



Análise Financeira de Projetos Eólicos em terreno complexo no interior da Bahia utilizando o ANAFIN e considerando alturas de aerogeradores de 80 a 120 m

**V.G. Guedes¹, F.R.S. Batista¹, A.F. Rodrigues¹, R.M. Dutra¹, D.D.B. Freitas¹,
S.R.F.C. Melo¹, R.R.S. Pereira², A.L. Bianchi³, D.G. Avilés³**

¹CEPEL– Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Av. Horácio Macedo 354, CEP 21941-911, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

²Alvarez & Marsal – Rua da Quitanda 59, 2º pavimento, CEP 20011-030,

Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

³Furnas Centrais Elétricas S.A.

Rua Real Grandeza, 219, CEP 22281-900, Botafogo, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Resumo: Este trabalho consiste em avaliar a viabilidade econômica de quatro projetos de geração de energia eólica propostos de potência aproximada de 300 MW para uma área de relevo complexo no interior da Bahia. São sugeridos três projetos com o mesmo aerogerador, de potência nominal de 2,2 MW, em três configurações: (a) com 136 aerogeradores a 80 m de altura; (b) com 136 aerogeradores a 120 m de altura; (c) com 136 aerogeradores a 80 m (43) e 120 m (93) de altura (*layout* misto). O quarto projeto propõe o uso de 100 aerogeradores de 3,0 MW a 100 m de altura. As alturas escolhidas são as fornecidas pelos fabricantes. Cada projeto teve o posicionamento de seus aerogeradores otimizado utilizando o *software* Openwind, considerando uma perda máxima por efeito esteira de 10 % e um fator de capacidade mínimo de 40 %.

Palavras-chave: Energia Eólica, Aerogeradores, Análise Financeira, Produção Energética.

1. INTRODUÇÃO

O crescimento da energia eólica no Brasil nos últimos dez anos mostra a vocação brasileira para o uso de fontes renováveis na geração de energia elétrica. Apesar da existência de um grande



potencial eólico, já pode ser observado que a maioria dos melhores locais para o desenvolvimento de projetos já foram explorados e que a tendência natural é a prospecção em terrenos complexos com potencial eólico favorável. Uma vez que a natureza do terreno complexo por si só necessita de cuidados especiais na sua modelagem para a estimativa da produção energética, a avaliação de diversas configurações de *layout* de parques eólicos tanto sob o ponto de vista da produção quanto dos custos associados a cada opção tornam-se fundamentais para indicação ao cliente das opções mais competitivas para participação nos leilões. Diante desta nova fase de prospecção de projetos eólicos no Brasil, este trabalho se propõe a avaliar técnica e economicamente quatro projetos de geração de energia eólica em um mesmo terreno com relevo complexo de potência aproximada de 300 MW no interior da Bahia. São sugeridos três projetos com o mesmo aerogerador, de potência nominal de 2,2 MW, em três configurações de alturas diferentes (80 m, 120m e um *layout* misto a 80 e 120 m). Também é sugerido um quarto projeto que propõe o uso de 100 aerogeradores de 3,0 MW a 100 m de altura.

2. DEFINIÇÃO DA ÁREA

A área de estudo consiste num terreno complexo no interior da Bahia (Figura 1a). De acordo com o Atlas Eólico Brasileiro [1], observam-se regiões de promissor potencial eólico no interior da Bahia. O estudo do potencial desta aérea está sendo realizado com a utilização de cinco torres anemométricas posicionadas de acordo com a Figura 1b. É uma região cujas médias das velocidades do vento encontram-se, a 80 m de altura, entre 7,5 e 9,0 m/s.

Detalhes datopografia obtidos pelo modelo digital de terreno SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) com resolução de 30 m e da rugosidade com resolução de 45 m são apresentados nas Figuras 1 e 2.

