

ANÁLISE PRELIMINAR DO DESEMPENHO DE MICRO USINAS FOTOVOLTAICAS INSTALADAS NA REGIÃO METROPOLITANA DE BELO HORIZONTE

Rafael César Nolasco – rafaelfesam@gmail.com

Luis Guilherme Monteiro Oliveira – luis.monteiro@gmail.com

Victor Flores Mendes – victormendes@cpdee.ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Elétrica

Alexandre Alves Arcanjo – alexandre.arcanjo@solarvoltenergia.com

SolarVolt Energia – Diretoria

Resumo. Neste trabalho é apresentada uma metodologia para realização de uma análise preliminar de performance de micro usinas fotovoltaicas e esta é aplicada a dados de usinas localizadas na região metropolitana de Belo Horizonte durante 6 meses de operação. Em um primeiro momento são apresentados os conceitos e avanços relativos à micro e minigeração distribuída fotovoltaica, que tem crescido bastante no Brasil desde o estabelecimento do sistema de compensação de energia em 2012 através da Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Posteriormente, índices de mérito técnico (Yield (kWh / kWp) e Performance Ratio – PR(%)) amplamente utilizados e citados na literatura para análise energética de empreendimentos deste tipo são descritos, e uma metodologia para obtenção de valores para estes indicadores a partir dos dados disponíveis é desenvolvida. Esta metodologia inclui o desenvolvimento de uma ferramenta computacional em Matlab® para leitura dos dados e também cálculo de irradiação solar no plano dos módulos fotovoltaicos a partir de médias históricas de irradiação global disponíveis publicamente. Os resultados obtidos são comparados com valores verificados em estudos realizados fora do Brasil para apresentação de conclusões acerca do desempenho das micro usinas analisadas.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica, Microgeração distribuída, Análise de performance

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica vem sendo apontada como uma das fontes de energia mais promissoras no mundo e tem apresentado um crescimento exponencial. Devido a sua natureza modular, é possível a construção de grandes usinas centralizadas como também de mini e micro usinas para geração de energia para pequenas cargas, com custos acessíveis e tempo de retorno pertinente com o investimento inicial, além de baixos custos de operação e manutenção (O&M). Segundo dados da Associação Europeia das Indústrias do Setor Fotovoltaico (European Photovoltaic Industry Association – EPIA (2015)), na atualidade a capacidade instalada de geração fotovoltaica é de 178 GWp, sendo que em 3 países (Alemanha, Itália e Grécia), a participação da energia solar fotovoltaica na geração total de eletricidade do país é maior que 7%. Cabe salientar que somente no ano de 2014 foram instalados no mundo cerca de 40 GWp dessa fonte de energia, sendo 19 GWp através de pequenos geradores distribuídos.

No Brasil, a utilização da energia solar fotovoltaica, apesar de ser ainda tímida vem crescendo nos últimos anos. Tal fato pode ser constatado nos dois leilões de energia de reserva (LER) realizados em 2014 e 2015 os quais resultaram em cerca de 2 GWp de centrais fotovoltaicas contratadas. Em relação à geração distribuída, a publicação da Resolução Normativa nº 482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em abril de 2012 estabeleceu as condições gerais de acesso de mini e micro usinas, com potência de até 1 MWp, ao sistema de distribuição de energia elétrica. Nessa resolução, ficou definido como microgeração distribuída as usinas de até 100 kWp de potência instalada e minigeração distribuída as usinas acima de 100 kWp e de até 1 MWp de potência instalada.

Ressalta-se que algumas barreiras para a viabilidade econômica da microgeração distribuída vêm sendo vencidas, como a cobrança do Imposto sobre circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a energia injetada na rede elétrica em alguns estados e, mais recentemente, também foram eliminadas as cobranças dos tributos federais PIS e COFINS. Estas isenções resultam em um melhor retorno econômico para os proprietários de micro usinas dando assim, maior atratividade à tecnologia. Em estudo recente realizado pelo Instituto Ideal (2015), é mostrado que o mercado ainda precisa de bastante maturidade e, em geral, os proprietários de micro usinas enfrentam dificuldades com relação aos processos de conexão à rede e o investimento inicial ainda é relativamente elevado. Apesar destes fatores, o mercado tem aumentado. Como pode ser observado através do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, onde são registrados os micro e minigeradores, até o final de outubro de 2015 haviam já catalogadas 1.125 empreendimentos de micro e minigeração fotovoltaica no país, ou seja, um crescimento de 166% em relação ao final do ano de 2014, quando constavam 422 microgeradores cadastrados.

