

ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM USO DE MEDIÇÕES CLIMÁTICAS LOCAIS EM GOIÁS

Gabriel Mendonça de Paiva – eegabrielmp@gmail.com

Sérgio Pires Pimentel – sergio_pimentel@ufg.br

Enes Gonçalves Marra – enes.gm@gmail.com

Bernardo Pinheiro de Alvarenga – bernardo@eee.ufg.br

Universidade Federal de Goiás, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Resumo. A redução de custos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) é uma pauta constante no setor de energias renováveis para viabilizar cada vez mais a inserção destes sistemas na matriz energética. A análise do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) tem potencial de redução do tempo de retorno do investimento destes sistemas, aumentando a capacidade de geração por meio do aumento da potência do gerador em relação à potência do inversor, sem resultar em grandes perdas para o sistema. Este artigo apresenta uma análise do FDI para SFCR integrado a construções com uso de modelagem matemática dos principais componentes de um sistema real com doze anos de medições horárias locais de Irradiação global horizontal e Temperatura ambiente em Goiânia, Goiás. A análise resultou em uma faixa de FDI de 0,54 a 0,77 considerando variações de 0° a 90° de inclinação e -90° a $+90^\circ$ de ângulo azimutal. A análise financeira resultou em um potencial de redução no tempo de retorno do investimento acima de 7,8% para diferentes configurações do sistema quanto à inclinação e orientação dos painéis.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Fator de Dimensionamento do Inversor, Tempo de Retorno do Investimento.

1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) possuem grande potencial de aplicação no Brasil, devido à grande extensão territorial e aos elevados níveis de Irradiação em kWh/m².ano que são obtidos em todo o país. Dentre as vantagens de conexão de sistemas fotovoltaicos à rede, destacam-se a possibilidade de redução da geração das fontes primárias (hidrelétricas e térmicas), possibilidade de adiamento de construção de novas usinas e linhas de transmissão, redução da demanda de pico dos grandes centros de consumo, maior segurança do fornecimento de energia, aumento do nível de tensão e redução de perdas nos sistemas de distribuição e transmissão (Zilles et al., 2012; Albuquerque et al., 2012; Dias, 2006; Rodriguez, 2002).

Apesar das vantagens destacadas para o Sistema Interligado Nacional (SIN), no contexto da Geração Distribuída (GD) os SFCR se caracterizam como um investimento financeiro do ponto de vista de consumidores e investidores, onde suas contas de luz podem ser reduzidas por meio da compensação do consumo em kWh com a geração provinda de micro ou minigeradores instalados na unidade consumidora (Aneel REN 482, 2012). A redução de custos de SFCR e a maximização da geração desses sistemas é uma pauta importante para viabilizar economicamente sua implantação. Além disso, pelo fato de a tecnologia dominante comercialmente do silício cristalino ser caracterizada pela elevada redução da potência em função da temperatura de operação, a potência nominal a *Standard Test Conditions (STC)* dos módulos raramente é atingida durante o ano, o que normalmente implica em um aumento da potência do gerador fotovoltaico em relação ao inversor solar como via de aumento da geração anual do sistema (CRESESB, 2014; Burger e Ruther, 2006; Macêdo, 2006). A razão entre potência nominal do inversor e potência nominal do arranjo fotovoltaico que compõem o gerador é comumente chamada Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI).

A otimização do FDI deve considerar que por um lado há o aumento de geração do sistema pelo aumento da potência do gerador, mas também que um subdimensionamento excessivo do inversor pode resultar em redução de vida útil do mesmo por operar por muito tempo a elevados níveis de temperatura (Zilles et al., 2012). Uma forma de se considerar os dois aspectos em simulações destes sistemas é por meio da aplicação de um limite de perda anual por limitação de potência no inversor, processo que ocorre quando a potência CC de entrada do inversor excede a potência equivalente à potência nominal CA, como em Burger e Ruther (2006). Este estudo concluiu ainda que análises considerando medições em intervalos horários podem esconder maiores picos de Irradiação real em relação a medições em intervalos menores.

