistema e a energia solar utilizada em cada caso, de acordo com a figura 7, é possível apreciar algumas variações na energia solar incidente sobre cada sistema e a sua influência na produção final de energia em corrente alternada. No caso da energia solar direta apresenta valores em média 40% menores quando comparada com os valores atingidos da energia solar global (nas médias mensais). Ao longo do período de comparação, a energia CA injetada na rede, pelo sistema com concentração, é 8.1% menor no mês de janeiro e 40% em outubro. Isto demonstra que o sistema HCPV nas melhores condições de operação (janeiro), operando apenas com uma fração do recurso solar disponível (irradiância direta), tem o potencial de produzir, em Recife, quase a mesma quantidade de energia quando comparado com um sistema convencional, embora ambos possuam aproximadamente a mesma capacidade nominal. Esse comportamento acontece, principalmente, pelas diferenças na eficiência de conversão entre os dois geradores fotovoltaicos analisados. É possível visualizar também na figura 7 as diferenças entre a quantidade média mensal de energia gerada pelos sistemas, resultando maior no caso do sistema convencional devido à capacidade do silício policristalino de gerar energia ainda na presença da radiação solar difusa.

A partir das informações apresentadas nas figuras 6 e 7 foi possível estimar o PR e o FC para cada sistema permitindo uma comparação entre as características de geração apresentadas no período analisado, os resultados são apresentados na tabela 1.

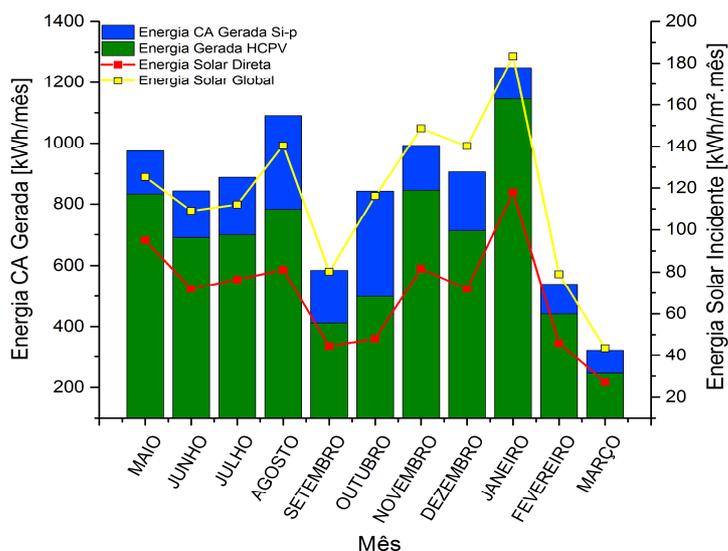


Figura 7. Comparação entre a energia CA gerada por cada sistema.

Sistema	PR [%]	FC [%]
HCPV	86,5	11,9
Policristalino	71	15,5

Tabela 1. Índice de Desempenho (PR) e Fator de Capacidade (FC) estimado para cada sistema analisado.

É possível observar na tabela 1 o índice de desempenho médio (PR) e o fator de capacidade médio (FC) do gerador convencional comparado com o sistema HCPV. O PR do sistema policristalino, ao longo do período analisado foi de (71%), sendo 18% menor que o PR do sistema HCPV de (86,5%).

O fator de capacidade do sistema convencional, de acordo com o comportamento apresentado no período avaliado, foi de (15,5%), 23,3% maior que o estimado para o sistema HCPV de (11,9%). Isto acontece devido à maior disponibilidade de energia solar global média mensal, aumentando a energia gerada e consequentemente, o numerador da Eq. 5 que representa o FC.

