

# Levantamento da Curva de Custo de Usinas Eólicas para Definição de Preços em Contratos do PROINFA Gerenciados Pela Eletrobrás

Guilherme Ferraz Toledo., Guilherme Guimarães Lage  
Departamento de Engenharia Elétrica - DEE  
Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia - CCET  
Universidade Federal de São Carlos - UFSCar

Rod. Washington Luiz (SP - 310), km 235 São Carlos, SP, 13565-905, Brasil

**Resumo**—A matriz energética elétrica brasileira vem se alterando com a ajuda de programas de incentivo a energias renováveis, buscando menores custos e um ganho maior com bem estar social. Assim faz-se necessário a integração de fontes de energia alternativas às convencionais na resolução de problemas de despacho econômico, que tem o objetivo de encontrar o ponto ótimo de alocação de energia em um sistema de potência. Esse problema pode buscar tanto minimizar custos, quanto maximizar lucros ou o ganho social. O presente trabalho busca desenvolver um método para encontrar a função custo de geração eólica para aplicação em um despacho ótimo buscando maximizar a função bem estar social na produção de energia eólica. Esse método procura caracterizar as curvas de velocidade de vento a partir da função de densidade probabilidade de Weibull para que possam ser considerados os aspectos incertos da produção de energia eólica ligados a superestimação e subestimação de potência eólica disponível, assim como estimar o custo de implementação de um complexo eólico e de manutenção do mesmo. Portanto é feito um estudo de caso com um sistema de 6 barras sendo três de geração e três de carga chegando no valor ótimo para o preço da energia que pode ser utilizado para valoração dos contratos do PROINFA para geradores eólicos.

**Index Terms**—Energia Eólica, PROINFA, Curva de Custo, Despacho Ótimo, Parque Eólico, Complexo Eólico.

## I. INTRODUÇÃO

Em 2002 foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) com o objetivo de aumentar a participação de fontes renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, parques eólicos e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição [1]. Coube ao Ministério de Minas e Energia (MME), definir as diretrizes, elaborar o planejamento do programa e definir o valor econômico de cada fonte, e à Eletrobrás, o papel de agente executor, com a celebração de contratos de compra e venda de energia no mercado livre de energia elétrica.

### A. Contratos do PROINFA

Os contratos do PROINFA representam os montantes da energia elétrica produzida pelas usinas participantes do PROINFA comercializados pela Eletrobrás na CCEE com as

Concessionárias de Distribuição de energia elétrica, Consumidores Livres e Especiais e Autoprodutores com unidades de consumo, adquirentes das cotas parte deste programa, Normativa ANEEL nº 127/04 [2].

Os contratos têm como base a energia de referência de cada central geradora definida pela ANEEL, que é a quantidade de energia, em MWh/ano, passível de ser produzida pela central geradora, e estabelecem que os pagamentos aos produtores de energia elétrica serão feitos em contrapartida da energia efetivamente gerada [3].

Com base nos valores de energia de referência de cada empreendimento, a Eletrobrás elabora o Plano Anual do PROINFA (PAP) em que consta o montante anual de recursos financeiros a serem rateados por todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN) [3].

### B. Cotas e custos do PROINFA

A quantidade de energia proveniente do PROINFA é determinada de forma anual e alocada para cada agente através da sazonalização (processo de alocar mensalmente um montante anual de energia elétrica) definida pela Eletrobrás [4]. O cálculo das cotas é baseado no PAP e é elaborado de modo a não acarretar vantagens ou prejuízos econômicos ou financeiros e buscando preservar isonomia com os demais agentes, sendo então definidas conforme o custo unitário dessa energia e o montante a ser recolhido por cada permissionária. O valor de custeio do PROINFA é dividido em cotas mensais, recolhidas por distribuidoras, transmissoras e cooperativas permissionárias e repassadas à Eletrobras [5].

As usinas participantes do PROINFA são modeladas no âmbito da CCEE de forma que seja identificada a energia efetivamente produzida em cada uma das centrais geradoras, bem como a apuração de eventuais exposições no mercado de curto prazo pelo agente comercializador de energia do PROINFA – ACEP [6]. Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE [2].

O ONS é o órgão responsável pela coordenação e operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no

SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país [7]. Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho de geração ótimo. O modelo de otimização utilizado no cálculo do preço considera o despacho das usinas visando o mínimo custo do atendimento do mercado (consumo) [2].

Cada central geradora é despachada de acordo com os critérios do ONS para geração ótima, assim a Eletrobrás contabiliza, para cada central geradora, o montante de energia efetivamente gerado [3] para a realização do pagamento pela compra da energia.

### C. Energia Eólica

A criação do PROINFA ajudou a expandir a energia eólica no Brasil, levando esse tipo de energia a ser a segunda maior fonte de energia da matriz energética brasileira, correspondendo a 9,6% de toda a energia produzida [8]. A produção de energia eólica é dependente do regime de ventos da região onde o parque eólico encontra-se instalado. Assim, para a boa produção de energia é necessário um regime de ventos estável, intenso e sem mudanças bruscas de direção. No Brasil esse regime de ventos é encontrado em abundância, o que ajudou a elevar de 1GW de capacidade instalada em 2010 para 15,4GW em 2020 [8].

