

# AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS NO NORDESTE BRASILEIRO

**Lucas Rafael do Nascimento** – nascimento.ufsc@gmail.com

**Rafael Antunes Campos** – rafaelcampos.ufsc@gmail.com

**Ricardo Rütther** - ricardo.ruther@ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

**Gabriel Claudino Simões** – gabriel.simoes@statkraft.com

Monel Monjolinho Energética S.A. / Statkraft Energias Renováveis S.A.

**Resumo.** Este trabalho apresenta os resultados da investigação do potencial de geração de cinco diferentes tecnologias FV (a-Si, a-Si/ $\mu$ -Si, CIGS, p-Si e m-Si), cada uma com potência instalada de aproximadamente 2 kWp. Este sistema fotovoltaico encontra-se instalado no interior da Bahia, município de Brotas de Macaúbas. Para o período analisado, dados de irradiação global inclinada variaram, aproximadamente 2% entre valores medidos e valores estimados pelo atlas brasileiro de energia solar. O valor de irradiação anual inclinada para o ano de 2014 foi de 2246 kWh/m<sup>2</sup>.ano, sendo que cerca de 27% da irradiação encontra-se com níveis iguais ou superiores ao valor padrão de 1000 W/m<sup>2</sup>. As tecnologias que apresentaram melhor desempenho foram a-Si, p-Si e m-Si. Contudo, as tecnologias de silício cristalino, devido à disposição de suas células no módulo FV, durante os períodos com maior incidência de sujeira, tiveram maior queda de desempenho.

**Palavras-chave:** Avaliação de desempenho de tecnologias FV, Coeficiente de Desempenho (PR), Sujeira

## 1. INTRODUÇÃO

Com a aprovação da resolução normativa nº 482 da ANEEL, de 17 de Abril de 2012 e com mais de três gigawatts de novas usinas fotovoltaicas (FV) a serem instalados até 2017, a energia solar fotovoltaica começa a ganhar importância e maior penetração na matriz elétrica Brasileira. O Nordeste do Brasil por ter condições privilegiadas de irradiação, irá receber grande parte desses novos empreendimentos. O entendimento das influências das características ambientais locais sobre o desempenho das diferentes tecnologias fotovoltaicas comercialmente disponíveis é fundamental para identificar as tecnologias mais adequadas para esta região.

O estudo apresentado neste artigo é realizado no âmbito do projeto de P&D Solar Bahia, localizado no interior do estado da Bahia, na cidade de Brotas de Macaúbas. Este projeto faz parte do investimento da Usina Hidrelétrica MONEL Monjolinho Energética S.A., subsidiária da STATKRAFT ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A., em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL. O projeto tem como objetivo a investigação do potencial de geração de cinco diferentes tecnologias FV (a-Si, a-Si/ $\mu$ -Si, CIGS, p-Si e m-Si), cada uma com potência instalada de aproximadamente 2 kWp. O Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (Fotovoltaica/UFSC [www.fotovoltaica.ufsc.br](http://www.fotovoltaica.ufsc.br)) é responsável pelo acompanhamento da geração (monitoramento e análise dos dados). O estudo aqui apresentado trata da análise das principais figuras de mérito (Performance Ratio – PR, Yield (produtividade) para avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico e dos níveis de irradiação do local quando comparado com as bases de dados do atlas solarimétrico Brasileiro.

## 2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema FV utilizado nesse estudo (Fig. 1) está localizado no interior do estado da Bahia (Lat.: -12.36, Long.: -42.28) e teve sua operação iniciada em Dezembro de 2013. O sistema possui 10,712 kWp de potência instalada total, distribuída em cinco tecnologias: Silício Amorfo (a-Si), Silício Microcristalino (a-Si/ $\mu$ -Si), Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS), Silício Policristalino (p-Si) e Silício Monocristalino (m-Si).

A Tab. 1, exibe as principais características dos sistemas FV utilizados no projeto. O sistema FV utiliza cinco inversores idênticos (SMA modelo SB2500HF), com intervalo de aquisição de dados de cinco minutos. O projeto dispõe também de uma estação solarimétrica com piranômetros de padrão secundário (Kipp&Zonen modelo CMP11) para medição de irradiação global horizontal, global inclinada (no plano dos módulos) e difusa, sensores de temperatura ambiente, umidade e pressão.