#### *Estimativas de produção de energia para outras localidades.*

Para fazer uma estimativa da produção de energia CC em uma localidade com melhores índices de irradiância solar direta, foi escolhida a cidade de Barra-Ba, utilizando como entrada os dados disponíveis pelo sistema SWERA, é possível estimar um incremento 46,14% na irradiância solar direta quando comparada com os níveis atingidos em Recife. Com essas condições estima-se que a energia gerada pelo sistema HCPV seria em média 24,26% maior quando comparada com o sistema policristalino. Na Tabela 2 são apresentados os valores de irradiância incidente e a produção de energia CC estimada para Barra-BA. É possível apreciar, também na tabela 2, o comportamento médio da irradiância global e direta, as quais apresentam valores acima de 6 kWh/m<sup>2</sup> durante uma considerável porção do ano.

Considerando-se os resultados de energia gerada na localidade analisada pode-se afirmar que, o sistema HCPV poderia ser comparável economicamente com o sistema convencional (policristalino) desde que os seus custos sejam no máximo até 24,26% superiores quando considerada a cidade de Barra-Ba.

BARRA - BA					
HZ	Global Inc.	DIR	DIF	PDC POLI	PDC HCPV
6.843	6.414	7.108	2.260,3	45.866,5	68.018,5
6.320	6.234	5.311	2.057,2	44.579,3	50.822,5
6.267	6.385	6.316	1.979,9	45.659,1	60.439,7
5.829	6.223	6.322	2.013,5	44.500,6	60.497,1
5.282	5.856	6.081	1.479,6	41.876,2	58.190,9
4.584	5.169	5.567	923,1	36.963,5	53.272,2
4.352	4.897	4.352	1.308,0	35.018,4	41.645,5
5.608	6.068	6.007	1.241,6	43.392,2	57.482,7
6.437	6.652	7.273	1.848,2	47.568,4	69.597,5
6.428	6.380	6.232	2.464,8	45.623,3	59.635,8
6.302	6.380	5.756	2.642,4	45.623,3	55.080,8
5.849	5.460	4.839	2.738,3	39.044,4	46.305,8
<b>5.841,7</b>	<b>6.009,8</b>	<b>5.930,3</b>	<b>1.913,1</b>	<b>42.976,3</b>	<b>56.749,1</b>

Tabela 2. Valores médios diários mensais do recurso solar incidente e a energia gerada pelo sistema HCPV e Si-p nas condições de Barra – Ba.

## CONCLUSÕES

O cruzamento dos dados correspondentes à energia gerada pelo sistema HCPV e o recurso solar incidente no plano do gerador, fornecem informações relevantes que permitem uma análise preliminar do desempenho do sistema HCPV e avaliação do seu comportamento em condições reais durante o período de estudo. Foi possível constatar que este tipo de sistema é altamente influenciado pelo alto índice de nebulosidade apresentado em Recife, gerando interrupções constantes na geração de energia ao longo do dia. Isso ocorre devido a que o local de instalação do sistema não é ideal para as tecnologias solares com concentração. Embora, o sistema seja mais sensível às condições climáticas, a eficiência máxima atingida pelo gerador HCPV, aproximadamente 23%, é superior ao desempenho alcançado por outros tipos de tecnologias fotovoltaicas. As características de disponibilidade das componentes difusa e direta no recurso solar ao longo do período de análise demonstram que Recife é um mercado atrativo para as tecnologias fotovoltaicas convencionais, sem concentração.

O desempenho médio apresentado pelo sistema HCPV quando comparado com um sistema convencional de silício policristalino, evidenciou uma maior produção de energia do sistema convencional devido à maior disponibilidade do recurso solar incidente (GHI), conforme esperado. Não obstante, foi possível estabelecer, também, que em condições de operação favoráveis, o sistema HCPV tem a capacidade de gerar mais energia que o sistema convencional por causa de sua maior eficiência.

Foi estimada a energia produzida para cada mês permitindo obter uma base de cálculo para avaliar o desempenho médio (PR) e FC dos dois sistemas. No caso do PR foi maior para o sistema HCPV devido à sua maior eficiência, sobretudo nos meses com menor nebulosidade. No caso do FC, o qual foi maior para o sistema convencional, indica uma maior disponibilidade média de energia, devido à capacidade do Si-p de aproveitar a componente difusa da radiação solar.