1) *Custos de um Parque Eólico*: Para a definição dos preços em contratos do PROINFA é necessário que os parques eólicos tenham seus custos modelados. Porém o processo de produção desse tipo de energia é carregado de incertezas. Assim devemos considerar essas incertezas na modelagem do custo dos parques eólicos. Neste trabalho serão considerados agentes geradores eólicos e será apresentado um método para obtenção do modelo de custo desse tipo de geração de energia, e as incertezas relacionadas às variações do regime de ventos serão estimadas utilizando-se a função de densidade probabilidade de Weibull, que nos dá uma aproximação confiável para a quantidade de vento disponível num determinado local a partir das médias de velocidades do vento em determinado intervalo de tempo.

A curva de custo de um parque eólico é composta de quatro partes: uma corresponde ao custo fixo do parque (investimento inicial para construção), a segunda corresponde aos custos lineares decorrentes da manutenção do parque, e as duas últimas modelam a incerteza desse tipo de energia, considerando um custo de subestimação da potência produzida, chamado de custo de penalidade, e um custo de superestimação da potência produzida, chamado de custo de reserva.

O custo de penalidade é relativo a uma quantidade de energia gerada que excede à programada para fornecimento. Já o custo de reserva é o custo associado à possibilidade de um parque eólico ter uma quantidade de energia programada para fornecimento maior que a gerada. Nesse caso o parque eólico deve gerar a energia necessária por outros meios, por exemplo com o uso de um gerador térmico.

O levantamento da curva de custo de um parque eólico será detalhado nas seções seguintes.

## II. LEVANTAMENTO DA CURVA DE CUSTO DE UM PARQUE EÓLICO

Dentre as tecnologias de geração de energia renovável a energia eólica apresenta grandes benefícios em relação à geração termelétrica pois, apesar de sua construção demandar uma grande quantidade de capital inicial, depois de construída há poucos custos para produção de energia em sistemas de conversão de energia eólica.

Porém há algumas características indesejáveis na utilização dessa fonte de energia que por ser uma fonte dependente da energia cinética dos ventos é intermitente ao longo do tempo. Essa intermitência resulta em grandes incertezas na produção, podendo levar ao desabastecimento. Portanto quando se deseja comercializar esse tipo de energia é necessário contabilizar essa incerteza, o que pode ser realizado por métodos estatísticos para estimar a disponibilidade de vento, onde será construído o parque eólico.

A função custo considerada neste trabalho é a dada por [9]:

$$cc(Ps_j) = C_{L,j}(Ps_j) + C_{p,j}(Pa_{j,av} - Ps_j) + C_{r,j}(Ps_j - Pa_{j,av}), \quad (1)$$

onde:

$cc(Ps_j)$  : é a função custo de produção de energia do parque eólico;

$Ps_j$  : geração eólica nova alocada pelo despacho para o j-ésimo gerador;

$Pa_{j,av}$  : potência eólica disponível no j-ésimo gerador, sendo esse um parâmetro aleatório que varia de 0 à potência nominal e tem probabilidades dadas pela função de Weibull;

$C_L$  : função custo linear do gerador eólico, correspondente aos custos iniciais de investimento e custos de manutenção e operação;

$C_p$  : função custo penalidade por não utilização de toda a potência eólica gerada;

$C_r$  : função custo reserva relativa a incerteza do vento e associada a superestimação de potência eólica disponível.

Esses custos serão explicados em detalhe nas subseções a seguir:

### A. Caracterização do Vento

Para se caracterizar o vento de uma região pode-se adotar métodos probabilísticos como a função de Weibull. Esta função foi adotada nesse trabalho pois foi anteriormente comprovada ser uma boa aproximação para o perfil eólico em um certo local [10].

A função de Weibull é mostrada abaixo:

$$f_v(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} e^{(-vc)^k}, \quad 0 < v < \infty \quad (2)$$

onde:

$f_v(v)$  : fdp de Weibull em função a velocidade do vento;  
 $v$  : velocidade do vento (m/s);

$k$  : fator de forma;  
 $c$  : fator de escala (m/s).

As vantagens de se usar (2) são: 1) é uma distribuição de apenas dois parâmetros, o que faz dela uma melhor generalização do que a função de Rayleigh (função de Weibull com fator de forma igual a 2); 2) anteriormente ela já se mostrou ser uma boa aproximação para a variação de vento observada; 3) se os parâmetros  $k$  e  $c$  são conhecidos a uma certa altura, existem métodos para descobrir os parâmetros em outras alturas [9].

A distribuição de ventos depende de muitos fatores como geografia e topografia, por isso é importante que sejam feitos estudos prévios sobre a incidência de vento no local da construção do parque. Aqui, para a solução numérica, serão utilizados dados do Atlas Eólico Brasileiro que traz os fatores de forma e escala de diferentes regiões do Brasil.

