



# Fundamentos de Energia Eólica

Alexandro Vladno da Rocha  
Luanda Kívia de Oliviera Rodrigues  
Odailson Cavalcante de Oliveira  
Rogério Vani Jacomini



Alexandro Vladno da Rocha  
Luanda Kívia de Oliviera Rodrigues  
Odailson Cavalcante de Oliveira  
Rogério Vani Jacomini

# Fundamentos de Energia Eólica

Instituto Federal de Educação, Ciência  
e Tecnologia do Rio Grande do Norte.



MINISTÉRIO DA  
EDUCAÇÃO



Natal-RN  
2023

**Presidente da República**  
Luiz Inácio Lula da Silva

**Ministro da Educação**  
Camilo Sobreira de Santana

**Secretário de Educação Profissional e Tecnológica**  
Getúlio Marques Ferreira



**INSTITUTO FEDERAL**  
Rio Grande do Norte  
Campus Avançado Natal - Zona Leste

**Reitor**  
José Arnóbio de Araújo Filho

**Pró-Reitor de Pesquisa e Inovação**  
Avelino Aldo de Lima Neto

## **Comitê Editorial da Diretoria de Educação a Distância e Tecnologias Educacionais - Campus Avançado Natal Zona Leste/IFRN**

**Presidente**  
Wagner de Oliveira

**Membros**  
José Roberto Oliveira dos Santos  
Albérico Teixeira Canario de Souza  
Glácio Gley Menezes de Souza  
Wagner Ramos Campos

**Suplentes**  
João Moreno Vilas Boas de Souza Silva  
Allen Gardel Dantas de Luna  
Josenildo Rufino da Costa  
Leonardo dos Santos Feitoza

### **Autores do conteúdo**

**Alexandro Vladno da Rocha - IFRN**  
Luanda Kívia de Oliveira Rodrigues - IFBA  
Odailson Cavalcante de Oliveira - IFRN  
Rogério Vani Jacomini - IFSP

**Equipe técnica**  
Alexandro Vladno da Rocha - IFRN  
Luanda Kívia de Oliveira Rodrigues - IFBA  
Odailson Cavalcante de Oliveira - IFRN  
Rogério Vani Jacomini - IFSP

**Coordenação do Projeto**  
Alexandro Vladno da Rocha - IFRN

**Revisão Técnica**  
Clênio Renê Kurz Böhmer - IFSul  
Manuel Rangel Borges Neto - IFSertãoPE

**Colaboração Técnica**  
Marcos Alves Fontes - IFSP  
Rodrigo Andreoli de Marchi - IFSP

**Revisão Textual Metodológica para a Educação a Distância**  
Fabrício Silva Ribeiro - IFNMG

**Revisão Linguística e ABNT**  
Wagner Ramos Campos - IFRN

**Revisão tipográfica**  
Maria Valeska Rocha da Silva - IFRN

**Diagramação**  
Leonardo dos Santos Feitoza - IFRN

**Ilustração de capa**  
Adaptado dos originais de @brgfx, disponível em [https://www.freepik.com/free-vector/scene-with-windmills-field\\_5840633.htm](https://www.freepik.com/free-vector/scene-with-windmills-field_5840633.htm), e de @starline, disponível em [https://www.freepik.com/free-vector/curvy-blue-two-banner-style-shapes-design\\_8865995.htm](https://www.freepik.com/free-vector/curvy-blue-two-banner-style-shapes-design_8865995.htm)

**Ilustração de abertura de capítulo**  
Adaptado do original de @storyset, disponível em [https://www.freepik.com/free-vector/wind-turbine-concept-illustration\\_7230626.htm](https://www.freepik.com/free-vector/wind-turbine-concept-illustration_7230626.htm)


### **Ficha Catalográfica**

R672f Rocha, Alexandro Vladno da.  
Fundamentos de energia eólica. / Alexandro Vladno da Rocha, Luanda Kívia de Oliveira Rodrigues, Odailson Cavalcante de Oliveira, Rogério Vani Jacomini, -2023.  
116 f. ; 30cm.  
  
ISBN: 978-65-84831-37-7 (recurso eletrônico)  
  
Programa de Educação Tecnológica Profissional (Conteúdo Didático Curricular). Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, Natal (RN), 2023.  
  
1. Educação 2. Tecnologia Educacional 3. Programa Tecnológico 4. Energia I. Título. II. Rodrigues, Luanda Kívia de Oliveira; Oliveira, Odailson Cavalcante de; Rogério Vani Jacomini.  
  
CDU: 621.548

Catálogo na publicação pelo Bibliotecário-Documentalista  
Ezequiel da Costa Soares Neto CRB15/613  
Biblioteca Sebastião Názaro do Nascimento (BSNN) - IFRN

# Sumário

Lista de Figuras.....	7
Lista de Tabelas .....	8
<b>Introdução</b> .....	9
<b>1 O vento</b> .....	11
1.1 A atmosfera terrestre.....	11
1.2 Fontes do vento .....	11
1.3 Movimento geral da atmosfera .....	13
1.4 Forças envolvidas no vento.....	15
1.5 Vento geostrófico.....	17
1.6 Vento de gradiente: ciclones e anticiclones.....	19
1.7 Ventos próximos à superfície .....	21
1.8 Resumo do capítulo.....	24
1.9 Exercícios .....	25
1.10 Referências do capítulo.....	27
<b>2 Recurso eólico</b> .....	29
2.1 Introdução.....	29
2.2 Recurso eólico .....	30
2.3 A potência do vento.....	35
2.4 Correção da densidade do ar com a temperatura .....	40
2.5 Correção da pressão atmosférica com a altitude.....	42
2.6 Natureza estatística do vento .....	45
2.7 Direção do vento.....	54
2.8 Resumo do capítulo.....	59
2.9 Exercícios .....	60
2.10 Referências do capítulo.....	62
<b>3 Turbina eólica</b> .....	63
3.1 Introdução.....	63
3.2 Classificação das turbinas eólicas.....	64
3.2.1 Orientação do eixo rotativo das pás.....	64
3.2.2 Sentido do fluxo de ar .....	67
3.2.3 Potências das turbinas eólicas.....	68
3.2.4 Rotor direto ou com caixa de engrenagens .....	69
3.2.5 Turbinas terrestres e marítimas .....	69
3.2.6 Turbinas conectadas à rede e fora da rede.....	70



3.3 Conversão de energia .....	70
3.4 Limite de Betz .....	75
3.5 Coeficiente de potência de uma turbina eólica .....	76
3.6 Forças de arrasto e sustentação.....	78
3.7 Pás de uma turbina.....	80
3.8 Aerofólios e aerodinâmica .....	81
3.9 Controle de potência de uma turbina .....	83
3.9.1 Controle de passo ( <i>pitch</i> ) .....	84
3.9.2 Controle por estol ( <i>stall</i> ).....	86
3.10 Fator de capacidade de uma turbina .....	87
3.11 Resumo do capítulo .....	87
3.12 Exercícios .....	89
3.13 Referências do capítulo .....	90
<b>4 O aerogerador .....</b>	<b>91</b>
4.1 Introdução.....	91
4.2 Componentes do aerogerador .....	93
4.3 Geração de energia elétrica .....	95
4.3.1 Princípio de funcionamento.....	96
4.4 Classificação dos aerogeradores.....	106
4.4.1 Aerogeradores de velocidade fixa.....	106
4.5 Resumo das classificações de aerogeradores.....	113
4.6 Resumo do capítulo.....	114
4.7 Exercícios .....	114
4.8 Referências do capítulo .....	116

# Lista de Figuras

Figura 1.1 – Flutuações das componentes de velocidade do ar.....	12
Figura 1.2 – Representação esquemática da circulação geral da atmosfera terrestre.....	14
Figura 1.3 – Representação esquemática do vento geostrófico. ....	18
Figura 1.4 – Representação de um ciclone no Hemisfério Sul.....	20
Figura 1.5 – Representação de um anticiclone no Hemisfério Sul. ....	21
Figura 1.6 – Esquemas do comportamento da velocidade de um fluido newtoniano.....	22
Figura 1.7 – Influência da superfície no escoamento do vento. ....	23
Figura 1.8 – Imagem da Terra com as diferentes configurações de escoamento do ar.....	24
Figura 2.1 – Partes de um aerogerador.....	30
Figura 2.2 – Influência da superfície terrestre na trajetória do vento e ocorrência de turbulências.....	31
Figura 2.3 – Características do vento na superfície terrestre. ....	32
Figura 2.4 – Geometria G atravessada pela massa de ar com velocidade $v$ . ....	37
Figura 2.5 – Variação da potência com a velocidade do vento.....	39
Figura 2.6 – Distribuição da duração em horas anuais da velocidade do vento. ....	49
Figura 2.7 – Distribuição de Weibull.....	51
Figura 2.8 – Rosa dos ventos. ....	58
Figura 2.9 – Rosa dos ventos do INMET.....	59
Figura 3.1 – Exemplos de turbinas de eixo horizontal e vertical.....	65
Figura 3.2 – Componentes do aerogerador. ....	66
Figura 3.3 – Turbinas eólica <i>upwind</i> e <i>downwind</i> .....	68
Figura 3.4 – Processos de conversão de energia em um aerogerador. ....	71
Figura 3.5 – Fluxo de ar através de uma turbina eólica de eixo horizontal.....	72
Figura 3.6 – Fluxo de ar através de disco atuador (a área varrida pelas pás da turbina eólica).....	75
Figura 3.7 – Curva do coeficiente de potência de uma turbina eólica.....	77
Figura 3.8 – Curva de potência de uma turbina eólica.....	78
Figura 3.9 – Forças de arrasto e sustentação em uma pá de turbina eólica.....	79
Figura 3.10 – Medidas geométricas básicas do perfil aerodinâmico (aerofólio) de uma pá eólica.....	82

Figura 3.11 – Ângulos de passo e de ataque.....	83
Figura 3.12 – Controle de passo de uma turbina eólica.....	85
Figura 3.13 – Pá eólica com ângulo de ataque ótimo e em estol.....	86
Figura 4.1 – Componentes e subsistemas de um aerogerador de eixo horizontal em detalhes.....	92
Figura 4.2 – Ilustração dos principais componentes de um aerogerador.....	93
Figura 4.3 – Ligação das bobinas para geração das tensões trifásicas.....	96
Figura 4.4 – Rotor do gerador síncrono.....	98
Figura 4.5 – Rotor do gerador de indução.....	101
Figura 4.6 – Curva característica do Torque versus Escorregamento do gerador de indução.....	103
Figura 4.7 – Gerador assíncrono com rotor bobinado.....	104
Figura 4.8 – Tarefas realizadas pelos conversores.....	105
Figura 4.9 – Turbina em velocidade fixa.....	107
Figura 4.10 – Gerador síncrono de excitação na bobina com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador.....	109
Figura 4.11 – Gerador síncrono de ímãs permanentes com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador.....	110
Figura 4.12 – Gerador de indução gaiola de esquilo com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador.....	111
Figura 4.13 – Gerador de indução duplamente alimentado com conversor eletrônico de potência operando com potência parcial do gerador.....	112

## Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – Escalas dos movimentos atmosféricos.....	13
Tabela 2.1 – Coeficiente de fricção para vários tipos de terreno.....	33
Tabela 2.2 – Comprimento de rugosidade para diferentes terrenos.....	34
Tabela 2.3 – Densidade do ar para diferentes temperaturas.....	41
Tabela 2.4 – Densidade do ar para diferentes altitudes.....	43
Tabela 2.5 – Duração anual de velocidades de vento.....	48
Tabela 2.6 – Distribuição de frequência dos ventos.....	56
Tabela 2.7 – Distribuição de frequência dos ventos em percentual.....	57
Tabela 4.1 – Vantagens e desvantagens dos principais conceitos de aerogeradores existentes no mercado.....	113



# Introdução

A energia contida no vento é usada há mais de três mil anos para aplicações diversas, como impulsionar barcos, moer grãos, ou mesmo bombear água. Atualmente, a aplicação que mais possui destaque é o uso da energia contida no vento para geração de energia elétrica. A energia elétrica produzida a partir da energia contida no vento é chamada de energia eólica.

A energia eólica é uma energia renovável, pois é produzida a partir de uma fonte que não se esgota, além de ser uma energia limpa. A Oferta Interna de Energia (OIE) — também denominada matriz energética — do Brasil sempre foi, em sua maioria, renovável, já que era produzida a partir da energia contida nas águas dos rios. Porém, após a crise energética do país, em 2001, viu-se a necessidade de se diversificar a matriz energética.


Em 26 de abril de 2002, foi sancionada a Lei nº. 10.438, que trata da expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

O Proinfa foi instituído com o objetivo de se diversificar a OIE, produzindo energia por meio de empreendimentos concebidos com base nas fontes eólica, biomassa e Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Como programa pioneiro, ele impulsionou essas fontes, mas, em especial, a eólica, fazendo o país passar, em pouco mais de 3 anos, de apenas cerca de 22 MW de energia eólica instalada para 414 MW instalados, de acordo com o Ministério de Minas e Energia. De acordo com o Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualizado em 23/07/2018, está outorgada a operação de 13.158,039 MW.

O Proinfa estabeleceu os benefícios do programa sobre cinco esferas: social, tecnológica, estratégica, meio ambiente e econômica. A social está relacionada à geração de empregos, cuja meta do Proinfa foi de 150 mil novos empregos diretos e indiretos desde a implementação até a geração.

A geração de empregos pode ser agrupada em três categorias: operação e manutenção (O&M), instalação e descomissionamento e desenvolvimento tecnológico, de acordo com volume, localização, natureza temporal e nível de especialização. Verificou-se que o setor que mais emprega pessoal local é O&M, mas também é o setor que menos gera emprego. De modo que o investimento na qualificação da mão de obra local é fundamental para o desenvolvimento do setor.

Por isso, a Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica – SETEC/MEC,



em parceria com a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ), através do Grupo de Trabalho em Energia Eólica, formado por docentes dos Institutos Federais da Bahia, Pernambuco, São Paulo, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul (cujos docentes são autores e colaboradores deste trabalho) desenvolveu este material didático com o objetivo de servir de base para cursos de formação e qualificação de mão de obra para o setor da energia eólica.

O material intitulado Fundamentos de Energia Eólica foi elaborado para um curso introdutório ofertado na modalidade de Educação a Distância (EaD) e aborda conteúdos desde a fonte primária da energia eólica, o vento, até a transformação da energia contida nele em energia elétrica. Para isso, o material está dividido em quatro capítulos: O Vento, Recurso Eólico, Turbina Eólica e O Aerogerador.

Ao viajar pelo material, o leitor irá compreender como surge o vento, as suas características e quais forças estão envolvidas. Compreenderá também como calcular a potência extraída do vento, as variáveis envolvidas no cálculo de potência, como elas estão correlacionadas e a natureza estocástica do vento. O material apresenta os componentes de um aerogerador, indicando a função de cada um, tendo como foco a turbina eólica e o gerador elétrico. Ao longo do material o leitor também encontrará exemplos e exercícios para uma melhor fixação do conteúdo abordado, além de exercícios desafiadores que exigirão pesquisa em materiais complementares para a sua resolução.

# 1 O vento



*“Quando os ventos de mudança sopram, umas pessoas levantam barreiras, outras constroem moinhos de vento.”*  
(Érico Veríssimo)

## 1.1 A atmosfera terrestre

Você já deve saber que o planeta Terra é dividido em cinco esferas: criosfera, hidrosfera, litosfera, biosfera e atmosfera (NASA/GODDARD, 2022). A atmosfera é a massa de ar que envolve a Terra e divide-se em cinco camadas principais, segundo as suas características meteorológicas. Das cinco camadas, a troposfera é aquela que está em contato com a superfície e se estende a alturas que vão de 8 km até 14,5 km. Segundo a NASA (2022), essa variação é devida à geometria da Terra, sendo a menor altura nos polos e a maior em relação à linha do equador.

A troposfera é também a região mais densa, onde está a maior parte do ar, portanto é a mais importante do ponto de vista meteorológico. Sendo assim, todos os casos de comportamento do vento apresentados neste material referem-se a essa camada de ar.

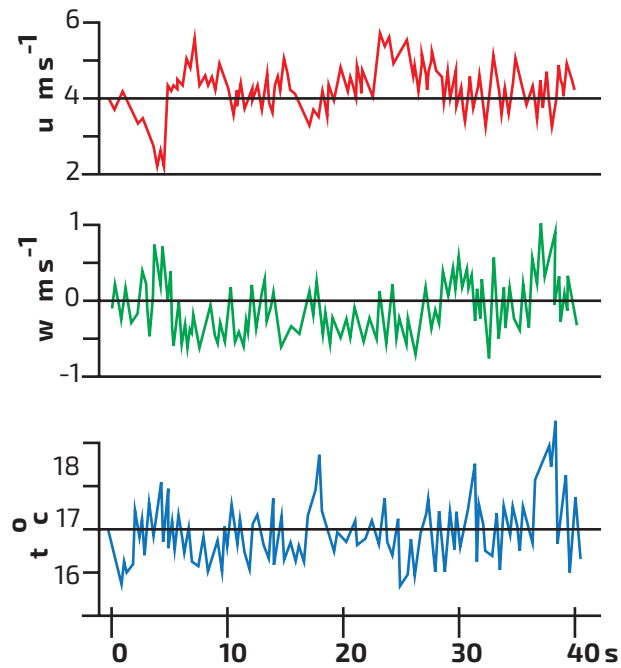
## 1.2 Fontes do vento

Ao estudar termodinâmica na disciplina de Física, você aprendeu que os fluidos deslocam-se do ponto de maior pressão para o de menor pressão em busca do equilíbrio mecânico. Obedecendo a esse conceito físico, o ar atmosférico se desloca devido ao diferencial de pressão existente entre duas regiões distintas. Assim, Varejão-Silva (2006) chama de vento a componente horizontal do vetor velocidade do ar. A componente vertical é chamada de turbulência.

Como você já sabe, esse deslocamento de massa não é contínuo. Tem dias em que sentimos na pele, literalmente, essas variações.

A Figura 1.1 mostra a oscilação do vento na componente horizontal, vertical e da temperatura, para um mesmo intervalo de tempo.

Figura 1.1 - Flutuações das componentes de velocidade do ar.



Componentes horizontal e vertical da velocidade do ar comparadas com a variação da temperatura.

Fonte: (VAREJÃO-SILVA, 2006, pág. 260).

## 1.3 Movimento geral da atmosfera

De maneira geral, o movimento do ar está dentro de faixas de deslocamento atmosférico agrupadas por escalas, de acordo com a dimensão e o tempo de duração do movimento. A Tabela 1.1 mostra as quatro classificações existentes.

Tabela 1.1– Escalas dos movimentos atmosféricos.

Escala	Tempo	Comprimento [Km]
Circulação Geral ou Planetária	Semanas a anos	1.000 a 40.000
Sinóptica	Dias a semanas	100 a 5.000
Mesoescala	Minutos a dias	5 a 100
Microescala	Segundos a minutos	< 1

Fonte: Autoria própria, adaptado de Custódio (2009, p. 17) e Martins *et al.* (2008, p. 7).

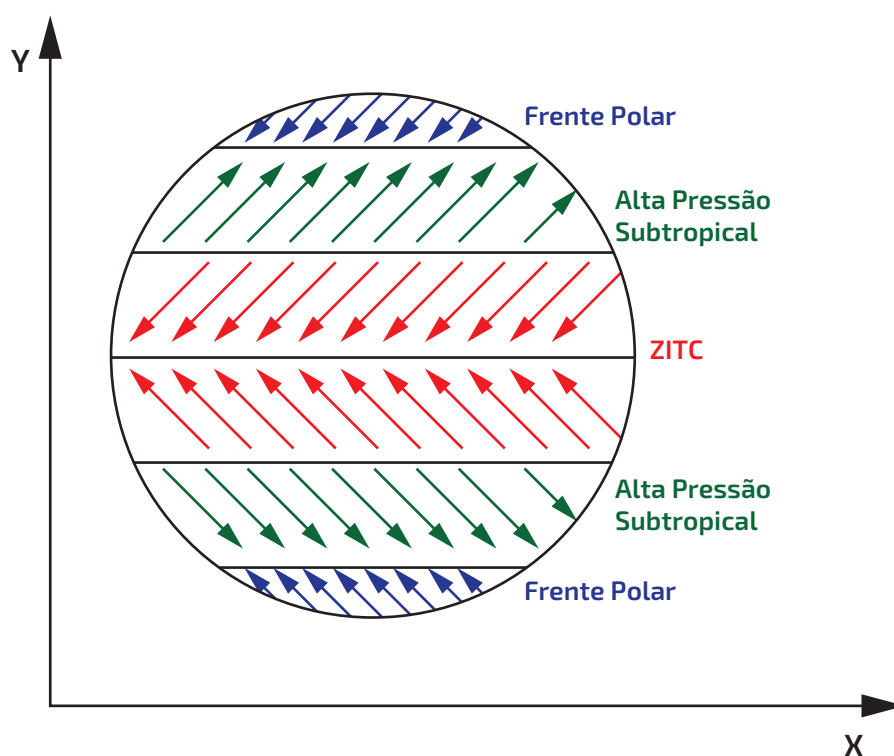
Martins *et al.* (2008, p. 7) diz que “os ventos planetários são primariamente causados pelo aquecimento diferencial da superfície terrestre.” Você já sabe que, para diferentes regiões, existem diferentes temperatura, pois os raios solares não chegam igualmente a todos os pontos do Terra.

Em busca do equilíbrio térmico do planeta, a massa de ar quente e úmida da região dos trópicos se desloca para os polos, enquanto a massa de ar fria e seca sai dos polos para a região central do planeta. Portanto, a temperatura é uma propriedade psicrométrica importante, pois, segundo Martins *et al.* (2008), as variações de temperatura estão intimamente ligadas às variações de pressão e às trocas de calor na atmosfera. Para quem não se lembre, psicrometria é o ramo da física térmica que estuda o ar úmido e suas propriedades.

Você já sabe que as coordenadas geográficas se baseiam em latitude e longitude. Ao projetarmos a Terra em um plano, podemos trabalhar nos eixos cartesianos X e Y. Sendo assim, os ventos que se dirigem dos polos para o equador mudam sua orientação em relação ao eixo X. A componente que surge no eixo X é devida à ação da força de Coriolis.

De acordo com Pinto (2014) e Reboita *et al.* (2012), no Hemisfério Sul, devido à força de Coriolis, o vento que se move na direção do polo para o equador sofre um deslocamento para o sentido negativo do eixo X. Ao passo que o vento que se move na direção do equador para o polo sofre um desvio para o sentido positivo do eixo X, como pode ser visto na Figura 1.2.

Figura 1.2 - Representação esquemática da circulação geral da atmosfera terrestre.



Regiões de circulação do vento numa representação homogênea da superfície da Terra. A massa de ar que se desloca para o equador forma a Zona Intertropical de Convergência (ZITC).

Fonte: A autoria própria, adaptado de Reboita *et al.* (2012).

A Figura 1.2 mostra as três regiões de circulação do vento. Aquela onde a massa de ar se desloca para o equador (conhecida como ventos alísios) forma a Zona Intertropical de Convergência (ZITC). Porém, na prática essas regiões são irregulares, pois existem padrões diferentes como, por exemplo: características diferentes das superfícies (algumas são sólidas e outras fluídas), tipos distintos de solo, de vegetação e rugosidade, que acabam interferindo no fluxo de calor absorvido.

Custódio (2009, p. 19) afirma que "o aquecimento diferenciado da atmosfera provoca gradientes de pressão que são responsáveis por movimentos da massa de

ar". Tal afirmação leva à conclusão de Martins *et al.* (2008) de que a energia contida no vento é, na verdade, uma conversão da energia solar.

## 1.4 Forças envolvidas no vento

Nas aulas de Física aprendemos que a pressão é determinada a partir da ação de uma força sobre uma área. Sendo assim, se existe uma variação de pressão atuando sobre uma determinada massa de ar é possível calcular a força resultante.

Custódio (2009) determina a Força de Gradiente de Pressão ( $F_{GP}$ ) por unidade de massa que atua no eixo X, mesmo eixo de aplicação da pressão, conforme apresentada na Eq. 1.1.

$$F_{GP} = \frac{-1\Delta P}{\rho\Delta x} \quad (1.1)$$

Onde:

$F_{GP}$  = Força de Gradiente de Pressão [ $m/s^2$ ]

$\rho$  = Massa específica do ar ou densidade do ar [ $kg/m^3$ ]

$\Delta P$  = Variação de pressão [ $N/m^2$ ]

$\Delta x$  = Comprimento do volume do ar [ $m$ ]

**Exemplo 1.1:** Considerando uma variação de pressão de 200 Pa para cada 200 km de comprimento, determine a força de gradiente de pressão.

**Resposta:**

Para aplicar a Eq. (1.1) será considerada a massa específica constante e igual a 1,225  $kg/m^3$ . É preciso lembrar que 1 Pa equivale à 1  $N/m^2$ .

$$F_{GP} = \frac{-1 \times 200}{1,225 \times 200000}$$

$$F_{GP} = -8,163 \times 10^{-4} \text{ m/s}^2$$

É importante destacar o sinal negativo da Eq. 1.1. Ele tem o objetivo de informar que a força atua no mesmo sentido em que a pressão diminui, uma vez que a massa de ar vai do ponto de maior pressão para o de menor pressão, como já dissemos no início do capítulo.

Talvez a força de Coriolis ( $F_{CO}$ ), já mencionada anteriormente, seja algo novo para alguns leitores, mas não se preocupe, pois se trata de um conceito simples.

A força de Coriolis é uma força inercial, portanto, só existe porque a terra está em movimento angular. Sendo assim, o vento surge basicamente devido ao diferencial de pressão e só depois de iniciar o movimento é que surge a ação da força de Coriolis, atuando sempre perpendicular ao movimento, alterando apenas a sua direção.

A Força de Coriolis, por unidade de massa, é expressa pela Eq. 1.2

$$F_{CO} = 2\omega V \sin\phi \quad (1.2)$$

Onde:

$F_{CO}$  = Força de Coriolis [m/s<sup>2</sup>]

$\omega$  = Velocidade angular da Terra [7,29 x10<sup>-5</sup> rad/s]

$V$  = Velocidade linear da partícula [m/s]

$\phi$  = Latitude [°]

A Eq. 1.2 refere-se à componente da força de Coriolis que atua no sentido norte-sul, e trata-se da componente considerada nos estudos de energia eólica, pois muda o sentido do vento. Quando se analisa o comportamento do vento que se move vindo do norte, no Hemisfério Sul, a força de Coriolis muda a sua direção para o leste. Se o vento vem do sul, sua direção é alterada para o oeste (PINTO, 2014).

**Exemplo 1.2:** Considere a cidade de Salvador, que possui latitude aproximadamente igual a -13° e velocidade média do vento, em determinado dia, de 24 km/h. Calcule a força de Coriolis para essa situação.

**Resposta:**

Primeiro, devemos transformar a velocidade média do vento de 24 km/h para m/s. Isso é importante para se obter no final a força por unidade de massa em [m/s<sup>2</sup>]. A conversão pode ser feita simplesmente dividindo-se a velocidade em km/h pela constante 3,6. No entanto, para uma melhor compreensão dos processos de transformação de unidade, mostramos abaixo o cálculo passo a passo.

$$V = 24 \left[ \frac{\text{Km}}{\text{h}} \right] \times \frac{1}{3600} \left[ \frac{\text{h}}{\text{s}} \right] \times \frac{1000}{1} \left[ \frac{\text{m}}{\text{Km}} \right] = 6,66 \text{ m/s}$$

Aplicando a Eq. (1.2)

$$F_{CO} = 2 \times 7,29 \times 10^{-5} \times 6,66 \times \sin(-13) = -4,08 \times 10^{-4} \text{ m/s}^2$$



Essa força possui valor máximo nos polos e é nula na linha do equador, uma vez que a latitude no equador é zero. É também essa força a responsável por promover os movimentos circulares do vento em torno das regiões de pressão (PINTO, 2014).

Segundo Munhoz (2008 apud COSTA; LYRA, 2012), além das forças de gradiente de pressão e de Coriolis, atuam sobre o vento a força centrífuga e as forças de atrito. Pinto (2014) acrescenta ainda a força gravitacional.

A Força Centrífuga ( $F_c$ ) é uma força inercial e, portanto, não interfere no módulo da resultante, mas só na direção, como forma de equilíbrio. Por sua vez, a força gravitacional é a força de atração existente entre a Terra um corpo de massa  $m$  sobre sua superfície. De acordo com Martins *et al.* (2008, p. 4), "a força centrífuga atua perpendicularmente ao eixo de rotação da Terra e soma-se vetorialmente à força gravitacional".

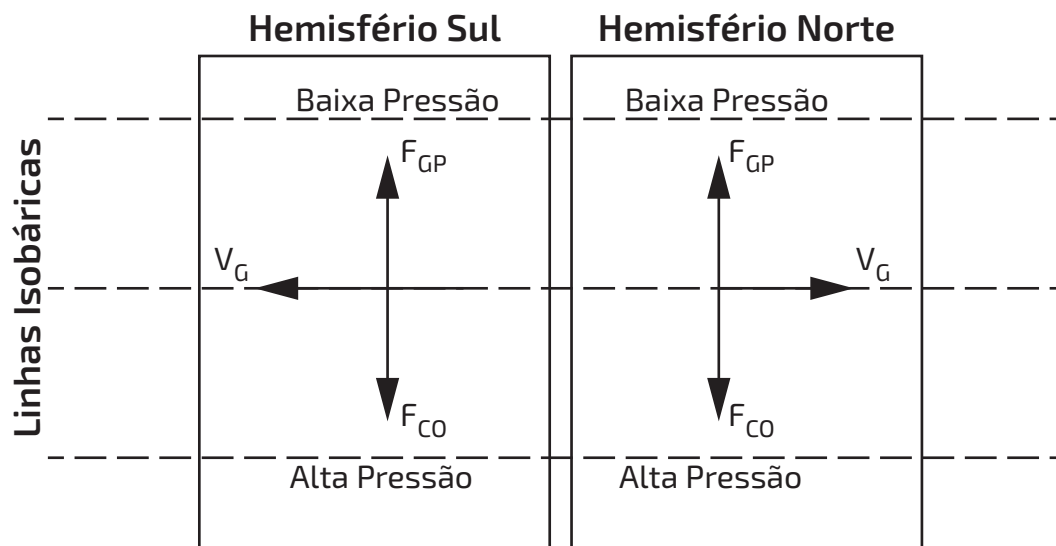
## 1.5 Vento geostrófico

Você que está estudando por este material desde o início já sabe que existe a troposfera, mas o que ainda não tinha sido falado aqui é que existe também a tropopausa. Trata-se de uma região de transição entre a troposfera e a mesosfera, sendo a tropopausa o nível mais alto do ar troposférico.

Nos níveis mais distantes da superfície, as forças de atrito do ar são desprezíveis. Ao desprezar o atrito, a força resultante do gradiente de pressão ( $F_{GP}$ ) e a força de Coriolis ( $F_{CO}$ ) entram em equilíbrio. Brackmann e Martins (2009) definiram o Vento Geostrófico ( $V_G$ ) como um vento não acelerado que sopra ao longo de trajetórias retilíneas. A trajetória do vento geostrófico é paralela às linhas de pressão constante, chamadas de linhas isobáricas, enquanto a força de Coriolis e a força resultante do gradiente de pressão atuam perpendicularmente às linhas isobáricas.

