

2302899

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

TRABALHO DE ESPECIALIZAÇÃO - PG

Modelagem e Simulação de Turbinas Eólicas

Arthur Ophir da Costa Facciolla
orientador : Giorgio Eugenio Oskare Giacaglia

1989

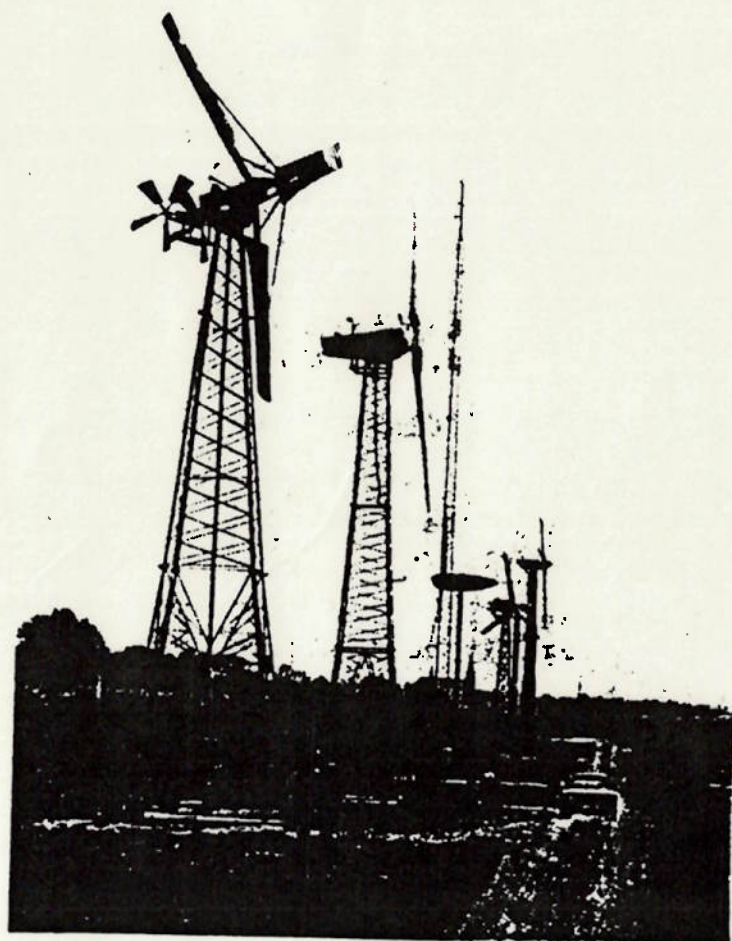
SUMÁRIO

Este trabalho, que têm como tema central o aproveitamento da Energia Eólica para geração de eletricidade, está dividido em duas partes distintas:

A primeira trata aspectos gerais dos Sistemas de Conversão da Energia Eólica (SCEE) e aprofunda-se no estudo de alguns de seus componentes, chegando finalmente a um modelo de simulação de turbinas eólicas.

A segunda parte propõe uma concepção de gerador eólico de pequeno porte com características construtivas adaptadas às condições brasileiras de clima, insumos e mercado consumidor.

Serviço de Bibliotecas
Biblioteca de Engenharia Mecânica



Ao meu irmão Toni.

AGRADECIMENTOS

- Ao professor Dr.G.E.O Giacaglia pela orientação deste trabalho
- Ao professor Dr.Toshi I. Tachibana e Eng. Carlos Daher Padovez pelo incentivo e colaboração
- Ao CNPQ pela bolsa de Aperfeiçoamento, que permitiu a realização deste trabalho
- Ao Depto. de Eng. Naval e Oceanica do Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo, pelas facilidades e material de trabalho
- Ao Riso National Laboratory - Denmark, pela colaboração técnica

INDICE

Introdução

Simbologia

I PARTE

Capítulo 1 - Sistemas de Conversão de Energia Elétrica	11
1.1 - Introdução	12
1.2 - Impacto Ambiental	12
1.3 - Disponibilidade de Recursos para Conversão	16
1.4 - Prazos para Instalação e Vida Útil dos sistemas de Conversão	18
1.5 - Estimativa do Custo Médio de Investimento	19
1.6 - Estimativa do Custo Médio de Geração	22
1.7 - Constância no Fornecimento de Energia	25
1.8 - Conclusões	27
Capítulo 2 - A Conversão da Energia Eólica	29
2.1 - Introdução	30
2.2 - Componentes Básicos dos SCEE	31
2.3 - Características dos Rotores	33
2.4 - Aerogeradores	37
2.5 - Aerogeradores Comercializados	39
2.6 - Métodos de Cálculo da Energia Gerada	53
2.7 - Conclusões	57

Capítulo 3 - Modelagem de Rotores Eólicos	58
3.1 - Introdução	59
3.2 - Equacionamento do Rotor	60
3.3 - Método Experimental para Determinação da Curva CP x E	65
3.3.1 - Resumo do Método Experimental Dinâmico para Determinação da Curva CP x E	65
3.3.2 - Determinação da Curva CPL x E	67
3.3.3 - Determinação da Curva CPD x E	70
3.3.4 - Determinação da Curva CP x E	71
3.4 - Método Analítico	73
3.4.1 - Otimização do Rotor	74
Capítulo 4 - Influência de Alguns Parâmetros no Desempenho do Rotor	82
4.1 - Introdução	83
4.2 - Variação da Velocidade de Rotação	84
4.3 - Variação do Raio do Rotor	88
4.4 - Variação do Ângulo de Incidência das Pás	90
4.5 - Comentário Sobre Turbinas de Passo Variável	91
4.6 - Conclusões	92
Capítulo 5 - Modelagem de Sistemas de Transmissão	93
5.1 - Introdução	94
5.2 - Descrição do Sistema	95
5.3 - Sistemas de Transmissão Usados em SCEE	96
5.4 - Abordagem Numérica do Rendimento das Transmissões	98
5.5 - Rendimento de Engrenagens Cilíndricas	99

5.5.1 - Influência nas Perdas de Transmissão por Engrenagens ...	99
5.5.2 - Modelo Proposto em [12]	99
5.5.3 - Modelo Proposto em [9]	100
5.6 - Rendimento de Transmissões por Corrente ...	104
Capítulo 6 - Modelagem de Geradores Elétricos	105
6.1 - Introdução	106
6.2 - Análise da Curva Potência x Rendimento	107
6.3 - Análise da Curva Potência x Rotação	109
6.4 - Otimização de uma Turbina Stall - Regulável pela variação do gerador	110
Capítulo 7 - Modelo de Simulação para Turbinas Eólicas	116
7.1 - Introdução	117
7.2 - Algoritmo	118
7.3 - Aplicação do Modelo de Simulação	119
7.3.1 - Descrição da Turbina	120
7.3.2 - Instrumentação	122
7.3.3 - Resultados do Teste da Turbina "Micon 55 kW"	124
7.3.4 - Resultados Obtidos na Simulação	132
7.3.5 - Discussão dos Valores Simulados	139
7.3.6 - Conclusão	141

II PARTE

Projeto de uma Turbina de Baixa Potência para o Mercado Brasileiro	143
Capítulo 1 - Introdução	145

Capítulo 2 - Análise do Valor	146
2.1 - Consideração sobre o método	147
2.2 - Análise do Produto Convencional	149
2.3 - Descrição das Funções	150
2.4 - Níveis das Funções	151
2.5 - Desenvolvimento e Análise das Alternativas	
2.5.1 - Gerar Eletricidade	156
2.5.2 - Captar Energia	158
2.5.3 - Elevar Rotor	166
2.5.4 - Sustentar Conjunto	169
2.5.5 - Posicionar Rotor	170
2.5.6 - Multiplicar Rotação	172
2.5.7 - Controlar Rotação	174
2.5.8 - Sustentar Rotor	177
2.5.9 - Reduzir Fricção	177
2.5.10 - Unir Eixos	178
2.6 - Conclusão	178
Bibliografia	181

INTRODUÇÃO

O Brasil caminha, pelo que tudo indica, para um racionamento energético que já poderá ser sentido em meados da década de 1990. A situação se agrava pelas atuais imposições do BIRD na liberação de novas verbas ao setor, que agora exige estudos para a minimização dos impactos ambientais na construção de novas usinas hidroelétricas, sobretudo na região Amazônica. A construção de novas unidades nucleares têm, também, sido duramente criticada e há inúmeros empecilhos internacionais para a continuação do programa nuclear brasileiro.

Além dos aspectos citados, deve-se considerar que os recursos hídricos em determinadas regiões já estão quase esgotados para a utilização em média/grande escala, e que os custos de transmissão, como o da bacia Amazônica, podem assumir elevadas proporções, ameaçando significativamente a viabilidade econômica de tais empreendimentos.

Sob o panorama atual do setor energético brasileiro, que é até confortador quando comparado ao de outros países sul americanos, como a Argentina por exemplo, surgem algumas possibilidades que poderiam favorecer seu desenvolvimento. Pode-se destacar:

- Estímulo à iniciativa privada em investir no setor. Tal ocorrência já pode ser verificada atualmente no Grupo Votorantim, Copersucar etc..
- Estimular a produção de energia em pequena escala e de forma descentralizada.
- Racionalizar o uso da energia. Já está sendo realizado pelo PROCEL, tarifa hora-sazonal, etc..
- Estimular o uso de outras fontes de energia compatíveis com a capacidade de investimentos do setor elétrico. Aqui inclui-se a co-geração, turbinas a gás, energia eólica e solar.

Neste quadro pode-se, agora, dar um destaque à energia eólica, que, em todos os países sul americanos com contato oceânico, apresentam excelente potencial em algumas regiões. No Brasil a região nordestina é a de melhores condições, sendo considerada uma das melhores do mundo à utilização desta fonte de energia.

Na utilização em larga escala da energia eólica, poderia-se atingir um montante próximo a 5% do total energético produzido nesta região. Este número deverá estar próximo a 1700 GWh/ano em meados do ano 2000, sendo que poderia-se aumentá-lo, sob o aspecto técnico, até 10% do total demandado. É interessante salientar que tal produção (1700 GWh/ano) poderia ser feita por aproximadamente 5000 turbinas de 130 KW de potência nominal espalhadas em diversas "wind-farms", com, por exemplo, 250 unidades cada.

Tais projetos, que podem ser feitos de forma modular, gerariam energia adicional ao Nordeste a um custo próximo de 30 US\$/MWh e com uma taxa de retorno próxima a 6% para o investimento, mesmo considerando-se a importação das turbinas [37].

Além da conversão em larga escala da energia do vento para a produção de eletricidade, deve-se lembrar a importância desta fonte como um barato e eficiente sistema de irrigação, sendo viável este tipo de utilização em quase todo território brasileiro. As modernas "bombas eólicas" utilizam sistemas "air-lift", centrífugos e de êmbolo.

Finalmente, deve-se salientar que o governo poderia dar maiores incentivos ao desenvolvimento destes sistemas de conversão de energia, principalmente às máquinas de médio/grande porte para geração de eletricidade e pequenos aparelhos para bombeamento d'água. O retorno poderia vir a médio prazo tanto no incremento energético gerado como na economia de se possuir tecnologia própria.

SIMBOLOGIA

A	-	Área frontal do rotor
a	-	Fator de interferência axial
$\tilde{a}$	-	Fator de interferência radial
B	-	Nº de pás do rotor
c	-	Corda da pá
CD	-	Coefficiente de arrasto
CL	-	Coefficiente de sustentação
CP	-	Coefficiente de potência
CPD	-	Coefficiente de potência dissipada
CPL	-	Coefficiente de potência líquida
CT	-	Coefficiente de torque
CX	-	Projeção dos coeficientes CL e CD em X
CY	-	Projeção dos coeficientes CL e CD em Y
D	-	Diâmetro do rotor
E	-	Razão de velocidades (V_{ponta}/V)
F	-	Fator de correção
I	-	Momento de inércia
n	-	Rotação do rotor
P	-	Potência
W	-	Velocidade angular do rotor
R	-	Raio do rotor
T	-	Torque
V	-	Velocidade do vento
σ	-	Solidez
θ	-	Ângulo de passo local
Φ	-	Ângulo entre vento aparente (W) e o plano de rotação
α	-	Ângulo de ataque do perfil
ρ	-	Densidade do ar
λ	-	Razão de velocidades (V/V_{ponta})

primeira parte

**Modelagem
e
Simulação**

CAPITULO 1

SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

- 1.1 - Introdução
- 1.2 - Impacto Ambiental
- 1.3 - Disponibilidade de Recursos para Conversão
- 1.4 - Prazos para Instalação e Vida Útil dos Sistemas de Conversão
- 1.5 - Estimativa do Custo Médio de Investimento
- 1.6 - Estimativa do Custo Médio de Geração
- 1.7 - Constância no Fornecimento de Energia
- 1.8 - Conclusões

1.1 -INTRODUÇÃO

Para aquilatar as vantagens e desvantagens dos sistemas de conversão de energia eólica (SCEE) sobre os sistemas de conversão de energia (SCE) convencionais, não são dadas informações detalhadas destes e sim uma rápida abordagem dos principais tópicos para comparação, tais como:

- impacto ambiental
- disponibilidade de recursos para geração
- prazos para instalação
- custo do investimento
- custo de geração
- constância no fornecimento de energia

1.2 -IMPACTO AMBIENTAL

Os sistemas de conversão de energia nuclear apresentam graves problemas, principalmente com relação aos resíduos nucleares resultantes da operação do sistema, pois continuam radioativos por um longo período, necessitando da utilização de depósitos de alta segurança para impedir o contato destes com o meio ambiente.

Existem, ainda, os riscos associados às falhas no sistema que podem causar danos incomensuráveis ao ambiente e ao próprio homem, haja visto o acidente nuclear de Chernobyl. Por estes e outros motivos esta fonte energética ainda é causa de grande polêmica no Brasil e no mundo.

As usinas termoeletricas causam menores problemas, mas também afetam o meio ambiente. Basta considerar que seu processo envolve a combustão de óleo ou carvão, sendo seus resíduos lançados na atmosfera.

Ao contrário do que foi colocado para as usinas nucleares e termelétricas, as usinas hidrelétricas e os geradores eólicos não produzem nenhum tipo de poluente como resultado de sua operação, isto é, conversão de energia cinética (respectivamente água e ar em movimento) em energia elétrica.

Contudo, as usinas hidrelétricas causam grandes distúrbios ecológicos, devido principalmente à necessidade do impedimento do curso natural de um rio para a formação do lago da barragem.

O "dilúvio" provocado pela retenção das águas cria um desequilíbrio no ecossistema e atinge de maneira direta a própria população do local, que é forçada a abandonar pequenas cidades e se transferir para outras regiões. Muitos ecologistas e estudiosos do meio ambiente afirmam que mesmo as operações de resgate de certos animais (a maioria não consegue ser salva), colaboram para um certo desequilíbrio, pois a fauna é retirada de seu habitat natural e transferida para outras áreas onde gera superpopulação, provocando maior competição por alimentos.

Além do problema de superpopulação de animais, o resgate destes também conduz a um verdadeiro "bordel genético", como define o biólogo José Roberto Miranda. Muitas espécies que só habitavam uma margem do rio, largo demais para ser atravessado, são inadvertidamente levadas para a outra margem e ali cruzam com espécies próximas, dando origem a descendentes estéreis [21].

Deve-se, ainda, mencionar que toda flora pertencente à área a ser inundada é dizimada, pois não se realiza a retirada de florestas, perdendo-se com isto milhões de dólares em madeiras nobres e causando o "apodrecimento" das águas devido ao processo de decomposição das árvores e folhas, que liberam principalmente gás sulfídrico e gás metano, além de tornar a água ácida e imprópria para consumo. Esta situação já ocorreu na usina de Tucuruí (rio Tocantins, sul de Belém), que inundou cerca de 2400 quilômetros quadrados, para gerar a plena carga 8000 MWh e também na usina de Balbina (rio Uatumã, norte de Manaus), que inundou uma área superior a de Tucuruí, para gerar a plena carga 250 MWh (energia inferior ao consumo de Manaus) [20], [21].

Quando se considera que setenta e seis novas usinas hidrelétricas estão projetadas e irão inundar na Amazônia cerca de 80 mil quilômetros quadrados de florestas, área equivalente ao estado de Santa Catarina, não se pode avaliar os danos aos ecossistemas, vegetação e fauna, mas certamente terão consequências desastrosas. Dentre essas usinas, as do rio Xingu certamente estão em primeiro lugar, pois segundo biólogos e estudiosos da região, os ecossistemas terrestres e aquáticos inerentes a esta área são tidos simultaneamente como os mais complexos, menos conhecidos e mais ameaçados do planeta [21].

É necessário ressaltar que as usinas hidrelétricas são muito importantes, constituindo-se numa das melhores formas de conversão de energia em função das disponibilidades hídricas do país e dos investimentos e custos relativamente reduzidos. Contudo é extremamente importante planejar e evitar ao máximo danos ecológicos, através de avaliações dos impactos ambientais resultantes das usinas.

Entretanto isto não tem sido feito com o rigor necessário, acarretando, além dos problemas citados, protestos de ecologistas em várias partes do mundo contra a devastação da Amazônia e dificultando, pela ação destes grupos a decisão por parte do governo de continuar a construir as usinas nucleares de Angra II e Angra III e a liberação de um empréstimo de 500 milhões de dólares por parte do Banco Mundial (Bird), muito necessário ao setor elétrico [22], [23].

Os sistemas de conversão de energia eólica (SCEE), utilizados em larga escala (conforme exemplo real mostrado na figura 1.1), podem apresentar problemas, embora pequenos, destacando-se:

- a possibilidade de colisão de pássaros
- os impactos a nível de microclima
- a emissão de ruído devido a rotação do rotor (hélices) "cortando" o vento

Apesar destes distúrbios causados no ambiente, avaliações realizadas nos últimos anos têm indicado que os impactos são mínimos e que colisões com a população local ou migratória de pássaros oferecem riscos insignificantes [03].

Pode-se dizer que a emissão de ruídos pelos aerogeradores está compreendida entre 40 e 55 decibéis quando operando a velocidades do vento entre 4 e 16 m/s [24]. Esta faixa de nível de ruídos é bastante suportável e não acarreta nenhum tipo de dano aos ouvidos. Para ter-se uma noção do nível de ruído em diversas situações, tem-se [25]:

- 40 dB - música suave
- 50 dB - escritório, salão de restaurante
- 60 dB - conversação animada, música ambiente
- 70 dB - sala de datilógrafas
- 80 dB - rua muito movimentada
- 125 dB - show de rock
- 140 dB - aterrissagem de avião à jato

Pode-se dizer ainda que a partir de 110 DB o nível de ruído começa a ser perigoso e que a 120 dB já provoca dor.

Como percebe-se facilmente, as interferências criadas no meio ambiente pelos SCEE utilizados em larga escala (figura 1.1), são muito pequenas, principalmente quando comparadas aos outros sistemas citados anteriormente. Contudo os impactos ambientais gerados pelos SCEE merecem estudos mais aprofundados .

Nordtank off shore – the first in the World

Ebeltoft – Denmark

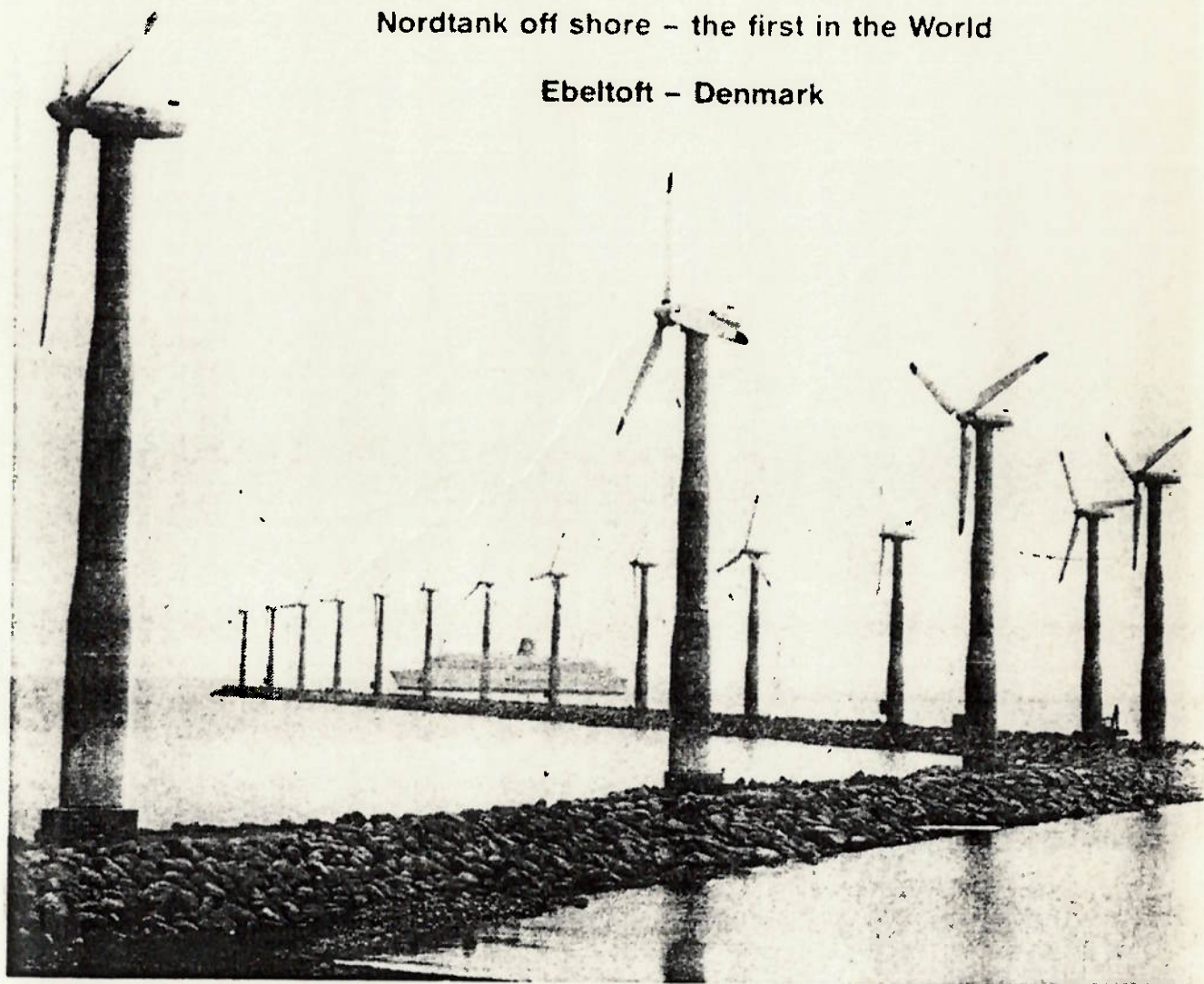


Figura 1.1 – Primeira wind-farm off shore – Dinamarca
Extraído da referência bibliográfica [18]

1.3 -DISPONIBILIDADE DE RECURSOS PARA CONSUMO

A energia eólica é uma fonte inesgotável e somente se extinguirá quando não houver mais a presença do ar, ou a incidência dos raios solares na atmosfera do nosso planeta. Porém, mesmo sendo uma fonte inexaurível, esta só se torna viável em regiões de bom potencial eólico, isto é, elevada média e baixa dispersão.

O potencial eólico nacional, a grosso modo, é grande nas zonas costeiras, sendo maior na região Nordeste e em algumas áreas do Sul e Sudeste.

Os sistemas de conversão de energia nuclear e termelétrica são provenientes de fontes esgotáveis, dependendo da produção e até mesmo importação de suas matérias-primas, respectivamente o urânio enriquecido e o óleo combustível ou carvão.

Para citar como exemplo, pode-se dizer que só recentemente (Agosto de 1988), o Brasil atinge condições de produzir seu combustível nuclear, o que representará uma economia de cerca de três a quatro milhões de dólares por ano, segundo cálculos do superintendente do Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares - IPEN - Cláudio Rodrigues [26]. Tal montante foi calculado tomando-se por base as necessidades de Angra 1 e 2.