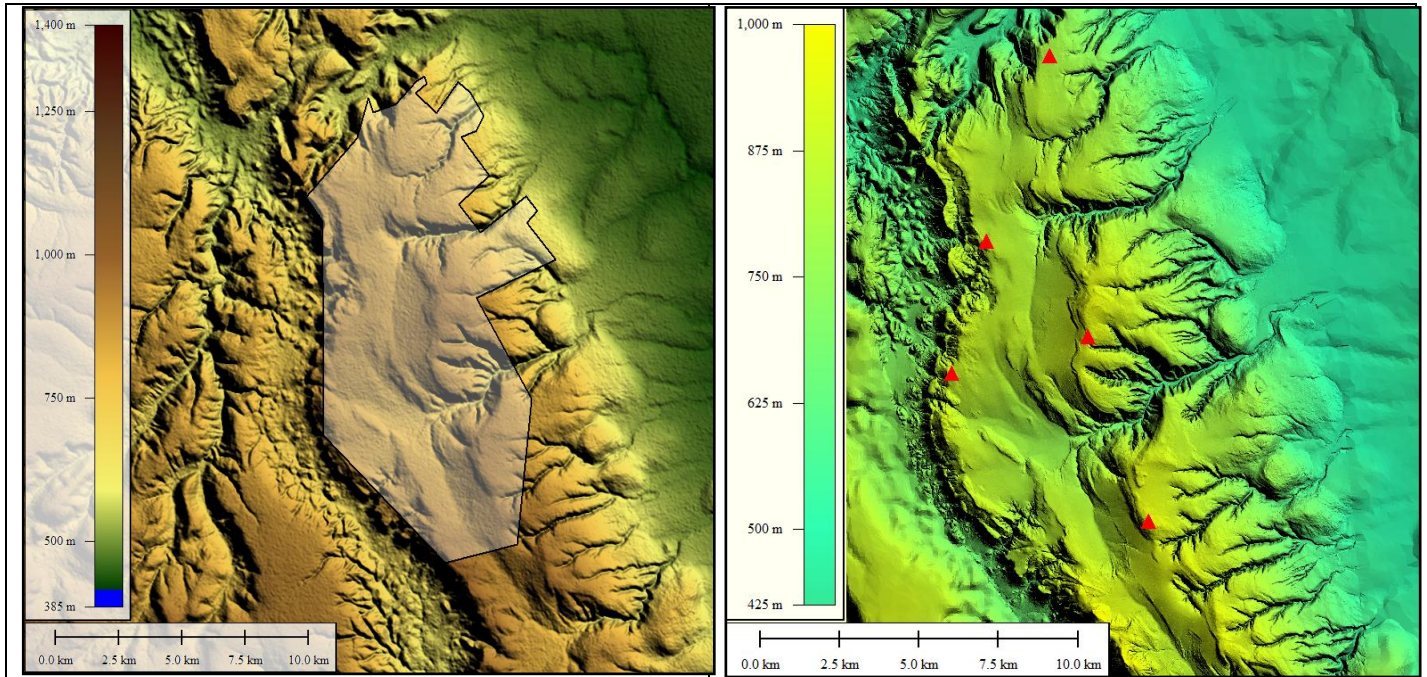


Figura 1 - (a) Área disponível para o projeto e o mapa de elevação (satélite). (b) posição das cinco torres de medição anemométrica.

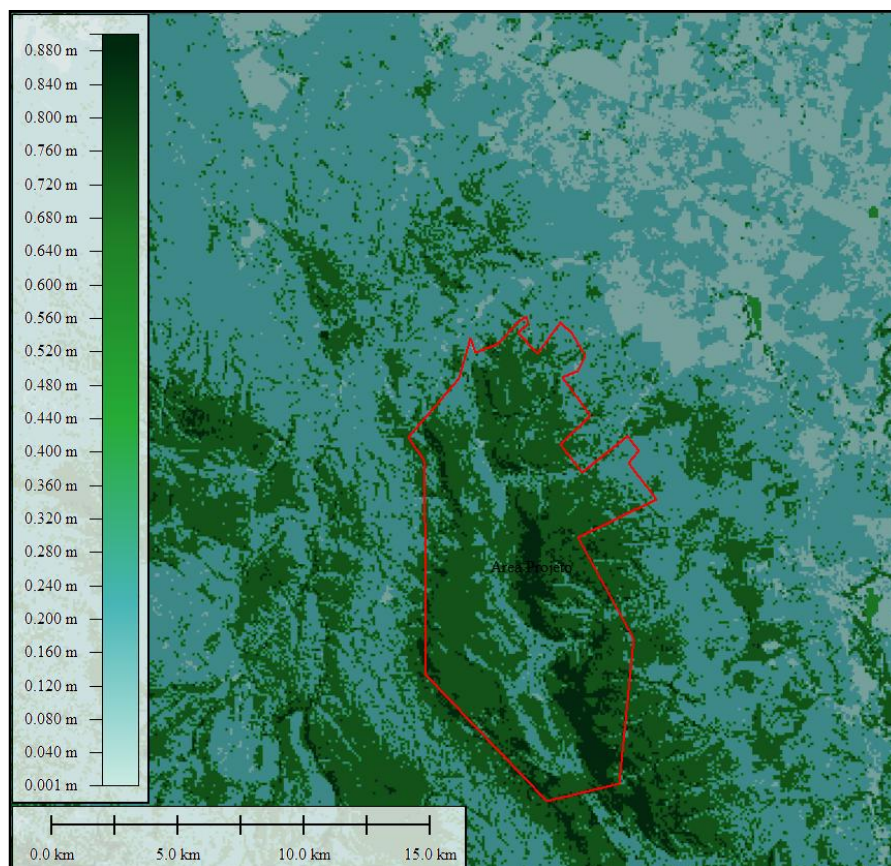


Figura 2 - Área disponível para o projeto e o mapa de rugosidade (satélite).