Tabela 1 – Características Elétricas do Sistema FV

#	Código do Inversor	Tecnologia	Fabricante	Modelo	Potência Nominal [kWp]	Potência por área [Wp/m <sup>2</sup> ]	Área utilizada [m <sup>2</sup> ]
1	2120207991	a-Si/ $\mu$ c-Si	DUPONT	DA142-C1	2,272	91	25
2	2120208091	a-Si	DUPONT	DA100	2,100	64	33
3	2120208095	CIGS	SAINT GOBAIN	PowerMax Strong 120	2,160	114	19
4	2120208099	m-Si	TALESUN	TP672M	2,065	152	14
5	2120208374	p-Si	YINGLI	YL235P-29b	2,115	144	15



Figura 1 – Vista Geral do Sistema FV

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

#### 3.1 Avaliação da Irradiação Solar

Neste tópico são avaliados os resultados da medição de dados solarimétricos para o ano de 2014. Os resultados obtidos são comparados com dados provenientes do atlas brasileiro de energia solar. O Atlas apresenta dados de irradiação na superfície terrestre, obtidos a partir do tratamento, via modelo matemático, de uma série histórica (jul/1995 a dez/2005) de dados e imagens de satélite geoestacionário, posteriormente validados por dados coletados em estações de superfície. Os dados fornecidos pelo atlas apresentam estimativas do total diário de irradiação solar com resolução espacial de 10 x 10 km (PEREIRA ET AL., 2006). A Fig. 2 apresenta a estimativa da irradiação incidente no plano dos módulos para o local e sua comparação com a irradiação medida pelo piranômetro do gerador FV instalado. É possível observar que a irradiação solar medida para o plano inclinado dos módulos fotovoltaicos de 12°, foi de 2246 kWh/m<sup>2</sup>.ano. Os valores medidos quando comparados com dados do atlas, oscilaram em média, para todo o período analisado, aproximadamente 2%. A máxima diferença encontrada foi observada no mês de Agosto de 2014, com cerca de 10%. Este mês também apresentou o maior valor de irradiação para todo o período analisado. Os valores médios apresentados para as médias mensais encontram-se dentro das incertezas do modelo utilizado que possui rMBE (desvio médio relativo) de cerca de 6% para a região.

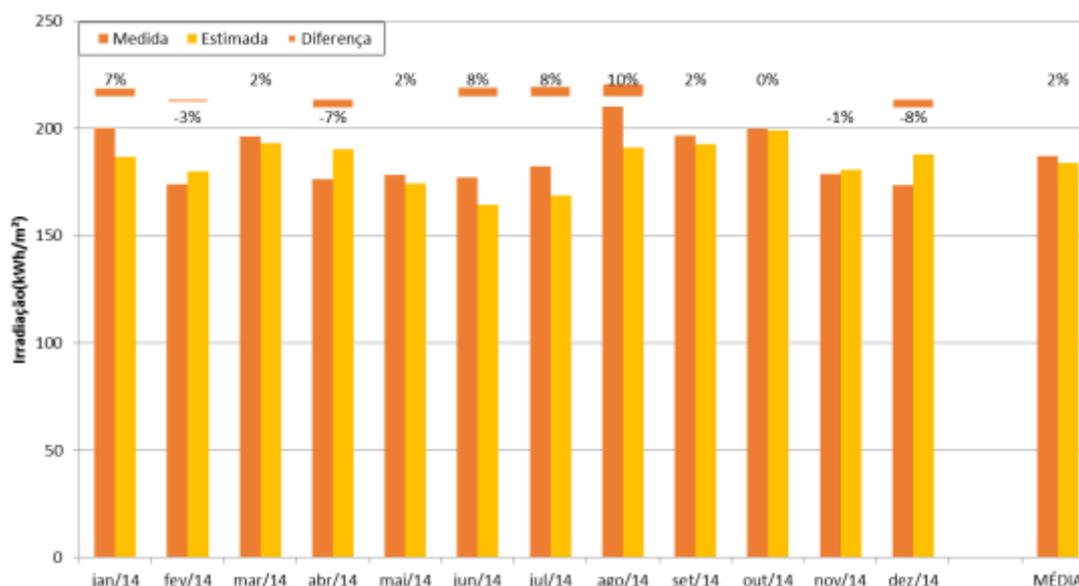


Figura 2 - Irradiação inclinada medida (piranômetro padrão secundário CMP11 x irradiação inclinada estimada (atlas solarimétrica) para o ano de 2014

