GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA COM SISTEMA DE RASTREAMENTO DE DOIS EIXOS NO MUNICÍPIO DE JAGUARI-RS.

Lucas Rafael do Nascimento – nascimento.ufsc@gmail.com
Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil
Pedro Henrique Veríssimo - verissimo.pedroh@gmail.com
Anelise Medeiros Pires – anelisempires@gmail.com
Ricardo Rüther - rruther@gmail.com
Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil
César Sobral – csobral@siemens.com
Dresser-Rand Guascor do Brasil – Siemens

4.4 – Concentração e rastreamento para conversão fotovoltaica

Resumo. *Em outubro de 2014, com o objetivo de confirmar os índices de irradiação solar direta no interior do Rio Grande do Sul, iniciou-se um projeto de P&D ANEEL com a empresa Guascor do Brasil e UFSC. Na avaliação de irradiação solar medida pelo rastreador de dois eixos observou-se uma média de 2263 kWh/m².ano. O valor de irradiação mostra que a quantidade de energia absorvida por esse rastreador solar é 30% superior quando comparado a um sistema FV fixo instalado na mesma região (admitindo a inclinação do sistema fixo igual à latitude local) e revela uma irradiação solar comparável à dos melhores sítios do Nordeste.*

Palavras-chave: *Energia solar fotovoltaica, sistemas FVs com rastreamento, rastreamento de dois eixos.*

1. INTRODUÇÃO

A geração solar FV com sistemas rastreadores da trajetória aparente do sol é uma proposta de topologia de sistema FV que apresenta certas vantagens como ampliar a quantidade absorvida de energia proveniente do sol, aumentando o período de geração no início e no final do dia. Esta curva de geração, com intensificação da disponibilidade energética principalmente nas primeiras horas da manhã e no final da tarde, pode ser de grande valia em um sistema híbrido em função da curva de carga da rede.

O estudo apresentado neste artigo foi realizado no âmbito do projeto de P&D ANEEL - Guascor/UFSC (PD-0498-0001/2009) intitulado Avaliação Tecnológica da Geração Híbrida Solar Fotovoltaico-Diesel e Acumuladores Avançados em Mini-redes do Sistema Isolado da Região Norte do Brasil. O sistema analisado teve o início de sua operação em 2 de outubro de 2014 e está localizado no estado do Rio Grande do Sul, no município de Jaguari, junto à PCH de Furnas do Segredo. O objetivo deste projeto é a avaliação tecnológica de sistemas híbridos inovadores, através da instalação e monitorização de sistemas solares FVs com rastreamento da trajetória aparente do sol. O Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (FV-UFSC 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 a avaliação do desempenho do sistema FV e também dos níveis de irradiação solar do local.

2. METODOLOGIA

O sistema FV teve início de sua operação no dia 2 de outubro de 2014. Ele possui 11,76 kWp de potência instalada e utiliza a tecnologia FV de silício multicristalino (p-Si) e um inversor Sunny Tripower 12000TL.

O sistema possui rastreamento solar em dois eixos com uma abertura azimutal de 240°, o qual varia de -120° a 120° graus, e uma elevação zenital que varia entre 0° e 58°. O sistema pode ser observado na Fig. 1 e é constituído por duas *strings* com 24 módulos cada, além de quatro módulos FV que não estão eletricamente conectados, tendo apenas função estética e de elemento de reposição na composição do sistema.

Anexo a esta estrutura do sistema, está acoplada uma célula de referência de silício amorfo Sunny Sensor (a-Si), responsável pela medição da irradiação incidente no plano dos módulos FV.

Figura 1 - Vista geral do rastreador solar com seguimento de dois eixos.

Além disso, no local também está instalada uma estação solarimétrica, para realizar medições meteorológicas locais. A estação conta com células de referência de silício cristalino horizontal e inclinada, piranômetros horizontal e inclinado, termohigrômetro, anemômetro, barômetro e pluviômetro.

Durante o período de outubro de 2014 a julho de 2016, foram analisados e comparados os dados de irradiação provenientes do Atlas Brasileiro de Energia Solar com os dados medidos através da célula de referência acoplada ao seguidor.

Como os dados fornecidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar são estimados para um plano horizontal, estes valores foram transpostos através de modelo de transposição de planos de Perez *et al.* (1987) para o plano inclinado com rastreamento solar.

A comparação de desempenho entre o sistema rastreador de dois eixos e um sistema fixo foi realizada comparando os dados medidos pela célula de referência acoplada ao rastreador e pela célula de referência fixa inclinada a 29°, acoplada à estação solarimétrica. Os dados foram armazenados em um *datalogger* com taxa amostral de um segundo e armazenados com uma média de cinco minutos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Avaliação da irradiação solar

Os níveis de irradiação solar incidentes no Brasil foram mapeados pelo projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment). Os dados deste projeto permitiram a elaboração do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al., 2017)*, que apresenta dados de irradiação na superfície terrestre, com resolução espacial de 10 x 10 km, obtidos a partir do tratamento de uma série histórica (1999 a 2015) de dados e imagens de satélite geoestacionário. Os dados fornecidos pelo atlas foram transpostos utilizando o software PVSyst e comparados com os dados medidos pela célula de referência acoplada ao seguidor de dois eixos (Fig. 2).