A análise do FDI é particular para cada localidade, pois depende das características do clima local quanto à radiação solar e temperatura ambiente, além da tecnologia dos módulos e curva de eficiência do inversor. Dentre os desafios encontrados para otimização do FDI, destaca-se a indisponibilidade de dados climáticos em pequenos

intervalos de tempo para diferentes localidades, o que muitas vezes é solucionado por geração sintética de dados horários a partir de dados em intervalos maiores (Khatib, Mohamed e Sopian, 2013).

Neste contexto, este estudo avalia a otimização do FDI com uso de 12 anos de medições de Irradiação (Wh/m^2) e Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$) horárias em Goiânia, capital de Goiás, considerando também dados disponibilizados por fabricantes dos componentes do SFCR da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG). O sistema completo se trata de um SFCR de 34 kWp de módulos de tecnologia de silício policristalino (p-Si).

2. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A otimização do FDI foi obtida por modelagem matemática dos componentes do SFCR e da irradiação para obtenção de dados horários de geração do sistema. A análise foi feita considerando os 12 anos das medições horárias de Irradiação e Temperatura ambiente obtidas da estação solarimétrica do Instituto de Meteorologia (INMET) em Goiânia.

Um estudo futuro irá avaliar o modelo por meio da comparação da produção simulada com medições da produção do sistema real operante, uma das metodologias utilizadas para otimização do FDI (Khatib, Mohamed e Sopian, 2013). Esta modelagem pode ser utilizada também para analisar sistemas com uso de medições em intervalos menores de tempo que uma hora. O modelo pode também ser otimizado com aplicação de técnicas de Inteligência Artificial e com adição de outros parâmetros que refinam a modelagem por meio de ensaios em sistemas reais.

2.1 Algoritmo para Otimização do FDI

O algoritmo utilizado para avaliação do SFCR em questão pode ser visualizado na Fig. 1 e consiste em uma modelagem matemática do sistema completo dividida em três etapas. O Modelo 1 se trata da obtenção da Irradiação total no plano inclinado à partir da Irradiação global horizontal, obtida da base de dados, em intervalos horários. O Modelo 2 se trata da obtenção da potência de entrada CC do inversor, que se trata da potência de saída do gerador subtraída das perdas no cabeamento CC. Por fim o modelo 3 se trata da obtenção da potência de saída CA do inversor à partir da potência de entrada CC.

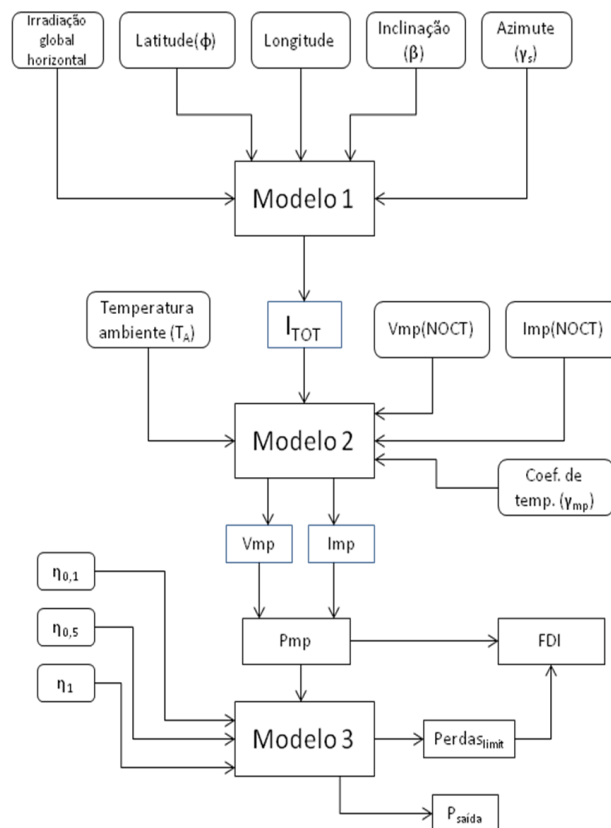


Figura 1- Fluxograma do algoritmo para obtenção do FDI.

2.2 Irradiação total no plano inclinado

A Irradiação total no plano inclinado requer inicialmente que a Irradiação global horizontal seja decomposta nas componentes direta e difusa. Para isso, foi utilizada a correlação de Erbs et al. (1982), que pode ser visualizada pela Eq. (1). Sendo k_t o índice de limpeza, obtido da relação entre Irradiação global horizontal e Irradiação extraterrestre no

plano horizontal. Obtida a relação I_d/I pode-se obter as componentes difusa (I_d) e direta (I_b) horárias. A soma das duas componentes é igual à Irradiação global horizontal.