3. METODOLOGIA

3.1 Cálculo da produção energética

Neste trabalho, são apresentados quatro projetos preliminares de usinas eólicas para a área mostrada anteriormente. São sugeridos três projetos com o mesmo aerogerador, de potência nominal de 2,2 MW, em três configurações: (a) com 136 aerogeradores a 80 m de altura; (b) com 136 aerogeradores a 120 m de altura; (a) com 132 aerogeradores, dos quais 36 se encontram a 80 m e 96 a 120 m de altura (*layout* misto). O quarto projeto propõe o uso de 100 aerogeradores de 3,0 MW a 100 m de altura.

Para a elaboração dos projetos, foram realizadas as seguintes etapas: o tratamento dos dados brutos de vento, o estudo de correlação de longo prazo do vento observado nas torres anemométricas —via técnicas de MCP (*Measure Correlate Predict*)—, o tratamento das informações georreferenciadas de topografia e rugosidade, a simulação do recurso do vento local utilizando um *software* de microescala e o cálculo da produção energética.

O cálculo do campo de velocidades médias do escoamento é de suma importância para garantir a qualidade dos resultados de produção energética. Os *softwares* que realizam estes cálculos são altamente dependentes das informações do relevo, da rugosidade e do vento medido e, portanto, erros nessas etapas preliminares são capazes de inviabilizar economicamente um projeto.

A Figura 1a ilustra o resultado final, obtido no tratamento das informações topográficas, do modelo digital de terreno, bem como a localização das cinco torres anemométricas que foram usadas no estudo do vento de longo prazo via MCP (Figura 1b). As informações visualizadas na Figura 1, acrescidas do mapa de rugosidade e da curva de potência do aerogerador utilizado no projeto, representam todas as entradas que são fornecidas nos modelos de microescala.

O cálculo do recurso eólico e da produção energética é realizado no *software* comercial Openwind, o qual utiliza uma modelagem chamada Mass Consistent Model [2, 3] que resolve o campo de velocidades do escoamento de uma região com relevo acidentado, demandando pouco esforço computacional. O Openwind gera um arquivo denominado WRG (*Wind Resource Grid*), que consiste em um banco de dados multidimensional com as informações do



escoamento no domínio da simulação. Uma vez obtido, o WRG resultante é utilizado no cálculo da produção energética e na otimização do posicionamento dos aerogeradores de cada projeto eólico estudado, considerando todas as formas de restrições comumente presentes em projetos submetidos a leilões de energia no Brasil para a definição da área onde é permitido o posicionamento de aerogeradores. A otimização realizada utiliza a técnica de busca exaustiva e tem como principais limitantes os seguintes parâmetros: um fator de capacidade mínimo e uma perda por efeito esteira máxima.

3.2 Análise da Viabilidade Econômica

Para avaliar sob a ótica econômica os diferentes projetos propostos neste trabalho, foi utilizado o método do fluxo de caixa descontado. A partir de premissas técnicas, operacionais, econômicas e financeiras, foram projetados fluxos de receitas e despesas para cada empreendimento. Os fluxos de receita são compostos pela venda da energia gerada por meio da celebração de um contrato de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR). Já os fluxos de despesas são predominantemente compostos pelos custos de operação e manutenção, seguro operacional, arrendamento do terreno, tarifa de uso do sistema de transmissão, taxa de fiscalização do agente regulador, impostos e pagamento do serviço da dívida de longo prazo.

Uma vez determinados os fluxos de caixa totais dos empreendimentos, estes são usados como base para o cálculo dos seus indicadores de viabilidade. Apesar de os indicadores mais tradicionais serem o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), neste trabalho optou-se por utilizar o Preço de Equilíbrio (PEQ). Esta opção se deve à premissa de que o projeto está integralmente contratado no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), ambiente no qual a disputa entre os projetos se dá por meio de leilões na modalidade "menor preço".

Matematicamente, é necessário definir o VPL (equação 1) para então definir o PEQ:



$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{E[FC_t]}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Nesta equação I_0 representa o investimento total realizado no instante 0, $E[FC_t]$ representa o fluxo de caixa esperado para o instante t , i representa o custo de oportunidade do capital do investidor e n representa a vida útil do projeto.

Um projeto será atrativo economicamente se o seu VPL for positivo, significando que os seus fluxos de caixa são suficientes para que o empreendedor recupere os investimentos realizados acrescidos de uma remuneração igual ou superior ao seu custo do capital. Tal como descrito anteriormente, note que os fluxos de caixa (FC) do projeto dependem do preço de venda da energia contratada, sendo assim, define-se o Preço de Equilíbrio como o menor preço que mantém a viabilidade econômica do projeto, ou seja, que faz o seu VPL igual a zero.