1) *Equação de Weibull em Função da Potência*: Para utilizar a função de densidade de probabilidade de Weibull no cálculo dos custos de reserva e penalidade deve-se expressá-la em função da potência eólica disponível ( $Pa_{j,av}$ ). São necessárias, então, algumas considerações físicas em relação às turbinas eólicas, relativas à velocidade mínima  $v_i$ , velocidade nominal  $v_r$  e velocidade de corte  $v_0$  do vento, sendo a potência eólica definida como segue [11]:

$$Pa = \begin{cases} 0, & \text{para } v < v_i \text{ e } v > v_0; \\ P_n \left( \frac{v-v_i}{v_n-v_i} \right)^k & \text{para } v_i \leq v \leq v_n; \\ P_n & \text{para } v_n \leq v \leq v_0. \end{cases} \quad (3)$$

onde:

$P_n$  : potência nominal da turbina;

$v$  : velocidade do vento;

$v_i$  : velocidade mínima para início da operação da turbina;

$v_n$  : velocidade nominal do vento para a qual a saída de potência da turbina é  $P_n$ .

$v_0$  : velocidade de corte do vento, em que a operação da turbina cessa.

Em [12] é proposta uma transformação para a parte linear da função de Weibull em função da potência disponível ( $Pa_{j,av}$ ), resultando na equação abaixo:

$$f_W(Pa) = \left( \frac{k(v_n - v_i)}{cP_n} \right) \left( \frac{v_i P_n + Pa(v_n - v_i)}{cP_n} \right)^{(k-1)} e^{-\left( \frac{v_i P_n + Pa(v_n - v_i)}{cP_n} \right)^k} \quad (4)$$

A potência do gerador eólico em função da velocidade do vento é mostrada na Figura 1:

A potência produzida quando a velocidade do vento é igual ou menor que  $v_i$  é igual a 0 e igual à potência nominal quando ela é igual ou maior do que  $v_0$ . Desse modo para a velocidade de corte e velocidade nominal da turbina os pontos de probabilidade são valores discretos, mas neste trabalho só serão considerados os pontos da porção contínua da função.

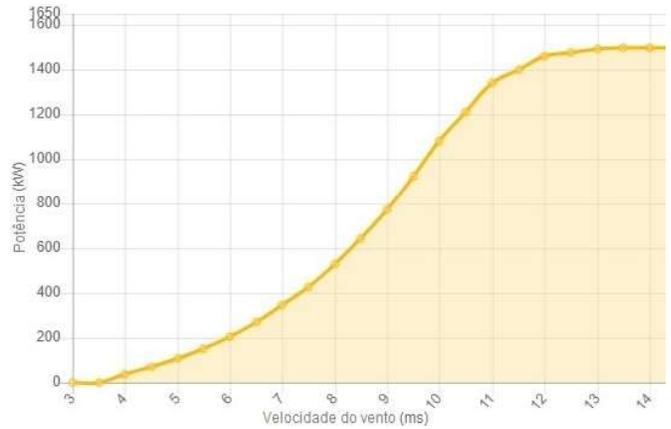


Figura 1: Curva de Potência Característica de um Gerador Eólico.

### B. Custos Iniciais de Investimento

Os custos fixos totais de um parque eólico são basicamente os custos de construção do mesmo e podem ser expressos como em [14]:

$$C_i = \frac{n(cT + cR + cMT + cA) + cRC}{ELP_{total \text{ parque}}} \quad (5)$$

onde:

$C_i$  : custo de investimento inicial total de construção do parque eólico;

$n$  : número de turbinas do parque eólico;

$cT$  : custo do transporte das turbinas até o local de montagem (US\$);

$cR$  : custo de reposição de componentes (US\$);

$cMT$  : custo total de produção de uma única turbina (US\$);

$cA$  : custo de instalação de uma turbina (US\$);

$cRC$  : custo de estradas e engenharia civil (US\$);

$ELP_{total \text{ parque}}$  : energia líquida produzida durante a vida útil do parque (MWh).

1) *Energia Líquida Produzida*: A energia líquida produzida corresponde à projeção de produção de energia durante a vida útil do parque eólico. O método utilizado para obtenção dessa projeção é o mesmo descrito por [14] e está explicado a seguir.

A velocidade do vento é dividida em faixas de 1 m/s a partir de 0 até 20 m/s, cada qual com uma probabilidade de ocorrência dada pela função de Weibull. Então encontra-se a potência gerada pela turbina com o uso da equação dada por [15]:

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho_a \cdot A \cdot V_r^3 \quad (6)$$

onde:

$P$  : máxima saída de potência (W);

$C_p$  : coeficiente de performance;

$\rho$  : densidade do ar ( $kg/m^3$ );

$A$  : área varrida ( $m^2$ );

$V_r$  : velocidade nominal do vento (m/s).

Segundo [16] a potência pode ser extraída do vento com uma eficiência máxima de 59,3% (limite de Betz), mas o coeficiente de performance é mais baixo, por volta de 70% do limite de Betz. A densidade do ar será considerada  $1,225 \text{ kg/m}^3$  segundo definido pelo padrão europeu para o projeto de turbinas eólicas [17].