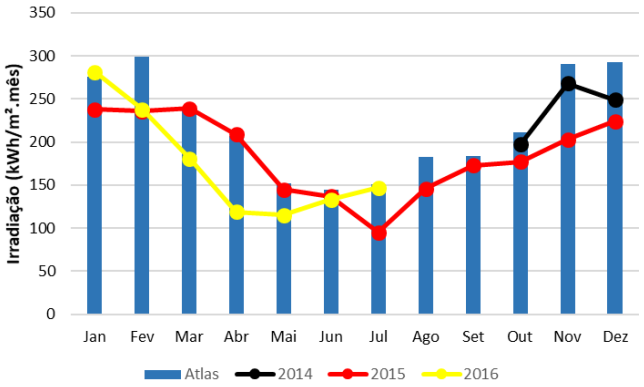

Figura 2 - Irradiação medida em 2014, 2015 e 2016 x Irradiação obtida do Atlas Brasileiro de Energia Solar.

A diferença percentual entre os valores medidos e os valores históricos do Atlas Brasileiro de Energia Solar para o período analisado é de 20% e está representada na Tab. 1, onde valores positivos indicam que o Atlas está superestimando os valores medidos.

Tabela 1 - Comparação dos valores de irradiação do Atlas com valores medidos.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2014										7%	8%	17%
2015	16%	27%	-1%	-1%	5%	5%	59%	25%	6%	19%	43%	31%
2016	-2%	26%	31%	74%	32%	8%	3%					

Em uma primeira análise, é possível observar que, na maioria dos meses, os valores de irradiação medidos ficam abaixo dos valores estimados pelo Atlas. Como exemplo claro, pode-se ressaltar os meses de julho de 2015 e abril de 2016, que apresentaram irradiações muito baixas; por isso a diferença entre dados medidos e estimados é mais expressiva.

Apesar da aparente superestimativa, é importante considerar os seguintes pontos:

- O período dos dados medidos é de apenas 22 meses, enquanto que o banco de dados avaliado se baseia em séries históricas com um período de 10 anos.
- Os dados analisados neste estudo utilizam uma célula de referência, enquanto o Atlas utiliza dados de satélite validados por piranômetros. Em função das características construtivas da célula de referência, estas podem medir em média 4% menos irradiação solar que um piranômetro (Reich *et al.*, 2011)

Em virtude dos fatos expostos, não é possível afirmar que o Atlas Brasileiro de Energia Solar superestima o recurso solar para a região, pois levando-se em consideração as limitações do sensor utilizado, os valores medidos encontram-se dentro das incertezas deste banco de dados, que é de até 7% para a região analisada (Pereira *et al*., 2006; Viana, 2010).

3.2 Comparação entre sistemas FV fixos e com rastreamento de dois eixos

Utilizando os dados coletados pela célula de referência inclinada e a célula de referência acoplada ao rastreador, foi possível comparar o desempenho entre um sistema fixo com o sistema com rastreamento de dois eixos.

A Fig. 3 ilustra a diferença entre os valores de irradiância global normal no plano dos módulos FV com rastreamento e os valores de irradiação global inclinada no plano da célula inclinada fixa, medidos durante o dia 18 de janeiro de 2016, caracterizando um dia com céu predominantemente limpo. O decaimento de irradiância, que ocorre às 18h40min, observado no gráfico do seguidor (na Fig. 3) está associado a um sombreamento causado por um poste localizado nas proximidades do sistema. É possível observar que os ganhos mais significativos do sistema rastreador acontecem nas primeiras e nas últimas horas do dia, onde o sistema consegue captar muito mais energia do que um sistema fixo.

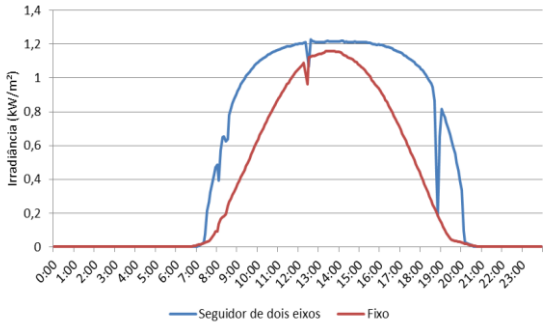

Figura 3 - Comparação entre irradiância global normal e irradiância global inclinada (dia ensolarado).

Na Fig. 4 é possível observar que as irradiâncias medidas pela célula acoplada ao sistema e pela estação solarimétrica não diferem significativamente em um dia nublado. Isto ocorre porque em dias nublados a parcela de irradiação direta é baixa, predominando a irradiação difusa. Sendo assim, em dias nublados, a diferença entre um sistema FV fixo e um sistema com seguimento de dois eixos não é muito significante.

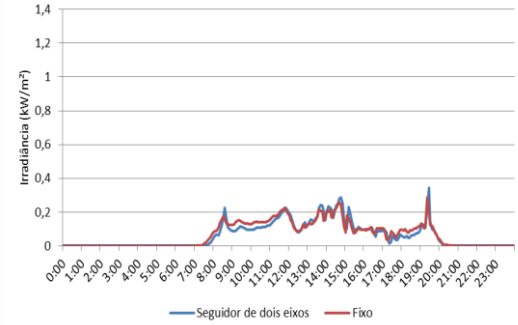

Figura 4 - Comparação entre irradiância global normal e irradiância global inclinada (céu nublado).

Fazendo uma análise mais ampla, comparando diariamente a célula de referência fixa inclinada com a acoplada ao seguidor de dois eixos, pode-se observar a diferença média de aproveitamento do recurso solar, conforme apresentado na Fig. 5.

