

# ALGORÍTMO PARA OTIMIZAÇÃO ECONÔMICA DE ÁREA PARA GERAÇÃO HÍBRIDA-DIESEL FOTOVOLTAICA BASEADO EM MÉDIAS MENSAIS DA RADIAÇÃO GLOBAL

Felten B. \*, Colle S. \*\*, Abreu S.L. \*\*\*

\* Faculdade da Engenharia Mecânica, Universidade Técnica de Munique, Boltzmannstraße 15, Munique, 85748, (Baviera) Alemanha, 0049 89 23225649, b.felten@gmail.com

\*\*LEPTEN – Laboratórios de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Bairro Trindade, 88040-900, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, Telefone: +55 48 32340408, Fax: +55 48 37217615, colle@emc.ufsc.br

\*\*\*Centro Federal de Educação Tecnológica de Santa Catarina – Unidade São José, Rua José Lino Kretzer, 608, São José, 88103-310, (Santa Catarina) Brasil, +55 48 33812860, abreu@sj.cefetsc.edu.br

## RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de um algoritmo para o cálculo do ganho financeiro no ciclo de vida útil de plantas de geração híbridas diesel-fotovoltaicas. Como os dados mais frequentes e confiáveis de radiação solar incidente na América do Sul são disponibilizados na base mensal, o presente algoritmo foi validado para essa resolução temporal utilizando dados de superfície na base horária. O fato de o consumo específico de um grupo-gerador diesel não ser linear como função da potência, impõe dificuldades para desenvolver um algoritmo analítico na base mensal. No sentido de converter o algoritmo desenvolvido para a base de dados horária para um algoritmo de base mensal, dois métodos de ajuste foram propostos. O desvio dos resultados de ganho financeiro na vida útil da planta destes métodos em relação ao ganho computado na base horária é da ordem de 5%.

PALAVRAS CHAVE: Geração Híbrida-Diesel Fotovoltaica, Otimização de Área

## ABSTRACT

The present work focuses on the calculation of the life cycle savings of a hybrid diesel-photovoltaic power plant. The energy-related and economical savings were calculated and compared to the additional investment costs of the PV-supplements. Since the most reliable source of radiation data in South America is the monthly global radiation an application for the latter was elaborated. The nonlinear specific consumption of a diesel engine is contradictory to a straight forward calculation of fuel savings. Thus the main emphasis laid on two numerical conversion methods, which compensate this contradiction. Through these conversions it is possible to achieve nearly the same life cycle savings results from monthly data as if calculated on hourly basis, with an error around 5%.

KEYWORDS: Hybrid Diesel-Photovoltaic Power Plant, Economical Optimization

## INTRODUÇÃO

Em inúmeras regiões de muitos países subdesenvolvidos e em desenvolvimento existem comunidades rurais que não são servidas de redes de distribuição de energia. Nestas localidades uma das soluções de suprimento de energia elétrica é a geração à óleo diesel, através de grupos geradores. Em muitos casos, o fornecimento de óleo diesel é muito dispendioso devido às dificuldades de transporte dos centros de produção para as comunidades isoladas. Por conseguinte, a substituição de óleo diesel através da geração fotovoltaica conjugada ao grupo gerador pode ser uma alternativa economicamente atraente (Rüther et al., 2000). Por outro lado, a inserção de geração fotovoltaica contribui paralelamente para reduzir as emissões de  $\text{CO}_2$ , contribuindo, mesmo em pequena escala, para reduzir o aquecimento global. Dados totalizados na base horária são raramente disponíveis nesses países, por causa da precariedade dos serviços meteorológicos. Por outro lado, modernos métodos físicos derivados de dados de satélites geoestacionários permitem estimar as médias mensais da radiação global incidente na superfície, com incertezas da ordem de 5%.