Neste trabalho as análises de viabilidade econômica foram realizadas com o modelo ANAFIN [4,5], desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL. Dentre as vantagens de utilização deste modelo está o fato de este ser desenvolvido à luz da legislação vigente no setor elétrico brasileiro, tanto comercial quanto tributária, sendo estruturado para avaliar empreendimentos de geração, incluindo empreendimentos eólicos.

4. PROJETOS DE PARQUES EÓLICOS SUGERIDOS PARA COMPARAÇÃO—CÁLCULO DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA

4.1 Modelos de aerogeradores

Foram selecionados dois aerogeradores para comparação. O primeiro é chamado de Aero1 com potência de 2,2 MW, nas alturas de cubo do rotor de 80 m e 120 m. O outro modelo é chamado de Aero2, de 3,0 MW, com altura de cubo do rotor de 100 m. Ambos os modelos são apresentados na Tabela 1 para melhor comparação.

TABELA 1- Modelos de aerogeradores

Modelo	Potência nominal [kW]	Altura do cubo [m]	Diâmetro do rotor [m]	Coefficiente de potência máximo [Cp]	Intensidade de turbulência [%]	Densidade média do ar [kg/m ³]
Aero1	2200	80 e 120	110	0,434	6 – 17	1,12
Aero2	3000	100	125	0,49	10	1,12

4.2 Simulações no Openwind

Esta seção apresenta os resultados das simulações e otimizações de posicionamento de aerogeradores realizadas no *software* Openwind para os quatro projetos de parque eólico propostos. Nas Figuras 3 a 6, observam-se os mapas de velocidade média dos ventos, o polígono de área disponível e o posicionamento otimizado dos aerogeradores para os quatro projetos preliminares propostos. As elipses em torno da posição de cada aerogerador indicam distanciamento mínimo entre os mesmos. Ou seja, o maior eixo é a distância na direção do escoamento preferencial e o menor eixo é a distância lateral (também com relação à direção preferencial do vento no local).

LAYOUT Aero1 alturas mistas

A Figura 3 ilustra o *layout* otimizado. A Tabela 2 mostra a produção energética do *site*.

TABELA 2 - Resultados do cálculo de energia do *layout* alturas mistas

Modelo do aerogerador	Número de aerogeradores	Potência do aerogerador	Potência instalada	Produção Energética Bruta	Perda por esteira	Produção Energética P50	Fator de Capacidade P50
Aero1							
Alturas mistas	132	2,2 MW	290,4 MW	1494,9GWh	5,6%	12254GWh	48,1%

