



**Programação do despacho termoeólico por fluxo de potência ótimo
estocástico com variáveis discretas**

Rafael Ramos de Souza

Professor Doutor, UNESP, Brasil
rr.souza@live.com

Marina Schimidt

Professora Mestra, UNESP, Brasil
marina.schimidt@unesp.br

Antonio Roberto Balbo

Professor Livre-docente, UNESP, Brasil
antonio.balbo@unesp.br

RESUMO

Neste artigo são apresentados resultados para um modelo de fluxo de potência ótimo estocástico com variáveis discretas (FPOED) com a inserção de geradores eólicos para a geração de energia elétrica. A função objetivo do modelo de FPOED é minimizar o custo de geração de potência ativa no sistema. Este custo é composto por funções não lineares e não diferenciáveis que representam os geradores termelétricos devido ao efeito do carregamento de pontos de válvula e por funções integrais que representam os geradores eólicos. O modelo de FPOED é resolvido por meio de um método primal-dual de pontos interiores/exteiores barreira logarítmica modificada com procedimento predictor corretor e correção de inércia (BLM). O método é determinístico e diferentemente de métodos meta-heurísticos garante soluções ótimas locais e calcula o preço da energia gerada a partir das variáveis duais do problema. Para os resultados foi simulado um sistema IEEE 30 barras em uma cidade do nordeste do Brasil que apresenta grande variação da velocidade média do vento ao longo das 4 estações do ano. Os resultados mostram uma redução no custo de geração a partir da substituição de geradores termelétricos por geradores eólicos, cuja representação e inserção de potência eólica, incertas devido à velocidade do vento, são possíveis através da função de distribuição de probabilidade de Weibull. O artigo contribui com o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7, “Energia limpa e acessível”, minimizando o custo total de geração de energia a partir de fontes renováveis relativas à energia eólica em sistemas elétricos de potência.

PALAVRAS-CHAVE: Fluxo de Potência Ótimo Estocástico. Energia limpa. Método primal-dual de pontos interiores/exteiores.

1 INTRODUÇÃO

A utilização de fontes renováveis de energia tem tido destaque mundial e grandes incentivos para tornar as matrizes elétricas mais limpas. A energia eólica no Brasil representa cerca de 12% da matriz elétrica brasileira, o país é 6º colocado no Ranking Global de Capacidade Instalada, segundo dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA) (2022), essa inserção requer estudos pois pode ocasionar incertezas no atendimento da demanda no setor.

É necessário formas de garantir uma programação de potência eólica que seja mais próxima da realidade e que atenda à demanda solicitada, pois determinar a geração de potência eólica para um gerador depende da velocidade do vento, então, apesar de ser uma fonte limpa, possui incertezas que precisam ser tratadas.

O mesmo não ocorre em termelétricas movidas a gás natural, carvão mineral ou combustíveis fósseis, que, para atender a uma determinada demanda, necessitam apenas da matéria-prima. Porém essas formas de geração de energia elétrica emitem grandes quantidades de CO_2 que poluem o meio ambiente, não sendo uma fonte limpa de energia. No Brasil, segundo dados do Instituto Estadual de Meio Ambiente (IEMA) (2022), ocorreu um aumento da geração a partir de termelétricas, passando de 15% em 2020 para 20% em 2021.

Uma maneira de tratar a incerteza da velocidade do vento e contribuir para a segurança e atendimento das demandas do setor elétrico com redução da emissão de CO_2 é por meio da função de distribuição de probabilidade de Weibull (FDPW), utilizada para o cálculo da probabilidade de ocorrência de geração de potência eólica. Essa função possui dois parâmetros, o de forma k e o de escala c , determinados a partir das velocidades médias e desvio padrão de um determinado período do ano em uma determinada região. Assim, por uma curva de distribuição de probabilidade da velocidade do vento, essa função possibilita o cálculo da potência eólica a partir da variação da velocidade do vento no período considerado e determina uma curva de distribuição de probabilidade para a potência eólica programada. Desse modo a

programação de potência eólica de um problema de Fluxo de Potência Ótimo Estocástico com variáveis discretas (FPOED) em um sistema elétrico de potência é realizada de forma coerente com a região em que o sistema está instalado.

Neste trabalho foram realizados e apresentados os resultados de uma simulação de um sistema IEEE 30 barras, instalado na cidade de São Gonçalo do Amarante (Ceará). Nota-se como a programação da potência eólica acompanha a velocidade média e a curva de distribuição de probabilidade para cada estação do ano.

O método utilizado para resolver o problema FPOED e obtenção dos resultados apresentados foi o primal-dual previsor-corretor de pontos interiores/exteriores barreira logarítmica modificada, que considera o procedimento de correção de inércia (BLM) para tratar a multimodalidade do problema e uma estratégia de variáveis auxiliares, para tratar a não diferenciabilidade da função de custo térmico. Este método é determinístico e possui a vantagem de, além de minimizar o custo total do sistema de geração termoeólico, calcula as variáveis duais deste associadas ao custo marginal ou preço da energia em cada gerador, sendo assim, é possível comparar os valores em cada barra e verificar o princípio de despacho de ordem de mérito, diferentemente de outros métodos utilizados para a resolução deste problema, como os meta-heurísticos, que não dão essa possibilidade.

2 OBJETIVOS

Neste trabalho, o objetivo do problema de FPOED é o de minimizar os custos da geração termelétrica e eólica. Neste problema, a função que representa os custos termelétricos é não linear, não convexa e não diferenciável devido à inserção do carregamento de ponto de válvula, o qual é representado por funções de valor absoluto senoidais.