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1 - 0,09k_t \dots \dots \dots p / k_t \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4 \dots \dots \dots p / 0,22 < k_t \leq 0,8 \\ 0,165 \dots \dots \dots p / k_t > 0,8 \end{cases} \quad (1)$$

Obtidas as componentes direta e difusa da irradiação global horizontal, a Irradiação total no plano inclinado foi obtida por meio do modelo de Hay-Davies, Eq. (2), que consiste em um modelo de céu anisotrópico com cálculo relativamente simples e que gera bons resultados, de acordo com a literatura (Duffie e Backman, 2013). Sendo β a inclinação dos módulos, A_i o índice de anisotropia, ρ_g a refletância difusa e R_b a relação da componente direta no plano horizontal com a componente direta no plano inclinado (determinada por relações angulares da superfície dos módulos e da radiação solar). Foi adotado um valor típico de ρ_g igual a 0,2, que se trata de um valor típico de constante para cálculo da componente de Albedo para áreas urbanas.

$$I_{TOT} = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2)$$

2.3 Determinação dos parâmetros elétricos de entrada do Inversor

Os parâmetros elétricos de entrada do inversor se tratam da potência de saída do gerador subtraída da potência perdida no cabeamento CC. Um modelo simplificado de cálculo da potência no ponto de máxima potência (P_{MP}) foi adotado neste estudo, pois a utilização de outros métodos torna-se muitas vezes trabalhosa e com um número muito grande de variáveis que na prática não são disponibilizados, como relata Macêdo (2006). No estudo de Macêdo (2006) adotou-se a equação (3) para cálculo de P_{MP} no contexto da análise do FDI, sendo P_{FV}^0 a potência do módulo fotovoltaico de referência, γ_{mp} o coeficiente de temperatura da potência no ponto de máxima potência, $H_{i,\beta}$ a Irradiância incidente no plano do gerador, T_C a temperatura de operação das células e o sub-índice *ref* indica as condições de referência. No mesmo estudo foi adotado um valor médio para o coeficiente de temperatura da potência γ_{mp} igual a -0,6 %/°C. Foram utilizados como referência neste estudo os valores fornecidos pelo fabricante em *NOCT* (*Nominal Operating Cell Temperature*).

$$P_{MP} = P_{FV}^0 \frac{H_{i,\beta}}{H_{ref}} \left[1 - \gamma_{mp} (T_C - T_{C,ref}) \right] \quad (3)$$

Outra simplificação válida, adotada por alguns autores, no caso de análises envolvendo a tecnologia do silício cristalino é a adoção de um coeficiente de temperatura da potência γ_{mp} igual ao coeficiente da tensão de máxima potência $\beta_{V_{mp}}$, uma vez que ambos normalmente são valores próximos e que o coeficiente da corrente nesta tecnologia é muitas vezes menor, como é abordado em CRESESB (2014). Em alguns módulos, os fabricantes fornecem valores reais idênticos de γ_{mp} e $\beta_{V_{mp}}$, como é o caso de Yingli (2016).

Considerando as referências mencionadas, optou-se por um modelo simplificado para estimativa de P_{MP} com uso de dados fornecidos pelo fabricante e considerando γ_{mp} igual a $\beta_{V_{mp}}$. Desta forma, calculou-se a corrente no ponto de máxima potência pela Eq. (4), sendo $I_{mp(NOCT)}$ a corrente no ponto de máxima potência em NOCT e a tensão no ponto de máxima potência pela Eq. (5). O produto I_{mp} por V_{mp} resulta na mesma relação para a potência P_{MP} adotada por Macêdo (2006). De acordo com Tofoli et al. (2014) a temperatura da célula pode ser obtida pela Eq. (6), sendo C_t uma constante de temperatura típica do módulo e G_{eff} a Irradiância incidente no plano dos módulos, neste caso igual a I_{TOT} . A energia, dada pela Irradiação é igual à Irradiância (potência) neste caso onde a base de dados fornece Irradiâncias constantes em intervalos de uma hora.