Dentro deste contexto, torna-se importante a análise do desempenho destas pequenas usinas fotovoltaicas, a fim de se identificar as oportunidades de melhorias em projetos futuros, além de apresentar o real retorno trazido por estes geradores. Portanto, neste estudo, é proposta uma metodologia para análise de desempenho destas usinas e esta é utilizada para a análise de seis micro usinas instaladas na região metropolitana de Belo Horizonte dentro do sistema de compensação de energia (*net metering, em inglês*) estabelecido pela RN nº 482/ ANEEL.

Serão utilizados índices de mérito consolidados na literatura para análise de projetos de geração fotovoltaica aplicados a microgeradores instalados no estado de Minas Gerais. Uma vez que junto aos geradores analisados não está instalada nenhuma estação solarimétrica ou instrumentos capazes de medir a radiação solar, também é necessária a aplicação de um modelo capaz de transportar os dados de irradiação disponíveis em valores de irradiação no plano dos módulos fotovoltaicos no local estudado.

Ao longo deste trabalho será apresentado os dados necessários para cálculo da performance e os modelos utilizados para tal, além das limitações inerentes à metodologia utilizada.

2. METODOLOGIA

2.1 Coleta de dados das micro usinas fotovoltaicas

Para a realização da análise proposta, inicialmente foram coletados dados de geração de energia de cada micro usina analisada com uma taxa de amostragem de dados de 15 minutos, enviados em tempo real através de uma conexão com a internet. Em todas as unidades foram utilizados inversores ABB, compatíveis com o dispositivo de coleta de dados VSN300 Wifi Logger Card, capaz de registrar os valores de tensão, corrente, potência e energia tanto para o lado de corrente contínua quanto para o lado de corrente alternada

No total, foram disponibilizados dados relativos a geração de 27 micro usinas com potências entre 1,9 kWp e 33 kWp instaladas no estado de Minas Gerais, entre julho de 2014 e setembro de 2015. No entanto, como várias dessas instalações são recentes, e em algumas ocorreram problemas como a perda de parte dos dados devido à conexão ruim com a rede, neste estudo foram analisadas apenas 6 micro usinas, todas elas instaladas na região metropolitana de Belo Horizonte. A Fig.1 mostra a localização geográfica de cada uma destas micro usinas fotovoltaicas.

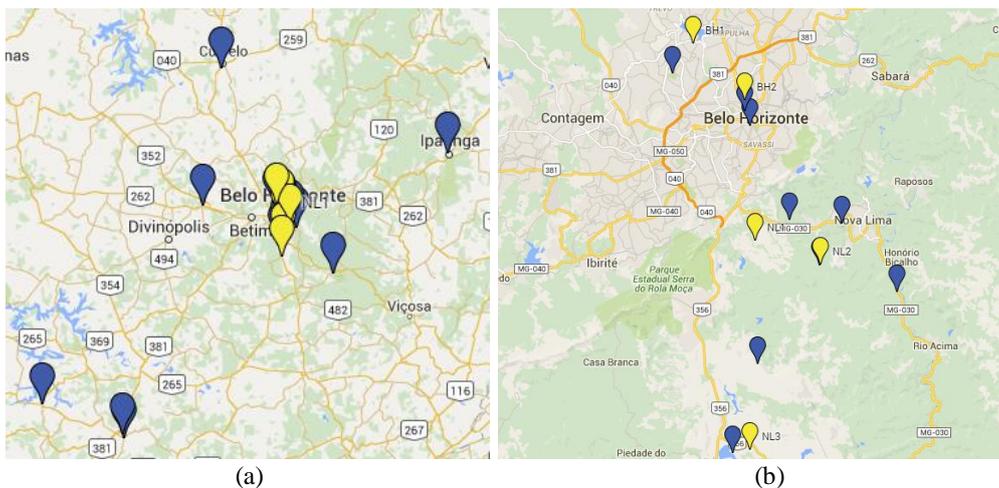


Figura 1- (a) Micro usinas monitoradas (marcas em azul e amarelo) no estado de Minas Gerais (b) micro usinas monitoradas com foco na região metropolitana de Belo Horizonte

Estes pequenos geradores fotovoltaicos foram escolhidos por apresentarem um intervalo regular de dados de geração com confiabilidade entre os meses de maio de 2015 e outubro de 2015. Portanto, serão analisados 6 meses de operação das unidades cujas características são apresentadas na Tab. 1 e na Fig. 2.