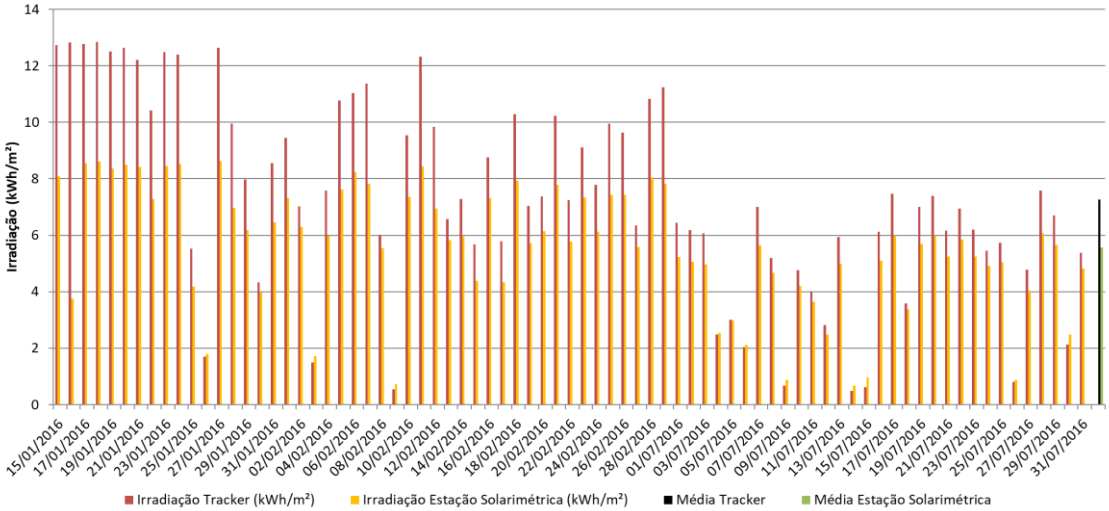

Figura 5 - Comparação diária de irradiação global normal do seguidor de dois Eixos Vs. Irradiação global inclinada da estação Solarimétrica.

Para a comparação da irradiação global normal, quando comparada a irradiação no plano inclinado, com inclinação do sensor igual à latitude local (melhor aproveitamento para um sistema sem rastreamento) durante o período de 15/01/2016 a 31/07/2016 é possível observar que em média a irradiação global normal é de 7,26 kWh/m².dia e a irradiação global inclinada de 5,57kWh/m².dia, o que representa uma disponibilidade solar 30% superior para o rastreador solar de dois eixos quando comparado ao plano fixo inclinado para o período.

Os valores apresentados não cobrem um ano completo de medição e apresentam falta de dados durante o período de março a junho de 2016 em função de uma descarga atmosférica que danificou o sistema de aquisição de dados. Contudo as medições apontam conclusões similares à avaliação previamente realizada com base em dados de satélite (Viana, 2010), que aponta que a irradiação direta normal para certas regiões do Rio Grande do Sul apresenta valor cerca de 10 a 20% superior que a irradiação global inclinada Fig. 6. Como neste caso o rastreador solar está medindo a irradiação global normal (soma da irradiação direta normal e irradiação difusa normal), é esperado que este valor seja superior ao apresentado na tese supracitada.

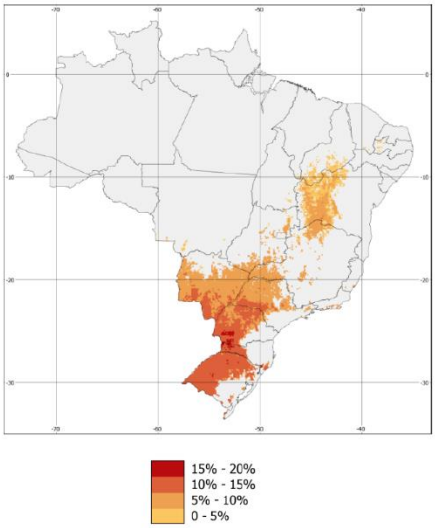

Figura 6 - Mapa das regiões nas quais a irradiação direta normal é igual ou maior que a irradiação global inclinada (legenda indica o percentual de prevalência entre direta normal sobre a irradiação global inclinada). Fonte: (Viana, 2010)

3.3 Distribuição de energia para faixas de irradiância

A análise da distribuição de energia 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[1] ideal do inversor que poderia ser utilizado para um novo empreendimento. A curva de eficiência do inversor é apresentada na Fig. 7.

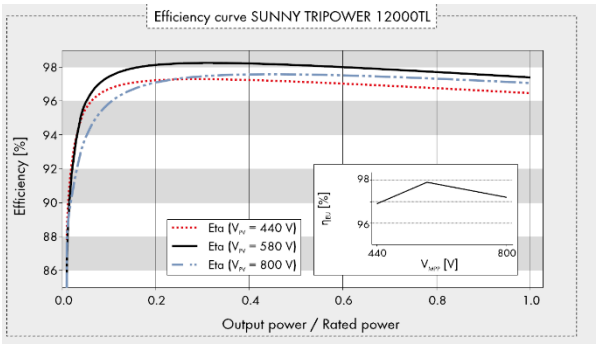

Figura 7 - Curva de eficiência do inversor (SMA, 2009).

Para valores de irradiância onde G ≤ 300, o inversor utilizado possui uma menor eficiência quando comparado à eficiência nominal do equipamento. Baixos níveis de irradiância também influenciam o desempenho do módulo FV.
Os valores de irradiância 300 < G ≤ 700 estão relacionados aos maiores níveis de eficiência do inversor utilizado no projeto, quando este se encontra submetido a carregamentos típicos de sistemas FV de cerca de 120%.