Para a representação da função custo de geração eólica consideram-se as funções de custos linear, reserva e penalidade, em que as duas últimas são representadas por funções integrais definidas a partir da subestimação e superestimação da geração de potência eólica, expressa através da FDPW.

Objetiva-se resolver o problema FPOED e apresentar resultados que podem ser utilizados para garantir o atendimento de demanda pelo menor custo, determinando os preços da geração de energia termelétrica e eólica para cada barra do sistema elétrico de potência. Nesse sentido os objetivos específicos do trabalho são:

- Resolver um modelo de fluxo de potência ótimo estocástico com variáveis discretas por meio de um método determinístico.
- Minimizar os custos de geração termelétrica e eólica e comparar a programação da potência gerada para os geradores termelétricos e eólicos de acordo com a velocidade média do vento.
- Determinar os preços da geração termelétrica e eólica a partir das variáveis duais do método determinístico BLM utilizado.

3 A ENERGIA EÓLICA E A FDPW

No modelo de FPOED utilizado neste trabalho e apresentado na seção seguinte, uma das variáveis do modelo é a potência eólica. A potência eólica é calculada a partir da velocidade do vento, que por não ser controlável, torna o modelo estocástico.

Uma das maneiras de determinar a probabilidade de ocorrência da potência eólica em uma determinada região é por meio da função de distribuição de probabilidade de Weibull (FDPW), esta função é utilizada no cálculo dos custos da geração eólica.

Será apresentada a função de densidade de probabilidade de Weibull (fdpW) para a determinação da probabilidade de ocorrência de uma velocidade do vento, que é uma variável aleatória contínua e, deste modo, possui uma função de densidade. A variável aleatória presente no modelo é a potência eólica, assim é apresentado o cálculo desta a partir da velocidade do vento. Em seguida é apresentada a função de distribuição de probabilidade de Weibull (FDPW) que é uma transformada da fdpW em função da potência eólica, utilizada para os custos da geração eólica.

3.1 Função de densidade de probabilidade de Weibull (fdpW)

A fdpW estima a probabilidade de ocorrência da velocidade do vento em determinado período ou região a partir de dois parâmetros calculados por meio da velocidade média e desvio padrão de uma base de dados. Temos a fdpW, Equação (3.1), de acordo com Hetzer, David e Bhattarai (2008):

$$f^v(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}, 0 < v < \infty \quad (3.1)$$

em que v é a velocidade do vento, c é o fator de escala em um determinado local, relacionado com a velocidade média do vento e k é o fator de forma em um determinado local, referente à uniformidade da distribuição dos valores da velocidade do vento.

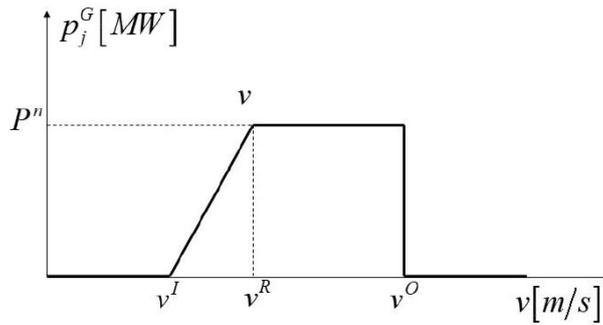
3.2 Cálculo da potência eólica

Para o modelo de FPOED, a variável aleatória é a potência eólica. Assim, apresentamos o cálculo a partir das restrições físicas de uma turbina eólica, tal que a potência eólica em função da velocidade do vento é definida na Equação (3.2) e representada na Figura 1:

$$P_j^G = \begin{cases} 0 & \text{para } v < v^I \text{ e } v > v^O \\ P^n \frac{(v - v^I)}{(v^R - v^I)} & \text{para } v^I \leq v \leq v^R \\ P^n & \text{para } v^R \leq v \leq v^O \end{cases} \quad (3.2)$$

em que P^n é a potência nominal do gerador, v^I é a velocidade mínima do vento para início da operação da turbina eólica, v^R é a velocidade do vento em que a turbina eólica atinge a potência nominal P^n e v^O é a velocidade de corte do vento, que cessa a operação da turbina eólica.

Figura 1 – Saída de potência ativa eólica em função da velocidade do vento.



Fonte: (SOUZA, 2020)

3.3 A FDPW conforme a potência eólica

Neste trabalho, assim como em Souza (2020), utilizamos uma transformação da FDPW conforme a velocidade do vento para uma FDPW para o cálculo das probabilidades de ocorrência da potência eólica, conforme o trabalho de Mishra, Singh e Rokadia (2015). Apresenta-se pela Equação (3.3):

$$f^w(p_j^G) = \frac{k(v^R - v^I)}{cP^n} \left(\frac{p_j^G(v^R - v^I) + P^n v^I}{cP^n} \right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{p_j^G(v^R - v^I) + P^n v^I}{cP^n} \right)^k}, 0 < p_j^G < P^n \quad (3.3)$$

A partir da FDPW em função da potência eólica, temos a possibilidade de determinar a maior probabilidade de ocorrência de uma potência eólica para um determinado período ou região por meio dos parâmetros de forma k e escala c . Essa função é utilizada nos custos da geração eólica apresentados a seguir.

