



ISSN: 2230-9926

Available online at <http://www.journalijdr.com>

IJDR

International Journal of Development Research

Vol. 13, Issue, 02, pp. 61737-61741, February, 2023

<https://doi.org/10.37118/ijdr.26314.02.2023>



RESEARCH ARTICLE

OPEN ACCESS

VIABILIDADE TÉCNICA DA INSTALAÇÃO DE UMA USINA EÓLICA SOBRE A LAGOA MIRIM, NA REGIÃO DE SANTA VITÓRIA DO PALMAR

*OLIVEIRA, Francielle B., OLINTO, Cláudio R and Thiago Blota de Oliveira

Universidade Federal do Rio Grande – FURG

ARTICLE INFO

Article History:

Received 04th January, 2023

Received in revised form

22nd January, 2023

Accepted 14th February, 2023

Published online 28th February, 2023

KeyWords:

Viabilidade. Offshore. Lagoa Mirim. Software RETScreen. Payback

*Corresponding author:

OLIVEIRA, Francielle B

ABSTRACT

Este trabalho tem como objetivo estudar a viabilidade da instalação de uma usina eólica sobre a Lagoa Mirim, na região de Santa Vitória do Palmar. Para isso, utiliza-se da revisão bibliográfica para contextualizar a energia eólica onshore e offshore no Brasil e, em seguida, na região em análise. A metodologia adotada é composta pela tecnologia existente que contempla o tipo de turbina e o tipo de fundação mais apropriadas. Também contém os dados do projeto identificando a fonte e a localização do recurso energético. Além disso, tem-se a caracterização do potencial eólico da região que exemplifica a aplicação o método de Wieringa para a correção dos dados de vento obtidos pelo instrumento de medição, esses últimos itens são compostos por análises matemáticas, chegando então, a capacidade de geração elétrica de região. Depois de determinados alguns parâmetros de projeto como a capacidade de geração de energia elétrica e o fator de capacidade da região, parte-se para a viabilidade técnica. A mesma é composta por conceitos preliminares de projeto, desde pré-requisitos matemáticos até estudos ambientais e estudos envolvendo a instalação de equipamentos e segurança. Na viabilidade econômica são retomados alguns conceitos já calculados nas seções anteriores e no seguimento é feito o uso do Software RETScreen para gerar o gráfico que contempla o valor do Payback, que é o período de recuperação do investimento em anos. Do estudo realizado chegou-se à conclusão de que a instalação de uma usina eólica na lagoa Mirim composta por uma turbina ainda tem pontos a serem aprofundados para se tornar viável, principalmente no que diz respeito à diminuição dos custos de operação e manutenção. Porém, está num bom caminho e com os incentivos certos espera-se que tal aconteça.

Copyright©2023, OLIVEIRA, Francielle B, et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Citation: OLIVEIRA, Francielle B., OLINTO, Cláudio R and Thiago Blota de Oliveira. 2023. "Viabilidade técnica da instalação de uma usina eólica sobre a lagoa mirim, na região de santa vitória do palmar", *International Journal of Development Research*, 13, (02), 61737-61741.

INTRODUCTION

A energia eólica é uma fonte de energia renovável e não poluente, algo benéfico do ponto de vista da preservação ambiental. No Brasil, de acordo com os últimos balanços energéticos, este tipo de matriz tem crescido em diversas regiões (EPE, 2016). Todavia, a longo prazo, o potencial eólico em terra tende a escassear, consequência dos diversos empreendimentos já existentes e das áreas de proteção ambiental que não podem receber novas construções (KAMPEL, 2011). Sendo assim, a alternativa "eólica-offshore" tem ganhado destaque. Essa tecnologia se trata, basicamente, da instalação de geradores eólicos em regiões marítimas, da costa até regiões mais profundas. Segundo Cintra (2017), apesar de apresentar algumas desvantagens, como o alto custo de instalação e manutenção, e também poluição visual, há uma série de vantagens na aplicação das usinas eólicas offshore que podem ser destacadas, entre elas estão: a perenidade e uniformidade dos ventos, o que resulta em menores efeitos decorrentes de turbulência, gerando maior eficiência energética; maior velocidade dos ventos, o que também influencia diretamente na eficiência; baixa emissão de ruídos, devido à ausência de "vizinhança" nas regiões da instalação; não ocupação de terras habitáveis e/ou agricultáveis; e por fim, a possibilidade de implantação de turbinas maiores, ante a maior facilidade da logística

