

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS E COMPLEMENTARIEDADE SOLAR E EÓLICA NO NORDESTE BRASILEIRO

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

Rafael Antunes Campos – rafaelcampos.ufsc@gmail.com

Ricardo Rütther – rruther@gmail.com

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Gabriel Claudino Simões - Gabriel.Simoes@statkraft.com

Statkraft Energias Renováveis SA.

4.2 Tecnologias e ensaios de módulos fotovoltaicos

Resumo. Com a excelente disponibilidade do recurso solar no nordeste brasileiro, grande parte das usinas solares fotovoltaicas (FV) dos leilões de energia estão adotando esta região do Brasil para novos empreendimentos. No âmbito do projeto de P&D ANEEL/Statkraft Energia/UFSC, foi iniciado, em 2012, uma avaliação do desempenho de diferentes tecnologias FV de modo a identificar as tecnologias mais adequadas para esta região.

O sistema FV estudado aqui está localizado no interior do estado da Bahia no município de Brotas de Macaúbas-BA e iniciou sua operação em Dezembro de 2013. O sistema possui 10,7 kWp de potência total instalada, distribuída em cinco tecnologias: a-Si, a-Si/ μ c-Si, CIGS, p-Si e m-Si. O sistema fotovoltaico está instalado ao lado de uma usina eólica de 95,2MW e a complementariedade entre fontes solar e eólica também é avaliada para o local.

Palavras-chave: complementariedade energia solar e eólica, energia solar FV, desempenho sistema FV

1. INTRODUÇÃO

Com a aprovação da resolução normativa nº 482 da ANEEL, de 17 de Abril de 2012 e a abertura de novos leilões de energia, a energia solar fotovoltaica (FV) 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 FV 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. O projeto tem como objetivo a investigação do potencial de geração de cinco diferentes tecnologias FV (a-Si, a-Si/ μ c-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 (FV/UFSC www.FV.ufsc.br) é responsável pelo acompanhamento da geração (monitoramento e análise dos dados). O estudo apresentado trata da análise das principais figuras de mérito (Performance Ratio – PR, Yield) para avaliação do desempenho do sistema FV e dos níveis de irradiação do local quando comparado com as bases de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar. O artigo também apresenta resultados de complementariedade entre fontes solar e eólica para o local onde uma usina eólica de 95,2 MW está instalada. Os resultados também apresentam as avaliações de compartilhamento da infraestrutura de subestação já existente em função da expectativa de uma usina solar.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

2.1 Sistema FV

O sistema FV utilizado nesse estudo 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 10,7 kWp de potência instalada total, que é distribuída em cinco tecnologias: Silício Amorfo (a-Si), Silício Microcristalino (a-Si/ μ c-Si), Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS), Silício Policristalino (p-Si) e Silício Monocristalino (m-Si). O sistema FV utiliza cinco inversores idênticos modelo SMA SB2500HF com intervalo de aquisição de dados de cinco minutos. A Fig. 1 apresenta a vista geral do sistema FV e a Tab. 1 resume as informações elétricas do sistema.



Figura 1 - Sistema FV.

Tabela 1 - Descrição do sistema FV.

#	Tecnologia	Fabricante	Modelo	Potência Nominal (kWp)	Área (m ²)
1	a-Si/μc-Si	DUPONT	DA142-C1	2,272	25
2	a-Si	DUPONT	DA100	2,100	33
3	CIGS	SAINT GOBAIN	PowerMax Strong 120	2,160	19
4	m-Si	TALESUN	TP672M	2,065	14
5	p-Si	YINGLI	YL235P-29b	2,115	15

2.2 Estação Solarimétrica

Além dos sistemas FV, o projeto também conta com uma estação solarimétrica com piranômetros de padrão secundário para medição de irradiação global horizontal, global inclinada (no plano dos módulos) e difusa, sensores de temperatura ambiente, umidade e pressão. A estação solarimétrica é mostrada na Fig. 2 e a Tab. 2 resume as especificações dos equipamentos da estação.



Figura 2 - Estação solarimétrica

Tabela 2 - Descrição da estação solarimétrica

#	Equipamento
1	Piranômetro – Irradiação Global Horizontal
2	Piranômetro – Irradiação Global Inclinada
3	Piranômetro c/ anel de sombreamento – Irradiação Difusa
4	Sensor de Temperatura, Umidade e Pressão
5	Datalogger

2.3 Sistema de aquisição de dados

Os sistemas de aquisição de dados da estação solarimétrica e dos dados dos sistemas FV são independentes. Os sensores da estação são conectados em um datalogger CR1000 da fabricante Campbell com medições a cada 1 minuto; enquanto que os inversores dos sistemas FV são conectados a um datalogger Sunny Webbox da fabricante SMA com medições a cada cinco minutos.