### 3.2 Distribuição da Irradiância Solar.

A análise da distribuição de energia (irradiação) para faixas de irradiância faz-se necessária quando se deseja avaliar quais são os índices de irradiância mais frequentes na região. Isto permite uma avaliação da eficiência, assim como do carregamento ideal do inversor que poderia ser realizado para um novo empreendimento. A Tab. 2 representa a quantidade percentual da energia (irradiação) total do bimestre que se encontra naquele intervalo de irradiância. O valor de irradiância correspondente a cada coluna representa o valor inicial do intervalo de irradiância analisado, lembrando que o limite superior do intervalo é o valor de irradiância correspondente da coluna seguinte.

É possível observar que a distribuição de energia varia consideravelmente ao longo do ano. Para o terceiro, quarto e quinto bimestre, tem-se uma concentração maior de energia em valores em torno de 1000 W/m<sup>2</sup>; enquanto que, para os demais bimestres, nota-se uma diminuição de concentração de energia neste mesmo intervalo e um aumento de concentração para irradiâncias acima de 1200 W/m<sup>2</sup>. Isso pode estar relacionado ao aumento da nebulosidade nos meses de verão e, conseqüentemente, ao aumento de ocorrências do efeito borda de nuvens.

Tabela 2 – Distribuição da irradiação por baixas de irradiância para os seis bimestres do ano de 2014.

Energia							
	1º Bim	2º Bim	3º Bim	4º Bim	5º Bim	6º Bim	Anual
<b>G ≤ 300</b>	10%	11%	10%	8%	8%	12%	9%
<b>300 &lt; G ≤ 700</b>	31%	27%	31%	26%	21%	29%	26%
<b>700 &lt; G &lt; 1000</b>	30%	29%	44%	48%	36%	33%	37%
<b>1000 &lt; G ≤ 1200</b>	24%	26%	14%	17%	33%	24%	24%
<b>G &gt; 1200</b>	5%	8%	1%	1%	2%	3%	3%

Os intervalos de irradiância foram definidos em função das características do inversor e do módulo FV para o atual dimensionamento do sistema FV. Para valores de irradiância  $G \leq 300$ , o inversor utilizado possui uma menor eficiência quando comparado à eficiência nominal do equipamento. Baixos níveis de irradiância também têm influência no desempenho do módulo FV.

Para o ano de 2014, a maior parte da energia (irradiação), está entre 300 W/m<sup>2</sup> e 1000 W/m<sup>2</sup>, correspondendo a cerca de 63% da irradiação total recebida. Cerca de 27% da irradiação encontra-se com níveis iguais ou superiores ao valor padrão de 1000 W/m<sup>2</sup> e 3% da irradiação encontra-se com níveis superiores a 1200 W/m<sup>2</sup> na média anual.

## 4. DESEMPENHO DOS SISTEMAS

### 4.1 Performance Ratio

O desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pelo coeficiente de desempenho (Performance Ratio – PR), que é definido como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível (Marion et al, 2005). A PR é um parâmetro muito utilizado, pois permite comparar sistemas FV instalados em locais e/ou orientações diferentes e avalia a geração de energia elétrica levando em consideração a potência real do sistema sob condições de operação. A PR contabiliza todas as perdas envolvidas no sistema, como perdas por queda de tensão, devido à resistência elétrica de condutores e conectores, além das perdas por sujeira, eficiência do inversor, temperatura de operação dos módulos FV, entre outras. A eficiência dos módulos – e o consequente desempenho do sistema – é afetada negativamente pelo aumento da temperatura de operação. Dependendo da tecnologia fotovoltaica, esta influência da temperatura será maior (e.g. silício cristalino) ou menor (e.g. filmes finos de silício amorfo) (Skoplaki e Palyvos, 2009a; b). As Fig. 3 e Fig. 4 mostram, respectivamente, a Performance Ratio CC e a Performance Ratio CA para os cinco sistemas juntamente com a temperatura estimada média do módulo FV. Os valores de temperatura ambiente são médias diárias ponderadas em função do nível de irradiância medido pelo piranômetro inclinado da estação solarimétrica. A temperatura estimada média do módulo FV é calculada utilizando-se um  $\Delta T=25^\circ$  entre a temperatura ambiente e a temperatura do módulo FV. Esta aproximação foi obtida a partir das medições pontuais de temperatura das costas dos módulos FV e temperatura ambiente durante o comissionamento do sistema. Este valor não é utilizado nos cálculos de desempenho e possui apenas caráter informativo para melhor compreensão dos gráficos de PR.