A Tab. 1 apresenta as principais características que permitem conhecer cada um dos sistemas instalados e assim, realizar as simulações do desempenho destas sendo que a localização geográfica é bastante importante para o conhecimento da irradiação solar presente no local. A inclinação dos módulos é dada em relação ao plano horizontal, e o ângulo azimutal, foi convencionado como o ângulo em relação ao norte geográfico, sendo 0° quando o módulo está orientado para o norte, e crescente no sentido horário. Para maximização da energia produzida pelos módulos fotovoltaicos, como regra geral, eles devem ter inclinação próxima à latitude do local e estarem voltados para o norte geográfico, ou seja, ângulo azimutal igual a 0° (Zilles et al., 2012). Estando os módulos orientados de maneira diferente, como uma restrição principalmente do ponto de vista construtivo dos telhados, é possível calcular as perdas de produção de energia relacionadas a esses desvios. A título de exemplo e de acordo com a Fig. 2 (d), o sistema NL1, apresenta duas orientações distintas, sendo que este tipo de sistema apresenta módulos voltados para o leste, o que maximiza a produção de energia durante a manhã, enquanto o restante está posicionado no sentido oposto, voltados para o oeste, de forma a maximizar a produção de energia no período da tarde. Desta forma, este tipo de solução ajuda a otimizar a utilização do

espaço disponível, sem grandes perdas devido à orientação, que podem ser estimadas em cerca de 5% em relação à orientação ótima (Zilles et al.,2012).

Tabela 1 – Dados das usinas analisadas

ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Potência instalada (kWp)	Potência inversor (kW)	Inclinação módulos (°)	Ângulo azimutal (°)	Instalação
BH1	-19,85	-43,98	8,67	2 inversores de 4,2 kW	15	80	Sobre telhado cerâmico em estrutura de alumínio
BH2	-19,90	-43,94	5,10	5,0	15	340	Sobre telhado cerâmico em estrutura de alumínio
IT1	-20,25	-43,80	1,96	2,0	20	340	Sobre o solo em estrutura de alumínio
NL1	-20,00	-43,93	7,50	6,0	20	0	Sobre laje em estruturas de alumínio
NL2	-20,03	-43,88	2,94	3,0	6	90-270	Sobre laje em estruturas de alumínio
NL3	-20,16	-43,83	5,00	6,0	5	80-260	Sobre laje em estruturas de alumínio

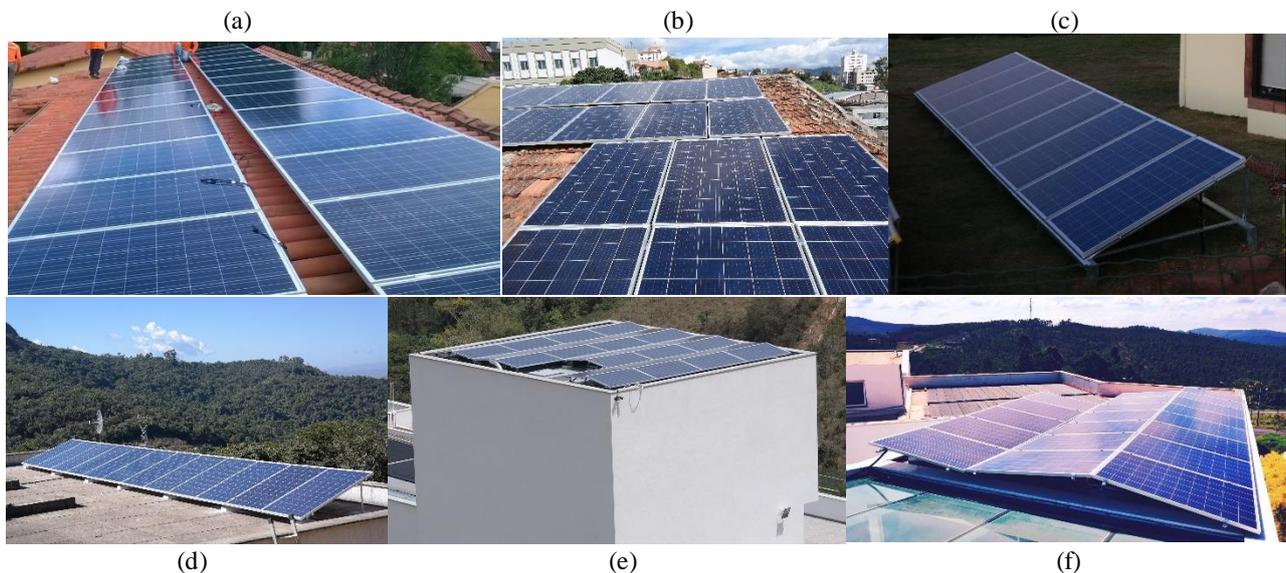


Figura 2 – Imagens das micro usinas analisadas neste estudo. (a) BH1, (b) BH2, (c) IT1, (d) NL1, (e) NL2, (f) NL3.