$$I_{mp} = \frac{I_{mp(NOCT)}}{I_{(NOCT)}} I_{TOT} \quad (4)$$

$$V_{mp} = V_{mp(NOCT)} + (T_C - T_{C(NOCT)}) \gamma_{mp} \quad (5)$$

$$T_C = T_A + C_t \cdot G_{eff} \quad (6)$$

$$C_t = \frac{NOCT(^{\circ}C) - 20}{800W / m^2} \quad (7)$$

O coeficiente de temperatura da potência adotado e fornecido pelo fabricante é de -0,42 %/°C. O módulo é da Sun Earth® de tecnologia policristalino de 235 Wp de potência, cujo valor de $V_{mp(NOCT)}$ é 27,2 V e $I_{mp(NOCT)}$ é 6,31 A. As perdas no cabeamento CC consideraram 30 m de cabeamento por string. As perdas foram calculadas pela Eq. (8), sendo

R a resistência do cabeamento de cobre e I a corrente I_{mp} do arranjo fotovoltaico. A resistência foi obtida pela Eq. (9), sendo ρ a resistividade do cobre, l o comprimento do cabeamento e A a área da seção transversal do cabo. A resistência do cabeamento de cobre é função da temperatura ambiente, devido à influência da temperatura na resistividade do cobre, resultando na Eq. (10), sendo α o coeficiente de temperatura da resistividade, no caso do cobre igual a $0,0039 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ (CRESESB, 2014).

$$P_{perdas} = RI^2 \tag{8}$$

$$R = \frac{\rho l}{A} \tag{9}$$

$$R_{T1} = R_{T0} [1 + \alpha(T_1 - T_0)] \tag{10}$$

2.4 Determinação da potência de saída do Inversor

A potência de saída do inversor em função da potência de entrada foi obtida do sistema de equações apresentados pela Eq. (11), que se trata do modelo de Schmidt et al. (1992), sendo $P_{saída}$ a potência de saída normalizada com relação à potência nominal do inversor obtida pela Eq. (12), P_{inv}^0 a potência nominal do inversor, k_0 , k_1 e k_2 constantes que representam o autoconsumo e o carregamento do inversor, obtidos da curva de eficiência do mesmo e pelas Eqs. (13), (14) e (15). À partir deste modelo obtém-se as perdas por limitação de potência, a potência de saída e a otimização do FDI. As perdas percentuais por limitação de potência foram obtidas pela diferença entre a potência máxima teórica de entrada do inversor com a potência máxima CC de operação do inversor, que se trata do limite máximo de potência CC que o mesmo é capaz de operar.

$$P_{Saída} = \left\{ \begin{array}{l} P_{inv}^{max} \dots\dots\dots p / P_{Saída} \geq P_{inv}^{max} \\ 0 \dots\dots\dots p / P_{FV} \leq k_0 P_{inv}^0 \\ P_{saída} P_{inv}^0 \dots\dots\dots p / k_0 P_{inv}^0 < P_{Saída} < P_{inv}^{max} \end{array} \right\} \tag{11}$$

$$k_0 - p_{FV} + (1 + k_1)P_{saída} + k_2 P_{saída}^2 = 0 \tag{12}$$

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{inv1}} - \frac{1}{4} \frac{1}{n_{inv0,5}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{inv0,1}} \tag{13}$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{inv1}} + \frac{33}{12} \frac{1}{n_{inv0,5}} - \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{inv0,1}} - 1 \tag{14}$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{inv1}} - \frac{5}{2} \frac{1}{n_{inv0,5}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{inv0,1}} \tag{15}$$

A Fig. 2 apresenta a curva de eficiência do inversor utilizado na simulação, trata-se do inversor Eltek THEIA 4.4 HE-t UL, linha de inversores que serão instalados no projeto real. Além deste inversor, será utilizado também o inversor 2.9 HE-t UL que apresenta mesma curva de eficiência.

