

GEEN-UFPR
GRUPO DE ESTUDOS ENERGÉTICOS

ESTIMATIVA DO ERRO NA VIABILIDADE DE UM PARQUE EÓLICO AO UTILIZAR DADOS DO ATLAS EÓLICO BRASILEIRO

GEC/ Eduardo Hahn de Castro

Por que mensurar o erro?

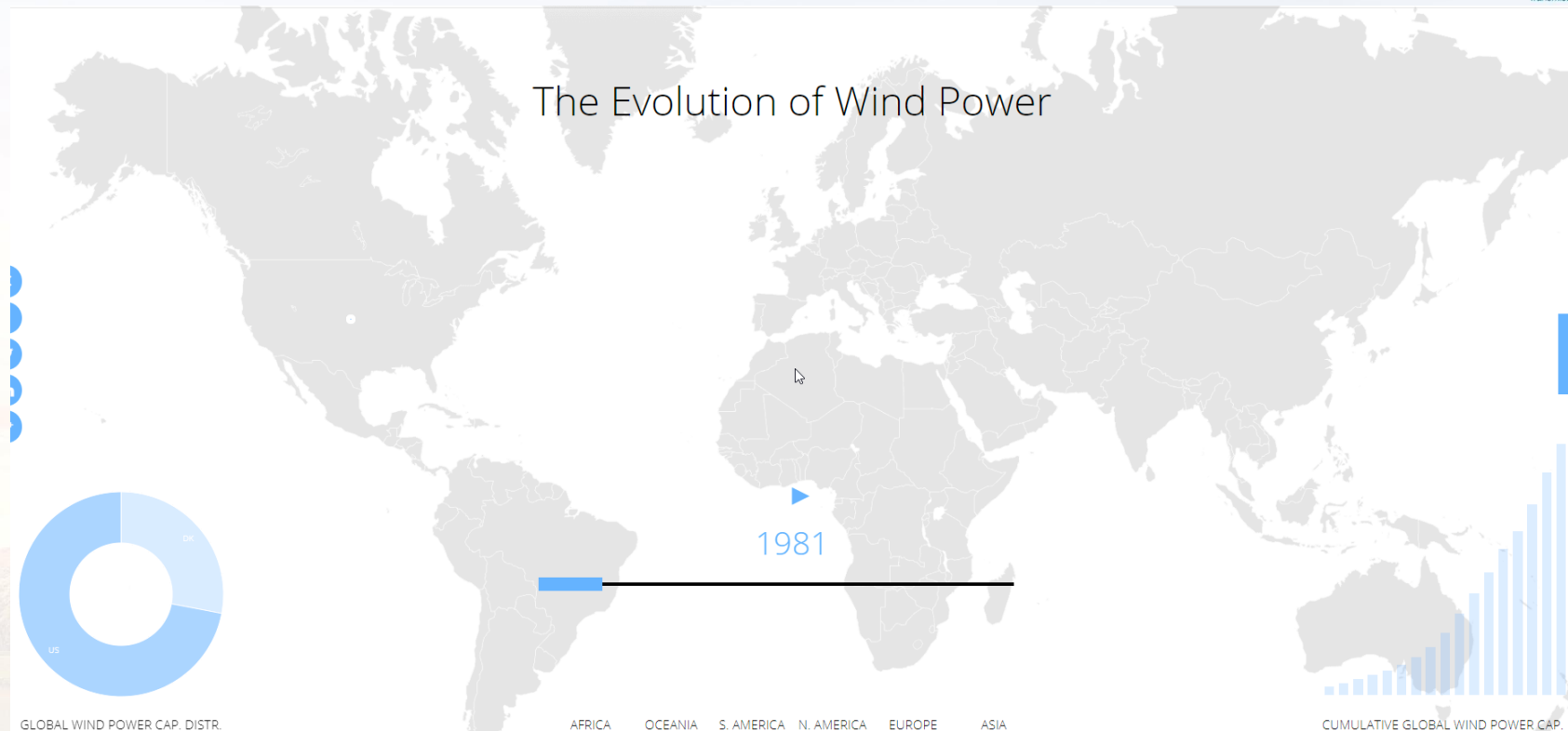
Oscar Wilde

Provérbio Chinês

**“Meu maior erro? Acho que ainda está para acontecer.”
Ayrton Senna**

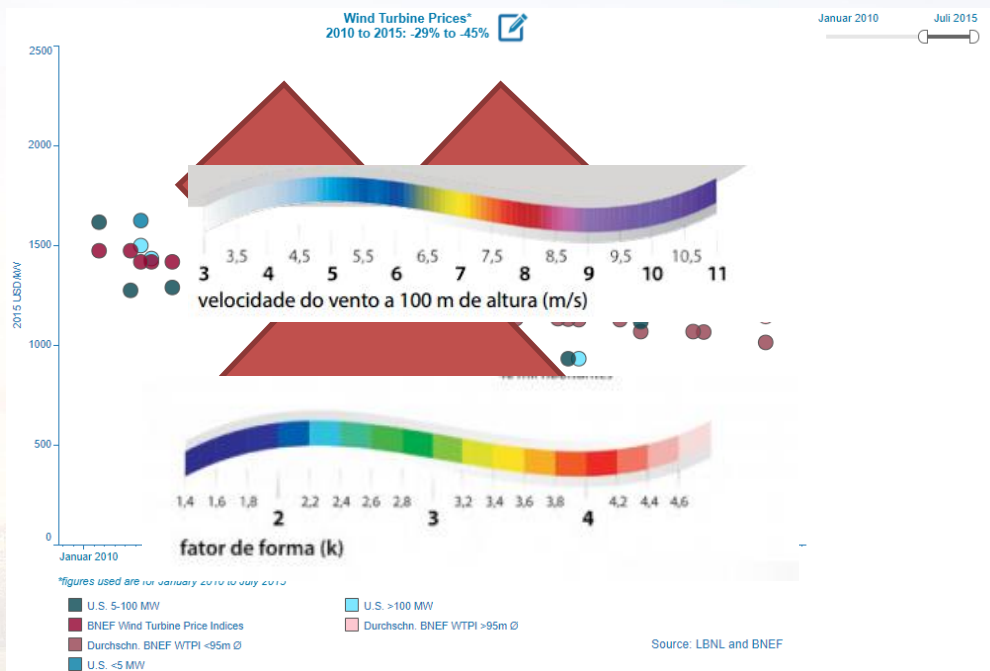
Evolução da Eólica

The Evolution of Wind Power



Fonte: <http://www.greenbyte.com/resources/evolution-of-wind-power/>

Riscos



Fonte: IRENA 2017

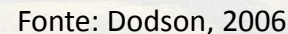


Fonte: Atlas Eólico da Bahia

- α : Fator de forma
- β : Fator de escala
- V : Velocidade do vento

- α : Fator de forma
- β : Fator de escala
- V : Velocidade do vento

- Fator de Capacidade (FC)




```
graph TD; A([Dados do modelo meteorológico]) --> B([Atlas (Leitura gráfica)]); B --> C([Atlas (Base de dados)]); C --> D([Potencial Eólico]); D --> A;
```

O diagrama ilustra um ciclo de dados para a avaliação do potencial eólico. No topo, um oval contendo o texto "Dados do modelo meteorológico" está conectado por uma linha curva à direita a um círculo contendo "Atlas (Leitura gráfica)". Este círculo está conectado por uma linha curva à esquerda a um círculo contendo "Atlas (Base de dados)". Este círculo está conectado por uma linha curva de volta ao topo a um círculo central contendo "Potencial Eólico".

```
graph TD; A(( )) --> B(( )) --> C(( )) --> D(( )) --> E(( )) --> F(( )) --> G(( ))
```