2.2 Indicadores de performance

A fim de se avaliar a performance de geração de energia de sistemas fotovoltaicos, alguns indicadores são propostos na literatura (Zilles et al, 2012, IEA, 2014, CanmetENERGY, 2010), sendo que os mais utilizados são: produtividade do sistema, ou *Final Yield* (Y_f – kWh / kWp), e o rendimento global do sistema, ou *Performance Ratio* (PR - %).

A produtividade do sistema permite uma compreensão e comparação simples entre sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos, formas de instalação e em localizações distintas sendo que sistemas com a mesma potência nominal podem apresentar diferentes valores de produtividade. Trata-se, portanto, de um bom parâmetro métrico para determinar a qualidade de diferentes sistemas com equipamentos de distintos fabricantes e instalados sob diversos tipos de condições climáticas (Zilles et al, 2012). O cálculo desse indicador é dado pela razão da energia produzida no intervalo de tempo determinado e a potência nominal dos módulos fotovoltaicos instalados, como é apresentado na Eq. (1).

$$Y_f = \frac{\int P_{saída} dt}{P_{FV}} \quad (1)$$

Na Eq. (1), $P_{saída}$ indica a potência obtida de fato do sistema fotovoltaico, em kW. Integrando a potência durante o período de tempo analisado tem-se a energia obtida nesse mesmo intervalo. Já o termo no denominador, P_{FV} , indica a potência de módulos instalada, dada em kWp.

A produtividade do sistema além de ser dada em kWh/kWp também pode ser fornecida em horas. Este indicador pode ser interpretado como o número de horas de irradiação com valor igual a 1000 W/m² para atingir a energia total fornecida pelo sol no plano considerado. O Y_f portanto, pode ser dado em diferentes bases temporais, dependendo do intervalo utilizado para seu cálculo. Em estudo recente realizado pela Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* (IEA), 2014), foram apurados valores médios de produtividade de sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes localidades e tamanhos sendo que os principais resultados obtidos são apresentados na Tab. 2.

Tabela 2 – Valores de Y_f registrados para sistemas fotovoltaicos em diferentes países e com tamanhos variados (IEA, 2014).

	Sistemas de 1-10kWp			Sistemas de 10-100kWp		
	Nº de sistemas	Y_f (kWh/kWp)		Nº de sistemas	Y_f (kWh/kWp)	
		Anual	Diário		Anual	Diário
Austrália	25	1.680±220	4,60±0,60	3	1.908±162	5,22±0,44
Alemanha	220	944±97	2,59±0,27	400	926±88	2,54±0,24
Estados Unidos	50.903	1.424±48	3,90±0,13	10.622	1.352±9	3,70±0,02
Itália – região norte	17	1.133±44	3,10±0,12	4	1.143±52	3,13±0,14
Itália – região central	15	1.289±54	3,53±0,15	4	1.386±49	3,80±0,13
Itália – região Sul	17	1.230±41	3,37±0,11	5	1.382±64	3,79±0,18

Finalmente, este indicador permite a comparação do rendimento de diferentes sistemas. Como a geração de um sistema fotovoltaico tem relação direta com a radiação solar incidente sobre os módulos, o indicador de produtividade não permite identificar se o valor de geração se dá devido à alta disponibilidade de irradiação no local ou às condições de instalação. Em um sistema fotovoltaico livre de perdas, cujo gerador operasse sempre com as células à temperatura de 25°C e no ponto de máxima potência, o valor de Y_f coincidiria numericamente com o valor médio da energia solar incidente sobre o gerador fotovoltaico no intervalo de tempo considerado (Zilles et al, 2012).

O indicador de rendimento global do sistema (PR), por sua vez, considera as perdas envolvidas em um sistema fotovoltaico, e é dado pela relação entre a produtividade do sistema e a irradiação de referência incidente no plano dos módulos como mostra a Eq. (2).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2)$$

A produtividade de referência é dada pela integração da radiação solar em determinado período de tempo, sobre um valor de irradiação de referência, 1000 W/m², como mostrado na Eq. (3).

$$Y_r = \frac{\int H_t dt}{H_{ref}} \quad (3)$$

Um estudo realizado na Alemanha mostra que o valor de PR típico para sistemas fotovoltaicos elevou-se de valores por volta de 50% a 70% no final dos anos 80 para valores de 70% a 80% nos anos 90 e normalmente maiores que 80% para os sistemas mais recentes, sendo que aqueles mais otimizados podem chegar próximo a 90% (Reich et al, 2011).