Tudo isso pode ser melhor compreendido com a representação esquemática apresentada na Figura 1.3.

Figura 1.3 – Representação esquemática do vento geostrófico.



Vento Geostrófico ( $V_G$ ) é o resultado do equilíbrio entre a força de Coriolis ( $F_{CO}$ ) e a força do gradiente de pressão atmosférica ( $F_{GP}$ ) em níveis atmosféricos elevados.

Fonte: Autoria própria.

Matematicamente, o vento geostrófico é representado pela Eq.1.3

$$2\omega V \text{sen}\phi = \frac{-1\Delta P}{\rho\Delta x} \quad (1.3)$$

Custódio (2009) chama a atenção para os fatores que podem alterar o equilíbrio dessas forças, como uma variação na  $F_{GP}$  devida ao ingresso de uma nova massa de ar, ou uma alteração na  $F_{CO}$  causada por uma mudança na latitude. Talaia e Fernandes (2009) apontam que a aproximação do vento geostrófico não é aplicável a regiões intertropicais, isso porque, nas regiões próximas ao equador, a  $F_{CO}$  tende a zero e, portanto, não há equilíbrio.

## 1.6 Vento de gradiente: ciclones e anticiclones

A representação esquemática da Figura 1.3 mostrou o comportamento das forças que atuam no vento geostrófico, considerando-se um deslocamento retilíneo. Como a massa de ar não percorre uma trajetória retilínea, as maiores distorções entre a força resultante do gradiente de pressão e a força de Coriolis ocorre nas seções de maior curvatura da trajetória. As curvas das linhas de pressão podem se interceptar e formar círculos, dando origem a regiões de alta ou baixa pressão. Quando isso ocorre, passamos a chamar o vento formado de vento de gradiente.

A diferença entre a força de Coriolis e a força do gradiente de pressão é equilibrada pelo surgimento da força centrífuga ( $F_C$ ), que atua sempre para fora do raio de curvatura. A expressão matemática que representa o equilíbrio dessas forças é dada pela Eq. 1.4.

$$F_C = \frac{V^2}{r} \quad (1.4)$$

Onde:

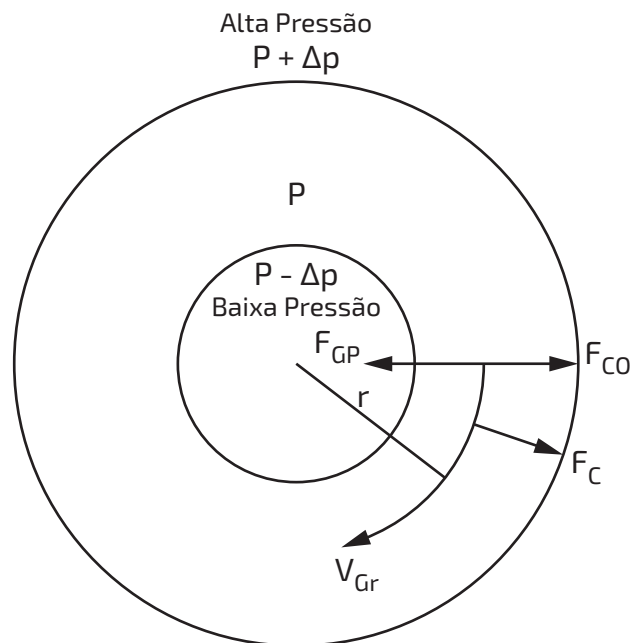
$V$  = Velocidade do vento [m/s]

$r$  = Raio de curvatura da rota [m]

Para uma melhor compreensão do assunto, recorremos a Custódio (2009), que trata sobre um centro de baixa pressão localizado no Hemisfério Sul. Para essa situação, o autor diz que a  $F_{GP}$  atua no sentido do centro da circunferência, enquanto a  $F_{CO}$  e a  $F_C$  atuam para fora da circunferência, sendo esse movimento chamado de ciclone.

A Figura 1.4 mostra um esquema da ação dessas forças.

Figura 1.4 – Representação de um ciclone no Hemisfério Sul



Esquema de atuação das forças para vento gradiente ( $V_{Gr}$ ) em torno de uma região de baixa pressão. Fonte: Autoria própria, adaptado de Custódio (2009).

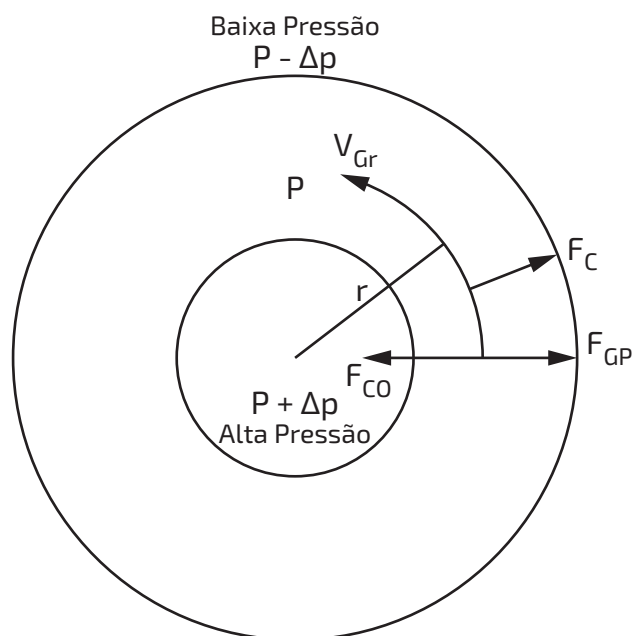
A expressão matemática para a configuração de movimento apresentada na Figura 1.4 é dada pela Eq. 1.5

$$\frac{-1\Delta P}{\rho\Delta x} = 2\omega V\text{sen}\phi + \frac{V^2}{r} \quad (1.5)$$

A Equação 1.5 é conhecida como Equação do Vento de Gradiente e modela o vento que se movimenta no sentido horário, em torno da região de baixa pressão e paralelo às linhas isobáricas. Esse comportamento do vento é conhecido como ciclone. Se você observar bem, verá que a Eq. 1.5 se baseia no princípio de equilíbrio entre as forças. De modo que as forças que atuam no sentido negativo do eixo X devem estar em equilíbrio com aquelas que atuam no sentido positivo desse mesmo eixo.

Já o movimento do ar em torno de uma região de alta pressão, paralelo às linhas de pressão constante, atuando no sentido anti-horário na região do Hemisfério Sul é chamado de anticiclone. A Figura 1.5 mostra o esquema desse fenômeno meteorológico.

Figura 1.5 – Representação de um anticiclone no Hemisfério Sul.



Esquema de atuação das forças para vento gradiente ( $VGr$ ) em torno de uma região de alta pressão.  
 Fonte: Autoria própria, adaptado de Custódio (2009).

Devido ao rearranjo no sentido de aplicação das forças, a Eq. 1.5 deve ser reescrita para aplicação em anticiclone, com base no mesmo princípio de equilíbrio das forças, resultando na Eq 1.6.

$$2\omega V \sin\phi = \frac{-1\Delta P}{\rho\Delta x} + \frac{V^2}{r} \quad (1.6)$$

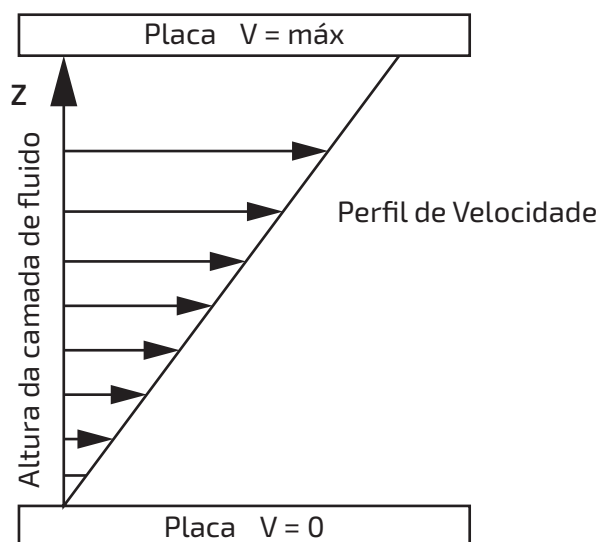
As equações 1.5 e 1.6 só são satisfeitas por desprezarem a força de atrito do ar com a superfície terrestre.

## 1.7 Ventos próximos à superfície

Os fluidos escoam em camadas e que uma camada influencia na velocidade de escoamento da outra, pois existe atrito entre elas. A Figura 1.6 representa o escoamento de um fluido newtoniano entre duas superfícies planas, onde uma está parada e a outra em movimento. A camada de fluido que fica em contato com a superfície parada possui velocidade zero, devido à condição de não escorregamento,

de acordo com Çengel e Cimbala (2011). A velocidade de escoamento cresce conforme nos distanciamos da superfície de velocidade zero e nos aproximamos daquela que possui velocidade máxima  $v$ , como mostrado na Figura 1.6.

Figura 1.6 – Esquemas do comportamento da velocidade de um fluido newtoniano.



A velocidade de escoamento cresce conforme nos distanciamos da superfície de velocidade zero e nos aproximamos daquela que possui velocidade máxima  $v$ . Fonte: Autoria própria.

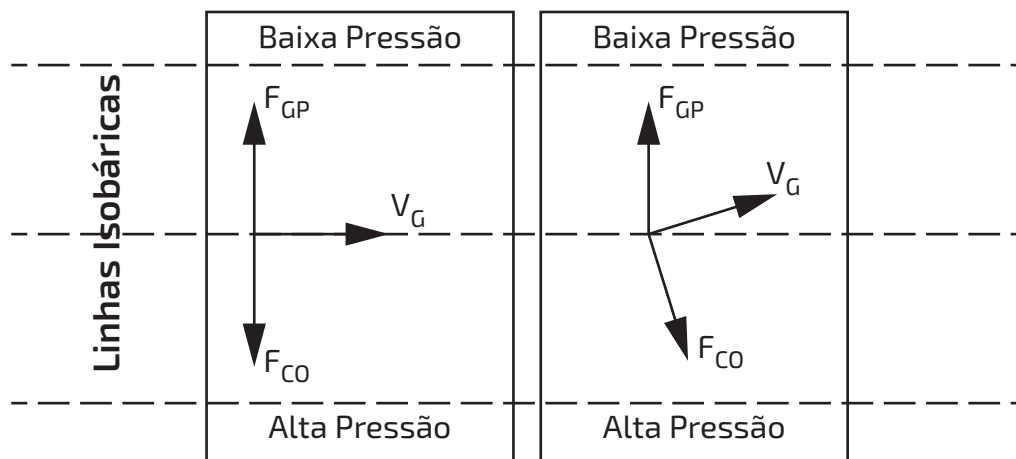
Mas, afinal, o que é um fluido newtoniano?

Um fluido newtoniano é um fluido onde a relação entre a velocidade de escoamento e a altura da camada do fluido é proporcional à tensão de cisalhamento aplicada. Esta constante de proporcionalidade é o atrito existente entre uma camada e outra, que é mais conhecido como viscosidade.

Não existe nenhum fluido perfeitamente newtoniano, mas o ar é um dos que mais se aproximam dessa idealização. No entanto, esse modelo linear não é usado quando se trata da análise de escoamento de vento, devido a três fatores. O primeiro é que, no caso do ar que escoar pela superfície da Terra, a altura da camada de fluido não é limitada por um sólido, ou seja, existe uma superfície que é livre. O segundo fator é que o escoamento do ar, diferente do caso da Figura 1.6, é um escoamento turbulento — o que significa que o vetor velocidade possui componentes nos eixos X e Y, como foi dito na seção 1.2. Por último, existem obstáculos que interferem no perfil, como a rugosidade, que é diferente para cada tipo de superfície: areia, mar, vegetação, etc.

Estes conceitos são fundamentais para você compreender o perfil que será apresentado no próximo capítulo. Juntamos a eles o conceito de camada limite e condição de não escorregamento, que, em regiões próximas à superfície, reduzem a velocidade do vento, alterando a componente da força de Coriolis ( $F_{CO}$ ), uma vez que essas duas grandezas são proporcionais. A Figura 1.7 mostra o esquema de atuação das forças próximo à superfície, ou seja, com a influência do atrito. O vento deixa de escoar paralelo às linhas de pressão constante. Além disso, surge uma componente do vento no mesmo sentido em que atua a força de gradiente de pressão. Isso faz com que a massa de ar venha a convergir em direção a regiões de baixa pressão e a divergir no caso de regiões de alta pressão. A convergência possibilita a formação de nuvens, enquanto a divergência tende a impedir a formação das nuvens.

Figura 1.7 – Influência da superfície no escoamento do vento.



Esquemas de atuação das forças em vento distante da superfície (esquerda) e em vento próximo à superfície (direita). Fonte: Autoria própria.

Os fenômenos físicos mencionados neste capítulo podem ser observados no site da Null School (2020), onde você, caso tenha curiosidade, pode ver o escoamento do ar em tempo real na superfície da Terra (<https://earth.nullschool.net/pt>). Nesse site, é possível ver a formação dos ciclones e anticiclones e a convergência do vento na ZITC. É possível também visualizar a velocidade e a temperatura do vento, clicando em qualquer ponto do mapa que você desejar. A Figura 1.8 mostra a imagem da Terra com as diferentes configurações de escoamento do ar.

Figura 1.8 – Imagem da Terra com as diferentes configurações de escoamento do ar.

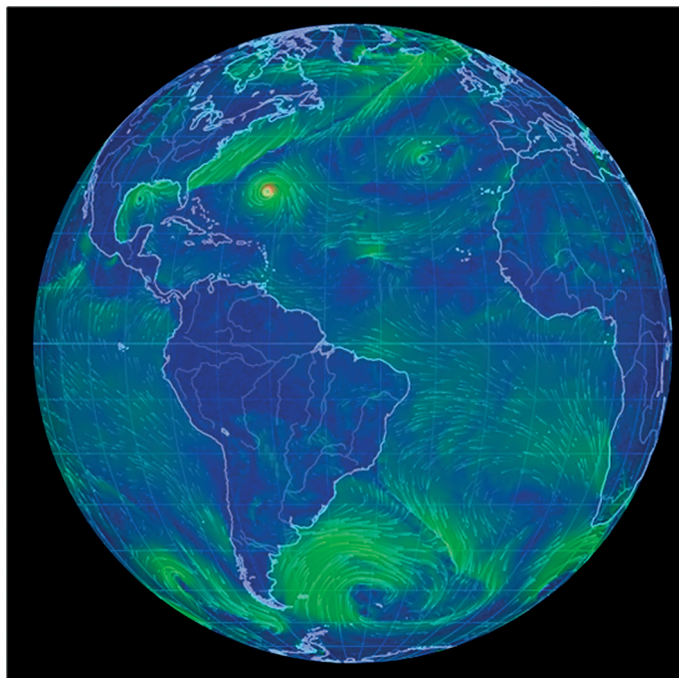


Imagem dinâmica da terra com os diferentes escoamentos do ar.  
Fonte: (NULL SCHOOL, 2020)


Para uma melhor compreensão e aprendizado dos assuntos aqui trabalhados, vamos praticar com alguns exercícios.

## 1.8 Resumo do capítulo

Este capítulo apresentou os conceitos teóricos básicos e as explicações dos fenômenos físicos do comportamento do vento. Isso porque a energia cinética do movimento do ar é a fonte primária de energia para o processo de conversão de energia eólica em energia elétrica.

O movimento do ar atmosférico é classificado em escalas, sendo a planetária decorrente das diferenças de temperatura e pressão na superfície terrestre. Analisando a velocidade de escoamento da massa de ar, é classificada como vento a componente horizontal do vetor velocidade.





No processo de escoamento do vento, há duas forças envolvidas: a Força de Gradiente de Pressão ( $F_{GP}$ ), devida ao diferencial de pressão na superfície terrestre; e a Força de Coriolis ( $F_{CO}$ ), devida à velocidade angular de rotação do planeta. Para um melhor entendimento do próximo capítulo (*Recurso Eólico*), é fundamental compreender a interação entre essas forças e, principalmente, a mudança de velocidade do vento com a altura em relação à superfície da terra, devido à ação da força de atrito.

## 1.9 Exercícios

- 1.1 Sabendo que vento é a massa de ar em movimento, o que promove esse movimento?
- 1.2 Como a temperatura influencia no movimento do ar?
- 1.3 Quais as forças que atuam sobre o vento? Explique como atua cada uma delas.
- 1.4 Determine a força de gradiente de pressão para uma diferença de pressão de 400Pa para cada 300km. Considere a massa específica do ar igual a  $1,225\text{kg}/\text{m}^3$
- 1.5 Quais fatores influenciam na magnitude da força de Coriolis?
- 1.6 O que são ventos geostróficos? E o que são ventos gradientes? Estabeleça a distinção entre os dois.
- 1.7 Defina ciclone e anticiclone, diferenciando esses dois fenômenos.
- 1.8 Fale sobre a interação das forças que modelam ciclones e anticiclones.

## ***Para pensar um pouco mais...***

- 1.9 Alguns autores dizem que a energia contida no vento é, na verdade, uma conversão da energia térmica proveniente do sol. Você concorda com essa afirmação? Justifique sua resposta.
- 1.10 Quais das forças que atuam sobre o vento podem ser consideradas ativas e quais podem ser consideradas reativas. Explique sua resposta.
- 1.11 A superfície interfere no perfil de escoamento do vento, modificando o sentido de atuação das forças, como mostrado na Figura 1.8. Faça uma pesquisa sobre os diferentes tipos de superfície da Terra e como eles influenciam o vento. Procure o que difere os ventos que escoam pelo mar, planície e montanha.
- 1.12 Você adquiriu neste capítulo conhecimentos sobre ciclones e anticiclones, fenômenos meteorológicos comumente discutidos em reportagens sobre a previsão do tempo. Outro fenômeno que pode ser discutido nesse tipo de reportagem é o tornado. Para conhecer melhor o que é o tornado e o que o difere do ciclone e do anticiclone, faça uma pesquisa e apresente os resultados em sala ao seu professor.
- 1.13 Determine a força de Coriolis para um determinado ponto da cidade de Natal, capital do Rio Grande do Norte. Para isso, pesquise a latitude do ponto e a velocidade média do vento no dia pesquisado.
- 1.14 No tópico "Ventos próximos à superfície", foi dito que a convergência da massa de ar possibilita a formação de nuvens, enquanto a divergência tende a impedir a formação das nuvens. Explique o motivo disso.

## 1.10 Referências do capítulo

BRACKMANN, Rodrigo; MARTINS, Fernando Ramos. **Avaliação do potencial eólico do Sul do Brasil**. Relatório final de projeto de iniciação científica (PIBIC/INPE – CNPQ/MCT) Processo nº 109639/2008-1. Centro Regional Sul de Pesquisas Espaciais – CRS/CCR/INPE–MCT: Santa Maria, 2009. Disponível em: <[encr.pw/uMXbf](http://encr.pw.uMXbf)> Acesso em: 12 fev. 2022.

ÇENGE, Y. A.; CIMBALA, J. M. **Mecânica dos fluidos**: Fundamentos e aplicações. 7. ed. São Paulo: Mc Graw Hill, 2011.

COSTA, Gabriel Brito; LYRA, Roberto Fernando da Fonseca. Análise dos padrões de vento no estado de Alagoas. **Revista brasileira de meteorologia**, v. 27, n. 1, p. 31-38, 2012. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/rbmet/v27n1/a04v27n1>> Acesso em: 21 set. 2020.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista brasileira de ensino da física**, v. 30, n. 1, 2008. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1806-11172008000100005](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1806-11172008000100005)> Acesso em: 21 set. 2020.

NASA/GODDARD. **Earth's atmospheric layers**. 2017. Disponível em: <<https://cutt.ly/WgssqAc>> Acesso em: 12 set. 2022.

NULL SCHOOL. Disponível em: <https://earth.nullschool.net/pt/>. Acesso em 20 set. 2020.

PINTO, Milton de Oliveira. O vento. In: PINTO, Milton de Oliveira. **Fundamentos da energia eólica**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014. p. 47-66.

REBOITA, Michelle Simões; KRUSCHE, Nisia; AMBRIZZI, Tércio; ROCHA, Rosmeri Porfírio da. Entendendo o tempo e o clima na América do Sul. **Terra e Didática**, v. 8, n. 1, p. 34-50, 2012. Disponível em: <<https://cutt.ly/Ogssd5Q>>. Acesso em: 20 set. 2020.

TALAIA, M. A. R; FERNANDES, R. Diagnóstico de vento de uma região usando uma carta meteorológica de superfície. **Anais do I Congresso Internacional de Riscos**. Coimbra: Universidade de Coimbra, 2009. p. 63-68.

VAREJÃO-SILVA, Mário Adelmo. **Meteorologia e climatologia**. 2. ed. Recife, 2006. Disponível em: <<https://cutt.ly/FgssivE>> Acesso em: 20 set. 2020.



## 2 Recurso Eólico



*“Aprendi através da experiência amarga a suprema lição: controlar minha ira e torná-la como o calor que é convertido em energia. Nossa ira controlada pode ser convertida numa força capaz de mover o mundo.”*

(Mahatma Gandhi)

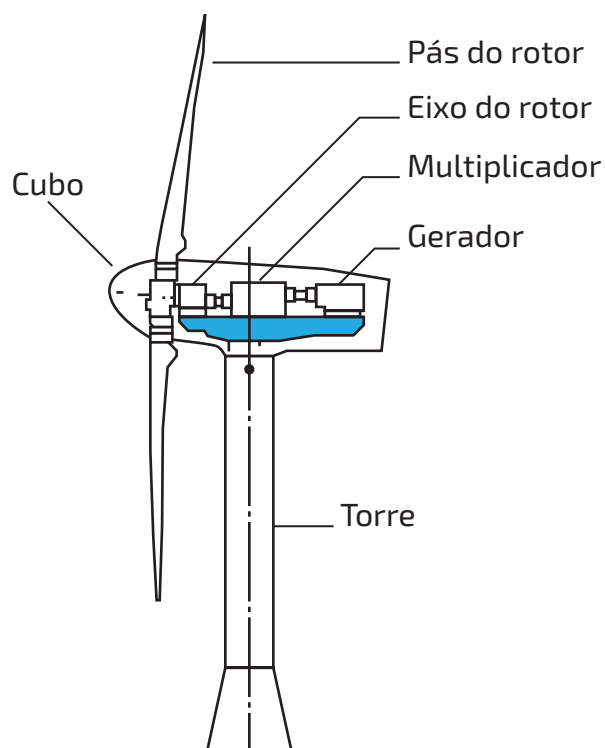
### 2.1 Introdução

Qual a quantidade de energia contida no vento? Essa pergunta é intrigante pelo fato de não termos um corpo visível e com formato definido. Um corpo físico qualquer é relativamente mais simples de ser estudado pois pode-se medir sua massa, sua velocidade, sua temperatura ou quaisquer outros parâmetros necessários para se calcular alguma grandeza física. Mas, isso é diferente com o vento. Quando estamos estudando o potencial de energia do vento, temos que considerar alguns conceitos da estatística, pois o vento é de natureza aleatória, sem forma ou massa definida, o que torna muito complicado usar análises físicas clássicas. Embora a velocidade do vento seja aleatória, esta apresenta padrões de comportamento ao longo do tempo que podem ser aproveitados para entendê-lo. Neste capítulo, iremos discutir o conceito de potência do vento e algumas ferramentas da estatística para o estudo do potencial eólico; aprenderemos a representar os dados eólicos matematicamente através das distribuições estatísticas de Weibull e Rayleigh; e, por fim, veremos de que modo fatores como altitude e temperatura podem influenciar na potência do vento. Com os conceitos apresentados, será possível realizar algumas análises, como calcular a potência do vento, estimar a média de sua velocidade, utilizar uma distribuição estatística para estimar algumas características do vento (como a duração de uma certa velocidade, ou em qual período do ano é mais provável se ter uma certa velocidade). Ao final do capítulo, alguns exercícios auxiliarão na fixação dos conceitos abordados.

## 2.2 Recurso eólico

O processo de conversão de energia eólica em energia elétrica ocorre por intermédio de um conversor de energia mecânica, especificamente, por meio de um aerogerador. De modo simplificado, um aerogerador é apresentado na Figura 2.1. As pás do rotor produzem rotação com a força do vento e captam a sua energia. A rotação produzida pelo vento é transferida para o gerador por meio de um eixo ligado ao multiplicador, que é o sistema de engrenagens que converte a baixa rotação para uma adequada ao gerador. O movimento rotacional produz a energia elétrica que é fornecida aos consumidores (CUSTÓDIO, 2009).

Figura 2.1- Partes de um aerogerador.

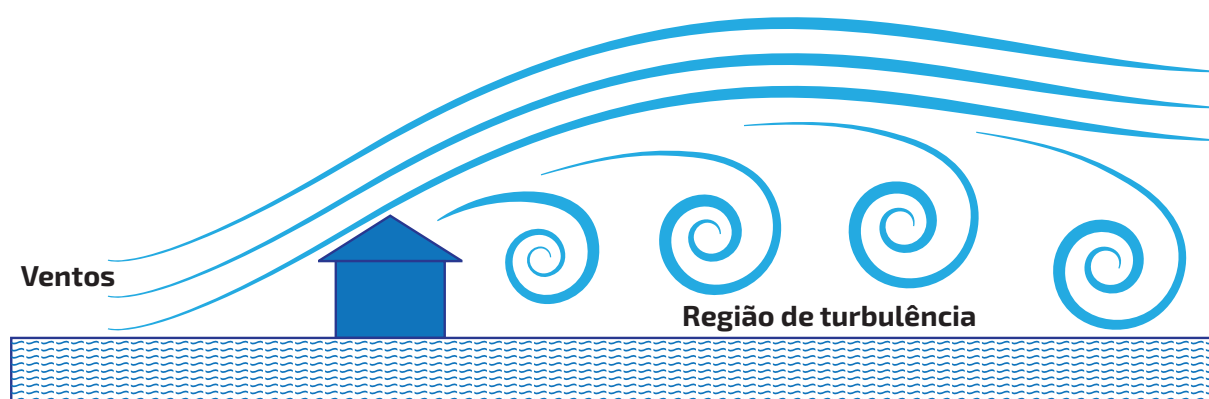


O gerador recebe a rotação do multiplicador de velocidade, que converte a baixa rotação do rotor para a alta rotação do gerador. Fonte: (GARCÍA, 2004).

Captar energia a partir do vento de forma eficiente é um dos principais objetivos das pesquisas em energia eólica. Sabe-se que o vento ocorre devido às diferenças de temperatura e pressão na atmosfera da Terra, o que ocasiona o movimento de massas de ar ao longo do globo. Embora seja possível converter a energia eólica em

energia elétrica através de um aerogerador, deve-se pensar em fatores que aumentem a eficiência do processo. Alguns fatores combinados influenciam diretamente na geração de eletricidade, como, por exemplo, ventos com alta turbulência que ocorrem próximos à superfície terrestre. As turbulências são vórtices resultantes de obstáculos presentes na superfície terrestre, como construções, vegetação, o próprio relevo do local, etc. (Figura 2.2). Elas produzem esforços que afetam o aerogerador, requisitando maiores custos relacionados ao aumento da capacidade da estrutura mecânica e das fundações de resistirem às turbulências.

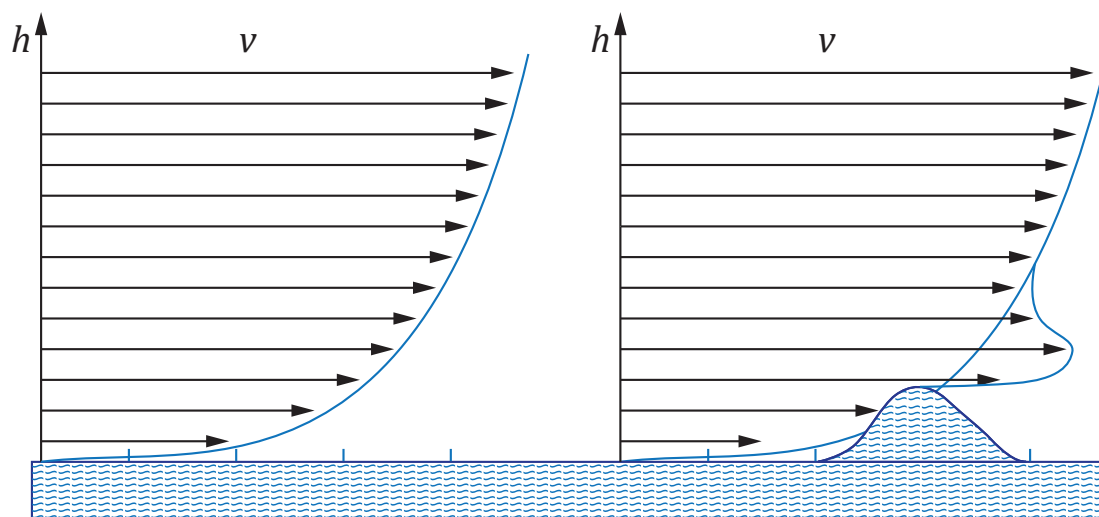
Figura 2.2- Influência da superfície terrestre na trajetória do vento e ocorrência de turbulências.



Terrenos rugosos ou com construções são áreas que afetam significativamente a velocidade do vento e a captação de potência eólica pelos aerogeradores. Fonte: Autoria própria.

Uma possível situação ideal para captação de energia eólica ocorre quando os ventos fluem de maneira laminar ou com velocidade uniforme. Espera-se que o aerogerador seja instalado em locais onde há ocorrência de ventos laminares, de modo que suas pás recebam o máximo desse tipo de vento. Estes ventos são comuns em superfícies terrestres planas pouco rugosas (com relevos suaves), sem construções ou obstáculos, ou sobre o mar. Nestes tipos de áreas a turbulência é mínima (PINTO, 2012). A Figura 2.3 mostra o fluxo do vento ao longo de uma superfície plana sem relevos e em uma com relevos. Na primeira situação, o vento apresenta uniformidade, e na segunda o vento perde a uniformidade, apresentando perturbações na sua velocidade.

Figura 2.3- Características do vento na superfície terrestre.



A velocidade do vento aumenta com a altura e em situação livre de relevo; e o comportamento do vento com relevos no terreno. Fonte: Autoria própria.

Os locais com ventos de baixa velocidade e que apresentem picos de velocidade repentinos e breves não são indicados para geração eólica. A velocidade média considerada ao longo de anos e o tipo de terreno são importantes na viabilidade de instalação de um aerogerador.

No processo de avaliação de potencial eólico, torna-se necessário realizar estimativas de velocidades de ventos para alturas diferentes da altura onde foi realizada a medição e que também levem em consideração o tipo de terreno. Uma equação que pode ser utilizada para tal é a Eq. (2.1) apresentada a seguir:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (2.1)$$

Onde:

$v$  é a velocidade do vento [m/s] que se deseja estimar para a altura  $h$ ;

$v_0$  é a velocidade do vento medida na altura  $h_0$ ;

$h_0$  é altura de referência onde se conhece ou onde foi medida a velocidade  $v_0$  do vento;

$h$  é a altura onde se deseja estimar a velocidade;

$\alpha$  é o coeficiente de fricção.