A análise econômica e otimização de área de painéis fotovoltaicos conjugados a geradores, depende de muitas variáveis físicas de projeto, a saber, a localização, o perfil esperado de distribuição de radiação solar horária, as características de desempenho do grupo gerador, o rendimento dos painéis fotovoltaicos e dos parâmetros característicos do inversor. Uma análise simplificada considerando-se apenas a curva de consumo específico do grupo gerador, o rendimento do painel fotovoltaico e da distribuição de radiação solar incidente na base mensal é apresentada em Colle et al. (2001) e Colle et al. (2004). Os dados de radiação utilizados na análise foram coletados na estação meteorológica BSRN do LEPTEN em Florianópolis ([www.labsolar.ufsc.br](http://www.labsolar.ufsc.br)). A extensão do trabalho para outras localidades brasileiras foi possível graças aos dados de radiação solar mensal, publicamente disponibilizados em Colle e Pereira (1998) ou em bases atualizadas nos arquivos do projeto SWERA (Pereira et al., 2006). Uma análise econômica utilizando distribuições de radiação total horária é apresentada em Abreu et al. (2003). Os resultados obtidos para a base mensal foram concordantes com os resultados obtidos para a base horária, no caso particular de um grupo gerador de 48kW, apenas para áreas de painéis até cerca de  $20\text{kW}_p$ . Acima deste valor os resultados mostraram-se discordantes, como pode ser visto na Fig. 1.

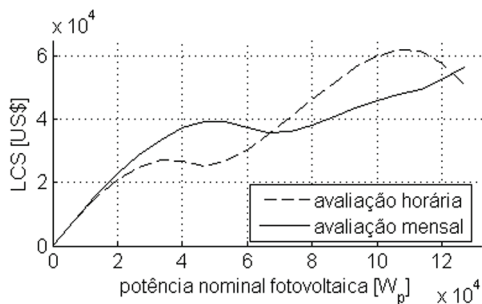


Fig. 1. Ganho financeiro no ciclo de vida econômica (LCS) como função da potência nominal fotovoltaica instalada, obtidos da análise de base horária e mensal para a localidade de Florianópolis

O principal objetivo do presente trabalho é identificar as razões segundo as quais as discrepâncias ocorrem e, por conseguinte, desenvolver um método matemático de conversão do ganho financeiro computado na base mensal para o ganho financeiro computado na base horária. Em consequência, um algoritmo numérico foi desenvolvido que permite estimar com razoável precisão o ganho financeiro no ciclo de vida utilizando as médias mensais da radiação global.

## O MODELO

Tanto na análise apresentada por Colle et al. (2004) e Abreu et al. (2003), tanto quanto no presente trabalho, como primeiro passo, pressupõe que toda a potência que é suprida pelo painel fotovoltaico substitui a que necessitaria ser suprida pelo grupo gerador.

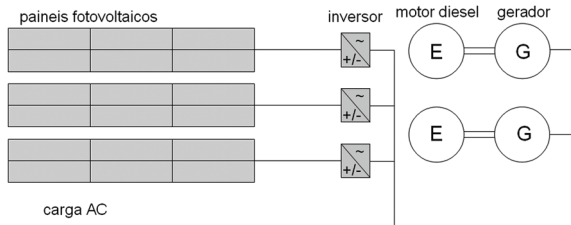


Fig. 2. Esquema ilustrativo do grupo gerador conjugado a painéis fotovoltaicos objeto de análise.

De acordo com Colle et al. (2001) a função de ganho financeiro  $LCS$ , conforme apresentada em Duffie e Beckman (1991) é expressa na forma que segue:

$$LCS = P_1(c_{diesel}\Delta G_{diesel} + (c_{energia,pv} - c_{energia,diesel})\Delta E_{pv}) - P_2c_{pv}P_{pv,tot} \quad (1)$$

onde  $P_1$  é um fator proporcional ao valor presente para série de pagamentos uniformes, referentes aos ganhos devidos à economia de energia e  $P_2$  é a soma de composição de fatores de valor presente e fatores de capitalização referentes aos custos financeiros do investimento necessário para aquisição dos painéis fotovoltaicos, amortização, seguro, depreciação e outros custos menores,  $c_{diesel}$  [US\$/kg] é o custo específico do óleo diesel,  $\Delta G_{diesel}$  [kg] é a quantidade anual de diesel economizado por decorrência da energia solar,  $c_{energia,pv}$  [US\$/kWh] e  $c_{energia,diesel}$  [US\$/kWh] são respectivamente os preços da energia fotovoltaica e da energia do diesel no mercado,  $\Delta E_{pv}$  [kWh] é a energia anual suprida à rede isolada pelos painéis fotovoltaicos,  $c_{pv}$  [US\$/Wp] é o custo específico do painel fotovoltaico por unidade de watt-pico e  $P_{pv,tot}$  [W] é a potência nominal de painéis fotovoltaicos. Tanto os fatores de custos/preços e o custo anual da energia fotovoltaica  $\Delta E_{pv}$ , tanto quanto a potência nominal  $P_{pv,tot}$  são os mesmos para as análises de base horária e mensal. Note-se que a potência fotovoltaica é linearmente relacionada aos valores totais da radiação solar incidente no painel inclinado.