A energia de fontes hídricas, apesar de renováveis e disporem ainda de grande potencial no país, em algumas regiões (principalmente Sudeste e Nordeste) as possibilidades de novos aproveitamentos estão praticamente esgotadas tratando-se de médio/grande escala.

Para ilustrar as informações, apresenta-se na figura 1.2 a comparação destes e de outros recursos energéticos disponíveis no mundo em 1974.

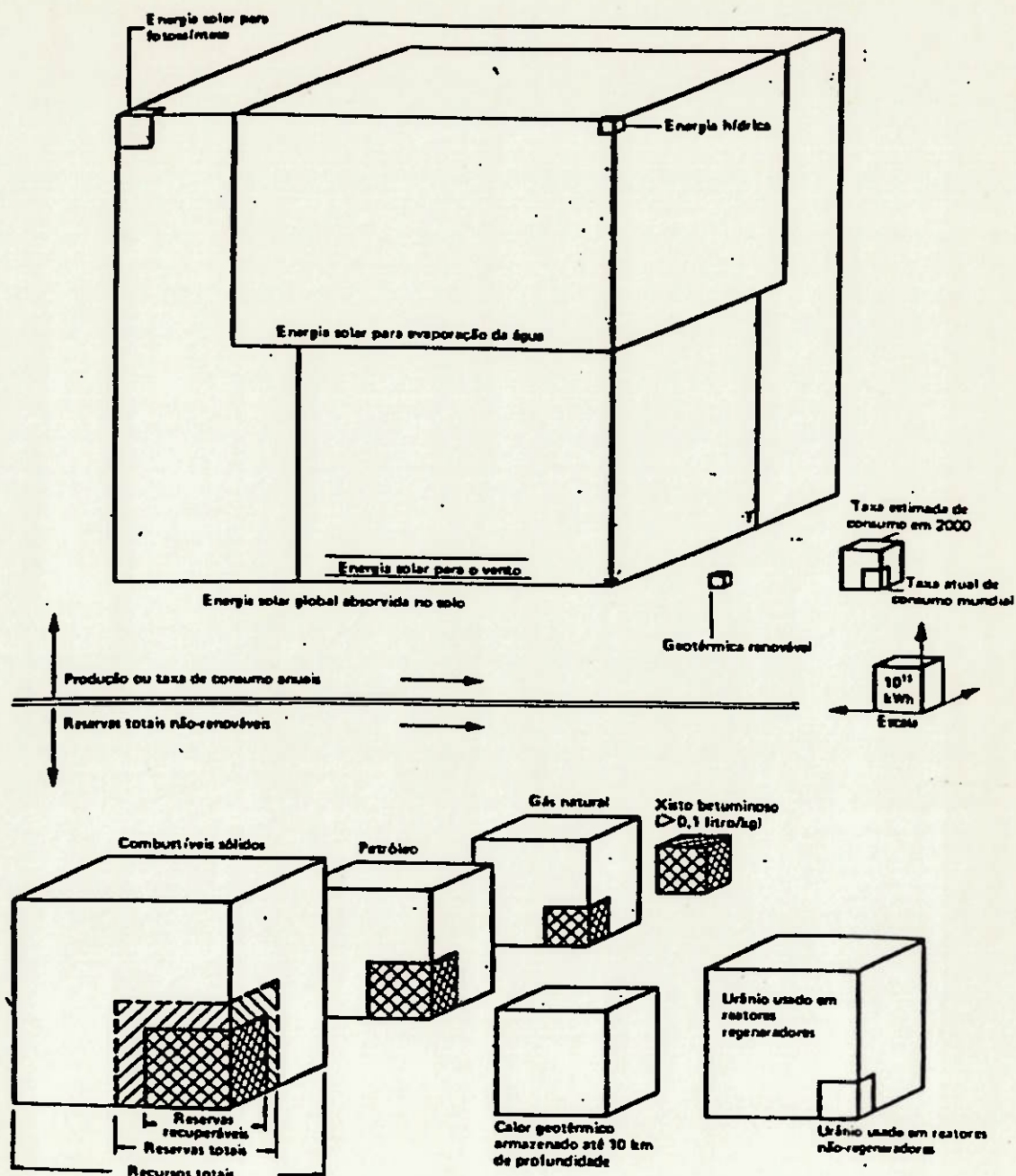


Figura 1.2 - Recursos energéticos em 1974 no mundo
Extraído da ref. bibliográfica [27]

1.4 - PRAZOS PARA INSTALAÇÃO E VIDA ÚTIL DOS SISTEMAS DE CONVERSÃO

O intervalo de tempo necessário, compreendido desde o instante da decisão até o instante de operacionalização, para a instalação de um sistema de conversão de energia, pode variar muito, pois depende de vários fatores; Dentre eles destaca-se:

- o tipo de sistema de conversão
- a região em que se pretende implantá-lo
- a escala do empreendimento
- a disponibilidade de capital
- as características próprias do projeto

De maneira geral, pode-se dizer que os prazos estimados para instalação dos sistemas de conversão de energia aqui analisados seguem a tabela da figura 1.3 .

Sistema de Conversao	Intervalo de Tempo [ANOS]
Reatores Nucleares	8 a 10
Termeletrica (a oleo ou carvao)	5 a 7
Hidreletricas	10 a 20
Geradores Eolicos (larga escala)	2 a 4

Figura 1.3 - Prazos para execução de SCE. Os valores especificados são conservadores para todos os SCE.

Adaptado das ref.bibliográfica [27] e [28]

A vida útil dos sistemas de conversão também varia com o tipo e as características de projeto. As usinas hidrelétricas são, dentre os sistemas de conversão analisados, as de maior durabilidade e atingem uma vida útil de cerca de 50 anos [30].

Ainda segundo a referência [30], pode-se dizer que as termoelétricas, assim como as usinas nucleares, tem vida útil em torno de 30 anos e considera-se também que os sistemas de transmissão possam atingir 25 anos.

Para os SCEE, mais especificamente para os geradores eólicos, a maioria dos fabricantes estima a vida útil de seus equipamentos em torno de 25 anos.

1.5 -ESTIMATIVA DO CUSTO MEDIO DE INVESTIMENTO

Os custos de investimentos para sistemas de conversão de energia são bastante variáveis e seus valores (aqui comparados) foram extraídos da referência [30] (à exceção dos SCEE).

No caso das usinas hidrelétricas os custos variam de US\$ 340/kW (usina de Segredo no Sul) a US\$ 3470/kW (usina de Balbina no Norte), desta forma optou-se pelo cálculo da média dos custos de dezesseis (16) usinas hidrelétricas no Brasil. O custo de investimento médio destas hidrelétricas está em torno de US\$ 1230/kW, excluindo os custos com implantação da rede de transmissão.

Já para as usinas nucleares, a estimativa do custo do investimento é bem maior, sendo cerca de US\$ 2125/KW, (a usina nuclear Angra I tem um custo de aproximadamente US\$ 2500/kW e para as usinas Angra II e III, espera-se um custo ainda maior [30]).

As usinas termelétricas a carvão têm um custo de investimento estimado também superior à média das hidrelétricas, situando-se em torno de US\$ 1400/kW e as termoelétricas a óleo tem um custo de investimento estimado em US\$ 960/kW.

Tanto para as usinas nucleares como para as termoeletricas, os custos da rede de transmissao não estão incluidos.

As turbinas eolicas, por serem compactas e de escala bem inferior, possuem um custo médio de investimento de US\$ 800/kW (para rotores de 15 a 25 metros de diâmetros). Na figura 1.4 mostra-se um gráfico com o custo de investimento pela potência gerada, em função do diâmetro do rotor.

Os custos referem-se a turbinas eolicas fabricadas na Dinamarca, com venda direta ao consumidor, montadas e erguidas no local, porém, excluem a fundação, a conexão à rede e os gastos com transporte.

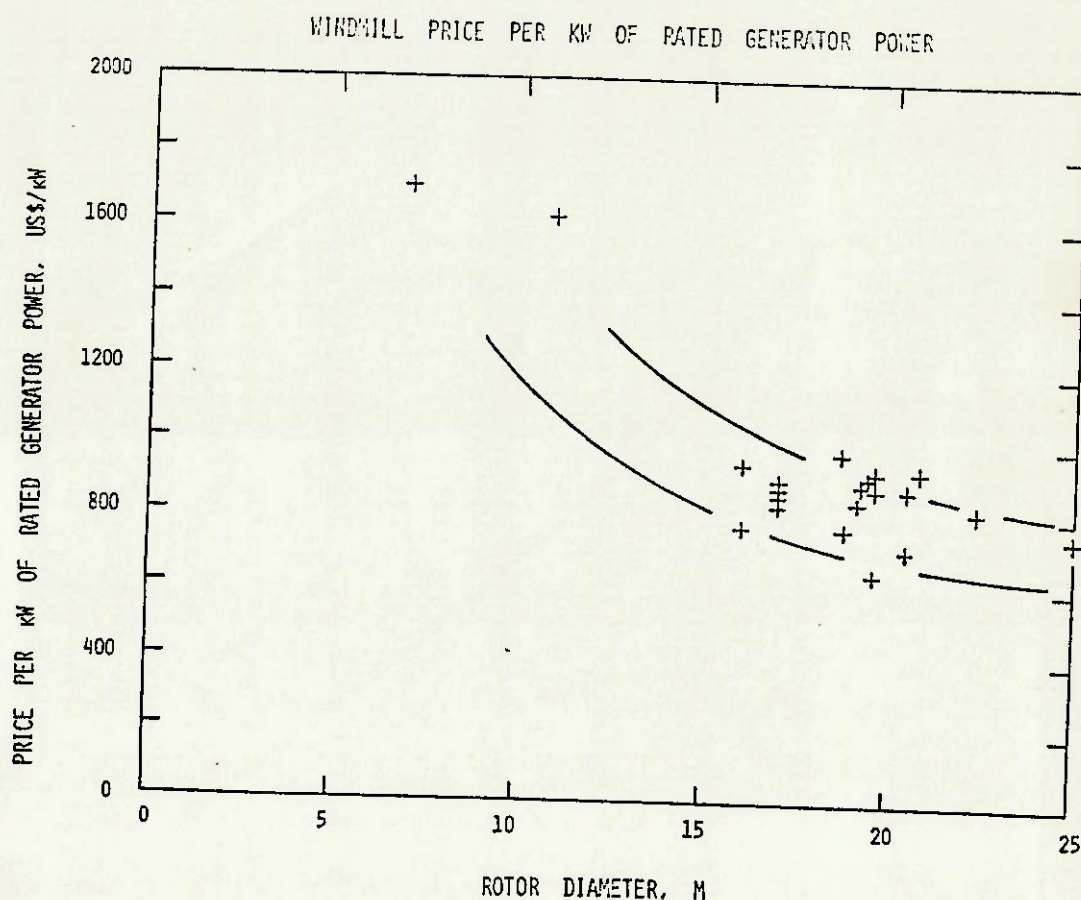


Figura 1.4 - Custos de geradores eolicos (Dinamarca)
Extraído da ref.bibliográfica [18]

Os preços dos geradores eólicos deverão diminuir no futuro, devido à concorrência no mercado, aos novos desenvolvimentos e ao volume crescente da produção.

Para citar, como exemplo, a figura 1.5 mostra a evolução dos custos para dois modelos de grande porte produzidos nos E.U.A em 1978 e a projeção de redução dos custos no futuro.

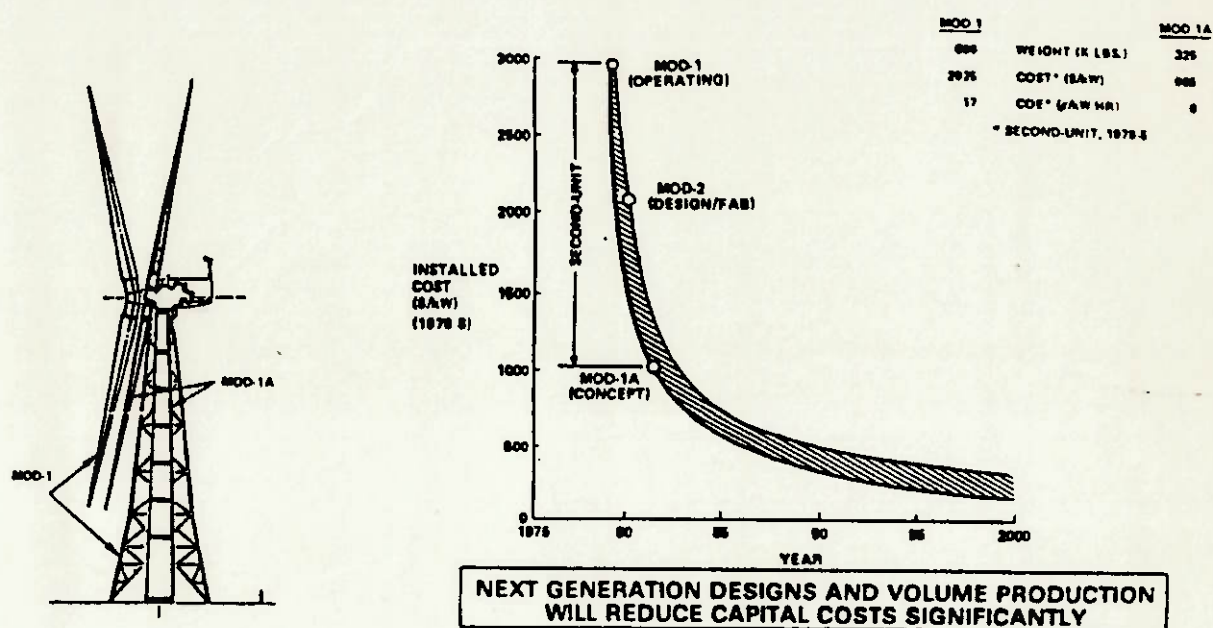


Figura 1.5 - Evolução e projeção dos custos de instalação
Extraído da ref.bibliográfica [29]

1.6 -ESTIMATIVA DO CUSTO MÉDIO DE GERAÇÃO

Os custos de geração de energia incluem os gastos com o sistema de transmissão associado e os custos operacionais (combustíveis, pessoal, etc.). Os custos médios de geração, com exceção dos SCEE, ainda são baseados na referência [30] e pode-se dizer que também oscilam consideravelmente, pois dependem, entre outros, de fatores locacionais e de projeto.

Para as usinas hidrelétricas, a exemplo do que se fez para o custo do investimento, apresenta-se a média do custo de geração de dezesseis usinas, variando de 13,30 a 84,00 US\$/MWh, resultando em US\$ 35/MWh.

No caso das termelétricas, devido às despesas com combustíveis, tem-se os custos de geração de maneira bem diferenciada, variando de 40 a 50 US\$/MWh para as que empregam carvão e de 70 a 80 US\$/MWh para as que utilizam óleo combustível. As usinas nucleares tem um custo aproximado de geração variando de 70 a 85 US\$/MWh.

Os sistemas de conversão de energia eólica (SCEE), têm um custo aproximado de geração variando de 30 a 70 US\$/MWh. A razão desta grande oscilação é devida à existência de uma estreita relação com o tipo de aerogerador utilizado (eficiência, diâmetro do rotor, gerador, etc) e fatores locacionais (topografia, rugosidade do terreno, etc.) associados ao regime de ventos da região onde pretende-se instalar os SCEE.

No final da década de 70 e início da década de 80, o Departamento de Energia dos EUA previa uma tendência de redução do custo de geração (figuras 1.6 e 1.7 respectivamente para geradores eólicos de pequeno e grande porte), na medida em que o desenvolvimento da tecnologia e a própria produção dos equipamentos aumentasse, até atingir valores próximos a US\$ 20/MWh, utilizando sistemas de conversão mais avançados tecnologicamente e uso em larga escala.

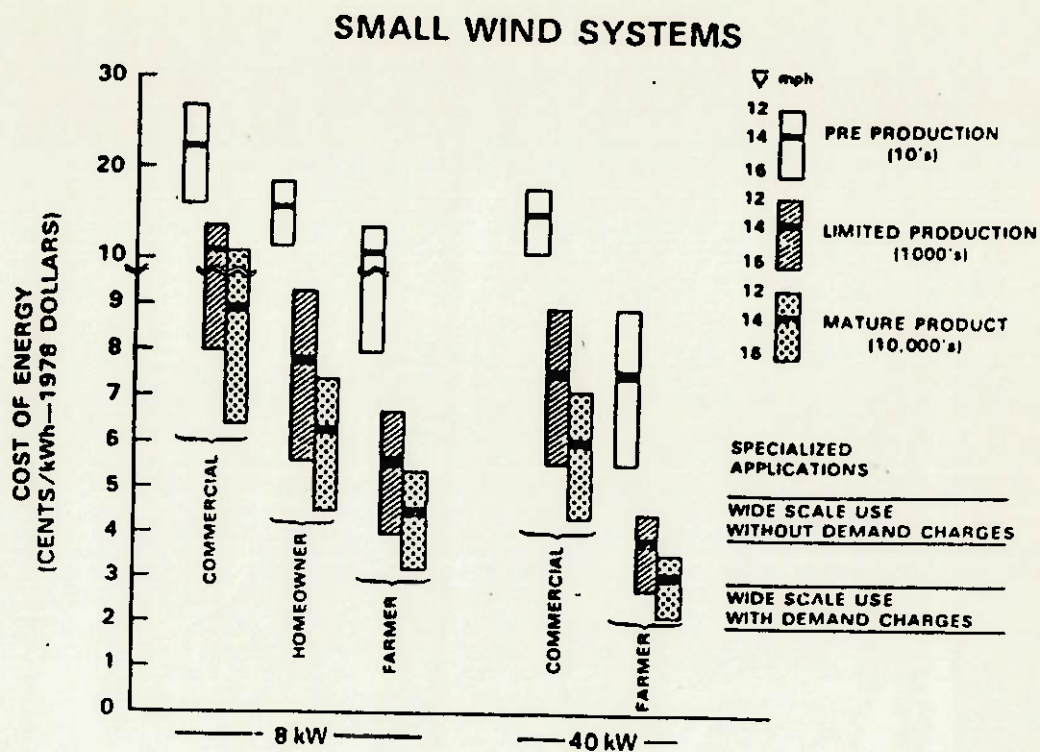


Figura 1.6 - Projeção dos custos de geração de energia para aerogeradores de pequeno porte.
Extraído da ref.bibliográfica [29]

OBS:

1 mph = 0,4469 m/s

12 mph $\hat{=}$ 5,36 m/s

14 mph $\hat{=}$ 6,25 m/s

16 mph $\hat{=}$ 7,15 m/s

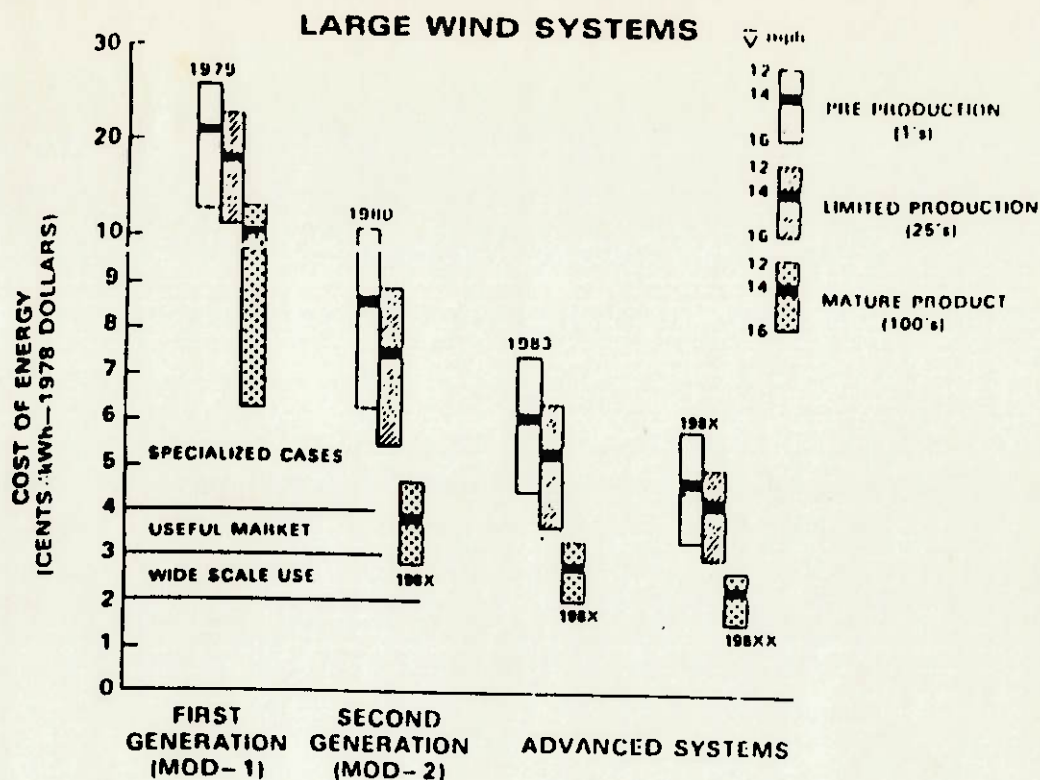


Figura 1.7 - Projeção dos custos de geração de energia para aerogeradores de grande porte.
Extraído da ref.bibliográfica [29]

As tendências de redução dos custos de geração vem se confirmando atualmente devido ao grande desenvolvimento destes sistemas de conversão nos países do primeiro mundo e a consequente concorrência entre os fabricantes.

Atualmente (na Dinamarca) o custo de geração em locais com média de ventos em torno de 5 m/s, utilizando aerogeradores com 20 anos de vida útil e considerando uma taxa atrativa de 7% aa, pode chegar a cerca de 60 US\$/MWh [18].

Pode-se dizer, ainda, que das formas de energia solar disponíveis e passíveis de conversão em larga escala, a energia eólica é a única que pode apresentar custos inferiores aos sistemas de conversão convencionais.

Nota-se na figura 1.8, que as projeções realizadas por Herman Kahn [03] mostram ainda que esta situação só deverá sofrer alterações após o ano 2010.

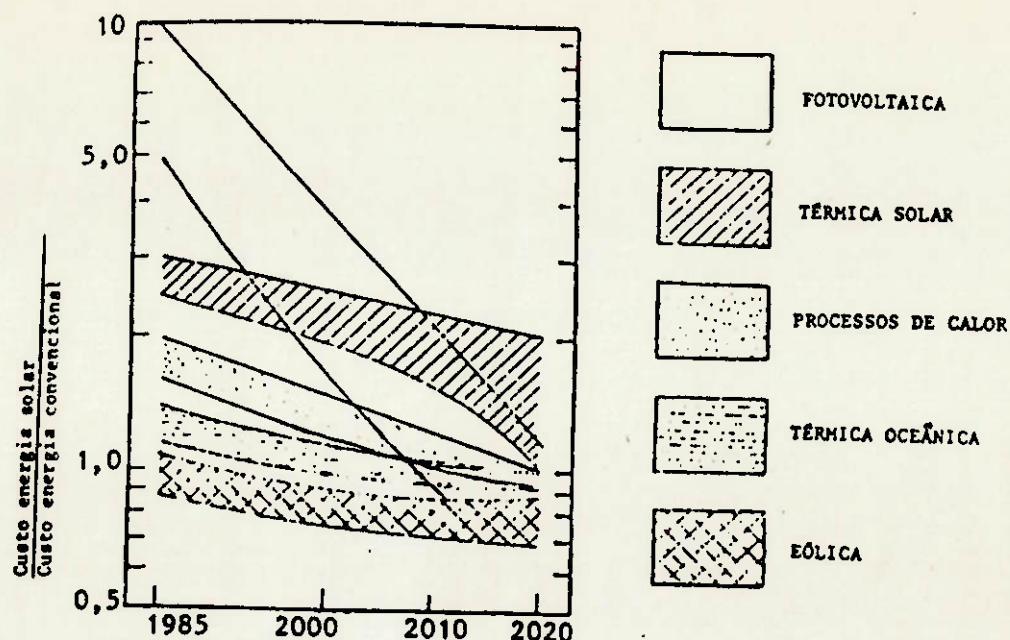


Figura 1.8 - Projeções dos custos das várias formas de energia solar.
Extraído da ref.bibliográfica [31]

1.7 -CONSTÂNCIA NO FORNECIMENTO DE ENERGIA

Este, aparentemente, é o único aspecto em que os sistemas de conversão de energia eólica apresentam grande desvantagem em comparação com os sistemas convencionais, pois a geração de energia é totalmente dependente do regime de ventos onde se pretende realizar a instalação. Como o vento é um fenômeno aleatório, a geração de energia, consequentemente, possui grande intermitência. Assim sendo, é fundamental instalar-se os geradores eólicos em locais com elevada média e pequena dispersão de ventos.