Como regra, usa-se um valor prático para  $\alpha=0,14$  para locais abertos, mas pode-se obter valores para o coeficiente de fricção escolhido conforme a Tabela 2.1:

Tabela 2.1- Coeficiente de fricção para vários tipos de terreno

Terreno	$\alpha$
Terreno com relevo suave e superfície de água calmas	0,1
Gramma baixa	0,14
Gramma alta	0,15
Vegetação rasteira (<0,3 m), árvores isoladas	0,16
Arbustos, árvores isoladas	0,20
Construções isoladas	0,22-0,24
Paisagem arborizada, muitas árvores	0,25
Poucas construções com árvores isoladas	0,30
Grandes construções com edifícios	0,40

Fonte: (MASTERS, 2004).

**Exemplo 2.1:** Suponha que se tenham realizado medições as 10 m de altura, em uma área com grama baixa e que a velocidade do vento registrada foi de 5 m/s. Qual seria a velocidade do vento a 50 m de altura?

**Resposta:**

Neste caso, usaríamos o coeficiente de fricção seria = 0,14, conforme a Tabela 2.1 e, aplicando-se a Eq. (2.1), tem-se:

$$v = v_0 \left( \frac{h}{h_0} \right)^\alpha = 5 \times \left( \frac{50}{10} \right)^{0,14} = 6,26 \text{ m/s}$$

Outra expressão bastante utilizada para estimar velocidades de vento usando o logaritmo natural (ln) é:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln\left(\frac{h}{z}\right)}{\ln\left(\frac{h_0}{z}\right)} \quad (2.2)$$

Onde:

$v$  é a velocidade do vento [m/s] que se deseja estimar para a altura  $h$ ;

$v_0$  é a velocidade do vento medida na altura  $h_0$ ;

$h_0$  é altura de referência onde se conhece ou onde foi medida a velocidade  $v_0$ ;

$h$  é a altura onde se deseja estimar a velocidade;

$z$  é o comprimento de rugosidade.

A Eq. (2.2) é preferível, pois surgiu com base no entendimento da aerodinâmica, em que a velocidade do vento dentro de uma faixa de altitude varia conforme a função logarítmica (MASTERS, 2004). O comprimento de rugosidade  $z$  pode ser obtido de acordo com a Tabela 2.2:

Tabela 2.2- Comprimento de rugosidade para diferentes terrenos.

Classe de Rugosidade	Terreno	$z$ [mm]
0	Superfície da água	0,002
1	Áreas abertas com poucos obstáculos ao vento	0,03
2	Áreas rurais com poucos obstáculos ao vento a mais de 1 km de distância	0,1
3	Áreas urbanas com baixa densidade de construções ou áreas rurais com muitos obstáculos ao vento	0,4
4	Áreas urbanas densas ou florestas	1,6

Fonte: (MASTERS, 2004)

**Exemplo 2.2:** Suponha que se tenha realizado medições as 10 m de altura, em uma área aberta com grama baixa e que a velocidade do vento registrada foi de 5 m/s. Qual seria a velocidade do vento a 50 m de altura?

### Resposta:

Neste caso, usa-se o comprimento de rugosidade  $z=0,03$ , conforme a Tabela 2.2 e, aplicando-se a Eq. (2.2), tem-se:

$$v = \frac{\ln\left(\frac{h}{z}\right)}{\ln\left(\frac{h_0}{z}\right)} v_0 = \frac{\ln\left(\frac{50}{0,03}\right)}{\ln\left(\frac{10}{0,03}\right)} \times 5 = 6,38 \text{ m/s} \quad (2.3)$$

Nos exemplos 2.1 e 2.2, foram apresentados os cálculos das estimativas de velocidade para a mesma situação, com resultados que diferem pouco. Embora as equações para estimar a velocidade do vento sejam boas aproximações, é evidente que elas não substituem as medições reais.

## 2.3 A potência do vento

O conceito de potência explicado de maneira simples é o quanto de energia é necessária para que seja realizada alguma ação, como mover, aquecer, iluminar, etc., durante um intervalo de tempo. Ou então, podemos dizer que potência é a rapidez com que a energia é consumida ou utilizada. Geralmente, encontramos nos equipamentos informações como a potência nominal, que normalmente é expressa em watts (W), mas também é possível encontrar informações em cavalo-vapor (cv) ou *horse power* (hp), como é o caso dos dados de placas de motores e geradores elétricos e de motores à combustão. A energia no Sistema Internacional de Unidades é dada em Joules ( J ), mas nas faturas de energia elétrica dos consumidores ela é informada em kWh (kilo-Watts-hora).

Quando se fala em energia, é comum pensarmos em um conceito bastante abstrato e complexo. Por isso, muitas vezes é melhor exemplificar o conceito de energia do que escrevê-lo. Logo, para exemplificar o conceito de energia e potência, considere uma lâmpada comercial que tem impresso na embalagem a potência nominal de 100 W. O que, basicamente, essa informação nos diz é que a lâmpada converte energia elétrica em energia luminosa com uma rapidez de 100 W, ou seja, em 20 horas a lâmpada terá convertido o total de  $100 \times 20 = 2000 \text{ Wh}$  de energia, ou 2 kWh. Outro exemplo é um motor de 1,5 kW, que converte energia elétrica em energia mecânica através das rotações de seu eixo. A velocidade de conversão de energia é de 1,5 kW, ou seja, em 30 dias de uso de duas horas por dia, ele consumirá a energia de  $1,5 \times 2 \times 30 = 30 \text{ kWh}$ . Portanto, a energia é necessária para se realizar uma ação durante um intervalo de tempo. A energia apresenta-se sobre várias formas, sendo

convertida de uma natureza para outra conforme a necessidade. Uma maneira de se determinar a potência a partir da energia  $E$  é pela expressão envolvendo potência e tempo:

$$P = \frac{E}{\Delta t} \quad (2.4)$$

Onde:

$P$  é a potência consumida;

$E$  é a energia em qualquer forma: elétrica, térmica, cinética, etc;

$\Delta t$  é o intervalo de tempo considerado.

Para o fornecimento de energia aos consumidores, pode-se utilizar diversas fontes primárias, isto é, recursos energéticos naturais que podem ser convertidos em energia elétrica. As fontes primárias de energia podem ser dos tipos: hidrelétrica, solar, nuclear, química e eólica. O foco deste texto é a energia eólica, assim, será demonstrado a seguir como determinar a potência disponível do vento.

O vento é, de fato, o movimento da massa de ar. Logo, o melhor caminho é utilizar a energia cinética para iniciar esta análise. A energia cinética é a energia existente em um corpo de massa  $m$  em movimento com velocidade  $v$ . A fórmula da energia cinética  $E_c$  é:

$$E_c = \frac{mv^2}{2} \quad (2.5)$$

Onde:

$m$  é a massa do corpo;

$v$  é a velocidade do corpo.

Quando estamos falando de massas de ar em movimento, temos um problema que envolve um corpo não-rígido. Sendo assim, na verdade, temos uma parcela de ar em movimento. Dessa forma, ao invés de se analisar as grandezas eólicas baseando-se na massa  $m$  de ar, prefere-se usar a sua massa específica, ou densidade do ar:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2.6)$$

Onde:

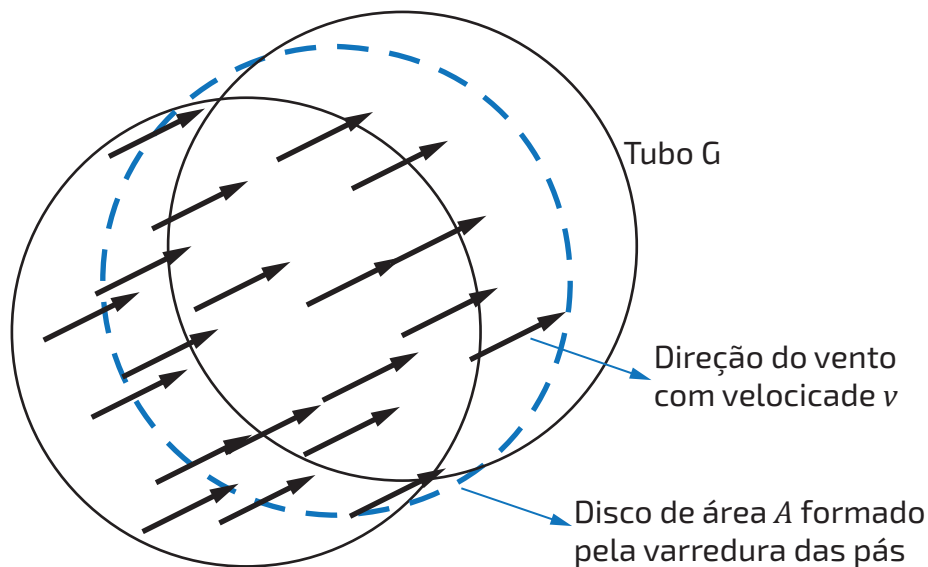
$\rho$  é a relação entre massa e o volume do corpo [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ];

$m$  é a massa do corpo [ $\text{kg}$ ];

$V$  é o volume ocupador pela massa [ $\text{m}^3$ ].

A densidade do ar padrão é  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ , que é aquela medida a  $15 \text{ }^\circ\text{C}$  de temperatura e 1 atm de pressão atmosférica. Para determinarmos a potência do vento, podemos imaginar um tubo  $G$  de dimensões conhecidas conforme a Figura 2.4.

Figura 2.4- Geometria  $G$  atravessada pela massa de ar com velocidade  $v$ .



O tubo  $G$  representa a forma da massa de ar que passa através das pás do aerogerador. Assim, pode-se deduzir a energia dessa massa de ar com base nas dimensões desse tubo, sendo o seu diâmetro equivalente às dimensões do disco formado pela rotação das pás do aerogerador.

Fonte: Autoria própria.

Imagine que esse tubo está apontado para o vento, que pode entrar e sair perpendicularmente pelas aberturas circulares; essa idealização pode ser pensada como o ar que atravessa as pás do aerogerador. Imagine também que o raio desse tubo seja do tamanho das pás de um aerogerador, ou seja, que a área de varredura que as pás de um aerogerador podem cobrir quando estão girando é equivalente à área circular do tubo.

No tubo, o ar se desloca de uma extremidade a outra com velocidade  $v$  dada por:

$$v = \frac{\Delta s}{\Delta t} \quad (2.7)$$

Onde:

$v$  é a velocidade em m/s;

$\Delta s$  é a variação do deslocamento da massa de ar ao longo do comprimento do tubo  $G$ ;

$\Delta t$  é a variação de tempo.

Dentro do tubo, o ar ocupa o volume dependente da área, da velocidade do ar e do tempo, sendo este volume determinado por:

$$V = A\Delta s = Av\Delta t \quad (2.8)$$

Onde:

$A$  é a área da seção do tubo em  $m^2$ .

Como a velocidade do vento é  $v$ , escreve-se a energia cinética do vento com base nas Eqs. (2.5) e (2.7):

$$E_c = \frac{mv^2}{2} = \frac{\rho Av^3 \Delta t}{2} \quad (2.9)$$

e chega-se à potência disponível do vento usando-se a Eq. (2.4):

$$P = \frac{E_c}{\Delta t} = \frac{\rho Av^3}{2} \quad (2.10)$$

A expressão da potência na Eq. (2.10) mostra que a potência do vento depende da velocidade, da área de varredura das pás do aerogerador e da densidade de ar. O interessante é o ganho de potência que se pode conseguir com um pequeno acréscimo na velocidade, pois cada aumento de velocidade, sendo esta elevada ao cubo, aumenta significativamente a potência. No entanto, uma queda na velocidade também reduzirá bastante a potência.

**Exemplo 2.3:** Se a velocidade do vento duplicar,  $v' = 2v$ , o que acontecerá com a potência?

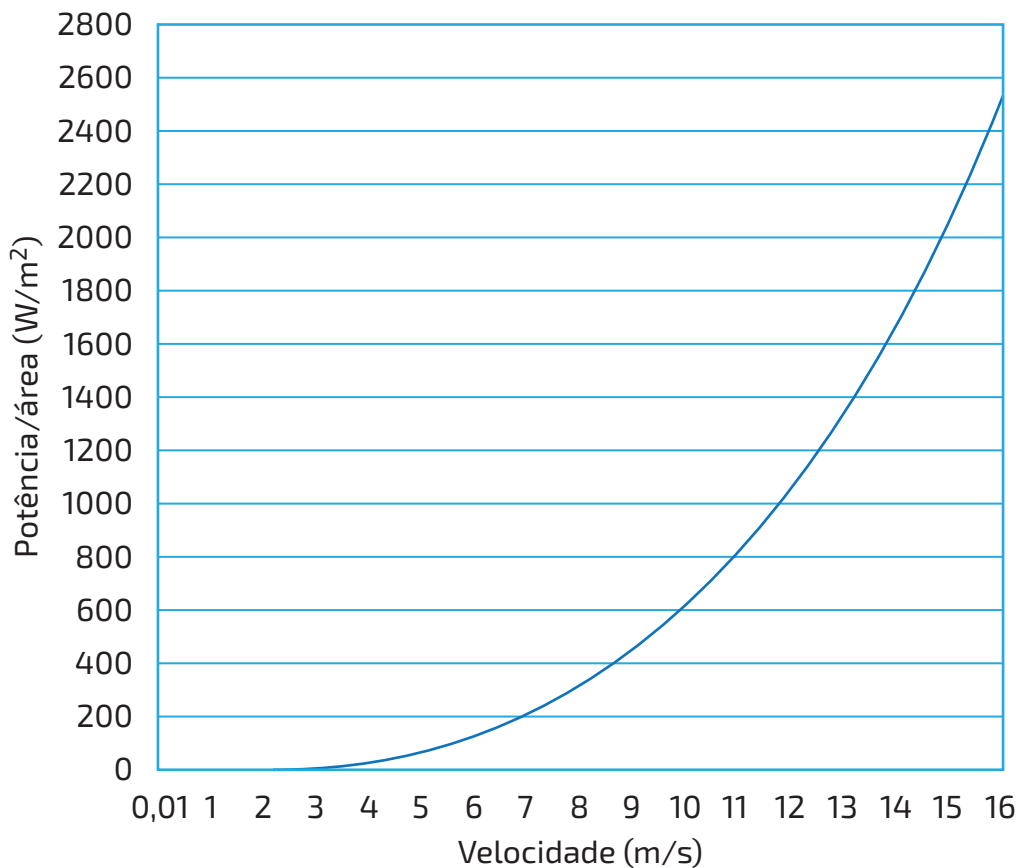
**Resposta:**

Tem-se que a nova potência  $P'$  será 8 vezes a potência  $P$ :

$$P' = \frac{\rho A v'^3}{2} = \frac{\rho A (2v)^3}{2} = 8 \frac{\rho A v^3}{2} = 8P$$

O gráfico a seguir apresenta a curva de potência em função da velocidade, o qual foi traçado fixando-se a área  $A = 1 \text{ m}^2$  e a densidade padrão  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ :

Figura 2.5- Variação da potência com a velocidade do vento.



Potência por unidade de área, a 15 °C e 1 atm, em função da velocidade do vento.  
Fonte: Autoria própria.

Um fator importante nas considerações sobre recursos eólicos é que o vento não apresenta as mesmas características sempre, isto é, as suas propriedades podem mudar bastante dependendo da altura, temperatura, pressão atmosférica e outros fatores (LOPEZ, 2012). Considere nos próximos tópicos certas correções que devem ser realizadas a fim de tornarmos mais realistas os resultados das equações de potência do vento apresentadas.

## 2.4 Correção da densidade do ar com a temperatura

A densidade do ar  $\rho$  deve ser corrigida com relação à temperatura de acordo com a expressão:

$$\rho = \frac{P_{atm} M}{1000RT} \quad (2.11)$$

Onde:

$P_{atm}$  é a pressão atmosférica em [atm];

$M$  é a massa molecular do ar em [g/mol]. No caso do ar, que é uma mistura de diversos elementos e moléculas, calcula-se que  $M=28,97$  g/mol;

$R = 8,2056 \times 10^{-5} \text{ m}^3 \cdot \text{atm}/\text{K} \cdot \text{mol}$  é uma constante definida para um gás ideal, que obedece perfeitamente à relação entre pressão, volume e temperatura;

$T$  é a temperatura em [K] kelvin, sendo que  $1 \text{ K} = 273,15^\circ\text{C}$ .

**Exemplo 2.4:** Calcule a densidade do ar para uma temperatura de  $30^\circ\text{C}$ , e 1 atm.

**Resposta:**

Aplicando-se a Eq.(2.11), calcula-se:

$$\rho = \frac{1 \times 28,97}{1000 \times 8,2056 \times 10^{-5} \times (273,15 + 30)} = 1,165 \text{ kg/m}^3$$

A Tabela 2.3 mostra alguns valores de densidade do ar para diferentes temperaturas.



Tabela 2.3- Densidade do ar para diferentes temperaturas.

Temperatura (°C)	Densidade $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	Razão $K_T$
-15	1,368	1,12
-10	1,342	1,10
-5	1,317	1,07
0	1,263	1,05
5	1,269	1,04
10	1,247	1,02
15	$\rho_{15^\circ\text{C}} = 1,225$	1,00
20	1,204	0,98
25	1,184	0,97
30	1,165	0,95
35	1,146	0,94
40	1,127	0,92

$K_T = \frac{\rho(T)}{\rho(15^\circ\text{C})}$  é a razão entre a densidade para a temperatura  $T$  e a densidade padrão  $\rho(T=15^\circ\text{C})$ .

Fonte: (MASTERS, 2004)

## 2.5 Correção da pressão atmosférica com a altitude

A pressão atmosférica é um fator que modifica a densidade do ar, conforme pode ser constado na Eq. (2.11). Sendo a densidade  $\rho$  proporcional a pressão atmosférica  $P_{atm}$ , e como a pressão depende a altitude, é importante utilizar um fator de correção para pressão em altitudes acima do nível do mar, onde  $P_{atm} = 1 \text{ atm}$ . Segue a fórmula:

$$P_{atm} = P_0 e^{-1,185 \times 10^{-4} h} = e^{-1,185 \times 10^{-4} h} \quad (2.12)$$

Onde:

$e=2,7182$  é a constante de Euler;

$P_{atm}$  é a nova pressão com fator de correção;

$P_0$  é a pressão que se deseja corrigir, neste caso, é a pressão ao nível do mar

$P_0 = 1 \text{ atm}$ ;

$h$  é a altitude em metros.

**Exemplo 2.5:** Deseja-se saber a densidade do ar a  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ , a uma altitude de  $2000 \text{ m}$ .

**Resposta:**

Aplicando-se a equação (2.12), determina-se a nova pressão:

$$P_{atm} = e^{-1,185 \times 2000} = 0,789 \text{ atm}$$

Então, aplica-se a fórmula (2.11) para se determinar a densidade:

$$\rho = \frac{0,789 \times 28,97}{1000 \times 8,206 \times 10^{-5} \times (273,15 + 15)} = 0,967 \text{ kg/m}^3$$

Segue uma tabela com correções de densidade para diferentes altitudes  $h$ :

Tabela 2.4- Densidade do ar para diferentes altitudes.

Altitude [m]	Pressão [atm]	Razão $K_A$
0	1	1
200	0,977	0,977
400	0,954	0,954
600	0,931	0,931
800	0,910	0,910
1000	0,888	0,888
1200	0,868	0,868
1400	0,847	0,847
1600	0,827	0,827
1800	0,808	0,808
2000	0,789	0,789
2200	0,771	0,771

$K_A = \frac{P}{P_0}$  é a razão entre a pressão  $P$  na altitude  $h$  e a pressão atmosférica ao nível do mar  $P_0 = 1$  atm.  
Fonte: (MASTERS, 2004).

A correção da densidade pode ser realizada simultaneamente para um nova temperatura e pressão através da fórmula:

$$\rho = 1,125K_T K_A \quad (2.13)$$

Onde:

$K_T$  e  $K_A$  são os fatores de correção de temperatura e altitude, respectivamente, obtidos na Tabela 2.3 e na Tabela 2.4.

**Exemplo 2.6:** Deseja-se saber a densidade do ar a 15 °C, a uma altitude de 2000 m.

**Resposta:**

Neste caso, usando-se Tabela 2.3 e a Tabela 2.4, obtém-se  $K_T = 1,04$  e  $K_A = 0,789$  e calcula-se a densidade usando a Eq. (2.13):

$$\rho = 1,125 \times 1,04 \times 0,789 = 1,00 \text{ kg/m}^3$$

Vamos comparar a potência por metro quadrado para uma velocidade de 10 m/s usando-se a Eq. (2.10) para a densidade padrão  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$  e para a densidade calculada  $\rho = 1,00 \text{ kg/m}^3$ :

Para  $\rho = 1,00 \text{ kg/m}^3$ :

$$\frac{P}{A} = \frac{\rho v^3}{2} = \frac{1,00 \times 10^3}{2} = 500 \text{ W/m}^2$$

E, para  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ :

$$\frac{P}{A} = \frac{\rho v^3}{2} = \frac{1,225 \times 10^3}{2} = 612,5 \text{ W/m}^2$$

Comparando-se os resultados anteriores, percebe-se a variação da potência do vento com a densidade do ar, o que representa uma redução de 18% na potência do vento. A correção devido a altitude e temperatura pode indicar um dado mais verdadeiro acerca da potência de vento disponível em um dado local.

## 2.6 Natureza estatística do vento

Como foi comentado anteriormente, a velocidade do vento é bastante sensível a muitas variáveis, como clima, terreno, dia do ano, estação, etc. Esse tipo de comportamento é do tipo aleatório ou, como é possível encontrar na literatura acadêmica, diz-se que a velocidade do vento é uma grandeza estocástica. Dessa forma, é impraticável determinar uma equação matemática que descreva de modo bem definido a dinâmica da velocidade do vento. Embora exista tal dificuldade, o entendimento do comportamento do vento leva a escolhas ótimas nos projetos de geração eólica.

A potência que se pode extrair do vento depende fundamentalmente da sua velocidade, o que torna este o fator mais crítico no projeto de geração. A velocidade do vento é uma grandeza aleatória e é melhor descrita através de ferramentas estatísticas. Apesar da aleatoriedade, a velocidade do vento apresenta padrões que são perceptíveis através de medições de longo termo, com duração de anos ou décadas.

As medições de vento são realizadas através de equipamentos instalados em torres elevadas, medindo grandezas atmosféricas que podem influenciar no vento. Mas, em especial, a velocidade do vento é a mais importante, pois desta pode-se mensurar a potência disponível em um local. Com as medições, pode-se prever comportamentos e tomar decisões que otimizem a captação de energia e os custos de geração. Medições de curto período (segundos e minutos) servem para os equipamentos instalados no aerogerador controlarem o funcionamento em tempo real, mudando o posicionamento do aerogerador, por exemplo. Medições de horas e dias podem auxiliar no gerenciamento da energia fornecida à rede elétrica quanto ao fluxo de energia, que é geralmente combinado ao fluxo de outras fontes de geração. Assim, pode-se saber, por exemplo, em qual período a potência do vento pode ser melhor aproveitada pela rede. E as medições de longo prazo (anos e décadas) servem para a análise de viabilidade de instalação de aerogeradores e parques eólicos.

Embora não se possa encontrar uma equação matemática que descreva perfeitamente o vento, os padrões de velocidade de vento podem ser bem descritos através da estatística. Através das medições, a análise estatística pode estimar quais as velocidades mais frequentes nos próximos anos e, com isso, decidir pela instalação de um parque eólico.

Vejamos algumas características estatísticas importantes. O vento médio é a média aritmética de  $n$  medições da velocidade de vento feitas ao longo de um período e pode ser computada como:

$$v_{medio} = \frac{v_1 + v_2 + \dots + v_n}{n} \quad (2.14)$$

Se, ao invés da quantidade  $n$  de medições, tomarmos como base a duração total de cada velocidade no período de medição, teremos uma média ponderada pela duração de cada velocidade registrada:

$$v_{medio} = \frac{v_1 t_1 + v_2 t_2 + \dots + v_n t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n} \quad (2.15)$$

Onde:

$v_1, v_2, \dots, v_n$  são as velocidades medidas;

$t_1, t_2, \dots, t_n$  são as durações acumuladas totais de cada velocidade para um período de medição;

**Exemplo 2.7:** Suponha que em um período de 1 dia (24 horas) de registros de dados eólicos obteve-se um total de 288 medições, que eram realizadas a cada 5 minutos, ou seja, a cada hora realizou-se 12 medições. Por simplicidade numérica, considere que a velocidade do vento varia apenas entre as seguintes medições registradas:

96 medições de 3 m/s, totalizando 8 horas;

144 medições de 6 m/s, num total de 12 horas;

36 medições de 8 m/s, totalizando 3 horas;

12 medições de 10 m/s, num total de 1 hora.

**Resposta:**

Neste caso, o vento médio pode ser calculado como:

$$v_{medio} = \frac{3 \times 96 + 6 \times 144 + 8 \times 36 + 10 \times 12}{96 + 144 + 36 + 12} = 5,41 \text{ m/s} \quad (2.16)$$

Ou usando-se o tempo de duração de cada velocidade:

$$v_{medio} = \frac{3 \times 8 + 6 \times 12 + 8 \times 3 + 10 \times 1}{24} = 5,41 \text{ m/s} \quad (2.17)$$

A média serve como um valor para rastreamento das medições individuais, isto é, as medições individuais tendem a "perseguir" o valor médio, variando em torno deste. Ela indica uma estimativa do valor de velocidade esperado caso realizássemos uma medição em qualquer dia ou horário do ano. No entanto, a média nem sempre é boa para avaliar o comportamento das medições de vento, pois se as medições de velocidade apresentam largas variações entre uma medida e outra, a média não leva consigo as amplitudes dessas variações. Neste caso, a variância é adequada para verificar o quanto as medições estão dispersas da média. Pode-se calcular a variância como:

$$s^2 = \frac{(v_1 - v_{medio})^2 + (v_2 - v_{medio})^2 + \dots + (v_n - v_{medio})^2}{n - 1} \quad (2.18)$$

Uma observação importante é que a unidade da variância será a unidade da medida ao quadrado. No caso da velocidade do vento, a variância será dada em  $m^2/s^2$ . A partir da variância pode-se determinar o desvio padrão, calculado como:

$$s = \sqrt{s^2} \quad (2.19)$$

cuja unidade é a mesma das medições, no caso da velocidade, m/s.

Voltemos ao caso apresentado nos parágrafos anteriores, como o vento médio  $v_{medio}=5,41$  m/s, a variância pode ser determinada como:

$$s^2 = \frac{96 \times (3 - 5,41)^2 + 144 \times (6 - 5,41)^2 + 36 \times (8 - 5,41)^2 + 12 \times (10 - 5,41)^2}{288 - 1}$$

$$s^2 = 3,84 \text{ m}^2/\text{s}^2$$

E, portanto, o desvio padrão  $s = \sqrt{s^2} = 1,96$  m/s. Isso indica que se espera que o maior número de medições registre velocidades que se afastem da média em até 1,96 m/s, ou seja, a maior parte das medições estará entre  $5,41-1,96=3,75$  m/s e  $5,41+1,96=7,67$  m/s.

Vejamos um exemplo. Considere as medições de vento conforme a seguinte tabela:

Tabela 2.5- Duração anual de velocidades de vento

Velocidade [m/s]	Horas/ano
0	24
1	276
2	527
3	729
4	869
5	941
6	946
7	895
8	805
9	690
10	565
11	444
12	335
13	243
14	170
15	114
16	74
17	46
18	28
19	16
20	9
21	5
22	3
23	1
24	1
25	0
Dados perdidos ou incompletos	4
Total de horas	8760

Fonte: (MASTERS, 2004).

A velocidade média de vento é  $v_{medio} = 6,99 \approx 7,00$  m/s, a variância e o desvio padrão, respectivamente, são  $s^2 = 13,36$  m<sup>2</sup>/s<sup>2</sup> e  $s = 3,65$  m/s.

Até o momento, entendemos o que significa média, variância e desvio padrão. No entanto, na maioria dos casos, quando se trata de dados eólicos, esses



parâmetros não são precisos o suficiente para conclusões satisfatórias, vejamos o porquê. O gráfico apresentado na Figura 2.6 é uma plotagem entre horas anuais por velocidade construída a partir da Tabela 2.5, mostrada anteriormente. Esse gráfico é conhecido como histograma. Repare que o valor de velocidade mais frequente no ano é 6 m/s, embora o valor esperado ou médio seja 7 m/s, como determinado pelo cálculo do vento médio  $v_{medio}$ . Isso indica que a distribuição dos dados não segue uma distribuição normal, em que a média é exatamente igual ao valor de maior frequência (também chamado de moda). Logo, precisamos de outra representação que melhor parametrize as informações acerca dos dados eólicos da tabela. Antes de entrarmos no mérito dessa questão, vejamos um pouco mais sobre o gráfico.

Figura 2.6 – Distribuição da duração em horas anuais da velocidade do vento.

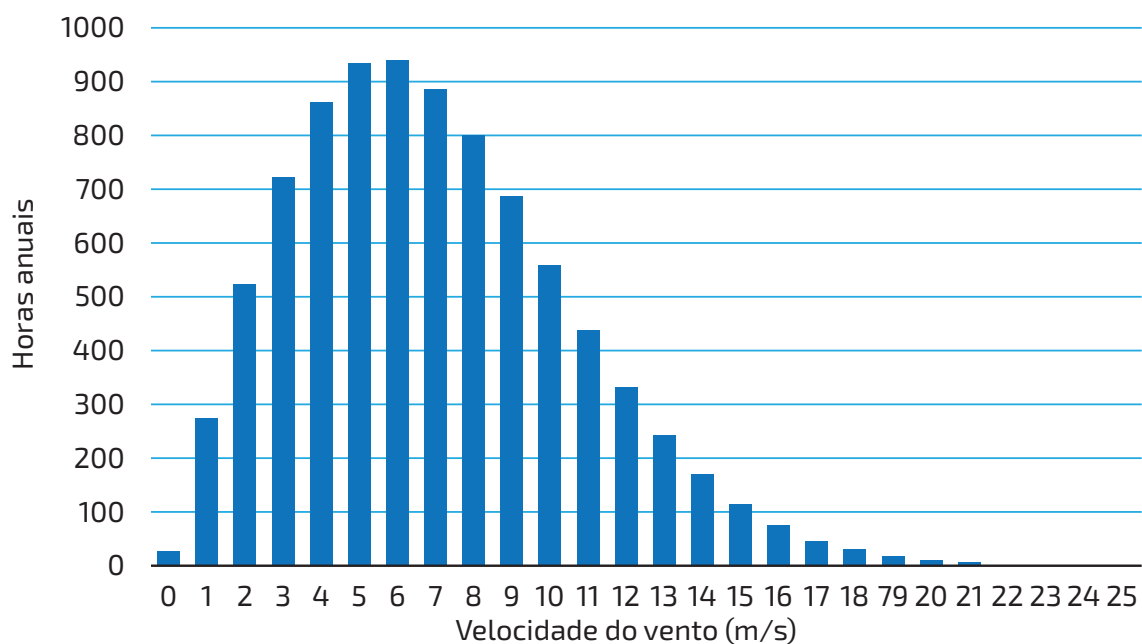


Gráfico mostrando a duração de cada velocidade de vento ao longo de um ano.  
Fonte: Autoria própria.