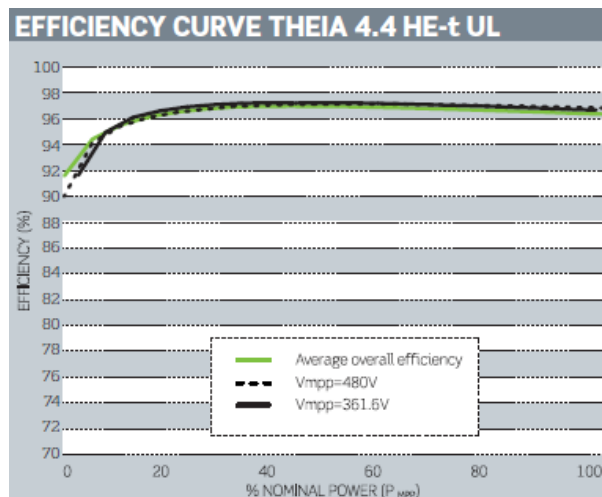


Figura 2- Curva de eficiência do inversor do SFCR da EMC/UFG.

3. RESULTADOS

A Fig. 3 ilustra a diferença obtida de dados de geração sintética no PVsyst, um dos softwares mais comuns de dimensionamento de SFCR presentes do mercado, e os dados de medições do INMET. Foi possível observar uma maior distribuição da Irradiação dos dados da NASA (médias mensais de irradiação distribuídas sinteticamente em valores horários) principalmente na faixa de Irradiância acima de 900 Wh/m². A base de dados da NASA resulta em uma Irradiação global horizontal de 1927,5 Wh/m² e a base de dados do INMET em uma média de 1854,2 Wh/m², variando de um mínimo anual de 1793 a um máximo de 1926 Wh/m².

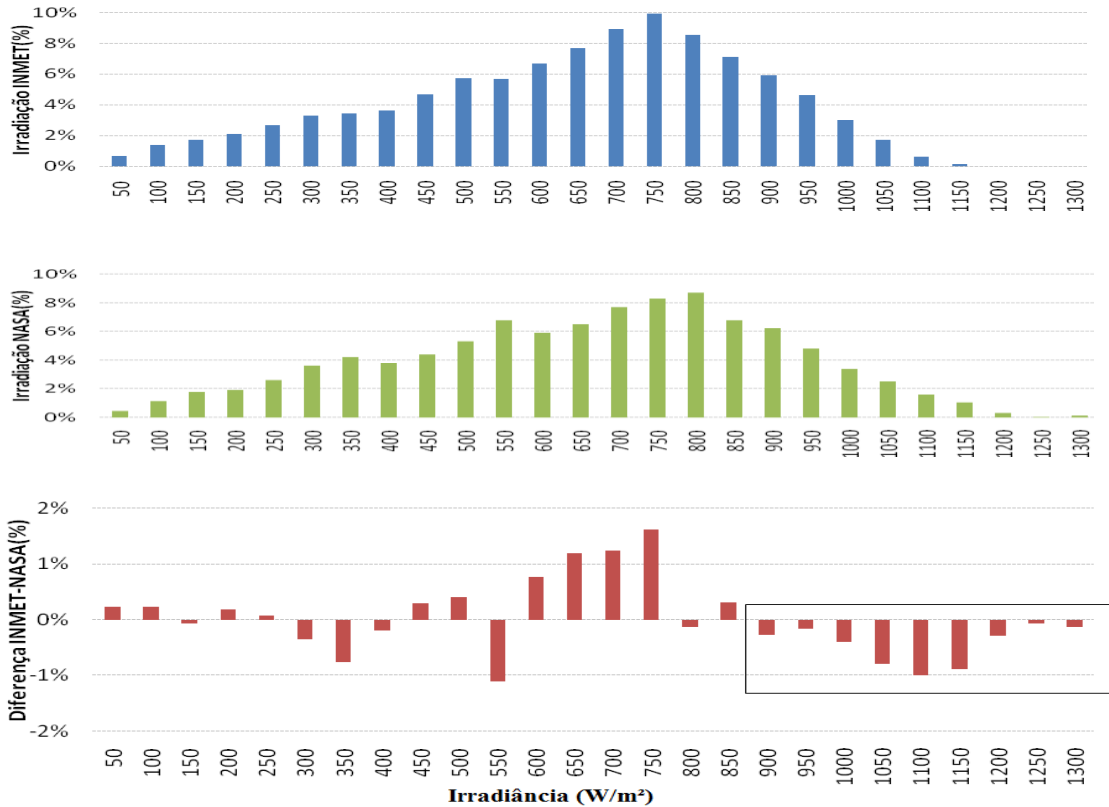


Figura 3- Distribuição da Irradiação global horizontal em função da Irradiância em intervalos horários de acordo com medições do INMET (azul), distribuição horária sintética de valores mensais da NASA (verde) e diferença INMET-NASA (vermelho).