3. METODOLOGIA

3.1 Figuras de mérito de um sistema FV

Existem duas figuras importantes para a avaliação do desempenho de um sistema FV: Yield (produtividade) e a Performance Ratio - PR (taxa de desempenho) (Marion, Adelstein, Hadyen, Hammond, & Fletcher, 2005). O Yield consiste na geração do sistema FV normalizada por sua potência nominal e a Performance Ratio consiste na geração do sistema normalizada tanto para sua potência nominal quanto para a irradiação solar do período analisado, permitindo a comparação entre sistemas que não receberam a mesma quantidade de irradiação solar, como entre sistemas com orientações ou locais diferentes.

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.

No presente estudo foram calculadas duas PRs, a PR_{CA} e a PR_{CC} , isto é, uma PR utilizando as medidas de geração em corrente alternada e uma utilizando as medidas de geração em corrente contínua. Isso é feito por que a PR_{CC} exclui da análise a influência do inversor, permitindo o estudo apenas da influência dos parâmetros ambientais no módulo FV.

3.2 Análise de dados

Conforme apresentado, os dados meteorológicos provenientes da estação solarimétrica são independentes dos dados provenientes dos sistemas FV, além das medições em resoluções temporais diferentes. Por conta dessas diferenças, foi feita a média a cada 5 minutos dos dados da estação solarimétrica (dados brutos de 1 minuto), permitindo o cruzamento entre as duas bases de dados.

Como o cálculo da PR depende tanto dos dados de energia quanto dos dados de irradiação, foi feita uma análise rigorosa em relação à disponibilidade dos dados provenientes tanto da estação solarimétrica quanto do sistema FV. Todos os dados de irradiação solar foram classificados e filtrados de acordo com os procedimentos propostos pela Baseline Surface Radiation Network da World Meteorological Organisation BSRN-WMO (Long & Dutton, 2010).

3.3 Perdas pelo subdimensionamento do inversor

As perdas por derating, ou “ceifamento”, ocorrem normalmente quando o sistema FV possui uma configuração com o inversor subdimensionado (potência do painel FV superior à potência nominal do inversor). Quando a potência dos módulos ultrapassa a potência nominal cc do inversor, por exemplo, devido a elevados níveis de irradiação, o inversor sai da operação em MPP (Maximum Power Point - ponto de máxima potência); limitando a potência convertida a um valor máximo seguro. No caso dos sistemas aqui estudados, os carregamentos variam de 83% a 91% da potência nominal do inversor. Esses valores de carregamento foram escolhidos justamente visando reduzir ao máximo as perdas por sobrecarregamento, para que estas tivessem mínimo efeito nas análises de desempenho. Apesar dos sistemas FV desse estudo não apresentarem perdas por ceifamento, é comum encontrar inversores sobrecarregados que podem levar a essas perdas, portanto, um dos aspectos desse estudo visa avaliar as perdas por ceifamento para diversos carregamentos de inversores. Para isso, foram extrapolados os valores medidos de potência para carregamentos teóricos.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Avaliação da Irradiação Solar

Irradiação Medida x Estimada

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 (Pereira et al., 2017). O Atlas apresenta dados de irradiação na superfície terrestre, obtidos a partir do tratamento, via modelo matemático, de uma série histórica (1999 a 2015) 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. A Fig. 3 apresenta a estimativa da irradiação incidente no plano dos módulos para o local e sua comparação com a irradiação medida pelo piranômetro da estação solarimétrica do projeto. É possível observar que a irradiação solar medida para o plano inclinado dos módulos FV de 12°, foi de 2246 kWh/m².ano. Os valores medidos quando comparados com dados do Atlas Solarimétrico, oscilaram em média, para todo o período analisado, aproximadamente -10%. O valor médio apresentado para as médias mensais encontra-se ligeiramente superior à incerteza do modelo utilizado que possui REQM (raiz do erro quadrado médio) de cerca de 9,3% para a região.

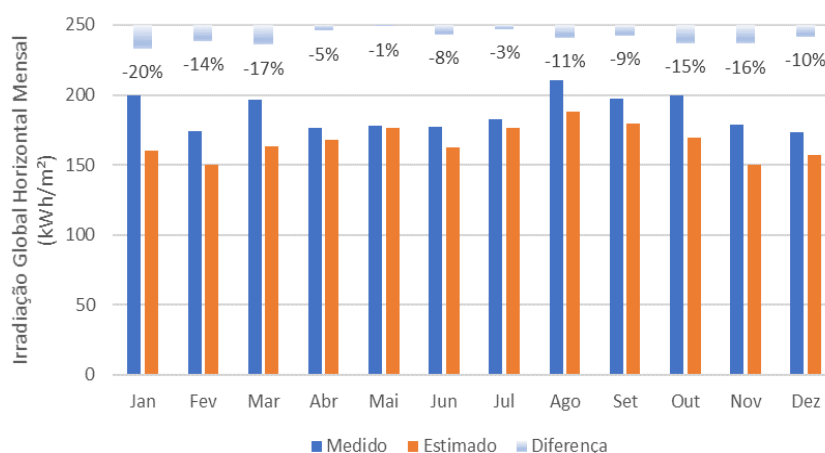


Figura 3 - Comparação entre irradiação inclinada no plano dos módulos estimada pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar e dados medidos por piranômetro

Irradiação Global Horizontal - Comparação entre bancos de dados

Conforme já comentado, dados de irradiação provenientes do Atlas Brasileiro de Energia Solar foram utilizados para o cálculo da geração prevista para o sistema FV.