Na análise de PR dos sistemas puderam ser observados e identificados diversos fatores que contribuíram positivamente ou negativamente no desempenho das tecnologias FV. Com base na natureza física de cada fenômeno, e no conhecimento prévio de alguns aspectos de desempenho de cada tecnologia FV, foram elaboradas hipóteses para explicar a causa dos eventos observados no decorrer do período analisado. A PRcc média para o ano de 2014 foi a-Si (92,3%), p-Si (88,4%), m-Si (87,9%), a-Si/ $\mu$ c-Si (83,9%) e CIGS (82,2%). Para a PRca a média para o período foi de a-Si (88,1%), m-Si (83,0%), p-Si (82,2%), a-Si/ $\mu$ c-Si (78,7%) e CIGS (76,9%). Sendo que a diferença entre o ranking de PRca para as tecnologias m-Si e p-Si quando comparada com o ranking de PRcc, pode ser explicado pelo carregamento do inversor m-Si ligeiramente menor que a tecnologia p-Si, levando este inversor a operar com uma melhor eficiência.

#### Janeiro e Fevereiro:

Nos dois primeiros meses de operação do sistema, o fator que ficou em evidência foi o efeito da estabilização inicial dos módulos de silício amorfo e as perdas por sobrecarregamento do inversor.

O desempenho (PRcc e PRca) da tecnologia de silício amorfo cai bastante entre Janeiro e Fevereiro. Isso ocorre porque os módulos de silício amorfo ainda estão na fase de estabilização do efeito Staebler-Wronski. Através do efeito SWE, os módulos FV de filme fino de a-Si:H sofrem uma perda de desempenho ao longo do primeiro ano de exposição ao sol e este efeito se estabiliza após este período. Devido a esta estabilização inicial, os módulos da tecnologia a-Si são normalmente comercializados com potência superior à nominal, o que explica uma PRcc superior a 100% para essa tecnologia no mês de Janeiro.

#### Março e Abril:

É possível observar, para a tecnologia de a-Si, que o sistema vem apresentando uma PR superior à das outras tecnologias. Este comportamento se dá em virtude do menor coeficiente de temperatura desta tecnologia, que resulta em melhor desempenho em climas quentes quando comparada às outras tecnologias. Outra característica que contribui significativamente para o melhor desempenho desta tecnologia é que os módulos de a-Si ainda estão no período de degradação e estabilização, que irá durar cerca de seis meses, contando a partir da data de instalação do sistema (Rüther et al., 2003).

#### Mai e Junho:

Para o período analisado foi observada a mesma tendência de PR encontrada nos meses anteriores, com a tecnologia de a-Si com melhor desempenho e CIGS com a menor PR entre as tecnologias.

Uma maior redução de desempenho das tecnologias de a-Si e a-Si/ $\mu$ c-Si foi observada em comparação com as outras tecnologias. A redução acentuada de desempenho destas tecnologias pode estar associada à mudança espectral causada pela diminuição da nebulosidade para o período analisado. A intensa redução de desempenho de a-Si, também pode estar associada à fase final do período de estabilização de desempenho desta tecnologia.

As tecnologias de a-Si e a-Si/ $\mu$ c-Si possuem respostas espectrais nos comprimentos de onda entre 300 e 800 nm. Estas faixas espectrais estão associadas a céus com maior nebulosidade (composição espectral mais azul). Este tipo de composição espectral foi bastante observado nos meses de Janeiro a Abril; já nos meses de Maio e Junho, em virtude da baixa nebulosidade, esta composição espectral pode não ter sido tão acentuada, o que pode explicar o menor desempenho destas tecnologias. Somente medições realizadas com um espectroradiômetro, no entanto, poderiam confirmar esta hipótese.

Para as tecnologias de c-Si e m-Si, desde o início da operação do sistema é observado o mesmo comportamento. Antes do inversor a PRcc do sistema m-Si é maior que a do c-Si, enquanto, após o inversor, a PRca do sistema m-Si

se iguala à do c-Si. Supõe-se que isso ocorre por causa da diferença de eficiência do inversor originada pela diferença de carregamento de cada inversor.