3.4 Custos da geração eólica

Os custos associados à geração eólica são: o custo linear (C^L), o custo de penalidade (C^P) e o custo de reserva (C^R), sendo Ω_E o conjunto dos geradores eólicos e ω^R e ω^P os fatores de ponderação proposto em Souza (2020). Assim o custo de geração eólica é expresso pela Equação (3.4):

$$C_j^E(p_j^G) = C_j^L(p_j^G) + \omega_j^R C_j^R(p_j^G) + \omega_j^P C_j^P(p_j^G), \forall j \in \Omega_E \quad (3.4)$$

3.4.1 Custo Linear

Este custo está associado diretamente à potência eólica programada, dada pela Equação (3.5):

$$C_j^L(p_j^G) = d_j p_j^G \quad (3.5)$$

em que d_j é o coeficiente linear de custo dos geradores eólicos.

3.4.2 Custo de Reserva

O custo de reserva está associado à superestimação da geração eólica. A partir da FDPW, é possível verificar se a potência programada pelo método BLM está acima da maior probabilidade de ocorrência. Caso isto ocorra, o custo de reserva aumenta. O custo de reserva é apresentado pela Equação (3.6):

$$C_j^R(p_j^G) = K_j^R \int_0^{p_j^G} (p_j^G - w) f^W(w) dw \quad (3.6)$$

em que K^R é o coeficiente de reserva, e f^W é a função descrita pela Equação (3.3).

3.4.3 Custo de Penalidade

O custo de penalidade está associado à subestimação da geração eólica, ou seja, se a programação da potência eólica estiver abaixo da maior probabilidade de ocorrência de acordo com a FDPW para o período ou região, o custo de penalidade aumenta, pois está se deixando de gerar potência eólica. O custo de penalidade é apresentado pela Equação (3.7):

$$C_j^P(p_j^G) = K_j^P \int_{p_j^G}^{p_j^N} (w - p_j^G) f^W(w) dw \quad (3.7)$$

em que K^P é o coeficiente de penalidade, e f^W é a função descrita pela Equação (3.3).

4 O PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO ESTOCÁSTICO DISCRETO (FPOED)

O problema de FPOED a se considerar é apresentado em Schmidt (2022). A função objetivo do problema, representada pela Equação (4.1.a), visa à minimização dos custos de geração de potência termelétrica e eólica. As variáveis contínuas do problema são: as potências

ativas (p^G) das barras de geração, as magnitudes (V) e os ângulos (θ) de tensão nas barras; e as variáveis discretas são: os *taps* dos transformadores em-fase (t) e o banco de capacitores e reatores *shunt* (b^{sh}). Apresenta-se o modelo FPOED utilizado.

$$\text{Min} \sum_{i \in \Omega_T} C_i^T(p_i^G) + \sum_{j \in \Omega_E} C_j^E(p_j^G) \quad (4.1.a)$$

$$s.a. \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V, \theta, t) - p_k^G + P_k^C = 0, \forall k \in \Omega_T \cup \Omega_E \quad (4.1.b)$$

$$\sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V, \theta, t) - P_k^G + P_k^C = 0, \forall k \in \Omega_C \quad (4.1.c)$$

$$\sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V, \theta, t) - Q_k^G + Q_k^C - Q_k^{sh}(V, b_k^{sh}) = 0, \forall k \in \Omega_C \quad (4.1.d)$$

$$Q_k^{G_{\min}} \leq q_k^G(V, \theta, t, b_k^{sh}) \leq Q_k^{G_{\max}}, \forall k \in \Omega_T \cup \Omega_E \quad (4.1.e)$$

$$P_k^{G_{\min}} \leq p_k^G \leq P_k^{G_{\max}}, \forall k \in \Omega_T \cup \Omega_E \quad (4.1.f)$$

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max}, \forall k \in \Omega_B \quad (4.1.g)$$

$$t_{km} \in \Omega_{Diap}, \forall k \in \Omega_{tap} \quad (4.1.h)$$

$$b_k^{sh} \in \Omega_{Dbsh}, \forall k \in \Omega_{bsh} \quad (4.1.i)$$

Na função objetivo, Equação (4.1.a), o primeiro termo é a função de custos dos geradores termelétricos, expressa pela Equação (4.2):

$$C_i^T(p_i^G) = a_i(p_i^G)^2 + b_i p_i^G + c_i + e_i \left| \text{sen} \left(f_i \left(P_i^{G_{\min}} - p_i^G \right) \right) \right| \quad (4.2)$$

A função que representa o custo de geração termelétrica considera os pontos de carregamento de válvula, o que torna a função não convexa e não diferenciável nestes pontos.

O segundo termo da função objetivo, Equação (4.1.a), é o custo associado à geração eólica, descrito pela Equação (4.3):

$$C_j^E(p_j^G) = C_j^L(p_j^G) + \omega_j^R C_j^R(p_j^G) + \omega_j^P C_j^P(p_j^G) \quad (4.3)$$

em que

$$C_j^L(p_j^G) = d_j p_j^G \quad (4.4)$$

$$C_j^R(p_j^G) = K_j^R \int_0^{p_j^G} (p_j^G - w) f^W(w) dw \quad (4.5)$$

$$C_j^P(p_j^G) = K_j^P \int_{p_j^G}^{p_j^i} (w - p_j^G) f^W(w) dw \quad (4.6)$$

Nos trabalhos de Souza (2020) e Souza *et al.* (2022), diferentemente das abordagens tradicionais, são introduzidos os fatores de ponderação ω_j^R e ω_j^P na Equação (4.3) associados aos custos de reserva e penalidade, respectivamente. Esses fatores são usados para ponderar

os custos de reserva e penalidade na função objetivo, Equação (4.1.a). Os parâmetros de reserva e penalidade, K_j^R e K_j^P , respectivamente, presentes nas Equações (4.5) e (4.6), representam os preços da reserva e da penalidade adotados. No modelo apresentado, é feita uma diferenciação entre os preços reais (K_j^R e K_j^P) e os fatores de ponderação (ω_j^R e ω_j^P), os quais são considerados nas Equações (4.3), (4.5) e (4.6).