Nos sistemas convencionais o fornecimento de energia é realizado com alta constância. Os sistemas de conversão de energia hidráulica sofrem uma pequena variação entre os períodos classificados de seco (Maio a Novembro) e úmido (Dezembro a Abril do ano seguinte), representando os períodos de disponibilidade hídrica nos reservatórios das hidrelétricas.

Este fato deve-se à sazonalidade com que ocorrem as precipitações pluviais, sendo que este é um dos motivos da adoção da estrutura tarifária hora-sazonal, que pratica atualmente tarifas de consumo diferenciadas nestes períodos.

Apesar da grande desvantagem na constância do fornecimento de energia devida à intermitência com que sopram os ventos, os sistemas de conversão de energia eólica apresentam, em contrapartida, uma vantagem entre os sistemas analisados.

A vantagem consiste na possibilidade de modular-se a instalação e a utilização deste sistema, isto é, pode-se proceder a instalação de geradores eólicos de forma modulada, acrescentando-se uma nova unidade ou grupo de aerogeradores paulatinamente na medida em que isto se torne interessante.

Desta forma, facilita-se: o investimento de capital, o melhor aproveitamento de um sítio geográfico de bom potencial eólico, a manutenção, controle e utilização dos aerogeradores.

Este procedimento é utilizado nas chamadas fazendas de cata-ventos (Wind-farms) existentes em vários países, a figura 1.9 apresenta outro exemplo.



Figura 1.9 - Wind-farm na Califórnia, USA (geradores eólicos dinamarqueses).
Extraído da ref.bibliográfica [24]

O problema da intermitência do fornecimento de energia não constitui um empecilho na utilização deste sistema de conversão, pode-se citar quatro exemplos que contornariam esta situação:

- I) utilizar sistemas de geração híbridos compostos de duas (ou mais) fontes, sendo uma eólica e outra qualquer que complemente as deficiências no fornecimento de energia do sistema eólico.
- II) utilizar o fornecimento de energia proveniente da rede das concessionárias, para preencher as deficiências energéticas nos momentos de calma operacional do sistema eólico.
- III) repassar toda a energia gerada para a concessionária mais próxima, recebendo toda ou parte dessa energia de maneira constante no mesmo ou outro local.
- IV) vender toda energia gerada pelo SCEE para as concessionárias pelas mesmas tarifas praticadas pelo setor ou com tarifas inferiores que possibilitem uma taxa atrativa de retorno do investimento compatível com o mercado.

Existem muitas outras alternativas para a utilização de geradores eólicos, como por exemplo no meio rural, ou regiões insulares, ou até mesmo para grupos de residências que se encontrem em áreas ventosas, racionalizando assim os gastos com energia elétrica. Todas as alternativas têm a possibilidade de serem realizadas pelo setor privado, o que se torna bastante interessante quando se ressalta as dificuldades em que se encontra o setor elétrico Brasileiro, apresentando uma baixa capacidade de investimentos.

1.8 -CONCLUSÕES

Através desta breve comparação constata-se que os geradores eólicos apresentam uma série de vantagens sobre os outros sistemas de conversão de energia analisados, principalmente quanto aos custos de investimento, prazos para instalação e impactos ambientais.

Sua principal desvantagem encontra-se na intermitência obtida na geração de energia elétrica, mas como foi apresentado, esta situação pode ser contornada, principalmente se não houver utilização direta de eletricidade ou o sistema estiver conectado em paralelo à rede elétrica completando as deficiências energéticas. Justifica-se então um estudo mais detalhado da utilização da energia eólica para conversão em eletricidade no Brasil.

QUADRO RESUMO

SCE QUESITO	EÓLICA	HIDRÁULICA	NUCLEAR FÍSSIL	TÉRMICA
IMPACTO AMBIENTAL	praticamente nao existe, nao polui	disturbios eco- lógicos devido a area inunda- da. nao polui.	problemas com os residuos nucleares; gran- de risco em caso de falha no sistema.	poluição do ar devido a combustão.
DISPONIBILI- DADE DE RECURSOS POR GERAÇÃO	inesgotavel porem viavel somente em regiões com bom regime de ventos	inesgotável exaurida em algumas regiões	esgotável (longo prazo) dependencia da produção de combustivel nuclear	esgotável dependen- cia da produção de combus- tivel (óleo ou carvão)
CUSTO APROXIMADO DE INVESTIMENTO (US\$/KW)	800	1230	2125	960 (óleo) 1400 (carvão)
CUSTO APROXIMADO DE GERAÇÃO (US\$/MWh)	30 a 70 (depende principalmen- te do regime de ventos)	35	70 a 85	70 a 80 (óleo) 40 a 50 (carvão)
PRAZOS PARA INSTALACAO (ANOS)	2 a 4	10 a 20	8 a 10	5 a 7
VIDA ÚTIL (ANOS)	25	50	30	30
CONSTÂNCIA NO FORNECI- MENTO DA ENERGIA GERADA	baixa	alta	alta	alta
VANTAGEM DE MODULAR A GERAÇÃO DE ENERGIA	alta	baixa	baixa	média

OBS: Os dados deste quadro resumo estão explicados no texto, onde também podem ser encontradas as citações das fontes utilizadas.

CAPÍTULO 2

A CONVERSÃO DA ENERGIA EÓLICA

- 2.1 - Introdução
- 2.2 - Componentes Básicos dos SCEE
- 2.3 - Características dos Rotores
- 2.4 - Aerogeradores
- 2.5 - Aerogeradores Comercializados
- 2.6 - Métodos de Cálculo da Energia Gerada
- 2.7 - Conclusões

2.1 - INTRODUÇÃO

As aplicações da energia eólica são bastante variadas. A figura 2.1 apresenta, de maneira resumida, as principais alternativas de aplicação desta fonte de energia.

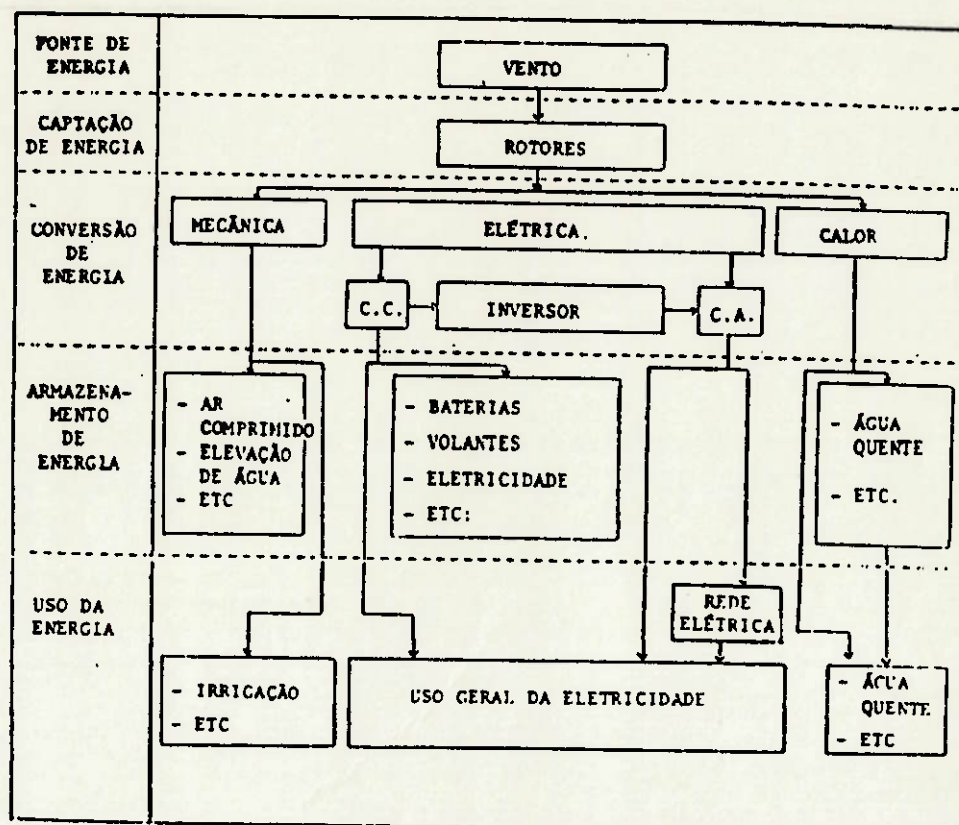


Figura 2.1 - Aplicações da energia eólica .
Extraído da referência bibliográfica [31]

Para se conhecer quais as turbinas eólicas que melhor se adaptam às várias aplicações (principalmente à geração de energia elétrica), é necessário analisar os componentes básicos dos SCEE e as características dos rotores.

2.2 - COMPONENTES BÁSICOS DOS SCEE

Os principais componentes de um equipamento destinado a conversão da energia eólica, bem como suas respectivas funções, são apresentados abaixo:

Rotor: destina-se a captar a energia cinética dos ventos e convertê-la em energia mecânica no eixo. Existem dois posicionamentos possíveis para o eixo do rotor: vertical e horizontal, inclusive constituindo uma forma de classificar-se os SCEE, ou seja, sistemas eólicos de rotor horizontal (tipo holandês, múltipás ou americano, hélice etc) e sistemas eólicos de rotor vertical (Savonius, Darrieus etc). As figuras 2.2 e 2.3 apresentam os exemplos citados. Como foi mostrado anteriormente, a potência dos ventos que pode ser convertida, é proporcional, à área de captação dos mesmos (área do rotor), e à eficiência aerodinâmica obtida pelo rotor. Daí pode-se ter uma idéia da importância deste componente.

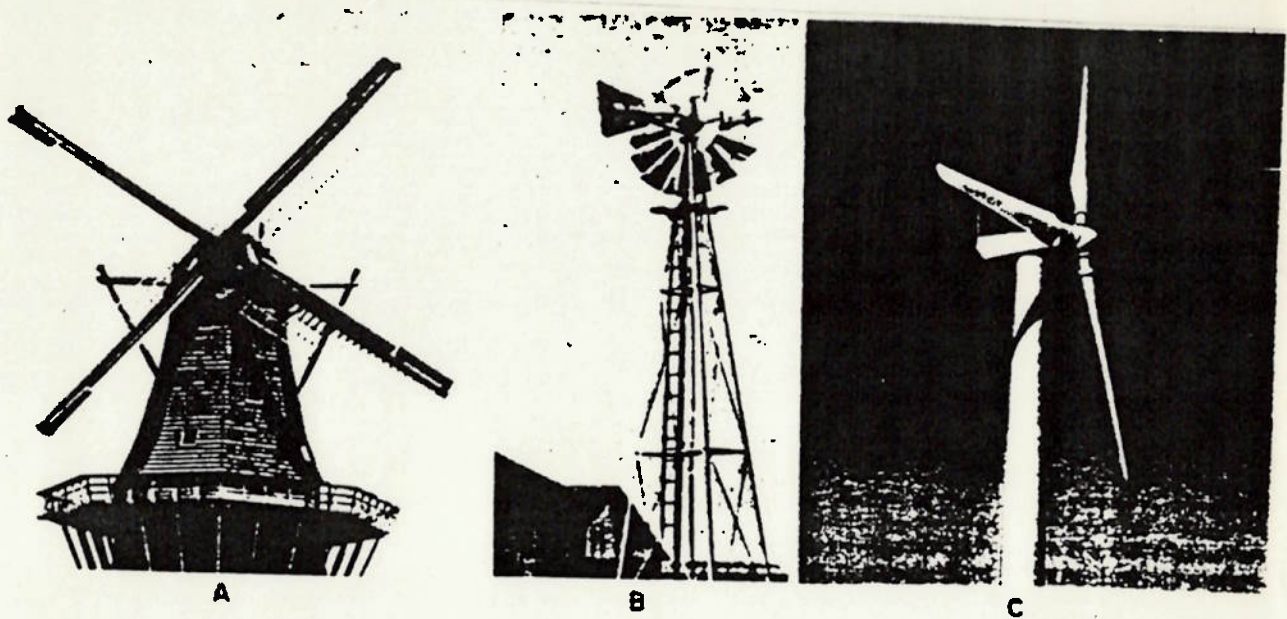
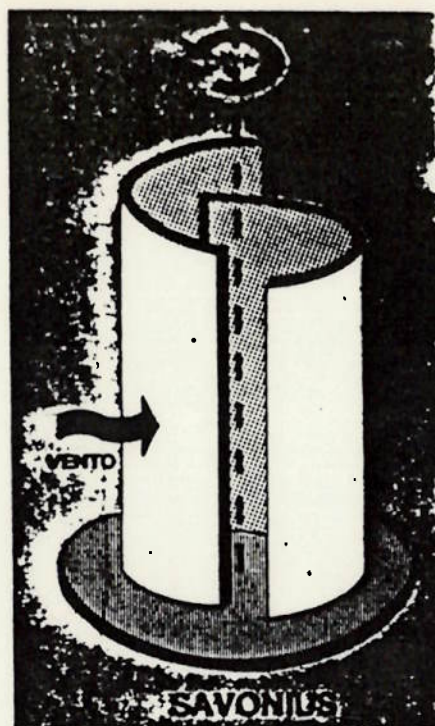
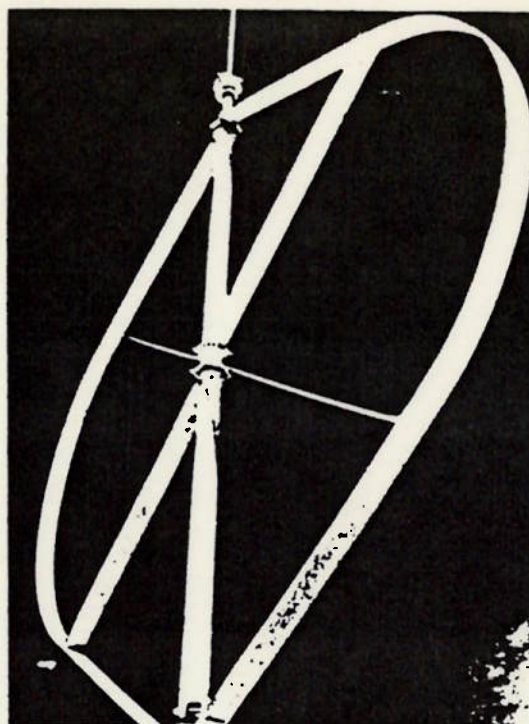


Figura 2.2 - Rotores de eixo horizontal: A) Holandês; B) Múltipás; C) Hélice
Extraído de catálogo e da referência bibliográfica [03]



A



B

Figura 2.3 - Rotores de eixo vertical: a) Savonius, B) Darrieus.
Extraído da referência bibliográfica [03].

Transmissão: destina-se a transmitir a energia mecânica do eixo do rotor para o eixo do conversor. A transmissão pode ser direta, constituindo a maneira mais simples, ou contendo um multiplicador para aumentar a velocidade de rotação, constituindo a maneira mais usual.

Conversor: pode ser elétrico ou mecânico. No caso elétrico, o conversor é constituído pelo gerador, destinando-se a converter a energia mecânica em energia elétrica. No caso mecânico, destina-se a converter, na maioria das vezes, o movimento de rotação em movimento alternativo (usualmente acopla-se uma bomba diretamente ao rotor). Assim, a energia mecânica é convertida em trabalho.

Estrutura: destina-se a suportar o conjunto e elevar o rotor, constituindo-se basicamente de uma torre e gávea giratória (no caso de sistemas eólicos de eixo horizontal).

2.3 - CARACTERÍSTICAS DOS ROTORES

O rotor é o componente que realiza a captação da energia eólica em um SCEE; portanto, deve-se dar maior atenção ao mesmo, analisando as suas características principais.

Para tal, é necessário apresentarem-se algumas grandezas:

Área Frontal -A- [m^2]: é a área varrida pelo rotor que é atravessada pelo fluxo de massa de ar. Em rotores de eixo horizontal com diâmetro -D-[m], a área frontal é dada por $A = \pi \cdot D^2 / 4$.

Solidez - σ -: é razão das áreas das pás pela área frontal. Um coeficiente de solidez - σ - alto, significa rotores de muitas pás ou pás largas que, conseqüentemente, possuem baixa velocidade, por exemplo, rotores tipo americano ou multipás (vide figuras 2.2.-B e 2.5) .

Razão de Velocidade ("tip speed ratio") - E -:

é a razão entre a velocidade tangencial, na ponta da pá, pela velocidade do vento. A razão de velocidade é dada por:

$$E = \frac{V_{\text{ponta}}}{V} \quad \text{onde } V_{\text{ponta}} = \text{velocidade na ponta da pá}$$

$$V = \text{velocidade do vento}$$

"E" alta (superiores a 8) representa rotores que operam em altas rotações.

Coeficiente de Potência -CP-: é a eficiência do rotor, ou seja, exprime a porcentagem da potência disponível -Pd- no vento que é realmente aproveitada no eixo do rotor. É dado por:

$$CP = \frac{Pr}{Pd} = \frac{Pr}{\frac{1}{2} \rho A V^3} \quad \text{onde } Pr = \text{potência gerada pelo rotor}$$

Coefficiente de Torque - CT - refere-se ao rotor. A alta solidez da turbina fornece maior torque de partida. A turbina Darrieus (figura 2.3-B) tem torque negativo no ponto de partida ($E = 0$), requerendo um torque externo para superar a necessidade da turbina e dos outros componentes [01].

É definido por:

$$CT = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A V^2 R} = \frac{16T}{\rho \pi D^3 V^2} \quad \text{onde } T \text{ [N.m]} = \text{torque no eixo do rotor}$$

Tendo apresentado estas grandezas, mostra-se no gráfico da figura 2.4, a redução do torque de partida de vários SCEE, em função do aumento da razão de velocidades. Já o gráfico da figura 2.5, mostra a solidez dos rotores também em função da razão de velocidades.

Como foi mencionado anteriormente, e pode-se notar pelos gráficos, um alto torque de partida requer uma alta solidez do rotor, e ambos caracterizam rotores operando a baixas razões de velocidade.

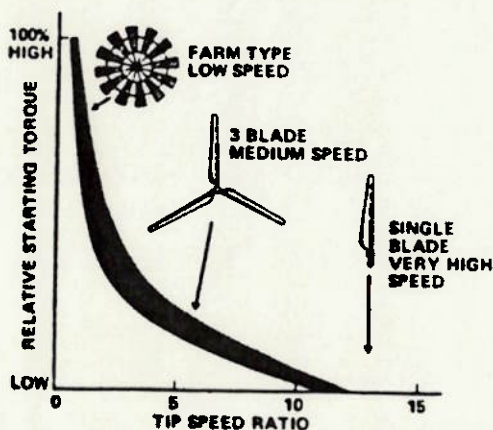


Figura 2.4 - Torque de partida de várias turbinas eólicas.

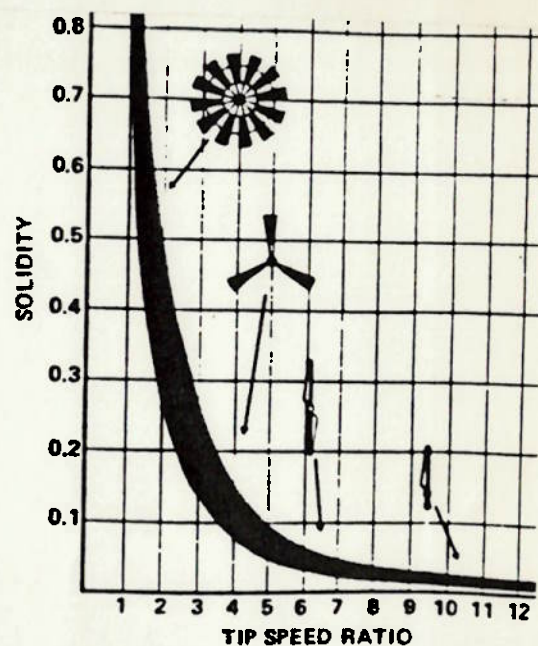


Figura 2.5 - Solidez de várias turbinas eólicas.

Ambos extraídos da referência bibliográfica [03].

Na figura 2.6, que representam curvas de coeficiente de potência em função da razão de velocidades, verifica-se o desempenho das principais turbinas eólicas.

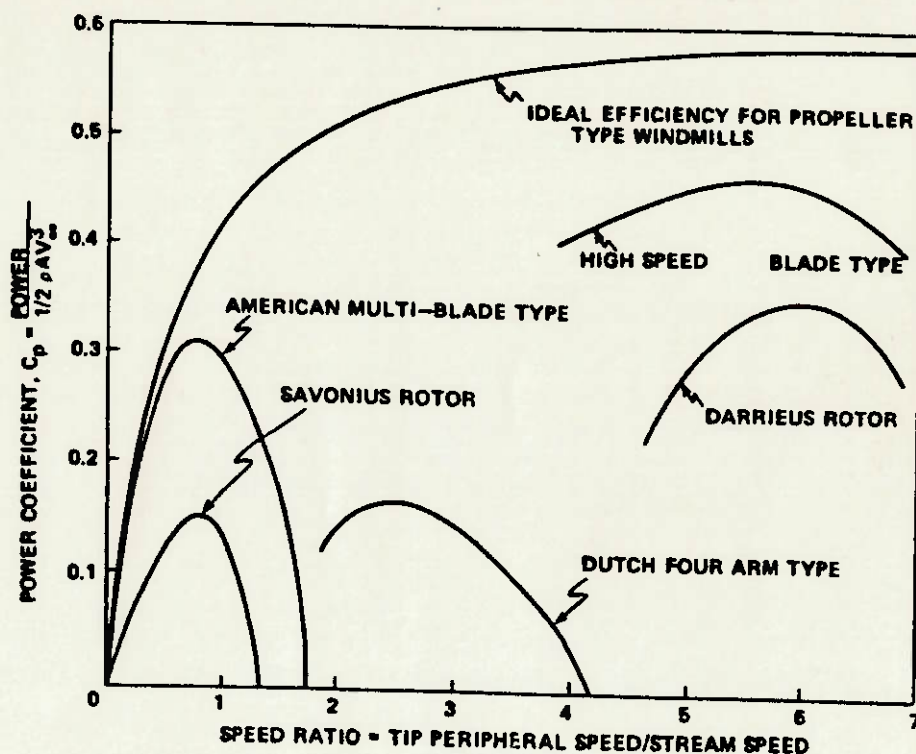


Figura 2.6 - Coeficiente de potência para várias turbinas eólicas
Extraído da referência bibliográfica [03]

Nota-se que os rotores de eixo horizontal do tipo hélice (máximo de três pás) e os rotores de eixo vertical Darrieus, operam em altas rotações e com as maiores eficiências no aproveitamento da potência disponível nos ventos.

A eficiência ideal de Betz (ou máxima teórica) para turbinas eólicas, é de $16/27$ ou cerca de 59,3% e percebe-se que atualmente nenhum dos rotores eólicos consegue atingir esta eficiência. Para o caso dos rotores de eixo horizontal do tipo hélice, alguns testes em túneis de vento mostraram que este tipo de rotor tem coeficiente de potência máximo com valores próximos a 52% [16].