O intervalo de irradiância 700 < G ≤ 1000, assim como o intervalo anterior, está relacionado à melhor eficiência do inversor, para um sistema FV utilizando carregamento de 98%, o qual é utilizado no dimensionamento do sistema de Jaguari. Este intervalo de irradiância também apresenta o limite superior de 1000 W/m².

[1] O carregamento do inversor pode ser descrito como o inverso do fator de dimensionamento do inversor (FDI). O carregamento é dado como razão entre a potência instalada dos módulos FV e a potência nominal do inversor.

A Tab. 2 apresenta a quantidade percentual da energia (irradiação) média mensal, agrupada por intervalos de irradiância. Os intervalos de irradiância foram definidos em função das características do inversor e do módulo FV para o atual dimensionamento do sistema FV.

Tabela 2 - Distribuição de irradiância por intervalos de interesse e sua respectiva irradiação.

	0≤G<G300	300≤G<700	700≤G<1000	1000≤ G<1200	1200≤ G<1350	G≥1350
Jan	5,95%	15,65%	18,90%	33,85%	24,00%	1,65%
Fev	4,50%	14,85%	22,60%	31,55%	23,50%	3,00%
Mar	6,85%	14,05%	20,65%	45,05%	13,00%	0,40%
Abr	9,95%	16,55%	29,35%	42,85%	1,30%	0,00%
Mai	11,90%	16,55%	33,45%	37,80%	0,30%	0,00%
Jun	8,85%	17,75%	50,20%	23,20%	0,00%	0,00%
Jul	12,65%	19,25%	43,75%	24,15%	0,20%	0,00%
Ago	10,20%	21,30%	40,60%	27,90%	0,00%	0,00%
Set	7,10%	17,00%	32,10%	42,50%	1,20%	0,10%
Out	8,85%	18,75%	25,90%	42,50%	3,80%	0,20%
Nov	6,45%	15,50%	19,00%	42,35%	16,00%	0,70%
Dez	7,10%	15,45%	19,85%	31,05%	24,25%	2,30%
Média	**8,36%**	**16,89%**	**29,70%**	**35,40%**	**8,96%**	**0,70%**

Pode-se observar na Tab. 2 que cerca de 50% da irradiação anual encontra-se acima de 1000 W/m²; isto ocorre porque o sistema possui um rastreador de dois eixos, ou seja, segue o posicionamento do sol durante todo o dia, maximizando a captação de energia dos módulos. Isto mostra que sistemas com rastreamento necessitam de um correto dimensionamento para evitar perdas elétricas por sobrecarregamento do inversor.

3.4 Geração mensal

A Fig. 8 e a Tab. 3 apresentam a geração do sistema FV para o período de outubro de 2014 a fevereiro de 2016. Cada uma das barras representa a geração em corrente contínua (CC) do mês correspondente, em kWh.

O valor máximo de geração foi observado no mês de novembro de 2014, mesmo este não tendo sido o mês de maior irradiação global normal (que ocorreu em janeiro de 2016). As médias mensais de geração são apresentadas na Fig. 9 e a geração média de todo o período utilizado foi de 1773,8 kWh.

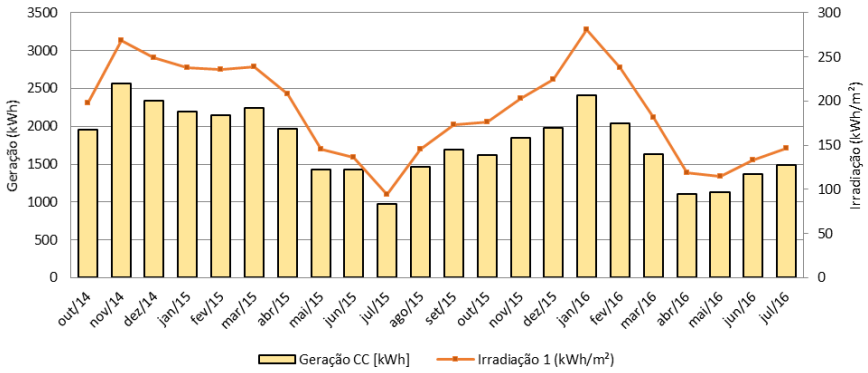

Figura 8 - Geração mensal CC do sistema para o período de outubro de 2014 a julho de 2016.

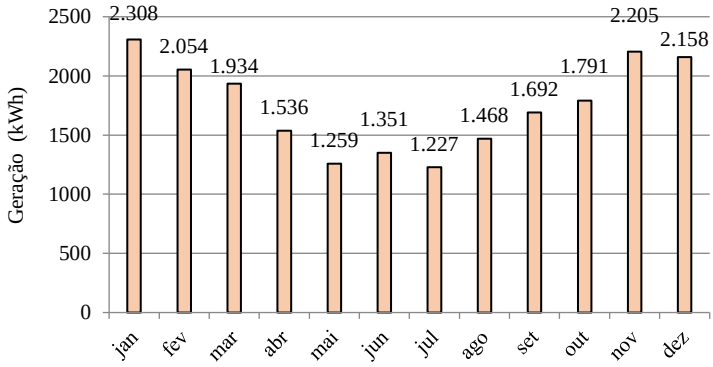

Figura 9 – Geração CC mensal média do sistema FV.

Tabela 3 - Valores de irradiação global normal ao plano do módulo e de geração mensal.