Deste modo, a programação da potência eólica é ajustada pelo operador do sistema a partir dos fatores de ponderação (ω_j^R e ω_j^P), sem influenciar nos preços da geração eólica, os quais são ajustados pelos parâmetros de reserva e penalidade (K_j^R e K_j^P), respectivamente.

A Equação (4.1.b) corresponde ao balanço de potência das barras de geração do sistema, em que a potência ativa gerada p_k^G é uma variável do problema. No caso dos geradores eólicos, esta é uma variável aleatória, o que torna o modelo estocástico. Na Equação (4.1.c), temos o balanço de potência ativa das barras de carga, em que a potência ativa P_k^G é uma constante, por esse motivo a nomenclatura diferente.

A Equação (4.1.d) representa o balanço de potência reativa das barras de carga do problema, e a Equação (4.1.e) representa uma restrição de desigualdade canalizada com limites de geração de potência reativa para as barras de geração do problema.

As Equações (4.1.f) e (4.1.g) são restrições de desigualdade das variáveis contínuas do problema com seus limites mínimo e máximo da potência ativa e de operação das magnitudes de tensão nas barras, respectivamente.

As Equações (4.1.h) e (4.1.i) representam, respectivamente, os *taps* dos transformadores em-fase e bancos de capacitores e reatores *shunt* do sistema que devem pertencer aos seus respectivos conjuntos discretos.

A nomenclatura completa contendo a definição de índices, parâmetros, conjuntos e variáveis pode ser encontrada em Schimidt (2022).

5 METODOLOGIA

Para resolver o problema FPOED apresentado foram realizadas estratégias para a aplicação do método BLM, desenvolvido em Souza *et al.* (2022) e em Schimidt (2022):

- Estratégia de tratamento da função valor absoluto senoidal relacionado à função custo de geração termelétrica, como proposto em Bertsekas (1997), em que o valor absoluto na função objetivo é substituído por uma variável auxiliar a ser minimizada. Esta estabelece um limitante inferior e superior em uma restrição canalizada da função, desconsiderando os termos modulares;
- Estratégia de determinação das derivadas de primeira e segunda ordem das integrais que definem os custos de reserva e penalidade considerados para a potência eólica, por meio do Teorema Fundamental do Cálculo, como proposto em Souza (2020) e Souza *et al.* (2022);
- Estratégia de tratamento das variáveis discretas utilizando uma função penalidade senoidal conforme Soler, Asada e Costa (2013);

- Estratégia de correção de inércia Silva (2014) para o tratamento da multimodalidade do problema e determinação somente de pontos de mínimo discretos.

A consideração dessas estratégias no método BLM, apresentadas em Souza *et al.* (2022) e Schimidt (2022), possibilita a aplicação deste à resolução de problemas de FPOED definidos considerando-se as Equações (4.1.a – 4.1.i).

A seguir são apresentados os resultados para um sistema IEEE 30 barras que validam a aplicação da metodologia proposta à resolução do sistema.

6 RESULTADOS

Para os resultados, o método BLM foi implementado em Matlab, utilizando o Matlab R2016a, em um computador com processador Intel Core i3, com 4GB de RAM e sistema operacional Windows 10 Pro. Os principais dados do sistema IEEE 30 barras utilizado estão disponíveis em <https://matpower.org/download/all-releases/>, enquanto os dados das unidades geradoras estão disponíveis em Pinheiro, Balbo e Nepomuceno (2019).

Foi realizada a simulação de um sistema IEEE 30 barras instalado na cidade de São Gonçalo do Amarante (Ceará). No primeiro caso, foram apresentados os resultados apenas com geradores termelétricos para a geração de energia elétrica. No segundo caso, foi substituído o gerador da barra 13 por um gerador eólico com a mesma potência nominal (40 MW) e, no terceiro caso, substituiu-se mais um gerador termelétrico, o gerador da barra 11, por um gerador eólico com a mesma potência nominal (30 MW).