A economia de diesel  $\Delta G_{diesel}$  está diretamente relacionada à função de custo específico  $\varphi$  [g/kWh] do grupo gerador através da correlação que segue (Colle et al., 2001):

$$\varphi = \frac{\dot{m}}{P_{nom}} = a_0 + a_1 \lambda (1 - e^{a_2 \lambda}) \quad (2)$$

O consumo específico é definido como a razão entre a taxa mássica de combustível e a potência nominal do grupo-gerador e depende dos coeficientes característicos  $a_0$  [g/kWh],  $a_1$  [g/kWh] e  $a_2$  [-] e da fração de carga expressa por:

$$\lambda = \frac{P_{carga}}{P_{nom}} \quad (3)$$

Neste contexto,  $P_{carga}$  é a potência efetiva do grupo-gerador. O consumo específico é uma função não-linear da fração de carga  $e$ , portanto é o objeto de análise no presente trabalho no que se relaciona ao ajuste do modelo horário para a base mensal. A economia anual de combustível para um grupo gerador é definida como a integral da diferença entre o consumo específico do grupo gerador com e sem a presença dos painéis fotovoltaicos. Por conseguinte:

$$\Delta G_{diesel} = P_{nom} \int_0^{8760h} [\varphi_{diesel}(t) - \varphi_{hibrida}(t)] dt \quad (4)$$

Para vários grupos geradores em analogia ao caso de um grupo gerador, a fração de carga é definida por:

$$\lambda = \frac{d\Delta t - S}{P_{nom}\Delta t} \quad (5)$$

onde  $d$  [W] é a demanda e  $S$  [Wh] é a energia suprida no intervalo de tempo  $\Delta t$  pelos painéis fotovoltaicos. Para a planta híbrida  $S$  é considerada positiva e para o caso de operação com diesel apenas  $S$  é considerada nula. No presente contexto,  $\Delta t$  pode ser igual ao intervalo de tempo de uma hora ou o número total de horas de operação da planta no mês.

## COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS NA BASE MENSAL COM OS RESULTADOS OBTIDOS NA BASE HORÁRIA

A diferença entre os modelos reside nos resultados numéricos obtidos das Eq. (4) e Eq. (5). Para o modelo de base mensal, a quantidade de energia fotovoltaica  $S_i$  [Wh] respectiva ao mês  $i$  é expressa na forma (Colle et al., 2001):

$$S_i = \eta_{sol} \overline{H}_{T,i} N_i A_{pv,tot} \quad (6)$$

onde  $\eta_{sol}$  [-] é a eficiência média dos painéis,  $\overline{H}_{T,i}$  [Wh/(m<sup>2</sup>day)] é a media mensal da radiação solar incidente no plano inclinado do painel,  $N_i$  [dia] é o numero de dias do mês  $i$  e

$A_{pv,tot}$  [m<sup>2</sup>] é a área total dos painéis fotovoltaicos. Para obter uma correlação simples da fração média mensal da energia dos painéis em um intervalo de tempo de operação determinado, Colle et al. (2001) introduziu o fator  $\overline{\beta}_{T,i}$  relativo a um intervalo de  $n_i$  [h] de operação centrado no meio-dia solar. Para o caso horário, a quantidade de energia suprida pelo painel em uma hora,  $S_j$  [Wh] é definida por

$$S_j = \eta_{sol} I_{T,j} A_{pv,tot} \quad (7)$$

onde  $I_{T,j}$  [Wh/ m<sup>2</sup>] é o total horário da radiação solar incidente no painel inclinado. Uma distribuição de fração de carga com maior resolução temporal corresponde a valores mais precisos de  $LCS$ .

## MÉTODO DE CONVERSÃO DE BASES TEMPORAIS

O coeficiente  $\overline{\beta}_{T,i}$  foi generalizado e sua dependência com a latitude e clima foi estudado, constatando-se que este coeficiente pode ser ajustado para diferentes localidades brasileiras. No sentido de avaliar a influência dos dados de base mensal sobre a base horária na função  $LCS$ , dois métodos de conversão são propostos como segue:

### Método I

Segundo este método admite-se uma distribuição senoidal da fração  $\lambda$  para demanda constante  $d$  como segue:

$$\lambda_{cor,var} = \lambda_{max} - \lambda_{amp} (w_0 \sin x + w_1 \sin^2 x + w_2 \sin^4 x + w_3 \sin^6 x) \quad (8)$$