Então é aplicada a função de Weibull para cada faixa de velocidade do vento e multiplica-se a potência gerada correspondente à essa faixa, encontrando-se assim a potência parcial como se observa na Figura 2. A potência total é então encontrada somando-se as energias parciais.

Em seguida aplica-se a seguinte função para encontrar a potência produzida durante a vida útil da turbina [14]:

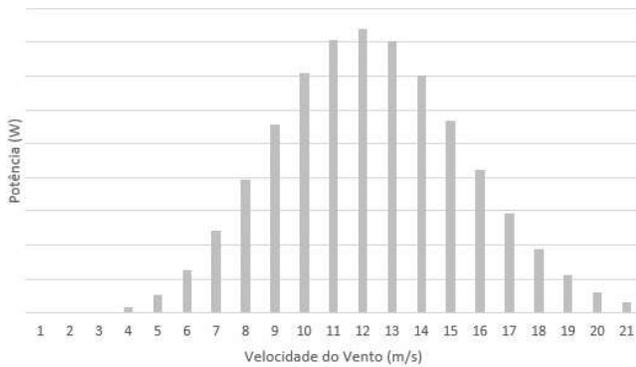


Figura 2: Potência Parcial de uma Turbina para cada Faixa de Velocidade de Vento.

$$ELP_{turbina\ total} = P \cdot Anos \cdot 8766 \cdot 0,97 \quad (7)$$

onde:

$ELP_{turbina\ total}$  : energia produzida por uma turbina durante sua vida útil (Wh);

$P$  : potencial de produção de energia de uma turbina (W);

8766 : número médio de horas em um ano;

0,97 : taxa de disponibilidade de uma turbina.

Para encontrar a energia produzida pelo parque eólico basta multiplicar (7) pela quantidade de turbinas e então basta dividir a por  $10^6$  para encontrar o valor em MWh.

### C. Custos Lineares de Produção do Parque Eólico

Os custos lineares de produção do parque eólico são compostos pelos custos que dependem da potência produzida pelo parque e são dados por:

$$C_{LP} = cLL + cOM \quad (8)$$

sendo:

$C_{LP}$  : custos lineares de produção;

$cLL$  : custo de arrendamento da terra onde será construído o parque (US\$/MWh);

$cOM$  : custo de operação e manutenção do parque (US\$/MWh).

### D. Detalhamento dos Custos

O modelo de custo para as equações (5) e (8) foi retirado de [18], todos os custos são expressos em dólares. Nas seções a seguir serão detalhadas cada uma das equações.

1) *Custo de Transporte*: O custo de transporte depende da potência nominal de cada turbina eólica.

$$cT = 1,581 \cdot 10^{-5} \cdot R^3 - 0,0375 \cdot R^2 + 54,7 \cdot R \quad (9)$$

onde:

$R$  : potência nominal da turbina eólica (kW).

2) *Custo de Reposição de Componentes*: O custo de reposição de componentes cobre reposição ou conserto de componentes como lâminas e geradores. Ele também é uma função da potência nominal da turbina.

$$cR = 10,7 \cdot R \quad (10)$$

3) *Custo de Instalação de uma Turbina*: Esse custo é uma função da altura do eixo de uma turbina e do diâmetro de suas lâminas.

$$cA = 1,965 \cdot (h \cdot D)^{1,1736} \quad (11)$$

sendo:

$h$  : altura do eixo (m);

$D$  : diâmetro das lâminas (m).

4) *Custo de estradas e engenharia civil*: Esse custo é uma estimativa dos custos para construção de estradas e de engenharia civil.

$$cRC = 2,17 \cdot 10^{-6} \cdot R^3 - 0,0145 \cdot R^2 + 69,54 \cdot R \quad (12)$$

5) *Custo Total de Produção de uma Única Turbina*: Esse custo é uma estimativa dos custos para produção de uma única turbina eólica. Para tanto utilizaremos o método mostrado em [19]. Serão utilizadas também as estimativas de relação de custo (ERC) propostas por [18]. A ERC proposta para uma lâmina da turbina é:

$$CL = \frac{[BCE \cdot (0,4019 \cdot r^3 - 955,24) + 2,744 \cdot r^{2,5025} \cdot GDPE]}{1 - 0,28} \quad (13)$$

onde:

$CL$  : custo por uma lâmina de turbina (US\$);

$BCE$  : incremento de custo do material da lâmina;

$GDPE$  : incremento de custo de mão de obra;

$r$  : raio do rotor (m).

Esse custo deve ser multiplicado pelo número de lâminas na turbina, que nesse trabalho será igual a 3.

O BCE e o GDPE são considerados iguais a 1.

O ERC para o eixo da turbina é:

$$M_E = 0,954 \cdot M_B + 5680,3 \quad (14)$$

onde:

$M_B$  : massa de uma única lâmina (kg);

$M_E$  : massa do eixo (kg).

$M_B$  é calculado por uma expressão desenvolvida por [18]:

$$M_B = 0,1452 \cdot r^{2,9158} \quad (15)$$

O custo do eixo é:

$$CE = 4,25 \cdot M_E \quad (16)$$

O custo da torre de uma turbina pode ser determinado como em [20] e [21]:

$$CT = [0,3973 \cdot A \cdot h - 1414] \cdot C_{\S} \quad (17)$$

onde:

$C_{\S}$  : preço do ferro (US\$).