A tecnologia de CIGS vem apresentando desde o início do projeto a menor PR entre todos os sistemas. Isto se deve, em parte, ao forte coeficiente negativo de temperatura desta tecnologia, que é ainda superior ao do silício cristalino e, portanto, dentre as tecnologias avaliadas, o mais elevado. Além disto, o módulo, por ter cor preta, atinge uma temperatura superior aos outros do sistema. Isso faz com que as perdas por temperatura para esta tecnologia sejam as mais elevadas dentre as utilizadas neste projeto. No comissionamento desta tecnologia também foi observado uma ligeira discrepância negativa entre a potência medida e potência declarada pelo fabricante. Quando comparada com outras tecnologias, a PR do CIGS apresentou-se estável, enquanto as demais tiveram redução de PR. Isto pode estar associado à redução de temperatura ambiente para o bimestre analisado, uma vez que a tecnologia CIGS é a mais sensível à variação de temperatura dentre as tecnologias FV comercialmente disponíveis.

#### Julho e Agosto:

Foi observada uma redução de desempenho em todas as tecnologias avaliadas; esta redução pode ter sido causada devido ao acúmulo de sujeira sobre os módulos FV, visto que não houve desligamentos de energia no sistema e a temperatura ambiente não apresentou elevação, causas que também poderiam afetar todas as tecnologias. A Fig. 3 ilustra o acúmulo de sujeira sobre os módulos FV. Para a tecnologia de m-Si, que até o mês de Julho teve um comportamento semelhante ao da tecnologia de c-Si, observa-se uma queda significativa para o mês de Agosto. Isso pode ser atribuído, principalmente, ao acúmulo de sujeira na superfície do sistema de m-Si que, dentre as tecnologias avaliadas, foi a mais afetada devido ao acúmulo não uniforme de sujeira.

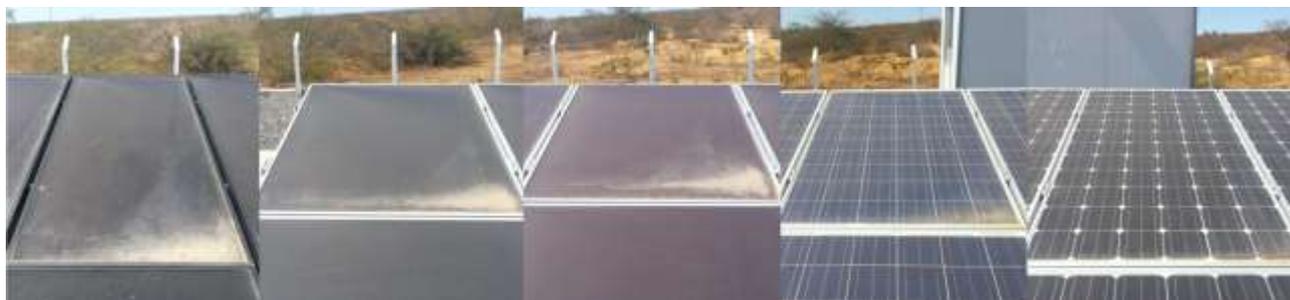


Figura 3 – Acúmulo de sujeira sobre um módulo de cada tecnologia FV (da esquerda para a direita, CIGS, a-Si/μc-Si, a-Si, poli-Si, mono-Si) evidenciando o perfil não-homôgeneo. (Hickel et al, 2015).

#### Setembro e Outubro:

Para o quinto bimestre observou-se uma tendência de PR diferente da encontrada nos meses anteriores. Em Setembro, foi observada uma redução de desempenho em todas as tecnologias avaliadas, com exceção da tecnologia a-Si. Esta redução, assim como nos dois meses anteriores, pode ter sido causada pelo forte acúmulo de sujeira sobre os módulos FV em conjunto com o aumento da temperatura.

As tecnologias de a-Si/μc-Si e a-Si sofreram menor influência do aumento da temperatura em seu desempenho, visto que estas tecnologias possuem os menores coeficientes de temperatura dentre os sistemas avaliados. Além disso, o efeito Staebler-Wronski tipicamente sofre uma redução parcial com temperaturas de operação mais elevadas, onde ocorre o chamado recozimento térmico dessa tecnologia (Nascimento, 2013).

