

# MAXIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA COM BASE NA OTIMIZAÇÃO DA CONEXÃO DE USINAS EM SISTEMAS INTERLIGADOS ALIMENTADA POR DADOS METEOROLÓGICOS DO NORTE DE MINAS GERAIS

MOTA, R.A.F.<sup>1</sup>; VASCONCELOS, L.A.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Discente do curso superior em Engenharia Elétrica do IFNMG – campus Montes Claros; <sup>2</sup> Docente do curso superior em Engenharia Elétrica do IFNMG – campus Montes Claros.

Palavras chaves: sistemas elétricos de potência; otimização de sistemas elétricos; energia renovável; energia solar fotovoltaica;

## Introdução

O aumento da inserção de energias renováveis na rede elétrica brasileira nos últimos anos, sobretudo pela energia solar, trouxe o desafio de melhorar o aproveitamento da energia renovável, mediante às limitações de energia suportada nos sistemas de distribuição. Diante disso, a otimização dos pontos de conexão de usinas aos sistemas interligados e a obtenção precisa dos valores máximos de capacidade de absorção da geração fotovoltaica pela rede são fundamentais para o melhor proveito do recurso solar e para uma maior adequação da geração aos critérios de segurança das redes elétricas.

Assim, foi realizada uma análise fundamentada pela Decomposição de Benders, de maneira a otimizar o ponto de conexão de usinas solares fotovoltaicas em sistemas de potência já consolidados, visando a maximização da energia gerada. O estudo utilizou dados meteorológicos horários de radiação solar fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) em 2021 para as cidades de Montes Claros e Pirapora, enquanto que para Janaúba o ano com melhor integridade dos dados foi o de 2019. Já a otimização realizada foi feita com base em Burke, O'Malley (2011) e em Vasconcellos (2019), onde foi desenvolvida uma modelagem para a otimização da inserção de energia eólica em sistemas interligados, com base no critério de segurança N-1.

## Metodologia

A Decomposição de Benders consiste na separação de um problema em uma parte geral, denominada *master problem*, e outra para as restrições individuais do problema, o *slave problem*. Por conseguinte, a aplicação da inserção de energia solar fotovoltaica no sistema elétrica nesse método se dá de forma que o *master problem* calcula a energia inserida no sistema sem defeitos de rede, enquanto que o *slave problem* calcula a energia inserida para cada um dos casos onde uma única linha do sistema é retirada, ou seja, de forma a possuir um número de casos igual ao número de linhas do sistema interligado analisado, caracterizando a aplicação do critério de segurança N-1, o qual, por sua vez, estabelece que, mesmo após a falha em uma linha do sistema, a energia continuará sendo transmitida sem mudança do valor de potência em relação ao que era transmitido antes da falha. Por fim, a cada iteração do código, o *master problem* é atualizado com as restrições do *slave problem* anterior, que indica quais linhas podem se sobrecarregar na rede elétrica após a queda de uma outra linha específica.

Para a estimativa da potência gerada, foram utilizados os cinco melhores valores médios por horário das curvas normalizadas para as radiações solares em Montes Claros, Pirapora e Janaúba. As curvas para os dados de radiação global em  $\text{kJ/m}^2$  (mostradas na Fig. 1 juntamente aos seus respectivos ajustes Gaussianos) foram obtidas em função da média dos valores de radiação para cada hora de cada dia do

ano de 2021 — para Montes Claros e Pirapora — e de 2019 — para Janaúba, por ser o ano com a base de dados de maior integridade nessa cidade do que em relação aos anos de 2020 e 2021 —, sendo esses valores fornecidos pela página eletrônica do INMET. Após isso, os valores meteorológicos foram divididos pelo valor máximo nos casos de cada cidade, permitindo a obtenção dos dados normalizados.