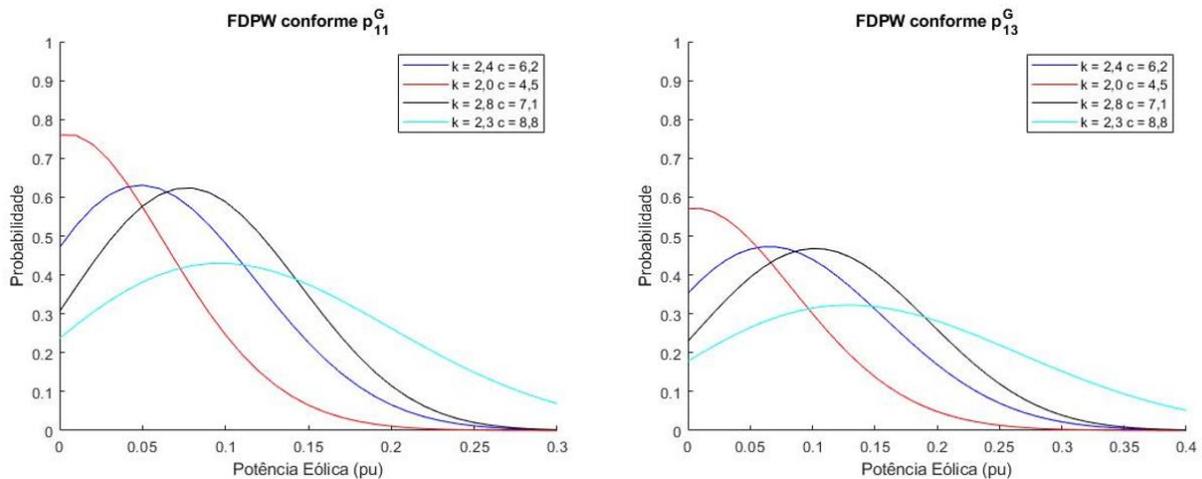
Nos casos 2 e 3, os parâmetros associados à FDPW são baseados em valores reais para a região da cidade de São Gonçalo do Amarante (Ceará). Estão disponíveis no site http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico& e apresentados na Tabela 1. De acordo com o relatório divulgado pelo Instituto Estadual de Meio Ambiente (IEMA) (2022), a cidade é a 6ª colocada no *ranking* de geração por usina termelétrica, com a Termelétrica Porto do Pecém I. A cidade foi escolhida por apresentar grande variação na velocidade média do vento nas diferentes estações do ano.

Tabela 1 – Dados para a FDPW da produção de energia na cidade de São Gonçalo do Amarante (Ceará).

Períodos do ano	Dez – Fev (a)	Mar – Mai (b)	Jun – Ago (c)	Set – Nov (d)
Parâmetro de forma (k)	2,4	2,0	2,8	2,3
Parâmetro de escala (c)	6,2	4,5	7,1	8,8
Velocidade média do vento (m/s)	5,5	3,95	6,32	7,79

Fonte: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) (2013).

Gráfico 1 – FDPW para os geradores eólicos das barras 11 (0,3 pu) e 13 (0,4 pu)



Fonte: elaborada pelos autores.

As Tabelas 2 e 4 resumem os resultados obtidos nos casos testados e demonstram: o despacho de geração; a demanda do sistema; os custos termelétricos, dados pelos custos quadráticos e pelo custo do efeito de carregamento dos pontos de válvula (PV); os custos da geração eólica, dados pelos custos linear, reserva e penalidade; os custos totais, envolvendo os custos termelétricos e eólicos; o número de iterações e os tempos computacionais.

No Caso 1, apenas com geradores termelétricos, obteve-se um custo termelétrico equivalente ao custo total de 841,79 \$/h, atendendo à demanda de 293 MW. O método BLM determinou uma potência de 12 MW para o gerador termelétrico da barra 13, que no Caso 2 foi substituído por um gerador eólico com potência nominal igual a 40 MW.

É possível verificar na Tabela 2 que a potência determinada para o gerador eólico da barra 13 variou de acordo com a velocidade média para cada período estudado (2a – 2d), uma vez que no período de menor velocidade média do vento, (2b) com 3,95 m/s, a potência foi de 9,19 MW, gerando um custo eólico de 14,41 \$/h, que somado ao custo termelétrico de 812,74 \$/h, totalizou um custo total de 827,15 \$/h, sendo este abaixo do custo total do Caso 1 apenas com geradores termelétricos.

No período com a maior velocidade média do vento, (2d) com 7,79 m/s, a potência determinada para o gerador eólico foi de 20,36 MW, gerando um custo eólico de 33,19 \$/h, que somado ao custo termelétrico de 773,58 \$/h, totalizou um custo total de 806,76 \$/h.

Em todos os períodos do Caso 2, o custo total do sistema foi menor que o custo total apenas com geradores termelétricos, sendo as potências eólicas determinadas para o gerador eólico da barra 13, conforme o Gráfico 1, próximas da maior probabilidade de ocorrência do vento na região estudada. É possível, apesar da incerteza relacionada à velocidade do vento, determinar potências eólicas coerentes com o período do ano e região em que o sistema está instalado.

Tabela 2 – Resultados do sistema IEEE 30 barras – Casos 1 e 2

Caso	1	2a	2b	2c	2d
p_1^G (MW)	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
p_2^G (MW)	36,92	42,45	45,68	40,59	35,89
p_5^G (MW)	18,50	18,52	18,99	18,22	17,39
p_8^G (MW)	14,52	10,00	10,00	10,00	10,00
p_{11}^G (MW)	11,66	10,00	10,00	10,00	10,00
p_{13}^G (MW) (Eólica)	12,00	12,82	9,19	14,93	20,36
Demanda (MW)	293,60	293,78	293,86	293,73	293,64
Custo Quadrático (\$/h)	805,40	761,60	773,83	754,67	737,47
Custo PV (\$/h)	36,38	38,29	38,2	37,80	36,11
Custo Termelétrico (\$/h)	841,79	799,89	812,74	792,47	773,58
Custo Linear (\$/h)	-	12,82	9,19	14,93	20,36
Custo de Reserva (\$/h)	-	5,33	3,35	6,16	8,34
Custo de Penalidade (\$/h)	-	3,20	1,87	3,5	4,48
Custo Eólico (\$/h)	-	21,34	14,41	24,59	33,19
Custo Total (\$/h)	841,79	821,23	827,15	817,06	806,76
Iterações	55	26	41	25	26
Tempo (s)	21,11	14,25	16,70	11,27	12,22

Fonte: elaborada pelos autores.