Apesar do Atlas ser a base de dados mais comumente utilizada para o Brasil, essa não é a única fonte de dados disponível. Nesta seção, serão analisadas cada uma das fontes de dados disponíveis e comparadas com os valores medidos no ano de 2014 para Brotas de Macaúbas. A Tab. 3 e a Fig. 4 resumem as diferenças entre cada uma das bases de dados e valores medidos.

Em uma primeira análise, é possível observar que, na maioria dos meses, os valores medidos de irradiação global horizontal para o ano de 2014 superam os valores estimados pelas diferentes bases de dados.

Apesar da aparente subestimativa dos diferentes bancos de dados, é importante considerar os seguintes pontos:

- O período dos dados medidos é de apenas um ano, enquanto que os bancos de dados avaliados se baseiam em séries históricas com períodos que variam de 10 a 22 anos.
- O ano de 2014 foi marcado pela baixa ocorrência de chuvas em grande parte do território brasileiro, o que pode refletir em dados de irradiação atípicos para o período. Para o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a variabilidade interanual (entre anos) pode chegar a cerca de $\pm 3,5\%$ para a região nordeste, considerando um intervalo de confiança de 95%.
- A medição do recurso solar para os bancos de dados ocorre em diferentes períodos (SWERA – 1995 a 2005; OLADE – 1987 a 1997; METEONORM – 1986 a 2005; NASA – 1992 A 2014).

Tabela 3 – Diferenças percentuais entre cada fonte de dados solarimétricos e o valor medido.

Fonte	Dist. (km)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Medido	0	217	181	197	168	162	156	158	195	207	212	191	188	2232
SWERA NREL	5	4%	-5%	3%	4%	-4%	-10%	-17%	-18%	-5%	2%	1%	-5%	-4,2%
NASA	5	-11%	-1%	-7%	2%	2%	0%	4%	-3%	-6%	1%	1%	-5%	-1,9%
Meteonorm	5	-17%	-11%	-11%	-10%	-15%	-16%	-11%	-9%	-13%	-14%	-11%	-11%	-12,6%
OLADE	160	-14%	-13%	-11%	-7%	-3%	-9%	0%	-9%	-13%	-14%	-12%	-11%	-9,7%
Atlas	5	-21%	-14%	-17%	-6%	-1%	-8%	-3%	-10%	-15%	-18%	-16%	-9%	-11,5%

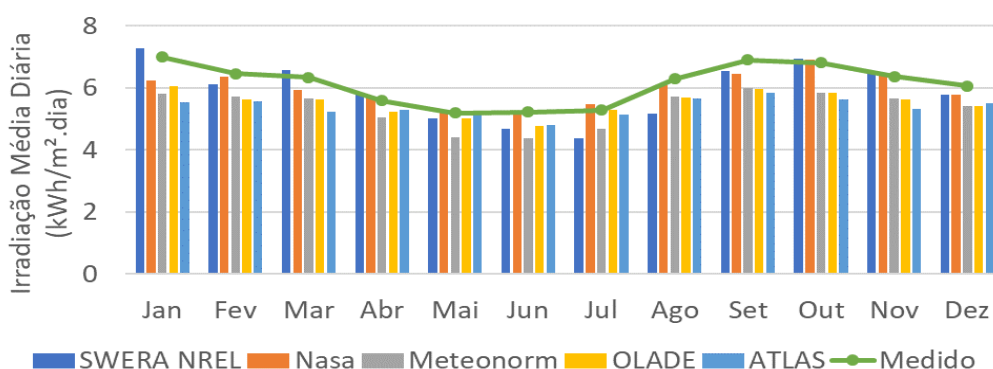


Figura 4 – Média mensal diária da irradiação global horizontal para diferentes bancos de dados históricos.

Em virtude dos fatos expostos, não é possível afirmar que os bancos de dados avaliados subestimam o recurso solar para a região. Por fim, os valores medidos encontram-se dentro das incertezas dos diferentes bancos de dados avaliados.