O preço do ferro considerado nesse trabalho é de US\$0,53/kg.

O custo da fundação é dado por [18]:

$$CF = 303,24 \cdot (A \cdot h)^{0,4037} \quad (18)$$

onde:

$CF$  : custo da fundação;

Assim o custo total de produção de uma turbina é mostrado na equação 19:

$$cMT = 3 \cdot CL + CE + CT + CF \quad (19)$$

6) *Custo de Arrendamento da Terra*: Este custo trata do valor do arrendamento da terra onde será construído o parque eólico. Neste trabalho será considerado o custo como mostrado em [18].

$$cLL = 0,00108 \cdot 10^3 \cdot Ps_j \quad (20)$$

7) *Custo de Operação e Manutenção*: Este custo trata do valor de operação e manutenção do parque eólico no dia-a-dia. Ele pode ser encontrado com a equação desenvolvida em [14].

$$cOM = 0,007 \cdot 10^3 \cdot Ps_j \quad (21)$$

### E. Custo de Penalidade

O custo de penalidade é assumido para o caso de a quantidade de potência disponível ser superior à potência programada. Ela é tomada como sendo linearmente relacionada à diferença entre a potência disponível e a potência efetivamente utilizada [9].

$$C_{p,Ps,j} = k_p(Pa_{j,av} - Ps_j) =$$

$$k_p \int_{Ps_j}^{P_{n,j}} (Pa - Ps_j) fW(Pa) dPa =$$

$$k_p \left( \int_{Ps_j}^{P_{n,j}} Pa fW(Pa) dPa - Ps_j \int_{Ps_j}^{P_{n,j}} fW(Pa) dPa \right) \quad (22)$$

onde:

$k_p$  : coeficiente de penalidade;

$fW(Pa)$  : função de Weibull para potência.

Para resolver a integral de  $fW(Pa)$  foi utilizada a função *int* do software Matlab R2018a. Já para a integral de  $Pa fW(Pa)$  não possui forma fechada, portanto essa função foi aproximada por uma série de Taylor utilizando a função *taylor* do Matlab e posteriormente integrou-se utilizando a função *int*.

Assim foram calculadas as integrais na forma indefinida para depois inseri-las na função custo.

O valor de  $k_p$  utilizado nesse trabalho é 1.

### F. Custo de Reserva

O custo de reserva é assumido de modo similar ao do custo de penalidade exceto que ele é um custo no caso de a potência disponível ser menor que a potência programada [9]. O valor de  $k_r$  utilizado nesse trabalho é 1.

$$C_{r,Ps,j} = k_r (Ps_j - Pa_{j,av}) =$$

$$k_r \int_0^{Ps_j} (Ps_j - Pa) fW(Pa) dPa =$$

$$k_r (Ps_i \int_0^{Ps_j} fW(Pa) dPa - \int_0^{Ps_j} Pa fW(Pa) dPa) \quad (23)$$

onde:

$k_r$  : coeficiente de reserva;

A Figura 3 mostra o exemplo de um gerador eólico com potência programada para 0,5 p.u. com os limites de integração para os Custos Reserva e Penalidade e a área utilizada para o cálculo das probabilidades [22].

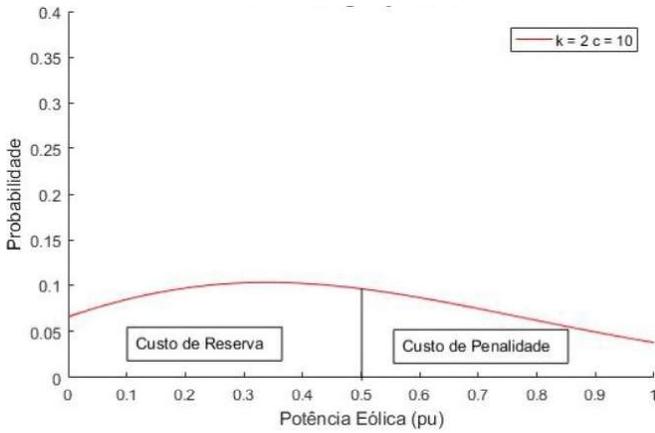


Figura 3: Custos Reserva e Penalidade [22].

### III. DESPACHO ATIVO

Neste trabalho será adotado o modelo de despacho descrito na equação (24). Este despacho busca, dentro dos limites estabelecidos no sistema, maximizar a função bem estar social. Será utilizado um sistema de 6 barras sendo três de geração e três de carga como mostrado na Figura 4. No despacho utilizado  $cc(\mathbf{P}_{S_j})$  corresponde à equação (1).