## AGRADECIMENTOS

À Abengoa Brasil e ANEEL pelo fornecimento recursos que permitiram a realização deste estudo por meio de um projeto de P&D. Ao CNPq, Capes e PROTEN pelo apoio aos estudantes.

## REFERÊNCIAS

Aguilera, J., E. Muñoz, e J Terrados. 2009. *The CPV Challenge: Pt. 1: Achieving Grid Parity*. London: CPV Today.

Bett, Andreas W. 2009. “Topics 2009: Research for global markets for renewable energies - Concentrating photovoltaics (CPV) for countries with high direct irradiation.” In *FVEE-ForschungsVerbund Erneuerbare Energien*, 154.

García-Domingo, B., J. Aguilera, J. de la Casa, e M. Fuentes. 2014. “Modelling the influence of atmospheric conditions on the outdoor real performance of a CPV (Concentrated Photovoltaic) module.” *Energy* 70 (2014). Elsevier Ltd: 239–50. doi:10.1016/j.energy.2014.03.119.

Gombert, A, I Heile, J. Wüllner, T. Gerstmaier, S. van Riesen, E. Gerster, M. Röttger, e H. Lerchenmüller. 2010. “Recent progress in concentrator photovoltaics.” *Proc. SPIE*. doi:10.1117/12.858888.

Guimarães, Ana Paula Cardoso, Marcos Vinícius Gusmão Nascimento, Paulo Cesar Pires Menezes, e Silvia Cheroto. 2010. “‘Caracterização de localidades do semi-árido para implantação de um sistema piloto heliotérmico de geração elétrica’.” *Prospeccao Tecnológica da Geracao de Energia*, 393–403.

Hontoria L., Pérez-Higueras P., Terrados J., Almonacid G., A Real Alternative for Producing Solar Electricity: The CPV. Current State of CPV: A Review. Energy Science, Engineering and Technology. 2012. ISBN: 978-1-61942-473-9

Marion B. et al. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition Lake Buena Vista, Florida, EUA, 2005.

Salazar, Germán A., Alejandro L. Hernández, Luis R. Saravia, e Et Al. 2010. “Practical models to estimate horizontal irradiance in clear sky conditions: Preliminary results.” Renewable Energy 35 (11): 2452–60. doi:10.1016/j.renene.2010.01.033.

Soitec, 2015. Disponível em: < <http://www.soitec.com/en/news/press-releases/article-1737>>. Acesso em: 31 Julho 2015.

Swera, 2015. Disponível em: < <http://maps.nrel.gov/swera>>. Acesso em: 31 Julho 2015.

Oliveira, S. H. F., “Geração Distribuída de Eletricidade; Inserção de Edificações Fotovoltaicas à Rede no Estado de São Paulo”, Tese de Doutorado, USP, São Paulo, 2002.

Viana, T.S., R. Rüther, F.R. Martins, e E.B. Pereira. 2011. “Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation.” Solar Energy 85 (3): 486–95. doi:10.1016/j.solener.2010.12.015.

## **ABSTRACT.**

This paper presents a performance and operational behavior evaluation of a High Concentration Photovoltaic system connected to the internal electricity distribution network of the Department of Nuclear Energy (DEN) of the Federal University of Pernambuco (UFPE) during the first 12 months of operation. In this paper are discussed the results in real operating conditions of the efficiency of the HCPV photovoltaic generator. A comparison of the behavior of the HCPV system with a conventional photovoltaic system operating under similar conditions by calculating the Performance Ratio and Capacity Factor was also performed. Projections of energy production in other Brazilian city with different characteristics of solar resources were also included.

**Keywords:** Solar energy, High Concentration Photovoltaics, Photovoltaic conversion, Grid-connected Systems, multi-junction solar cells.