		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	2014										197	268	249
Irradiação (kWh/m²)	**2015**	238	236	239	209	145	137	95	146	173	177	203	224
	2016	281	238	181	119	115	133	147					
	2014										1958	2566	2337
Geração CC (kWh)	**2015**	2200	2072	2240	1964	1388	1331	971	1468	1692	1624	1844	1979
	2016	2415	2036	1628	1109	1129	1371	1483					

Conforme esperado, a geração é diretamente proporcional à irradiação, levando os meses com maiores índices de irradiação (verão) a uma consequente geração de energia mais elevada quando comparados com os meses de inverno. Observa-se também, na Fig. 8, um maior distanciamento entre a curva de irradiação e os valores de geração nos meses de novembro a março, causado por perdas de potência devido a temperaturas mais elevadas nos módulos FVs.

3.5 Desempenho do sistema

3.5.1 Performance ratio

Um dos índices mais utilizados para medir o desempenho de um sistema FV é a Perfomance Ratio – PR, o qual é definida como a relação entre o desempenho real do sistema e o máximo desempenho teórico possível. A PR é um coeficiente de desempenho muito importante porque permite comparar sistemas instalados em localidades e orientações diferentes e até mesmo com potências instaladas distintas. Através da PR é possível contabilizar todas as perdas envolvidas em um sistema, como perdas por queda de tensão, perdas por sujeira, eficiência do inversor, temperatura de operação dos módulos FV, entre outras (Marion *et al.* 2005).

A PR obtida pelo lado de corrente contínua (PRcc) do sistema não leva em consideração as perdas por eficiência do inversor. Já a PR do lado de corrente alternada (PRca) inclui todas as perdas, sendo, portanto, a mais utilizada nas análises de desempenho. A Fig. 10 e a Fig. 11 apresentam, respectivamente, o perfil de PRcc e a PRca do sistema, onde os valores estão representados na Tab. 4 juntamente com a temperatura média ponderada do módulo, que foi calculada como a média ponderada pela irradiância.

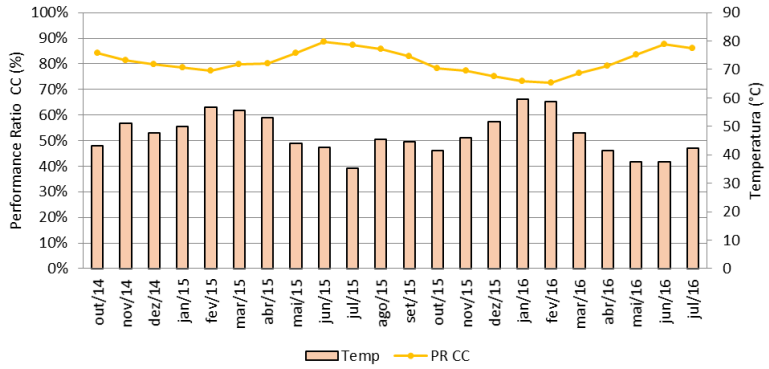

Figura 10 - *Performance Ratio CC* - temperatura média ponderada pela irradiância do módulo.

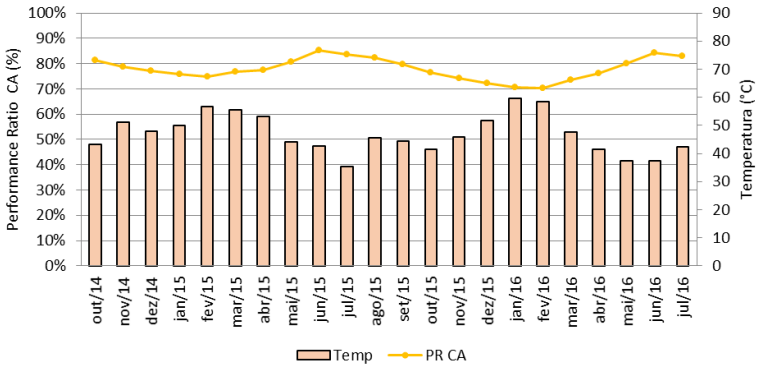

Figura 11 - Performance Ratio CA - temperatura média ponderada pela irradiância do módulo.

O aumento da temperatura de operação dos módulos afeta negativamente seu desempenho (Skoplaki e Palyvos, 2009). Os módulos de p-Si possuem um coeficiente de temperatura de potência que, segundo o fabricante, é de cerca de -0,45 %/°C. Este valor é consideravelmente alto, assim esta tecnologia é bastante afetada pela temperatura. Por isso, pode-se observar na Fig. 10 que há uma relevante melhora na PR do sistema para meses mais frios.

Como pode ser observado na Fig. 12, que apresenta o gráfico com resposta espectral das diferentes tecnologias FV, a tecnologia de p-Si apresenta melhor resposta em comprimentos de ondas maiores (espectro mais vermelho); ou seja, esta tecnologia é afetada negativamente por dias com predominância de céu mais nebuloso (céu azul) (Rodrigo, P. M. et al, 2017). Esse comportamento pode ser a causa do decaimento da PR de junho para julho, já que estes meses tiveram predominância de dias nublados. Contudo, essa hipótese só pode ser confirmada com medições utilizando um espectroradiômetro.

O mês de julho foi um mês com predominância de dias nublados; em muitos dias a irradiância não passava de 300 W/m². Este pode ser outro fator associado ao decaimento da PR neste mês, já que a resposta da tecnologia de p-Si atinge eficiência nominal somente para irradiâncias acima de 300 W/m².

Tabela 4 - Performance Ratio no período de outubro de 2014 a julho de 2016.