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Max} \quad \sum_{i=1}^I cd \cdot P_{Di} - \sum_{j=1}^J cc(P_{S_j}) \\ \text{s.a :} \\ P = B\theta \\ P_S^{min} \leq P_S \leq P_S^{max} \\ P_D^{min} \leq P_D \leq P_D^{max} \\ F^{min} \leq F(\theta) \leq F^{max} \end{array} \right. \quad (24)$$

onde:

$cc(\mathbf{P}_{S_j})$  : custo de geração da energia;

$j$  : agentes de geração;

$cd$  : preço de compra da energia;

$i$  : número de agentes de distribuição;

$\mathbf{P}_{S_j}$  : geração eólica nova alocada no gerador  $j$ ;

$\mathbf{P}_{Di}$  : vetor de injeções líquidas de potência ativa em cada barra do sistema;

$\mathbf{B}$  : matriz de susceptâncias do sistema;

$\theta$  : vetor de ângulos da tensão fasorial em cada barra do sistema;

$\mathbf{F}$  : vetor de fluxos de potência ativa em cada ramo do sistema;

$\mathbf{F}^{min}, \mathbf{F}^{max}$  : limites mínimos e máximos de  $\mathbf{F}$ .

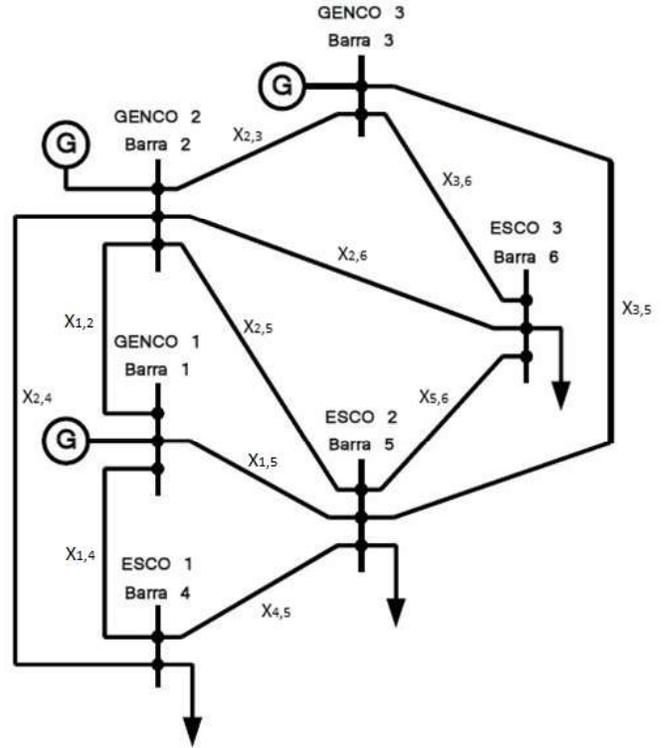


Figura 4: Sistema de 6 Barras.

O despacho será modelado no ambiente AMPL e resolvido pelo solver CONOPT. Os valores das restrições do despacho e dos dados das cargas já utilizadas no sistema estão descritos nas tabelas I, II em p.u. sendo que a base utilizada é 100 MVA, assim para utilizar as equações de custo dos geradores encontradas foi necessário transformar os valores de  $P_s$  em p.u.

Tabela I: Dados das Barras

Barra	Geração Min [p.u.]	Geração Máx [p.u.]	Cd (US\$)	Pg [p.u.]	PI [p.u.]
1	0,00	0,20	0,00	0,80	0,00
2	0,00	0,25	0,00	1,40	0,00
3	0,00	0,20	0,00	0,60	0,00
4	0,00	0,00	850,00	0,00	0,90
5	0,00	0,00	955,50	0,00	1,40
6	0,00	0,00	927,50	0,00	0,90

Na Tabela I,  $Cd$  corresponde ao preço de compra da energia  $P_g$  é a geração já alocada em leilões anteriores e  $PI$  é a quantidade de carga já alocada em leilões anteriores.

Tabela II: Restrições de Fluxo de Potência nas Linhas

Linha	P <sub>mín</sub> [p.u.]	P <sub>máx</sub> [p.u.]
1-2	-0,154	0,154
1-4	-0,501	0,501
1-5	-0,429	0,429
2-3	-0,216	0,216
2-4	-0,682	0,682
2-5	-0,336	0,336
2-6	-0,521	0,521
3-5	-0,261	0,261
3-6	-0,650	0,650
4-5	-0,098	0,098
5-6	-0,022	0,022

IV. ESTUDO DE CASO

Os estudos de caso descritos a seguir foram baseados num sistema de 6 barras com 3 geradores distintos. As especificações dos geradores estão apresentadas na tabela 1. As especificações das turbinas e os parâmetros k e c foram baseadas nos dados de complexos eólicos existentes. Assim o gerador 1 foi baseado nos dados do Complexo Eólico Campos Neutrais Parque Hermenegildo localizado no estado do Rio Grande do Sul, que possui turbinas GE General Electric GE 1,7 - 100 e os parâmetros k e c foram tomados a partir do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, que pode ser encontrado no site da Cresesb. O gerador 2 foi baseado no Complexo Eólico de Santa Vitória também localizado no Rio Grande do Sul e que utiliza turbinas GE General Electric GE 1,7 - 100 os parâmetros k e c foram encontrados do mesmo modo utilizado no gerador 1. O gerador 3 foi baseado no Complexo Eólico Piauí que utiliza geradores Acciona AW-125/3000.