Simulando o sistema foram obtidos os resultados da Fig. 4. A Fig. 4 a) apresenta a relação P_{FV}/P_{inv} e a Fig. 4 b) apresenta o FDI correspondente (inverso de P_{FV}/P_{inv}) para diferentes inclinações e orientações. É possível observar que orientações dos módulos para oeste do norte geográfico tendem a resultar em valores de FDI menores que orientações para leste, pois a primeira irá beneficiar a produção de energia no período vespertino, quando temperaturas mais elevadas são atingidas durante o dia e, portanto, níveis menores de potência CC são obtidos.

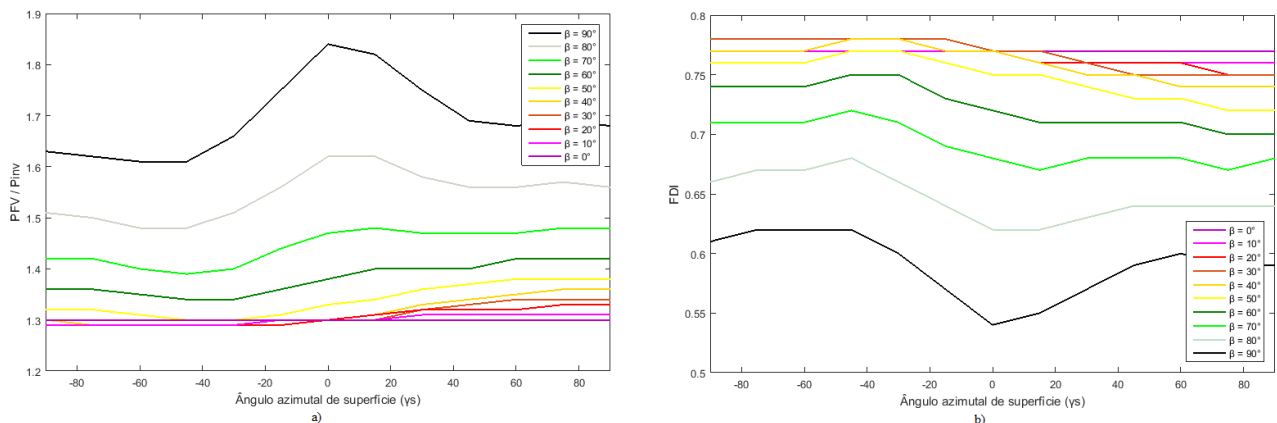


Figura 4- a) Relação P_{FV}/P_{inv} e b) FDI otimizados para diferentes inclinações e orientações do gerador.

A análise do FDI em doze anos mostrou também que as perdas por limitação de potência são diferentes em cada ciclo anual, como mostra a Tab. 1, as perdas por limitação de potência para o caso da análise em inclinação de 20° e orientação sentido norte geográfico. Foram encontrados períodos com perdas de 0,26% e 0,85% para o sistema simulado. Este resultado demonstra a importância de análises em grandes escalas de tempo, o que aumenta a confiabilidade da simulação.

Tabela 1 – Perdas por limitação de potência anuais em diferentes períodos da simulação no caso de inclinação de 20° e orientação sentido norte geográfico.

Período	Perda por limitação de potência (%)
2002 - 2013	0,47
2002	0,62
2003	0,85
2004	0,71
2005	0,46
2006	0,28
2007	0,37
2008	0,26
2009	0,37
2010	0,41
2011	0,44
2012	0,45
2013	0,33

Para analisar o impacto econômico da otimização do FDI, considerou-se o estudo do tempo de retorno do investimento ou *payback time*. Por se tratar de inversores monofásicos que serão utilizados em microgeração distribuída, o estudo não considera taxa de manutenção destes sistemas. A variável econômica mais utilizada para análise de grandes sistemas é o custo da energia produzida, ou *levelized cost of electricity (LCOE)*. Esta variável permite também a comparação com outros tipos de geração de energia. Esta variável não foi analisada neste estudo, pois o objetivo da análise financeira é apenas de avaliar o impacto da otimização do FDI.