Conclui-se então, que para os objetivos deste trabalho a melhor turbina eólica é a de rotor tipo hélice, pois possui a maior eficiência dentre as turbinas e opera a médias rotações, tornando-se assim a mais indicada para geração de eletricidade.

O quadro da figura 2.7 resume as características e aplicações das turbinas eólicas analisadas, sendo auto-explicativo.

TIPOS DE CATAVENTOS	TORQUE DE PARTIDA	VELOCIDADE DO ROTOR	EFICIÊNCIA MECÂNICA	APLICAÇÕES PRINCIPAIS	VANTAGENS/DESVANTAGENS
Tipo Helandes	Alto	Baixa (Tip speed ratio: de 2 a 4)	Da ordem de 17% (max teor. 59,3%)	- Bombeamento d'água - Moagem de grãos	- Confiabilidade - Trabalha em ventos de baixa velocidade - Grande área de pás - Faixa de 40/50 hp (existente)
Multipás	Alto	Baixa (Tip speed ratio: de 0.6 a 1,4)	De 15% a 32,5% (max teor 59,3%)	- Bombeamento por bombas de eixo - Aplicações agro-industriais - Geração Elétrica.	- Confiabilidade - Trabalha mesmo com ventos de baixa velocidade - Grande área de pás - Construtivamente robusto - Faixa de 0.2 a 5 hp (existentes)
Catavento Convencional a hélice	Baixo	Alta (Tip speed ratio: de 5 a 9)	47% (max teor. 59,3%)	- Bombeamento centrífugo e por turbinas - Geração elétrica.	- Faixa de 0.3 a 1250 KW (existentes) - Alta eficiência - Confiabilidade relativa para médias e grandes unidades
Savonius	Médio ou Alto (para rotores compostos)	Baixa (Tip speed ratio: de 0.6 a 1.7)	De 15% a 31% (max teor: 55,4%)	- Bombeamento - Moagem	- Possibilidade de controle de torque com regulação da passagem de ar entre as lâminas - Curva de rendimento achatada em larga faixa de variação de vento
Darrieus	Nulo	Alta (Tip speed ratio: de 4 a 8)	De 20% até 35% (max teor 55,4%)	Geração elétrica	- Simplicidade construtiva - Ainda em estágio experimental de protótipos - Necessita energia externa para partida.

Figura 2.7 - Características e aplicações das turbinas eólicas.
Extraído da referência bibliográfica [35]

2.4 - AEROGERADORES

Como foi visto, pelas características dos rotores, os sistemas eólicos que melhor se adaptam à geração de eletricidade são os de eixo horizontal que operam com média razão de velocidades. Para confirmar isto, pode-se acrescentar que a maioria dos equipamentos destinados a esta aplicação e comercializados no mundo incluem-se nesta categoria. Desta forma, o funcionamento destes equipamentos é explicado, de maneira sucinta, a seguir.

A captação da energia eólica só é possível devido à forma das pás dos rotores, sendo que é através delas que o movimento das massas de ar produz a rotação do conjunto rotor-eixo principal.

As hélices ou pás do aerogerador são fixas num cubo colocado no eixo principal, e este é suportado pela estrutura através de mancais. O eixo principal é provido de um freio mecânico e acoplado a um multiplicador. O multiplicador transfere a potência ao gerador através de outro eixo, operando a rotações bem mais elevadas (de 10 a 40 vezes maior, dependendo do porte do aerogerador). O gerador converte a energia mecânica fornecida pelo rotor em energia elétrica, sendo que o sistema de freio a disco pode também ser colocado no eixo do rotor.

Para manter o rotor posicionado à barlavento, existe uma gávea giratória que é conectada a um motor, e este, quando acionado, coloca o rotor na direção e sentido de onde sopra o vento. O motor é elétrico e ativado por sinais enviados pelo leme eletrônico de vento. Desta forma o motor é acionado até que o leme de vento retorne à posição neutra. No caso de aparelhos de pequeno porte costuma-se utilizar um leme de vento aerodinâmico acoplado à gávea giratória.

O sistema de posicionamento da gávea pode automaticamente girá-la até o eixo do rotor posicionar-se perpendicularmente à direção do vento (embandeiramento). Isto acontece quando há ocorrência de ventos de alta intensidade ou mal funcionamento, constituindo, desta forma, uma característica adicional de segurança, pois previne possíveis danos ao gerador eólico de médio/grande porte.

Os aerogeradores de grande porte são providos de dois sistemas de freio, e conforme mencionados, um deles é mecânico, sendo ativado em situações anormais ou na presença de defeitos, parando a operação do equipamento. O outro sistema de freio é aerodinâmico e, basicamente, funciona pela resistência do ar. A ponta de cada hélice (flap), é girada a 90° pela ação da força centrífuga quando há elevação da rotação 20% além da nominal, prevenindo a sobrecarga do aerogerador. Um sistema muito difundido para controle de potência excessiva é o "Stall" do rotor.

Algumas turbinas de grande porte são dotadas de dois geradores (usualmente assíncronos), sendo um para baixas e outro para altas velocidades do vento. Nos ventos com velocidades abaixo de 3,5 m/s o gerador eólico é desconectado da rede. Entre 3,5 e 5,5 m/s o aerogerador é conectado pelo menor dos geradores, sendo que neste caso o número de rotações do rotor é menor. Nas velocidades do vento iguais ou acima de 5,5 m/s a conexão à rede é feita pelo gerador maior que opera com um número de rotações elevado, e quando a velocidade do vento supera 25 m/s o rotor, na maioria das vezes, é freado pelos sistemas de segurança para evitar sobrecargas e possíveis danos ao equipamento.

A razão pela qual dota-se alguns dos aerogeradores com dois geradores é a de que obtém-se eficiências maiores do rotor, transmissão e geradores. A troca de operação de um para outro é feita automaticamente pelo controle elétrico, assim como a conexão, ou não, do sistema à rede.

Os aerogeradores de grande porte possuem ainda um microprocessador que, entre outras funções, coordena os sistemas de segurança, indica o funcionamento de todos componentes vitais, fornece dados sobre a velocidade do vento, produção de eletricidade, velocidade do rotor e ainda realiza todo controle elétrico.

A figura 2.8 mostra a estrutura de um gerador eólico contendo os componentes básicos citados, sendo:

- 1 - Leme de vento eletrônico
- 2 - Invólucro de proteção (tampa)
- 3 - Pá do rotor
- 4 - Eixo principal
- 5 - Multiplicador
- 6 - Eixo de alta rotação
- 7 - Geradores
- 8 - Engate flexível
- 9 - Transmissão por correias
- 10 - Freio a disco
- 11 - Motor elétrico de posicionamento da gávea

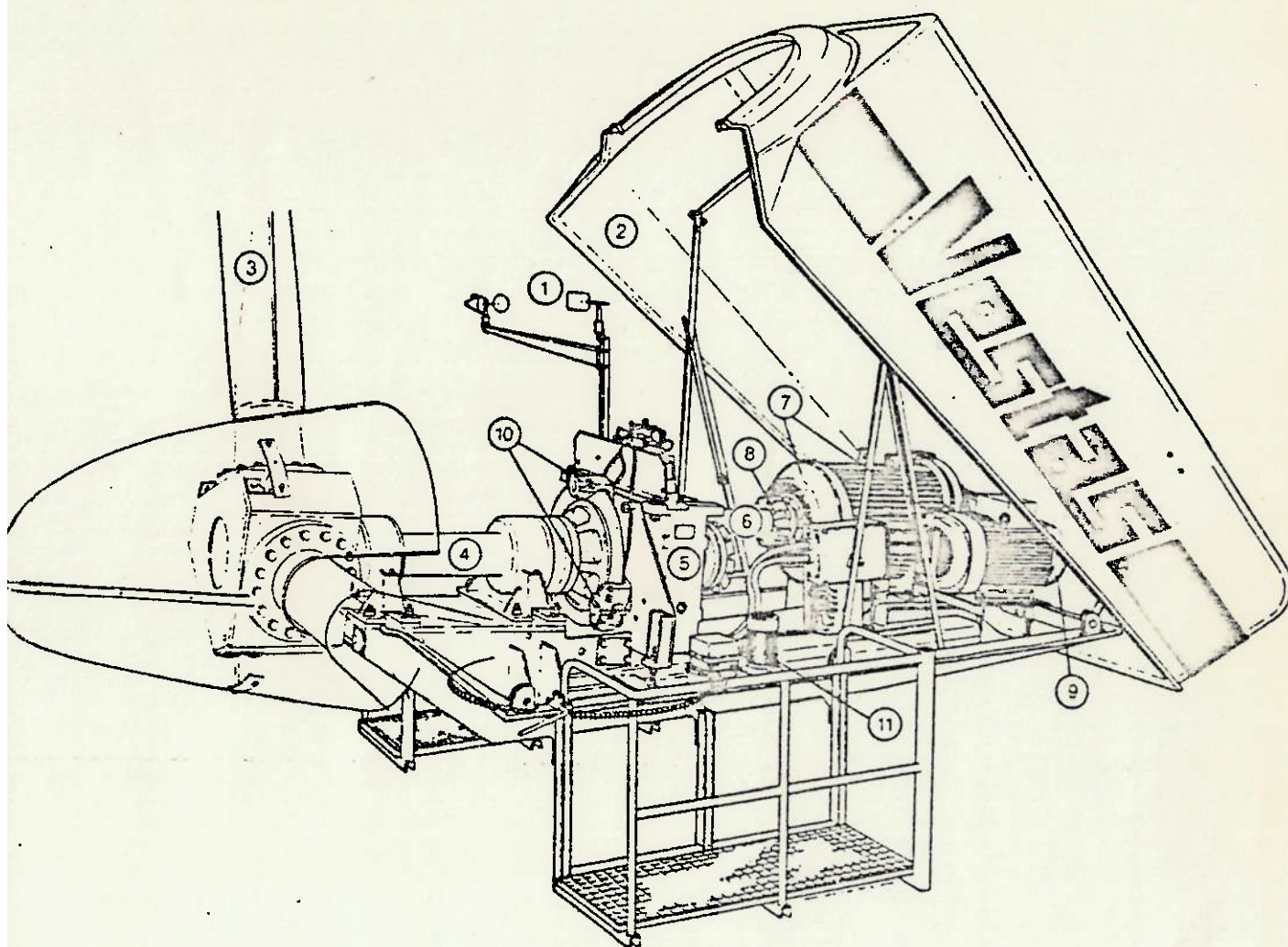


Figura 2.8 - Estrutura e componentes de um gerador eólico típico
Extraído de catálogo

2.5 - AEROGERADORES COMERCIALIZADOS

No Brasil, infelizmente não se dispõe de equipamentos de médio e grande porte. Apesar das atividades industriais neste ramo não serem recentes, estas resumem-se na produção de alguns modelos simples e com pequenas diferenças, sendo semelhantes até no porte e ficando sempre na faixa de pequenas potências (inferiores a 1kw). A tabela da figura 2.9 lista as indústrias de cataventos no país e contém informações sobre os equipamentos produzidos. Pode-se notar com facilidade, que a maioria destes destina-se ao bombeamento de água.

Nome	Endereço	Especificações de Cataventos
Eletrônica Precise Ltda.	Rua Taveira Jr., 225, Lagesópolis, POA 90000, RS	Wind Charger, 2 pás 2,10m diâmetro, 15A a 12V Multipás, bombeamento de água 2,0m de diâmetro 2,7m de diâmetro, bombeamento de água e geração de eletricidade, 200W a 12V
Catavento Triângulo	Rua Bartolomeu de Gusmão, CP 1149, Florianópolis/SC	Multipás, 2m de diâmetro Bombeamento de água
Comércio e Indústria INDUCO S.A.	Rua Fonseca Teles, 114, Rio de Janeiro RJ	Turbina de Hélice de 4 pás 3m e 8m de diâmetro Geração de Eletricidade
Fundição Metalúrgica ARGUS Ltda.	Av. Governador Jorge Lacerda, S/N, Florianópolis/SC	Multipás, 2,8m e 3,5m de diâmetro Bombeamento de água
Cera Bombas e Implementos Ltda.	R. Brigadeiro Machado, 243 CP 10604, São Paulo SP	Multipás, 3,3m de diâmetro Bombeamento de água
Máquinas Agrícolas FORTUNA Ltda.	Rua João Mesquita, 3432, São José do Rio Preto, São Paulo SP	Turbina de Hélice de 2 pás 3,4m de diâmetro, 480 W Multipás, 3,4m e 4,2m diâ Bombeamento de água
Indústria Yvel Ltda.	Rua Montevideo, 194 Campina Grande 58360 - PB	Multipás, até 3,5m diâmetro Bombeamento de água Wind Charger, 2 hélices 2,1m de diâmetro - 15A e 12V
Mecanização Agrícola e Perfurações Ltda.	Ed. Cidade de Ilhéus, 89 andar Conj. 805/6 Av. EE.UU., W 10, Salvador, BA	Multipás, 6 m de diâmetro Bombeamento de água com bomba de Air-Lift.
Tecnologia Nordeste, Máquinas Pesadas	Av. Antonio Maga- lhães, CP 6333 Salvador, 40000 BA	Multipás Bombeamento de água

Figura 2.9 - Indústrias de cataventos no Brasil
Extraído da referência bibliográfica [21]

Para obter-se um maior desenvolvimento nas atividades industriais brasileiras, seria necessário investir mais nos centros de pesquisa (buscando resultados mais práticos do que teóricos) e promover contatos estreitos entre estes centros e as indústrias ligadas ao setor. Além disso, para alcançar resultados práticos, é necessário um maior intercâmbio entre os pesquisadores e os centros de pesquisa a nível nacional e internacional.

Desta forma poderia-se acompanhar melhor os desenvolvimentos obtidos e estimular a capacitação técnica das indústrias, criando assim, produtos mais eficientes e competitivos para o mercado.

A Dinamarca é atualmente a maior produtora de geradores eólicos do mundo, possuindo mais de 30 fabricantes e oferecendo diversos tipos equipamentos. A tabela da figura 2.10 apresenta a maioria destes fabricantes e algumas informações sobre parte dos equipamentos produzidos.

Survey of Danish Windmills 1986 										
State of production:			Blade Make:							
M: Commercial			EG: Own make blades, glass-fibre							
PC: Prototype completed			ET: Own make blades, wooden blade							
PD: Prototype being designed or developed			Alt: Alternag							
			KJ: K.J. Fibre, glass-fibre							
			LM: LM Glasfiber A/S							
Name	Address	Phone	Type	Rotor dia (m)	R p.m.	Blade make	Tower height (m)	Generator (kW)	State of production	Licence nr.
Danrogn Vinukraft A/S	Fabritskvej 4 7330 Brande	07-181570	Bonus 55 kW Bonus 95 kW Bonus 150 kW	16.45 19.40 22.00	44.82 42.63	Alt. 7.5 m Alt. 9.0 m	18.24 24	55 11 95 18.5 150	M M PD	M 088 6 M 151
A. Davidsen Nakskov A/S (Danish Wind Turbines)	Rådbergvej 61 Næstved 4900 Nakskov	03-948105	Smedemølle 80 kW	18.70	40.06	Alt. 9 m	24	80 18	M	M 152
Nordtank A/S	8444 Balle	06-337200	Nordtank 65 kW Nordtank 75 kW Nordtank 99 kW	16.00 16.70 20.50	46.50 46.50 45.00	Alt. 7.5 m Alt. 7.5 m Sto. 10 m	18.22 18.22 24.5	65 11 75 15 99	M M M	M 153 M 153 M 166
Moerup Ind.Co. Micon ApS	Vejstrupvej 13 Svinding 8900 Randers	06-46044	Micon 55 kW Micon 95 kW	16.00 19.32	45.22 42.50	Alt. 7.5 m Alt. 9.0 m	22.0 22.6	55 11 95 22	M M	M 154
Danwin A/S	Industrivej 12 3000 Helsingør	02-222464	Danwin 19 Danwin 25	19.60 25.50	40.00 31.70	Alt. 9 m Alt. 12 m	24 24	90 25 160 32	M PD	M 155
Nordvestjysk Folkecenter	Kammergårdsvej 16 Sdr. Ylbv 7760 Hurup Thy	07-956553	Folkecenter 75 kW Folkecenter 13.5 kW FC-130 S	17.00 8.50 22.04	50.00 80.00 44.40	LM 8.5 m KJ-4 m LM 11 m	23 18 130 26	75 15 13.5 130 26	PC PC PC	M 156 M 167 M 093 6
GSS Power Mills ApS	Vestergade 55 9900 Frederikshavn	08-420200	GSS-Power Mill	6.10	0-50	EG	13.5	10	M	M 157 1
Reymond Jensen	Langelandsvej 11 5500 Middelfart	09-411385	Reymo 18.5 kW Reymo 55 kW	8.50 15.20	38.00 49.50	KJ-4 m KJ-7.5 m	18.6 18	18.5 55	M PC	M 158
Wind-Matic A/S	Sevelvej 13 7830 Vinderup	07-127700	WM-17 S	17.00	54.70	LM 8.5 m	18.22.24	75 15	M	M 159
N.H. Christensen	Tystrupvej 39 7760 Hurup	07-952452	Thy-møllen	7.00	96.53	ET	12	7.5	M	M 160
Vestas	6940 Lem	07-341188	Vestas 16-55 kW Vestas 17-75 kW	16.00 17.00	45.65 45.05	EG EG	18.22.5 18.22.5	55 11 75 15	M M	M 161
KP-Komponent	Birkvej 2 1971 Spjald	07-281611	Aero Tech 75	15.60	53.06	Alt. 7.5 m	22.5	75 16	M	M 162
Odder Møllen ApS	Rundtoftevej 28 8300 Odder	06-242144	OM 18.5 kW	10.90	63.30	KJ-5 m	14.3.18.3	18.5	M	M 163
Je Hu Consult ApS	Dronningholmstervej 2 2700 Slagelse	09-215499	Je Hu 4 75 kW	17.50	42.65	Jeros 8.5 m	22	75	PD	M 092 6
Dansk Smedemesterforening	Sdr. Boulevard 83 5000 Odense C	09-141330	Smedemester 22 kW Smedemølle 100 kW	9.90 21.30	70.40 32.40	Alt. 5.0 m ET	12.18 24	22 100 46	M PC	M 084 6
Static Advice	Anholtsvej 3A 7000 Fredericia	05-26073	F-103	7.00	97.00	KJ 3.5 m	18	11	M	M 164 2
Danish Windpower A/S	Alsgård 8544 Mørke	06-974242	D-110 D-140 D-150	19.2 19.5 22.0	43.60 48 48	Alt. 9 m Alt. 9 m LM 11 m	23.6 24 24	110 25 140 150	M M M	M 086 6
Bjosted Møllen ApS	Skejvej 2 7100 Hjørring	07-464017	Bjosted Møllen	11.00	64.29	KJ 5 m	12.18.24	18.5 4	M	
Vind-veed	2700 Slagelse	05-851100	V.C. 17 S	22.4	44.4	LM 11 m	23.3	130 26	PC	M 165 6

Where the number of blades is not stated the wind turbine is 3-bladed. The electric energy production of the grid-connected windmills is measured for Danish conditions by The Test Station for Windmills. Measured at or corrected to hub height 24 m. At 24-m height the annual average wind speed for the roughness classes are: class 0, 7.6 m s, class I, 6.2 m s, class II, 5.5 m s and class III, 4.5 m s. 0) Information regarding the capacity of the wind pumps is given by the manufacturers. 1) 16-bladed heat producing windrose 2) Can also be produced as a 10 kW heat producing windmill. 3) Heat producing windmill 4) The load is a water brake. 5) The windmill is 2-bladed 6) Prototype licence.										
Name	Address	Phone	Type	Rotor dia. (m)	R. p.m.	Blade make	Tower height (m)	Generator (kW)	State of production	Licence nr.
Jørgen Hansen	Asumvej 1&2 31x 5240 Odense N0	09-104208	Kramsbjerg	8.26	94.00	KJ-4 m	18	15	M	3.
Fasterholt Maskinfabrik A S	Fasterholt 7330 Brande	07-188066	Fasterholt 55 kW Fasterholt 75 kW	15.20 17.00	53.76 54.00	KJ-7.5 m LM 8.5 m	18.24 18.24	55 11 75 15	PC PC	
Maskinfabrikken IRAS A S	Gammelby Møllev. 3 6700 Esbjerg	05-123599	VB 11	11.00		KJ-5 m	20	30	PC	4
DWT A S	Marss Sugsvej 4 8800 Viborg	06-623499	Windane 12 Windane 31 Windane 40	12.00 30.80 40.00	83.00 35.00 34.00	EG EG EG	19.0 32.0 45.0	18.5 300 750	PC M PC	5.
Tellus	Virkelyst 74 Gjellerup 7400 Herning	07-119999	T-1780	17.00	53.39	LM 8.5	22.6	80 15	M	M 165
Wind-World	Strandvejen 146 Vester Aaby 5600 Fåborg	09-242019	Wind-World 1 Wind-World 2 Wind-World 3	19.5 23.5 23.5		Alt 9 m EG		100 200 200	PC PD PD	
FLEMA A S	Køhlensbakken 14 4700 Næstved	03-124499	Rissager R 220 4	25.20	42.50	ES	24	200	PC	M 087 6
Baltic Power ApS	U. o Maskinforretningen Nymønt 3782 Klemensker	03-966293	Smødemøllen 99 kW	19.6	42	Alt 9 m.	24	99 25	PC	
Søgrens Maskinfabrik	Visherevej 41 4230 Skalskø	03-543322	Poulsen II Folkecenter 75 kW	12.0 17.00 19.6	85 50.00 42	EA LM 8.5 m Alt 9 m	18 23 24	15 2.2 75 15 99 22	PC PD PD	
Wind Pumps										
Name	Address	Phone	Type	Rotor dia. (m)	R. p.m.	Blade make	Number of blades	Tower height (m)	State of production	Vol. h [m ³ /h] A.
Sjorslev Maskinforretning	Sjorslev 8620 Kjellerup	06-607007	Unimax P500 Unimax P360 Unimax P260	3.2 2.3 1.9	Variabel Variabel Variabel	1.1 1.1 1.1	4 4 4	5.5 5.0 4.5	M M M	30.3 10.3 7.5.3
Næsby Maskin Center	Kirkediget 8 Næsby 6800 Vardø	05-267111	Sparco 111 222 Sparco 1 22 Sparco 3	1.5 1.5 1.1	Variabel Variabel Variabel	1.1 1.1 1.1	4 4 4	2.5 2.5 2.5	M M M	0.7.4 0.5.4 0.2.10
A: Cubic m per hour, lifted h m										

Figura 2.10 - Indústrias de geradores eólicos na Dinamarca.
Extraído da referência bibliográfica [24]

Além de possuir grande número de fabricantes, a Dinamarca vem investindo grandes somas na pesquisa e no desenvolvimento de geradores eólicos.

Atualmente cerca de 1% da demanda total de energia elétrica da Dinamarca é suprida por aerogeradores, existindo cerca de 1600 turbinas eólicas conectadas à rede elétrica [18].

Analisando os aerogeradores produzidos na Dinamarca, tem-se uma boa noção dos equipamentos disponíveis no mercado mundial, principalmente quando considera-se que 90% da produção está sendo exportada para vários países, inclusive fornecendo equipamentos para diversas wind-farms nos EUA e no mundo [18].

Para aquilatar-se a influência dos aerogeradores dinamarqueses nos EUA, basta dizer que até 1986 um único fabricante (Vestas Wind Systems A/S), havia instalado cerca de 1870 unidades em wind-farms na Califórnia (segundo informações fornecidas pelo mesmo).

Ainda utilizando a referência [18], a qual trata-se de uma análise sobre o desenvolvimento de aerogeradores comercializados na Dinamarca (realizada pela Estação de Testes de Cataventos do Departamento de Meteorologia e Energia Eólica do Ministério da Energia deste país), constata-se que até 1984 os geradores eólicos produzidos possuíam rotores com diâmetros em torno de 15 metros e na maioria dos casos operavam com dois geradores de 55 e 11 kW. Atualmente a maior parte dos aerogeradores é produzida com rotores de diâmetros em torno de 25 metros e geradores de 100 a 200 kW.