É apresentado no estudo do Caso 3 que é possível o operador do sistema manejar parâmetros para ter maior controle da potência e preço da geração eólica no sistema, respeitando a curva de distribuição de probabilidade referente à potência eólica no período e região estudada.

O método BLM, considerado para resolver o problema FPOED, tem a vantagem de calcular as soluções de mínimo primais e duais deste. As soluções duais estão relacionadas com os preços da energia (custos incrementais) por barra, que são importantes para otimizar o escalonamento da geração. As Tabelas 3 e 5 apresentam informações dos valores duais obtidos pelo método BLM para o sistema IEEE de 30 barras. Observa-se que os custos incrementais (derivada da função de custo) e os preços nodais (multiplicadores de Lagrange associados às equações de balanço de potência em cada barra) tendem a ter valores aproximadamente iguais em cada barra, seguindo o princípio de despacho de ordem de mérito.

Esse princípio consiste em despachar primeiro as usinas mais baratas, visando minimizar os custos de operação do sistema elétrico. Exceções ocorrem quando uma unidade atinge seu limite superior ou inferior, de modo que os custos incrementais e os preços nodais tendem a se tornar diferentes neste caso.

Os custos incrementais e preços nodais, segundo a Tabela 3, para a barra 13, no Caso 2, seguem o princípio de despacho de ordem de mérito. É possível verificar que o preço da geração eólica é menor no Caso 2 no período com maior velocidade média do vento (2d), com 3,59 \$/MW, comparado com os demais períodos, e o maior preço no período com menor velocidade média do vento (2b), com 3,81 \$/MW.

Tabela 3 – Custos incrementais e preços nodais em cada barra para os casos 1 e 2.

Caso	1		2a		2b		2c		2d	
Barra	Inc. (\$/MW)	Nod. (\$/MW)								
1	3,5000	3,4495	3,5000	3,4841	3,5000	3,5369	3,5000	3,4514	3,5000	3,3587
2	3,0339	3,6004	3,2358	3,6454	3,3488	3,6895	3,1707	3,6019	3,0061	3,5066
5	3,3046	3,8283	3,3143	3,8688	3,3740	3,9269	3,2776	3,8329	3,1736	3,7311
8	3,4938	3,7652	3,4168	3,8135	3,4168	3,8741	3,4168	3,7761	3,4168	3,6708
11	3,5931	3,7542	3,5000	3,7983	3,5000	3,8577	3,5000	3,7618	3,5000	3,6584
13	3,6000	3,7047	3,7453	3,7453	3,8093	3,8093	3,7061	3,7061	3,5964	3,5964

Fonte: elaborada pelos autores.

Para os resultados do Caso 3, mantendo o sistema IEEE 30 barras, foi substituído mais um gerador termelétrico por um gerador eólico, assim se formou um sistema com 2 geradores eólicos, presentes nas barras 11 e 13, com potências nominais de 30 MW e 40 MW, respectivamente.

Como citado anteriormente, é possível que o operador do sistema tenha maior controle sobre a potência e o preço da geração eólica, isto é possível a partir dos parâmetros de reserva e penalidade, que compõem os custos de reserva e penalidade, respectivamente. Esses custos somados ao custo linear constituem o custo eólico.

Para exemplificar, neste Caso 3, para a barra 11, será considerado o parâmetro de reserva $K_{11}^R = 2$ e o parâmetro de penalidade $K_{11}^P = 1$. Desta forma será possível observar que a geração na barra 11 tem peso maior para a segurança do sistema, assim, proporcionalmente, será programada menos potência eólica se comparada à geração na barra 13.

Para a barra 13, será mantido o parâmetro de reserva $K_{13}^R = 1,5$ e o parâmetro de penalidade $K_{13}^P = 2$. Neste caso o parâmetro de penalidade é maior, o que permite que a geração aumente, pois deixar de gerar potência eólica tem um custo maior.

Para as duas barras, o parâmetro linear será $d = 1$.

De acordo com a Tabela 4, assim como no Caso 2, em todos os períodos estudados (3a – 3d), os custos totais do sistema foram menores que no Caso 1 (841,79 \$/h), em que foram considerados apenas geradores termelétricos. No Caso 3, por serem utilizados dois geradores eólicos, os custos totais foram menores em todos os períodos quando comparados com o Caso 2.

No período com menor velocidade média do vento (2b e 3b), o custo total do sistema para o Caso 2b foi de 827,15 \$/h, enquanto no Caso 3b, 822,22 \$/h. Já no período com a maior velocidade média do vento (2d e 3d), obteve-se a maior diferença de custos, sendo no caso 2d, 806,76 \$/h e no Caso 3d, 790,49 \$/h.

É possível verificar ainda na Tabela 4 que, proporcionalmente, o gerador eólico da barra 13 teve uma programação de potência eólica maior que o gerador eólico da barra 11, pois como apontado anteriormente, o parâmetro de penalidade referente ao custo de penalidade da barra 13 era maior em relação ao seu parâmetro de reserva, referente ao custo de reserva.

Observa-se que o método era induzido a programar mais potência eólica para o gerador eólico da barra 13 para minimizar os custos, pois gerar menos potência eólica que a maior probabilidade de ocorrência, de acordo com a FDPW no período, deixava o custo de

penalidade mais caro, aumentando o custo eólico para a barra 13. Assim, programar menos potência eólica que a maior probabilidade de ocorrência gera uma penalidade na função objetivo eólica, o que aumenta o custo total de geração do sistema.