No mês de Outubro, observou-se uma relevante melhora no desempenho de todas as tecnologias. Esta melhora deve-se à limpeza do sistema realizada entre 29 de Setembro e 02 de Outubro. A Tab. 3 apresenta os resultados da melhora de desempenho, causada pela limpeza dos módulos FV, utilizando duas diferentes metodologias científicas<sup>1</sup> (Hickel et al, 2015).

Tabela 3 - Valores percentuais de melhora do desempenho dos subsistemas relativo às medições IxV e PR normalizada. (Hickel et al, 2015).

PR (%)	Subsistemas por tecnologia				
	μc-Si	a-Si	CIGS	m-Si	p-Si
Melhora no Desempenho (medição IxV)	5,6%	8,2%	3,6%	4,5%	11,3%
Melhora no Desempenho (PR normalizada)	5,5%	5,3%	5,0%	4,6%	12,1%

<sup>1</sup> Maiores detalhes sobre a avaliação da influência da sujeira no sistema FV analisado podem ser encontradas em um artigo dedicado ao tema publicado nesta conferência (ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO ACÚMULO DE SUJEIRA SOBRE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FV: REVISÃO E MEDIÇÕES DE CAMPO, HICKEL ET AL, 2015).

**Novembro e Dezembro:**

Para o sexto bimestre observou-se uma tendência de PR semelhante à encontrada nos meses anteriores. O mês de Novembro apresentou uma diminuição na temperatura, o que leva a uma melhora no desempenho das tecnologias avaliadas. Contudo as tecnologias de a-Si/ $\mu$ c-Si e a-Si por terem os menores coeficiente de temperatura, possuem um menor impacto desta variável ambiental em seu desempenho