A Tab. 2 apresenta o custo para sistemas de microgeração com base em orçamentos de mercado em Novembro de 2015, considerando o mesmo fabricante dos componentes para diferentes tamanhos de sistemas. Uma taxa percentual de 15% foi considerada como custos administrativos e de instalação do sistema. Foi considerada uma conversão de 1 US\$ = 3,8 R\$. A tarifa com impostos da concessionária local é de 0,67 R\$/kWh (Novembro de 2015). Foi considerada uma perda de geração de energia de 3% por sujeira ou poeira nos módulos.

Tabela 2 – Custos de SFCR para microgeradores de diferentes tamanhos.

Pot. do Sistema	Custos (US\$/kWp)								
	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0
Gerador	864,81	864,81	864,81	864,81	864,81	864,81	864,81	864,81	864,81
Inversor	912,46	737,89	639,37	471,84	452,78	408,68	397,89	389,26	372,72
Acessórios	369,30	362,50	254,00	225,88	236,47	219,01	194,68	175,21	175,79
Administração	321,98	294,78	263,73	234,38	233,11	223,88	218,61	214,39	212,00

A Fig. 5 apresenta a curva de tempo de retorno do investimento do subsistema que contém o inversor Eltek THEIA 4.4 HE-t UL em função da relação P_{FV}/P_{inv} considerando três diferentes configurações quanto ao posicionamento do gerador fotovoltaico: em inclinações de 20°, 40° e 60° e orientação sentido norte geográfico. O cálculo considera uma situação hipotética onde o gerador fotovoltaico geraria sempre em momento onde a instalação consome sua energia, pois foi considerada a tarifa com impostos na redução da conta de energia. Em um caso real, o sistema poderia gerar em momentos distintos do consumo, o que tornaria correto reduzir a conta com a tarifa sem impostos nestes momentos. Este cálculo foi realizado apenas para simplificar a análise e demonstrar a viabilidade econômica da otimização do FDI.

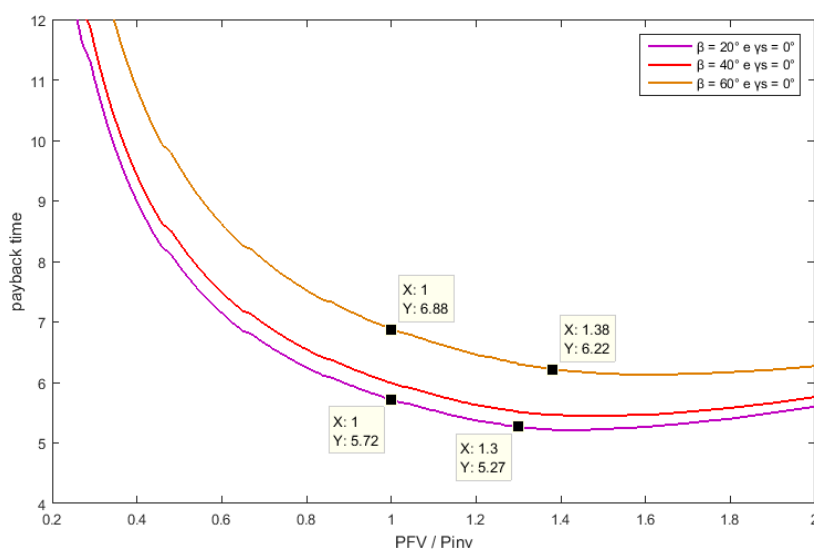


Figura 5- Curvas de *payback time* em função da relação P_{FV}/P_{inv} para o inversor 4.4.

A otimização do FDI possibilitou uma redução no tempo de retorno do investimento em relação a um FDI unitário de 7,88%, 7,99% e 9,66% para as inclinações de 20°, 40° e 60° respectivamente. Foi considerado nesta análise apenas o aumento de custos referentes ao gerador e aos acessórios do sistema (estruturas de fixação, cabeamento e conexões) com o aumento da potência do gerador. Este resultado demonstra um potencial significativo da otimização do FDI aplicada em SFCR, uma vez que o investimento se torna mais atrativo com tempos de retorno reduzidos.