O contrário ocorreu com a programação de potência eólica na barra 11, pois o parâmetro de reserva era maior que o parâmetro de penalidade, sendo assim, gerar mais potência eólica que a maior probabilidade de ocorrência, de acordo com a FDPW, deixava o custo de reserva mais caro. Pretende-se programar mais potência eólica que o período pode proporcionar, então, aumenta-se o custo de reserva e, caso essa potência programada não ocorra, será necessário acionar reserva de potência para atender à demanda. Esses resultados das potências programadas para as barras 11 e 13 podem ser observados no Gráfico 1.

Tabela 4 – Resultados do sistema IEEE 30 barras – Casos 1 e 3

Caso	1	3a	3b	3c	3d
p_1^G (MW)	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
p_2^G (MW)	36,92	45,67	50,37	42,52	35,57
p_5^G (MW)	18,50	19,00	19,68	18,53	17,29
p_8^G (MW)	14,52	10,00	10,39	10,00	10,00
p_{11}^G (MW) (Eólica)	11,66	6,38	4,36	7,81	10,43
p_{13}^G (MW) (Eólica)	12,00	12,86	9,26	14,95	20,35
Demanda (MW)	293,60	293,91	294,06	293,81	293,63
Custo Quadrático (\$/h)	805,40	741,32	761,10	729,36	703,68
Custo PV (\$/h)	36,38	38,92	39,51	38,31	35,94
Custo Termelétrico (\$/h)	841,79	780,24	800,61	767,68	739,63
Custo Linear (\$/h)	-	19,24	13,62	22,77	30,78
Custo de Reserva (\$/h)	-	7,66	4,80	8,95	11,97
Custo de Penalidade (\$/h)	-	5,56	3,20	6,20	8,12
Custo Eólico (\$/h)	-	32,46	21,62	37,92	50,86
Custo Total (\$/h)	841,79	812,71	822,22	805,61	790,49
Iterações	55	32	68	25	29
Tempo (s)	21,11	14,19	19,92	12,16	13,45

Fonte: elaborada pelos autores.

Na Tabela 5 são apresentados os custos incrementais e preços nodais para o Caso 3. Devido ao fato do gerador eólico da barra 13 ter uma potência eólica programada, proporcionalmente, maior que a potência eólica programada na barra 11, observa-se que os preços nodais para a barra 11 são maiores em todos os períodos se comparados aos preços nodais da barra 13.

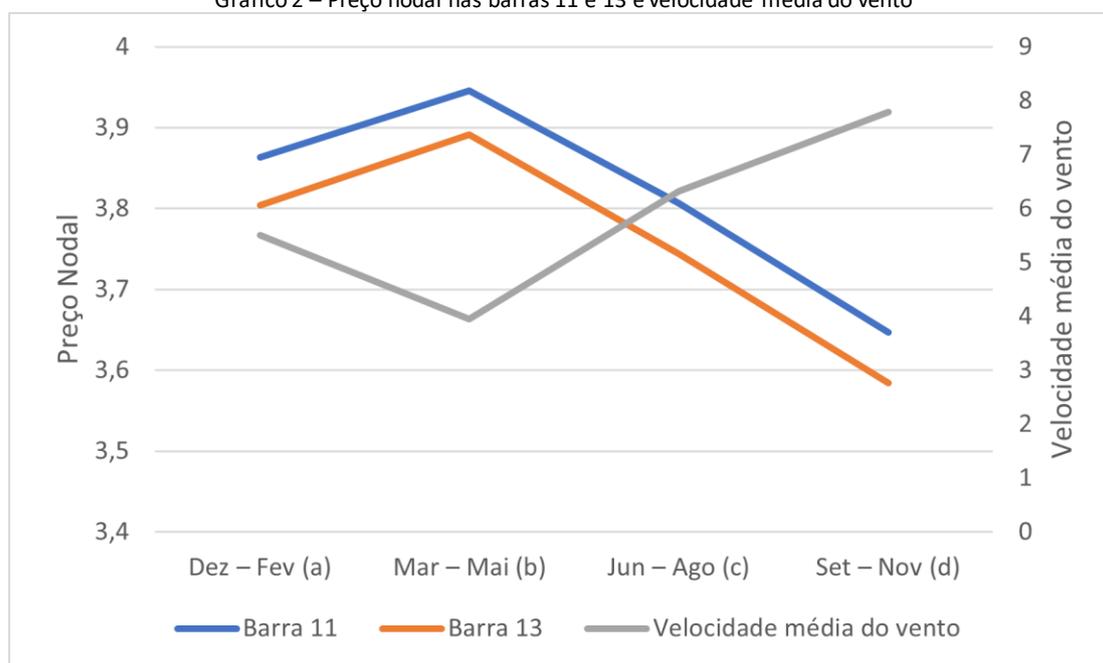
A partir dos dados da Tabela 5, apresenta-se o Gráfico 2, no qual se pode observar uma comparação entre os preços nodais da geração de potência eólica nas barras 11 e 13 em relação à velocidade média do vento em cada estação do ano. No período de março a maio (b), a região apresenta a menor velocidade média do vento com 3,95 m/s, e obteve os maiores preços nodais, sendo 3,94 \$/MW na barra 11 e 3,89 \$/MW na barra 13. No período de setembro a novembro (d), com maior velocidade média do vento, 7,79 m/s, obteve os menores preços nodais, sendo 3,64 \$/MW na barra 11 e 3,58 \$/MW na barra 13.