Para se construir o histograma de distribuição de frequência (em horas por ano) de velocidade do vento, usou-se a Tabela 2.5 de velocidade e duração acumulada no ano para cada velocidade. No eixo das abscissas são colocados os valores de velocidade em ordem crescente, com incremento de 1 m/s entre uma velocidade e a seguinte. Nas ordenadas, coloca-se a duração anual acumulada em horas para cada velocidade. Por exemplo, a velocidade de 1 m/s ocorreu durante um total de 300 h

no ano. Esta duração não é corrida, mas é o somatório dos tempos de duração em cada vez que essa velocidade foi registrada. Observa-se que a velocidade de 6 m/s apresenta maior número de horas anuais, sendo também chamada de moda dos dados. Nota-se que o gráfico cresce para velocidades menores que 6 m/s e decresce para velocidades maiores. Esse tipo de distribuição de dados apresentado no gráfico é comumente encontrado no comportamento de dados eólicos, logo, podemos estudar esses padrões.

Se alguém desejar medir a velocidade do vento em um dia aleatório do ano, qual seria o valor mais provável da velocidade medida? De acordo com o gráfico haveria maiores chances de ser 6 m/s, pois é a velocidade mais frequente nos registros.

Como foi descrito no parágrafo precedente, podemos voltar a discutir como melhorar as análises dos dados eólicos. Então, se o vento apresenta padrões de comportamento que se repetem num período de tempo, por exemplo, anualmente, como escrever uma função matemática que represente esses padrões com boa precisão?

A resposta está no uso das funções de densidade de probabilidade. Uma função de densidade de probabilidade é uma função contínua e que permite calcular analiticamente a probabilidade de uma variável aleatória com base em poucos parâmetros (PAPOULIS e PILLAI, 2001). A variável aleatória no caso é a velocidade do vento. Existem inúmeras fórmulas de distribuições estatísticas, mas, no caso do vento, a função de densidade de probabilidade que é bastante utilizada para representar os dados de velocidade de vento é a distribuição de *Weibull*, conforme apresentada na Figura 2.7 e cuja fórmula segue-se:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.20)$$

Onde:

$v$  é a velocidade do vento;

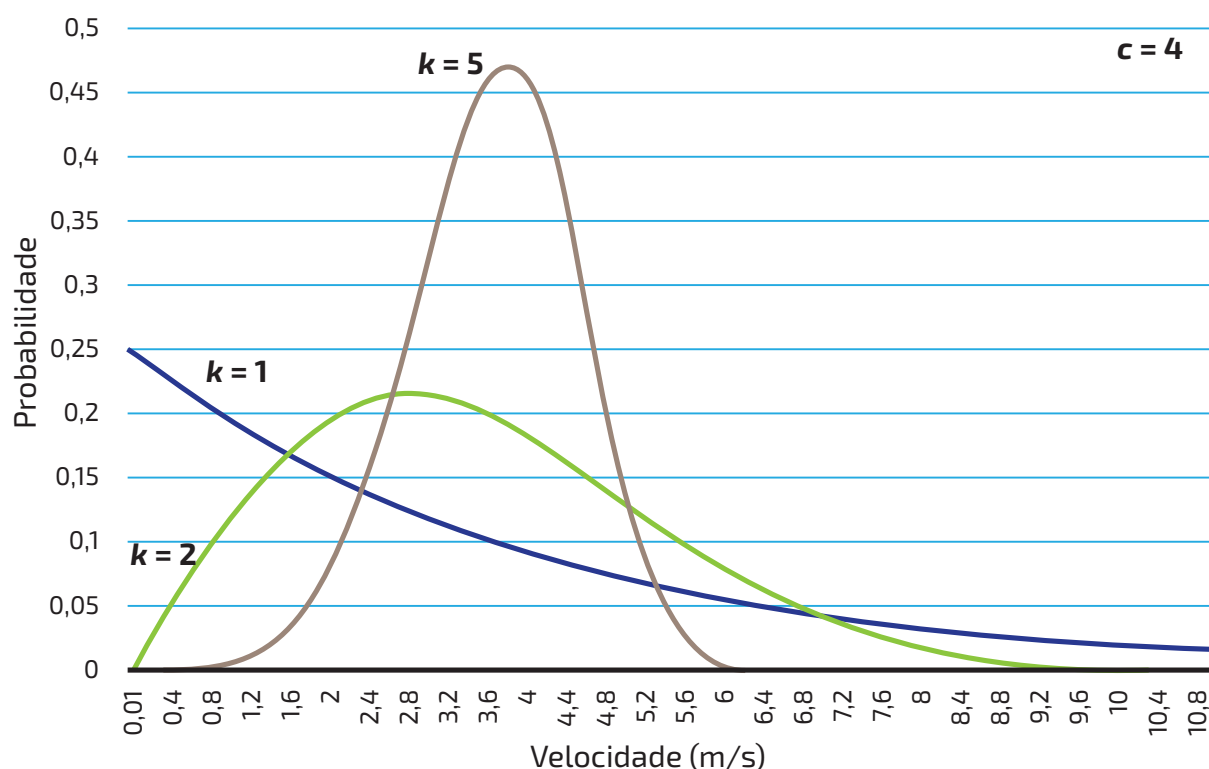
$e = 2,7182$  é o número de Euler;

$k$  é o fator de forma da função, sendo adimensional e responsável por alterar o formato da curva;

$c$  é um fator de escala dado em m/s e é responsável por esticar ou encolher o gráfico horizontalmente.

Analisando-se a Figura 2.7, para  $k = 1$ , pode-se conseguir uma função exponencial com decaimento, para  $k = 2$ , o gráfico se assemelha a uma onda assimétrica e, para  $k = 5$ , o gráfico é semelhante a um sino. O valor de máximo nas curvas é o valor de velocidade de vento com maior probabilidade de ocorrência.

Figura 2.7 – Distribuição de *Weibull*.



A distribuição de Weibull para  $k = 1, 2, 5$  e  $c = 4$ . No eixo horizontal tem-se a velocidade do vento e no eixo vertical, a probabilidade. Fonte: Autoria própria.

O objetivo é achar os valores de  $k$  e  $c$  de modo que a curva de *Weibull* se aproxime do histograma construído a partir das medições em um período. Com uma boa aproximação pela distribuição de *Weibull*, é possível realizar estimativas de velocidades em um período futuro, calculando a probabilidade de duração de velocidades de ventos para faixas estratégicas. Por exemplo, quanto horas anuais teremos de ventos superiores à média? Durante quantas horas anuais a velocidade do vento irá ultrapassar a velocidade máxima permitida para operação de um aerogerador? Reformulando a última pergunta, quantas horas de aerogerador fora de operação teremos devido a velocidades de vento não permitidas?

Vejamos algumas fórmulas utilizando a distribuição de *Weibull*.

Para se determinar a probabilidade de a velocidade dos ventos ser inferior a uma velocidade de referência  $a$ , pode-se calcular:

$$P_{v < a} = 1 - e^{-\left(\frac{a}{c}\right)^k} \quad (2.21)$$

Onde:

$k$  é o fator de forma;

$c$  é o fator de escala;

$a$  é a velocidade de referência;

$e = 2,7183$  é a constante de Euler, usada nas funções exponenciais.

A probabilidade de a velocidade do vento ultrapassar um determinado valor de velocidade  $a$  pode ser calculado como:

$$P_{v > a} = e^{-\left(\frac{a}{c}\right)^k} \quad (2.22)$$

A probabilidade de a velocidade do vento estar entre uma faixa de velocidade  $a \leq v \leq b$  é dada por:

$$P_{a \leq v \leq b} = e^{-\left(\frac{a}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{b}{c}\right)^k} \quad (2.23)$$

Um caso particular da distribuição de *Weibull* é para  $k=2$ , neste caso, ela é chamada de distribuição de *Rayleigh*. Para a situação da Figura 2.6, a distribuição de *Weibull* com  $k = 2$  também é adequada ao histograma produzido. Logo, pode-se usar a Eq. (2.23) para estimar a probabilidade de o valor de velocidade estar em uma faixa específica mesmo para valores não medidos. A distribuição de *Rayleigh* é dada, portanto, por:

$$f(v) = \frac{2}{c} \left(\frac{v}{c}\right) e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} \quad (2.24)$$

Para se determinar o valor do parâmetro  $c$ , pode-se recorrer à seguinte equação:

$$c = \frac{2}{\sqrt{\pi}} v_{medio} = 1,128 v_{medio} \quad (2.25)$$

em que  $v_{medio}$  é a velocidade média de vento definida na Eq.(2.16). Vejamos um exemplo de aplicação.

**Exemplo 2.8:** Através da função de densidade de *Rayleigh*, com base no histograma da Figura 2.6, desenvolva a Eq. (2.24), e estime o número de horas por ano em que o vento terá velocidade entre 6 e 7 m/s. Estime o número de horas por ano em que a velocidade do vento será maior ou igual a 15 m/s.

**Resposta:**

A velocidade média do vento é  $v_{medio} = 6,99$  m/s, tem-se que  $c = 1,128v_{medio} = 1,128 \times 6,99 = 7,8847$  m/s e  $k=2$ .

A Eq. (2.24) é dada por:

$$f(v) = \frac{2}{c} \left(\frac{v}{c}\right) e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} = 0,0321v \cdot e^{-0,0161v^2}$$

Para a velocidade entre 6 e 7 m/s, a probabilidade é determinada conforme:

$$\begin{aligned} P_{a \leq v \leq b} &= e^{-\left(\frac{a}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{b}{c}\right)^k} \\ &= e^{-\left(\frac{6}{7,8847}\right)^2} - e^{-\left(\frac{7}{7,8847}\right)^2} \\ &= 0,1057 \text{ ou } 10,57\% \end{aligned}$$

O que nos leva à estimativa anual, que pode ser determinada pelo total de horas de registro das medidas. No caso excluindo-se as 4 horas perdidas constante na tabela, tem-se que  $8756 \times 0,1057 = 925,92$  horas anuais de duração de ventos na faixa de 6 e 7 m/s.

Para velocidades superiores a 15 m/s, a probabilidade é dada por:


$$\begin{aligned} P_{v > 15} &= e^{-\left(\frac{a}{c}\right)^k} \\ &= e^{-\left(\frac{15}{7,8847}\right)^2} \\ &= 0,0268 \text{ ou } 2,68\% \end{aligned}$$

O que nos leva à estimativa de  $8756 \times 0,0268 = 235,66$  horas ao ano.

## 2.7 Direção do vento

Uma maneira importante de representar os dados eólicos é através da rosa dos ventos, que consiste em mostrar os dados radialmente com base na direção do vento e nas horas em que estes duraram ao longo do ano. A Figura 2.8 mostra como são plotados os dados de vento na rosa dos ventos. A rosa dos ventos é formada por circunferências concêntricas cujos raios indicam as faixas de frequência ou duração do vento. As circunferências são divididas em 16 regiões com ângulos iguais, em forma de uma pizza com 16 fatias iguais. Na vertical, tem-se Norte e Sul, e na horizontal, Leste e Oeste. As regiões preenchidas indicam as velocidades de vento predominantes e de onde estão soprando (também pode-se indicar para onde estão soprando). A intensidade pode ser indicada por uma cor correspondente a uma legenda. Já o tamanho da região preenchida indica a duração em horas ou frequência em percentual dos ventos predominantes na direção especificada. Vejamos uma aplicação.

A Tabela 2.6 e a Tabela 2.7 apresentam dados eólicos obtido na internet, no endereço <https://cutt.ly/qgpDaoT>. Eles são referentes a medições de uma estação meteorológica instalada no aeroporto internacional Billings Logan, em Montana – EUA, no ano de 1961. O programa utilizado para criar essas tabelas foi o WRPLOT View, disponível em <https://cutt.ly/AgpDjg6>. A Tabela 2.6 contém a coluna direção em graus (°), onde são apresentadas faixas de ângulos de onde os ventos estão soprando. Nas outras colunas encontram-se as faixas de velocidades e, por último, o total de horas para cada faixa de ângulos.



A Tabela 2.7 apresenta o percentual de duração de cada velocidade, considerando a direção. Por exemplo, na faixa de 15° a 25° o vento soprou durante uma parcela de 7,14612% do total de horas de medição. Dessa parcela, tem-se que:

- 0,13699% têm velocidade entre 0,5 - 2,10 m/s;
- 2,11187% têm velocidade entre 2,10 - 3,60 m/s;
- 2,51142% têm velocidade entre 3,60 - 5,70 m/s;
- 1,94064% têm velocidade entre 5,70 - 8,0 m/s;
- 0,38813% têm velocidade entre 8,80 - 11,10 m/s; e
- 0,05708% têm velocidade maior ou igual a 11,10 m/s.

A Figura 2.8 mostra a distribuição dos dados a partir das tabelas 2.6 e 2.7 e indicam a direção do vento, a velocidade e a frequência anual desses. Por exemplo, ventos predominantes estão soprando na direção da segunda fatia do Sudoeste, isto é, os ventos vêm do setor do gráfico entre 200° e 225°. Nessa fatia, temos ventos de maior frequência nas velocidades entre 5,7 m/s e 8,8 m/s, seguidos por ventos de 3,6 m/s, 5,7 m/s e acima de 11,1 m/s, as demais velocidades são de mínima frequência ou inexistentes.

Tabela 2.6- Distribuição de frequência dos ventos.

Direção em graus ( ° )	Classe de ventos (m/s)						Total (horas)
	0,50 - 2,10	2,10 - 3,60	3,60 - 5,70	5,70 - 8,80	8,80 - 11,10	≥ 11,10	
355 - 5	13	142	124	106	27	4	416
5 - 15	0	0	0	0	0	0	0
15 - 25	12	185	220	170	34	5	626
25 - 35	0	0	0	0	0	0	0
35 - 45	0	0	0	0	0	0	0
45 - 55	18	194	327	245	27	1	812
55 - 65	0	0	0	0	0	0	0
65 - 75	10	117	172	114	3	0	416
75 - 85	0	0	0	0	0	0	0
85 - 95	10	110	95	32	3	0	250
95 - 105	0	0	0	0	0	0	0
105 - 115	3	58	63	24	4	0	152
115 - 125	0	0	0	0	0	0	0
125 - 135	0	0	0	0	0	0	0
135 - 145	10	64	53	30	1	0	158
145 - 155	0	0	0	0	0	0	0
155 - 165	7	81	77	9	0	0	174
165 - 175	0	0	0	0	0	0	0
175 - 185	4	114	60	9	0	0	187
185 - 195	0	0	0	0	0	0	0
195 - 205	16	164	136	17	0	1	334
205 - 215	0	0	0	0	0	0	0
215 - 225	0	0	0	0	0	0	0
225 - 235	7	216	563	421	74	12	1293
235 - 245	0	0	0	0	0	0	0
245 - 255	5	128	379	1017	474	84	2087
255 - 265	0	0	0	0	0	0	0
265 - 275	3	59	85	108	37	15	307
275 - 285	0	0	0	0	0	0	0
285 - 295	5	44	87	169	90	40	435
295 - 305	0	0	0	0	0	0	0
305 - 315	0	0	0	0	0	0	0
315 - 325	12	55	94	163	81	48	453
325 - 335	0	0	0	0	0	0	0
335 - 345	8	61	96	150	78	35	428
345 - 355	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	143	1792	2631	2784	933	245	8528
Sem Ventos							229
Dados perdidos ou incompletos							3
Total							8760

Distribuição de frequência dos ventos nas respectivas direções e velocidades do ano de 1961, de uma estação meteorológica no Aeroporto Internacional Billings Logan, Montana – EUA. Elevação do nível do mar: 1091 m, altura do anemômetro 4,57 m. Fonte: Autoria própria, utilizando o *freeware* WRPLOT View com dados do site <https://cutt.ly/qgpDaoT>.

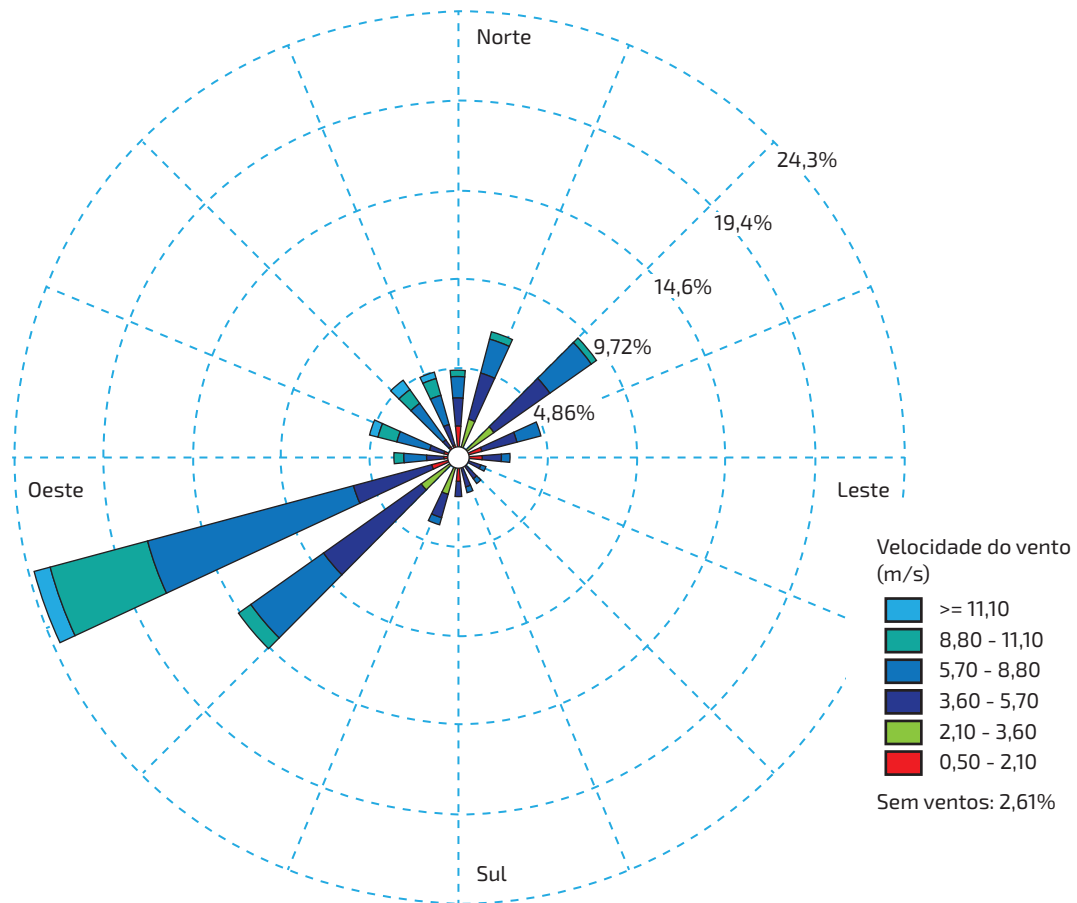


Tabela 2.7- Distribuição de frequência dos ventos em percentual.

Direção em graus (°)	Classe de ventos (m/s)						Total (%)
	0,50 - 2,10	2,10 - 3,60	3,60 - 5,70	5,70 - 8,80	8,80 - 11,10	≥ 11,10	
355 - 5	0,01484	1,621	1,41553	1,21005	0,30822	0,04566	4,74886
5 - 15	0	0	0	0	0	0	0
15 - 25	0,13699	2,11187	2,51142	1,94064	0,38813	0,05708	7,14612
25 - 35	0	0	0	0	0	0	0
35 - 45	0	0	0	0	0	0	0
45 - 55	0,20548	2,21461	3,73288	2,7968	0,30822	0,01142	9,26941
55 - 65	0	0	0	0	0	0	0
65 - 75	0,11416	1,33562	1,96347	1,30137	0,03425	0	4,74886
75 - 85	0	0	0	0	0	0	0
85 - 95	0,11416	1,25571	1,08447	0,3653	0,03425	0	2,85388
95 - 105	0	0	0	0	0	0	0
105 - 115	0,03425	0,6621	0,71918	0,27397	0,04566	0	1,73516
115 - 125	0	0	0	0	0	0	0
125 - 135	0	0	0	0	0	0	0
135 - 145	0,11416	0,73059	0,60502	0,34247	0,01142	0	1,80365
145 - 155	0	0	0	0	0	0	0
155 - 165	0,07991	0,92466	0,879	0,10274	0	0	1,9863
165 - 175	0	0	0	0	0	0	0
175 - 185	0,04566	1,30137	0,68493	0,10274	0	0	2,1347
185 - 195	0	0	0	0	0	0	0
195 - 205	0,18265	1,87215	1,55251	0,19406	0	0,01142	3,81279
205 - 215	0	0	0	0	0	0	0
215 - 225	0	0	0	0	0	0	0
225 - 235	0,07991	2,46575	6,42694	4,80594	0,84475	0,13699	14,7603
235 - 245	0	0	0	0	0	0	0
245 - 255	0,05708	1,46119	4,32648	11,6096	5,41096	0,9589	23,8242
255 - 265	0	0	0	0	0	0	0
265 - 275	0,03425	0,67352	0,97032	1,23288	0,42237	0,17123	3,50457
275 - 285	0	0	0	0	0	0	0
285 - 295	0,05708	0,50228	0,99315	1,92922	1,0274	0,45662	4,96575
295 - 305	0	0	0	0	0	0	0
305 - 315	0	0	0	0	0	0	0
315 - 325	0,13699	0,62785	1,07306	1,86073	0,92466	0,54795	5,17123
325 - 335	0	0	0	0	0	0	0
335 - 345	0,09132	0,69635	1,09589	1,71233	0,89041	0,39954	4,88584
345 - 355	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	1,63242	20,4566	30,0342	31,7808	10,6507	2,7968	97,3516
Sem ventos							2,61416
Dados perdidos ou incompletos							0,03425
Total							100

Distribuição de frequência dos ventos em percentual nas respectivas direções e velocidades do ano de 1961, de uma estação meteorológica no Aeroporto Internacional Billings Logan, Montana – EUA. Elevação do nível do mar: 1091 m, altura do anemômetro 4,57 m. Fonte: Autoria própria, utilizando o *freeware* WRPLOT View com dados do site: <https://cutt.ly/QgpDrHD>.

Figura 2.8 – Rosa dos ventos.

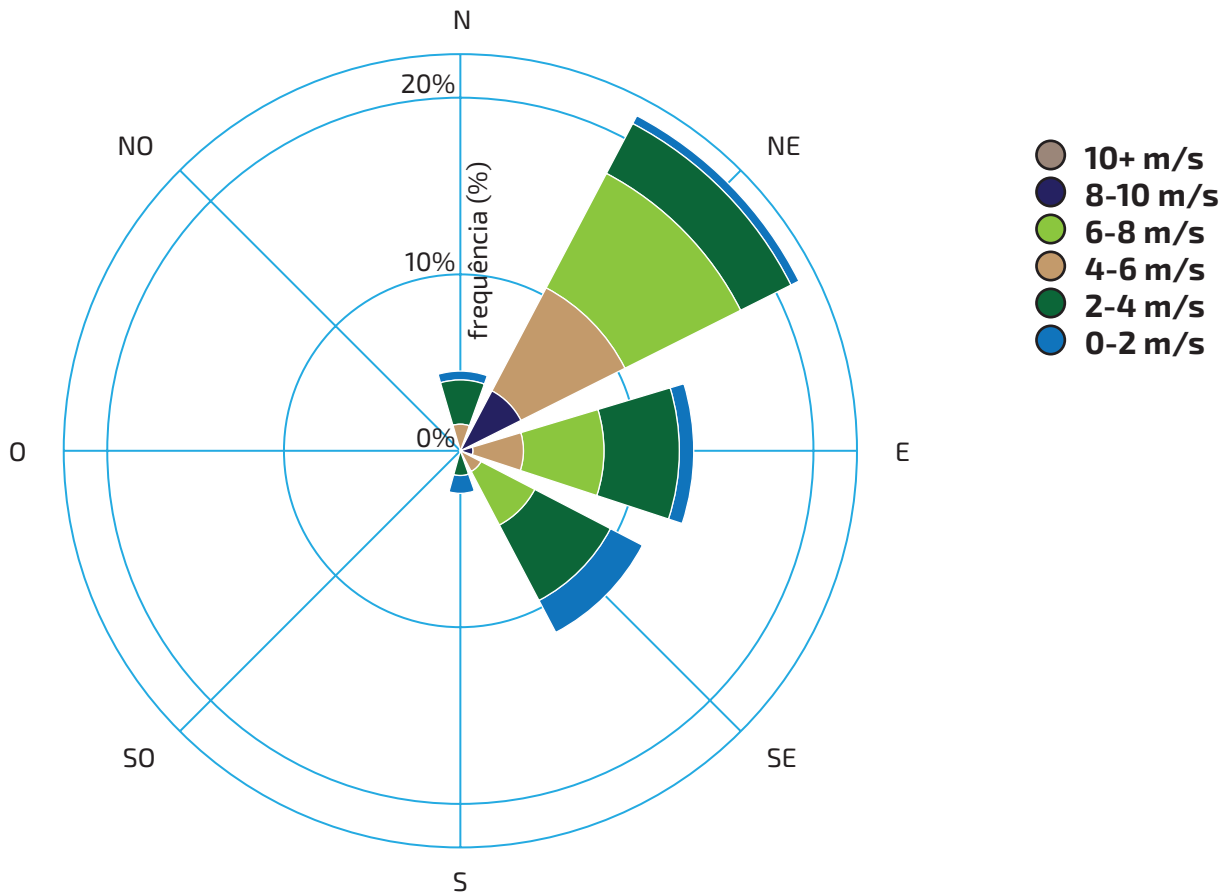


Distribuição dos dados eólicos na rosa dos ventos, com velocidades do ano de 1961 de uma estação meteorológica no Aeroporto Internacional Billings Logan, Montana – EUA. Elevação do nível do mar: 1091 m, altura do anemômetro 4,57 m. Fonte: Autoria própria, utilizando o *freeware* WRPLOT View com dados do site: <https://cutt.ly/mgpDIRv>.

Uma ferramenta online e gratuita para consulta de dados climáticos está no site <http://projeteee.mma.gov.br/>, onde é possível consultar os dados eólicos de várias cidades brasileiras, além de outros tipos de dados. Na Figura 2.9, observa-se a rosa dos ventos obtidas no site citado.

Figura 2.9 – Rosa dos ventos do INMET.

## Gráfico Rosa dos Ventos (Dia)



Distribuição dos dados eólicos na rosa dos ventos do banco de dados do INMET 2016 para a cidade de Natal-RN. Fonte: Autoria própria, utilizando o site <https://cutt.ly/Agp50xk> em 02/10/2020.

## 2.8 Resumo do capítulo

Neste capítulo, foi apresentado como o vento apresenta comportamento aleatório e como as ferramentas estatísticas são importantes para descrevê-lo. Foi salientado que, no processo de captação de energia eólica, é necessário um estudo da região quanto à viabilidade para implantação do aerogerador. O estudo de viabilidade é realizado a partir de medições realizadas durante alguns anos e fazendo-se uso de medidas como média, variância e desvio padrão do vento, que nos auxiliam a caracterizar o padrão eólico. Foi discutido que a energia eólica captada por

um aerogerador é basicamente dependente do cubo da velocidade  $v^3$ , da densidade do ar e da área de varredura das pás de um aerogerador. E que, além disso, existem outros fatores que devem ser considerados na análise do vento, pois influenciam na sua velocidade, tais como o tipo do terreno, a altura da torre de medição em relação ao solo, a temperatura do local, a pressão atmosférica e a densidade do ar. Visto que a velocidade do vento é medida através de estações anemométricas ou meteorológicas e em alturas específicas, pode-se estimar a velocidade para outras alturas não consideradas durante as medições utilizando-se as fórmulas que relacionam a nova altura com o tipo de terreno. Também foi mostrada a necessidade de realizar a correção da densidade do ar e da pressão atmosférica conforme a temperatura e a altitude mudam de um local para o outro. Por último, mostrou-se que os dados coletados formam uma massa de informações em estado bruto à espera de lapidação através de um estudo estatístico. A análise de dados é feita por meio das distribuições de probabilidade, sendo as mais empregadas a distribuição de Weibull e de Rayleigh. A partir da análise, as faixas de probabilidade de velocidade de ventos são extraídas, além dos períodos do ano em que estas ocorrem. Isso irá caracterizar e o potencial energético da região.

## 2.9 Exercícios

- 2.1 O que é turbulência e que influências ela pode ter sobre aerogeradores?
- 2.2 Que diferenças pode-se observar nos padrões de vento devidas ao relevo do terreno ou à superfície terrestre?
- 2.3 Suponha que se tenha realizado medições a 15 m de altura, em uma área com grama baixa e que a velocidade do vento registrada tenha sido de 5,5 m/s. Qual seria a velocidade para 35 m?
- 2.4 O vento medido a 50 m de altura é 6,26 m/s e a 10 m, foi de 5 m/s. Qual é o possível tipo de terreno no local das medições?
- 2.5 Qual potência do vento para uma área de 1 m<sup>2</sup>, com ventos de 6 m/s e densidade do ar padrão?
- 2.6 Supondo a densidade do ar  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ , determine a relação P/A (W/m<sup>2</sup>) para ventos de 10 m/s.
- 2.7 Determine a relação P/A (W/m<sup>2</sup>) para ventos de 10 m/s para 30 °C e altitude de 800 m.

2.9 Qual seria o aumento percentual na potência de vento se a velocidade aumentar de 20%?

2.10 Suponha que em um período de 7 dias (168 horas) de registros de dados eólicos obteve-se um total de 2016 medições realizadas a cada 5 minutos, ou seja, a cada hora realiza-se 12 medições. Por simplicidade numérica, considere que a velocidade do vento varia apenas entre as seguintes medições registradas:

200 medições de 3 m/s;

306 medições de 4 m/s;

414 medições de 5 m/s;

530 medições de 6 m/s;

450 medições de 7 m/s;

116 medições de 8 m/s;

Determine a velocidade de vento média, a variância e o desvio padrão.

2.11 Com os dados da questão anterior, escreva a expressão da distribuição de Rayleigh. Calcule a probabilidade de o vento ter uma velocidade superior a 6 m/s. Estime o número de horas em que o vento terá velocidade inferior 5 m/s.

### ***Para pensar um pouco mais...***

2.12 Explique a imprecisão em se calcular a potência média contida no vento apenas substituindo-se a sua velocidade média na equação  $P_{media} = (\rho A v_{medio}^3)/2$ , sendo mais exato usar a média do cubo das velocidades  $(v^3)_{medio}$ , ou seja,  $P_{media} = \rho A (v^3)_{medio}/2$ .

## 2.10 Referências do Capítulo

CUSTÓDIO, R. D. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

GARCÍA, F. H. **Análise Experimental e Simulação de Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaicos**. Porto Alegre: UFRGS, 2004. Disponível em: <<https://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/4569>>. Acesso em: 25 mai. 2018.

LOPEZ, R. A. **Energia Eólica**. Artliber Editora, 2. ed. São Paulo, 2012.

MASTERS, G. M. Renewable and Efficient Electric Power Systems. In: MASTERS, G. M. **Wind Power Systems**. 1. ed. New Jersey: Wiley-IEEE Press, 2004. Cap. 6, p. 306-323. ISBN 0-471-28060-7.

PAPOULIS, A.; PILLAI, U. **Probability, Random Variables, and Stochastic Processes**. 4. ed. McGraw Hill Education, New York, 2001.

PINTO, M. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

## 3 Turbina Eólica



*"Na natureza nada se cria, nada se perde, tudo se transforma"*  
(Antoine Lavoisier)

### 3.1 Introdução

A energia cinética existente no vento é extraída pelo equipamento denominado turbina eólica. A turbina eólica é um conversor que, através da interação de seu rotor e pás com o vento, converte a energia cinética de translação das massas de ar em movimento em energia cinética de rotação de um eixo acoplado ao gerador elétrico.