Irradiação Inclinada – Métodos de Transposição

Para estimar a quantidade de irradiação global que incide em qualquer orientação diferente da horizontal, são utilizados métodos de transposição de irradiação, isto é, modelos matemáticos para calcular a irradiação inclinada a partir de dados horizontais. Utilizando os dados medidos pelo piranômetro horizontal, foram calculados valores de irradiação inclinada através dos diferentes métodos disponíveis. A Fig. 5 apresenta os valores médios diários para cada mês, para cada método de transposição, assim como os valores médios diários medidos pelo piranômetro inclinado instalado na estação solarimétrica.

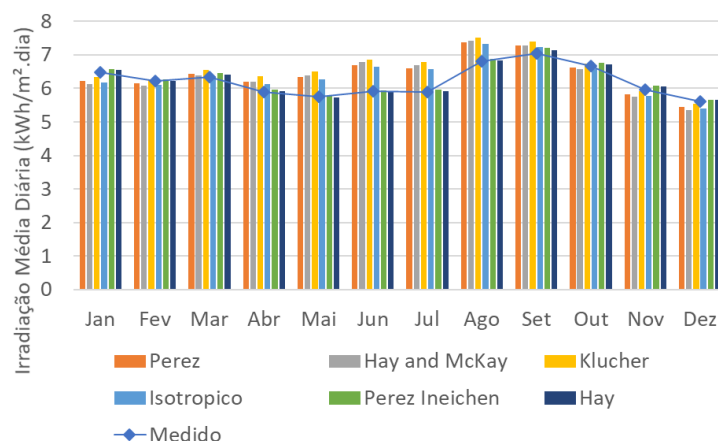


Figura 5 - Comparação entre irradiação inclinada medida e irradiação inclinada obtida através dos diferentes métodos de transposição: Perez (barra laranja), Hay and McKay (barra cinza), Klucher (barra amarela), Isotropico (barra azul), Perez Ineichen (barra verde), Hay (barra azul escuro) e irradiação medida (linha azul).

A Fig. 6 e apresentam os valores percentuais das diferenças entre os dados medidos e os dados obtidos através dos modelos de transposição.

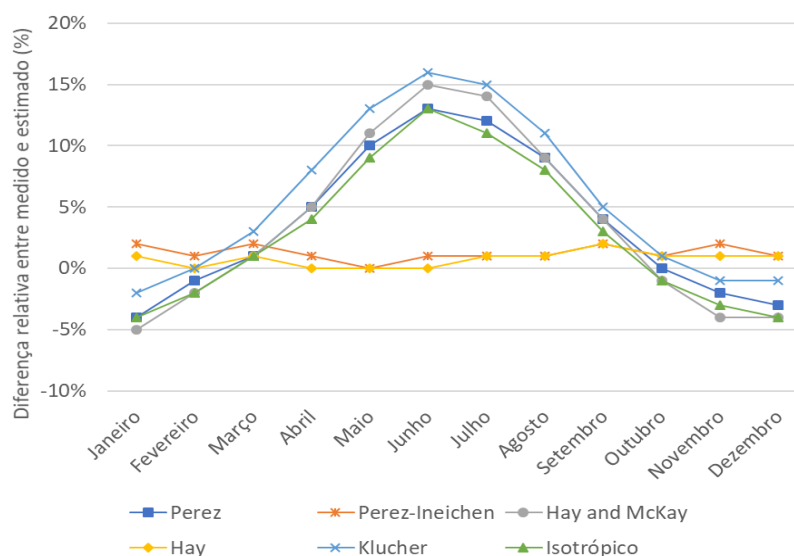


Figura 6 - Diferenças relativas entre os métodos de transposição de irradiação.

5. Distribuição da Irradiância Solar

A análise da distribuição de irradiação para faixas de irradiância é importante quando se deseja avaliar quais são os índices de irradiância mais frequentes na região. Isto permite uma avaliação da eficiência e do carregamento ideal do inversor que poderia ser realizado para um novo empreendimento. A Tab. 5 representa a quantidade percentual da energia (irradiação) total do bimestre que se encontra naquele intervalo de irradiância. 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/m²; 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/m². Isso pode estar relacionado ao aumento da nebulosidade nos meses de verão e, consequentemente, ao aumento de ocorrências do efeito borda de nuvens.

Tabela 4 - Distribuição de irradiação solar em faixas de irradiância.

Energia (%)							
	1º Bim	2º Bim	3º Bim	4º Bim	5º Bim	6º Bim	Anual
$G \leq 300$	10%	11%	10%	8%	8%	12%	9%
$300 < G \leq 700$	31%	27%	31%	26%	21%	29%	26%
$700 < G \leq 1000$	30%	29%	44%	48%	36%	33%	37%
$1000 < G \leq 1200$	24%	26%	14%	17%	33%	24%	24%
$G > 1200$	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/m² e 1000 W/m², 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/m² e 3% da irradiação encontram-se com níveis superiores a 1200 W/m² na média anual.