		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2014	**Temp. Média (°C)**										43	51	48
	PRcc										84%	81%	80%
	PRca										81%	79%	77%
2015	**Temp. Média (°C)**	50	57	56	53	44	43	35	46	45	42	46	52
	PRcc	79%	77%	80%	80%	84%	89%	87%	86%	83%	78%	77%	75%
	PRca	76%	75%	77%	77%	81%	85%	83%	82%	80%	77%	74%	72%
2016	**Temp. Média (°C)**	60	59	48	42	38	38	42					
	PRcc	73%	73%	76%	79%	84%	88%	86%					
	PRca	71%	70%	74%	76%	80%	84%	83%					

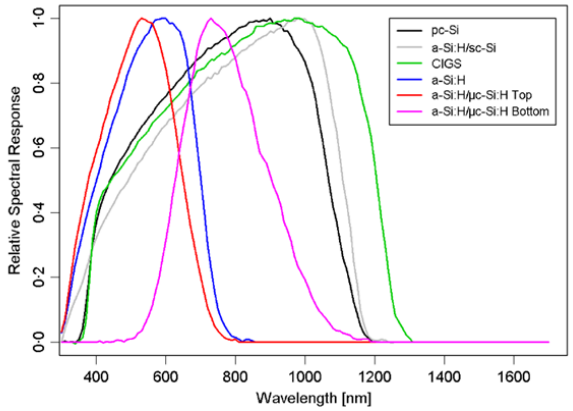

Figura 12 -Resposta espectral para diferentes tecnologias FV
Fonte: (Ishii, 2013)

A diferença entre as tecnologias da célula de referência e dos módulos utilizados pode afetar significativamente as PRs calculadas. Os módulos, como já citado, utilizam a tecnologia de p-Si e a célula de referência utiliza a tecnologia de a-Si. Estas duas tecnologias possuem respostas espectrais diferentes; a tecnologia de p-Si possui melhor desempenho elétrico sob irradiância com maior quantidade de fótons com comprimentos de onda de cor vermelha (inverno), enquanto que o a-Si responde melhor a comprimentos de onda de cor azul (verão), conforme visto na Fig 12.

Outro efeito que também pode ser visto nesses resultados é o efeito Staebler-Wroski (SWE). Através do efeito SWE, a tecnologia de filme fino a-Si sofre uma perda de desempenho ao longo do primeiro ano de exposição ao sol (este efeito se estabiliza após este período). O SWE pode ser revertido pela exposição do filme fino a uma temperatura de 150°C por duas horas (recozimento) no escuro. Na operação em campo, sabe-se que as temperaturas elevadas (cerca de até 70 °C), sob as quais os módulos podem chegar a operar em climas quentes e ensolarados, levam a um recozimento parcial do filme fino e à estabilização do SWE em um patamar mais elevado do que quando o mesmo dispositivo opera em climas mais frios (Rüther *et al.*, 2008; Rüther e Livingstone, 1995).

Devido às elevadas temperaturas de operação, a célula de referência, que utiliza a tecnologia de a-Si, pode ter sido estabilizada em um nível elevado de potência (enxergando mais irradiação durante os meses mais quentes - verão). Em contrapartida, os módulos de p-Si não seguem o mesmo comportamento. Desta forma, os cálculos de PR são afetados negativamente, fazendo com que o sistema apresente um desempenho mais baixo do que o esperado durante o verão, conforme mostra a Fig. 13. A PR estimada foi obtida através de cálculos normalizados pela temperatura da célula de referência.

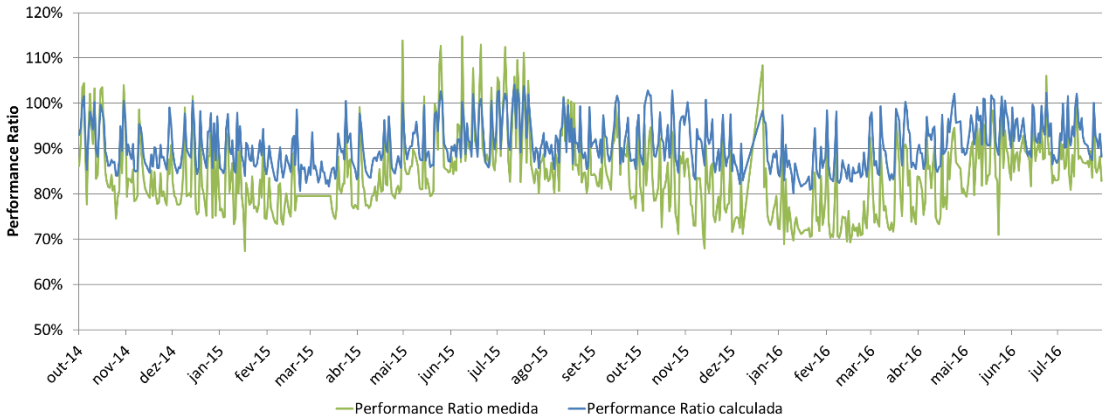

Figura 13 - Comparação entre PR medida e estimada.

A célula de irradiância utilizada faz parte da solução de monitoramento proposta pelo fabricante do seguidor solar; contudo para análises futuras, a instalação de um sensor de irradiância com a mesma tecnologia dos módulos utilizados (p-Si) seria conveniente para atenuar as incertezas de descasamento espectral apontados.

3.5.2 Eficiência do inversor – Impacto na PRca

O carregamento do inversor é definido como a razão entre a potência CC nominal do sistema FV e a potência nominal de saída do inversor. O carregamento possui papel importante na PRCA do sistema FV, pois possui uma relação direta com a eficiência do inversor. Para este sistema o carregamento utilizado foi de 98%. A Tab. 5 apresenta um histórico da média da eficiência ponderada do inversor para cada mês analisado, onde a eficiência média para o período foi de 96,5%.