A normalização é feita por conta da questão de que o fator de capacidade de usinas fotovoltaicas no Brasil atualmente se encontra próximo a 29%. As usinas podem variar a quantidade e tipos de módulos fotovoltaicos entre si para atingirem a mesma capacidade de energia produzida, logo, mesmo que os dados das diferentes cidades sejam inseridos no mesmo sistema elétrico, que possui um valor fixo de absorção de energia solar fotovoltaica recebida, a capacidade de aproveitamento do recurso solar é diferente para cada uma das cidades, pois os seus dados climáticos são diferentes entre si, permitindo uma análise do impacto de diferentes gerações nos pontos de menor demanda de energia elétrica.

Em relação à distribuição de energia, foi utilizado o sistema do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) de 24 Barras tabelado em Vasconcelos (2019). Como existem diferentes formas em que a rede pode ser elaborada para receber uma usina solar fotovoltaica em uma região, esse sistema é usado de forma apenas referencial, para fins de demonstração das diferenças de aproveitamento da energia solar. O perfil de carga da rede usado inicia-se em 0,8 por unidade (p.u.), variando até 1,1 p.u. e retornando, enfim, a 1 p.u., de forma que o primeiro dos cinco melhores pontos de radiação global é o mais afetado pela diminuição da carga, já que quanto menos carga (demanda), menor a capacidade de se inserir energia no sistema, sendo, na maioria das vezes, esse o horário limitante da potência máxima na Tabela 1.

## Resultados e discussão

Assim como previsto, os valores máximos de energia solar inseridas no sistema interligado foram iguais para as três cidades (273,03 MW), enquanto que o percentual de proveito da energia solar variou entre elas (todos os valores são mostrados na Tabela 1). Como as energias inseridas são iguais, é perceptível que, quanto menor a penetração de energia solar fotovoltaica de uma cidade, maior a sua radiação solar global, pois uma porcentagem menor indica que o sistema aguentou uma porção relativa da energia global menor do que aquelas encontradas nas outras cidades. Assim sendo, no caso da cidade de Janaúba, que possui média máxima de radiação horária global maior do que em Pirapora e Montes Claros, a penetração percentual foi a menor de todas, já que havia mais energia disponível que não foi utilizada, devido ao limite do sistema.

Outro aspecto de importante consideração é que, como o horário crítico de demanda energética tende a ser o da primeira das cinco melhores horas, a diferença dessa primeira hora até a hora do topo da curva de radiação é determinante para se entender como que, mesmo com maiores valores máximos, um local pode ter sua produção reduzida nos períodos de menor exposição solar. Isso é demonstrado pelo fato de que, mesmo Pirapora tendo o ponto máximo da curva de radiação maior que o máximo de Montes Claros, a energia a ser aproveitada em Montes Claros, no ponto crítico, se mostrou maior do que a observada em Pirapora, como é indicado pelos valores de 4,42% e 4,59%, respectivamente, mostrando que há mais energia ainda não aproveitada na hora crítica de Montes Claros do que em Pirapora. Essa característica é mostrada diretamente na última coluna da Tabela 1, onde se tem um percentual de queda de radiação solar entre os pontos máximo e mínimo de 21,4% para Montes Claros, inferior aos 24,4% de Pirapora. Outra indicação da diferença de inclinação é que, enquanto as curvas de Janaúba e Montes Claros apresentam um distanciamento relativamente proporcional entre si para todas as 12 horas, as curvas de Pirapora e Montes Claros possuem valores laterais muito mais próximos, principalmente para a subida, do que os topos das curvas, que são consideravelmente afastados um do outro. Por conseguinte, há uma maior inclinação das medidas centrais na curva de Pirapora, explicando o seu valor de queda de radiação na Tabela 1. É válido ressaltar que esse dado não implica em menor geração total para a cidade de Pirapora, mas sim que, no horário de menor carga do estudo, a geração na região sofre uma variação mais acentuada, prejudicando a geração nesse período específico.