5.3 Desempenho dos sistemas

A eficiência dos módulos – e o consequente desempenho do sistema – é afetada negativamente pelo aumento da temperatura de operação. Dependendo da tecnologia FV, esta influência da temperatura será maior (e.g. silício cristalino) ou menor (e.g. filmes finos de silício amorfo) (Skoplaki & Palyvos, 2009). A Fig. 7 mostra a Performance Ratio CC (PR_{CC}) e a Performance Ratio CA (PR_{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. A PR_{CC} média para o ano de 2014 foi a-Si (92,3%), p-Si (88,4%), m-Si (87,9%), a-Si/ μ c-Si (83,9%) e CIGS (82,2%). Para a PR_{CA} a média para o período foi de a-Si (88,1%), m-Si (83,0%), p-Si (82,2%), a-Si/ μ c-Si (78,7%) e CIGS (76,9%).

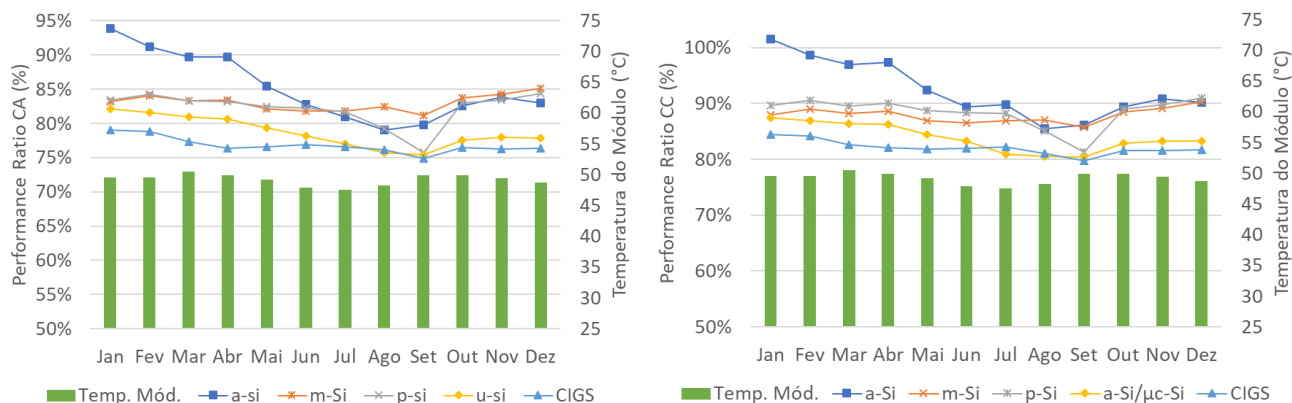


Figura 7 - Perfil de desempenho (PR) de todas as tecnologias para o ano de 2014 – PR_{CA} (esquerda) e PR_{CC} (direita)

Uma análise detalhada sobre o desempenho do sistema pode ser encontrada em (Nascimento et al., 2016).

5.4 Análise do carregamento do inversor

Conforme já mencionado, a região estudada está sujeita a níveis de irradiação elevados. Isso fez com que, para a tecnologia de silício amorfo, ainda em seu estágio inicial de estabilização, pudesse ser observado o fenômeno do “ceifamento”, isto é, a limitação de potência realizada pelo inversor quando o sistema fotovoltaico entrega uma potência maior do que a potência máxima do inversor.

A irradiação perdida por “ceifamento” para o período analisado foi estimada em 707,6 Wh/m² ou 0,1% e ocorreu somente para a tecnologia de a-Si nos primeiros quatro meses de operação, sendo significativa apenas nos dois primeiros meses. Para os meses de março e abril, houve apenas três pontos em que ocorreram a limitação de potência por parte do inversor.

A Fig. 8 apresenta perdas para diversos carregamentos de inversores. As perdas para os carregamentos diferentes do carregamento real foram estimadas a partir da extrapolação das medições de potência do inversor com um intervalo de aquisição de cinco minutos.

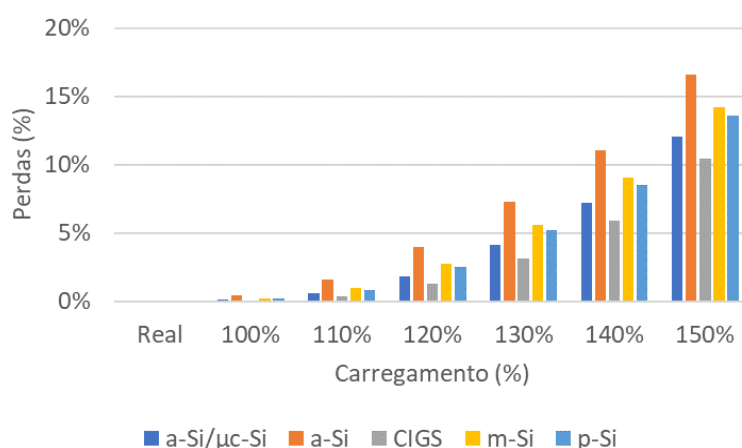


Figura 8 - Perdas por sobrecarregamento do inversor.