Tabela 5 - Histórico da eficiência média do Inversor.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2014										97%	97%	97%
2015	97%	97%	97%	97%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	97%
2016	97%	97%	96%	96%	96%	96%	96%					

3.5.3 Perdas por ceifamento (clipping)

A potência dos módulos FVs é diretamente proporcional ao nível de irradiância incidente em sua superfície. Porém, em alguns casos, mesmo com o aumento da irradiância, a potência de saída do inversor permanece constante em seu valor máximo. Este comportamento é denominado de ceifamento ou clipping e indica que o limite de conversão CC-CA do inversor foi atingido.

As perdas por ceifamento ocorrem quando os módulos FVs atingem um nível de potência mais elevada do que o inversor pode processar. Assim, por um sistema de autoproteção, o inversor limita a potência dos módulos, evitando qualquer valor acima do permitido, mesmo com o aumento da irradiância. A Fig. 14 ilustra, a título de exemplo, a energia gerada e descartada devido a um sobrecarregamento de 150% do inversor para um dia limpo sem nuvens.

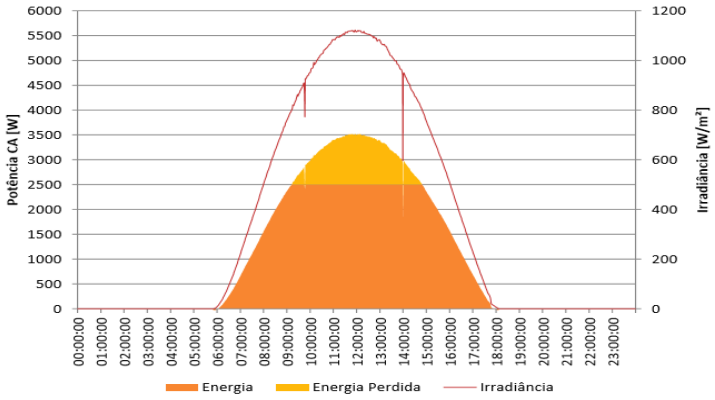

Figura 14 - Efeito de ceifamento (clipping) quando a potência de saída ultrapassa o limite do inversor.

O efeito de clipping está diretamente ligado ao sobrecarregamento do inversor. Ou seja, quanto maior o carregamento do inversor, maior a chance de ocorrerem ceifamentos da potência e, caso ocorram, maior será a perda de energia associada ao efeito.

Para a localidade de Jaguari-RS um sistema utilizando rastreador solar de dois eixos poderia ser dimensionado com um carregamento do inversor de até 110% sem significativo prejuízo da geração do sistema conforme demonstrado na Fig. 15. O inversor utilizado no projeto possui um carregamento de 98%.

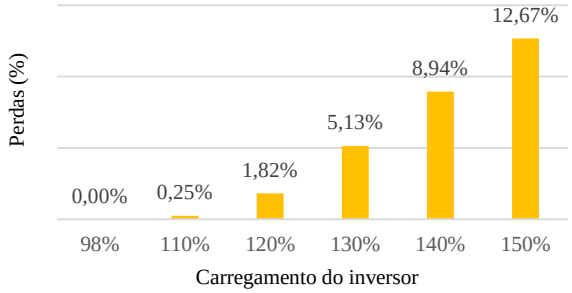

Figura 15 - Perdas percentuais estimadas de energia conforme sobrecarregamento do inversor.

3.5.4 YIELD (Produtividade)

Outra figura de mérito relevante para o estudo de desempenho de um sistema FV é o Yield (kWh/kWp), também chamado de produtividade do sistema. Ele é definido como a geração de energia elétrica do sistema, em kWh para determinado período, dividido pela potência nominal CC instalada de módulos FV, em kWp. Na Fig. 16, é apresentado o Yield mensal para todo o período analisado, onde o Yield anual para o ano de 2015 foi de 1627 kWh/kWp e para todo o período analisado foi de 1751 kWh/kWp.ano. As médias mensais de Yield são apresentadas na Fig. 17.

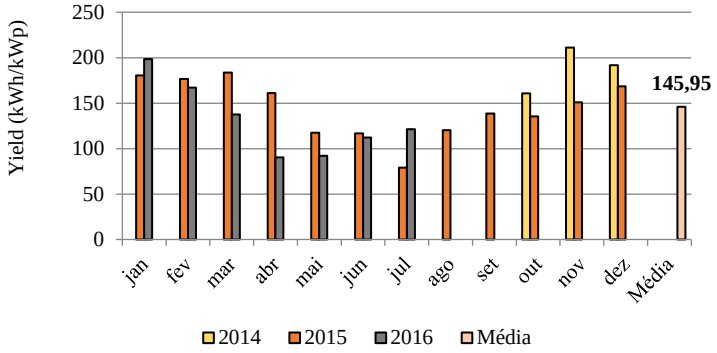

Figura 16 - Yield mensal do sistema FV.

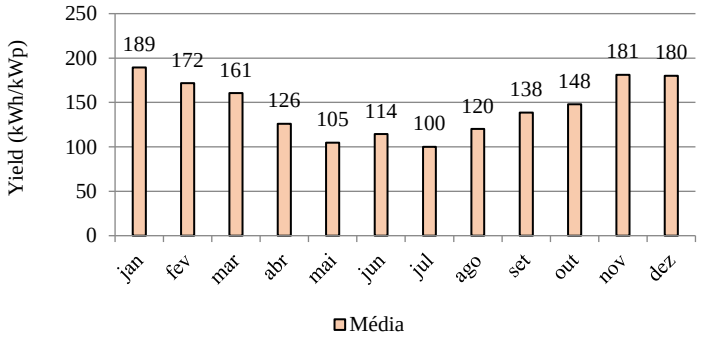

Figura 17 - Médias mensais de Yield.