## Conclusão

Após toda a análise dos resultados, é possível concluir que a aplicação da decomposição de Benders para maximização de geração solar baseada nos pontos de conexão é útil também para se fazer avaliações comparativas entre diferentes locais, permitindo a análise de variação de radiação solar e de intensificação da redução de energia aproveitada no horário crítico. Em suma, o trabalho cumpre com os seus objetivos e propõe uma análise de se maximizar computacionalmente a geração solar de sistemas e comparar como diferentes locais de geração impactam a rede de distribuição e possuem diferentes níveis de energia que podem ser ampliados mediante melhorias na rede elétrica. Possíveis estudos futuros incluem comparação com mais locais, implementação de sistema interligado similar aos das regiões centro-sul e sudeste em si e implementações com foco na melhoria de capacidade de penetração de geração solar com base na otimização das escolhas de reforços de linha.

## Referências

BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. J. Factors influencing wind energy curtailment. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 2, n. 2, p. 185–193, 2011.

VASCONCELOS, L. A. **Determinação do ponto ótimo de conexão de parques eólicos offshore a sistemas interligados considerando a maximização da capacidade de geração de energia.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Banco de dados meteorológicos. Disponível em: <portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos >. Acesso em: 06 Abr. 2022.

## ANEXO I

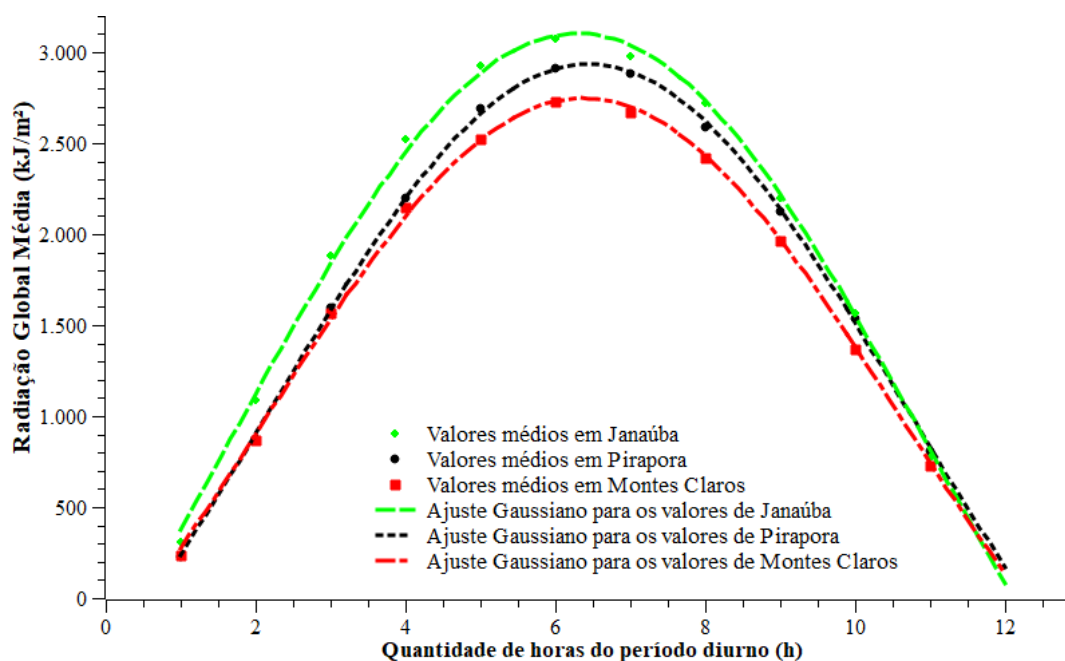


Figura 1. Curvas de radiação solar global média. Fonte: Arquivo pessoal (2022).

Tabela 1. Resultados da inserção de energia e dados meteorológicos para as cidades estudadas.

Cidade	Potência máxima suportada pelo sistema (MW)	Penetração de energia solar fotovoltaica (%)	Média máxima da radiação horária global (kJ/m <sup>2</sup> )	Menor radiação global média das 5 melhores horas (kJ/m <sup>2</sup> )	Queda de radiação solar entre os pontos máximo e mínimo (%)
Montes Claros	273,03	4,42	2731,48	2146,59	21,4
Pirapora	273,03	4,59	2910,05	2200,38	24,4
Janaúba	273,03	4,24	3072,35	2519,16	18,0

Fonte: Arquivo pessoal (2022).