Como destacado anteriormente, o cálculo do PR engloba, portanto, todas as perdas em um sistema fotovoltaico, ou seja, desde a energia obtida nas células fotovoltaicas do sistema até o ponto onde é analisada a energia obtida. Este ponto, neste estudo, é a saída dos inversores de cada micro usina. As perdas englobadas são diversas: perdas por sombreamentos sobre os módulos, temperatura de operação das células, perdas ôhmicas em cabos e conexões, descasamento de potência dos módulos, eficiência de conversão do inversor, entre outras.

Embora a maioria das perdas se mantenha constante ao longo do tempo, exceto pela degradação das células dos módulos que faz com que forneçam menos potência com o tempo, o valor de PR varia em função de variações de temperatura que acarretam em menores valores de potência de saída obtidos pelos módulos fotovoltaicos. Em climas mais quentes, como o brasileiro, esperam-se valores menores de PR em relação a climas mais frios (Reich et al, 2011). Estudos mais recentes mostram que o valor semanal obtido para o PR pode variar em 10% ao longo do ano e em 5% dentro de um mês. Este mesmo estudo apresenta os resultados mostrados na Fig. 3, em que são relatados os valores calculados para o PR dentro de uma semana, onde se percebem grandes variações mesmo dentro do período de algumas semanas, mesmo quando o cálculo do PR é feito por meio de medições de irradiação realizadas no local.

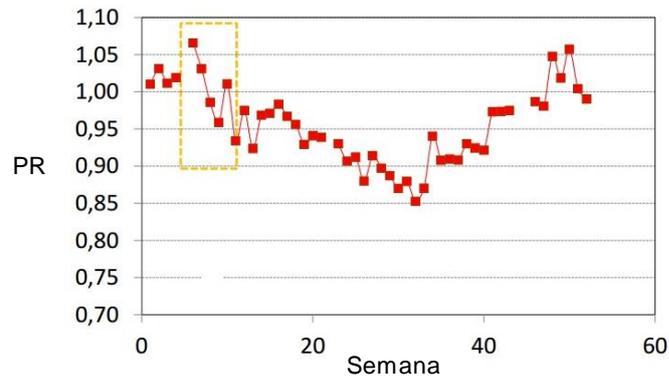


Figura 3 – Variação do PR calculado ao longo de algumas semanas em uma usina livre de sombreamento em Navarra-Espanha. Adaptado de Lorenzo e Navarte (2015).

2.3 Irradiação solar no plano inclinado

Para o cálculo do rendimento do sistema é necessário conhecer o valor da irradiação no plano do módulo (*Plane of Array – POA*) no tempo considerado. Para tal, e geralmente, podem ser utilizados piranômetros e células de referências para obtenção dos valores de irradiação global. No entanto, em nenhuma das micro usinas estudadas foram instalados sensores para medição da irradiância. Portanto, faz-se necessário o cálculo indireto da irradiação no plano dos módulos por meio de modelos matemáticos e através de dados solarimétricos / meteorológicos disponíveis publicamente através de banco de dados.

Neste estudo foram utilizados os dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) disponibilizados publicamente pelo projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), e os mesmos serviram como base para a construção dos modelos de irradiação para cada micro usina analisada. Cabe salientar que Duffie e Beckmann (2013) apontam diferentes modelos de transposição sendo que os mesmos se diferem principalmente pelo tratamento da componente difusa da radiação solar. Um dos modelos mais conhecidos é o de Liu & Jordan (1960), que propuseram um método simples, em que a radiação difusa é considerada isotrópica, porém, este modelo geralmente subestima os resultados encontrados (Ineichen, 2011). Desta forma, neste trabalho foi utilizado o modelo de Perez et al. (1987, 1990), em que a componente difusa de irradiância é dividida em três partes diferentes: a radiação difusa isotrópica, radiação difusa circumsolar e radiação difusa do horizonte, conforme mostra a Fig. 4.

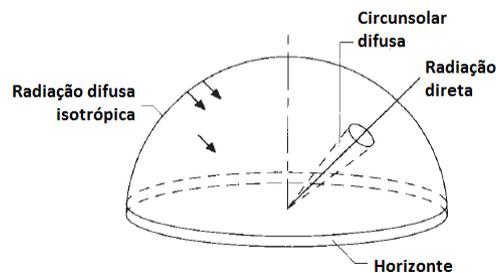


Fig. 4 – Componentes da radiação solar global. Adaptado de Duffie e Beckman (1991)

Finalmente, todos os dados de geração disponíveis, assim como de irradiação foram formatados para leitura através de um programa desenvolvido no Matlab R2013a, sendo que o mesmo também foi utilizado para o cálculo dos resultados dos indicadores descritos anteriormente para cada usina.