Como pode ser observado, as perdas reais por sobrecarregamento no inversor são praticamente nulas. À medida que o carregamento do inversor aumenta, as perdas por sobrecarregamento crescem quase que exponencialmente, atingindo um valor de quase 17% para um carregamento do inversor de 150%. Para carregamentos normalmente empregados no projeto de usinas FV (nas redondezas de 120%), as perdas por sobrecarregamento variam de 1 a 4%, dependendo da tecnologia.

No estudo realizado em (Burger & Rüther, 2006), é definido um critério de perdas máximas por sobrecarregamento de 0,5%, resultando em um carregamento ótimo em torno de 120% para a tecnologia de silício cristalino operando na região de Florianópolis. Ao aplicar o mesmo critério para este estudo, obtém-se um carregamento ótimo de 105% para a mesma tecnologia, ou seja, cerca de 15% menor que para Florianópolis. Esse resultado é esperado, pois a região estudada possui níveis de irradiância maiores que em Florianópolis.

Porém, para realizar uma otimização do carregamento dos inversores visando o melhor custo-benefício (melhor retorno do investimento), devem ser levados em consideração os seguintes aspectos (não limitado a):

- Custo da adição de potência cc do sistema;
- Custo do inversor;
- Incerteza quanto à redução da vida útil do inversor sobrecarregado.

5.5 Análise de Complementariedade FV x Eólico

O objetivo desta seção é apresentar uma primeira análise para a região, da complementariedade entre os recursos solar e eólico, utilizando dados dos piranômetros e anemômetros do local. Também foi feita uma análise da complementariedade entre as gerações de energia provenientes do sistema FV e dos três parques eólicos em operação no mesmo local.

O recurso eólico para a região de Brotas de Macaúbas tem predominância noturna, com seus valores mínimos ocorrendo normalmente no período da tarde. Por isso, acredita-se que exista uma importante complementariedade entre a geração FV e eólica no sítio em questão.

Para a análise da complementariedade entre os recursos solar e eólico foram utilizados os dados de radiação medidos pelos piranômetro inclinado da estação solarimétrica, bem como os dados de velocidade de vento medidos pelos anemômetros (média entre 62 e 82 metros) da torre anemométrica instalada no parque eólico de Macaúbas, pois este se encontra mais próximo do sistema FV.

Na Fig. 9 são apresentadas as curvas de irradiância e velocidade de vento para o dia médio do ano de 2014. A curva do dia médio é obtida fazendo-se a média, ponto a ponto, de todos os dias do ano.

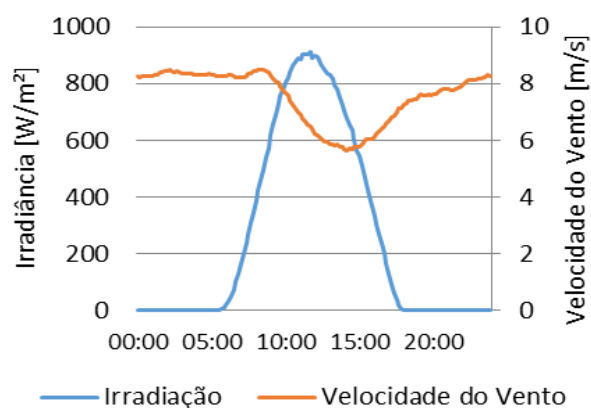


Figura 9 - Complementariedade entre recursos

Nesses gráficos é possível observar o perfil médio dos recursos solar e eólico ao longo do dia. Seria incorreto quantificar o grau de complementariedade entre os recursos apenas a partir desses gráficos, pois a análise do dia médio não leva em consideração as particularidades de cada dia. Contudo, essa simplificação permite uma primeira avaliação qualitativa da tendência de complementariedade entre fontes. Tampouco seria correto fazer afirmações diretamente sobre estes gráficos, acerca dos valores de geração solar e eólica, uma vez que a geração solar FV é diretamente proporcional aos níveis de irradiância, ao passo que a geração eólica varia com o cubo da velocidade do vento.

A potência instalada do sistema FV é muito pequena quando comparada à potência instalada do parque eólico. Por isso, para fazer uma análise de complementariedade entre geração solar e eólica, é necessário utilizar um fator de escala para o sistema FV. Como a expectativa para o local é a instalação de uma usina FV com 30 MWp de potência instalada, foi escolhido um fator de escala de aproximadamente 2800 (30 MWp/10,7 kWp). A Fig. 10 apresenta o gráfico de geração média solar (estimado pelo fator de escala), eólica e total para o ano de 2014.