Como visto no capítulo anterior, o vento pode ser considerado uma combinação da velocidade média do ar e das flutuações turbulentas em torno dela. A experiência demonstra que os principais aspectos do desempenho (potência e carga) das turbinas eólicas são, em grande parte, determinados pelas forças aerodinâmicas geradas pela média das velocidades do vento. Forças aerodinâmicas periódicas causadas pelo cisalhamento (tangencial) do vento, ventos fora do eixo de rotação do rotor e forças aleatoriamente flutuantes induzidas por turbulência e efeitos dinâmicos são as fontes de fadiga que influenciam nos picos de cargas experimentadas por uma turbina eólica. Estes fatores são, obviamente, importantes, mas só podem ser compreendidos uma vez que a aerodinâmica da operação da turbina eólica, em estado estacionário, tenha sido entendida.

Nas últimas três décadas, com os desenvolvimentos tecnológicos modernos, foram alcançados avanços notáveis no projeto de turbinas eólicas. Estima-se que os avanços na aerodinâmica, dinâmica estrutural e micrometeorologia podem contribuir para um aumento anual de 5% no rendimento energético das turbinas eólicas.

Neste capítulo, será apresentada uma visão geral dos aspectos relativos à aerodinâmica das turbinas, introduzindo conceitos importantes que ilustram o comportamento da interação dos rotores eólicos com os ventos. Em outras palavras, serão estudadas as turbinas eólicas utilizadas para a produção de energia elétrica, em especial, as de eixo horizontal e de grande potência de geração, geralmente instaladas em parques eólicos compostos por vários desses equipamentos.

## 3.2 Classificação das turbinas eólicas

Existe uma variedade de turbinas eólicas desenvolvidas para se extrair a energia dos ventos e transformá-la em energia elétrica e, por conseguinte, as turbinas eólicas podem ser classificadas de diversas formas. Apresentaremos a seguir alguns tipos de turbinas classificadas de acordo com o (a):

- orientação do eixo rotativo das pás;
- sentido do fluxo de ar com relação ao rotor;
- potência da turbina;
- utilização ou não de caixa de engrenagens;
- instalação em terra ou no mar; e
- conectada ou não à rede elétrica.

### 3.2.1 Orientação do eixo rotativo das pás

Ao considerarmos a orientação do eixo rotativo das pás do rotor, as turbinas eólicas modernas podem ser classificadas em turbinas de eixo horizontal e de eixo vertical, conforme exemplos da Figura 3.1. As turbinas eólicas de eixo horizontal são máquinas baseadas em sustentação que operam de forma semelhante a uma hélice de avião em marcha à ré (KOZAK, 2014). A turbina eólica de eixo horizontal domina a maior parte da indústria eólica.

As turbinas eólicas de eixo vertical apresentam o eixo de rotação perpendicular ao terreno onde são instaladas. Entretanto, nas aplicações de grandes potências, são muito raros os casos de utilização de turbinas de eixo vertical, em virtude de esta categoria operar em velocidades mais baixas e possuir melhor comportamento para regimes de vento reduzido ou turbulento. Dessa forma, em pequenas aplicações eólicas e residenciais, as turbinas de eixo vertical têm seu lugar.



Figura 3.1 - Exemplos de turbinas de eixo horizontal e vertical.



a) eixo horizontal



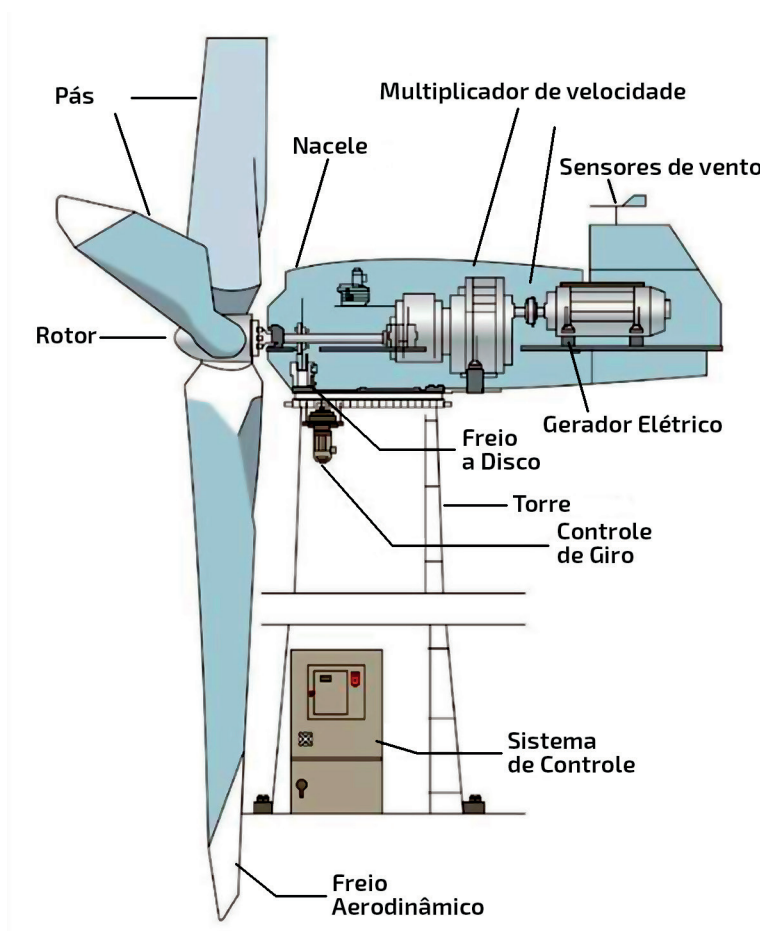
b) eixo vertical.

As turbinas eólicas de eixo horizontal são máquinas baseadas em sustentação que operam de forma semelhante a uma hélice de avião em marcha à ré. As turbinas eólicas de eixo vertical apresentam o eixo de rotação perpendicular ao terreno onde são instaladas.

Fontes: a) (PIXABAY, 2021) e b) (DORNIER, 2021)

Embora tenham sido desenvolvidas diferentes configurações de turbinas na busca de um design ideal, houve uma grande consolidação das turbinas eólicas de eixo horizontal com três pás igualmente espaçadas. Elas são ligadas a um rotor cuja potência mecânica é transferida por uma caixa de engrenagens ao gerador. A caixa de engrenagens tem a função de aumentar a velocidade de rotação do eixo para que o gerador consiga operar. Entretanto, algumas configurações de turbinas não utilizam a caixa de engrenagens por utilizarem geradores que operam em baixas velocidades de rotação de seu eixo. O conjunto formado por gerador elétrico, caixa multiplicadora de velocidades, eixos, mancais, sistema de freios, sistema de controle e mecanismos de giro da turbina está contido em um abrigo chamado nacelle. A energia gerada é então transmitida torre abaixo até o transformador e deste para o ponto de conexão com a rede. A todo este conjunto composto de turbina, nacelle, torre e transformador chamamos de aerogerador, que está ilustrado na Figura 3.2 com seus principais componentes.

Figura 3.2 - Componentes do aerogerador.



Nesse desenho esquemático é possível identificar os principais componentes de uma turbina eólica.  
Fonte: (CBEEE, 2021).

As vantagens na utilização de turbinas eólicas de eixo horizontal em relação às de eixo vertical incluem:

- controle do ângulo de ataque das pás, possibilitando controlar a velocidade do rotor, a saída de potência e a proteção contra o excesso de velocidade;
- a flexibilidade no projeto de formatos das pás do rotor, que pode ser otimizado aerodinamicamente, possibilitando maior eficiência;
- avanços tecnológicos no desenvolvimento em projetos de pás;
- acesso a ventos de maiores velocidades devido à altura da torre; e

- maior eficiência, uma vez que as pás estão posicionadas perpendicularmente ao vento.

As desvantagens desse tipo de turbina com relação às de eixo vertical são:

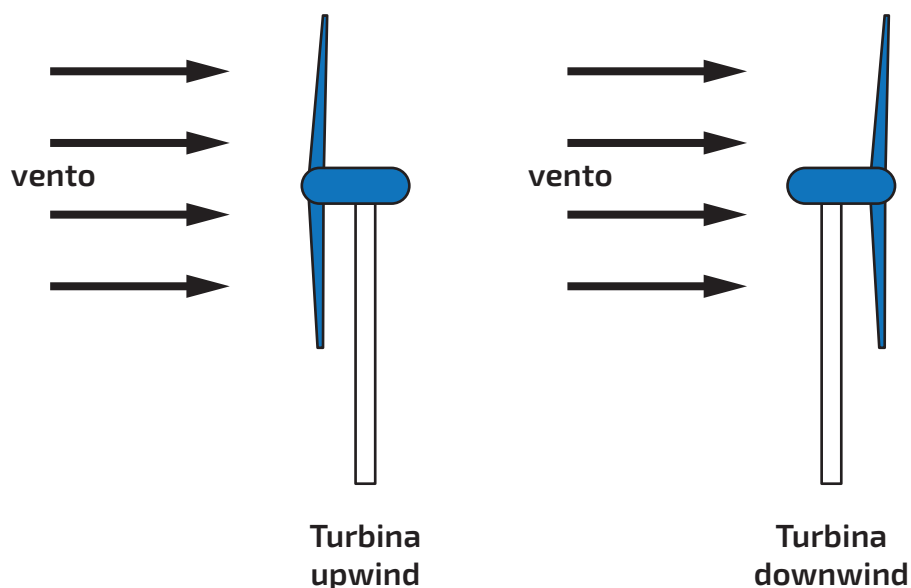
- maiores dificuldades de instalação, pelo fato de a maioria dos equipamentos estarem instalados no topo da torre;
- maiores dificuldades de logística dos equipamentos;
- necessidade de um sistema de controle para girar as pás em direção ao vento;
- construção mais complexa da torre para poder apoiar o peso de todo o aerogerador.

As vantagens apresentadas determinam a razão pela qual quase todas as turbinas eólicas para gerar eletricidade construídas até o momento têm rotores horizontais. Por esse motivo, nos concentraremos neste tipo de turbina daqui em diante.

### 3.2.2 Sentido do fluxo de ar

De acordo com a configuração do rotor em relação ao fluxo do vento, as turbinas eólicas de eixo horizontal podem ser ainda classificadas como *upwind* ou *downwind*, conforme pode ser observado na Figura 3.3. A maioria das turbinas eólicas de eixo horizontal utilizadas hoje em dia são turbinas *upwind*, nas quais os rotores eólicos "enfrentam" o vento e, portanto, é necessário um controle ativo para a orientação do rotor em relação ao vento. A principal vantagem desta configuração é evitar a distorção do fluxo do vento que passa pela torre e pela nacele. Para uma turbina do tipo *downwind*, o vento passa primeiro através da nacele e torre e depois chega às pás. Esta configuração exige que as pás do rotor sejam mais flexíveis, gerando ruídos que dificultam a autorização e a aceitação deste tipo de turbina. Além disso, devido à influência da torre e da nacele, a potência de saída tende a flutuar muito devido aos cortes no fluxo normal do vento.


Figura 3.3 - Turbinas eólica *upwind* e *downwind*.



As turbinas eólicas do tipo *upwind* são menos ruidosas e provocam menos distorção no fluxo normal do vento. Entretanto, necessitam de um controle ativo mais eficaz em comparação com as do tipo *downwind*. Fonte: A autoria própria adaptado de Hemane (2012).

### 3.2.3 Potências das turbinas eólicas

As turbinas eólicas podem ser divididas em várias categorias amplas, tendo em vista suas capacidades nominais de potência: micro, pequenas, médias, grandes e ultra grandes. Embora uma definição restrita de microturbinas eólicas não esteja disponível, é aceito que uma turbina com potência nominal menor que 75 kW pode ser categorizada como microturbina eólica, dada a regulamentação brasileira para a microgeração de energia elétrica. As microturbinas eólicas são especialmente adequadas a locais onde a rede elétrica não está disponível, podendo ainda ser usadas em iluminação pública, bombeamento de água e por residentes em áreas remotas. Microturbinas eólicas precisam relativamente de baixas velocidades de vento para o arranque e operam em velocidades de vento moderadas. Turbinas eólicas pequenas, geralmente, se referem às turbinas com potência de saída menores que 100 kW. As turbinas eólicas mais comuns têm tamanhos médios, com potência nominal de 100 kW a 1 MW. Este tipo de turbinas eólicas pode ser usado tanto na rede como em sistemas fora da rede, sistemas híbridos, geração de energia em fazendas eólicas ou em unidades únicas de minigeração de energia elétrica. As turbinas eólicas de 1 MW até



10 MW podem ser classificadas como turbinas eólicas de grande porte. Nos últimos anos, as turbinas eólicas de múltiplos megawatts tornaram-se o principal produto no mercado internacional de energia eólica. A maioria dos parques eólicos, atualmente, usa grandes turbinas eólicas, especialmente em parques eólicos localizados no mar (*offshore*). Turbinas eólicas ultra grandes são referidas às que possuem capacidade acima de 10 MW.

### **3.2.4 Rotor direto ou com caixa de engrenagens**


De acordo com a condição de transmissão em um sistema gerador de energia eólica, turbinas eólicas podem ser classificadas como grupos de acionamento direto ou de acionamento por engrenagens. Com o objetivo de adaptar a velocidade do rotor à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais (que necessitam de maiores velocidades), uma turbina eólica, normalmente, usa uma caixa de engrenagens de vários estágios. A velocidade angular dos rotores, geralmente, varia na faixa de 20 a 150 rpm (rotações por minuto), devido às restrições de velocidade na ponta da pá. Todavia, os geradores elétricos, sobretudo os síncronos, trabalham com rotações muito mais elevadas, geralmente, entre 1.200 a 1.800 rpm, tornando necessária a utilização de um mecanismo de multiplicação de velocidade entre dois eixos.

As vantagens do sistema de engrenagens incluem menor custo e menor tamanho e peso do gerador. No entanto, a utilização de uma caixa de engrenagens pode diminuir significativamente a confiabilidade e aumentar o nível de velocidade da turbina eólica, além de comportar maiores perdas de energia mecânica.

Ao eliminar a caixa de engrenagens de múltiplos estágios de um sistema gerador, o eixo do gerador é conectado diretamente ao rotor da lâmina. Portanto, o conceito de acionamento direto é superior em termos de eficiência energética, confiabilidade e simplicidade, entretanto, requer um gerador de maior custo, peso e volume.

### **3.2.5 Turbinas terrestres e marítimas**

Turbinas eólicas terrestres têm uma longa história em seu desenvolvimento. Há um número de vantagens na implantação de fazendas eólicas terrestres, incluindo menor custo de fundações, facilidade de integração com a rede elétrica, menor custo na construção das torres e acesso mais conveniente para operação e



manutenção. Entretanto, fazendas eólicas marítimas (*offshore*) têm evoluído muito devido ao excelente recurso eólico no mar, em termos de intensidade de energia eólica e continuidade de espaço disponível. Uma turbina eólica instalada no mar pode produzir uma maior potência e operar mais horas a cada ano em comparação com a mesma turbina instalada em terra. Além disso, as restrições ambientais são mais flexíveis em locais *offshore* do que em sites *onshore*. Por exemplo, o ruído da turbina não é um problema para a energia eólica *offshore*.

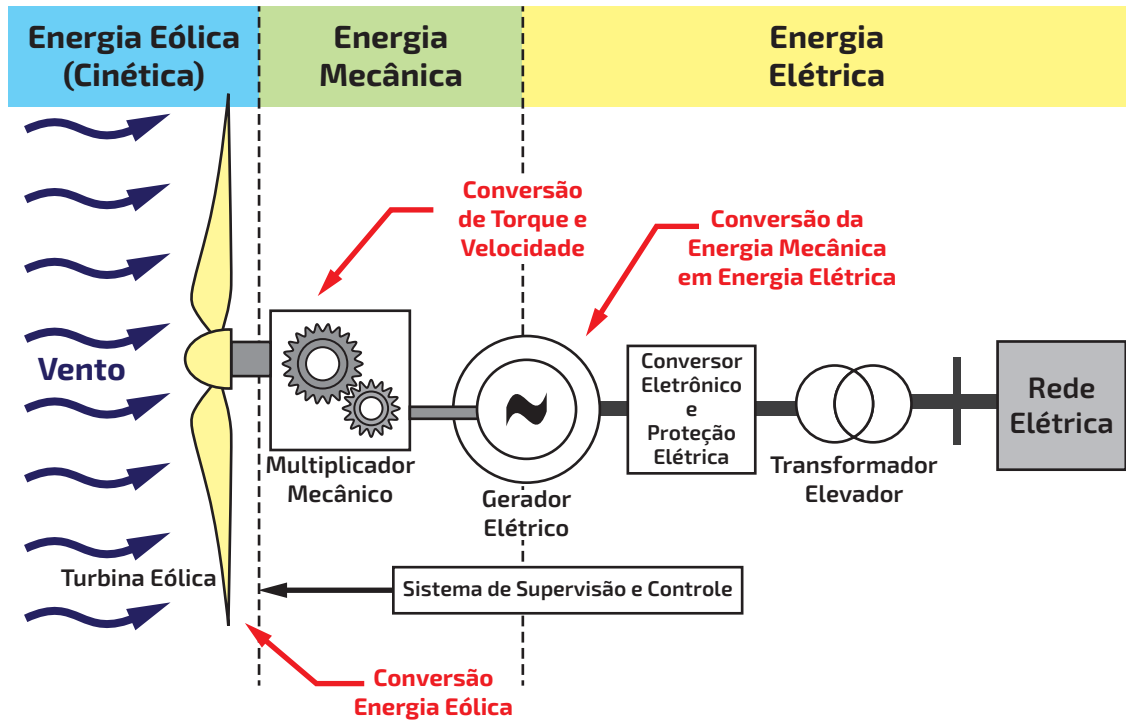
### 3.2.6 Turbinas conectadas à rede e fora da rede

As turbinas eólicas podem ser usadas para aplicações conectadas à rede (*ongrid*) ou isolada da rede elétrica (*offgrid*). A maioria das turbinas eólicas de tamanho médio e quase todas as de grande porte são usadas em aplicações vinculadas à rede elétrica. Uma das vantagens óbvias dos sistemas de turbinas eólicas na rede é a de não necessitar de baterias para o armazenamento da energia elétrica produzida. Como contraste, antes da regulamentação da microgeração de energia elétrica no Brasil, a maioria das pequenas turbinas eólicas que atendiam os consumidores urbanos e rurais não estavam conectadas à rede elétrica. No entanto, por se tratar de uma fonte intermitente, a energia elétrica produzida a partir de turbinas eólicas fora da rede pode variar drasticamente em um curto período de tempo. Consequentemente, as turbinas fora de rede geralmente são usadas de forma híbrida com baterias, geradores a diesel, sistemas fotovoltaicos ou sistemas de bombeamento e geração hídrica para melhorar a estabilidade de fornecimento de potência ativa.

## 3.3 Conversão de energia

A produção de energia elétrica em um aerogerador depende de duas etapas de conversão de energia. A primeira etapa é a interação das pás e do rotor eólico (turbina) com o vento. Essa interação transforma a energia cinética do vento em energia mecânica no eixo do rotor. Na segunda etapa, o gerador recebe a energia mecânica e a converte em energia elétrica, que, por conseguinte, é transmitida para a rede da concessionária. A Figura 3.4 ilustra as etapas de transformação de energia, bem como os demais sistemas envolvidos em todo o conjunto que compõe o aerogerador.

Figura 3.4 - Processos de conversão de energia em um aerogerador.



Processos de conversão desde a energia cinética do vento até a energia elétrica conectada à rede.  
 Fonte: Picolo et al. (2014).

Conforme já foi discutido no capítulo 2 (Recurso Eólico), a potência disponível no vento é dada por:

$$P = \frac{\rho A v^3}{2} \quad (3.1)$$

Onde:

- $\rho$  = densidade do ar [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ];
- $A$  = área da seção transversal [ $\text{m}^2$ ];
- $v$  = velocidade do vento [ $\text{m}/\text{s}$ ];
- $P$  = potência do vento [ $\text{W}$ ].

**Exemplo 3.1:** Qual a potência do vento que percorre uma turbina que possui 50 m de tamanho de pá e que está a uma velocidade de 6,0 m/s? Considere uma densidade do ar de 1,225  $\text{kg}/\text{m}^3$ .

**Resposta:**

Podemos considerar o tamanho da pá como o raio da circunferência formada pelo movimento das pás em torno do eixo da turbina eólica. Portanto, a área desta circunferência é a área da seção transversal a ser considerada no cálculo da potência e que pode ser calculada por:

$$A = \pi r^2 = 3,14 \times 502 = 7850 \text{ m}^2$$

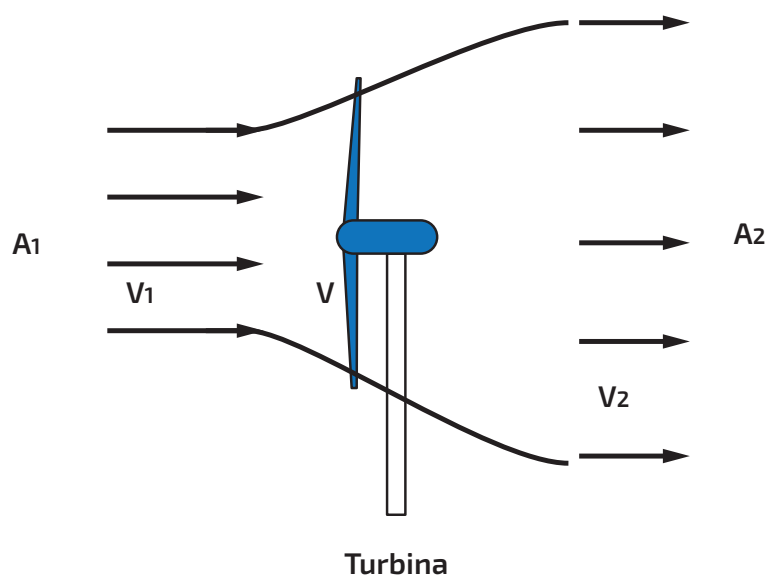
Logo,

$$P = \frac{\rho A v^3}{2} = \frac{1,225 \times 7850 \times 6^3}{2} = 1038555 \text{ W} = 1,04 \text{ MW}$$

A potência dada pela Eq. (3.1) é a disponível no vento. Mas, quanto de potência mecânica pode ser extraída do fluxo livre de uma turbina eólica? A Figura 3.5 ilustra o fluxo de ar através de uma turbina eólica de eixo horizontal. A vazão do ar pode ser representada pelo tubo de vazão mostrado na figura.

A lei de continuidade de fluxo de Bernoulli estabelece que a vazão de massa do fluido é constante ao longo do tubo de vazão. Considerando que não há fluxo de massa de ar através dos limites do tubo de vazão e assumindo que a massa específica do ar é constante (o que é válido para velocidades abaixo de 100 m/s), temos que:

Figura 3.5 - Fluxo de ar através de uma turbina eólica de eixo horizontal.



O volume de ar que atravessa a área varrida pelas pás da turbina sofre uma redução no valor da velocidade do ar e uma expansão na área ocupada por esse mesmo volume, de acordo com a lei de continuidade de fluxo de Bernoulli. Fonte: Autoria própria.



$$Q = Av = A_1v_1 = A_2v_2 \quad (3.2)$$

Onde:

$Q$  = fluxo de massa de ar [ $\text{m}^3/\text{s}$ ];

$v$  = velocidade do vento na entrada da turbina [ $\text{m/s}$ ];

$A$  = área da seção transversal do tubo de vazão do vento livre antes da turbina [ $\text{m}^2$ ];

$v_1$  = velocidade do vento livre antes da turbina [ $\text{m/s}$ ];

$A_1$  = área da seção transversal do tubo de vazão do ar na entrada do rotor da turbina [ $\text{m}^2$ ];

$v_2$  = velocidade do vento na saída da turbina [ $\text{m/s}$ ];

$A_2$  = área da seção transversal do tubo de vazão do ar na saída do rotor da turbina [ $\text{m}^2$ ].

Ao produzir a energia cinética mecânica por meio do aproveitamento de parte da energia cinética do vento, a turbina eólica provocará a redução da velocidade do vento na saída do rotor. Isto resultará no aumento do diâmetro do tubo de vazão, conforme a Figura 3.5, que ilustra a lei de conservação do fluxo de massa dada pela Eq. (3.2).

A potência do vento extraída pela turbina eólica é a diferença entre a potência do vento na entrada e na saída da turbina eólica, como mostra a Eq. (3.3):

$$P = P_1 - P_2 \quad (3.3)$$

Onde:

$P$  = potência extraída do vento pela turbina eólica [ $\text{W}$ ];

$P_1$  = potência disponível no vento livre antes da turbina eólica [ $\text{W}$ ];

$P_2$  = potência disponível no vento na saída da turbina eólica [ $\text{W}$ ];

A potência eólica disponível no vento é dada pela Eq. (3.1). Por analogia, as potências disponíveis no vento antes e depois da turbina são dadas, respectivamente, pela Eq. (3.4) e Eq. (3.5):

$$P_1 = \frac{1}{2} \rho Av_1^3 \quad (3.4)$$

$$P_2 = \frac{1}{2} \rho Av_2^3 \quad (3.5)$$

**Exemplo 3.2:** As velocidades do vento medidas antes e após este passar por uma turbina eólica são de 8,0 m/s e 6,0 m/s, respectivamente. Qual a potência extraída pela turbina neste caso? Considere  $\rho$  e  $A$  os mesmos do Exemplo 3.1.

Resposta: A potência disponível no vento antes da turbina é:

$$P_1 = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 = \frac{1}{2} \times 1,225 \times 7850 \times 8^3 = 2.461.760 \text{ W}$$

A potência disponível no vento após a turbina é:

$$P_2 = \frac{1}{2} \rho A v_2^3 = \frac{1}{2} \times 1,225 \times 7850 \times 6^3 = 1.038.555 \text{ W}$$

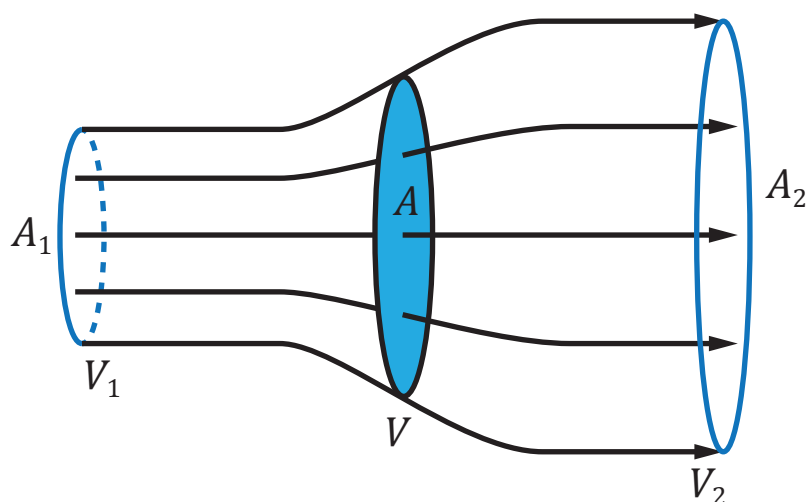
Logo, a potência extraída pela turbina é:

$$P = P_1 - P_2 = 2.461.760 - 1.038.555 = 1.423.205 \text{ W} = 1,42 \text{ MW}$$

## 3.4 Limite de Betz

A lei de Betz indica um limite máximo para uma potência máxima que pode ser extraída do vento por uma turbina eólica, pois, se houver muita perda na velocidade do vento, o ar irá fluir em volta da área do rotor da turbina eólica, em vez de atravessá-la. A lei é derivada dos princípios de conservação de massa e do momento do fluxo de ar que flui através de um **disco atuador** (a área varrida pelas pás da turbina) idealizado, que extrai energia do fluxo de vento, conforme ilustra a Figura 3.6.

Figura 3.6 - Fluxo de ar através de disco atuador (a área varrida pelas pás da turbina eólica).



O fluxo de ar que passa pelas pás da turbina com área  $A$  sofre uma redução em sua velocidade ( $v_1 > v_2$ ) e, ao mesmo tempo, uma expansão na sua área de seção transversal ( $A_1 < A_2$ ), em virtude da lei de conservação da massa e do momento do fluxo de ar. Fonte: Autoria própria.

De acordo com a lei de Betz, a velocidade do vento na saída da turbina eólica não pode ser inferior a  $1/3$  da velocidade do vento livre antes da turbina. Neste caso, o rotor absorve ao máximo a energia equivalente a  $2/3$  da energia disponível do vento livre antes da turbina. Ou seja, para a máxima transferência de potência:

$$v_{m\acute{a}x} = \frac{2}{3}v_1 \quad (3.6)$$

$$v_{2m\acute{a}x} = \frac{1}{3}v_1 \quad (3.7)$$

Em termos de potência máxima extraída do vento, temos, de acordo com as Eq. (3.1) e Eq. (3.6):

$$P_{m\acute{a}x} = P_{1m\acute{a}x} - P_{2m\acute{a}x} = \frac{1}{2} \left( \rho A \frac{2}{3} v_1 \right) v_1^2 - \frac{1}{2} \left( \rho A \frac{2}{3} v_1 \right) \left( \frac{1}{3} v_1 \right)^2$$

Assim,

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{16}{27} \left( \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \right) = \frac{16}{27} P_1 = 0,593 P_1 \quad (3.8)$$

Portanto, de acordo com a Eq. (3.8), a lei de Betz estabelece um limite: o de que nenhuma turbina pode capturar mais de 16/27 (59,3%) da energia cinética no vento. O fator 16/27 (0,593) é conhecido como coeficiente de Betz. Turbinas eólicas práticas em escala útil atingem, no máximo, 75% a 80% do limite de Betz.

### 3.5 Coeficiente de potência de uma turbina eólica

Como visto no item anterior, uma turbina eólica ideal pode extrair no máximo 16/27 (59,3%) da potência disponível no vento. Uma turbina real somente poderá extrair parte deste valor máximo, visto que, neste limite teórico, não são consideradas as perdas de potência aerodinâmica na conversão da energia eólica. Um parâmetro que mede o quanto de potência uma turbina eólica extrai da potência do vento é o chamado coeficiente de potência  $C_p$ .

O coeficiente de potência  $C_p$  é definido pela relação entre a potência extraída do vento pela turbina eólica e a potência disponível no vento antes da turbina, conforme a Eq. (3.9) (FADIGAS, 2011):

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{P_{vento}} = \frac{P_{turbina}}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (3.9)$$

Onde:

$v$  = velocidade do vento [m/s];

$P_{turbina}$  = potência extraída pela turbina eólica [W];

$P_{vento}$  = potência disponível no vento [W];

$C_p$  = coeficiente de potência da turbina eólica [adimensional];

$A$  = área varrida pelo rotor da turbina [m<sup>2</sup>];

$\rho$  = massa específica do ar [Kg/m<sup>3</sup>];

**Exemplo 3.3:** Considerando a potência do vento calculada no exemplo 3.1, qual a potência que a turbina está extraíndo do vento se, para esta velocidade, o coeficiente de potência é de 0,5?