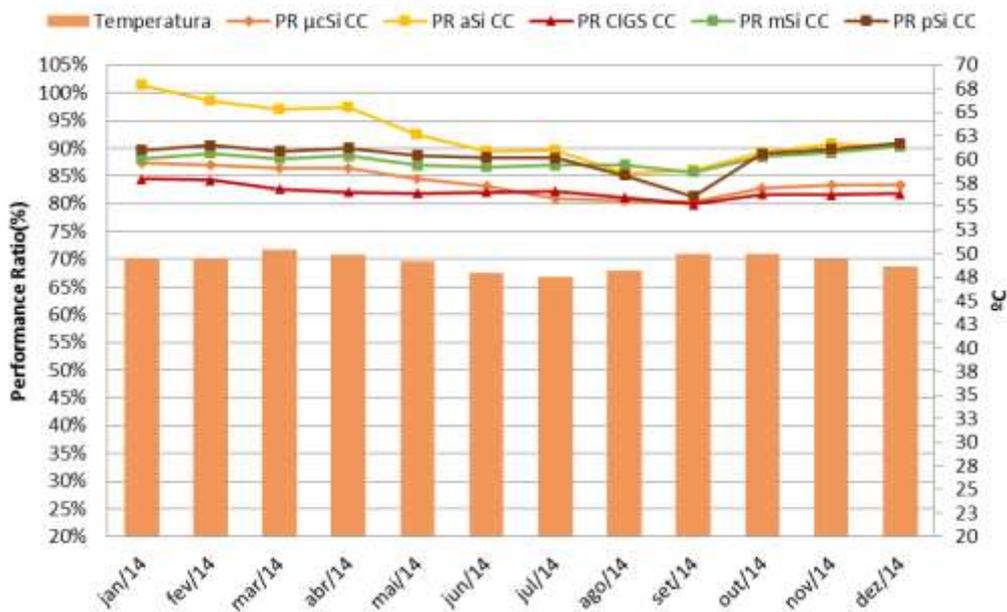


Figura 4 – Performance Ratio c.c do sistema FV

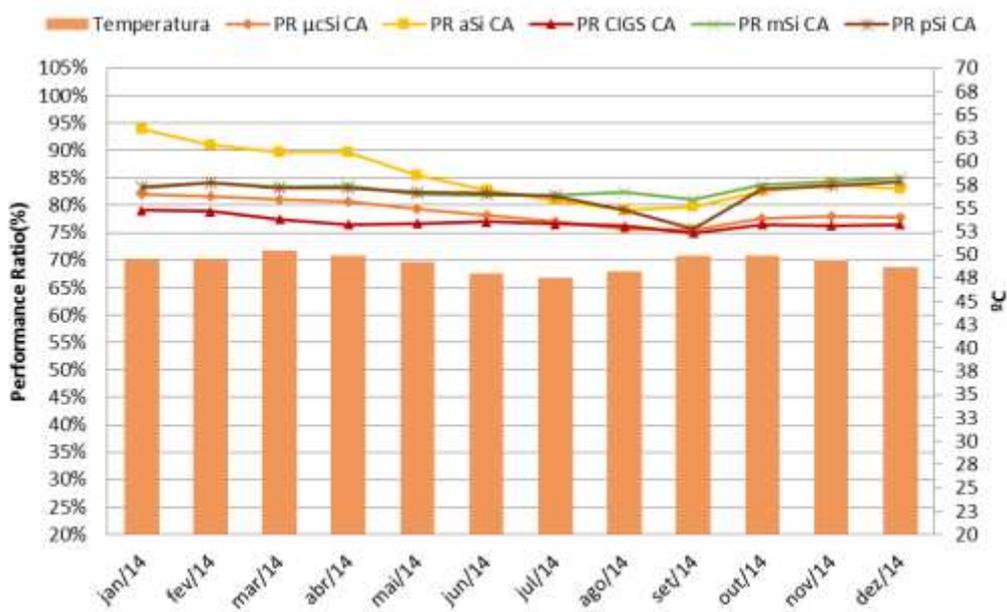


Figura 5 - Performance Ratio c.a do sistema FV

**4.2 Yield (Produtividade do sistema FV)**

Outra figura de mérito relevante é o Yield (kWh/kWp), ou produtividade do sistema. Ele é definido como a geração do sistema (kWh) para determinado período, dividido pela potência cc instalada (kWp). Na Fig. 6, é apresentado o Yield mensal dos cinco sistemas para todo o ano de 2014.

No caso específico da avaliação de desempenho entre sistemas instalados no mesmo local e com mesma orientação, o Yield traz a mesma informação que a PR, e é portanto redundante. Porém, é útil na comparação com sistemas instalados em outras localidades.

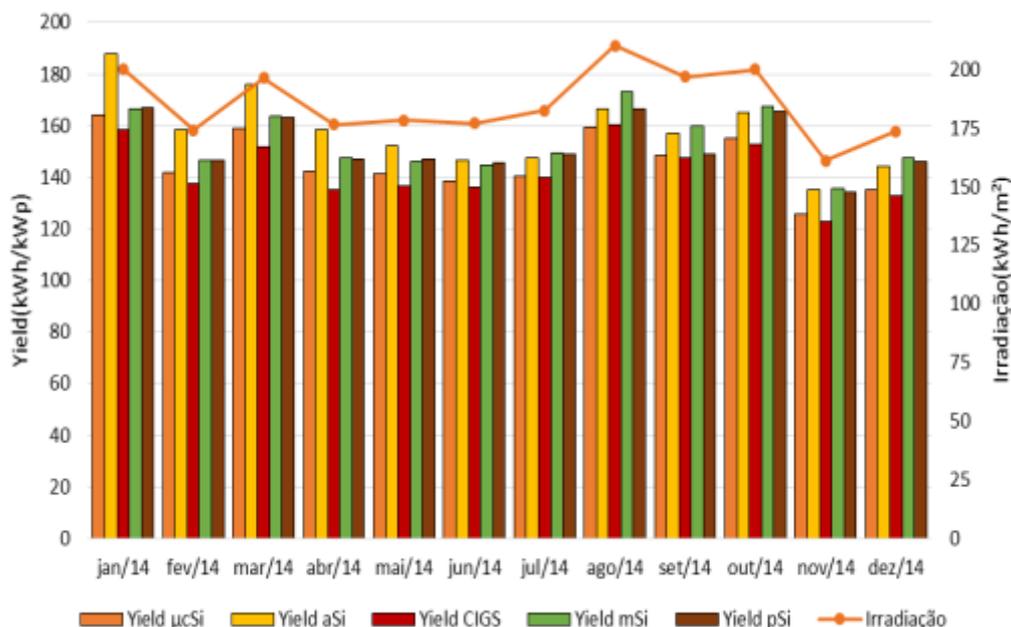


Figura 6 – Yield (Produtividade do Sistema FV) para o período de 2015.