4. CONCLUSÃO

O desempenho de um sistema FV com rastreamento de dois eixos foi avaliado durante o período compreendido entre os meses de outubro de 2014 a fevereiro de 2016, comparando dados medidos de diversas variáveis elétricas com dados ambientais adquiridos.

Para a avaliação do recurso solar medido quando comparado com dados estimados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar não foi possível afirmar que as bases de dados solarimétricos superestimam em geral o recurso solar para a região, pois, além das limitações do sensor utilizado e a variabilidade interanual (para uma medição de somente um ano de dados), os bancos de dados também apresentam incertezas devido aos modelos matemáticos e formas de medição que utilizam, além do fato de as medições se referirem a um período mais curto e distinto do período de dados dos bancos de dados.

Para o período avaliado, a maior parte da energia (irradiação), está entre 700 W/m² e 1200 W/m², correspondendo a cerca de 62,6% da irradiação total recebida. Observa-se também que há um grande percentual de irradiância (13,6%) acima de 1200 W/m². Os percentuais encontrados indicam que sistemas com rastreamento necessitam de um correto dimensionamento para evitar perdas elétricas por sobrecarregamento do inversor.

Durante todo o período analisado (Out-2014 a Jul-2016), foram gerados 30,5 MWh de energia elétrica pelo gerador solar FV e esta geração foi proporcional à irradiância incidente nos módulos. Nos meses de inverno, quando há menos horas de luz solar, a geração mensal foi menor quando comparada aos meses de verão. Vale ressaltar que como o sistema é do tipo rastreador, seus motores gastam em média 100 kWh/ano, contabilizando negativamente no valor final de geração.

A PR anual para todo o período analisado [CC e CA respectivamente] foi de 81% e 78%, valor que se encontra dentro do esperado para a região.

O Yield anual médio para o período e fator de capacidade foram, respectivamente, de 1751 kWh/m².ano e 19,8%.

Agradecimentos

Os autores agradecem a ANEEL e Guascor pelo suporte e apoio financeiro no projeto P&D (PD-0498-0001/2009) intitulado Avaliação Tecnológica da Geração Híbrida Solar Fotovoltaico-Diesel e Acumuladores Avançados em Mini-redes do Sistema Isolado da Região Norte do Brasil.

REFERÊNCIAS

Ishii, T.; Otani, K.; Takashima, T.; Xue, Y. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Issue 4, v.21, p.481-489, 2013.

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. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems: 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exibition. Lake Buena Vista, Florida, 2005.

Pereira, E. B.; Martins, F. R.; Gonçalves, A. R.; Costa, R. S.; Lima, F. J. L.; Rüther, R.; Abreu, S. L. D.; Tiepolo, G. M.; Pereira, S. V.; Souza, J. G. Atlas Brasileiro de Energia Solar: INPE. São José dos Campos- SP, 2017

Perez, R.; Seals, R.; Ineichen, P.; Stewart, R.; Menicucci, D. A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. Solar Energy. Issue 3, v.39, p.221-231, 1987.

Reich, N. H.; Mueller, B.; Armbruster A.; Van Sark, W. G. J. H. M.; Kiefer K., Reise C. Performance ratio revisited: is PR>90% realistic? Prog. Photovolt: Res. Appl. 2012; 20:717–726. Germany, 2011.

Rodrigo, P. M. et al. Quantification of the spectral coupling of atmosphere and photovoltaic system performance: Indexes, methods and impact on energy harvesting. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 163, p. 73-90, 2017.

Rüther, R.; Del Cueto, J.; Tamizh-Mani, G.; Montenegro, A. A.; Rummel, S.; Anderberg, A.; Von Roedern, B. Performance test of amorphous silicon modules in different climates - year four: Progress in understanding exposure history stabilization effects. In: Photovoltaic Specialists Conference, 2008. PVSC '08. 33rd IEEE, 2008. Anais., 2008.v.p. 1-5.

Rüther, R.; Livingstone, J. Seasonal variations in amorphous silicon solar module outputs and thin film characteristics. Solar Energy Materials and Solar Cells. Issue 1, v.36, p.29-43, 1995.

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.

SMA. Technical data - SUNNY BOY 2500. S. S. T. Ag 2009.

Viana, T. D. S. Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas FVs com Concentrador no Brasil. Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil Universidade Federal de Santa Catarina, 2010. 614 p.

PHOTOVOLTAIC SOLAR GENERATION WITH TWO AXIS TRACKING SYSTEM IN JAGUARI-RS

Abstract: *In October 2014, confirm the direct solar irradiation indices in the interior of Rio Grande do Sul, an ANEEL R & D project was started with the company Guascor do Brasil and UFSC. In the evaluation of solar irradiance measured by the two-axis tracker, an average of 2263 kWh / m².year was observed. The analysis of irradiance values shows the amount of energy absorbed by this solar tracker is 30% higher when compared to a fixed PV system installed in the same region (assuming a fixed system inclination equal to the local latitude) and reveals comparable solar irradiation to the best ones sites in the northeast of Brazil.*

Key-words: *Photovoltaic solar energy, tracking PV systems, two axis tracking.*