de transporte dos componentes, problema comum enfrentando na instalação onshore. Segundo Kampel (2011), o potencial eólico em alto mar no Brasil é doze vezes maior do que em terra. Conforme dados do GWEC (*Global Wind Energy Council*), já existem instalações offshore em onze países europeus, sendo o Reino Unido o maior mercado do mundo. Além do norte da Europa, a propagação desta indústria expandiu-se para a América do Norte, Ásia Oriental e Índia. Sendo assim, a fim de torná-la economicamente viável, é perceptível que esta tecnologia necessita de aprimoramento, tendo por fim reduzir os seus custos e identificar locais com ótimo potencial energético para sua aplicação. Neste contexto, este projeto tem por objetivo principal realizar um estudo acerca do potencial eólico sobre a Lagoa Mirim, na região de Santa Vitória do Palmar – RS/Brasil.

Estado da Arte: Neste tópico são apresentados e discutidos dois estudos referentes ao tema. Primeiramente o realizado por Olinto (2002) e em seguida, o estudo realizado por Azevedo et al. (2016).

Estudo realizado por Olinto (2002): Olinto (2002) apresentou um estudo acerca dos recursos eólicos da região litorânea próxima a Barra em Rio Grande – RS (Brasil), abrangendo terra e mar. Os dados de velocidade e direção do vento foram obtidos através da Estação Meteorológica dos Práticos da Barra, onde os mesmos

compreenderam um intervalo de dois anos (1998-2000). O estudo demonstrou que na zona costeira o perfil de velocidades se comporta de acordo com o relevo e rugosidade do terreno envolto. Sendo assim, visando corrigir a velocidade do vento é aplicado *Wieringa*, um método de transposição de velocidades. Este, consiste na hipótese que afirma: à determinada altura acima do solo a velocidade do vento não sofre mais a influência da rugosidade superficial. Diante disso, Olinto (2002) conclui que o potencial energético sofre alteração de acordo com a rugosidade do terreno e com modelo de turbina adotado. Além disso, também é mostrado que o potencial eólico no mar é maior do que o potencial em terra, e os dois potenciais são maiores quando a velocidade é corrigida através do método de *Wieringa*. A partir dos resultados, também se conclui que a região estudada apresenta uma viabilidade considerável para aplicação de turbinas eólicas.

Estudo realizado por Azevedo et al. (2016): Já Azevedo et al. (2016), disserta acerca da situação da energia eólica no mundo, que segundo o GWEC cresceu não somente em terra, mas também no mar. Segundo Azevedo et al. (2016), o Brasil, mesmo pautado por uma matriz energética hídrica, tem ganhado incentivo do governo para investir em energia eólica desde 2002. Isso se deu através da criação do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), além das pressões ambientais. Em relação a “eólica-offshore”, o Brasil, com sua extensa faixa territorial, não teve investimentos como os países Europeus. Mas, atualmente, a Petrobras já tem feito investimentos nesta área (EPBR, 2018), sendo o maior desafio a viabilidade econômica, tendo em vista que, os custos de instalação e de manutenção são altos em relação a *onshore*. Todavia, sabe-se que o fator de capacidade no mar é mais alto do que em terra (Kampel, 2011), o que significa maior produção de energia. Sendo assim, o país tem avançado em produção de energia eólica, e agora, iniciando os investimentos em produção eólica *offshore* na intenção de expandir a energia elétrica brasileira.

METODOLOGIA

A metodologia é composta pelos dados do projeto, caracterização do potencial eólico da região estudada com a aplicação do método de *Wieringa*. A partir desses resultados é que se poderá iniciar o estudo de viabilidade técnica da instalação.