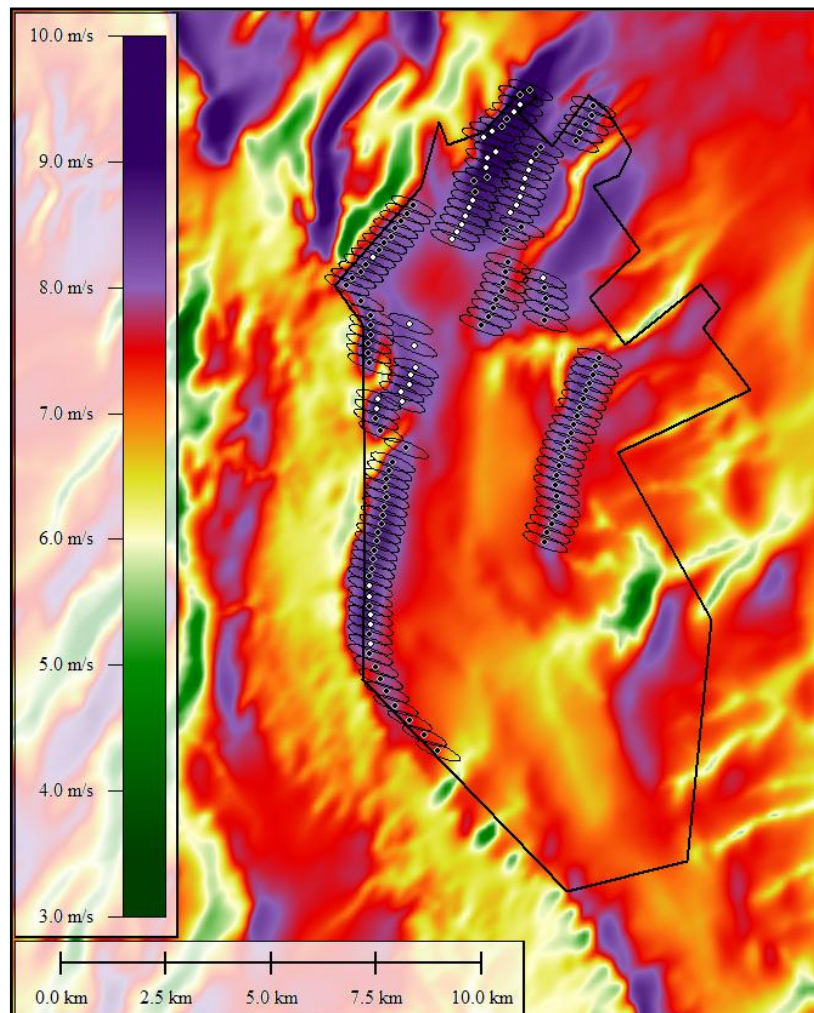


FIGURA 3 - Posição dos aerogeradores -*layout* alturas mistas

LAYOUT Aero1 80 m

A Figura 4 ilustra o *layout* otimizado. A Tabela 3 mostra a produção energética do *site*.

TABELA 3 - Resultados do cálculo de energia do *layout* Aero1 80 m

Modelo do aerogerador	Número de aerogeradores	Potência do aerogerador	Potência instalada	Produção Energética Bruta	Perda por esteira	Produção Energética P50	Fator de Capacidade P50
Aero1 @ 80m	136	2,2 MW	299,2 MW	1349,89 GWh	5,94%	1102,97 GWh	42,05%

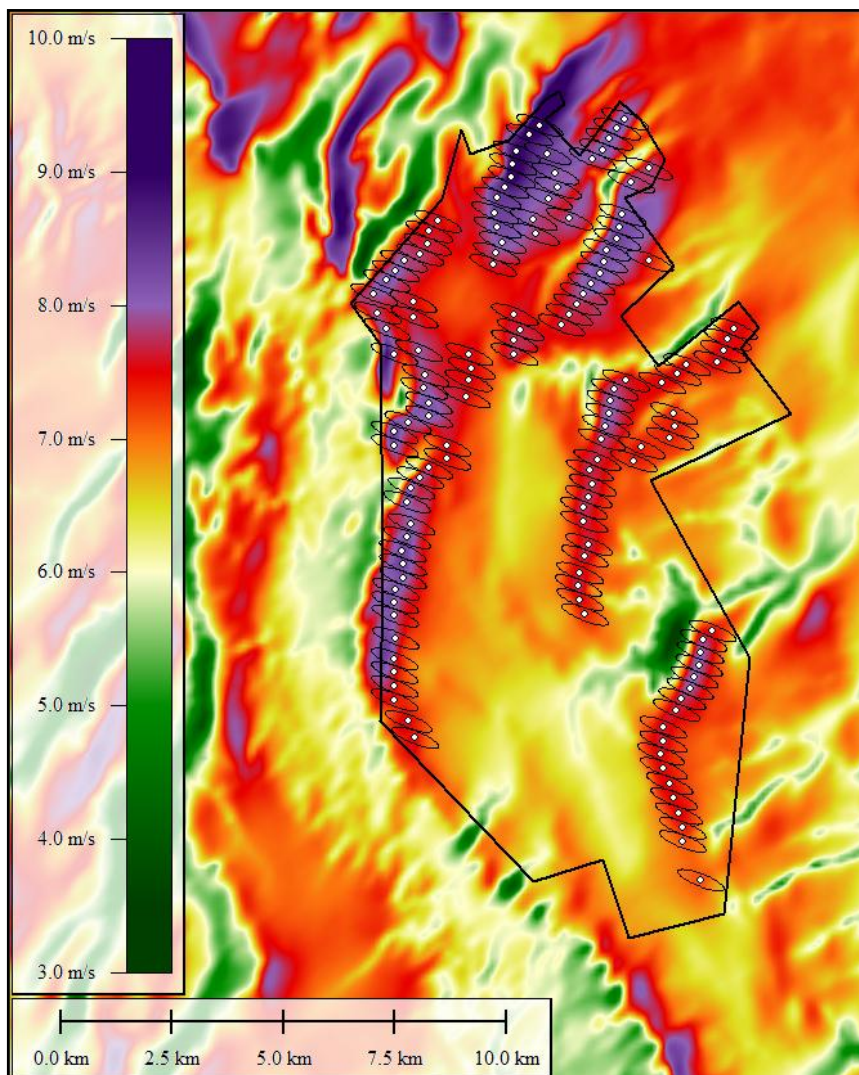


FIGURA 4- Posição dos aerogeradores -*layout* Aero1 80m

LAYOUT Aero1 120m

A Figura 5 ilustra o *layout* otimizado. A Tabela 4 mostra a produção energética do *site*.