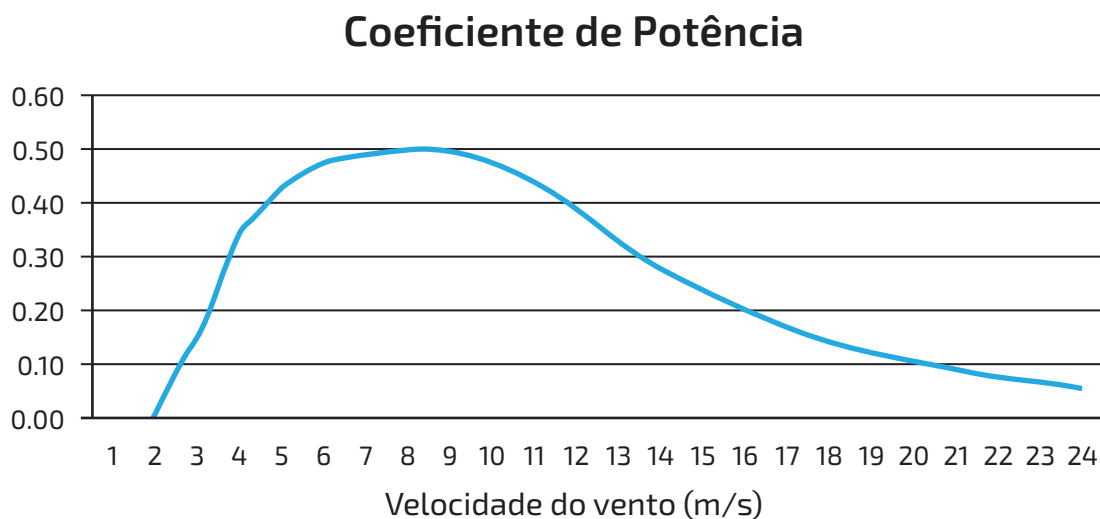
**Resposta:**

Considerando  $C_p = 0,5$  e  $P_{vento} = 1.038.555W$ , temos

$$C_p = \frac{P}{P_{vento}} \Rightarrow P = C_p \times P_{vento} = 0,5 \times 1.038.555 = 519.278W = 519 \text{ kW}$$

O coeficiente de potência varia de acordo com a velocidade do vento, como mostra o gráfico da Figura 3.7 de uma turbina eólica real. Esta variação deve-se ao fato de as pás do rotor da turbina alterarem suas eficiências aerodinâmicas em função da variação da velocidade do vento incidente. O ponto máximo da curva  $C_p \times v$  representa a máxima eficiência da turbina e é obtida em uma determinada velocidade do vento.

Figura 3.7 - Curva do coeficiente de potência de uma turbina eólica

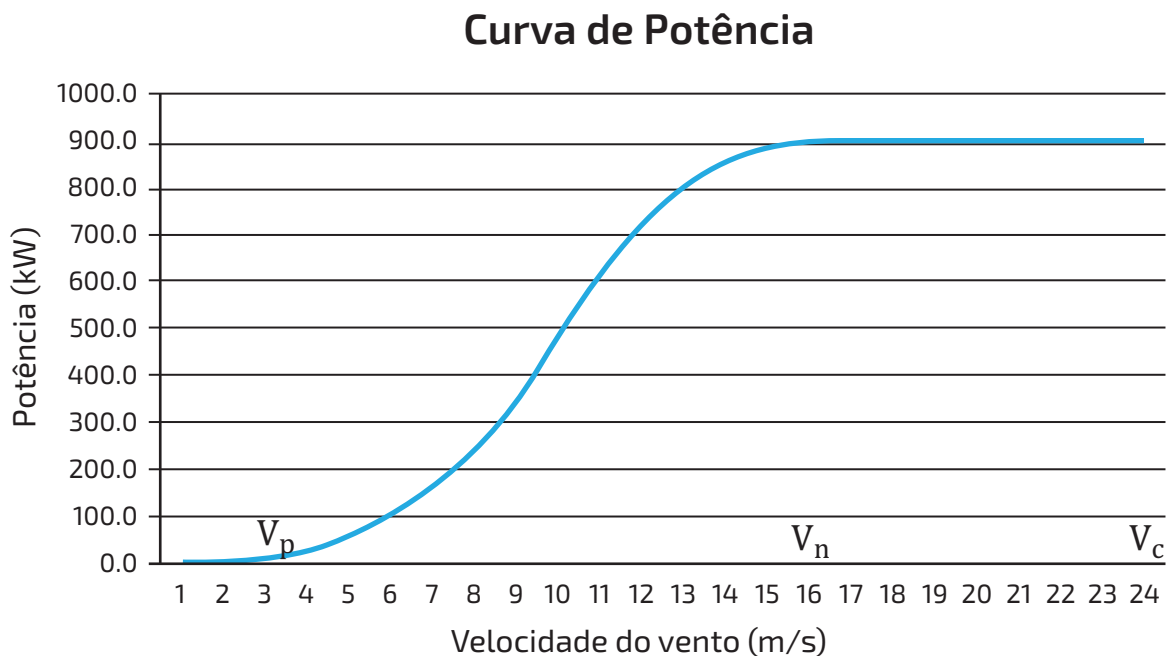


O coeficiente de potência da turbina atinge o seu valor máximo em uma determinada velocidade antes de atingir sua potência nominal e em valor abaixo do limite máximo teórico de Betz (0,593).  
Fonte: A autoria própria, utilizando os dados do aerogerador Enercon E44 – 900kW (ENERCON 2021).

A curva de potência para a mesma turbina pode ser vista na Figura 3.8 a seguir, onde podemos verificar a variação da potência da turbina com a velocidade do vento. Observa-se que a potência da turbina eólica aumenta praticamente com o cubo da velocidade do vento até que alcance a potência nominal, quando, a partir deste ponto,

permanecerá constante. A conversão de energia se dá a partir de um valor mínimo de velocidade do vento  $v_p$ , chamada de velocidade de partida da turbina. A potência da turbina é limitada ao valor nominal  $P_n$ , que se dá à velocidade nominal  $v_n$  e é determinado pela capacidade do gerador elétrico. A partir daí, o controle de velocidade da turbina mantém-se o mais constante possível. Na velocidade de corte  $v_c$ , a turbina é retirada de operação com o objetivo de preservá-la de esforços mecânicos muito grandes devidos a velocidades de vento excessivamente altas.

Figura 3.8 - Curva de potência de uma turbina eólica



A turbina começa a gerar energia a partir da velocidade de partida ( $v_p$ ), atinge sua potência nominal na velocidade nominal ( $v_n$ ) e deixa de gerar a partir de uma velocidade de corte ( $v_c$ ) por questões de segurança. Fonte: Autoria própria, utilizando os dados do aerogerador Enercon E44 – 900kW (ENERCON 2021).

### 3.6 Forças de arrasto e sustentação

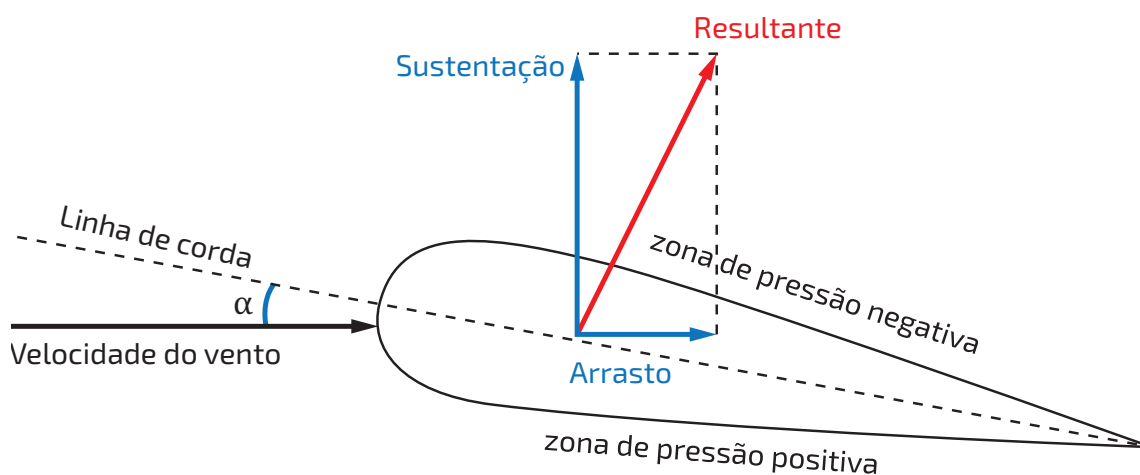
Para que você possa compreender como as modernas turbinas operam, duas forças da aerodinâmica das turbinas serão introduzidas: o arrasto e a sustentação.

Qualquer objeto imerso em um fluido em movimento, como o vento, por exemplo, está sujeito a uma força provocada pelo impacto do fluxo de ar sobre ele. Pode-se considerar que essa força possui duas componentes agindo em direções

perpendiculares uma em relação à outra, conhecidas como força de arrasto e força de sustentação. A magnitude dessas forças depende da forma do objeto, de sua orientação com relação ao fluxo de ar e da velocidade desse fluxo.

A força de arrasto em uma turbina eólica é a que empurra as pás na mesma direção do fluxo de ar. A força de sustentação é experimentada pela pá, que está perpendicular à direção formada pelo fluxo de ar.

Figura 3.9 - Forças de arrasto e sustentação em uma pá de turbina eólica.



A força de sustentação promove o movimento das pás da turbina, que é transformada em movimento do eixo do rotor, enquanto a força de arrasto apenas empurra a pá no sentido longitudinal do vento, causando esforços mecânicos indesejados sem gerar energia útil. Fonte: Autoria própria.

A linha tracejada na Figura 3.9, que une as duas extremidades da pá (borda de fuga e de ataque), tendo comprimento da seção transversal da pá, é conhecida como linha de corda. A face (ou lado) superior é conhecida como zona de pressão negativa ou sucção e a face inferior, como zona de pressão positiva. E  $\alpha$  representa o ângulo de ataque, formado entre a direção do vento que incide na pá e a linha de referência (linha de corda).

As características de sustentação e arrasto das várias formas de aerofólios, para uma faixa de ataque, são determinadas por meio de medições realizadas em testes em túnel de vento. As características de arrasto e sustentação medidas e determinadas para cada ângulo de ataque do vento podem ser descritas usando-se os coeficientes adimensionais de arrasto e sustentação ( $C_a$  e  $C_s$ ) ou a razão entre esses dois coeficientes ( $C_s / C_a$ ). O conhecimento destes é essencial na seleção adequada das seções de aerofólio para o projeto das pás de uma turbina eólica. Os coeficientes de arrasto e sustentação podem ser calculados de acordo com as Eq. (3.10) e (3.11),

respectivamente (CUSTODIO, 2009), (FADIGAS, 2011) e (PINTO, 2014):

$$C_a = \frac{F_a}{\frac{1}{2}\rho Av^2} \quad (3.10)$$

$$C_s = \frac{F_s}{\frac{1}{2}\rho Av^2} \quad (3.11)$$

Onde:

$C_a$  = coeficiente de arrasto;

$C_s$  = coeficiente de sustentação;

$F_a$  = força de arrasto;

$F_s$  = força de sustentação;

$\rho$  = é a densidade do ar;

$A$  = área de varredura das pás.

### 3.7 Pás de uma turbina

As pás são os componentes que interagem com o vento e, em virtude disso, possuem um formato especial (aerofólio) destinado a obter reação favorável do ar que a atravessa, proporcionando maior estabilidade e eficiência aerodinâmica para a turbina eólica.

A área da seção transversal da lâmina é bastante grande para se obter a alta rigidez necessária para suportar as cargas mecânicas variáveis sob operação normal. De fato, o vento exerce uma força instável, tanto pelas flutuações devidas à turbulência, quanto pelo aumento de sua velocidade em função da altitude. Essas forças são as principais fontes de desgaste das pás da turbina eólica.

Durante a rotação, uma lâmina em posição alta fica sujeita a uma ação mais forte do vento em comparação com a intensidade do vento em uma posição mais baixa. Além disso, a força centrífuga devida à rotação exerce tração nas diferentes seções da lâmina e o peso da própria lâmina cria em sua base um momento de flexão cujo sentido se alterna em cada rotação. Para suportar estas forças, as lâminas são feitas de materiais leves, como materiais plásticos reforçados com fibra, que têm boas propriedades de resistência ao desgaste.



## 3.8 Aerofólios e aerodinâmica

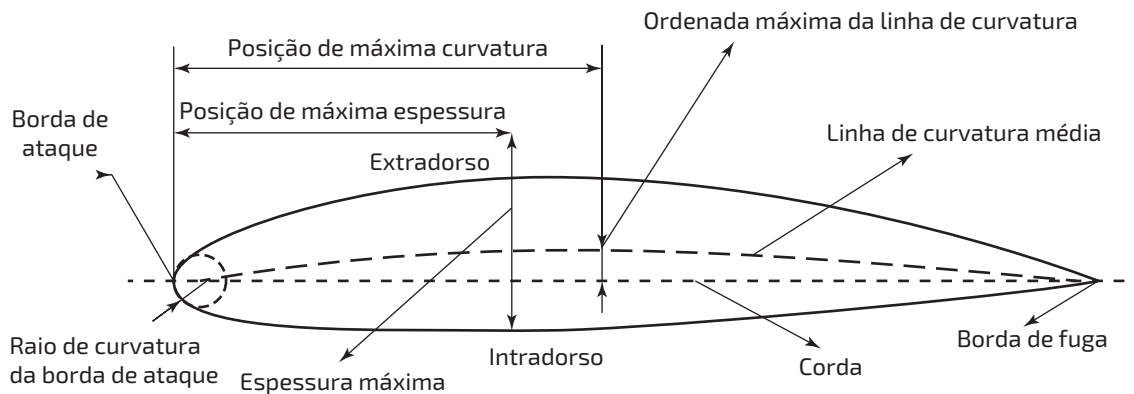
A importância das forças de sustentação e arrasto é a sua contribuição para a ação ativa na operação de uma turbina eólica. Aprendemos na seção anterior que a força aerodinâmica depende da forma e do tamanho de um objeto e que, se em qualquer ângulo de ataque os coeficientes de sustentação e arrasto são conhecidos, é possível determinar as forças de sustentação e arrasto no objeto.

Em uma turbina eólica, desejamos ter a potência máxima retirada do vento. Por essa razão, se a turbina funciona com base na força de sustentação, pretende-se que a esta seja muito maior do que a força de arrasto. Se, ao invés disso, uma turbina funciona com base na força de arrasto, esperamos que esta seja maior que a força de sustentação. Você verá mais adiante que as turbinas que funcionam com base na força de sustentação são mais eficientes que aquelas baseadas na força de arrasto e, por isso, na maioria das vezes, prefere-se optar pelas primeiras. Vale a pena mencionar aqui que os aviões funcionam com base na força de sustentação de suas asas. Quando um avião se move, ele se comporta como se estivesse parado com o ar fluindo ao seu redor, como se o avião fosse um objeto no fluxo de vento. Neste caso, a força de arrasto é oposta ao movimento do avião e não é desejável; assim, seu valor deve ser o menor possível. Pelo contrário, sustentação é a força que mantém o avião no ar; então, é desejável que sua magnitude seja grande.

É muito importante notar que vários tamanhos diferentes de pás eólicas podem ser feitas a partir de um perfil aerodinâmico, também chamado de aerofólio.

A Figura 3.10 apresenta as medidas geométricas básicas de um aerofólio de uma pá de turbina eólica de eixo horizontal.

Figura 3.10 – Medidas geométricas básicas do perfil aerodinâmico (aerofólio) de uma pá eólica.



Características básicas da geometria de uma pá de turbina eólica de eixo horizontal.  
Fonte: Adaptado de Thomaz Junior e Rangel, 2012.

Se os tamanhos relativos das várias partes de um aerofólio forem mantidos os mesmos, podemos ter muitas escalas diferentes do mesmo aerofólio. Para todos os tamanhos diferentes, os coeficientes de sustentação e de arrasto serão os mesmos, mas as forças de sustentação e de arrasto aumentarão com a área do aerofólio. Se a área dobra, o mesmo acontece com a força aerodinâmica; e, assim, as forças de sustentação e de arrasto dobram (sob a mesma temperatura, pressão barométrica e velocidade do ar).

A propriedade importante de um aerofólio é que ele possui valores maiores de força de sustentação e valores menores de força de arrasto para a maioria dos ângulos de ataque que surgem na prática. Essa propriedade é geralmente representada pelos coeficientes de sustentação e de arrasto e pela razão entre eles. Com uma placa plana, o valor máximo possível para esta relação é um número pequeno, enquanto com aerofólios esta relação pode alcançar valores acima de 20.

Devido à desejável propriedade aerodinâmica dos aerofólios, em todas as turbinas para as quais a força ativa deve ser elevada, a estrutura das pás tem um perfil de aerofólio específico.

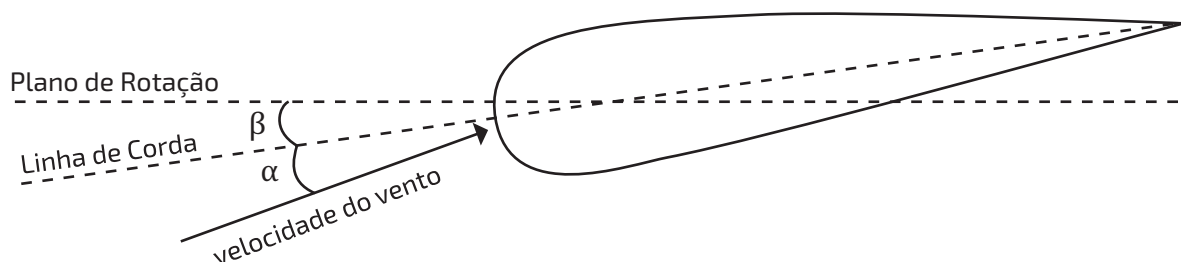
De uma forma geral, um aerofólio de pás para turbinas eólicas deverá ter as seguintes propriedades:

- curvas graduais;
- borda de fuga acentuada;
- borda de ponta redonda;
- baixa espessura para a relação de cordas;
- superfícies lisas; e
- elevada resistência ao arrasto.

### 3.9 Controle de potência de uma turbina


Os sistemas de controle de turbinas eólicas continuam a desempenhar papéis importantes para garantir a operação segura e confiável destas e para otimizar a captura de energia eólica. Os principais sistemas de controle em uma moderna turbina eólica incluem controle de passo, controle por estol (passivo e ativo), controle de guinada e outros. Todos são caracterizados pela variação dos ângulos de ataque ( $\alpha$ ) ou de passo ( $\beta$ ) para manter a operação da turbina. Na Figura 3.11, tem-se a representação desses ângulos em um perfil eólico (PINTO, 2014).

Figura 3.11 - Ângulos de passo e de ataque.



O ângulo de incidência do vento na pá da turbina eólica é o resultado da soma entre o ângulo de passo ( $\alpha$ ) e o ângulo de ataque ( $\beta$ ). Fonte: Autoria própria.

Sob condições de alta velocidade do vento, a saída de energia de uma turbina eólica pode exceder seu valor nominal. Assim, o controle de potência é necessário



para controlar a saída de potência dentro das flutuações permitidas, para evitar danos à turbina e estabilizar a saída de energia. Existem duas estratégias principais de controle de potência: controle do ângulo de ataque — mais conhecido como controle de passo (*pitch*) — e controle por estol (*stall*). O sistema de controle de energia da turbina eólica é usado para controlar a saída de energia dentro das flutuações permitidas.

### 3.9.1 Controle de passo (*pitch*)

O sistema de controle de passo é uma parte vital da moderna turbina eólica. Isso ocorre porque o sistema de controle de passo não apenas regula continuamente o ângulo de inclinação da lâmina da turbina eólica para aumentar a eficiência da conversão de energia eólica, mas também serve como sistema de segurança em caso de altas velocidades do vento ou emergências. Exige-se que, mesmo em caso de falha de energia da rede, as pás do rotor ainda possam ser acionadas, usando a energia de baterias de reserva ou capacitores ou dispositivos mecânicos de armazenamento de energia.

As primeiras técnicas de controle ativo de passo da lâmina aplicaram atuadores hidráulicos para controlar todas as pás juntas. No entanto, essas técnicas de controle de passo coletivo não satisfizeram completamente todos os requisitos de regulação do ângulo de passo da pá, especialmente para turbinas eólicas com potências na ordem de MW, devido ao comprimento da lâmina e à altura do cubo. Isso ocorre porque o vento é um fluxo altamente turbulento, cuja velocidade é proporcional à altura do solo. Portanto, cada pá experimenta diferentes cargas em diferentes posições de rotação. Como resultado, técnicas mais avançadas de controle de passo das pás foram desenvolvidas e implementadas, permitindo o controle de cargas aerodinâmicas assimétricas, assim como cargas estruturais na estrutura não giratória, como a dobra lateral da torre. Em tal sistema de controle, cada pá é equipada com seu próprio atuador de passo, sensores e controlador. Na atual indústria de energia eólica, existem basicamente dois tipos de sistemas de controle de passo das pás: sistemas hidráulicos e elétricos.

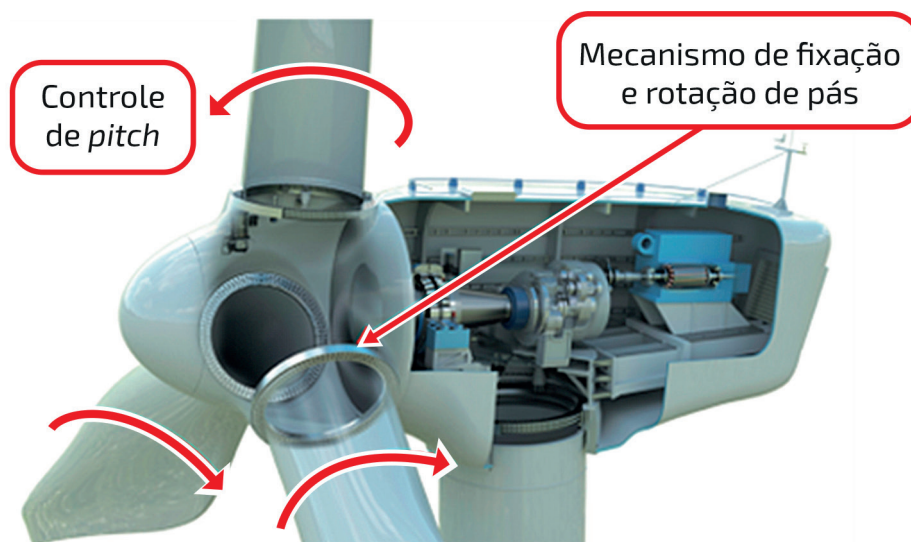
O sistema de controle de passo hidráulico usa um atuador hidráulico para impulsionar a pá, girando-a em direção à sua linha central axial. As vantagens mais significativas do sistema de controle de passo hidráulico incluem seu grande poder de direcionamento, a ausência de uma caixa de câmbio e um robusto poder de reserva. Devido a essas vantagens, os sistemas de controle de passo hidráulico,

historicamente, dominaram o controle de turbinas eólicas na Europa e na América do Norte por muitos anos.

Os sistemas de controle elétrico de passo foram desenvolvidos alternativamente aos sistemas hidráulicos. Este tipo de sistema de controle tem uma eficiência maior do que a dos sistemas hidráulicos (que normalmente são inferiores a 55%) e evitam o risco de poluição ambiental devido ao descarte e/ou vazamento do fluido hidráulico.

Nos aerogeradores que utilizam o controle de velocidade por passo, o cubo, além de apresentar os rolamentos para fixação das pás, também acomoda os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque de todas as pás, como mostrado na Figura 3.12. O motor se conecta a uma caixa de engrenagens para diminuir a velocidade do rotor para uma velocidade desejada. Uma engrenagem de pinhão aciona uma outra engrenagem de anel interna, que é fixada rigidamente ao teto da pá do rotor. O uso de motores elétricos pode aumentar a taxa de resposta e a sensibilidade do controle de passo da pá. Para melhorar a confiabilidade da operação, foi proposto o uso de sistemas de controle de inclinação redundantes para equiparem grandes turbinas eólicas.

Figura 3.12 - Controle de passo de uma turbina eólica.



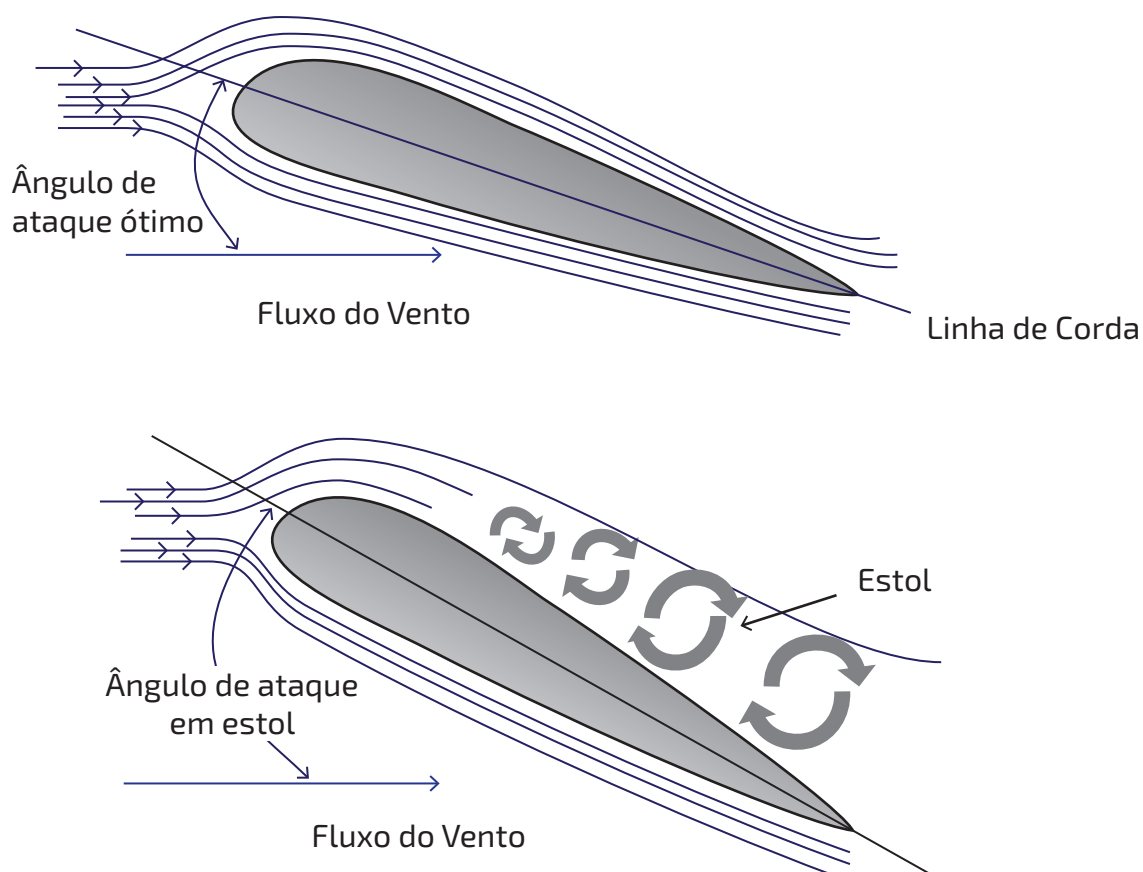
Nos aerogeradores, o cubo, além de apresentar os rolamentos para fixação das pás, também acomoda os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque de todas as pás.

Fonte: Adaptado de Bayles (2021).

### 3.9.2 Controle por estol (*stall*)


O controle por estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não podem girar em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descole da superfície da pá (estol), reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. A Figura 3.13 ilustra as situações com ângulo de ataque ótimo que gera força de sustentação e com ângulo de ataque em estol, respectivamente.

Figura 3.13 – Pá eólica com ângulo de ataque ótimo e em estol.



Para velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor passa a ser turbulento, o que reduz as forças de sustentação e aumenta as forças de arrasto. Fonte: Autoria própria.

Para todas as velocidades do vento superiores à nominal, o ângulo de ataque é escolhido de tal maneira que a turbina produza apenas a potência nominal. Sob



todas as condições de vento, até que a turbina atinja a potência nominal, o fluxo em torno dos perfis da pá do rotor é bem aderente à superfície produzindo sustentação aerodinâmica e pequenas forças de arrasto. Para se manter a potência constante, basta alterar o ângulo de ataque das pás de forma a produzir o estol e, dessa forma, a perda de sustentação suficiente para a manutenção da potência transferida pelo rotor.

Quando o sistema de controle de potência e velocidade agrega os controles por estol e de passo, ele é chamado de controle por estol ativo. Neste caso, o rotor é girado de forma que as pás atinjam uma menor sustentação.

O controle por estol ativo apresenta as seguintes vantagens:

- a) pequenas mudanças no ângulo de ataque para controlar a potência;
- b) possibilidade de controle de potência sob condições de potência parcial, nos casos de ventos de baixa velocidade; e
- c) construção mais simples do que as turbinas com controle de passo.

## 3.10 Fator de capacidade de uma turbina

Devido à natureza intermitente do vento, as turbinas eólicas não produzem energia o tempo todo. Assim, o fator de capacidade de uma turbina eólica é usado para fornecer a relação entre a energia elétrica real produzida pela turbina eólica em um determinado período (por exemplo, um ano) e a energia que ela produziria se estivesse operando em 100% de sua potência nominal no mesmo período.

De fato, o fator de capacidade da turbina eólica é muito sensível à velocidade média do vento.

## 3.11 Resumo do capítulo

A turbina eólica é um moinho de vento que converte a energia cinética do movimento de translação do vento em energia cinética de rotação de um eixo para gerar eletricidade. Neste capítulo, foram apresentados os tipos de turbinas eólicas, classificadas segundo o seu eixo de rotação — vertical ou horizontal. As horizontais são as mais utilizadas, principalmente em turbinas de grande porte e, por isso, foram descritas em maiores detalhes. As turbinas eólicas também foram classificadas quanto aos seguintes fatores: sentido do fluxo de vento, conectadas ou não à rede



elétrica, que utilizam ou não caixa de engrenagens e se são terrestres ou marítimas.

No processo de conversão de energia, foi discutido como calcular a potência contida no vento a uma determinada velocidade, o limite teórico de Betz quanto ao máximo de potência que se pode extrair do vento, os coeficientes de potência e as forças de arrasto e de sustentação que incidem nas pás da turbina eólica.

Realizamos também uma análise do perfil da pá eólica com os conceitos relacionados ao aerofólio nos estudos da aerodinâmica da pá. Assim, pudemos entender melhor o processo de conversão da energia mecânica do vento, o que nos serviu de base para compreendermos os controles de potência mecânica por passo (*pitch*) e estol (*stall*).

Por fim, discutiu-se como calcular o fator de capacidade de uma turbina eólica, que é bastante utilizado nos relatórios industriais como indicador do quanto de potência está sendo gerada em relação ao que existe instalado em um parque eólico.



## 3.12 Exercícios

- 3.1 Cite três vantagens das turbinas de eixo horizontal e três da vertical.
- 3.2 Cite as vantagens e desvantagens da turbina com caixa de engrenagens com relação àquela sem caixa de engrenagens.
- 3.3 Qual o limite teórico de extração da potência disponível no vento? Qual o nome dado a esse limite?
- 3.4 A velocidade do vento medida antes e após ele passar por uma turbina eólica é de 7,0 m/s e 5,0 m/s, respectivamente. Qual a potência extraída e o coeficiente de potência da turbina neste caso? Considere  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$  e tamanho da pá de 60 m.
- 3.5 Quais as principais forças que atuam na pá da turbina e qual delas é a responsável pelo movimento circular das pás? Explique sua resposta.
- 3.6 Quais os tipos de controle de potência da turbina eólica e como funcionam?
- 3.7 Na curva de potência da turbina eólica, explique o que são as velocidades  $v_p$ ,  $v_n$ , e  $v_c$ .
- 3.8 Explique o que significa o fator de capacidade de uma turbina.