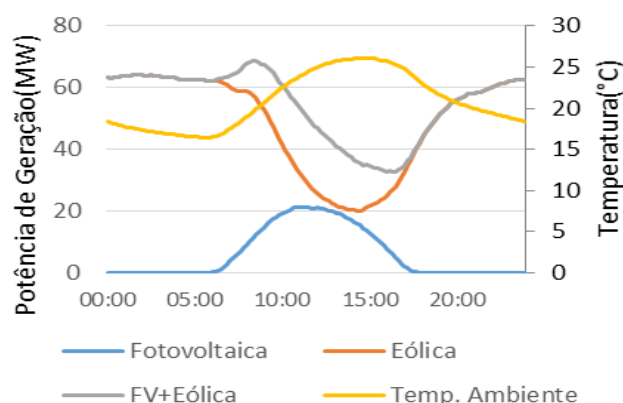


Figura 10 - Complementariedade entre geração solar e eólica

Para melhor avaliar o impacto que uma usina FV de 30 MWp teria no sistema de transmissão e levando em consideração que a capacidade da subestação coletora é de 100 MVA, para uma potência instalada da usina eólica de 95,2 MW, foi feita uma análise ponto a ponto (períodos de 10 minutos) da geração total (solar 30 MWp e eólica 95,2 MW) e observado se em algum momento a geração combinada das duas fontes ultrapassaria a capacidade da subestação de 100 MW. Esta avaliação permite observar se uma nova subestação de 30MVA deveria ser instalada para o novo empreendimento FV, ou se os parques FV e eólicos poderiam compartilhar a atual subestação já construída para o parque eólico. Para uma usina de 30 MWp, somando-se com a atual geração do parque eólico, obteve-se geração total nominal máxima de 110,01 MW, aproximadamente 10% acima da capacidade da subestação. Decidiu-se, então, analisar outros cenários supondo potências menores para a usina FV. A Tab. 6 resume os resultados obtidos.

O objetivo desta análise foi encontrar o maior sistema FV que poderia ser instalado sem que fosse necessário ampliar a subestação coletora. De acordo com os resultados obtidos, o sistema FV poderia ser de, no máximo, 20 MWp sob a condição de aproveitamento total das usinas eólica e solar sem descarte por excedente de energia. Admitindo, no entanto, um descarte por excesso menor do que 1%, uma usina solar FV de 30 MWp, poderia ser instalada utilizando a mesma infraestrutura do parque eólico existente, como ser visualizado pela Tab. 5.

Tabela 5 - Comparação para diferentes capacidades instaladas (15, 20, 25 e 30 MWp) de usina FV. Para cada caso, são apresentados a geração máxima total (eólica + FV), o número de vezes que a geração total ultrapassa 100 MW, a duração total dessas ocorrências e a energia correspondente.

Potência instalada FV (MWp)	15	20	25	30
Geração Máxima Total (MW)	98	102	106	110
Ocorrências > 100 MW	0	44	253	615
Energia > 100 MW (MWh)	0	5	89	363
Energia Descartada (Solar/Eólica)	0%/0%	0,02%/0,001%	0,23%/0,02%	0,78%/0,08%
Tempo > 100 MW (h)	0	7	12	103

Na Fig. 11 estão apresentados, para o ano de 2014, os valores máximos diários para a geração total (FV 30 MWp + 95,2 MW Eólica) e sua respectiva geração solar e eólica, evidenciando os pontos em que a geração total foi superior a 100 MW. No gráfico é possível observar 62 valores superiores a 100 MW (barras vermelhas) ao invés das 615 ocorrências mencionadas na Tab. 6, pois foram considerados apenas o maior valor para cada dia. Existem, ainda, dias nos quais não aparece a geração solar (barras amarelas). Isto ocorre porque não houve geração solar no momento da geração total máxima daquele dia.

6. CONCLUSÕES

Os dados de irradiação global inclinada variaram, em média, para todo o período analisado, aproximadamente 10% entre valores medidos e valores estimados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira, Martins, Abreu, & Rüther, 2006). E o valor médio apresentado para as médias mensais encontra-se superior à incerteza do modelo utilizado que possui REQM de cerca de 9,3% para a região. Para o ano de 2014, a maior parte da energia (irradiação), está entre 300 W/m² e 1000 W/m², 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/m² e 3% da irradiação encontra-se com níveis superiores a 1200 W/m².

Foram observados os efeitos da degradação inicial para as tecnologias de filmes finos, em especial, para silício amorfo (a-Si). Durante o período avaliado 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.