TABELA 4 - Resultados do cálculo de energia do *layout* Aero1 120 m

Modelo do aerogerador	Número de aerogeradores	Potência do aerogerador	Potência instalada	Produção Energética Bruta	Perda por esteira	Produção Energética P50	Fator de Capacidade P50
Aero1 @ 120m	136	2,2 MW	299,2 MW	1507,21 GWh	5,28%	1240,45 GWh	47,29%

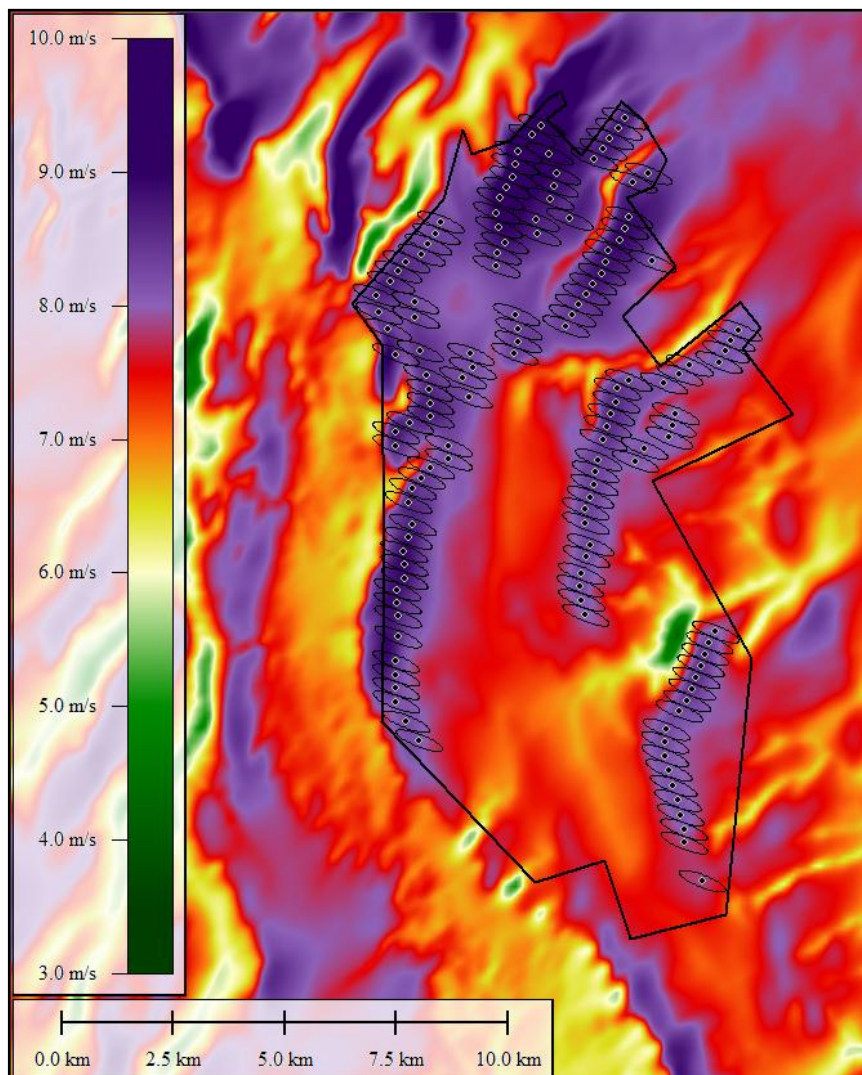


FIGURA 5 - Posição dos aerogeradores -*layout* Aero1 120 m

LAYOUT Aero2 100m

A Figura 6 ilustra o *layout* otimizado. A Tabela 5 mostra a produção energética do *site*.

TABELA 5- Resultados do cálculo de energia do Aero2 100 m

Modelo do aerogerador	Número de aerogeradores	Potência do aerogerador	Potência instalada	Produção Energética Bruta	Perda por esteira	Produção Energética P50	Fator de Capacidade P50
Aero2 @ 100 m	100	3,0 MW	300 MW	1473,28 GWh	5,08%	1215,07 GWh	46,20%