A figura 2.11 mostra o preço dos aerogeradores por metro quadrado de área frontal do rotor. Nota-se que há uma redução deste valor quando aumenta-se o diâmetro do rotor, atingindo valores próximos a US\$ 270/m² para as unidades de maior porte.

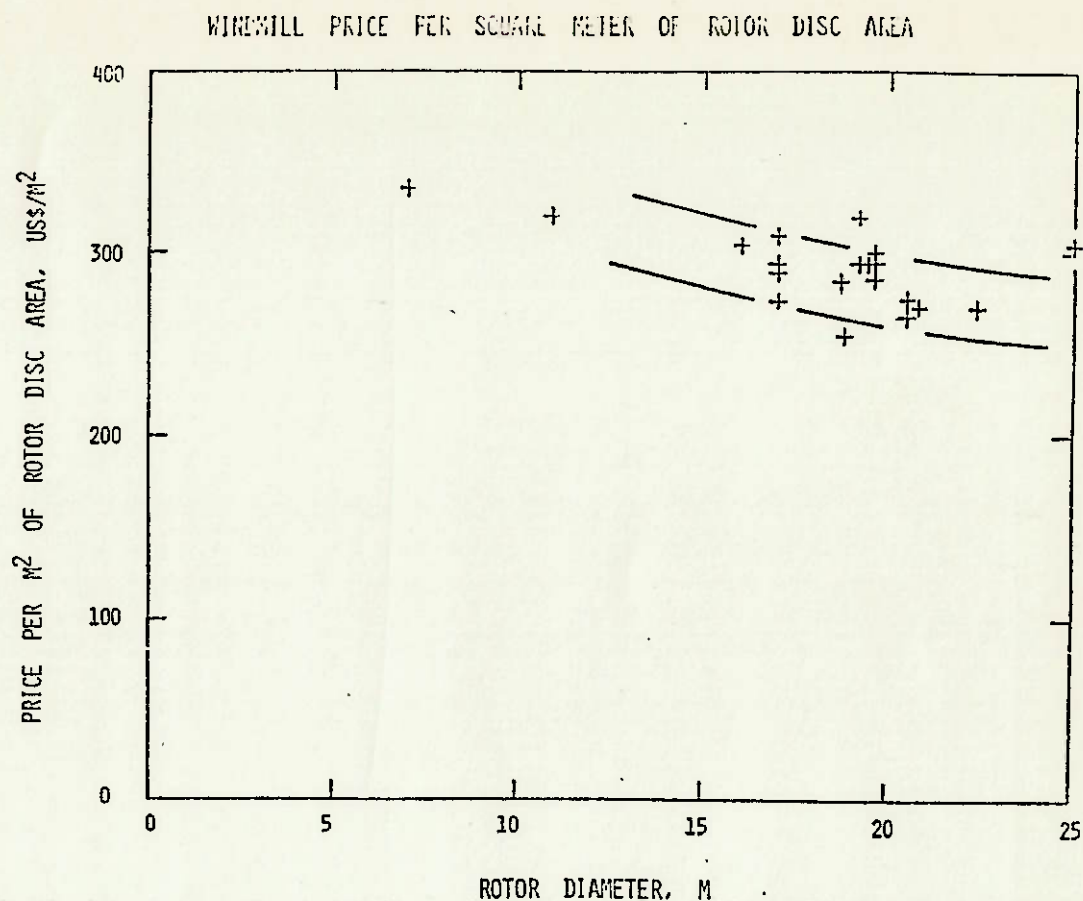


Figura 2.11 - Preço de aerogeradores por m^2 de área frontal do rotor.
Extraído da referência bibliográfica [18].

O gráfico da figura 2.12 apresenta o preço dos geradores eólicos pela potência gerada [US\$/KW]. Neste gráfico também nota-se que o acréscimo do diâmetro do rotor reduz consideravelmente o preço por KW gerado, chegando a valores próximos a 750 US\$/KW para aerogeradores de grande porte. No gráfico há uma comparação entre os geradores eólicos de grande e pequeno porte, respectivamente destinados à conexão à rede elétrica e à alimentação de baterias. Deve-se ressaltar que os equipamentos de pequeno porte em questão são manufaturados nos EUA e não incluem gastos com fundação, cabos e baterias.

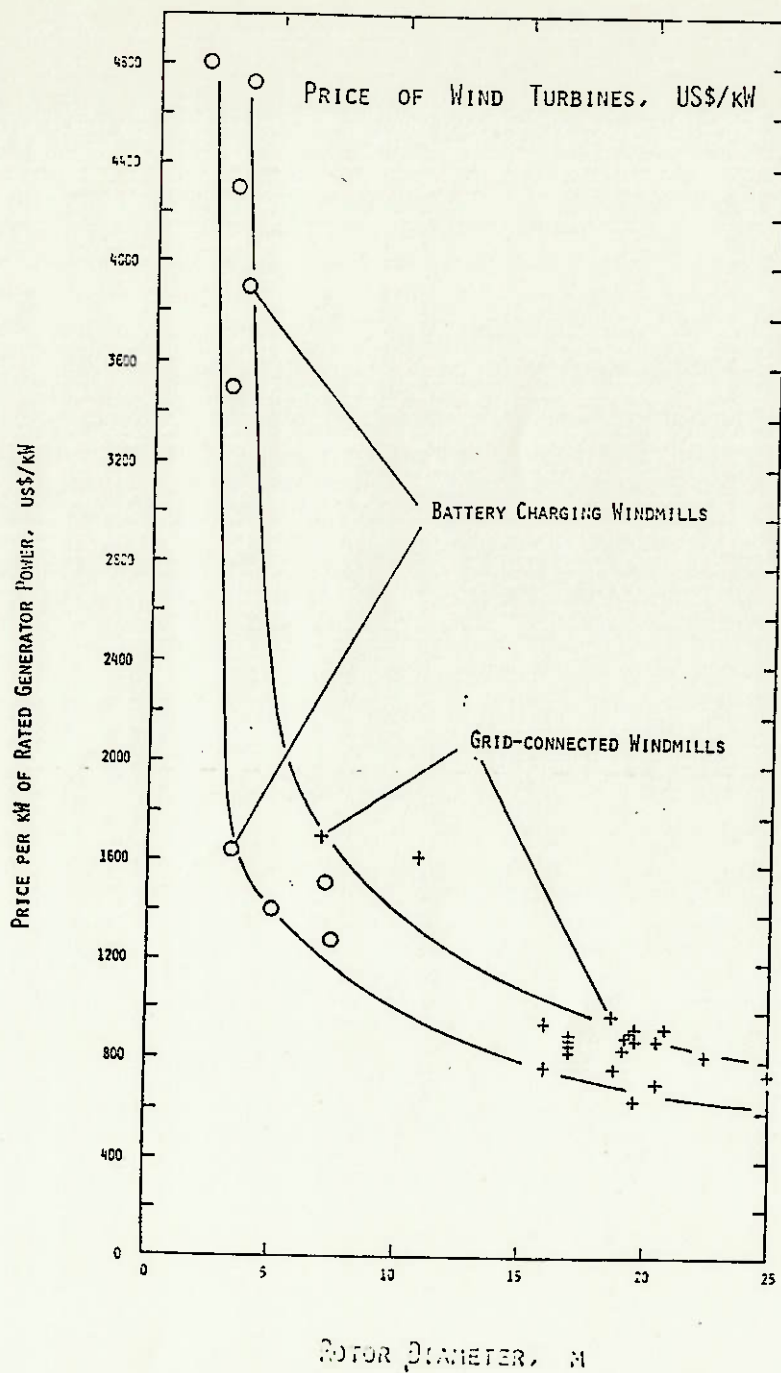


Figura 2.12 - Preço dos aerogeradores por unidade de potência gerada. Extraído da referência bibliográfica [18]

Para comparar-se o desempenho de diversos aerogeradores em relação à geração de eletricidade e rendimento global do aproveitamento dos ventos, é necessário confrontar-se os equipamentos sob as mesmas circunstâncias locais de regime de ventos. Para isto, a Estação de Testes adotou o regime de ventos representado pela distribuição de Weibull (mostrada na figura 2.13), para velocidades do vento com média de 5,5 m/s e registradas a 10 metros de altura (que são condições típicas na Dinamarca).

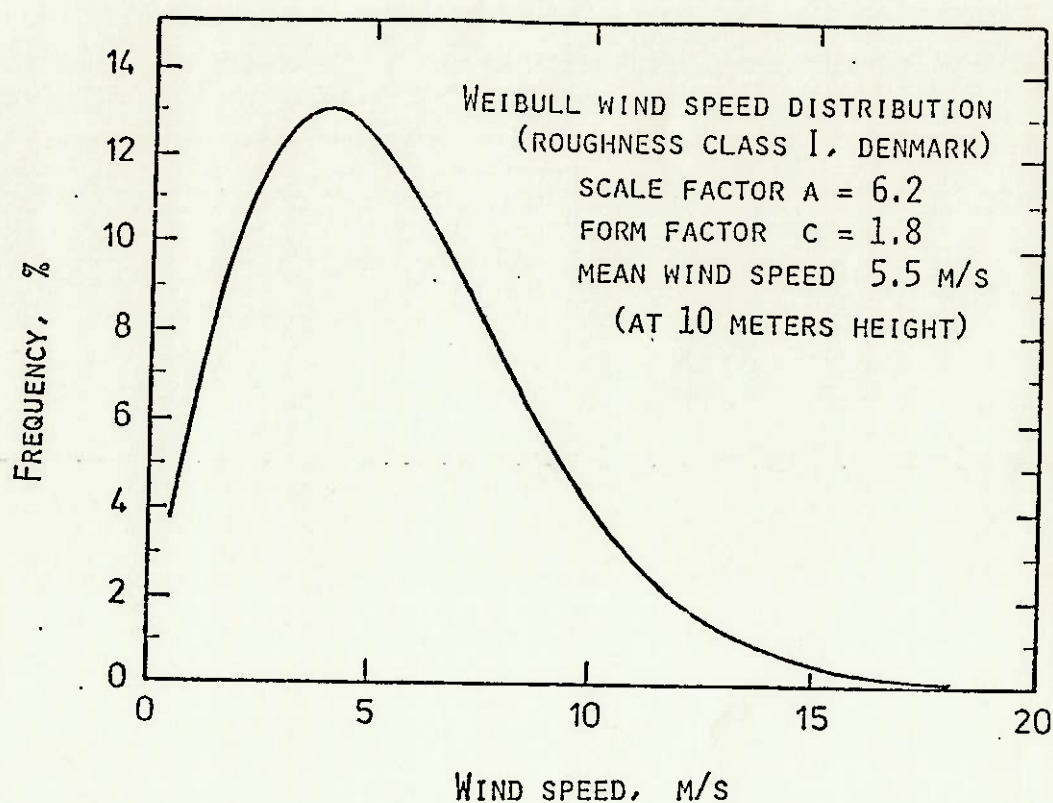


Figura 2.13 - Distribuição de Weibull para velocidades dos ventos
Extraído da referência bibliográfica [18]

A figura 2.14 apresenta os resultados do desempenho dos aerogeradores, considerando o preço e a geração anual de eletricidade, num local com regime de ventos representado na figura 2.13.

Estes resultados ainda demonstram que os geradores eólicos de maior porte são mais econômicos, apontando para valores próximos a US\$360 MWh/ano. Deve-se salientar que estes valores não refletem o custo da energia gerada, pois é necessário considerar-se também que os equipamentos são projetados para uma vida útil de 20 a 25 anos e que somente o preço de compra está sendo avaliado, devendo-se incluir ainda os investimentos em instalações, conexão à rede, etc.

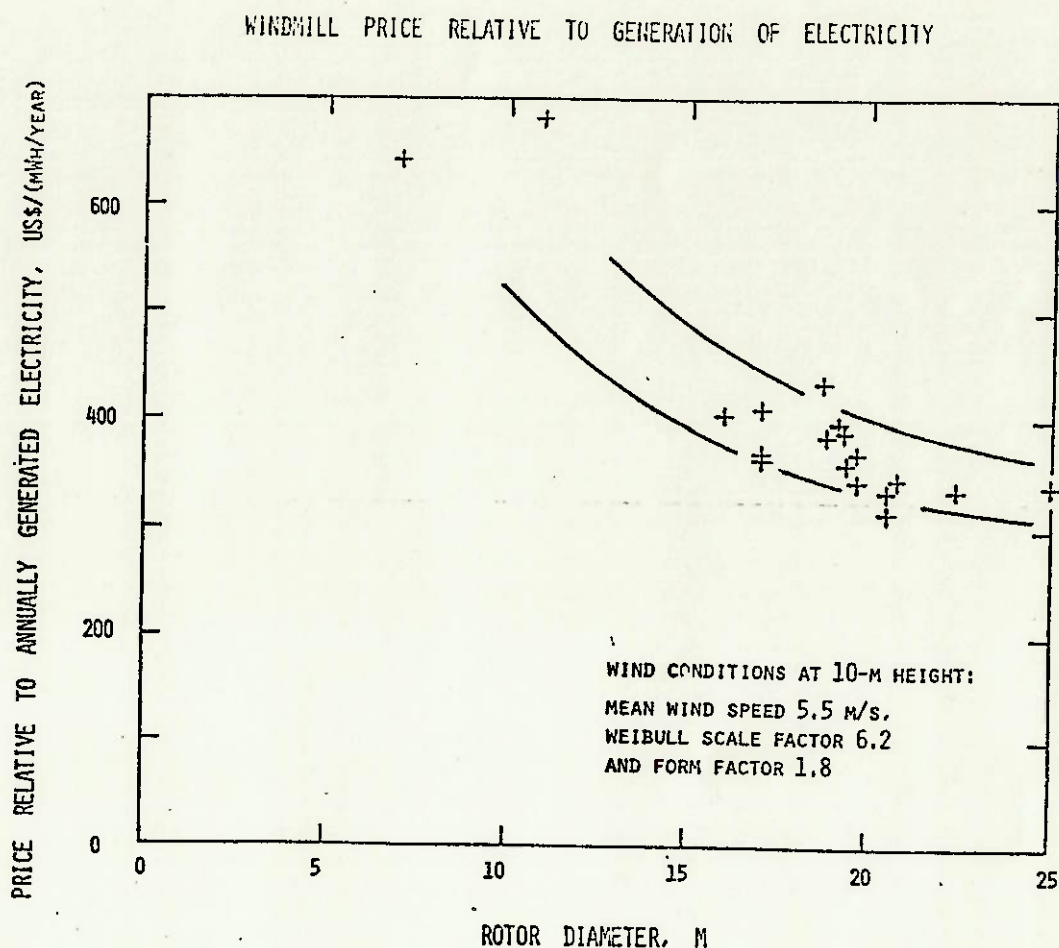


Figura 2.14 - Preço dos aerogeradores pela produção anual de energia elétrica.

Extraído da referência bibliográfica [18]

Examinando agora a eficiência global do aproveitamento dos ventos pelos aerogeradores (ainda sob o regime de ventos representado na figura 2.13) chega-se a conclusões análogas às apresentadas anteriormente, ou seja, o rendimento dos equipamentos analisados aumenta com o diâmetro dos rotores.

Isto pode ser parcialmente explicado pelo fato dos gera-

dores edílicos de maior porte possuírem seus rotores operando a alturas maiores, e conseqüentemente, aproveitando ventos livres de turbulência [18].

Os rendimentos globais dos aerogeradores demonstram as taxas efetivas de conversão da potência disponível nos ventos. Os equipamentos de maior porte tem rendimentos globais próximos a 30%, conforme mostrado no gráfico da figura 2.15.

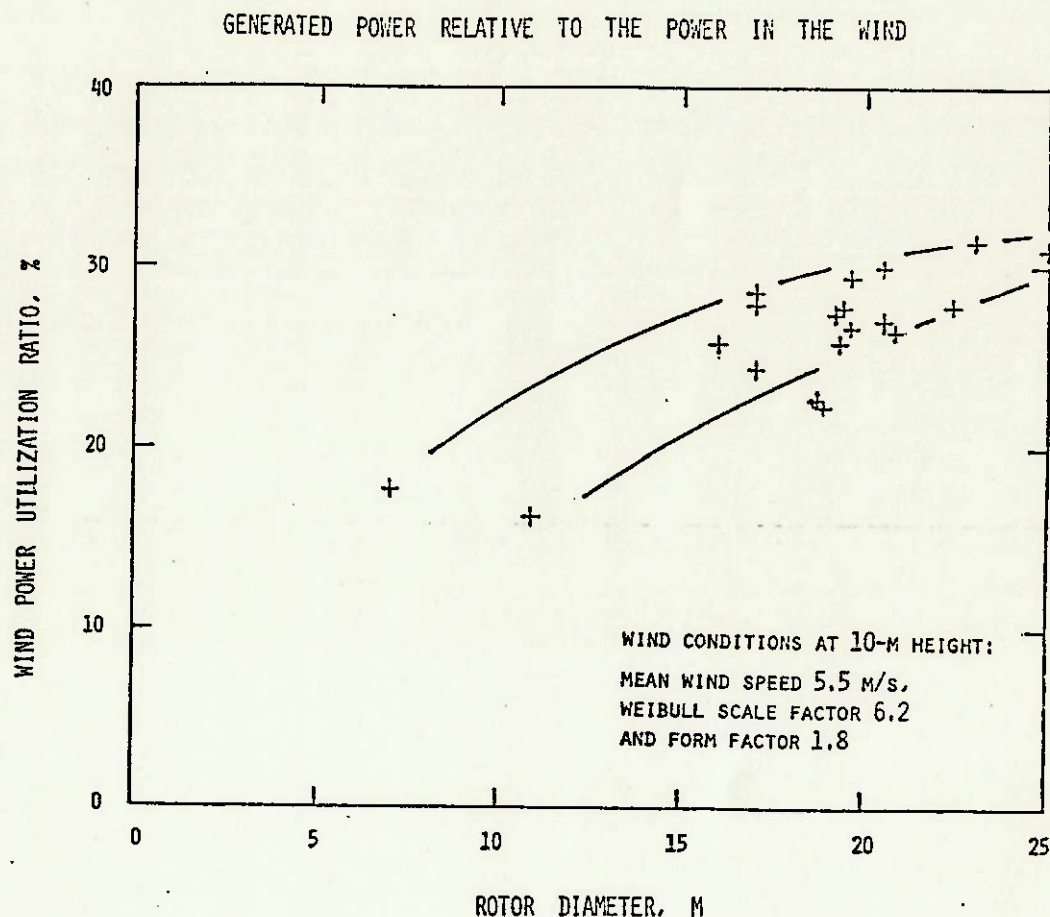


Figura 2.15 - Potência gerada relativa a potência dos ventos.
Extraído da referência bibliográfica [18]

Ainda como informação, pode-se mencionar que a solidez dos rotores se reduz em média de 9% para 7% com o aumento do diâmetro destes.

A principal conclusão que pode-se extrair da análise dos

geradores eólicos comercializados é a de que em termos de eficiência, conversão de energia e investimentos, os equipamentos de maior porte (rotores de diâmetros em torno de 25 metros), são melhores e mais econômicos, pois há grande economia de escala. Isto, a grosso modo, significa que é mais vantajoso utilizar um gerador eólico de 100 KW com rotor de 21 metros de diâmetro do que dois de 50 KW e rotor com 15 metros.

A figura 2.16 mostra que nos últimos anos o crescimento do número de geradores eólicos instalados na Dinamarca (linha cheia), permaneceu a taxas estáveis, enquanto que a produção de energia elétrica inerente a estes (colunas), apresentou um crescimento muito mais rápido. Este fato confirma a utilização de geradores de maior porte.

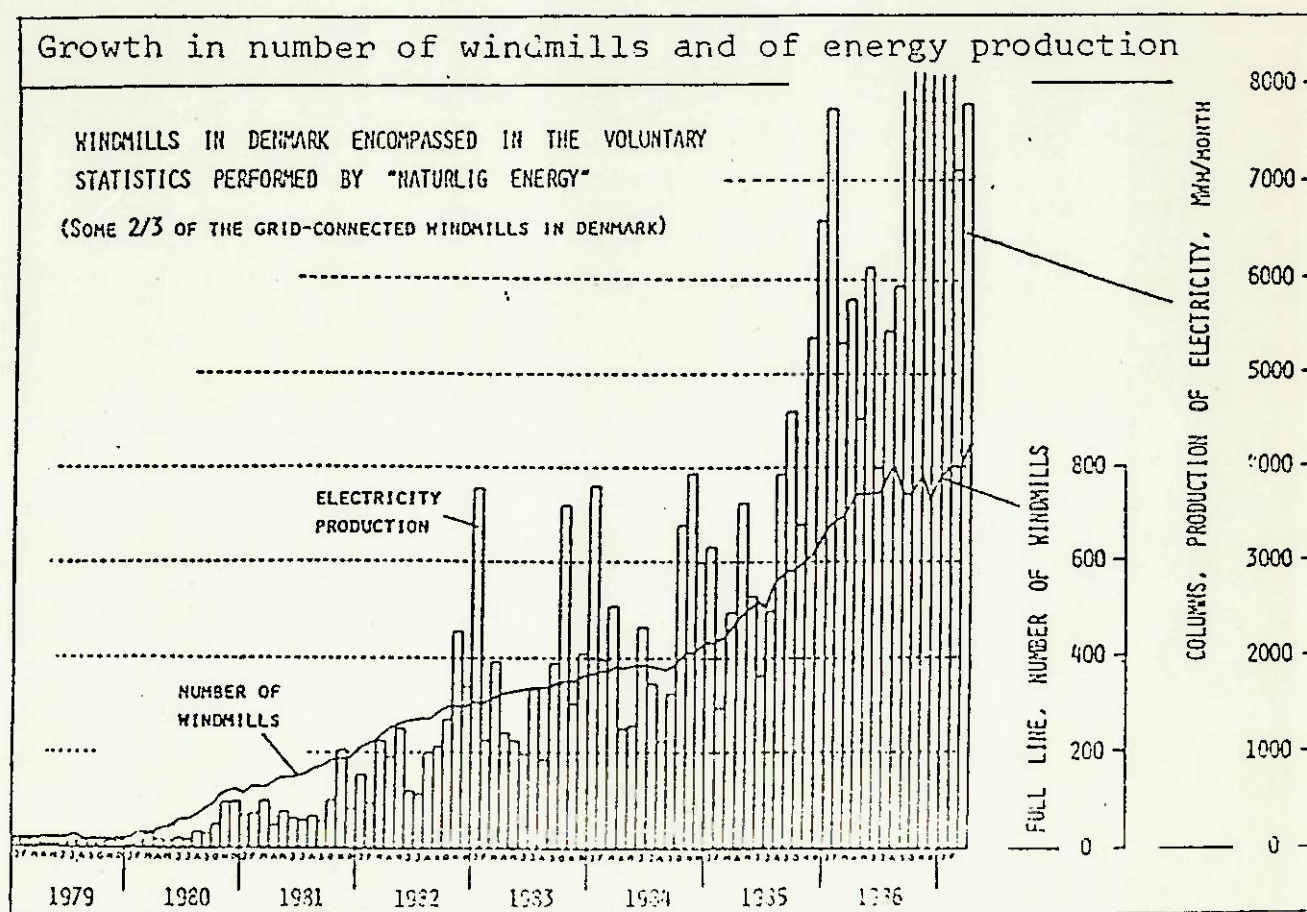


Figura 2.16 - Evolução do número de aerogeradores instalados e da energia gerada por estes na Dinamarca.
Extraído da referência bibliográfica [18]

Porém, é necessário salientar que a partir de certo

porte, a economia de escala destes equipamentos deixa de existir, invertendo-se a situação. O custo começa novamente a se elevar, pois o aerogerador passa a necessitar de componentes mais sofisticados (hélices mais leves e resistentes, estrutura mais reforçada, etc) [31].