Definição do local

Caracterização dos Ventos

Definição do Aerogerador

Cálculo do Potencial Eólico

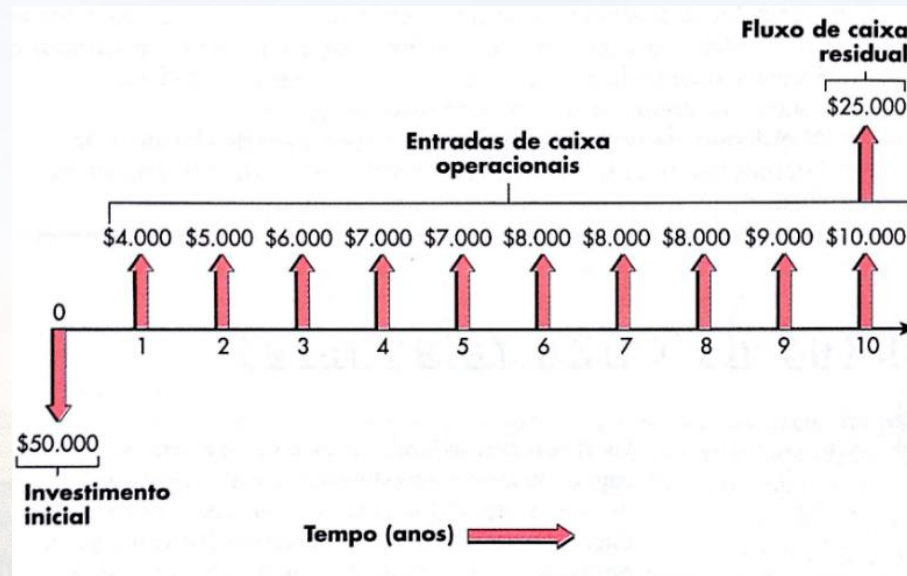
Receitas e Custo estimados

Modelo Econômico Financeiro

Viabilidade

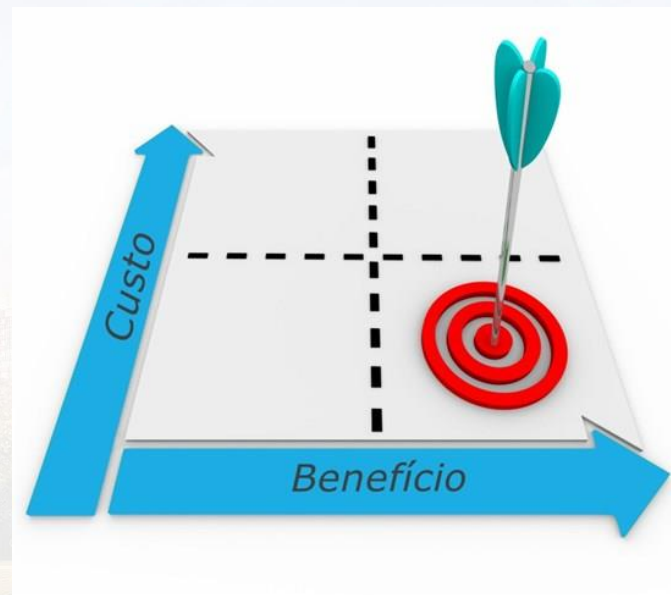
Modelo Econômico Financeiro

- Impostos
 - TUST
 - TFSEE
 - CCEE
 - CCT
-
- MODELO DE FLUXO DE CAIXA (BNDES)
 - Operação: 20 anos
 - Implantação: 5 anos
 - Amortização: 16 anos



Fonte: Gitman, 2002

- CAPEX*
- OPEX
- TJLP
- Bridge Loan
- 8^o LER (Nov/2015)*



*<http://www.valor.com.br/empresas/4872680/eolica-da-rio-energy-recebe-r-850-milhoes-do-bndes>.

Este gráfico mostra a relação entre a velocidade do vento e a potência gerada por uma turbina eólica. O eixo horizontal representa a velocidade do vento v na altura do hub em m/s, variando de 0 a 25. O eixo vertical esquerdo representa a Potência P em kW, variando de 0 a 2.500. O eixo vertical direito representa o Coeficiente de potência C_p adimensional, variando de 0,00 a 0,50.

Dois dados são plotados:

- Potência P (kW):** Representada por uma linha preta com marcadores em forma de losango. A potência é zero para velocidades abaixo de 3 m/s, aumenta gradualmente entre 3 e 11 m/s, atinge um valor máximo de aproximadamente 2.400 kW entre 15 e 25 m/s.
- Coeficiente de potência C_p (-):** Representado por uma linha vermelha com marcadores circulares. O coeficiente é zero para velocidades abaixo de 3 m/s, atinge um pico máximo de aproximadamente 0,48 entre 8 e 10 m/s, e depois decresce continuamente para cerca de 0,02 a 25 m/s.

Velocidade do vento v (m/s)	Potência P (kW)	Coeficiente de potência C_p (-)
0	0	0,00
3	0	0,00
4	100	0,15
5	250	0,35
6	400	0,42
7	650	0,47
8	1000	0,48
9	1400	0,48
10	1850	0,45
11	2200	0,35
12	2350	0,25
13	2400	0,18
14	2400	0,12
15	2400	0,08
16	2400	0,06
17	2400	0,05
18	2400	0,04
19	2400	0,03
20	2400	0,02
21	2400	0,02
22	2400	0,02
23	2400	0,02
24	2400	0,02
25	2400	0,02

Viabilidade de Parques Eólicos- GEC/ Eduardo Hahn de Castro

Resultados

Coordenadas	Dados do modelo meterológico			Atlas (Base de Dados)			Atlas (Leitura Gráfica)		
	Vortex data			Atlas (Base de Dados)			Atlas (Leitura Gráfica)		
	FC	k	c	FC	k	c	FC	k	c
2,94° S 41,71° W	64,01%	4,59	10,10	56,24%	2,21	10,35	66 %	3	11,05
5,16° S 35,97° W									
Parnaíba	54,77% 64,01%	5,23	14,79% 9,19	56,17% 56,24%	2,78	9,91 10,75%	44,97% 66 %	4,2	8,5 15,97%
5,18° S 40,96° W									
São João	54,77% 53,76%	4	10,05% 9,28	52,68% 52,68%	2,07	10,72% 10,14	57,72% 44,97%	2,5	5,53% 10,32
Medeiros	53,78%		9,58%	52,68%		9,06%	57,72%		11,48%
	55,74%	5,24	9,27	51,63%	2,54%	9,75	41,96%	4,4	8,25
Mocimboa	55,74%		10,51%	51,63%		8,57%	41,96%		4,16%
8,70° S 41,35° W									
Afranio	52,88%	2,93	9,13% 9,45	58,23% 58,23%	2,12	11,73% 10,81	38,89% 38,89%	3	2,75% 8

FC (%)

■ FC

Linear Regression for Data1_FC:

$$FC(\%) = A + B * TIR(\%)$$

Parameter	Value	Error
A	33,65937	0,28048
B	2,07715	0,0274

R	SD	N	P
0,99887	0,36129	15	<0.0001


TIR (%)

-
- A photograph showing the silhouettes of several wind turbines against a vibrant sunset sky. The sky transitions from a deep blue at the top to a bright orange and yellow near the horizon. The turbines are dark, three-bladed structures with tall towers, scattered across the landscape.

-

Eduardo Hahn de Castro

 (41) 99912-5834

 eduardohahncastro@gmail.com