O índice “cor” indica a “correlação” e “var” a “variável”.  $\lambda_{max}$  é a fração de carga para operação plena do grupo gerador (sem painéis fotovoltaicos) e  $\lambda_{amp}$  é a amplitude para a qual a fração de carga zero. Os pesos  $w_{0/1/2/3}$  são otimizados. Para cada amplitude e conjunto de parâmetros  $w_{0/1/2/3}$  (com  $w_0 + w_1 + w_2 + w_3 = 1$ ) está associado um valor médio  $\overline{\lambda}$  respectivo a um consumo específico médio mensal  $\overline{\varphi}$  e seu valor horário  $\varphi_{cor,m}$ , através de suas respectivas definições que seguem:

$$\overline{\lambda}(\lambda_{amp}, w_{0/1/2/3}) = \frac{1}{\pi} \int_0^{\pi} \lambda_{cor,var}(\lambda_{amp}, w_{0/1/2/3}, x) dx \quad (9)$$

$$\overline{\varphi}(\lambda_{amp}, w_{0/1/2/3}) = \frac{1}{\pi} \int_0^{\pi} \varphi(\lambda_{cor,var}(\lambda_{amp}, w_{0/1/2/3}, x)) dx \quad (10)$$

$$\varphi_{cor,m}(\lambda_{amp}, w_{0/1/2/3}) = \varphi(\overline{\lambda}(\lambda_{amp}, w_{0/1/2/3})) \quad (11)$$

Cada combinação  $k$  de  $w_{0/1/2/3}$  e  $\lambda_{amp}$  resulta em conjuntos  $M_k$ .

$$M_k = (w_0, w_1, w_2, w_3, \lambda_{amp}, \bar{\lambda}, \bar{\varphi}, \varphi_{cor,m}) \quad (12)$$

As razões respectivas aos meses entre a quantidade mensal economizada de combustível e as quantidades horária e média economizadas são definidas por:

$$r_i = \frac{\varphi(\lambda_{max}) - \bar{\varphi}}{\varphi(\lambda_{max}) - \varphi_{cor,m}} = \frac{\Delta G_{diesel}(\lambda_{cor,var})}{\Delta G_{diesel}(\bar{\lambda})} \quad (13)$$

Para uma dada fração média mensal  $\bar{\lambda}$ , existe uma combinação de parâmetros  $w_{0/1/2/3}$ , tal que o produto  $R_s \Delta G_{diesel, mensal}$  converge ao produto  $\Delta G_{diesel, horário}$ , onde  $R_s$  é o peso de ponderação expresso por:

$$R_s = \sum_{i=1}^{12} r_i \frac{N_i}{365} \quad (14)$$

Detalhes sobre a teoria aqui apresentada podem ser encontrados em Felten (2007). A otimização foi levada a efeito para vinte cidades brasileiras para as quais a base SWERA (Pereira et al., 2006) oferece a distribuição horária de radiação sintética TMY (Typical Meteorological Year). Os ajustes foram feitos para um e dois grupos geradores.

## Método II

De forma similar, um fator de correlação pode ser definido em função da distribuição da radiação difusa e global nas bases horária e mensal. Estes fatores, propostos por Liu e Jordan são apresentados em Duffie e Beckman (1991). Sem otimizar nenhum parâmetro se pode reconstruir uma correlação de distribuição horária a partir das médias mensais. Os resultados utilizando este procedimento serão comparados aos resultados obtidos pelo Método I.

## RESULTADOS COMPARATIVOS

Em relação ao primeiro método, atenção foi dedicada à análise da relação entre os parâmetros  $w_{0/1/2/3}$  e a latitude e longitude dos locais considerados. Os parâmetros foram praticamente os mesmos para diferentes localizações. A seguir foi realizada a otimização, utilizando a base de dados SWERA, para as diferentes localidades. O desvio entre as funções de ganho financeiro entre a base horária e mensal não ultrapassou 5% para as vinte localidades consideradas. Para uma planta com um grupo gerador os resultados são praticamente coincidentes. O caso de dois grupos geradores produziu maior desvio, até porque a operação dos mesmos é mais complexa e sua modelação na base mensal fica prejudicada. As Fig. 3 e 4 ilustram os resultados.