Dados do projeto: Os sensores responsáveis pelas leituras de velocidade e direção do vento estão localizados a uma altura de 7 m acima do solo. São registrados, a cada hora, a média das velocidades, a média das direções e a velocidade máxima (rajada). Foram obtidos os dados registrados do dia 16 de Março de 2017 até o dia 16 de Março de 2018, completando um ano de avaliação. A Tabela 1 informa uma amostra dos dados coletados pelo o instrumento de medição.

Tabela 1. Dados Meteorológicos da região da Barra do Chui - Santa Vitória do Palmar – RS

Data	Hora	Vento (m/s)		
		Vel.	Dir. (e)	Raj.
16/03/2017	0	2.4	78	4.8
16/03/2017	1	1.1	53	3.6
16/03/2017	2	3.6	35	6.3
16/03/2017	3	3.2	359	9.0
16/03/2017	4	1.8	47	5.5
16/03/2017	5	3.4	37	6.1
16/03/2017	6	2.5	9	5.4
16/03/2017	7	2.9	344	4.1
16/03/2017	8	3.4	313	5.7
16/03/2017	9	2.8	259	5.2
16/03/2017	10	4.4	228	13.7
16/03/2017	11	7.0	210	10.0
16/03/2017	12	10.9	191	16.5
16/03/2017	13	13.1	180	17.0
16/03/2017	14	12.4	197	16.3
16/03/2017	15	12.9	200	18.1
16/03/2017	16	13.4	203	17.5
16/03/2017	17	11.2	206	19.0
16/03/2017	18	12.4	211	18.4
16/03/2017	19	12.0	199	18.0
16/03/2017	20	12.1	197	16.9

Fonte: INMET

Em relação a Tabela 1, vale lembrar, que existe um grande número de dados, pois são contabilizadas 24 medições de vento por dia em um ano. Os dados de interesse se concentram na região sinalizada em vermelho, compostapela velocidade, direção do vento e a hora (tempo).

Fonte e localização do recurso energético: Os dados de vento analisados neste trabalho são oriundos do portal eletrônico do Instituto Nacional de Meteorologia, cujas coordenadas geográficas são: latitude 33.742297° Sul e longitude 53.372218° Oeste. A Figura 1 mostra o instrumento de medição da onde foram coletados os dados de vento da região.



Fonte: INMET

Figura 1. Equipamento de medição meteorológico

O equipamento mostrado na Figura 1, faz parte de uma estação meteorológica localizada no balneário da Barra do Chui, em Santa Vitória do Palmar. É uma região que tem certa distância do Porto Pindorama, porém com a utilização do método de *Wieringa*, a velocidade coletada no instrumento de medição pode ser corrigida para a região a ser analisada.

Caracterização do potencial eólico da região: Para iniciar a análise do potencial eólico na região de interesse, marcada com uma estrela na Figura 2, é preciso uma correção no valor medido das velocidades. Tal correção é necessária devido à localização diferenciada do instrumento de medição a lagoa Mirim, onde se está sendo feito o estudo de viabilidade e a diferença de altura entre o valor medido (7 metros) e a altura da turbina (78 metros).



Fonte: Google Maps

Figura 2. Captura de imagem da distância entre o porto de Santa Vitória do Palmar e a barra do Chui

Como pode ser visto na Figura 2, há uma distância entre a Barra do Chuí e o porto de Santa Vitória, com isso, há alteração na rugosidade dos terrenos, o que influencia na intensidade dos ventos. Além disso, o instrumento de medição está a uma altura de 7 metros, enquanto a torre eólica encontra-se a uma altura de 78 metros, o que também traz diferença de velocidade, por isso, é necessário a correção dos dados. A localização exata do ponto de interesse sobre a lagoa Mirim não foi definida, apenas deve ser garantido que esteja longe o suficiente da margem para que a rugosidade do terreno possa ser considerada uniforme em todas as direções.

Aplicação do Método de Wieringa: Este método consiste na hipótese de que a uma certa altura acima do solo a velocidade do vento não sofre mais a influência da rugosidade superficial (Olinto, 2002).