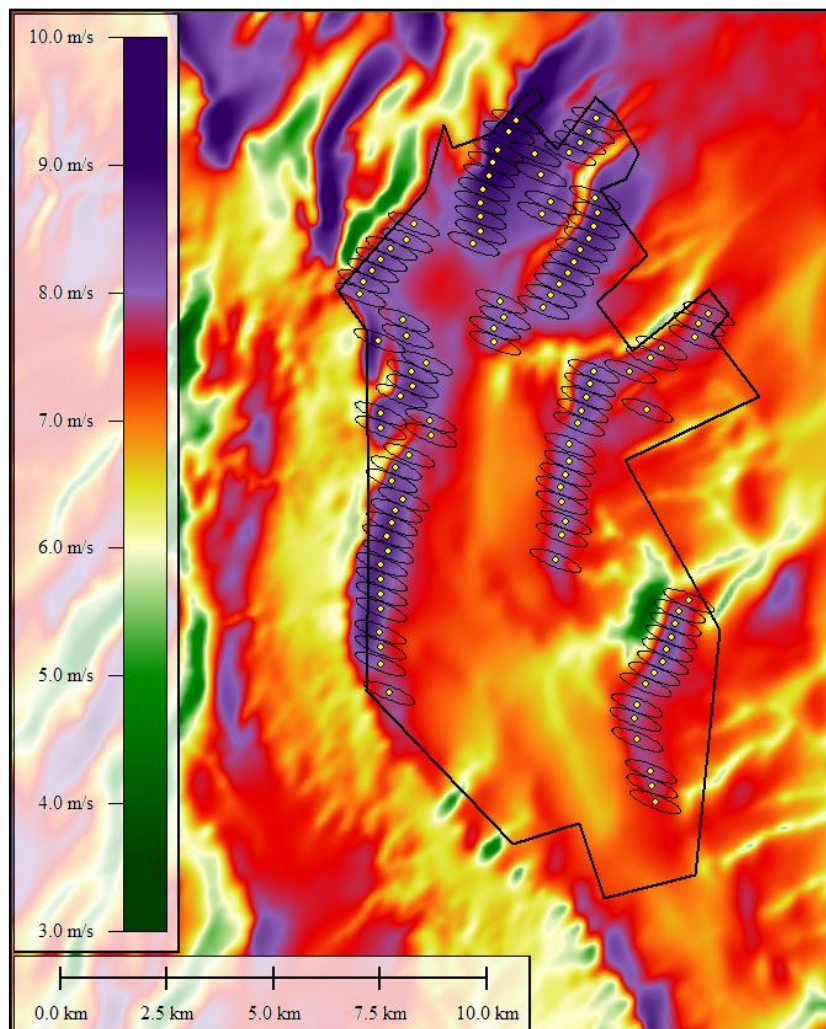


FIGURA 6- Posição dos aerogeradores-*layout*Aero2 100 m



5. RESULTADOS

Uma vez determinadas as características técnicas dos projetos estudados, em particular os seus fatores de capacidade e conseqüentes gerações médias, analisou-se a viabilidade econômica de cada empreendimento utilizando a metodologia descrita na seção 3.2, ou seja, baseando-se no preço de equilíbrio de cada projeto. Cabe destacar que, neste trabalho, o termo projeto de parque eólico refere a diferentes possibilidades de arranjo dos aerogeradores para um determinado parque eólico a ser instalado no interior da Bahia. Tais arranjos diferem entre si principalmente pelo fabricante do aerogerador, potência e posicionamento das máquinas, entre outros fatores.

Considerando que o objetivo deste estudo é determinar o arranjo dos aerogeradores mais atrativo economicamente, foram adotadas as mesmas premissas econômicas, financeiras e, na medida do possível, operacionais para todos os projetos. Entretanto, devido às suas diferenças técnicas, parâmetros como o custo de investimento e de operação e manutenção tiveram que ser diferenciados por parque. As premissas adotadas neste trabalho se encontram resumidas nas Tabelas 6 e 7

Tabela 6 - Premissas Comuns a Todos os Empreendimentos

Descrição	Un.	Valor	Descrição	Un.	Valor
Período de Construção	anos	4	TUST	R\$/kW.mês	2.20
Início da Operação Comercial	-	jan/22	Aluguel do Terreno	% Receita	1.50
Início da Vigência do CCEAR	-	jan/22	Custo com o NOS	% Receita	0.03
Período de Vigência do CCEAR	anos	20	Custo com a CCEE	% Receita	0.06
Proporção Equity/Debt	%	20/80	Fiscalização ANEEL	R\$ milhões	0.063
Prazo de Amortização	anos	19	PIS	%	1.65
Final do Período de Carência	-	jul/22	COFINS	%	7.60
Sistema de Amortização	-	SAC	Deduções PIS/COFINS	O&M / Depreciação / TUST	
Taxa Média de Depreciação	% a.a.	10.00	Imposto de Renda	%	25.00
O&M Fixo	R\$ milhões	2.461	CSSL	%	9.00

Nota-se que o empreendimento denominado Aero1 (80 metros) possui o menor custo de investimento (5601 R\$/kW), mas também o menor fator de capacidade (42%). Elevando-se a altura dos aerogeradores para 120 metros, o custo de investimento e o fator de capacidade

também são elevados para respectivamente 6008 R\$/kW e 47%. Este resultado é intuitivo, entretanto não deixa claro qual seria a opção mais atrativa sob o ponto de vista econômico.