### ***Para pensar um pouco mais...***

- 3.9 Qual o principal motivo para as turbinas de potência elevada, em sua maioria, serem de eixo horizontal?
- 3.10 Em sua opinião, qual o principal motivo para a maioria das turbinas de eixo horizontal serem do tipo *upwind*?
- 3.11 Existe armazenamento de energia para turbinas funcionando no sistema *ongrid*? Explique sua resposta.
- 3.12 Quais os tipos de controle de potência da turbina eólica e como funcionam?

### 3.13 Referências do capítulo

BAYLES, C. D. **Extended wind turbine life with pitch bearing upgrades**. Disponível em: <https://www.kaydonbearings.com/downloads/whitepapers/Kaydon-wind-pitch-bearing-upgrades-WP.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2021.

CBEE, Centro Brasileiro de Energia Eólica. **Energia Eólica**. Disponível em: <https://livroaberto.ibict.br/bitstream/1/582/7/06%20-%20Energia%20E%C2%BElica%283%29.pdf>. Acesso em: 10 out. 2021.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. O vento. In: CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.p 17-39.

DORNIER, **Wind Turbines**. Disponível em: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/93-dornier-darrieus-55>. Acesso em: 15 dez. 2021.

ENERCON, **Data Sheet Wind Turbine E-44**. Disponível em: <https://www.directindustry.com/pt/prod/enercon/product-20877-144208.html>. Acesso em: 17 dez. 2021.

JUNIOR, T.; RANGEL, C. **Desempeño aerodinámico de turbinas eólicas de eje vertical en función de temperatura de superficie de álabe**. Universidad de Chile, 2012. Disponível em <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/112558>. Acesso em: 15 dez. 2021.

FADIGAS, Eliane A. Faria Amaral. **Energia Eólica**. Barueri, SP: Manole, 2011.

HEMANE, Ahmad. **Wind Turbine Technology**. Cengage Learning, 2012.

KOZAK, P. **Effects of unsteady aerodynamics on vertical-axis wind turbine performance**. 2014. Dissertação (Mestrado) — Illinois Institute of Technology, 2014.

PICOLO, A. P.; BÜHLER, A. J.; RAMPINELLI, G. A. **Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica**. Revista Brasileira de Ensino de Física. v. 36, n. 4, dez., 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S1806-11172014000400007>. Acesso em: 10 nov. 2021.

PINTO, Milton de Oliveira. O vento. In: PINTO, Milton de Oliveira. **Fundamentos da Energia Eólica**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

PIXABAY, **Energia Eólica**. Disponível em: <https://pixabay.com/pt/photos/forca-do-vento-turbina-de-vento-2244138/>. Acesso em: 15 dez. 2021.

## 4 O Aerogerador



*“Pense nos seus sonhos e nas suas ideias como pequenas máquinas milagrosas dentro de você que ninguém mais pode tocar. Quanto mais fé você deposita nelas, mais altas elas ficam, até que um dia elas se erguerão e levarão você junto.”*

Filme: O menino que descobriu o vento (Chiwetel Ejiofor)

### 4.1 Introdução

Para uma melhor compreensão do funcionamento de um aerogerador, primeiramente, precisamos nos lembrar de que um aerogerador é um equipamento utilizado para converter a energia cinética do vento em energia elétrica. Como foi visto nos capítulos anteriores, essa conversão se dá pela movimentação da turbina, produzindo energia mecânica que é transmitida ao gerador, que, por sua vez, converte-a em energia elétrica. Os aerogeradores têm-se tornado populares rapidamente por serem capazes de gerar energia a partir de uma fonte renovável e não poluente.

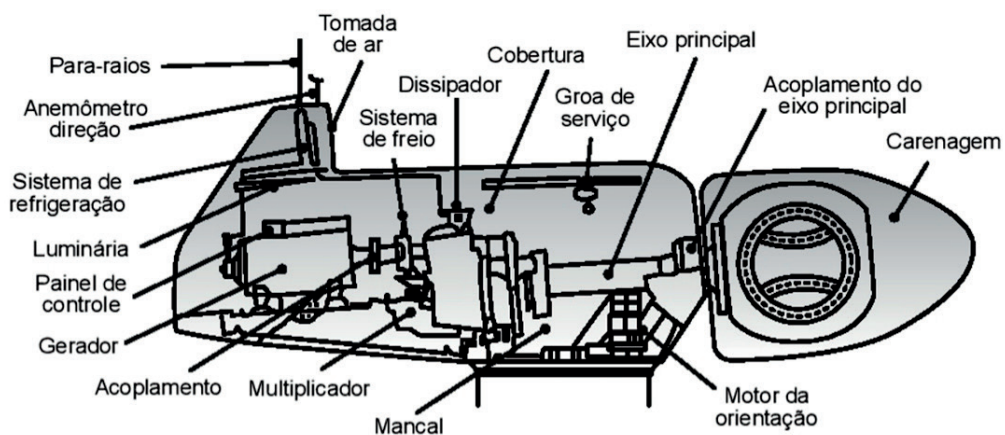
Neste capítulo, você conhecerá: os principais componentes de um aerogerador utilizado em fazendas eólicas; o princípio de funcionamento de geradores elétricos e dos principais geradores utilizados em um aerogerador; como a frequência da tensão gerada é conciliada com a frequência da rede de energia elétrica com o uso de conversores eletrônicos de frequência; e por fim, você aprenderá as principais classificações de um aerogerador segundo a velocidade de operação, os tipos de gerador elétrico e de conversor eletrônico de potência.

O conceito e a necessidade de descentralização na geração de energia elétrica, denominada geração distribuída, tem motivado pesquisas por novas soluções de geração com ênfase nas energias limpas e renováveis, como é o caso da geração de energia elétrica a partir da energia eólica.

A evolução das técnicas utilizadas para a conversão da energia eólica em energia elétrica devida aos vastos trabalhos de pesquisa, associada ao aumento anual do uso de energia elétrica em complexos industriais e nas expansões das áreas urbanas, faz desse tipo de geração de energia elétrica uma das principais alternativas para a estabilidade do sistema elétrico brasileiro.

Um aerogerador é o equipamento responsável pela transformação da energia do vento em energia mecânica rotativa e pela sua posterior conversão em energia elétrica. Destaca-se o conjunto denominado turbina eólica e o gerador de energia elétrica como sendo os componentes de maior destaque. Além destes, há outros componentes e subsistemas essenciais para o funcionamento de um aerogerador, conforme ilustrado na Figura 4.1.

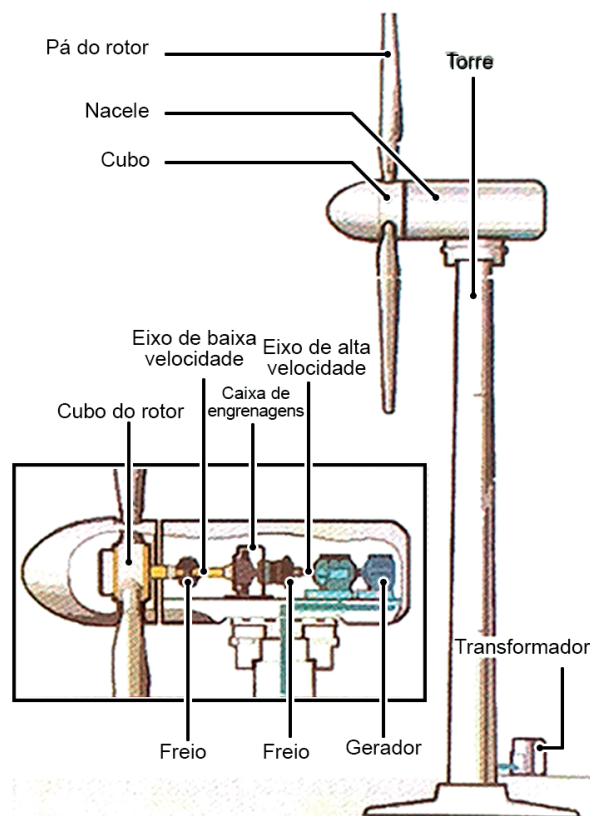
Figura 4.1- Componentes e subsistemas de um aerogerador de eixo horizontal em detalhes.



Os subsistemas com equipamentos de proteção elétrica e mecânica, ventilação, refrigeração, frenagem e medições anemométricas compõem, junto com os componentes principais de geração, o aerogerador. Fonte: Macedo (2002).

Há ainda outros componentes essenciais para a montagem de um aerogerador, como mostra a Figura 4.2. Com o intuito de sistematizar o conteúdo descritivo desses componentes, a seção seguinte é subdividida em dois temas: o sistema mecânico e estrutural, e o sistema elétrico e de controle.


Figura 4.2- Ilustração dos principais componentes de um aerogerador.



No destaque da figura, pode-se ver os principais componentes internos de um aerogerador. Fonte: (LOPEZ, 2012)

## 4.2 Componentes do aerogerador

• **Rotor** – responsável por captar a energia presente nos ventos e iniciar as transformações de energia (cinética - mecânica - elétrica) com o auxílio de outros componentes. Se o rotor for de eixo horizontal, ele pode ser denominado de rotor hélice, de pás múltiplas ou holandês. Já os rotores de eixo vertical podem ser dos tipos rotor Savonius e rotor Darrieus. Atualmente, estima-se que as velocidades de operação destes rotores variam de 15 rpm a 200 rpm.



• **Transmissão** – após a captação da energia do vento, é necessário transmiti-la mecanicamente para o gerador de energia elétrica e é exatamente esta a função do sistema de transmissão. Porém, na maioria das aplicações, esta transmissão não é direta, uma vez que a maioria dos geradores opera com uma rotação de 1800 rpm. Deste modo, além da transmissão, este mecanismo também é responsável pela multiplicação de velocidade no eixo do gerador de energia elétrica.

• **Unidade hidráulica** – composta por bombas e trocadores de calor. Tem a função de refrigerar e lubrificar o conjunto de transmissão, quando acionada pelo sistema de controle.

• **Cubo** – extremidade frontal do eixo da turbina, fabricada com material resistente em formato de cubo, na qual são instaladas as pás.

• **Pás** – convertem a energia cinética do vento em movimento rotacional através de seu perfil aerodinâmico apropriado para tal produção de energia mecânica. Através do controle de passo, a aerodinâmica das pás em relação ao vento pode ser alterada, auxiliando no controle de velocidade.

• **Nacele** – estrutura externa para alocação e proteção dos elementos que constituem o aerogerador, tais como o mecanismo de transmissão e seus respectivos eixos de alta e de baixa rotação, o freio, o gerador e o controlador. Em função da potência do aerogerador, a nacele pode ter dimensões que possibilitam acesso de pessoas especializadas ao seu interior.

• **Freio** – dispositivo de segurança que é acionado em condições emergenciais por dispositivos elétricos, mecânicos ou hidráulicos. É fabricado com material resistente, como o aço, e mantém o aerogerador parado caso este não esteja em operação.

• **Torre** – designada para fixação e elevação do aerogerador a uma altitude na qual a velocidade e a força do vento são maiores, pois estão livres de barreiras.

• **Gerador** – atua na conversão da energia mecânica em energia elétrica. Os geradores mais comuns nas aplicações para o aproveitamento da energia eólica são: a máquina síncrona e a máquina de assíncrona de rotor bobinado (conhecida como máquina duplamente alimentada). No caso de aplicações isoladas, a máquina síncrona (gerador síncrono) é a mais comum e, para aplicações com conexões à rede elétrica, a máquina de indução assíncrona (gerador com rotor bobinado) é a mais comum.

• **Medidores de vento** – instrumentos que medem a direção e a velocidade do vento, como, por exemplo, o anemômetro e a biruta. A montagem desses instrumentos é feita sobre a nacele. As informações geradas por eles, além de realimentarem o controlador, também são utilizadas para acompanhar o desempenho do aerogerador.

• **Controle** – a supervisão de todas as variáveis envolvidas no procedimento de aproveitamento da energia eólica é realizada pelo sistema de controle. As leituras das variáveis, tais como a carga da bateria, o vento e a rotação do motor, são realizadas por sensores específicos. Além de simplesmente prevenirem o excesso de velocidade (acima de 29 m/s) e de vibração (quando ocorrem rajadas de ventos muito fortes), os controladores atuais, ao analisarem constantemente as condições de operação do aerogerador, têm a capacidade de aperfeiçoar a sua operação no que diz respeito a potência gerada, desgastes, vida útil e segurança.

• **Orientação (yaw)** – atuador responsável por manter a máxima incidência de vento na frente do cubo. O sistema de controle verifica o sentido do vento e aciona o motor que gira a nacele. Este movimento rotacional, na ausência de contatos deslizantes, deve ser lento, monitorado e limitado para que os cabos de alimentação e de sinais não se danifiquem. A nacele pode ser acionada para girar nos dois sentidos.

• **Transformador** – dispositivo que compatibiliza ou ajusta o valor da tensão gerada com a tensão da rede elétrica na qual o aerogerador está conectado. Nos casos em que o aerogerador está conectado à rede de transmissão de energia, é utilizado um transformador do tipo elevador de tensão entre o aerogerador e a rede elétrica, pois a tensão da rede de transmissão é maior que a tensão produzida pelo aerogerador.

### 4.3 Geração de energia elétrica

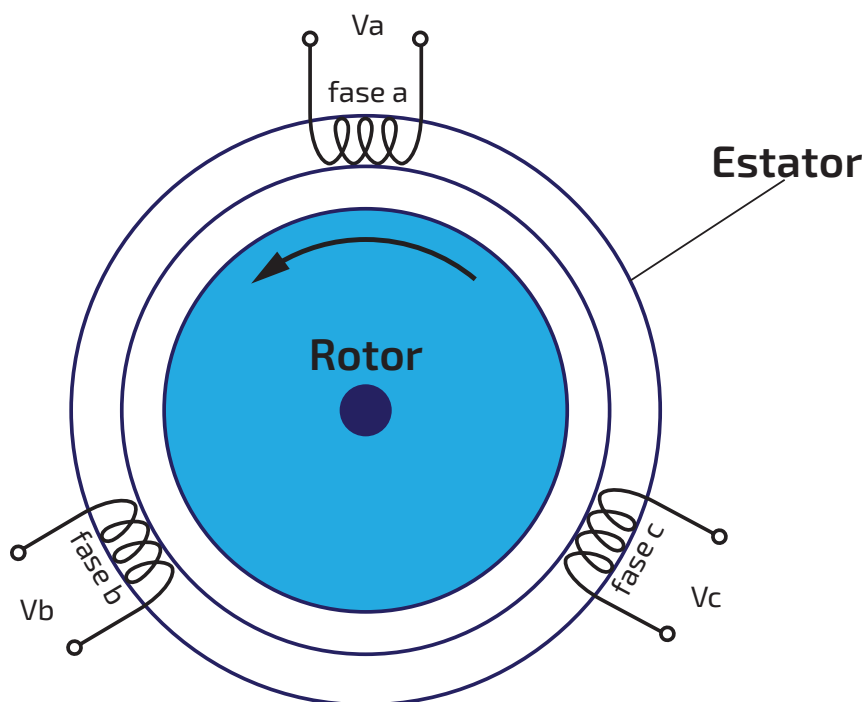
Conforme vimos, os geradores são máquinas utilizadas para se gerar eletricidade a partir da conversão da energia mecânica da turbina eólica em energia elétrica. O princípio físico de funcionamento de qualquer gerador elétrico (ou máquina elétrica) é a força eletromotriz produzida pela variação de um campo magnético, conforme explicado pela lei da indução de Faraday. Em aerogeradores, o eixo do gerador elétrico pode ser acoplado diretamente ao rotor do aerogerador ou na saída da caixa de engrenagens, caso seja necessário aumentar a velocidade. Na maioria das tecnologias, é necessário o uso da caixa de transmissão para adequação da velocidade entre o eixo

da turbina, que gira em baixa velocidade e o eixo do gerador que necessita de uma rotação maior. No entanto, as tecnologias de aerogeradores baseadas em geradores síncronos de ímãs permanentes podem eliminar a necessidade da utilização de uma caixa de transmissão, pois permitem uma construção com maior número de polos e, por isso, necessita de uma menor velocidade de rotação no seu eixo.

### 4.3.1 Princípio de funcionamento


O princípio de funcionamento da geração de energia elétrica está na interação entre o campo magnético variável produzido pelo rotor e as bobinas do estator. Quando o rotor do gerador gira, a intensidade do campo magnético, que inicialmente é estacionário, irá variar no tempo entre os enrolamentos do estator, que, por sua vez, induzem uma tensão alternada nos seus terminais. O valor dessa tensão depende, basicamente, do número de espiras das bobinas e do fluxo magnético do campo. A Figura 4.3 apresenta uma ilustração da ligação das bobinas para geração das tensões trifásicas (que é o mais comum nos aerogeradores), independentemente do tamanho.

Figura 4.3- Ligação das bobinas para geração das tensões trifásicas.



As bobinas do gerador trifásico estão dispostas no estator da máquina formando um ângulo de 120°.  
Fonte: Autoria própria.





Há duas maneiras de se produzir campo magnético no rotor: no caso de um rotor bobinado, aplica-se uma tensão de excitação através das escovas e anéis coletores conectados aos enrolamentos do rotor; ou através de conjuntos de ímãs permanentes no rotor (o que é mais comum em geradores de pequeno e médio porte). A produção de campo magnético com bobinas é mais comum nos geradores de grande potência.

Hoje em dia, a conversão da potência mecânica da turbina eólica em elétrica é realizada por dois principais tipos de geradores elétricos:

- **geradores síncronos:**

- com rotor de ímãs permanentes, ou
- com rotor de bobinas de excitação alimentado com tensão contínua; e

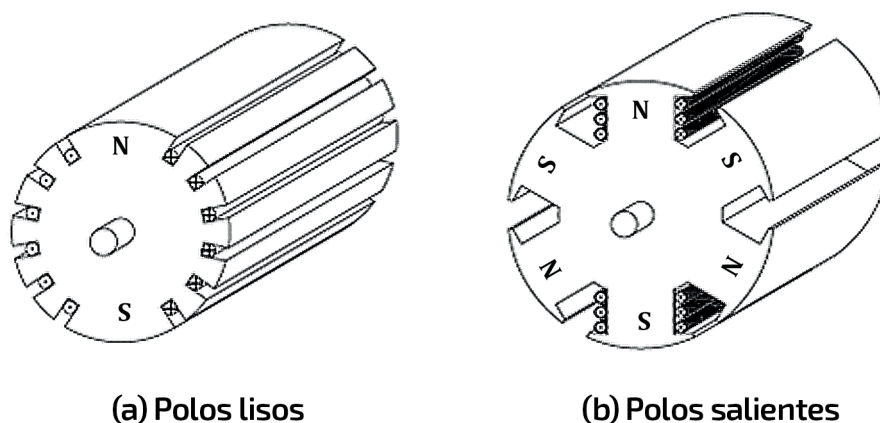
- **geradores assíncronos:**

- com rotor gaiola de esquilo, ou
- com rotor bobinado alimentado com tensão alternada.

### 4.3.1.1 Gerador síncrono

A construção dos enrolamentos do estator do gerador síncrono e do gerador de indução é idêntica. No entanto, os seus rotores diferem entre si, tanto na forma geométrica quanto no tipo de enrolamento. O rotor do gerador de indução é cilíndrico com enrolamento polifásico; já o rotor do gerador síncrono com bobinas de excitação pode ser de polos lisos ou de polos salientes, conforme ilustrado na Figura 4.4 (a) e (b).

Figura 4.4- Rotor do gerador síncrono.



No caso a), como os enrolamentos do rotor são formados por apenas um condutor de maior bitola, as ranhuras são pequenas e, por isso, são considerados lisos. No caso b) os enrolamentos são formados por bobinas de fios e, por isso, possuem ranhuras salientes. Fonte: Bim (2014).

O gerador síncrono produz energia elétrica nos enrolamentos do estator através do campo magnético criado pelo rotor. Este, por sua vez, é capaz de gerar tal campo magnético através de ímãs permanentes ou de uma excitação com corrente contínua nas bobinas. O nome síncrono é devido ao fato de a velocidade de rotação do seu eixo ser fixa e sincronizada com a frequência da tensão de alimentação da rede. A frequência em Hz (Hertz) da tensão gerada depende do número de pares de bobinas do estator, normalmente denominado por polos  $P$ , e da velocidade de rotação  $N_r$ , a que o rotor do gerador está submetido.

A equação para o cálculo da frequência é a seguinte:

$$f = \frac{P N_r}{2 \cdot 60} \quad (4.1)$$

Onde:

$P$  é o número de pólos;

$N_r$  é a velocidade do rotor em rpm.

**Exemplo 4.1:** Abaixo é apresentada uma tabela exemplificando uma situação em que a frequência da rede é de 60 Hz. Essa tabela nos dá a velocidade de operação do gerador segundo o seu número de polos.


Nº Polos	4	8	12	24	48	72
$N_r$ (rpm)	1800	900	600	300	150	100

**Resposta:**

Antes de se fazer a conexão à rede, é necessário gerar uma tensão de mesma amplitude daquela da rede, com mesma fase e mesma frequência. Para isso, como já são conhecidos o número de polos e a frequência da rede à qual o gerador será conectado, é fundamental controlar a velocidade do rotor para se gerar uma frequência de sincronismo.

### 4.3.1.2 Geradores síncronos com rotor de ímãs permanentes

Um gerador síncrono com ímãs permanentes apresenta uma eficiência maior que a das máquinas com rotor bobinado ou com rotor gaiola de esquilo. Isso porque, no gerador síncrono, a excitação do rotor não é fornecida por uma fonte ou por indução. No entanto, há algumas desvantagens. Em primeiro lugar, sua aplicação exige o uso de um conversor eletrônico de potência para ajustar a tensão e a frequência do gerador para a tensão da rede elétrica, e isso exige um gasto adicional. Além disso, as máquinas a ímã permanente são mais caras e seus materiais magnéticos são sensíveis à temperatura, podendo perder suas qualidades magnéticas a altas



temperaturas; assim, a temperatura tem que ser supervisionada e é necessário um sistema de resfriamento.

Um dos benefícios dos geradores síncronos é que, neles, a potência pode ser gerada a qualquer velocidade, pelo fato de ele usar um conversor eletrônico de potência ao ajustar as condições das correntes. Outro benefício importante é o fato de ele ser projetado com polos salientes e com elevado número de polos, permitindo, assim, sua operação em baixa velocidade, eliminando, com isso, a necessidade do uso de caixa de engrenagens.

### **4.3.1.3 Geradores síncronos com rotor de bobinas de excitação alimentado com tensão contínua**

O gerador síncrono possui um estator com enrolamento trifásico, denominado enrolamento de armadura. O rotor é construído por bobinas de excitação e por anéis coletores usados para permitir a passagem da corrente elétrica, que é fornecida por um excitador polifásico. Este tipo de gerador é muito aplicado em usinas hidroelétricas.

Pelo fato de se poder controlar a corrente elétrica que flui pelo enrolamento do rotor, é possível gerar um campo excitador que gire com velocidade síncrona, permitindo, assim, um controle do fator de potência. Com isso, não há necessidade de nenhum sistema de compensação de potência reativa, diferentemente do gerador de indução gaiola de esquilo.

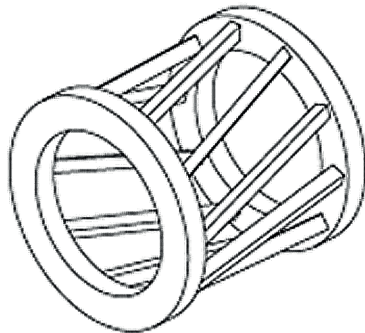
### **4.3.1.4 Gerador assíncrono**

Há dois tipos de gerador de indução:

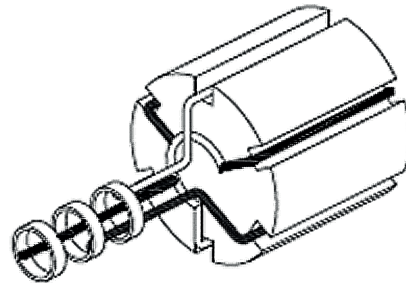
- **Gaiola de esquilo** – o rotor é composto de barras de material condutor localizadas em volta do conjunto de chapas do rotor, que são curtos-circuitadas por anéis metálicos nas extremidades, conforme a Figura 4.5 (a);

- **Rotor bobinado** – o rotor é composto de um enrolamento trifásico distribuído em torno do conjunto de chapas do rotor, conforme a Figura 4.5 (b).

Figura 4.5- Rotor do gerador de indução.



(a) Rotor gaiola de esquilo



(b) Rotor com enrolamento trifásico bobinado.

O rotor do tipo gaiola de esquilo possui barras como condutores, ao contrário do rotor bobinado, que, como o próprio nome sugere, possui bobinas como condutores. Fonte: Bim (2014).

### 4.3.1.5 Gerador assíncrono com rotor gaiola de esquilo

O gerador assíncrono ou de indução com rotor gaiola de esquilo, como também é conhecido, só produz energia elétrica quando a velocidade do rotor é mais alta que a velocidade síncrona (velocidade do campo girante do estator). Para um gerador típico de quatro polos (dois pares de polos no estator) operando em uma rede elétrica de 60 Hz, sua velocidade síncrona é de 1800 rotações por minuto. Na operação do gerador, uma turbina deve acionar o rotor do gerador acima da velocidade síncrona. Nesta condição, o fluxo do estator induz correntes no rotor, mas, como o fluxo de rotor (oposto àquele) está cortando as bobinas do estator, uma potência ativa é produzida nas bobinas do estator. Assim, produz-se energia elétrica e se envia-a à rede elétrica.

A diferença entre a velocidade síncrona e a velocidade do rotor é conhecida como escorregamento, que opera numa pequena faixa negativa entre 0,2 e 0,5% para diferentes potências dos geradores comerciais.

A equação estabelecida para o escorregamento é a seguinte:

$$s_{\%} = \frac{(N_s - N_r)}{N_s} \cdot 100 \quad (4.2)$$

Onde:

$N_s$  é a velocidade do campo girante em rpm;

$N_r$  é a velocidade de rotação do eixo do rotor em rpm.

A velocidade síncrona do rotor de um gerador de indução depende da frequência da rede e do número de polos e é dada por:

$$N_s = \frac{120f}{P} \quad (4.3)$$

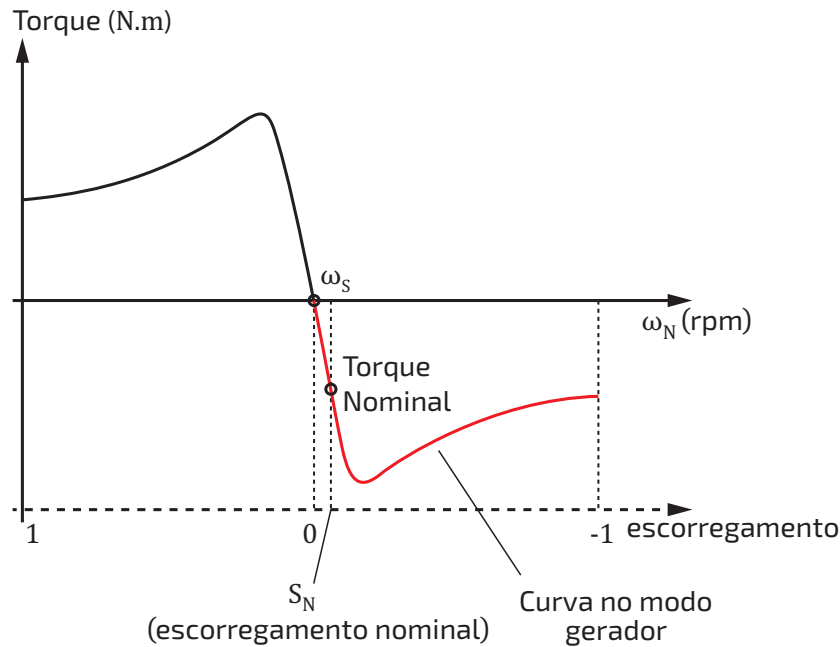
Onde:

$f$  é a frequência da rede em Hz;

$P$  é o número de polos.

A potência gerada pelo gerador de indução é proporcional ao seu torque, que, por sua vez, é função da velocidade (escorregamento). A Figura 4.6 apresenta esta característica. Verifica-se que, para escorregamento zero, o gerador não produz torque, que só será produzido em uma faixa linear de escorregamento que fica entre 0 e 0,5%. Em grandes potências, o escorregamento pode chegar a 1%. É uma característica importante o fato de a eficiência elétrica ser dada em função do escorregamento.

Figura 4.6- Curva característica do Torque versus Escorregamento do gerador de indução.



Pode-se observar que, quando o escorregamento é nulo, o gerador não produz torque, que só será produzido em uma faixa linear de escorregamento que fica entre 0 e 0,5%. Fonte: Autoria própria.

**Exemplo 4.2:** Sabendo que a frequência da tensão gerada por um gerador elétrico assíncrono gaiola de esquilo é de 60 Hz e que o número de polos de bobinas do estator é 36, operando com escorregamento de 1%, qual é sua a velocidade síncrona e à velocidade de rotação de operação?

**Resposta:**

- velocidade síncrona:

$$N_s = 120 \frac{f}{p} = 120 \times \frac{60}{36} = 200 \text{ rpm}$$

- velocidade de rotação de operação:

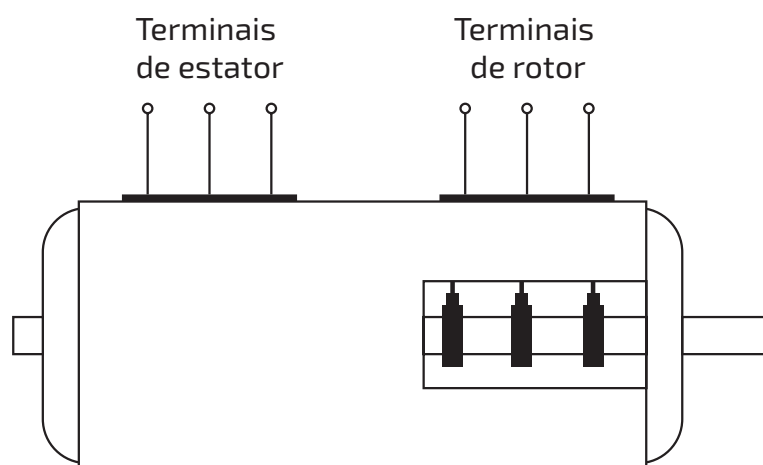
A partir da Eq. (4.2), obtemos a seguinte equação para determinarmos a velocidade de rotação de operação:

$$N_r = N_s - \frac{s(\%) \omega_s}{100} = 198 \text{ rpm}$$

### 4.3.1.6 Gerador assíncrono com rotor bobinado

A estrutura deste gerador, como ilustrada na Figura 4.7, consiste em enrolamentos trifásicos tanto no estator como no rotor. Pelo fato de aplicarmos tensão em ambos os enrolamentos, o gerador é conhecido como gerador de indução duplamente alimentado. O fato de a corrente e a frequência do rotor serem controladas possibilita a sua operação como gerador nas velocidades abaixo da síncrona, acima da síncrona e na velocidade síncrona, diferentemente do gerador de indução gaiola de esquilo, em que a operação se dá apenas na velocidade acima da síncrona. Além dessa vantagem, o uso do gerador de indução duplamente alimentado vem ganhando espaço em aplicações com turbinas de velocidade variável, pelo fato de a alimentação nas bobinas do rotor ampliar possibilidade de controle da potência ativa e do fator de potência.