A equação do método de *Wieringa* é dada por:

$$V_s = V_r \frac{\ln\left(\frac{z_b}{z_{or}}\right) \ln\left(\frac{z_s}{z_{os}}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_{or}}\right) \ln\left(\frac{z_b}{z_{os}}\right)} \quad (1)$$

Onde:

V_r variável (de acordo com a velocidade medida no instrumento de medição);

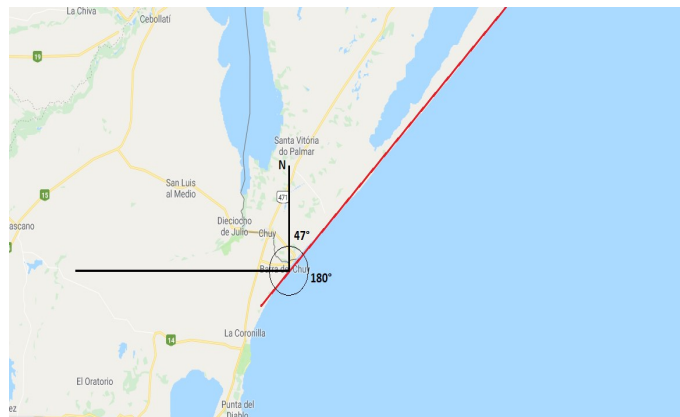
$z_b = 60m$, de acordo com a bibliografia;

$z_r = 7m$, altura do instrumento de medição;

$z_s = 78m$, altura da torre;

$z_{os} = 10^{-4}$, para todas as direções.

Para compreender como os coeficientes foram escolhidos a Figura 3 ilustra a repartição das zonas de rugosidades diferentes por uma captura de imagem.



Fonte: Google Maps

Figura 3. Captura de imagem da região de medição

Sendo assim, tem-se como base a Tabela 3, adaptada de Mortensen (1993), onde a mesma relaciona valores de comprimento de rugosidade com características de terrenos e os classifica em classes de rugosidade.

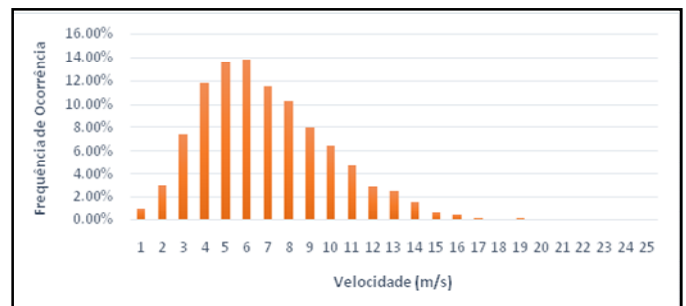
Tabela 1. Comprimentos de rugosidade

Características do tipo de terreno	z_0 (m)	Classes
Cidades	1,00	3
Florestas	0,80	
Subúrbios	0,50	
Cinturões Protegidos	0,30	2
Algumas florestas e/ou arbustos	0,20	
Terreno para cultivo com aparência de fechado	0,10	
Terreno para cultivo com aparência de aberto	0,05	1
Terreno para cultivo com muito poucas construções, árvores, etc; áreas de aeroportos com construções e árvores	0,03	
Área de pista de aeroporto; grama aparada	0,01	
Terreno liso descoberto	5×10^{-3}	0
Superfícies lisas cobertas por neve	10^{-3}	
Superfícies lisas de areia	3×10^{-4}	
Áreas de água (lagos, mar aberto)	10^{-4}	

Fonte: Adaptado de MORTENSEN, 1993.