Tabela III: Especificações dos Geradores

	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3
Nº de turbinas	53	83	20
P nominal da turbina (MW)	1,7	1,7	3,0
Vel. nominal da turbina (m/s)	10	10	12
Vel. cut-in da turbina (m/s)	3,0	3,0	3,5
Altura do hub (m)	80	80	120
Diâmetro do rotor (m)	100	100	125
Vida útil (anos)	15	15	15
Parâmetro k	2,40	2,73	3,2
Parâmetro c	8,5	9,09	8,5

As curvas de custo dos geradores encontradas foram as seguintes:

$$cc_1 = 6,208 + 8,08 \cdot Ps_1 + C_{r,1}(Ps_1) + C_{p,1}(Ps_1) \quad (25)$$

$$cc_2 = 5,48 + 8,08 \cdot Ps_2 + C_{r,2}(Ps_2) + C_{p,2}(Ps_2) \quad (26)$$

$$cc_3 = 9,18 + 8,08 \cdot Ps_3 + C_{r,3}(Ps_3) + C_{p,3}(Ps_3) \quad (27)$$

Elas são mostradas na forma gráfica na Figura 5:

A diferença na parte não linear da função custo é amenizada quando a quantidade de turbinas no parque eólico aumenta, levando a curva de custo a parecer mais linear.

As equações encontradas para C<sub>r,i</sub> e C<sub>p,i</sub> não foram mostradas em detalhe devido à complexidade das mesmas.

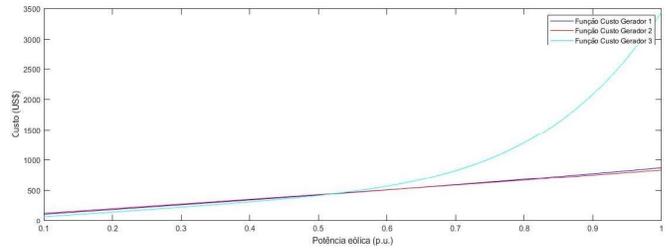


Figura 5: Curvas de Custo dos Geradores.

Os valores de potência demandados pelos distribuidores são mostrados na Tabela IV.

Tabela IV: Potência Demandada

Distribuidor	Potência Demandada [p.u.]
ESCO1	0,25
ESCO2	0,10
ESCO3	0,20

Foram realizados 2 tipos de despacho, um com a demanda inelástica e um com demanda elástica. No primeiro a quantidade de potência despachada corresponde exatamente à quantidade de potência demandada, já no segundo o despacho pode não atender completamente a demanda. Os resultados dos despachos são mostrados nas tabelas V e VI em que Ps corresponde à quantidade de geração eólica nova alocada no despacho, Pd corresponde à quantidade de carga nova alocada no despacho e PLM é o preço marginal da energia em cada barra. A Figura 6 mostra a comparação dos preços marginais nas barras.

Tabela V: Resultado do Despacho Ótimo para Demanda Inelástica

Barra	Ps (MW)	Pd (MW)	PLM (US\$)
1	15,02	0,00	756,01
2	25,00	0,00	754,59
3	14,98	0,00	754,10
4	0,00	25,00	755,74
5	0,00	10,00	754,80
6	0,00	20,00	753,81

Tabela VI: Resultado do Despacho Ótimo para Demanda Elástica

Barra	Ps (MW)	Pd (MW)	PLM (US\$)
1	20,00	0,00	792,27
2	10,07	0,00	744,82
3	16,54	0,00	759,46
4	0,00	16,61	850,00
5	0,00	10,00	776,84
6	0,00	20,00	758,63

O valor da função bem estar social para o despacho de demanda inelástica foi de US\$ 991,21 e o valor da função para o despacho de demanda elástica encontrado foi de US\$ 82,92.

No despacho de demanda inelástica toda a demanda é atendida, porém sempre que uma das restrições de fluxo

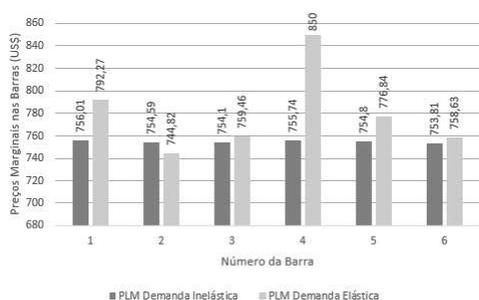


Figura 6: Comparação dos Preços de Demanda Elástica e Inelástica nas Barras .

é violada ocorre uma penalização forçando o resultado a se aproximar da região factível. Nesse caso a restrição de fluxo na linha 2-4 foi violada levando à uma penalização e fazendo com que o valor da função bem estar social aumentasse. Já no despacho de demanda elástica as restrições de fluxo são respeitadas levando o resultado da função bem estar social a um valor menor, porém ao custo de não atendimento da demanda total, assim a demanda do distribuidor ESCO1 é atendido apenas parcialmente (66,44% do total).