4. CONCLUSÕES

A análise do FDI é uma importante pauta de SFCR para redução de tempo de retorno do investimento destes sistemas e é particular para cada localidade, devido à dependência da geração solar fotovoltaica em relação ao clima local (radiação e temperatura). Uma análise com doze anos de medições locais de irradiação e temperatura em Goiânia resultou em uma faixa de FDI de 0,54 a 0,77 para diferentes inclinações e orientações do sistema. A análise resultou também em um potencial de redução no tempo de retorno do investimento acima de 7,8% para diferentes configurações do gerador quanto à inclinação e orientação dos painéis. Este potencial de redução é ainda maior para configurações mais distantes do ponto ótimo convencional de geração (inclinação igual à latitude local e orientação sentido norte geográfico).

Concluímos ainda que uma análise considerando grande escala de tempo aumenta a confiabilidade da simulação, pois resultados diferentes são encontrados para uma mesma base de dados em diferentes ciclos anuais, uma vez que Irradiação e Temperatura variam ano a ano. Comparando os dados de medições locais aos obtidos no PVsyst podemos notar que as curvas de distribuição de irradiância são semelhantes, entretanto a segunda base de dados gerou uma estimativa mais elevada nas faixas de irradiância acima de 900 W/m².

Agradecimentos

Agradecemos à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela bolsa de estudos e apoio financeiro na execução desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- Albuquerque, F. L., Caixeta, G. G., Morais, A. J., Silva, S. B., 2012. Análise da Curva de Carga em Prédios Públicos com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Dotados de Compensação de Potência Reativa, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos.
- ANEEL. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012.
- 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*, vol. 80, n. 1, pp. 32-45.
- CRESESB. 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley & Sons.
- Dias, M. V. X., 2005. Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras. Dissertação de Mestrado. Itajubá.
- Erbs, D. G., Klein, S. A., Duffie, J. A., 1982. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation, *Solar Energy*, vol. 28, n. 4, pp. 293-302.

- Khatib, T., Mohamed, A., Sopian, K., 2013. A Review of photovoltaic systems size optimization techniques. Elsevier, vol. 22, pp. 454-465.
- Macêdo, W. N., Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, 2006. Tese de Doutorado. São Paulo.
- Rodriguez, C. B. C., 2002. Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Dissertação de Mestrado. Campinas.
- Schmidt, H., Jantsch, M., Schmd, J., 1992. Results of the concerted action on power conditioning and control. 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Montreux, Switzerland.
- Tofoli, F. L., Pereira, D. C., Marinho, F. L., Gallo, C. A., 2014. Comparação entre modelos de célula solar fotovoltaica para fins de simulação computacional. V Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife.
- Yingli Solar, 2016. Ficha de dados Série de células YGE 48. YL210P-23b. Disponível em: <http://www.yinglisolar.com/br/products/multicrystalline/yge-48-cell-series/> Último acesso em 10/02/2016.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Oficina de Textos. São Paulo.

INVERTER SIZING RATIO ANALYSIS FOR GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH THE USE OF LOCAL MEASURED CLIMATE DATA IN GOIAS

Abstract. *The costs reduction of grid-connected photovoltaic systems is a permanent theme in the area of renewable energy to enable the insertion of these systems in the energy grid. The inverter sizing ratio analysis has a potential of payback time reduction of these systems, increasing the generation capacity by increasing the generator power in relation to the inverter power, without resulting in significant losses to the system. This article presents an inverter sizing ratio analysis for building integrated grid-connected photovoltaic system with the use of mathematical modeling of the main components of a real system with twelve years hourly measurements of global horizontal irradiation and ambient temperature in Goiania, Goias. The analysis resulted in a band of 0.54 to 0.77 sizing ratios considering variations from 0 to 90° tilt angle and -90° to +90° azimuth angle. The financial analysis resulted in a potential payback time reduction over 7.8% for different system configurations of inclination and orientation of the photovoltaic panels.*

Key words: *Grid-Connected Photovoltaic System, Inverter Sizing Ratio, Payback time.*