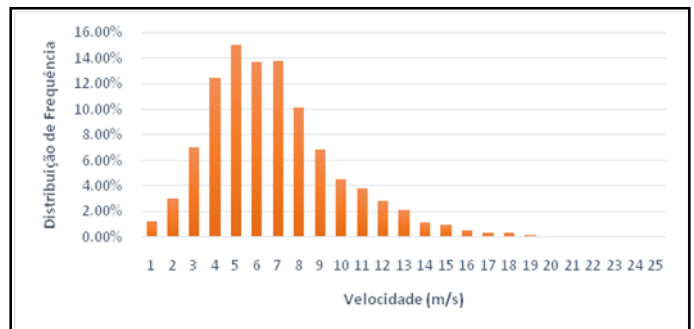
Sendo assim, a Tabela 3 mostra os variados coeficientes para cada tipo de terreno. Como pode ser observado, terrenos com poucos obstáculos tem o z_0 menor, diferentemente dos terrenos com construções e alto relevo que tem um valor de z_0 maior. Utilizando dados da Tab.2, foi adotado, para $47 < z_{or} < 227$, $z_{or} = 3 \times 10^{-4}$ e fora desse intervalo $z_{or} = 0,03$. Porque entre 47° e 227° existe uma faixa de areia antes de chegar ao mar e fora desse intervalo existem poucas construções no terreno. Inserindo os valores das variáveis na Eq.1, tem-se as velocidades corrigidas e assim, pode-se determinar as características energéticas referentes a região.

Distribuição de ventos da região analisada: Com a aplicação do método de *Wieringa* mostrado na seção anterior, pode-se corrigir a velocidade do vento com a Equação 1, tanto para a distância quanto para a altura. Sendo assim, parte-se para as análises de distribuição de ventos com as velocidades corrigidas. Os gráficos estão divididos por estações do ano. Então, observam-se os Gráficos 1,2,3 e 4 a seguir.



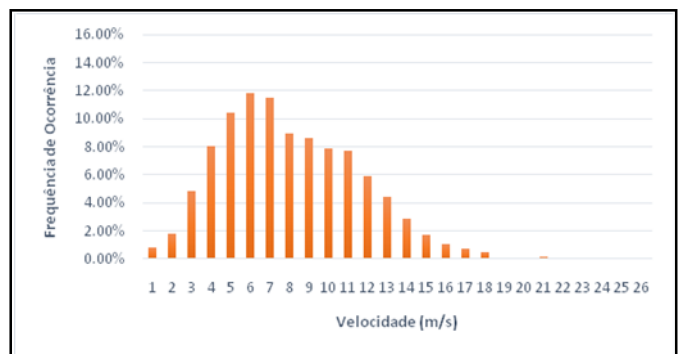
Fonte: Autor

Gráfico 1. Distribuição de Frequência x Distribuição de Velocidade, Outono



Fonte: Autor

Gráfico 2. Distribuição de Frequência x Distribuição de Velocidade, Inverno

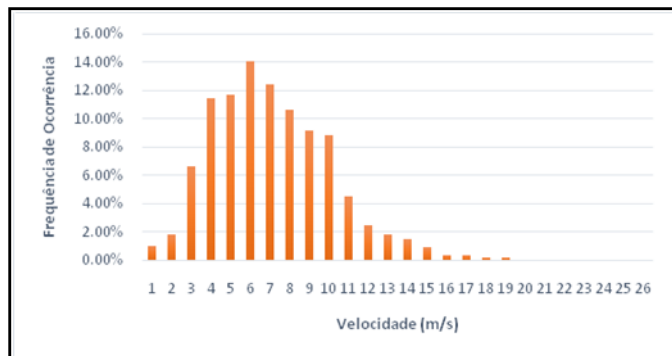


Fonte: Próprio Autor

Gráfico 3. Distribuição de Frequência x Distribuição de Velocidade, Primavera

Os Gráficos 1, 2, 3 e 4 demonstram a distribuição de frequência dos ventos *versus* a distribuição de velocidade por estação do ano. A partir das velocidades e frequência de ocorrência pode-se fazer o rebatimento com a curva de potência da turbina resultando, assim, na

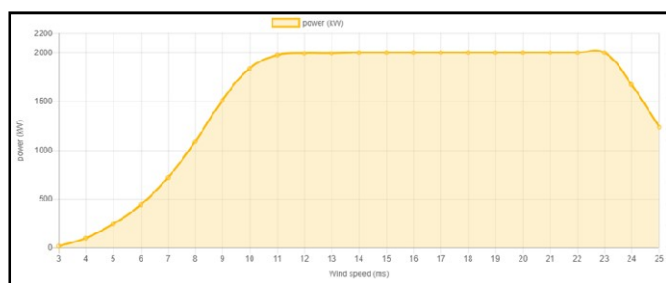
potência gerada. Com a soma de todas as potências e multiplicando-as pelas horas de trabalho tem-se o potencial energético.