3. MODELAGEM MATEMÁTICA

O modelo de Perez et al. (1987, 1990) para cálculo da irradiação solar em um plano inclinado é um dos diversos métodos anisotrópicos disponíveis na literatura (Reindl, 1988; Skartviet e Olseth, 1986; Klucher, 1978). A Eq. (4) mostra a fórmula para o cálculo da irradiação no plano inclinado a partir de valores obtidos de radiação direta e difusa.

$$I_t = I_b R_b + I_d (1 - F_1) \left(1 + \frac{\cos \beta}{2} \right) + I_d F_1 \frac{a}{b} + I_d F_2 \sin \beta + I_p \left(1 - \frac{\cos \beta}{2} \right) \quad (4)$$

Sendo:

- I_t = irradiação global incidente no plano inclinado, em kWh/m²;
- I_b = irradiação direta incidente no plano horizontal, em kWh/m²;
- I_d = irradiação difusa incidente, em kWh/m²;
- I_f = irradiação global incidente no plano horizontal, em kWh/m²;
- R_b = relação entre a irradiação direta no plano inclinado e plano horizontal;
- F_1 = coeficiente de brilho circumsolar;
- F_2 = coeficiente de brilho solar no horizonte;
- β = inclinação do plano inclinado em relação ao plano horizontal;
- a,b = coeficientes que designam os ângulos de incidência do cone da radiação circumsolar em superfícies no planos horizontal e inclinado;
- ρ_g = refletância do ambiente ou coeficiente de albedo.

Como apresentado anteriormente, foram utilizados no modelo os valores de irradiação direta e difusa em médias mensais. O valor de β é conhecido da instalação dos módulos fotovoltaicos. F_1 e F_2 são coeficientes obtidos empiricamente como função dos valores de ângulo zenital, da latitude e dos valores de irradiação observados no plano considerado. Os coeficientes a e b são dados na Eq. (5) e Eq. (6).

$$a = \max(0, \cos\theta) \quad (5)$$

$$b = \max(\cos 85, \cos\theta_z) \quad (6)$$

Sendo:

- θ = ângulo de incidência no plano horizontal;
- θ_z = ângulo zenital ao meio-dia.

Como os dados solarimétricos utilizados apresentam valores médios de irradiação mensais, para cada mês foi calculado também um valor de referência de irradiação no plano dos módulos. Para isso, em cada mês foi considerado um ângulo de incidência correspondente à posição angular do sol ao meio-dia no dia médio daquele mês.

O valor da relação entre a radiação incidente no plano horizontal e no plano dos módulos é dada pela relação apresentada na Eq. (7).

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (7)$$

Quanto ao coeficiente ρ_g , foi utilizado um valor de 0,2. Este é um valor típico para locais urbanos, como nos casos das micro usinas aqui analisadas.

A utilização de modelos de transposição introduz incertezas que podem chegar a 15% (CanmetENERGY, 2010). Além disso, as incertezas relativas a variação de irradiação incidente no período analisado em relação à média histórica e nos valores do coeficiente de albedo também influenciam a estimativa final. Ressalta-se que, para este trabalho não foram realizados estudos mais aprofundados a respeito das incertezas envolvidas para a estimativa da geração.

4. RESULTADOS

A partir do modelo construído e dos dados coletados durante o período de 6 meses, foram calculados os resultados de PR e Y_f para as seis micro usinas analisadas sendo que a variação dos valores foi calculada através do desvio padrão dos resultados obtidos para cada mês para os dois indicadores de desempenho. Estes resultados são apresentados na Tab. 3, que mostra os valores de produtividade para as micro usinas estudadas enquanto a Fig. 4 apresenta uma comparação gráfica com os resultados encontrados pelo estudo realizado da IEA.

Tabela 3 – Valores calculados para os coeficientes Y_f e PR para as usinas analisadas

Usina	Y_f (kWh/kWp.dia)	PR
BH1	3,85 ± 0,65	0,68 ± 0,05
BH2	4,01 ± 0,64	0,65 ± 0,08
IT1	3,68 ± 0,51	0,59 ± 0,09
NL1	3,78 ± 0,71	0,69 ± 0,06
NL2	3,99 ± 0,37	0,63 ± 0,03
NL3	3,71 ± 0,64	0,67 ± 0,07

Percebem-se nos resultados mostrados grandes variações nos valores de PR calculados mês a mês, como para o sistema NL1, onde o desvio padrão corresponde a 25% do valor médio encontrado.