Figura 4.7- Gerador assíncrono com rotor bobinado.



Em máquinas de rotor bobinado são disponibilizados os terminais de acesso tanto das bobinas do estator quanto do rotor. Fonte: Autoria própria.

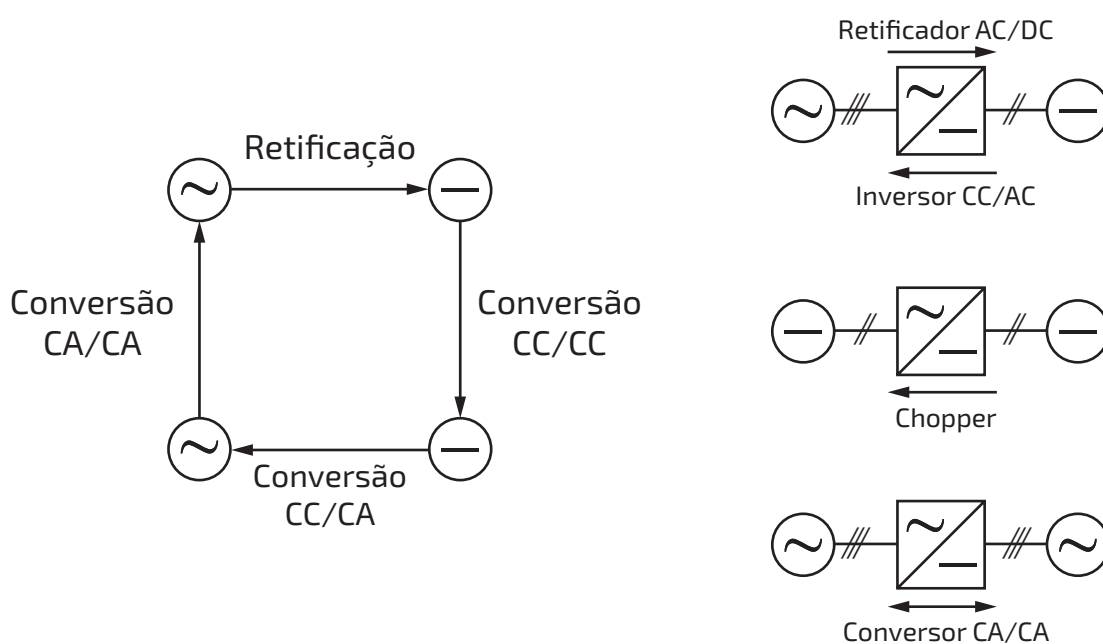
### 4.3.1.7 Condicionamento de potência

Devido ao aumento do número de turbinas eólicas de velocidade variável instaladas em sistemas de distribuição de energia elétrica, surgiram várias tecnologias de conversores eletrônicos de potências para melhorar a eficiência e o controle do fluxo de energia do gerador para a rede de energia elétrica. Você aprendeu que a frequência elétrica da tensão gerada varia com a rotação do gerador elétrico, a



qual varia com a rotação da turbina eólica, que, por sua vez, depende da velocidade do vento. Como sabemos, é preciso adequar a frequência da tensão gerada com a frequência da rede de energia elétrica, o que torna necessário um controle da frequência elétrica. Além disso, como é possível o controle da amplitude de tensão/corrente de saída e do fator de potência, controla-se essas variáveis para melhorar a performance e a eficiência do aerogerador. Para a finalidade mencionada, várias configurações de conversores de potência foram desenvolvidas por fabricantes de turbinas eólicas e por suas empresas de suporte de conversão de energia. A classificação de conversores de potência de última geração é um assunto complexo, já que não é possível classificar todos os conversores baseado em um parâmetro/operação. De fato, diferentes aplicações necessitam de diferentes configurações de conversores. A Figura 4.8 ilustra as tarefas realizadas pelos conversores.

Figura 4.8 - Tarefas realizadas pelos conversores.



As várias configurações de conversão de potência, segundo o sentido de conversão de corrente alternada (CA) para corrente contínua (CC) e vice-versa. Fonte: Autoria própria.

Os conversores eletrônicos de potência possuem dispositivos semicondutores que funcionam em comutação, ou seja, operam alternadamente em um dos dois estados: estado de condução (*ON*, ou estado ligado); ou estado de corte (*OFF*, ou estado desligado). A comutação pode ser controlada ou não: são controladas caso os

dispositivos sejam os tiristores, transistores bipolares IGBTs, etc.; não são controladas no caso dos diodos.

## 4.4 Classificação dos aerogeradores

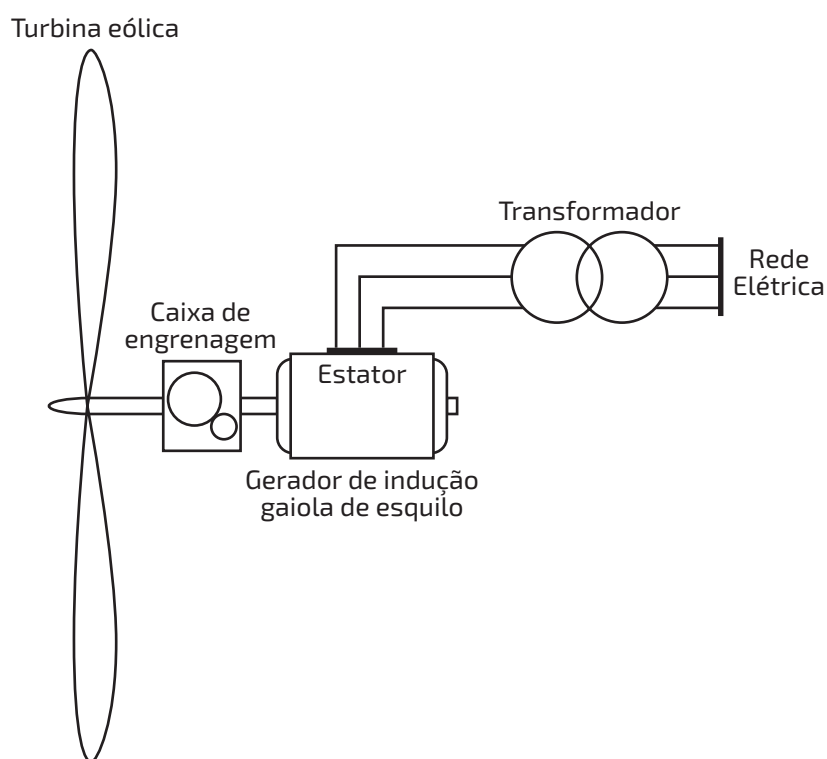
Os aerogeradores podem ser classificados em dois tipos segundo sua velocidade de operação: turbina de velocidade fixa e de velocidade variável. Estas duas classificações podem ser subdivididas nos tipos de gerador elétrico apresentados e, também, segundo o tamanho associado aos conversores eletrônicos de potências — conversores operando com potência total ou parcial do gerador. Abaixo, são apresentados os principais conceitos existentes atualmente no mercado:

- Aerogeradores de velocidade fixa, com:
  - I. gerador de indução sem conversor eletrônico de potência;
- Aerogeradores de velocidade variável, com:
  - II. gerador síncrono de excitação na bobina, com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador;
  - III. gerador síncrono de ímãs permanentes, com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador;
  - IV. gerador de indução gaiola de esquilo, com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador;
  - V. gerador de indução duplamente alimentado, com conversor eletrônico de potência operando com potência parcial do gerador.

### 4.4.1 Aerogeradores de velocidade fixa

Este tipo de turbina se baseia no conceito dinamarquês inicial, segundo o qual, a turbina operava em velocidade fixa, sendo esta a aplicação mais antiga. Sua construção emprega uma caixa de transmissão acoplada a um gerador de indução gaiola de esquilo conectado diretamente à rede de energia elétrica através de um transformador, como ilustrado na Figura 4.9. Com a conexão direta do gerador à rede elétrica, é fixada a velocidade do gerador, que é determinada pela frequência da rede e por seu número de polos. Portanto, a velocidade do eixo da turbina é mantida fixa, podendo variar estreitamente na faixa de escorregamento da região linear de torque da máquina de indução.

Figura 4.9-Turbina em velocidade fixa.



Turbina cuja velocidade de rotação do eixo é mantida fixa, podendo variar estritamente na faixa de escorregamento da região linear de torque da máquina de indução. Fonte: Autoria própria.

Em velocidade de operação fixa, ocorre uma perda de eficiência durante o funcionamento da turbina nas diferentes velocidades do vento, além do surgimento de oscilações de conjugados, que causam estresse mecânico em todo o sistema e problemas de qualidade de energia. No entanto, esse tipo de aerogerador apresenta vantagens por possuir baixo custo e ser relativamente robusto.

### 4.4.1.1 Aerogeradores de velocidade variável

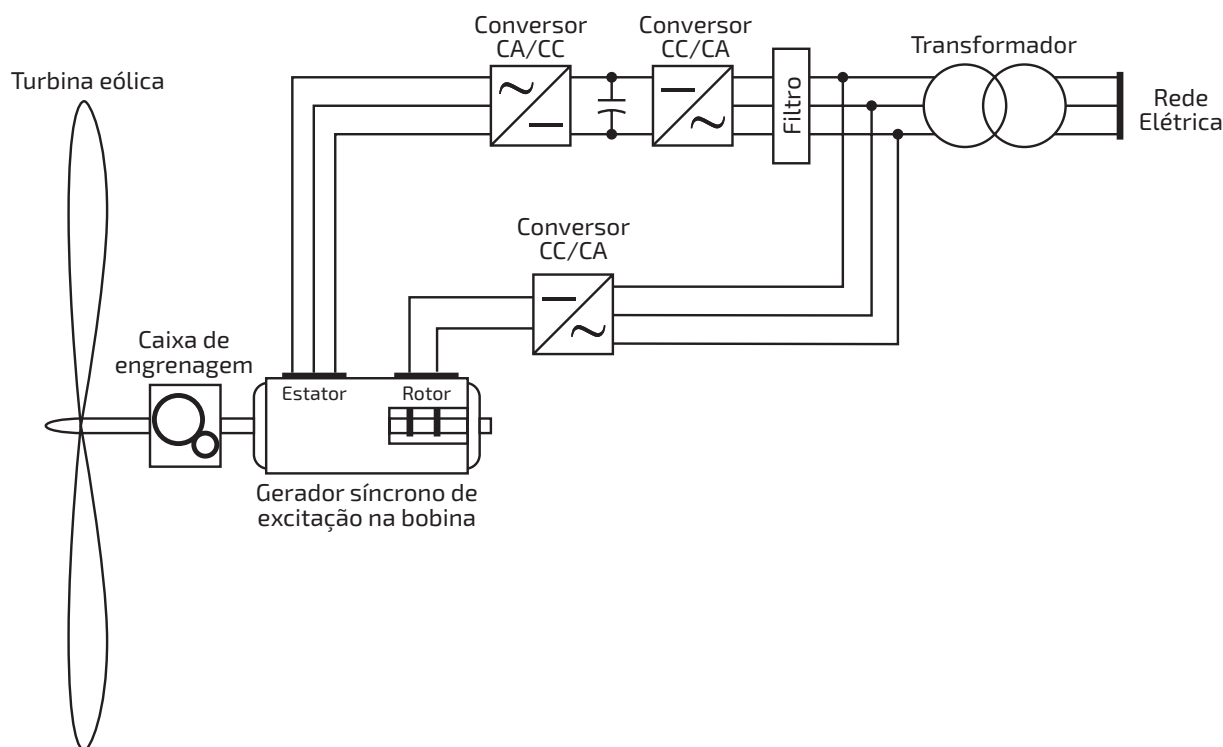
Hoje em dia, as turbinas de velocidade variável são as mais utilizadas e representam a grande maioria no mercado. Esse tipo de turbina utiliza, predominantemente, geradores síncronos ou assíncronos, já que permite projetos para operar com a máxima eficiência em função de uma faixa ampla de variação da velocidade do vento. Assim, é possível um aproveitamento da energia gerada de cerca de 20% a 30% a mais, quando comparado com o aproveitamento de turbinas de velocidade fixa. Portanto, as vantagens das turbinas eólicas projetadas com o conceito de velocidade variável são:

- minimização dos estresses mecânicos causados pelas variações de velocidades do vento, pois estas são absorvidas pela inércia mecânica da turbina;
- maior eficiência na extração da potência do vento, proporcionada pelo ajuste contínuo da velocidade rotacional da turbina; e
- possibilidade de se operar em baixas velocidades, o que reduz o nível de ruídos acústicos.

### 4.4.1.2 Gerador síncrono de excitação na bobina com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador

Nessa classificação, o gerador é conectado à rede elétrica através de um conversor eletrônico de potência CA-CC-CA e também de uma excitatriz por conversor CA-CC controlado, que permite o controle do fator de potência. Sua topologia é ilustrada na Figura 4.10.

Figura 4.10- Gerador síncrono de excitação na bobina com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador.



Turbina cuja velocidade de rotação do eixo é variável, usando gerador síncrono de excitação na bobina com conversor eletrônico de potência entre o estator e a rede elétrica.

Fonte: Autoria própria.

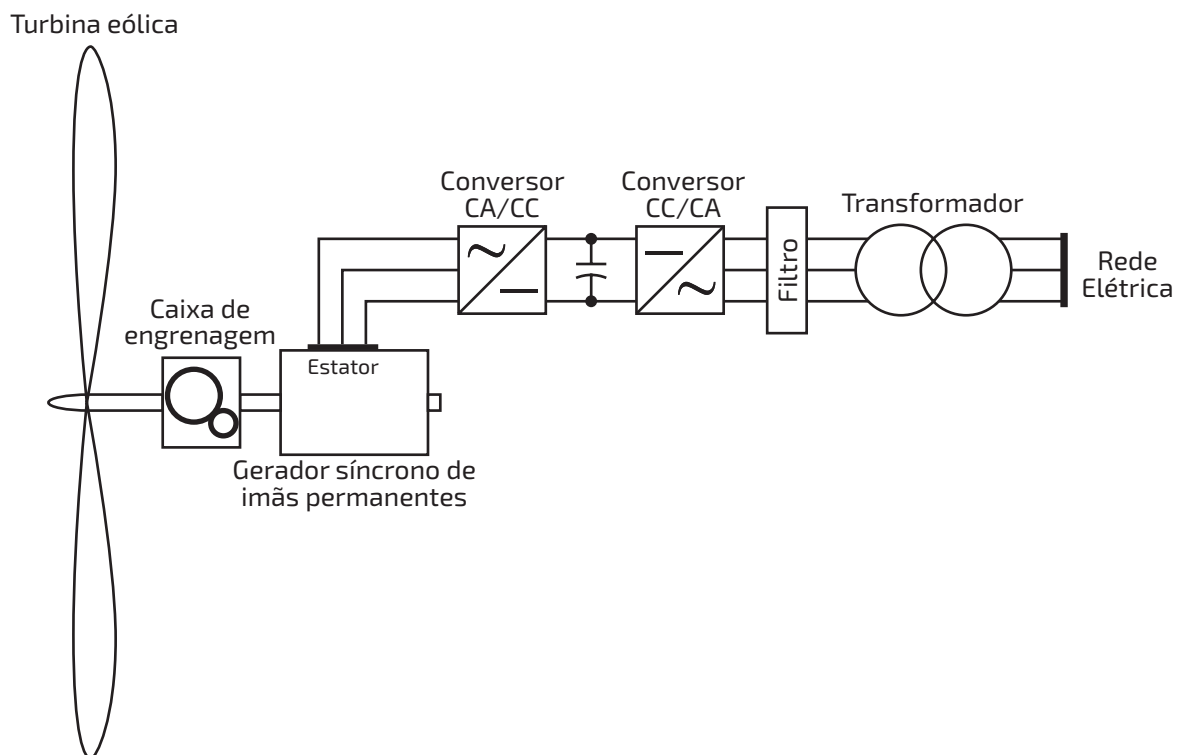
Esse tipo de gerador também pode ser projetado com muitos polos, evitando assim o uso de caixas de engrenagens. No entanto, com o aumento do tamanho da turbina, as dimensões de sua estrutura de montagem aumentam consideravelmente. Além disso, há necessidade da manutenção dos anéis e escovas coletoras, o que

caracteriza uma desvantagem em relação aos geradores projetados com menor número de polos e sem excitação no rotor.

### 4.4.1.3 Gerador síncrono de ímãs permanentes com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador

O gerador síncrono de ímãs permanentes é conectado à rede elétrica através de um conversor eletrônico de potência CA-CC-CA, utilizando sistemas de controle avançados, conforme apresentado na Figura 4.11. Este tipo de gerador por poder ser projetado com elevado número de polos, o que permite a conexão do eixo da turbina diretamente ao gerador síncrono. Tal projeto dispensaria o uso da transmissão através de caixa de engrenagens, minimizando problemas de origem mecânica e reduzindo, assim, os custos de manutenção.

Figura 4.11 – Gerador síncrono de ímãs permanentes com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador.

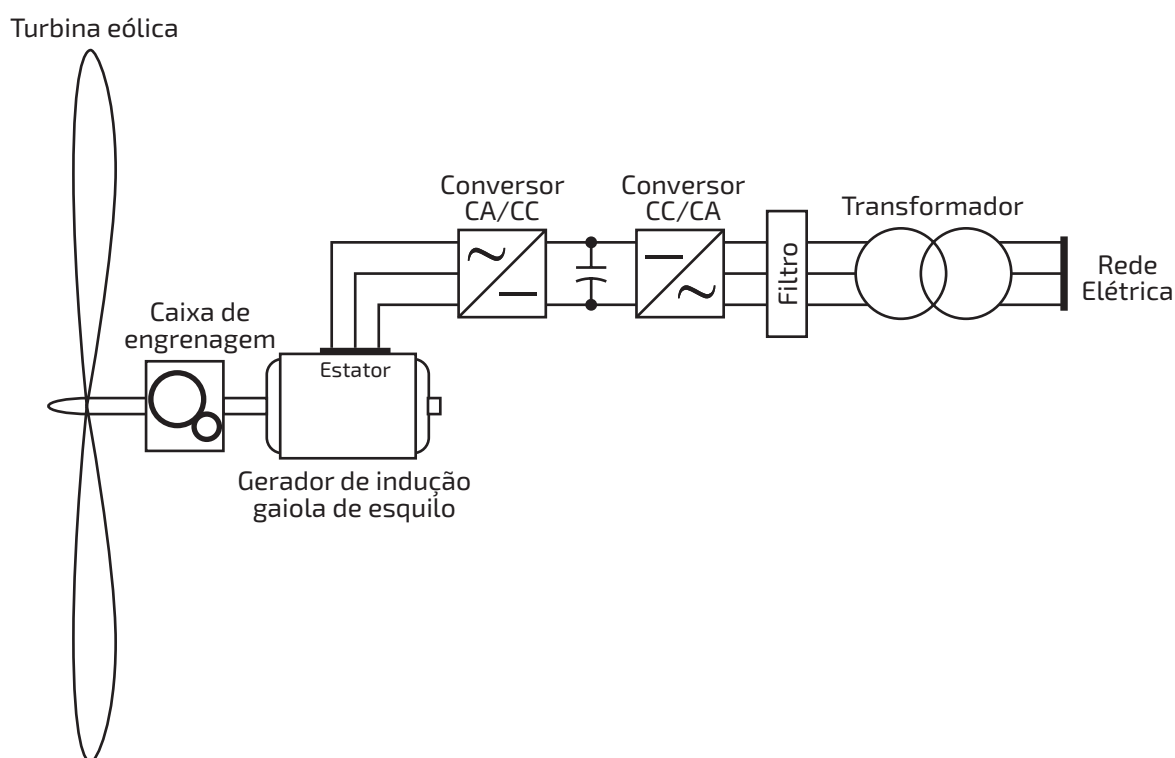


Turbina cuja velocidade de rotação do eixo é variável, usando gerador síncrono de ímãs permanentes com conversor eletrônico de potência entre o estator e a rede elétrica. Fonte: Autoria própria.

#### 4.4.1.4 Gerador de indução gaiola de esquilo com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador

Como no gerador síncrono de ímãs permanentes, o gerador de indução é conectado à rede elétrica através de um conversor eletrônico de potência CA-CC-CA, utilizando sistemas de controle avançados. Em relação aos anteriores, este gerador de indução apresenta as vantagens de ser mais robusto e de menor custo, pois não necessita de excitação de campo, já que a produção do campo do rotor se dá por indução. A Figura 4.12 apresenta sua configuração.

Figura 4.12 – Gerador de indução gaiola de esquilo com conversor eletrônico de potência operando com a potência total do gerador.

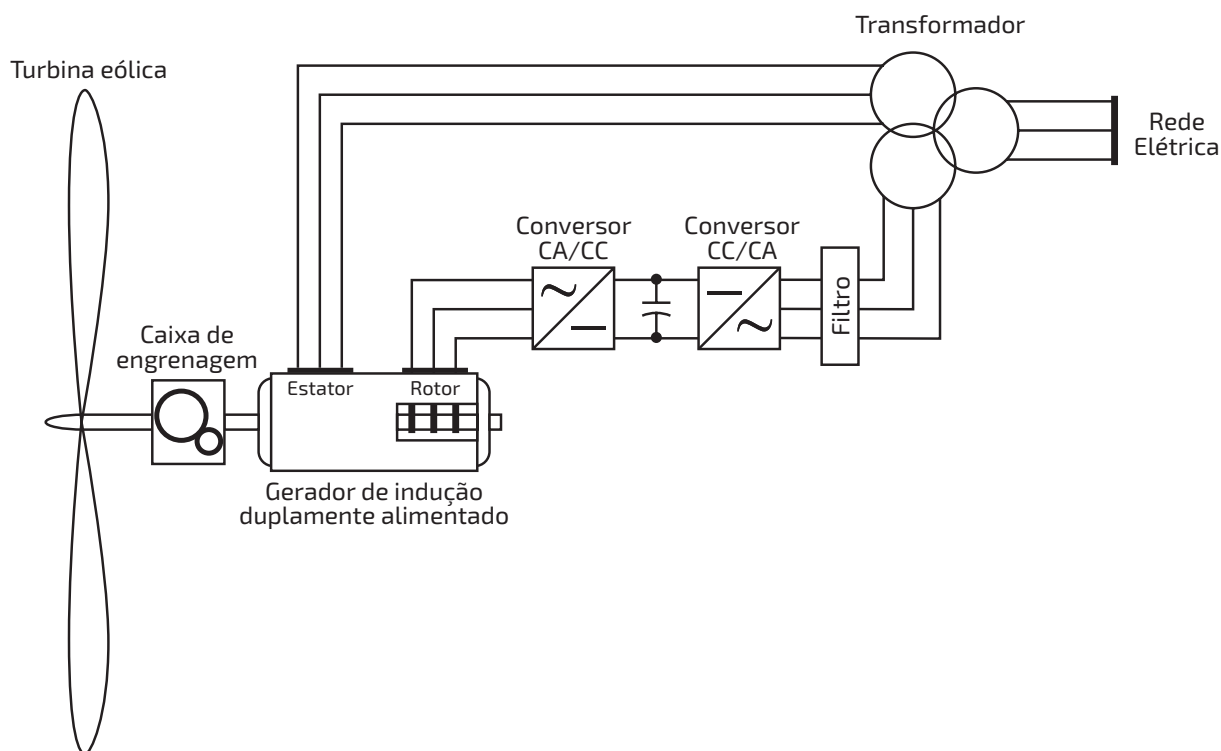


Turbina cuja velocidade de rotação do eixo é variável, usando gerador de indução gaiola de esquilo com conversor eletrônico de potência entre o estator e a rede elétrica. Fonte: Autoria própria.

### 4.4.1.5 Gerador de indução duplamente alimentado com conversor eletrônico de potência operando com potência parcial do gerador

O gerador de indução duplamente alimentado tem se tornado um dos geradores mais utilizados no mercado em aplicações de turbinas eólicas de grande potência. Isto se deve ao fato de ele operar com velocidade variável e possibilitar o controle das potências ativa e reativa do estator a partir de uma pequena potência no circuito de rotor. Nesta configuração, os enrolamentos do estator são conectados diretamente à rede trifásica, enquanto os enrolamentos de rotor são alimentados por um conversor de potência bidirecional (normalmente usa-se um conversor *back-to-back*), que é projetado para suportar aproximadamente  $\pm 30\%$  da potência nominal da máquina. Assim, o custo do conversor torna-se baixo comparado aos sistemas onde o conversor tem que suportar a potência total da máquina. A Figura 4.13 apresenta sua configuração.

Figura 4.13- Gerador de indução duplamente alimentado com conversor eletrônico de potência operando com potência parcial do gerador.



Turbina cuja velocidade de rotação do eixo é variável, usando gerador de indução duplamente alimentado com conversor eletrônico de potência entre o rotor e a rede elétrica.

Fonte: Autoria própria.



## 4.5 Resumo das classificações de aerogeradores

As principais vantagens e desvantagens dos cinco conceitos de aerogeradores apresentados no tópico anterior são resumidas na Tabela 4.1 a seguir.

Tabela 4.1- Vantagens e desvantagens dos principais conceitos de aerogeradores existentes no mercado.

Conceito	Vantagens	Desvantagens
I	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fácil de se projetar;</li> <li>- operação robusta;</li> <li>- baixo custo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baixo aproveitamento de energia;</li> <li>- sem controle das potências ativa e reativa;</li> <li>- alto estresse mecânico;</li> <li>- alta perda mecânica nas engrenagens.</li> </ul>
II	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Apresenta o melhor rendimento dentre todas as tecnologias;</li> <li>- controle das potências ativa e reativa;</li> <li>- ausência de escovas/ enrolamento no rotor;</li> <li>- sem caixa de engrenagens;</li> <li>- baixo estresse mecânico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevado custo do material magnético;</li> <li>- desmagnetização do ímã permanente com o tempo;</li> <li>- processo complexo de construção;</li> <li>- maior custo e perdas dos conversores de potência.</li> </ul>
III	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto rendimento de energia;</li> <li>- controle das potências ativa e reativa;</li> <li>- sem caixa de engrenagens;</li> <li>- baixo estresse mecânico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maior custo do enrolamento de cobre;</li> <li>- manutenção dos anéis e escovas dos enrolamentos do rotor;</li> <li>- maior custo e perdas dos conversores de potência;</li> <li>- tamanho grande do gerador.</li> </ul>
IV	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto rendimento de energia;</li> <li>- controle das potências ativa e reativa;</li> <li>- operação robusta;</li> <li>- baixo estresse mecânico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maior custo e perdas dos conversores de potência;</li> <li>- alta perda mecânica nas engrenagens.</li> </ul>
V	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto rendimento de energia;</li> <li>- controle das potências ativa e reativa;</li> <li>- baixo custo e perdas dos conversores de potência;</li> <li>- menos estresse mecânico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maior custo do enrolamento de cobre;</li> <li>- manutenção dos anéis e escovas dos enrolamentos do rotor;</li> <li>- alta perda mecânica nas engrenagens.</li> <li>- tamanho grande do gerador.</li> </ul>

Fonte: Autoria própria

## 4.6 Resumo do capítulo

O aerogerador é um equipamento utilizado para produzir energia elétrica a partir da energia cinética do vento (energia eólica). Essa produção se dá pela movimentação da turbina, produzindo energia mecânica, que é transmitida ao gerador, que, por sua vez, converte-a em energia elétrica. Os componentes de maior destaque em um aerogerador são: o conjunto denominado turbina eólica — apresentado no capítulo anterior — e o gerador de energia elétrica. Os geradores síncronos e assíncronos são os mais utilizados, a escolha depende principalmente da potência e das condições de uso. Para melhorar a performance e a eficiência de um aerogerador, são utilizados conversores eletrônicos de potência, com a finalidade de controlar a frequência, a amplitude da tensão/corrente de saída e/ou o fator de potência. Para essas finalidades mencionadas, várias configurações de conversores de potência foram desenvolvidas por fabricantes de turbinas eólicas e suas empresas de suporte de conversão de energia.

## 4.7 Exercícios

- 4.1 O aerogerador é um equipamento usado para qual finalidade? Quais os seus componentes de maior destaque?
- 4.2 Descreva os componentes e subsistemas essenciais para a concepção de um aerogerador.
- 4.3 Descreva qual a utilidade de um gerador elétrico. No aerogerador, onde é acoplado o gerador elétrico?
- 4.4 Qual a funcionalidade da caixa de engrenagens?
- 4.5 Quais são os dois principais tipos de geradores elétricos?
- 4.6 Qual a velocidade de operação do gerador elétrico síncrono caso o número de polos mude de 72 para 4?
- 4.7 Descreva as vantagens e desvantagens do gerador síncrono com rotor de ímãs permanentes em relação ao gerador de indução gaiola de esquilo.
- 4.8 Como é conhecida a diferença entre a velocidade síncrona e a velocidade do rotor?

- 4.9 Qual é a faixa de escorregamento na qual um gerador de indução gaiola de esquilo produz torque/potência?
- 4.10 Qual a necessidade da utilização de conversores eletrônicos de potência? Cite quais as configurações de conversores.
- 4.11 Cite os tipos de turbina eólica para a classificação de aerogeradores segundo sua velocidade de operação.
- 4.12 Cite os principais conceitos existentes atualmente no mercado de aerogeradores segundo a velocidade de operação, o tipo de gerador elétrico e de conversores eletrônicos de potência.

### ***Para pensar um pouco mais...***

- 4.13 A frequência da tensão gerada por um gerador elétrico de indução gaiola de esquilo é de 60 Hz e o número de pares de polos de bobinas do estator é 72. Sabendo-se que ele opera com escorregamento de 0,5%, determine qual a velocidade de operação.
- 4.14 O objetivo de um aerogerador é converter a energia mecânica do vento em energia elétrica. Neste exercício, vamos considerar o gerador assíncrono de um aerogerador instalado no seio de um parque eólico de 7,5 MW de potência total. Sabendo-se que os aerogeradores funcionam a velocidade constante e que o gerador está ligado à rede, determine a potência, a velocidade de rotação do gerador e o seu esquema equivalente.

Além disso, dado que os aerogeradores estão equipados com multiplicadores, calcule a potência elétrica à saída do gerador e a sua velocidade de rotação, sabendo que o multiplicador utilizado tem uma relação de 46,48 e um rendimento de 96% e que as pás da turbina rodam a 32,5 rpm. As perdas associadas ao gerador são desprezáveis.

Admite-se os seguintes dados:

$V = 15 \text{ m/s}$  – velocidade nominal do vento, admitida como constante;

$N = 32,8 \text{ rpm}$  – velocidade nominal da turbina do aerogerador;

$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$  – densidade do ar;

$C_p = 0,27$  – coeficiente aerodinâmico; e

$R = 21,7 \text{ m}$  – raio das pás.



## 4.8 Referências do capítulo

BIM, Edson. **Máquinas elétricas e acionamento**. 3. ed. São Paulo: Elsevier – Campus, 2014.

LOPEZ, R. A. **Energia Eólica**. 2. ed. São Paulo: Artliber Editora, 2012.

MACEDO, Wilson Negrão. **Estudo de sistemas de geração de eletricidade utilizando as energias solar fotovoltaica e eólica**. Belém (PA). Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Campus Universitário do Guamá. Universidade Federal do Pará - UFPA. fev. 2002.





MINISTÉRIO DA  
EDUCAÇÃO