Na década de 70, principalmente nos EUA, havia uma tendência muito acentuada em projetar-se e construir sistemas eólicos de porte cada vez maiores, compostos de um único rotor. O Departamento de Energia dos EUA chegou a construir aerogeradores com rotores de até 92 metros de diâmetro (mostrado na figura 2.17), e a um custo unitário total de mais de 3,5 milhões de dólares [32] e [32].

Esta tendência desapareceu com o surgimento dos sistemas eólicos de grande potência compostos por múltiplas unidades, as chamadas wind-farms, que apresentam inúmeras vantagens sobre os sistemas de rotor único. Pode-se mencionar ainda que atualmente são raras as turbinas eólicas com rotores que ultrapassam 30 metros de diâmetro.

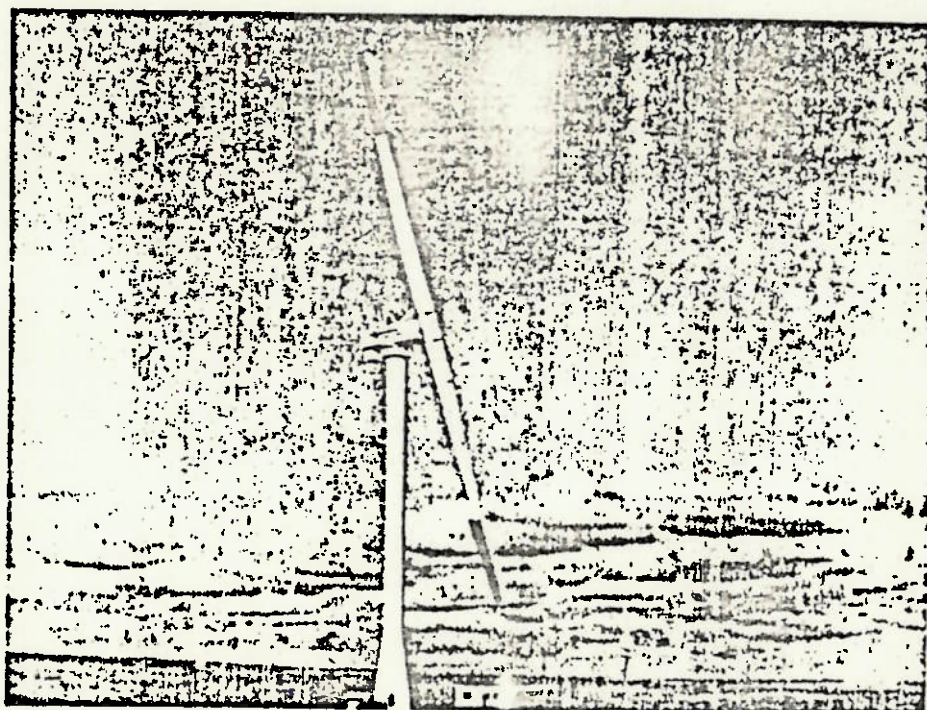


Figura 2.17- Aerogerador com rotor de 92 metros de diâmetro(MOD.2)
Extraído da referência bibliográfica [32]

Em 1988 a Dinamarca planejava instalar wind-farms adicionais às já existentes, totalizando 20MW e mais 20MW instalados por ano até 1991 [15].

Este fato atesta o sucesso deste sistema de conversão, principalmente quando há o apoio do Estado.

Apesar da Dinamarca ter atualmente uma participação preponderante no mercado de geradores eólicos, muitos outros países começam a destinar verbas crescentes na pesquisa e produção de turbinas eólicas, entre eles pode-se citar: Inglaterra, Holanda e Canadá. A participação de outros países neste mercado implicará numa maior competitividade no futuro, e conseqüentemente produzirá efeitos positivos, como o desenvolvimento tecnológico e redução dos preços causados pela concorrência crescente.

De qualquer modo, a escolha dos geradores eólicos para instalação em um local (entre os já existentes no mercado) pode ser um tarefa árdua, devido à variedade dos equipamentos e às diferenças entre os mesmos. De maneira geral, deve-se avaliar os seguintes quesitos:

- produção de energia em função do regime de ventos do local
- preço do gerador eólico
- confiabilidade
- custos operacionais
- vida útil
- valor residual
- vantagens e desvantagens do contrato de compra com o fabricante
- garantias

Como percebe-se, as ponderações a serem feitas para cada tipo de gerador eólico são muitas. Porém um dos quesitos principais a ser comparado é a produção de energia elétrica, pois sofre grande variação em função das características de projeto do aerogerador e do regime de ventos em que o mesmo será submetido. Porém, no capítulo 4 veremos que através de certos ajustes no equipamento pode-se adaptá-lo às condições meteorológicas do local especificado para uso. Com isso haverá elevação do total de energia anual gerada.

ANO	TURBINAS INSTALADAS (UNIDADES/ANO)	CAPACIDADE INSTALADA (MW)	CAPACIDADE ACUMULADA (MW)
1981	144	7	7
1982	1145	64	71
1983	2493	172	243
1984	4687	366	609
1985	3922	398	1007
1986	2878	276	1283
1987	1392	154	1437
TOTAL	16661		

TABELA 2.18 - Evolução da energia eólica nas "wind-farm" californianas.
Referências bibliográficas [36]

LOCAL	ANO BASE	CAPACIDADE PREVISTA (MW)
China	1996	100
Espanha	1993	45
Grécia	1993	80
Índia	2000	5000
Inglaterra	2000	1000
Países Baixos	2000	1000

TABELA 2.19 - Planejamento de Utilização da Energia Eólica em alguns países.
Referência bibliográfica [36]

2.6 - MÉTODOS DE CÁLCULO DA ENERGIA GERADA

Para estimar-se a energia gerada por um aerogerador é necessário conhecer-se duas informações básicas: uma inerente ao local (regime de ventos) e outra ao equipamento (desempenho), ou seja:

- as frequências de ocorrência das velocidades do vento no local de instalação
- a potência gerada pelo aerogerador em função da velocidade do vento (curva de potência)

O regime de ventos de um local pode ser representado por distribuições de probabilidade (a Organização Mundial de Meteorologia recomenda a distribuição de Weibull), ou ainda por histogramas, sendo que a precisão da representação é proporcional a precisão dos dados eólicos utilizados.

O desempenho do aerogerador é dado por uma função de performance: potência gerada em função das velocidades do vento.

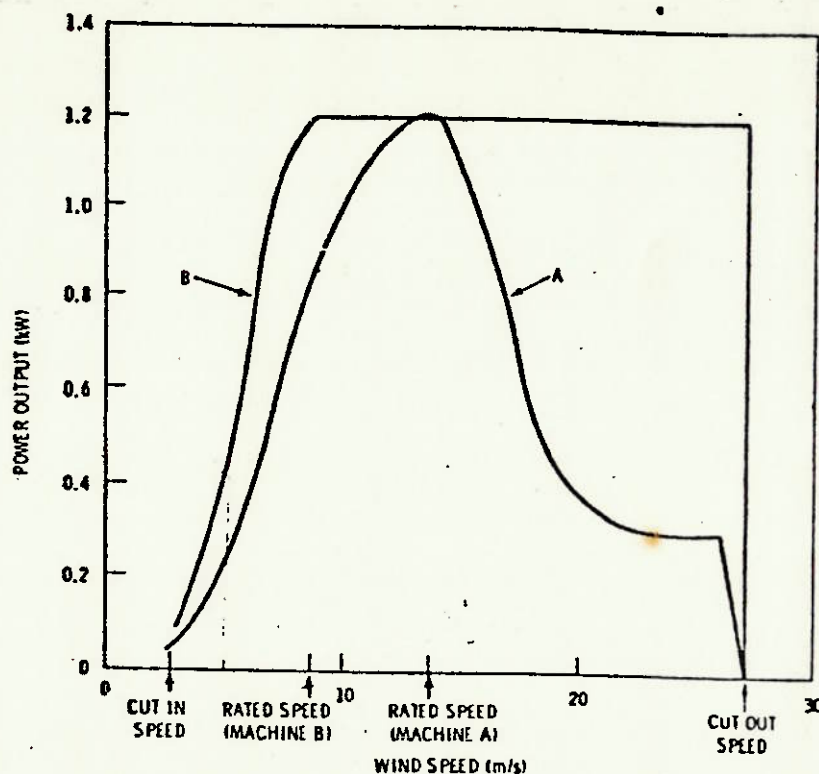


Figura 2.20 - Curva de potência de um gerador eólico

Extraído de catálogo

Segundo a referência [32], quando são conhecidas a função de performance $-p(v)-$ e a distribuição de probabilidades $-f(v)-$, a potência média gerada pode ser estimada por:

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} p(v) \cdot f(v) \cdot dv \quad (2.6.1)$$

Os passos para estimar-se a energia gerada por um gerador eólico são exemplificados no esquema da figura 2.21.

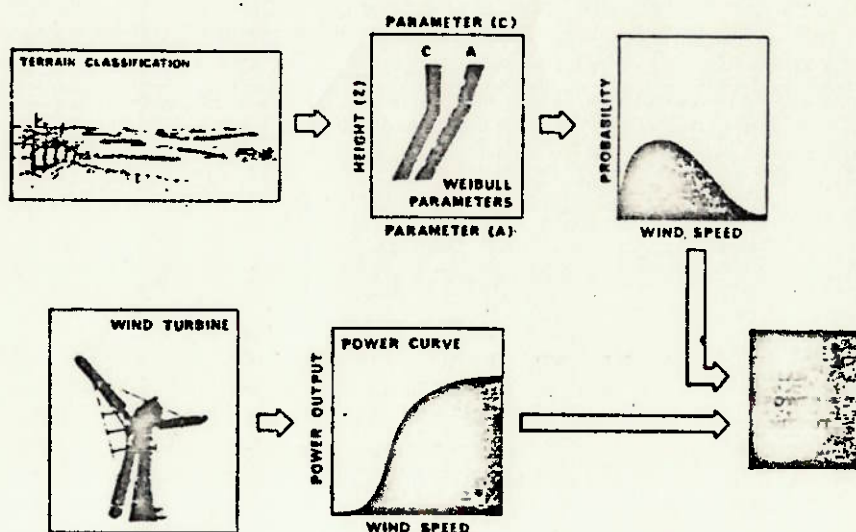


Figura 2.21 - Sequência esquematizada para a estimativa da energia gerada.
Extraído da referência bibliográfica [24]

Porém, quando não se dispõe das funções de performance dos aerogeradores, é usual, segundo a referência [32], aproximar a curva de potência por dois segmentos de reta, conforme exemplifica-se na figura 2.22.

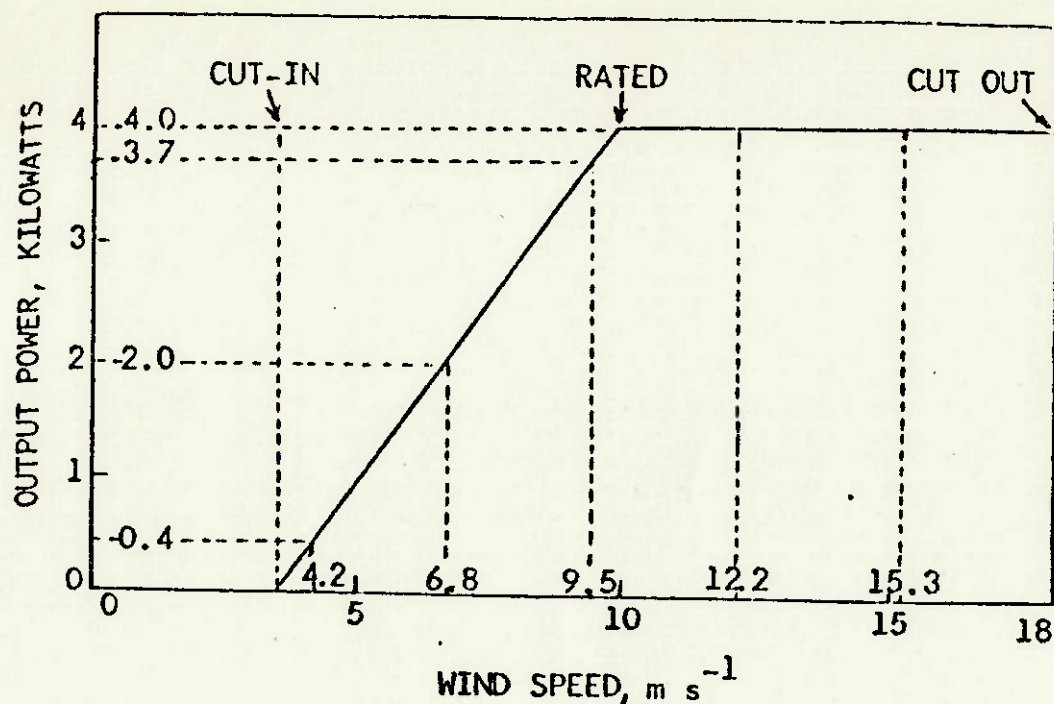


Figura 2.22 - Curva de potência hipotética.
Extraído da referência bibliográfica [32]

Outra forma de estimar-se a produção de energia é através da utilização de histogramas (frequências de ocorrência em função das classes de velocidades dos ventos). Cada faixa (ou classe) de velocidades do vento tem sua frequência de ocorrência conhecida. Considerando-se esta mesma frequência, válida para o ponto médio da faixa de velocidades, e obtendo na curva de potência do aerogerador (as potências geradas para cada um dos pontos médios das faixas) consegue-se uma boa estimativa da energia gerada pelo equipamento.

Este método é bastante prático principalmente quando já se dispõe do histograma do local, sendo também sugerido pela Organização Mundial de Meteorologia.

A figura 2.23 exemplifica a aplicação deste método, sendo que o exemplo é baseado em histograma e curva de potência (figura 2.22) hipotéticos.

A primeira etapa consiste na correção dos pontos médios das classes de velocidade, através da utilização de um fator de correção, o qual é função das mudanças de rugosidade do terreno e da altura do rotor em relação a base local.

A segunda etapa constitui-se na determinação da potência gerada pelo aerogerador, para cada ponto médio das classes previamente extrapoladas pelo fator de correção (1.11 no caso). A potência gerada pelo equipamento é obtida diretamente da curva fornecida pelo fabricante (figura 2.22 no caso).

A terceira etapa é a conversão das frequências de ocorrência dos pontos médios das classes, de porcentagens para horas de ocorrência anual.

A quarta e última etapa consiste na estimativa da produção anual de energia para cada ponto médio corrigido das classes de velocidades, através do produto da potência gerada pelo número de horas de ocorrência anual.

Mid-points of speed classes ($m s^{-1}$)	3.8	6.0	8.5	11.0	13.6	16.5
Corrected mid-points ($m s^{-1}$) (multiply by 1.11)	4.2	6.7	9.4	12.2	15.2	18.4
Power at corrected mid points (kW)	0.4	2.0	3.7	4.0	4.0	0.0

Speed class ($m s^{-1}$)	3.8	6.0	8.5	11.0	13.6	
Corrected speed class ($m s^{-1}$)	4.2	6.7	9.4	12.2	15.2	
% Frequency of occurrence	25.3	20.4	8.1	3.0	0.6	
Hours of occurrence per year (hours = % $\times$ 8760 $\div$ 100)	2216	1787	709	263	52	

$$\begin{aligned}
 0.4 \times 2216 &= 886.4 \\
 2.0 \times 1787 &= 3574.0 \\
 3.7 \times 709 &= 2623.3 \\
 4.0 \times 263 &= 1052.0 \\
 4.0 \times 52 &= 208.0 \\
 \text{Total kWh } y^{-1} &= 8343.7
 \end{aligned}$$

Figura 2.23 - Exemplo de cálculo da energia gerada pela utilização de histograma (dados hipotéticos).
Extraído da referência bibliográfica [32]

2.7 - CONCLUSÕES

A energia eólica é hoje uma fonte alternativa que vem se destacando em vários países. O desenvolvimento do mercado e da tecnologia dos equipamentos destinados a sua conversão vem sendo muito grande nesta década, e as perspectivas para o futuro são ainda mais animadoras, pois vários países vêm demonstrando interesse em comercializar novas turbinas eólicas.

O desenvolvimento em termos de eficiência e confiabilidade destes equipamentos tem sido excepcional. Atualmente os geradores eólicos de médio e grande porte comercializados no mundo praticamente não necessitam de acompanhamento contínuo em suas funções, pois estas são monitoradas por microprocessadores que realizam a operacionalização automática dos equipamentos e registram todas as condições de funcionamento, sendo necessário, na maioria dos casos, apenas uma boa manutenção do sistema.

O sucesso da utilização da energia eólica pode ser quantificado pelo grande número de geradores já instalados em vários países e pelo desejo por parte destes em prosseguir com novas instalações já projetadas e em andamento. Para mencionar um exemplo do aproveitamento da energia eólica em larga escala, pode-se dizer que nos EUA (somente no estado da Califórnia) existem cerca de 17 mil turbinas instaladas conectadas à rede elétrica ou à usinas termo-elétricas [36].

Sabe-se porém, que estes sistemas de conversão só se tornam interessantes em locais com bons regimes de ventos. Portanto, é necessário analisar-se o potencial eólico nacional para então examinar-se as possibilidades de utilização em larga escala desta fonte de energia no Brasil.

CAPITULO 3

MODELAGEM DE ROTORES EÓLICOS

3.1 - Introdução

3.2 - Equacionamento do Rotor

3.3 - Método Experimental para Determinação da Curva $C_P \times E$

3.3.1 - Resumo do Metodo Experimental Dinâmico p/ Determinação da Curva $C_P \times E$

3.3.2 - Determinação da Curva $C_{PL} \times E$

3.3.3 - Determinação da Curva $C_{PD} \times E$

3.3.4 - Determinação da Curva $C_P \times E$

3.4 - Método Analítico

3.4.1 - Otimização do Rotor

3.1 -INTRODUÇÃO

Para poder-se desenvolver turbinas eólicas Stall-reguláveis de forma eficiente é necessário conhecer-se as teorias básicas da aerodinâmica que tratam deste tipo de rotores. Estas teorias são diversas e as mais apuradas exigem a utilização de computadores pois o número de cálculos necessários é grande. Sua utilização permite, portanto, que o rotor seja projetado em condições que lhe propiciem tirar o máximo de energia do vento nas condições especificadas. Pode-se ainda prever, de forma não muito precisa, o desempenho global do rotor, caracterizado pela curva $CP \times E$.

É necessário também dominar-se uma metodologia de ensaiar modelos reduzidos de rotores, pois desta forma podemos obter melhores resultados sobre seu desempenho.

Finalmente pode-se ressaltar a importância de conhecer-se as leis de semelhança que representam estes equipamentos, pois através delas ficará mais fácil a adaptação de rotores para determinadas condições de vento.

3.2) EQUACIONAMENTO DO ROTOR

Como as turbinas de vento atualmente utilizadas podem assumir escalas bastante elevadas, torna-se necessário o desenvolvimento de uma metodologia capaz de estudar os modelos em escala reduzida, ou apenas numericamente.

O modo mais usual de se analisar o desempenho aerodinâmico da turbina é a curva $CP \times E$, já citada no capítulo anterior.

$$CP = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3} \quad (3.1)$$

Onde

P = potência gerada pelo rotor
 ρ = densidade do ar
 A = área molhada (varrida)
 U = velocidade do ar

A razão de velocidades é dada pelo quociente entre a velocidade do perfil no ponto de raio máximo e a velocidade do ar, ou seja :

$$E = \frac{W \cdot R}{U} \quad (3.2)$$

Onde

W = velocidade angular do rotor
 R = máximo raio da turbina

A seguir daremos um exemplo para melhor ilustrar a importância das curvas $CP \times E$.

Pegemos, por exemplo, o rotor batizado de "Rotor 185" devido à área varrida ser igual a 185 m². Neste contexto, o Rotor 185 pode ser caracterizado pelo diâmetro $D = 15,34$ m, e o seu coeficiente de potência CP é mostrado pela Figura 3.1.

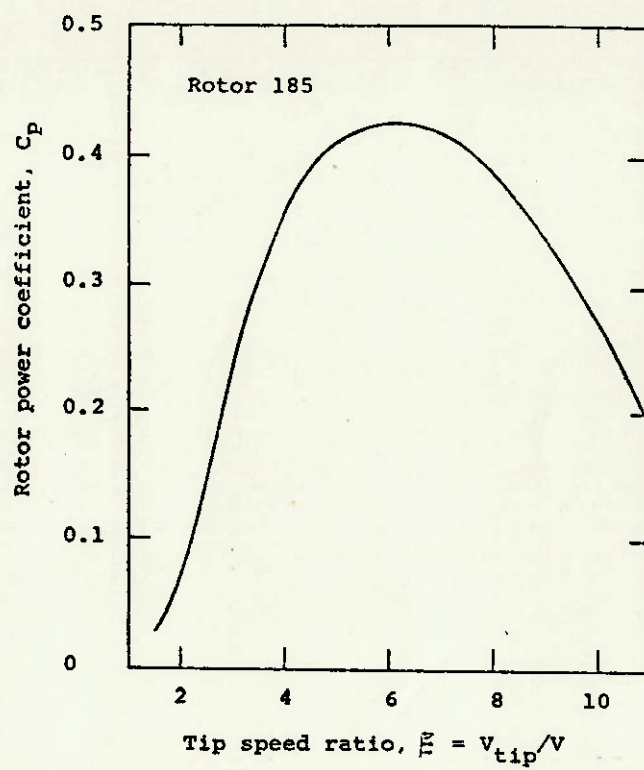


Figura 3.1 - Curva de $C_p \times E$ para o Rotor 185
Referência Bibliográfica [8]

A curva da figura 3.1 pode ainda ser representada de forma diferente, como ilustra a figura 3.2, que é sua recíproca

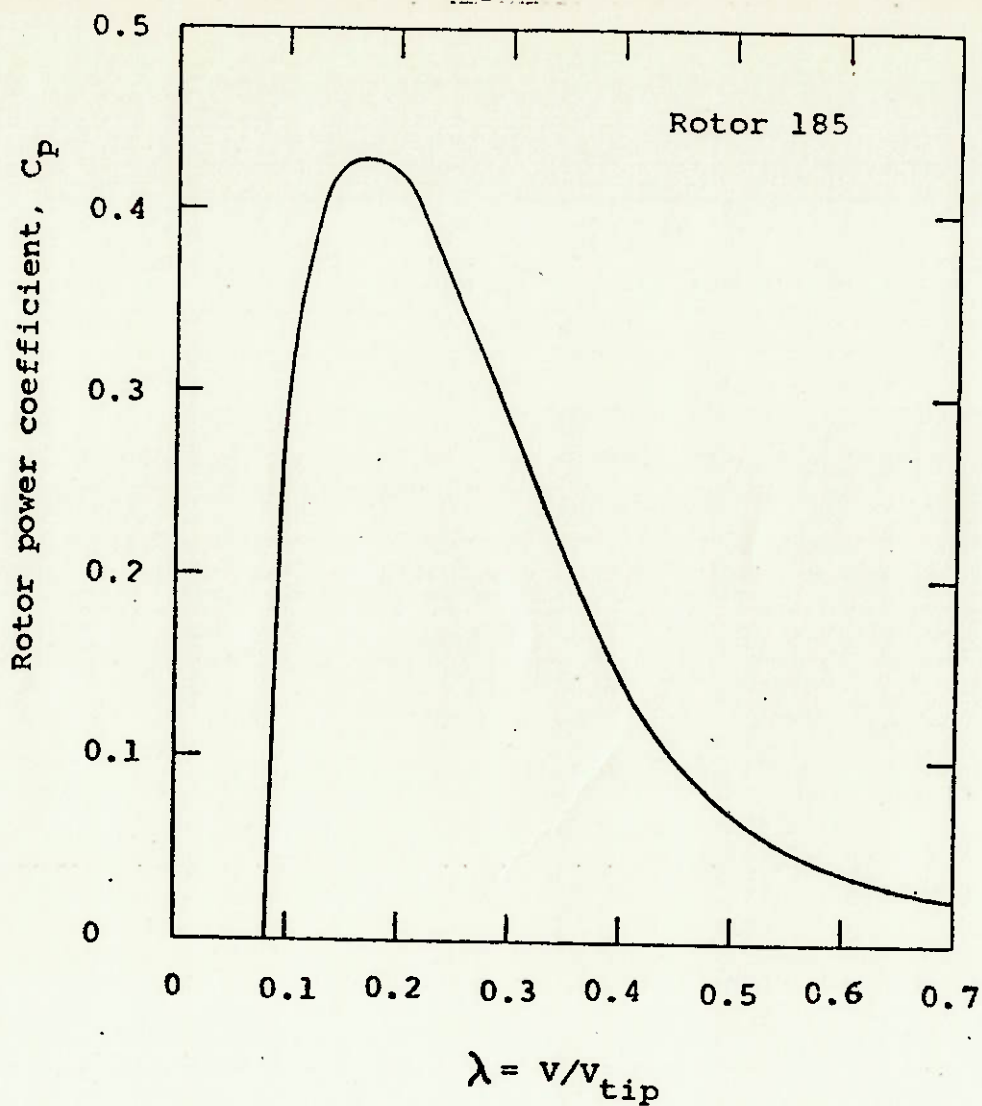


Figura 3.2 - Curva $C_p \times \lambda$ para o Rotor 185
Referência Bibliográfica [8]