Como mostra a Fig. 5, é possível visualizar onde se encontra a performance dos sistemas analisados em comparação a performance dos sistemas em localidades apresentadas no estudo da IEA. O eixo das ordenadas (y) apresenta os valores de geração coletados, enquanto no eixo das abscissas (x) são apresentados os valores calculados de irradiação de referência dentro do período avaliado. Dessa forma, foi possível plotar retas que indicam sistemas com PR igual a 0,6, 0,7 e 1, que representa o limite teórico.

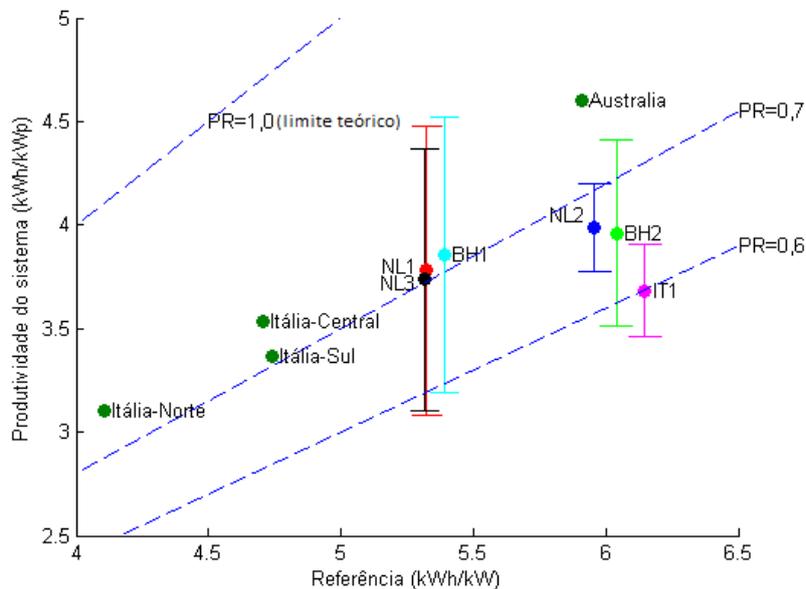


Figura 5 – Valores de produtividade dos sistemas para as micro usinas analisadas e uma comparação com os resultados encontrados pelo estudo realizado da IEA.

5. CONCLUSÃO

De acordo com os resultados obtidos, os valores de Y_f alcançados confirmam, a priori, o bom aproveitamento da energia solar fotovoltaica na região metropolitana de Belo Horizonte, superando para alguns sistemas, os valores obtidos em outras localidades, como na Itália e Alemanha, onde esta forma de geração possui um alcance bem maior.

Ressalta-se que o período de análise considerado neste trabalho, ou seja, de apenas seis meses de operação não permite afirmar com exatidão a geração esperada para o período de um ano, como nos valores verificados em outros estudos, devido às incertezas relativas ao desempenho da usina e ao modelo de transposição de irradiação utilizado. Ressalta-se que os meses analisados, entre maio e outubro, englobam os meses de inverno, quando a duração do dia é menor e a inclinação do sol é bastante desfavorável à geração. Para uma afirmação mais concreta sobre o desempenho das usinas analisadas seria necessário pelo menos 12 meses de dados para análise do desempenho em todas as estações e possibilidades climáticas na região, ou pelo menos que os dados englobassem os 2 solstícios no ano, de forma a cobrir todos os ângulos de declinação do Sol possíveis (Richter e Kalisch, 2015). Portanto, seria prematuro tirar conclusões comparativas entre os valores de produtividade obtidos pelas usinas estudadas.

No período considerado os valores de PR calculados, entre 0,6 e 0,72 estão um pouco abaixo daqueles verificados nos sistemas em outros países como a Alemanha, onde valores acima de 0,8 são mais comuns. Esses valores inferiores podem até serem esperados para a região de Belo Horizonte, já que as temperaturas são mais elevadas, o que influencia o desempenho dos módulos fotovoltaicos. No entanto, é sugerida a realização de estudos complementares a fim de se identificar as razões pelas quais os valores encontrados se encontram nessa faixa.

Finalmente, a análise de desempenho das micro usinas é importante para identificação de problemas que possam ocorrer em cada unidade isoladamente ou em um conjunto de instalações. A metodologia aqui apresentada fornece uma indicação do desempenho de cada microgerador e do conjunto delas, mas, como observado, não é possível concluir, neste momento, se elas se encontram dentro de um desempenho esperado e o quanto seria possível otimizá-las. Ao se completar um ano de dados coletados de todas as unidades analisadas, a mesma metodologia será aplicada novamente para a realização de uma análise comparativa de desempenho. Recomenda-se também que para uma análise mais precisa do desempenho destas, e de outras usinas, que possam ser construídas no futuro, sejam instalados sensores de medição da irradiação (ex: piranômetros / células de referências) no plano dos módulos fotovoltaicos de forma que será possível obter uma análise mais apurada e um resultado com maior precisão para os índices de mérito apresentados.