## V. CONCLUSÃO

A metodologia apresentada nesse trabalho pode auxiliar nos estudos de viabilidade de implantação de complexos eólicos, sendo possível estimar os gastos de construção, os gastos anuais do empreendimento e precificar a energia produzida utilizando-se função objetivo encontrada para a execução de um despacho ótimo, podendo o mesmo buscar diferentes objetivos, como a maximização da função bem estar social ou minimização de custos de produção. Porém é importante verificar que, como observado no estudo de caso, a quantidade de energia nova despachada que maximiza a função bem estar social pode não atender à demanda de energia total devido a restrições de fluxo na rede sendo necessário a realização de outro despacho posterior para atendimento da demanda não atendida.

## REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica (2017) *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas*. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/proinfa>. Acesso em 21 ago. 2020
- [2] CCEE (2010). *Visão Geral das Operações na CCEE*. Disponível em: [https://www.ufjf.br/andre/\\_marcato/files/2010/06/Visao\\_Geral\\_das\\_Operacoes\\_CCEE\\_2010.pdf](https://www.ufjf.br/andre/_marcato/files/2010/06/Visao_Geral_das_Operacoes_CCEE_2010.pdf). Acesso em 21 mar. 2021
- [3] PROINFA - Eólica. *Guia de Habilitação Eólica*. Disponível em: [https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfa/guia\\_eolica\\_final.pdf](https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfa/guia_eolica_final.pdf). Acesso em 21 mar. 2021
- [4] Rodrigues, I. *O que é o PROINFA*. Disponível em: <https://interenergia.com.br/single-post/2017/08/o-que-e-o-proinfa/>. Acesso em 21 ago. 2020
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica (2012). *Submódulo 5.3. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa*. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Subm%c3%b3dulo%205.3%20V0.pdf>. Acesso em 21 ago. 2020

- [6] CCEE (2019). *Tratamento da Energia do PROINFA na CCEE*. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/resultados?\\_adf.ctrl-state=1ann3qcnhl\\_5\&contentId\%3DCCEE\\_647399\%26=\&\\\_afirLoop=144816827855894\#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resultados?_adf.ctrl-state=1ann3qcnhl_5\&contentId\%3DCCEE_647399\%26=\&\_afirLoop=144816827855894\#!). Acesso em 21 mar. 2021
- [7] ONS (2019). *O que é o ONS*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em 21 mar. 2021
- [8] ABEEólica (2020). *Eólica: energia para um futuro inovador*. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>. Acesso em 21 ago. 2020
- [9] Hetzer, J., Yu, D. C., Bhattarai, K. *An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power*. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 23, n. 2, Jun. 2008.
- [10] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*, Boca Raton, FL: CRC Press, 1999.
- [11] Rocha, P. A. C., Sousa, R. C., Andrade, C. F., Silva, M. E. V., *Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil*. *Journal of Applied Energy*, [www.elsevier.com/locate/apenergy](http://www.elsevier.com/locate/apenergy)
- [12] Chetan Mishra, Shiv P. Singh, Jimit Rokadia *Optimal power flow in the presence of wind power using modified cuckoo search*, *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2015, Vol. 9, Iss. 7, pp. 615–626.
- [13] Wind Turbine Models (2021). *GE General Electric GE 1.5s*. Disponível em: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/565-ge-general-electric-ge-1.5s>. Acesso em 21 ago. 2021
- [14] Simons, P. J., Cheung, W. M., (2016), *Development of a quantitative analysis system for greener and economically sustainable wind farms*. *Journal of Cleaner Production*, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.06.030>.
- [15] Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., Bossanyi, E. *Wind Energy Handbook*. 2nd ed. West Sussex, England: John Wiley & Sons, Ltd., 2011
- [16] Betz, A., (1966). *Introduction to the theory of flow machines*. Oxford: Pergamon Press.
- [17] EN IEC 61400-1:2019, *Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements*. Genebra, Suíça: European Committee for Standards - Electrical, 2019.
- [18] Fingersh, L.J., Hand, M.M., Laxson, A.S., (2006). *Wind turbine design cost and scaling model*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA. Report No. NREL/TP-500-40566.
- [19] Aso, R., Cheung, W.M., 2015. *Towards greener horizontal-axis wind turbines: analysis of carbon emissions, energy and costs at the early design stage*. *J. Clean. Prod.* 87, 263-274.
- [20] Malcolm, D.J., Hansen, A.C., (2002). *WindPACT Turbine Rotor Design Study, Work Performed by Global Energy Concepts*. LLC, Kirkland, WA and Windward Engineering, Salt Lake City, UT. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA. Report No. NREL/SR-500e32495.
- [21] Smith, K., 2001. *WindPACT Turbine Design Scaling Studies Technical Area 2: Turbine, Rotor and Blade Logistics*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA. Report No. NREL/SR-500e29439.
- [22] Souza, R. R. (2020). *O problema de fluxo de potência ótimo probabilístico solucionado por métodos de pontos interiores/exteriores*. Universidade Estadual Paulista "Júlio Mesquita Filho", Baurur, Brasil.
- [23] Eletrobras, 2020 *Proinfa*. Disponível em: <https://eletrobras.com/en/Paginas/Proinfa.aspx>. Acesso em 21 ago. 2020