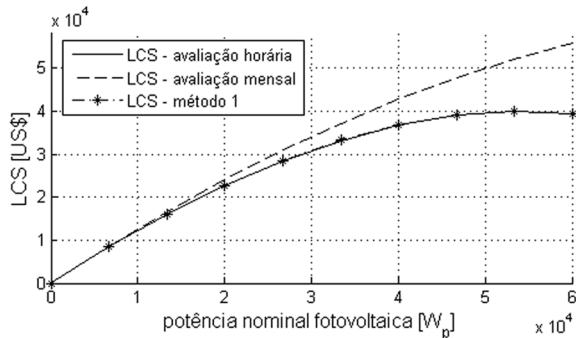


Fig. 3. Curvas de ganhos financeiros correspondentes à localidade de Florianópolis – SC (27,6°S / 48,5°O) para um grupo gerador.

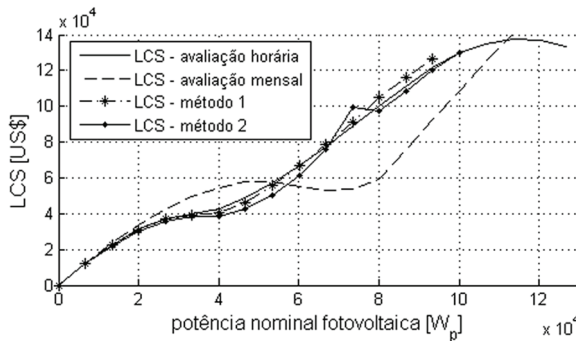


Fig. 4. Curvas de ganhos financeiros correspondentes à localidade de Porto Velho – RO (8,75°S / 63,5°O) para dois grupos geradores.

## CONCLUSÃO

Os resultados aqui apresentados mostram que é possível ajustar para a base mensal uma função de ganho financeiro no ciclo de vida da planta fotovoltaica computado na base horária. O primeiro método proposto mostrou que o ganho financeiro calculado com base nos totais horários de base de dados sintética é equivalente ao ganho financeiro computado em termos das médias mensais com erro de 5%. Os coeficientes de ajuste praticamente independem dos locais considerados. Esta particularidade nos permite utilizar o método para estimar a função de ganho financeiro, para os casos de um e dois grupo geradores, para regiões onde somente as médias mensais da radiação solar incidente são disponíveis, no presente caso, dados derivados de satélites. O segundo método pode ser utilizado para locais onde não se dispõe de base sintética horária, mas tão somente as médias mensais. O algoritmo aqui desenvolvido foi utilizado para mapear a distribuição de ganho financeiro sobre o território brasileiro.

## REFERÊNCIAS

- Abreu S.L., Colle S., Glitz K.L.Z., Rüther R. and Beyer H.G. (2003). Isolated Hybrid PV-Diesel Power Plants Design Method. *Proc. RIO 3 - World Climate & Energy Event*, Rio de Janeiro, Brasil.
- Colle S. e Pereira E.B. (1998). *Atlas de Radia  o Solar do Brasil*. Ed. INMET - Instituto Nacional de Meteorologia, Brasília, DF, Brasil.
- Colle S., Abreu S.L. and Rüther R. (2001). Economic evaluation and optimization of hybrid diesel/photovoltaic systems integrated to utility grids. *Proc. ISES 2001 - International Solar Energy Society Conference*, Adelaide, Austr  lia, V.3, pp 1591-1596.
- Colle S., Abreu S.L. and Rüther R. (2004). Economic evaluation and optimization of hybrid diesel/photovoltaic systems integrated to utility grids. *Solar Energy*, Vol 76, pp 295-299.
- Duffie J.A. and Beckman W.A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd edn. pp 87-91. Wiley Interscience, New York.
- Felten B. (2007). *Economical Optimization of a Photovoltaic-Diesel Hybrid Power Plant for Isolated Grids and the Development of a Transference Method from Its Monthly to Hourly Evaluation*. Trabalho de conclusão de curso para engenheiro – Universidade Técnica de Munique / LEPTEN, Florianópolis, SC, Brasil.
- Pereira E.B., Martins F.R., Abreu S.L. and Rüther R. (2006). *Atlas brasileiro de energia solar*, 1st ed. CPTEC/INPE, São José dos Campos, SP, Brazil.
- Rüther R., Martins D.C. and Bazzo E. (2000). Hybrid diesel/photovoltaic systems without storage for isolated mini-grids in northern Brazil. *Proc. of the 28<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference Anchorage*, 18–22 September, Alaska, pp 1567-1570.