Agradecimentos

À SolarVolt Energia, que cedeu os dados relativos às usinas apresentadas neste trabalho. Trabalho desenvolvido no âmbito do programa "P&D Estratégico D713: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira", da ANEEL.

REFERÊNCIAS

- CanmetENERGY, Natural Resources Canada. Uncertainty in Long-term Photovoltaic Yield Predictions. Canadá 2010.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., 2013. Solar Engineering of Thermal Processes, John Wiley & Sons, 4th Edition.
- EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION (EPIA), 2015. Global Market Outlook For Solar Power 2015-2019. Bruxelas, Bélgica.
- IEA - International Energy Agency. 2014. Analysis of Long-Term Performance of PV Systems: Different Data Resolution for Different Purposes.
- Ineichen, P., 2011. Global Irradiance on tilted and oriented planes: model validations. technical report. University of Geneva, February.
- Instituto Ideal, 2015. O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica.
- Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Brasília/DF, 2008-2010. Disponível em <http://www.inpe.br/>.
- Klucher, T. M. 1978. Evaluation of Models to Predict Insolation on Tilted Surfaces, NASA TM-78842, NASA, Lewis Research Center, Cleveland.
- Lorenzo E., Navarte, L. Quality control procedures for the bankability of PV plants: Software and Hardware solutions. 31th European Photovoltaics Conference, Hamburg, Germany, 2015.
- Liu, B. Y. H, and R. C. Jordan. 1960. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse, and total solar radiation. Solar Energy, Vol. 10, No. 3, 4(3):1e19.
- Pereira, E., Martins, F., Abreu, S. Rüther, R, 2006. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos.
- Perez R, Ineichen P, Seals R, Michalsky J, Stewart R. 1990. Modeling day light availability and irradiance components from direct and global irradiance. Solar Energy; 44:271 e89.
- Perez, R., R. Stewart, C. 1987. Arbogast, R. Seals and D. Menicucci. A New Simplified Version of the Perez Diffuse Irradiance Model for Tilted Surfaces, Solar Energy, Vol. 39, pp. 221-231.
- Reich N.H., Mueller B., Armbruster A., van Sark W. G. J. H. M. Kiefer K. Reise C. 2011. Performance ratio revisited: is PR>90% realistic? Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 20:717–726
- Richter, M. Kalisch. J. Best Practice Guide On Uncertainty in PV Modelling. 3E – University of Oldenburg. Performance Plus WP2 Deliverable 2.4. 2015
- Reindl, D. T. 1988. Estimating Diffuse Radiation on Horizontal Surfaces and Total Radiation on Tilted Surfaces, M.S. thesis, University of Wisconsin-Madison, Madison, WI.
- Skartviet, A., J. A. Olseth. 1986. Modelling Slope Irradiance at High Latitudes, Solar Energy, Vol. 36, No. 4, pp. 333-344.
- Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA). Disponível em <http://en.openei.org/apps/SWERA/>.
- ZILLES, R. et al. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, 2012. São Paulo: Oficina de Textos.

PRELIMINARY ANALYSIS OF MICRO PHOTOVOLTAIC PLANTS PERFORMANCE INSTALLED IN THE METROPOLITAN REGION OF BELO HORIZONTE

Abstract. *This paper presents a methodology to conduct a preliminary analysis of performance for micro photovoltaic power plants and it is applied to six months of data collected from a few small plants in operation located in the metropolitan region of Belo Horizonte. At first, the concepts and advances relating to micro and mini distributed photovoltaic generation are presented, which has grown considerably in Brazil since the establishment of the power compensation system in 2012 through Normative Resolution No. 482 of the National Electric Energy Agency (ANEEL). Subsequently, technical merit indice Yield (kWh / kWp) and performance ratio - PR (%) widely used and reported in the literature for energy analysis of such projects are described, and a methodology for obtaining values for these indicators from the available data, is developed. This methodology includes the development of a computational tool in Matlab © for reading data and also calculate solar radiation in the plane of the PV modules from historical averages of global irradiation publicly available. The results are compared with values observed in studies performed abroad to present conclusions about the performance of the analyzed sites.*

Key words: Photovoltaics, Micro distributed generation, performance analysis.