Fonte: Próprio Autor

Gráfico 4. Distribuição de Frequência x Distribuição de velocidade, Verão

A curva da turbina G97 é mostrada no Gráfico 7, a seguir:



Fonte: GAMESA, 2018.

Gráfico 5. Curva de potência da turbina G97

A curva de potência da turbina, mostrada no Gráfico 6, mostra a capacidade de geração de energia elétrica em kW pela velocidade do vento. Sendo assim, com os dados obtidos pela distribuição de frequência versus a distribuição de velocidade anteriores pode-se calcular a capacidade de geração elétrica de cada época do ano.

Capacidade de geração: A capacidade de geração foi calculada em função da frequência das velocidades por estação, conforme os gráficos apresentados, que comparadas as curvas de potência da turbina (Gráfico 6) resultaram em uma determinada potência. Essa potência multiplicada pelo número de horas de cada estação resultou na capacidade de geração elétrica e com a soma de cada estação encontrou-se a potência anual da região. Diante da correção dos dados de vento pelo método de *Wieringa*, já descrito, os resultados gerais referentes as velocidades médias mensais bem como o número de dados e a distribuição de probabilidade (que determina densidade de potência) são encontrados na Tabela 6.

Tabela 2. Resultados das análises estatísticas

	Nº de dados	V _{méd}	E(V ³), V(s)méd
Março	768	6,863	614,1798975
Abril	720	7,017	656,4596404
Mai	744	6,112	433,8140742
Junho	720	5,502	316,4574754
Julho	744	5,932	396,6039434
Agosto	744	6,689	568,6397155
Setembro	720	7,367	759,6711097
Outubro	744	7,54	814,4560216
Novembro	720	7,413	773,9904486
Dezembro	744	7,461	789,123035
Janeiro	744	6,938	634,5363228
Fevereiro	672	6,446	508,8906886
Média		6,773333	605,5685311

Fonte: Próprio Autor

A Tabela 3, mostra os resultados referentes as análises estatísticas. A partir desses dados que foram calculados a densidade de potência e obteve-se dados para o cálculo da capacidade de geração, já que o número de dados corresponde ao número de horas de cada dia de medição. Sendo assim, a Tabela 4 mostra detalhadamente os dados obtidos da distribuição de frequência e velocidades referente a estação do Outono bem como a potência correspondente a turbina adotada.

Tabela 3. Dados obtidos do Gráfico 2 para o cálculo da capacidade de geração de energia

Frequência de ocorrência (%)	Velocidade (m/s)	Potência da turbina G97 (kW)	Capacidade de Geração (kW)
0,95	0	0	0
3,03	1	0	0
7,43	2	0	0
11,78	3	14	4,945652174
13,63	4	94	51,25724638
13,81	5	236	162,9981884
11,50	6	438	302,3152174
10,33	7	714	516,0978261
8,02	8	1084	695,173913
6,48	9	1504	876,6521739
4,71	10	1836	864,7826087
2,94	11	1973	638,901721
2,49	12	1992	595,4347826
1,54	13	1998	399,9619565
0,59	14	2000	164,8550725
0,41	15	2000	122,2826087
0,14	16	2000	43,47826087
0,05	17	2000	15,39855072
0,09	18	2000	32,60869565
0,05	19	2000	17,21014493
0,00	20	2000	0
0,05	21	2000	19,02173913
0,00	22	2000	0
Total			5523,376

Fonte: Próprio Autor

Como mostrado na Tabela 4, a capacidade de geração da estação do Outono é de 5523,376 kW, mas ainda é necessário multiplicar esse valor pelo número de horas correspondentes à estação do Outono. Também multiplica-se por 100% que é o total da frequência de ocorrência. A Equação 2, demonstra o cálculo.

$$\text{Portanto, tem-se: } 5523,376 \text{ kW} \times 2208 \text{ h} = 12195615 \times 100\% \rightarrow 1219561,5 \text{ kWh} \quad (2)$$

Sendo assim, a Potência gerada para a estação do Outono é de 1219561,5 kWh. O mesmo cálculo foi feito para as demais estações multiplicadas por suas horas correspondentes. Os resultados estão explicitados na Tabela 5.