Ao considerar alturas mistas de aerogeradores, o custo de investimento é levemente reduzido em relação à opção de 120 metros, porém o fator de capacidade é elevado para 48%, ou seja, o mais elevado entre as três opções de aerogeradores com potência de 2,2 MW. Este resultado é fruto da combinação entre as perdas pelo efeito esteira, menor na configuração mista, e das velocidades do vento no aerogerador, maiores na configuração Aero1 (120 metros). Também é interessante notar que o custo de operação e manutenção variável após 2023 é menor na opção mista.

Tabela 7 - Demais Premissas de cada Empreendimento

Parâmetro	Unidade	Aero 1 (80 metros)	Aero 1 (120 metros)	Aero 1 (Alturas Mistas)	Aero 2 (100 metros)
Investimento	R\$/kW	5,601.32	6,008.76	5,992.70	6,419.60
Potência Total	MW	299.20	299.20	290.40	300.00
Potência por Máquina	MW	2.20	2.20	2.20	3.00
Fator de Capacidade	%	42.03	47.26	48.10	46.20
O&M Variável (anos 2022 e 2023)	R\$ milhões	11.52	11.52	11.52	27.82
O&M Variável (demais anos)	R\$ milhões	8.16	8.16	6.12	6.00

Finalmente, a adoção de um aerogerador de 3,0MW a 100 metros de altura resulta no maior custo de investimento (6419 R\$/kW) entre todas as opções, e em um fator de capacidade intermediário quando comparado às opções de 80 e 120 metros previamente descritas. Sob a ótica econômica, esta opção tende a ser desvantajosa em relação às opções Aero1 mista e a 120 metros, já que além de maior custo de investimento, também apresenta custos de manutenção muito elevados nos dois primeiros anos de operação e menor fator de capacidade.

A partir das premissas descritas nas Tabelas 6 e 7, o modelo ANAFIN foi utilizado para determinar o preço de equilíbrio de cada empreendimento. Os resultados são mostrados na Tabela 8.

Tabela 8 - Preço de Equilíbrio dos Diferentes Empreendimentos

Parâmetro	Unidade	Aero 1 (80 metros)	Aero 1 (120 metros)	Aero 1 (Alturas Mistas)	Aero 2 (100 metros)
Preço de Equilíbrio	R\$/MWh	167.67	159.03	154.42	174.23

Os resultados mostram que a configuração Aero1 com alturas mistas é a mais atrativa sob o ponto de vista econômico. Neste caso o menor preço de venda da energia que mantém a viabilidade da usina é 154 R\$/MWh, inferior às demais opções. Uma vez que a configuração Aero1 (120 metros) possui valores de investimento e de fator de capacidade muito próximos aos da configuração com altura mista, porém levemente desvantajosos em ambos os casos, o preço de equilíbrio desta opção foi de 159 R\$/MWh, colocando-a como a segunda opção mais vantajosa.

Conforme o esperado, a opção Aero2 foi menos atrativa do que as opções Aero1 a 120 metros e com alturas mistas. Comparando-a à opção Aero1 (80 metros), apesar do seu maior fator de capacidade, a opção Aero2 também foi desvantajosa devido à necessidade de maiores investimentos e dos maiores custos de operação e manutenção.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante de um ambiente cada vez mais competitivo de contratação de novos projetos onde o gerador assume os riscos, é fundamental que diferentes configurações de *layout* de plantas eólicas sejam avaliadas tanto do ponto de vista técnico quanto do econômico. Mesmo utilizando o mesmo modelo de máquina é possível se obter uma melhoria da competitividade quando se adotam aerogeradores com diferentes alturas instaladas em pontos estratégicos do parque. Foi possível mostrar que, para o caso estudado, o *layout* com alturas mistas apresentou o menor preço de equilíbrio.



BIBLIOGRAFIA

- [1]CEPEL, 2017. Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro – Simulações 2013. Disponível na internet pelo link: <http://novoatlas.cepel.br/>
- [2]Montero, G. & Sanín, N.,2001. 3-D modelling of wind field adjustment using finite differences in a terrain conformal coordinate system, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v. 89, pp. 471-488, 2001.
- [3]Dinar, N., Mass consistent models for wind distribution in complex terrain – fast algorithms for three dimensional problems. Boundary Layer Meteorology, 30: 177-199, 1984.
- [4]F.R.S. Batista, A.F. Rodrigues, L.G.B. Marzano, A.C.G. Melo, 2016. Assessing investment analysis of wind power generation projects in Brazil, 19th Power System Computation Conference, Genoa, Italy, 2016.
- [5]A.C.G. Melo, A.F. Rodrigues, F.R.S. Batista, L.G.B. Marzano, M.E.P. Maceira, 2018. Dominant Contracting Strategies for Hydropower Projects Considering Inflow Uncertainties – Application to the Brazilian Case. Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, Boise, Idaho, USA, 2018.