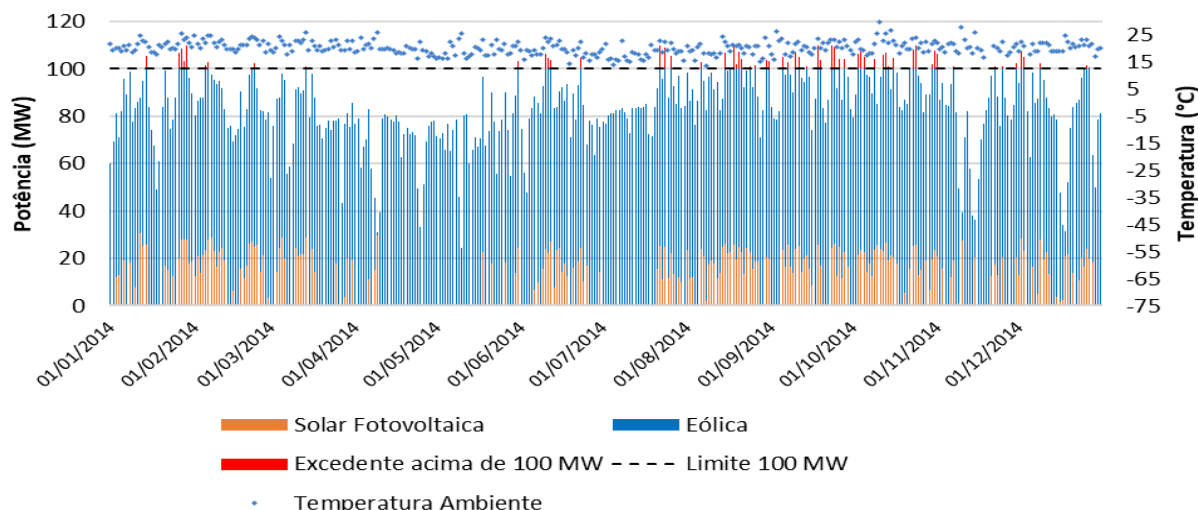


Figura 11 - Valores máximos diários de geração solar FV – 30 MWp, eólica 95,2 MW e FV + eólica, destacados os pontos de geração superiores à 100 MW; valores de temperatura ambiente correspondente ao momento de máxima geração de cada dia.

Foi avaliado o impacto que uma usina FV de 30 MWp, instalada no local, teria na subestação coletora e uma avaliação da geração total para esse caso foi apresentada. Para uma usina desse porte, a potência total ultrapassaria a capacidade da subestação em 615 eventos (períodos de dez minutos, num total de aproximadamente 102 h) e atingiria um valor máximo para a geração de 110,01 MW. Em termos energéticos, no entanto, esta situação levaria a um descarte por excesso menor do que 1%. Para não ultrapassar a capacidade da subestação, uma usina com capacidade instalada de 20 MWp, no máximo, poderia ser instalada; alternativamente, o descarte seletivo por excesso de alguma das fontes foi também avaliado a fim de evitar o custo da subestação adicional.

7. REFERÊNCIAS

- Burger, B., & Rüther, R. (2006). Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy*, 80(1), 32–45. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.08.012>
- Long, C. N., & Dutton, E. G. (2010). BSRN Global Network recommended QC tests, V2. *Journal of Climate*, 25(24), 8542–8567. <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-11-00618.1>
- Marion, B., Adelstein, J., Hadyen, H., Hammond, B., & Fletcher, T. (2005). Performance parameters for grid-connected PV systems. *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition*, 1601–1606. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2005.1488451>
- Nascimento, L. R., Campos, R. A., Rüther, R., & Simões, G. (2016). Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas no nordeste brasileiro. *Anais VI CBENS*, 1.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L. De, & Rüther, R. (2006). *Brazilian Atlas of Solar Energy*. Retrieved from http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf%5Cnhttp://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas_solar.html
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L. de, Rüther, R., ... Souza, J. G. de. (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*.
- Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83(5), 614–624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>

ASSESSMENT OF THE PERFORMANCE OF PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGIES AND SOLAR AND WIND COMPLEMENTARITY IN THE BRAZILIAN NORTHEAST

Abstract. With the excellent availability of the solar resource in the Brazilian northeast, most of the photovoltaic (PV) solar power plants of the energy auctions are adopting this region of Brazil for new projects. As part of the ANEEL / Statkraft Energia / UFSC R&D project, a performance evaluation of different PV technologies started in 2012 to identify the most appropriate technologies for this region.

The PV system studied here is in the interior of the state of Bahia in the city of Brotas de Macaúbas-BA and started its operation in December 2013. The system has 10.7 kWp of total installed power, distributed in five technologies: a-Si, a-Si / μ c-Si, CIGS, p-Si and m-Si. The PV system is installed next to a 95.2MW wind farm and the complementarity between solar and wind sources is also evaluated for the site.

Key words: solar and wind energy complementarity, PV solar energy, PV system performance