Tabela 5 – Custos incrementais e preços nodais em cada barra para os casos 1 e 3.

Caso	1		3a		3b		3c		3d	
Barra	Inc. (\$/MW)	Nod. (\$/MW)								
1	3,5000	3,4495	3,5000	3,5368	3,5000	3,6119	3,5000	3,4858	3,5000	3,3480
2	3,0339	3,6004	3,3486	3,6897	3,5128	3,7667	3,2380	3,6374	2,9958	3,4953
5	3,3046	3,8283	3,3747	3,9275	3,4605	4,0104	3,3168	3,8712	3,1580	3,7192
8	3,4938	3,7652	3,4168	3,8753	3,4233	3,9622	3,4168	3,8162	3,4168	3,6582
11	3,5931	3,7542	3,8634	3,8612	3,9455	3,9477	3,8062	3,8025	3,6465	3,6456
13	3,6000	3,7047	3,8040	3,8039	3,8916	3,8929	3,7442	3,7442	3,5842	3,5844

Fonte: elaborada pelos autores.

Gráfico 2 – Preço nodal nas barras 11 e 13 e velocidade média do vento



Fonte: elaborada pelos autores.

7 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada uma simulação de um sistema IEEE 30 barras em uma cidade do Ceará com uma grande variação na velocidade média do vento ao longo do ano. Realizou-se testes em relação aos custos de geração de potência para atendimento de demanda, comparando um sistema termelétrico com sistemas com geradores termelétricos e eólicos.

Para a comparação dos resultados dos sistemas citados, resolveu-se o problema de FPOED com o objetivo de minimizar os custos da geração de energia elétrica por meio do método BLM. Este é um método determinístico e possui vantagem em relação aos métodos meta-heurísticos, pois considera as variáveis duais do problema. Portanto, é possível realizar análises referentes aos custos incrementais e preços nodais das barras do sistema.

Os resultados demonstraram que a substituição de geradores termelétricos por geradores eólicos reduz os custos totais do sistema. Utilizando-se a FDPW, apesar da incerteza

referente à velocidade do vento, é possível determinar a programação da potência eólica de forma coerente com a maior probabilidade de ocorrência no período e na região escolhida.

Por meio do método BLM também foi possível observar que os preços nodais da geração eólica, determinados a partir dos parâmetros escolhidos para os custos eólicos nos testes realizados, são praticamente inversos à velocidade média do vento, sendo assim, quanto maior a velocidade média do vento, menor o preço nodal referente à geração eólica.

Trabalhos futuros envolvem o acréscimo de outras fontes de energia renovável, como a solar e a biomassa. Ao utilizar o método BLM, sugere-se calcular seus preços nodais para comparar os preços entre as energias renováveis presentes no sistema, assim contribuindo para melhor análise do custo total de geração do sistema elétrico. Deve-se considerar a inserção e a contribuição da diminuição desse custo quando são utilizadas energias renováveis ao sistema.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. Informe ABEEólica: InfoVento. **ABEEólica**, São Paulo, 2022. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/11/2022_11_InfoVento28.pdf. Acesso em: 3 maio 2023.

BERTSEKAS, D. P. Nonlinear programming. **Journal of the Operational Research Society**, [s. l.], v. 48, n. 3, p. 334-334, 1997.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. Potencial eólico: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. **CRESESB**, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico&. Acesso em: 3 maio 2023.

HETZER, J.; DAVID, C. Y.; BHATTARAI, K. An economic dispatch model incorporating wind power. **IEEE Transactions on energy conversion**, [s. l.], v. 23, n. 2, p. 603-611, 2008.

INSTITUTO ESTADUAL DE MEIO AMBIENTE. **2º Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas**. São Paulo: Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA), 2022. Disponível em: http://energiiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2022/12/termeltricas_IEMA_2021.pdf. Acesso em: 10 maio 2023.

MISHRA, C.; SINGH, S. P.; ROKADIA, J. Optimal power flow in the presence of wind power using modified cuckoo search. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [s. l.], v. 9, n. 7, p. 615-626, 2015.

PINHEIRO, R. B. N. M.; BALBO, A. R.; NEPOMUCENO L. Solving network-constrained nonsmooth economic dispatch problems through a gradient-based approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [s. l.], v. 113, p. 264-280, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.046>. Acesso em: 10 maio 2023.

SCHIMIDT, M. **Problema de fluxo de potência ótimo estocástico com variáveis discretas investigado através de uma abordagem determinística**. 2022. Dissertação (Mestrado em Matemática Aplicada e Computacional) – Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Estadual Paulista, Presidente Prudente, 2022. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11449/237214>. Acesso em: 12 maio 2023.

SILVA, D. N. **Método primal-dual previsor-corretor de pontos interiores e exteriores com estratégias de correção de inércia e suavização hiperbólica aplicado ao problema de despacho econômico com ponto de válvula e representação da transmissão**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2014.

SOLER, E. M.; ASADA, E. N.; COSTA, G. R. M. Penalty-based nonlinear solver for optimal reactive power dispatch with discrete controls. **IEEE transactions on power systems**, [s. l.], v. 28, n. 3, p. 2174-2182, 2013.



SOUZA, R. R. **Programação do despacho termo-eólico por fluxo de potência ótimo ativo/reactivo solucionado por métodos de interiores/exteriores**. 2020. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2020.

SOUZA, R. R. *et al.* Corrigendum to a gradient-based approach for solving the stochastic optimal power flow problem with wind power generation. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 210, p. 108090, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108038>. Acesso em: 12 maio 2023.