Tabela 5. Capacidade de Geração da região

Potência (kWh)	
Outono	1 219 561,5
Inverno	1 126 676,1
Primavera	1 883 356,9
Verão	1 201 207,7
Potência Anual	5 430 802,2

Fonte: Próprio Autor

De acordo com a Tabela 5, a Potência Anual da região é de 5 430,802 MWh. Com esse dado pode-se calcular o fator de capacidade do local. O mesmo é dado pela Equação 3:

$$F_C = \frac{\text{Pot}_{\text{Anual}}}{\text{Pot}_{\text{Turb.t}}} \quad (3)$$

Onde:

F_C – Fator de capacidade da região

$\text{Pot}_{\text{Anual}}$ – Potência Anual da região

Pot_{Turb} – Potência da turbina, conforme a especificação da Tabela 1.
t – tempo decorrente, em horas

Substituindo as variáveis na Eq. 3 chega-se no resultado a seguir:

$$F_c = \frac{5\,430,802 \text{ MWh}}{2MW \cdot (8760)h} \rightarrow F_c = 0,30998.100\% \cong 31\% \quad (4)$$

Onde o Fator de capacidade da região é de aproximadamente 31%. Outro dado que pode ser analisado é a densidade de potência da região que resulta na quantidade de energia gerada por área. A Equação 4 calcula a densidade de potência:

$$D_p = \frac{1}{2} \rho E(V^3) \quad (5)$$

Onde:

D_p = Densidade de potência

ρ = massa específica do ar

$E(V^3)$ = Esperança das velocidades ao cubo

A esperança das velocidades ao cubo é obtida diretamente dos dados corrigidos como sendo a média dos dados ao cubo. Adotando a massa específica do ar como $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ e substituindo $E(V^3)$ com o valor da velocidade média anual ($V_{med} = 6,773 \text{ m/s}$), pode-se calcular a densidade de potência como observa-se a seguir:

$$D_p = \frac{1}{2} (1,225)(605,568) \rightarrow D_p = 370,910 \text{ W/m}^2 \quad (6)$$

O resultado da Eq.4 está expresso na Eq. 5 e é igual a $D_p = 370,910 \text{ W/m}^2$.

RESULTADOS

Ressalta-se que a análise sobre a viabilidade é composta por outras variáveis, além da capacidade energética (ambientais e econômicas), sendo assim, pretende-se fazer um estudo da viabilidade técnica baseando-se inteiramente na análise do potencial energético da região em estudo. Diantadas informações obtidas ao longo dos dados colhidos desde 16 de Março de 2017 até 15 de Março de 2018 pode-se mensurar potencial energético situado na Lagoa Mirim. Essa avaliação da eficiência se dá em relação à quantidade de energia do local. Com isso pode-se constatar:

- a) A potência anual da região é de 5430,802 MWh para uma turbina, (conforme mostrado na Tabela 4). Para compreender o que significa este resultado partiu-se para uma análise experimental. Relacionando o consumo de kWh de uma residência a essa potência anual, pode-se estimar a quantidade de casas abastecidas pela turbina G97. Exemplificando, para um caso particular, de uma residência familiar com 4 pessoas tendo um consumo mensal médio de 200kWh, tem-se:
- $$2400kWh - 1ano \ 5393376 \text{ kWh} - x \cong 2247 \text{ residências}$$

Então, do ponto de vista de energético, a turbina G97, com os dados colhidos da região, abastecerá aproximadamente 2247 Residências/Ano.