Se fizermos a multiplicação do coeficiente de potência C_p por λ^3 , outra representação dimensional é obtida, conforme a Figura 3.3 demonstra. Nesta curva podemos observar o ponto de máximo rendimento, que neste caso é de $\lambda^3 \cdot C_p = 0.0093$ para $\lambda = 0.4$

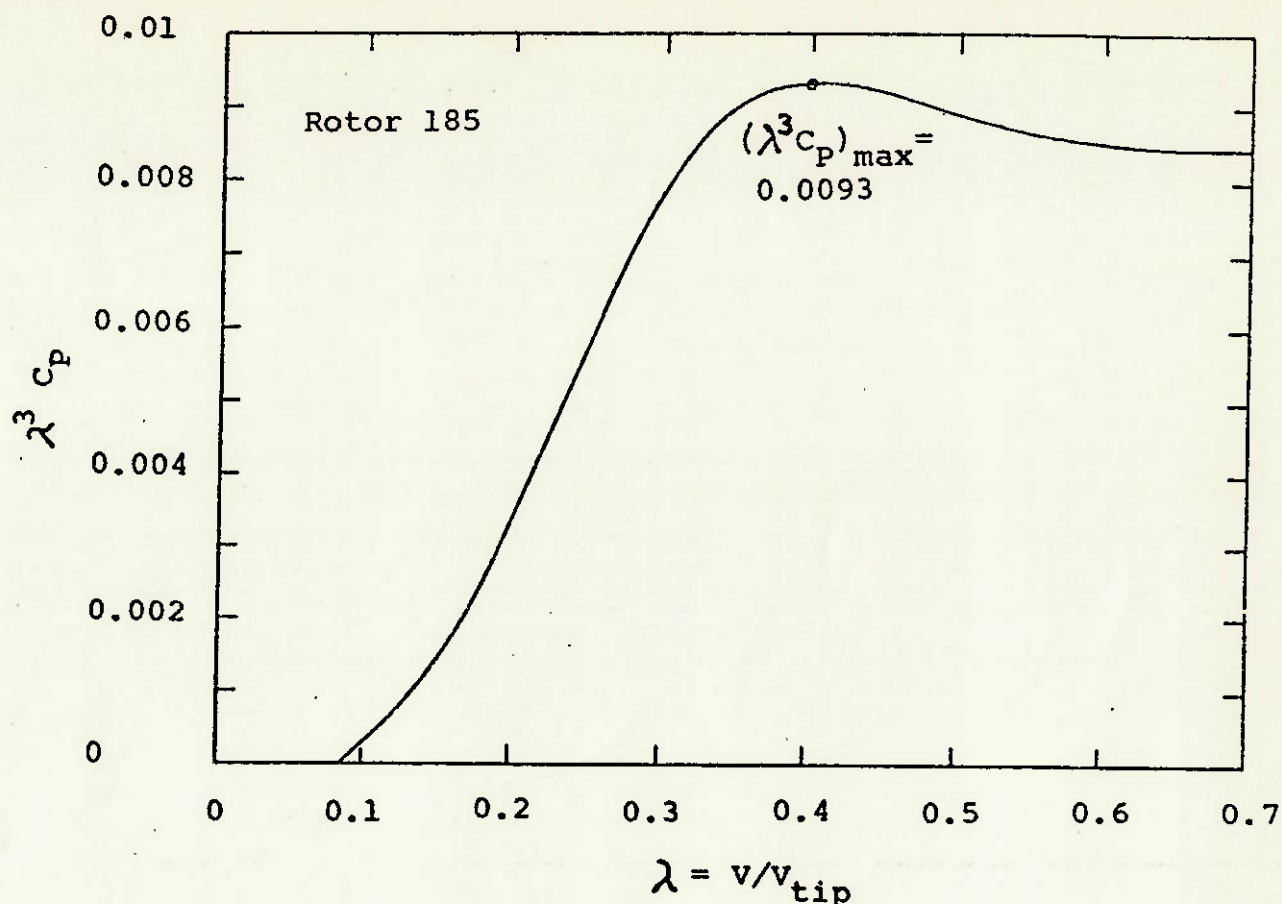


Figura 3.3 - Curva de $\lambda^3 C_P \times \lambda$ para o Rotor 185
Referência Bibliográfica [87]

A equação (3.5) mostra que para um rotor regulado pelo stall, em velocidade constante, a potência do rotor é proporcional ao termo $(\lambda^3 \cdot C_P)$ mostrada na Figura 3.3.

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 (\lambda^3 \cdot C_P) \quad (3.3)$$

$$U = \lambda \cdot U_{ponta} \quad (3.4)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A U_{ponta}^3 (\lambda^3 \cdot C_P) \quad (3.5)$$

Pelo que vimos até agora, fica bastante simples o estudo dos rotores eólicos se tivermos conhecimento de sua curva de desempenho $C_P \times E$.

Porém, cabe ao projetista determinar de alguma forma esta curva. Basicamente podemos dizer que dois métodos são utilizados

no levantamento da curva : O método experimental, onde constrói-se um modelo e faz-se a análise em túnel de vento (é bastante preciso e utilizado). O segundo método é o de simulação do rotor por método numérico. Geralmente faz-se o procedimento numérico para auxílio do projetista e posteriormente comprova-se com o modelo em túnel de vento.

Nos capítulos seguintes detalharemos um pouco mais sobre os dois procedimentos descritos .

TIPO DE FERRAMENTAS	INFORMACOES OBTIDAS	INFRAESTRUTURA NECESSARIA	LIMITACOES	OBSERVACOES
1- Modelos Analíticos	. INFORMACOES GLOBAIS - torque - potência - etc. . INFORMACOES LOCAIS - ângulo ataque - forças - etc.	- computador	- Hipoteses do modelo - Dados sobre perfis	- Análise rápida - Ótima ferramenta p/ análise teórica e preliminar. - Apropriada para otimização. - Fornece dados p/ análise estrutural, vibrações, etc...
2- Modelo Experimental (reduzido)	. INFORMACOES GLOBAIS - torque - potência - etc.	. Laboratório	. Infraestrutura	- Análise demorada. Fundamental para desenvolvimento de pesquisas. - Aferição do rotor.

TABELA 3.4 - Comparação de modelos analíticos com modelo experimental

3.3) MÉTODO EXPERIMENTAL PARA LEVANTAMENTO DA CURVA CP x E

Inicialmente deve-se construir um modelo com dimensões compatíveis às do tunel de vento e dimensionalmente coerente com o projeto.

Em seguida deve-se instalar os aparelhos de medição necessários à experiência, que basicamente são :

- medidor de torque
- medidor de rotações

A precisão destes aparelhos deve ser suficiente para não comprometer os resultados, e deve ser previamente analisado.

O torque líquido (τ_L) produzido pelo eixo do rotor, ou seja, o torque total menos o dissipado por atrito, pode ser medido por Straingauges, conforme sugere [16].

Para medir-se a rotação do conjunto podemos utilizar um frequencímetro do tipo digital. Atualmente existem sistemas magnéticos bastante precisos, obtendo-se com boa precisão a velocidade angular do rotor.

Segundo Braga [1], a medida da potência no eixo através do torque e da rotação mostrou-se inviável em protótipos de escala reduzida, pois o rotor não estabiliza nas baixas rotações. Sendo assim, desenvolveu-se um método dinâmico que facilita enormemente a aquisição de dados da experiência. É levado em consideração o comportamento dinâmico do cata-vento. Este método é descrito no capítulo seguinte.

3.3.1) RESUMO DO MÉTODO EXPERIMENTAL DINÂMICO PARA LEVANTAMENTO DA CURVA CP x E

O frequencímetro fornece a rotação (ω) em intervalos de tempo constante. Esta propriedade permite, partindo-se do repouso e desfreando o rotor, se efetuar uma medida dinâmica da rotação como função do tempo.

$$\omega = \omega(t) \quad (3.6)$$

O torque líquido no eixo do rotor (τ_L) é expresso por :

$$\tau_L = I \cdot \frac{d\omega}{dt} \quad (3.7)$$

Onde I é o momento de inércia do conjunto girante e dw/dt é aceleração angular instantânea, determinada a partir dos dados experimentais de W .

Com esta expressão podemos determinar experimentalmente o momento de Inércia (I), onde T e dw/dt são obtidos a uma mesma rotação.

Para a determinação do torque dissipado por atrito (τ_d) podemos usar um procedimento análogo:

$$\tau_d = \left| I_d \cdot \frac{dw}{dt} \right| \quad (3.8)$$

Sendo I_d o momento de inércia das partes girantes sem o rotor e dw/dt a aceleração do conjunto. Neste caso, a função $w=w(t)$ pode ser obtida imprimindo-se uma rotação ao conjunto girante e a partir daí registrar o decaimento desta rotação. Neste caso dw/dt é negativo.

O valor da densidade do ar γ , que é uma variável do estudo, pode ser determinada através da equação dos gases perfeitos para a pressão e temperatura médias dos testes. O valor que se obterá deverá estar bastante próximo a 1.15 kg/m^3 .

Outro fator bastante crítico em testes de túnel de vento é a determinação da velocidade de escoamento do ar dentro do túnel. Deve-se considerar os "efeitos de borda" e a perturbação provocada pela instrumentação, além da turbulência criada pelo objeto de teste. Comumente usam-se Tubos de Pitot para efetuação das medidas, sendo este procedimento melhor explicado por Braga [1] .

3.3.2) DETERMINAÇÃO DA CURVA CPL x E - COEFICIENTE DE POTÊNCIA LÍQUIDA x RAZÃO DE VELOCIDADES

Após instalado o modelo de provas e a instrumentação, devemos inicialmente obter a velocidade do escoamento desta experiência.

A determinação da curva CPL x E será efetuada pelo método dinâmico e com uma velocidade fixa para o escoamento do ar no túnel.

Ao desativar-se o sistema de freio, toda a potência extraída pelo rotor, do vento, é utilizada na sua própria aceleração ou então dissipada por atrito. A parcela que impulsiona o rotor é exatamente a potência líquida e pode ser expressa por :

$$PL = I \cdot W \cdot \frac{dw}{dt} \quad (3.9)$$

Onde I é o momento de inércia das partes girantes e W sua velocidade angular.

Para obtermos uma relação entre a rotação da turbina e o tempo, devemos utilizar o frequencímetro, que deve ser capaz de fornecer leituras em intervalos idênticos de tempo.

Encontra-se, desta forma, a relação :

$$n = n(t) \quad (3.10)$$

São então convertidas as rotações (n) dadas em rpm para velocidade angular W em rd/s .

$$W = \frac{2\pi}{60} \cdot n \quad (3.11)$$

Tipicamente obtém-se um número de pontos próximo a 100 [1], e devemos então ajustá-los, com uso de método numérico, afim de se obter a equação :

$$W = W(t) \quad (3.12)$$

Este ajuste pode ser feito pelo método dos mínimos quadrados e a figura 3.5 exemplifica uma curva típica obtida .

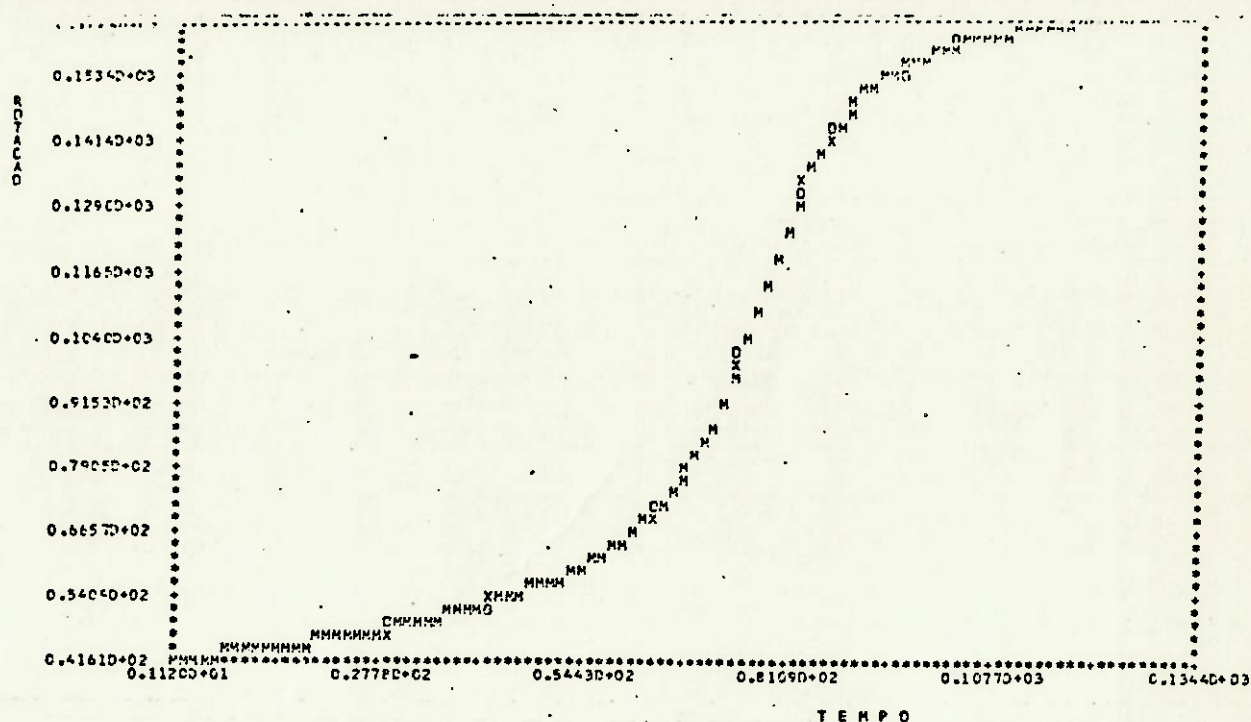


Figura 3.5 - Curva de $W = W(t)$ para um rotor Darrieus de duas pás e $V = 6,8 \text{ m/s}$
Referência Bibliográfica [1]

Após obtida a curva $W = W(t)$, devemos obter vários valores de torque x rotação do rotor.

Com o uso do torquímetro é possível numa rotação fixa (n_i) registrada no frequencímetro a determinação do torque líquido τ_{Li} . Assim, poderemos construir uma tabela relacionando a rotação do rotor para diversos valores do Torque Líquido.

O número de medições "m" pode ser algo em torno de dez [1].

Já temos então todos os dados experimentais necessários para a obtenção do CPL.

Neste processo final de tratamento dos dados vamos inicialmente determinar o momento de inércia do sistema.

Com a equação (3.12) e a velocidade angular w_i monta-se a equação:

$$W(t) - W_i = 0 \quad (3.13)$$

que possui como solução um valor " t_i " tal que:

$$W(t_i) = W_i \quad (3.14)$$

Com estes resultados obtém-se o momento de inércia do sistema girante dado por:

$$I_i = \frac{\gamma_{Li}}{(\frac{dw}{dt})_{t=t_i}} \quad (3.15)$$

A obtenção experimental do momento de inércia é mais precisa, neste caso, pois há alguns tipos de rotores, como o Darrieus, que tem sua forma ligeiramente alterada quando em altas rotações [1]. Tal fato acaba por variar de modo sensível o momento de inércia, visto que este é função do raio ao quadrado. Nos rotores de eixo horizontal este fenômeno pode ser desprezado, podendo-se então obter o momento de inércia analiticamente.

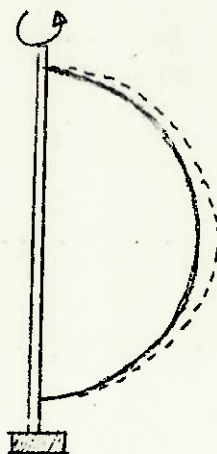


Figura 3.6 - Variação da forma de um rotor de eixo vertical em altas rotações.

Repetindo-se o procedimento para os "m" pares de pontos, encontra-se o momento de inércia dado pela média:

$$I = \frac{\sum_{i=1}^m I_i}{m} \quad (3.16)$$

Com este valor e a derivada da função (3.12) encontra-se a função torque líquido :

$$\gamma_L(t) = I \cdot \frac{dw(t)}{dt} \quad (3.17)$$

A potência líquida dada pela equação (3.9) pode ser

substituída por:

$$PL(t) = \gamma_L(t) \cdot W(t)$$

e a seguir o Coeficiente de Potência líquida :

$$CPL(t) = \frac{PL(t)}{\frac{1.9}{2} \cdot A \cdot v^3} \quad (3.18)$$

A função razão de velocidade será:

$$E(t) = \frac{R}{v} W(t) \quad (3.19)$$

Para um mesmo instante t obtém-se então um coeficiente de potência líquida e uma razão de velocidade correspondente.

Finalmente pode-se fazer o ajuste desta relação, por um método numérico, obtendo-se a função :

$$CPL = CPL(E) \quad (3.20)$$

3.3.3) DETERMINAÇÃO DA CURVA CPD x E - COEFICIENTE DE POTÊNCIA DISSIPADA x RAZÃO DE VELOCIDADES

Inicialmente deve-se retirar o rotor do sistema girante, pois este possui um arraste aerodinâmico que alteraria os dados obtidos.

Na obtenção do CPD, usaremos o processo inverso do utilizado na obtenção do CPL. Agora devemos manter o ventilador desligado e, partindo-se da máxima rotação obtida na determinação do CPL, devemos coletar medidas de rotação em relação ao tempo, até que o sistema pare.

$$ND = ND(t) \quad (3.21)$$

Nesta experiência estaremos considerando apenas os fatores dissipativos independente do rotor, como rolamentos, etc... A partir da relação (3.21) as rotações em RPM são convertidas para velocidade angular em rd/s .

Pode-se agora fazer o ajuste da curva obtida por meio de método numérico.

A equação obtida será:

$$WD = WD(t) \quad (3.22)$$

Apartir desta pode-se determinar diretamente a função coeficiente de Potência Dissipada ,

$$CPD(t) = \frac{Id.WD(t).dw(t)}{dt} \quad (3.23)$$

$$\frac{1.9.A.V^3}{2}$$

Observe que Id é o momento de inércia das partes girantes sem a presença do rotor.

Como neste caso as formas geométricas das partes girantes são bastante simples e não ocorrendo deformações devido à rotação, pode-se obter o valor de Id analiticamente.

A função razão de velocidade é igualmente determinada:

$$E(t) = \frac{R}{V} Wd(t) \quad (3.24)$$

Fazendo uso dos mesmos instantes usados na função (3.21), é estabelecida uma relação entre CPD e E, que pode ser ajustada pelo método numérico, fornecendo:

$$CPD = CPD(E) \quad (3.25)$$

3.3.4) DETERMINAÇÃO DA CURVA CP x E - COEFICIENTE DE POTÊNCIA TOTAL x RAZÃO DE VELOCIDADES

A potência líquida é a disponível no eixo, ou seja, a potência absorvida pelo rotor menos a potência dissipada. Assim temos:

$$CP = \frac{P}{\frac{1.9.A.V^3}{2}} = \frac{PD}{\frac{1.9.A.V^3}{2}} + \frac{PL}{\frac{1.9.A.V^3}{2}} \quad (3.26)$$

O coeficiente de Potência total (CP) pode ser obtido pela seguinte relação :

$$CP = CPL + CPD \quad (3.27)$$

Como na determinação das funções CPL(E) e CPD(E) trabalhamos com as mesmas condições, basta fazermos a simples somatória dos polinômios :

$$CP(E) = CPL(E) + CPD(E) \quad (3.28)$$

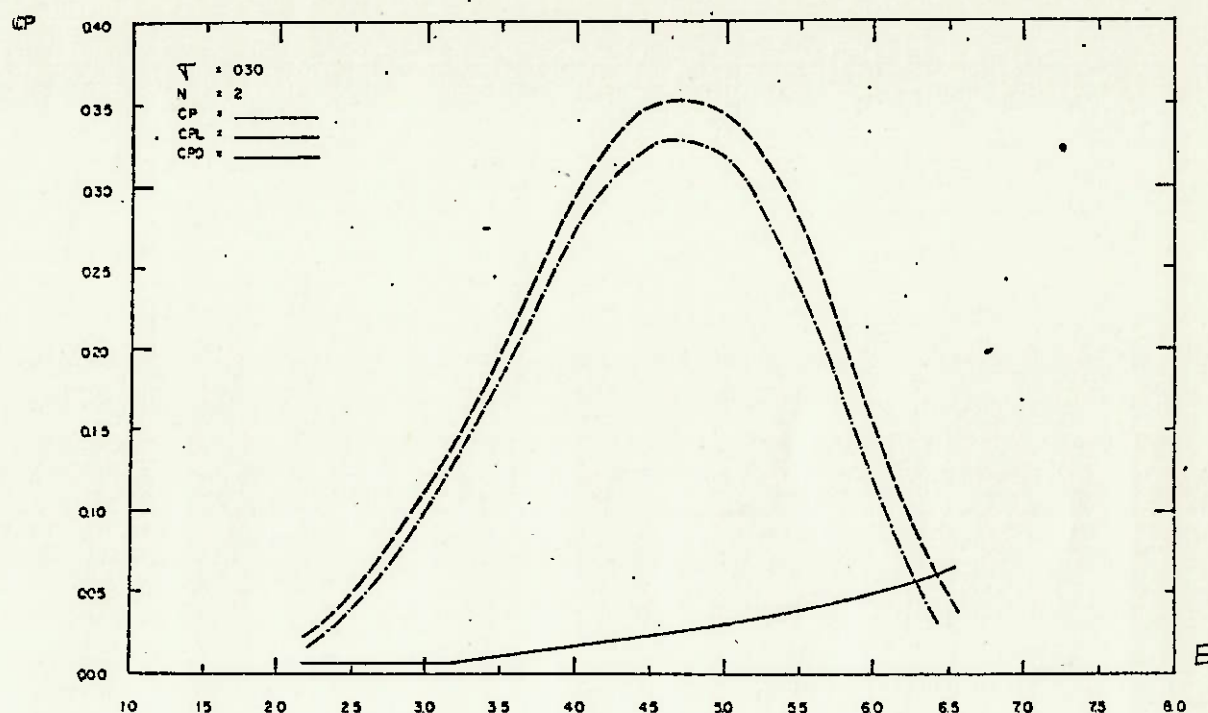


Figura 3.7 - Coeficiente de Potência Líquida, Dissipada e Total para uma turbina Darrieus com 2 pás e solidez 0.30
Referência Bibliográfica [1]

Deve ficar claro que o modelo dinâmico para determinação da curva $CP \times E$, conforme foi descrito anteriormente, só deve ser utilizado no caso de trabalharmos com um túnel de vento de dimensões reduzidas (por exemplo, 1m de área), pois neste caso o modelo de provas deverá ter dimensões bastante pequenas para evitar os efeitos de borda e não causar grandes distorções no escoamento do túnel. Geralmente a área do corpo de prova deve ser aproximadamente 15% da área total do túnel. Mas como pôde-se constatar em [13], a maior parte dos túneis de vento disponíveis no Brasil enquadram-se neste caso.