## 5. CONCLUSÕES

O desempenho do sistema, para o período compreendido entre os meses de Janeiro a Dezembro, de 2014, foi avaliado comparando dados medidos de diversas variáveis elétricas do sistema com dados adquiridos pela estação solarimétrica.

Os dados de irradiação global inclinada variaram, em média, para todo o período analisado, aproximadamente 2% entre valores medidos e valores estimados pelo atlas brasileiro de energia solar, estando os valores médios encontrados dentro do rMBE (desvio médios relativos) para a região. O valor de irradiação anual inclinada para o ano de 2014 foi de 2246 kWh/m<sup>2</sup>.ano

Para o ano de 2014, a maior parte da energia (irradiação), está entre 300 W/m<sup>2</sup> e 1000 W/m<sup>2</sup>, correspondendo a cerca de 63% da irradiação total recebida. Cerca de 27% da irradiação encontra-se com níveis iguais ou superiores ao valor padrão de 1000 W/m<sup>2</sup> e 3% da irradiação encontra-se com níveis superiores a 1200 W/m<sup>2</sup>.

Durante a avaliação das tecnologias fotovoltaicas foi possível observar uma forte correlação das variáveis ambientais (temperatura, sujeira, espectro, nebulosidade, entre outras) no desempenho do sistema FV. Foram também observados os efeitos da degradação inicial para as tecnologias de filmes finos, em especial, para silício amorfo (a-Si). Para o período avaliado a PRcc média para o ano de 2014 foi: a-Si (92,3%), p-Si (88,4%), m-Si (87,9%), a-Si/ $\mu$ c-Si (83,9%) e CIGS (82,2%). Para a PRca a média para o período foi: a-Si (88,1%), m-Si (83,0%), p-Si (82,2%), a-Si/ $\mu$ c-Si (78,7%) e CIGS (76,9%)

As tecnologias que apresentaram melhor desempenho foram a-Si, p-Si e m-Si. Contudo, as tecnologias de silício cristalino, devido à disposição de suas células no módulo FV, durante os períodos com maior incidência de sujeira, tiveram maior queda de desempenho.

## REFERÊNCIAS

- Marion, B.; Adelstein, J.; Boyle, K.; Hayden, H.; Hammond, B.; Fletcher, T.; Canada, B.; Narang, D.; Shugar, D.; Wenger, H.; Kimber, A.; Mitchell, L.; Rich, G.; Townsend, T., 2005. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems: 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition.
- Nascimento, L. A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública; Departamento de Engenharia Civil - UFSC, Florianópolis – SC, 2013. 94 p.
- RÜTHER, R.; NASCIMENTO, L.; JUNIOR, J. U.; PFITSCHER, P.; VIANA, T. Performance assessment of a microcrystalline Si PV installation in a warm climate. In: 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010. Anais. Honolulu -HI, EUA, 2010.v.1. p. 4.
- SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. Solar Energy. Issue 5, v.83, p.614-624, 2009a.

Qasem, H., Betts, T. R., Müllejans, H., AlBusairi, H. and Gottschalg, R. (2012), Dust-induced shading on photovoltaic modules. *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, 22: 218–226.

## **PERFORMANCE EVALUATION OF DIFFERENT PV TECHNOLOGIES IN BRAZILIAN NORTHEAST**

**Abstract.** *This paper presents the investigation results of the generation potential of five different PV technologies (a-Si, a-Si/ $\mu$ c-Si, CIGS, m-Si and c-Si), each with an installed power of approximately 2kWp. This PV system is located in Bahia, at the city of Brotas de Macaúbas. For the analyzed period, global tilted irradiation data varied, approximately 2% between measured and estimated data by the Brazilian solar energy atlas. The annual tilted irradiation value for the year of 2014 was 2246 kWh/m<sup>2</sup>.year, with about 27% of the irradiance having a level equal or superior to the standard value 1000 W/m<sup>2</sup>.*

*The technologies with best performance were a-Si, m-Si e c-Si. However, the crystalline silicon technologies, due to the cell layout of their PV modules, during the periods with high incidence of soiling, had the biggest performance drop.*

**Keywords:** *Performance assessment of PV technologies, Performance Ratio (PR), Soiling*