- b) O fator de capacidade da região calculado (conforme a Equação 4) é de 31%. Em geral, o fator de capacidade dos empreendimentos geradores de energia eólica no Brasil atinge 36% e supera em 53% o dado médio mundial. Turquia, Estados Unidos e a Austrália aparecem com FC entre 33% e 32%. A Dinamarca apresenta a maior proporção de geração eólica em relação à geração total do país, de 32,5%. Em Portugal a proporção é de 23,3%; na Alemanha de 19% e Irlanda, de 17,7%. Nos demais países, a proporção fica abaixo de 9% (Ministério de Minas e Energia, 2015). Correlacionando o Fator de capacidade de região estudada com os demais fatores apresentados por outros países e até mesmo em relação ao Brasil como referência, pode-se

dizer que o valor encontrado é satisfatório, visto que os maiores fatores de capacidade estão situados na região nordeste do Brasil.

- c) As velocidades médias coletadas pela região bem como a densidade de potência servem como dados informativos referentes ao ano de avaliação. Esses dados variam de ano em ano, para uma abordagem mais significativa, é interessante avaliar o comportamento desses dados em mais tempo. Assim, se terá uma análise mais aprimorada do comportamento dos ventos da região estudada.

Sendo assim, pelas análises feitas nos itens acima, pode-se dizer que há capacidade de geração de energia na região. Sem esse primeiro estudo ou com resultados fora do que a bibliografia recomenda seria arriscado ou inviável a instalação da usina.

CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o estudo da viabilidade técnica e econômica da implementação de uma usina composta por uma turbina eólica (modelo G97), na região da Lagoa Mirim. Foi feita uma análise dos dados de vento obtidos pelo instrumento de medição meteorológico, chegando-se a capacidade de geração elétrica da região e ao fator de capacidade, sendo que este último teve um resultado favorável para a região. Para a obtenção desses resultados foi necessária a utilização do método de *Wieringa*, com o mesmo, foi possível realizar a transposição dos dados de vento. Por conseguinte, escolheu-se um modelo de turbina eólica, usada na região. Por isso, optou-se pela turbina Gamesa – 97. Conclui-se, portanto, que em termos técnicos, potencial energético, existe viabilidade para uma usina eólica sobre a Lagoa Mirim localizada em Santa Vitória do Palmar, porém, é necessário haver mais investigação dos parâmetros de projeto, principalmente no que diz respeito ao detalhamento dos custos e o impacto ambiental.

REFERÊNCIAS

- CINTRA, R. POR QUE O BRASIL NÃO INVESTE EM EÓLICAS OFFSHORE. 2017. URL: <https://www.portalmaritimo.com>
- Empresa de Pesquisa Energética. ANUÁRIO ESTATÍSTICO DE ENERGIA ELÉTRICA. 2016. URL: <http://www.epe.gov.br/>
- EPBR. TRÊS EÓLICAS OFFSHORE EM LICENCIAMENTO NO IBAMA. 2018. URL: <http://epbr.com.br/>
- GWEC. GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. URL: <https://gwec.net/>
- KAMPEL, G. O. e M. POTENCIAL DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NA MARGEM DO BRASIL. Tese de Doutorado – Curso de Engenharia, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, São Paulo, 2011.
- OLINTO, Claudio Rodrigues. AVALIAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO DA REGIÃO COSTEIRA DO EXTREMO SUL DO RIO GRANDE DO SUL. II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA, 2002, João Pessoa. Rio Grande: FURG, 2002.
- OLIVEIRA, F. B. ESTUDO DA VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE UMA USINA EÓLICA SOBRE A LAGOA MIRIM NA REGIÃO DE SANTA VITÓRIA DO PALMAR. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia Mecânica Naval, Universidade Federal do Rio Grande, Rio Grande, 2018.
- LOTHIAN, A. Scenic perceptions of the visual effects of wind farms on South MORTENSEN, N. G., LANDBERG, L., TROEN, I., e PETERSEN, E. L., *Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP) Vol 2 user's guide*. RISO National Laboratory, Roskilde, Dinamarca, 1993.