No caso de possuírmos um túnel com dimensões elevadas, o protótipo poderá ter dimensões maiores e poderá ser efetuada diretamente a leitura do torque e rotação do rotor afim de determinarmos a potência captada. Há casos em que as dimensões do protótipo são tão elevadas que pode-se inclusive desprezar a dissipação do sistema de fixação do rotor.

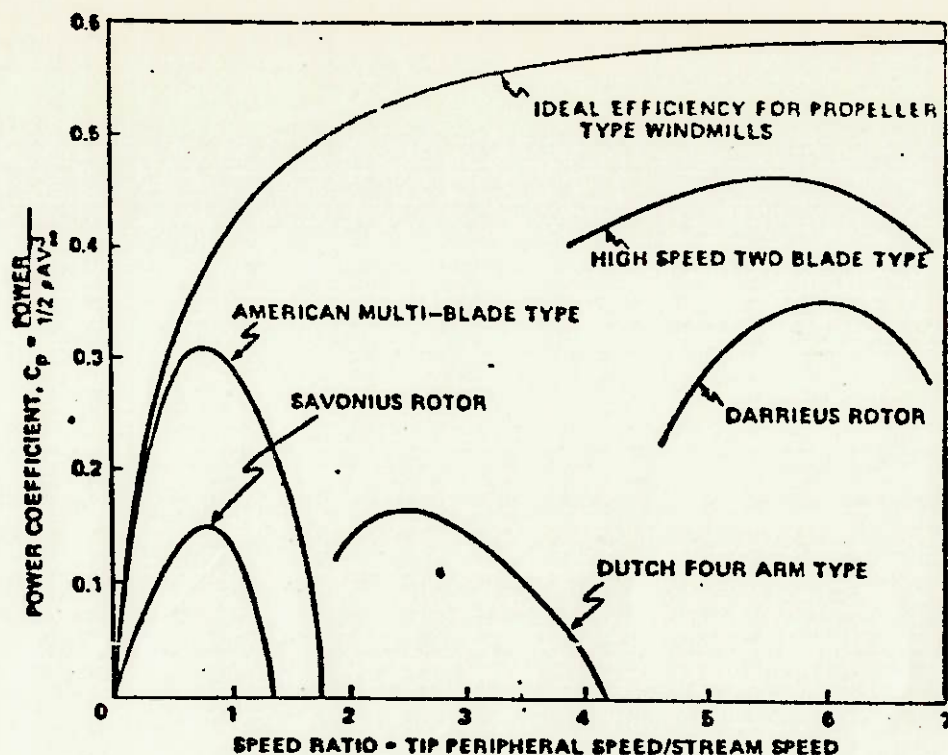


Figura 3.8 - Típicas Curvas de $C_p \times E$ para diferentes tipos de rotores.
Referência Bibliográfica [3]

3.4) MÉTODO ANALÍTICO

Ao projetar-se um rotor para uso em determinadas condições, deve-se inicialmente utilizar algum modelo equacional que forneça a geometria ideal para aquelas condições de uso. Em seguida, deve-se tentar prever qual seria o desempenho global deste rotor nas diversas condições de funcionamento.

Para as duas etapas citadas acima, existem diversas teorias e modelos, sendo umas mais recomendadas que as outras, conforme o caso em estudo.

Como estes modelos são geralmente métodos iterativos com elevado número de cálculos, faz-se necessário o uso de computador para a viabilização.

3.4.1) OTIMIZAÇÃO DO ROTOR - "ANNULUS FLOW EQUATION"

Um método bastante apurado é utilizado para a otimização de rotores eólicos tipo Propeller e também rotores de helicópteros é estudado a seguir. Ele assume que o escoamento através do rotor ocorre em tubos de jatos circulares que não interagem.

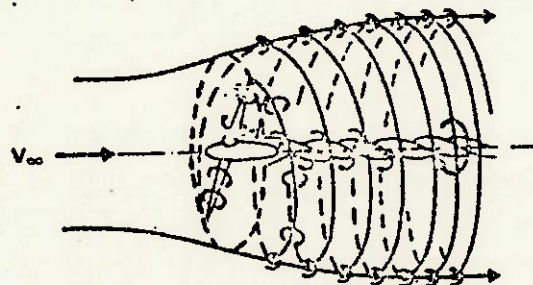


Figura 3.9 - Idealização do modelo de vortex num rotor de 2 pás .
Referência Bibliográfica [3]

Este método, quando usado conjuntamente com o de velocidades induzidas [3] recebe diferentes denominações, como "Teoria Modificada dos Elementos da Pá", "Theoria do Vortex", etc.

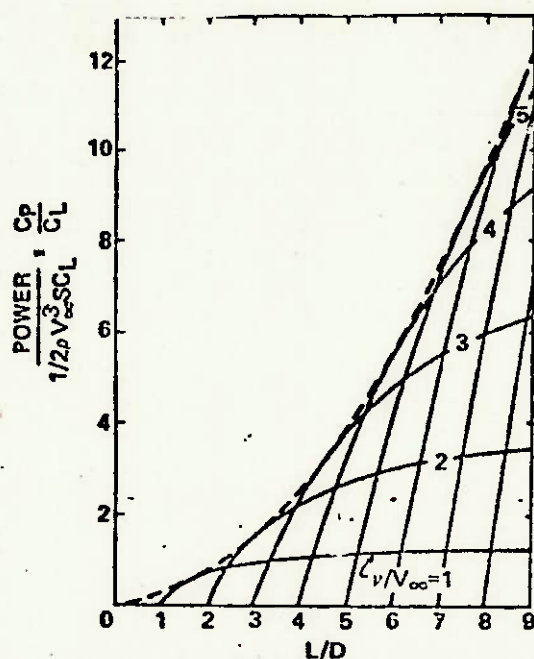


Figura 3.10 - Potência gerada por um aerofólio girante versus relação sustentação/arrasto
Referência Bibliográfica [3]

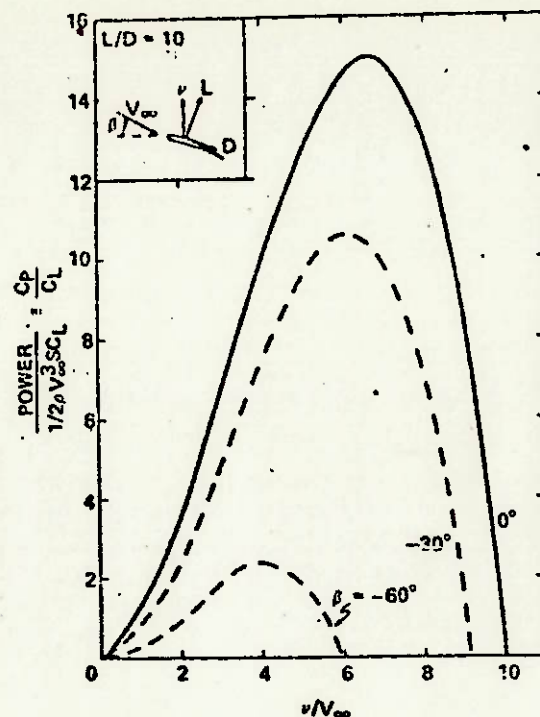


Figura 3.11 - Aerofólio girante com vento relativo
Referência Bibliográfica [3]

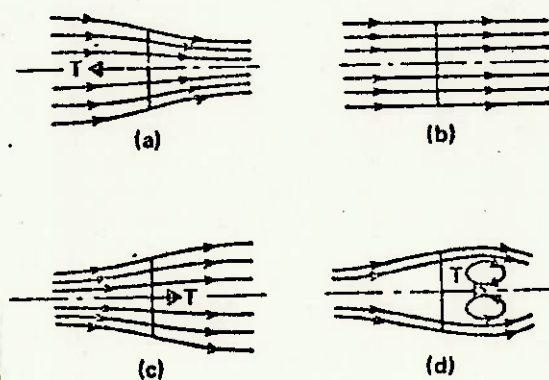


Figura 3.12 - Geometria do tubo de corrente
Referência Bibliográfica [3]

O elemento do rotor ilustrado na Fig 3.13 é olhado da

ponta da pá em direção ao eixo de rotação. Este elemento é mostrado na Fig 3.14 .

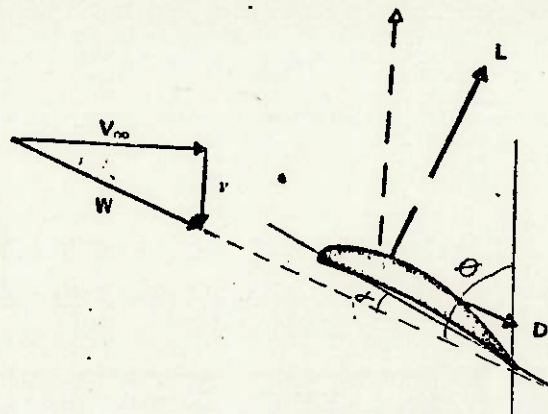


Figura 3.13 - Elemento da pá do rotor Propeller .
Referência Bibliográfica [3]

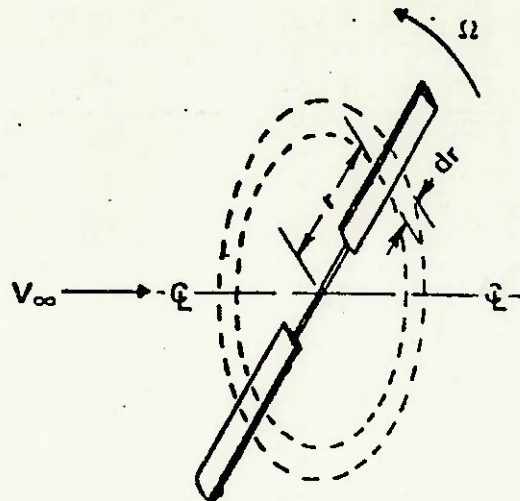


Figura 3.14 - Diagrama de Velocidade para um elemento da pá do rotor .
Referência Bibliográfica [3]

Na Fig 3.13 pode-se ver o vento relativo (w) sendo mostrado em relação ao ângulo de ataque local da pá (α) e em relação ao ângulo-de-passo local (θ). O plano de rotação é na direção x , e a direção y é normal à sota-vento do elemento da pá.

Pela figura, a relação trigonométrica pode ser

verificada:

$$\alpha = \phi - \theta \quad (3.29)$$

$$\tan \phi = \frac{(1-a).V}{(1+a).r.\Omega} \quad (3.30)$$

$$C_y = C_L . \cos \phi + C_D . \sin \phi \quad (3.31)$$

$$C_x = C_L . \sin \phi - C_D . \cos \phi \quad (3.32)$$

onde C_L e C_D são os coeficientes locais de sustentação e arrasto baseados no ângulo de ataque α e velocidade relativa do vento W .

A relação entre o fator de interferência axial (a) e os esforços desenvolvidos na pá pode ser obtida pelo equacionamento da força axial (dT) gerada num elemento de espessura (dr) conforme as equações de perfis aerodinâmicos [3] .

Do momento temos :

$$dT_m = \int (2.\pi.r.dr)u (V - U_1) \quad (3.33)$$

para (B) pás com cordas locais c ,

$$dT_b = B.c.l.\int \frac{1}{2} . W^2 . C_y . dr \quad (3.34)$$

Equacionando as duas expressões anteriores

assumindo que o fator local de interferência axial de esteira $b = 2a$, obtemos :

$$\frac{a}{1-a} = \frac{B.c.Cy}{8.\pi.r.\text{sen}^2\phi} \quad (3.35)$$

De maneira similar, o torque determinado a partir das considerações do momento angular é equacionado para o torque desenvolvido pelo elemento da pá num tubo de corrente circular diferencial.

Do momento extraído do "teorema de momentos", obtemos:

$$dQ = \gamma.(2.\pi.r.dr)\mu.r(2.a.\Omega) \quad (3.36)$$

O torque produzido na pá é :

$$dQ = \gamma.B.c.\frac{W^2}{2}.Cx.dr \quad (3.37)$$

Combinando estas relações teremos :

$$\frac{a}{1+a} = \frac{B.c.Cx}{4.\pi.r.\text{sen}\phi.\cos\phi} \quad (3.38)$$

Se os dados do perfil são conhecidos, então as condições locais do escoamento podem ser determinadas para um dado elemento à distância (r) do centro de rotação.

Na realidade, esta teoria é utilizada para se otimizar a posição de um elemento da pá, obtendo-se a contribuição local do torque e força axial local. Notem que o projetista pode manipular vários dados afim de conseguir uma configuração que forneça melhor desempenho.

Para obter o desempenho total da pá, deve-se integrar os resultados obtidos para cada elemento.

O procedimento a seguir pode ser utilizado para obtenção das condições locais do escoamento no raio r :

1) Dados de Entrada

- 1.1 - Equa. (polinomial) de $C_l \times \alpha$ e $C_d \times \alpha$ para o perfil escolhido. Pode ser obtido das tabelas NACA.
- 1.2 - Corda do elemento (c)
- 1.3 - Distância do elemento ao centro do rotor (R)
- 1.4 - Ângulo de passo local (θ)
- 1.5 - Velocidade do vento (V)
- 1.6 - Velocidade angular do rotor (Ω)
- 1.7 - Número de pás do rotor (B)

2) Algoritmo

- 2.1 - Chuto a e $\dot{a}$ ($\dot{a}$ é aconselhável para início)
- 2.2 - Cálculo ϕ
- 2.3 - Cálculo α
- 2.4 - Obtendo C_l e C_d
- 2.5 - Cálculo C_x e C_y
- 2.6 - Cálculo vento aparente (W)
- 2.7 - Cálculo o empuxo (arrasto)
- 2.8 - Cálculo o torque local
- 2.9 - Cálculo a
- 2.10 - Cálculo a'
- 2.11 - Volta para 2.2

Uma vez que a interação converja, teremos os dados necessários para calcular o torque produzido pelo elemento da pá. Desta forma, o projetista poderá mudar alguns parâmetros afim de obter a configuração de melhor desempenho para as condições de uso exigidas.

As expressões desenvolvidas anteriormente fornecem uma boa precisão ao projetista. Porém, se a precisão necessária for muito elevada, como no caso de grandes equipamentos, deve-se fazer algumas alterações neste modelo estudado.

A justificativa é que podem ocorrer re-circulações do fluxo de ar, sendo estas desprezadas pelo modelo anterior (equação 3.35 e equação 3.38).

A seguir têm-se as alterações que devem ser acrescentadas ao modelo :

$$\frac{a}{1+a} = \frac{\sigma \cdot C_y}{B.F. \sin^2 \phi} \quad (3.39)$$

$$\frac{\dot{a}}{1+\dot{a}} = \frac{\sigma \cdot C_x}{B.F. \sin \phi \cdot \cos \phi} \quad (3.40)$$

As equações (3.39) e (3.40) devem substituir as respectivas (3.35) e (3.38).

Têm-se que σ é a solidez local, sendo dada por :

$$\sigma = \frac{B \cdot c}{\pi \cdot r} \quad (3.41)$$

O fator de correção de pontas F , segundo estudos realizados por Prandtl [3], pode ser obtido por :

$$F = \frac{2}{\pi} \cdot \cos^{-1} [\exp(-f)] \quad (3.42)$$

$$\text{onde } f = \frac{B}{2} \frac{R - r}{R \sin \phi} \quad (3.43)$$

(R é o raio máximo do rotor)

Este "fator F" é função da relação entre velocidade da ponta das pás e velocidade do vento (tip speed ratio), número de pás do rotor, e posição radial.

Goldstein sugere outro modelo para o cálculo de F, sendo este mais apurado que o de Prandtl. Porém, como o ganho de precisão é pequeno em relação à elevação de complexidade, costuma-se desconsiderar seu modelo.

A dedução e justificativa dos modelos até aqui apresentados não foram ilustradas devido ao caráter prático deste trabalho, podendo serem consultadas nas bibliografias citadas .

CAPITULO 4

INFLUÊNCIA DE ALGUNS PARÂMETROS NO DESEMPENHO DO ROTOR

4.1 - Introdução

4.2 - Variação da Velocidade de Rotação

4.3 - Variação do Raio do Rotor

4.4 - Variação do Ângulo de Incidência das Pás

4.5 - Comentário Sobre Turbinas de Passo Variável

4.6 - Conclusões

4.1) INTRODUÇÃO

Como foi citado no capítulo 3, a análise dimensional de rotores eólicos pode ser uma excelente ferramenta ao projetista de turbinas de vento, pois ela fornece dados bastante importantes para obter-se uma configuração de alto desempenho e reduzido custo.

Neste capítulo daremos um breve relato aos três principais fatores de influência sobre um específico rotor. São eles :

- Variação da Velocidade de rotação
- Variação do raio do rotor
- Variação do Ângulo das pás

A abordagem será feita em forma de exemplo tomando-se como caso o "Rotor 185" apresentado no início do capítulo anterior.

4.2) VARIAÇÃO DA VELOCIDADE DE ROTAÇÃO

A figura 3.2 mostra o coeficiente de potência para o Rotor 185. Vamos agora supor, com suficiente precisão, que a relação entre λ e CP conserve-se independente da velocidade de rotação do rotor, isto é, que nós podemos desconsiderar a variação do Número de Reynolds, o qual poderia influenciar nos dados para análise aerodinâmica. Sob estas condições, a derivação das relações de potência para o rotor tornam-se bastante simples.

Como vimos no capítulo 3, a equação de potência do cata-vento é:

$$P = \frac{1}{2} \rho V^3 A \cdot CP \quad (4.1)$$

Como A = área molhada, podemos re-escrever esta equação :

$$P = \frac{1}{2} \rho V^3 \cdot \pi R^2 \cdot CP \quad (4.2)$$

onde R é o raio do rotor

A velocidade angular é

$$\omega = \frac{2 \cdot n \cdot \pi}{60} \quad (4.3)$$

onde n é o número de revoluções por minuto

A velocidade da ponta da pá é :

$$V_{ponta} = \omega \cdot R \quad (4.4)$$

Combinando as equações temos :

$$\lambda = \frac{V}{V_{ponta}} = \frac{V}{\omega \cdot R} \quad (4.5)$$

$$V = \lambda \cdot \omega \cdot R \quad (4.6)$$

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (\lambda \cdot W \cdot R)^3 \cdot \pi \cdot R^2 \cdot CP = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot \rho \cdot W^3 \cdot R^5 \cdot (\lambda \cdot CP) \quad (4.7)$$

Assim temos, para um raio fixo R e uma dada relação (λ, CP) , a lei de semelhança indica que :

$$\frac{P_1, (\lambda, CP)_1}{P_2, (\lambda, CP)_1} = \frac{W_1^3}{W_2^3} = \frac{n_1^3}{n_2^3} \quad (4.8)$$

Se estivermos interessados especialmente nas condições de máxima potência, a qual é o principal aspecto dos rotores controlados por stall, teremos :

$$\frac{P_{max,1}}{P_{max,2}} = \frac{W_1^3}{W_2^3} = \frac{n_1^3}{n_2^3} \quad (4.9)$$

Note que em (4.9) temos a correspondência dos pontos de máximo para 1 e 2 (λ^3, CP, λ) .

Prosseguindo com o exemplo, o Rotor 185 terá diversas curvas de potência para as correspondentes rotações n, conforme Figura 4.1 .

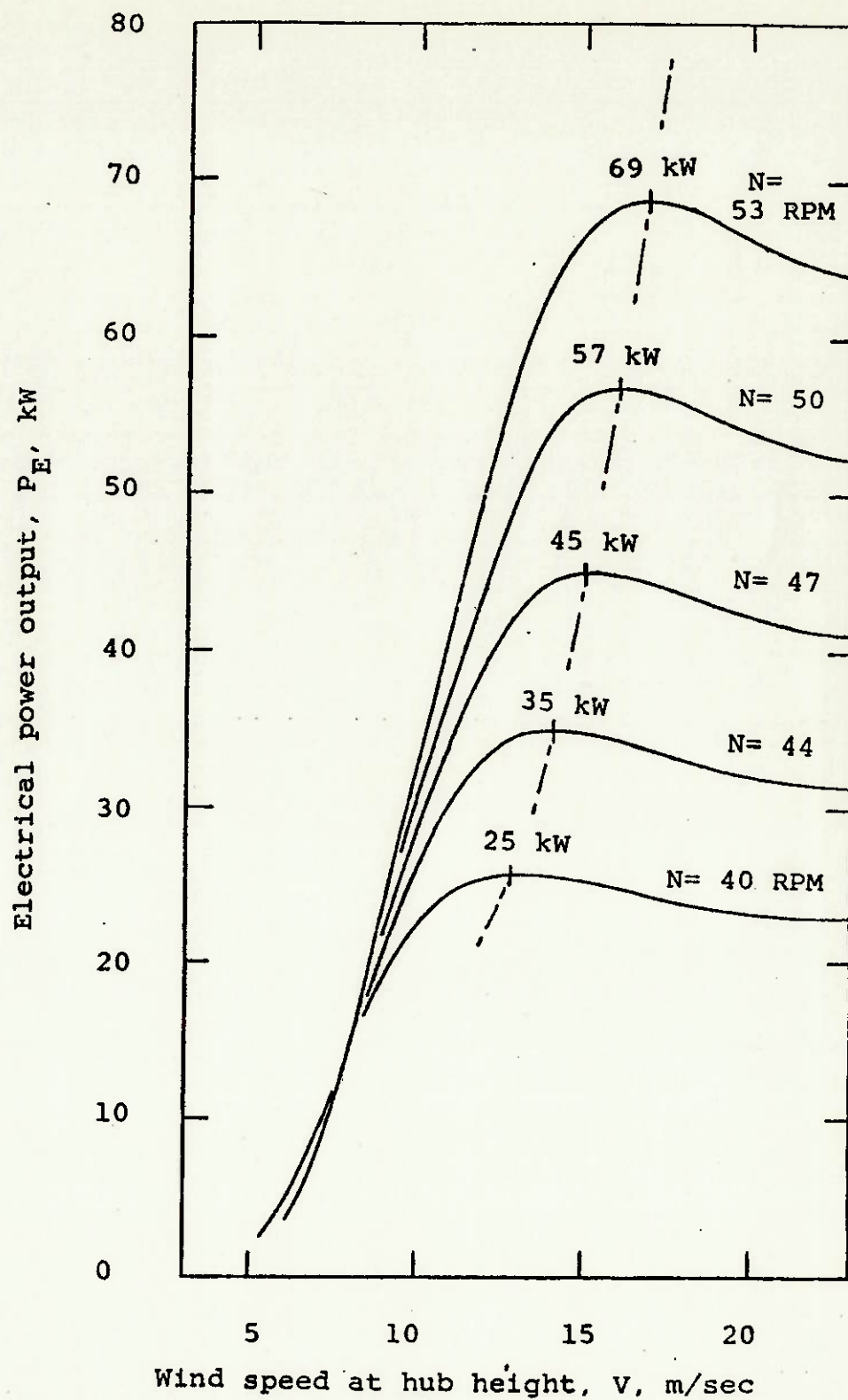


Figura 4.1 - Desempenho do Rotor 185 em diversas rotações
Referência Bibliográfica [8]

A figura 4.1 ilustra previsões de desempenho baseando nas leis de semelhança .

Convém lembrar que se o cata-vento em estudo for, por exemplo, uma turbina geradora de eletricidade, ao alterarmos a velocidade de rotação do mesmo, teremos que trocar o gerador em uso. De acordo com as equações vistas, podemos propor uma regra bastante simples : O pico de potência do rotor varia cubicamente em relação à velocidade de rotação. A figura seguinte ilustra o fenômeno .

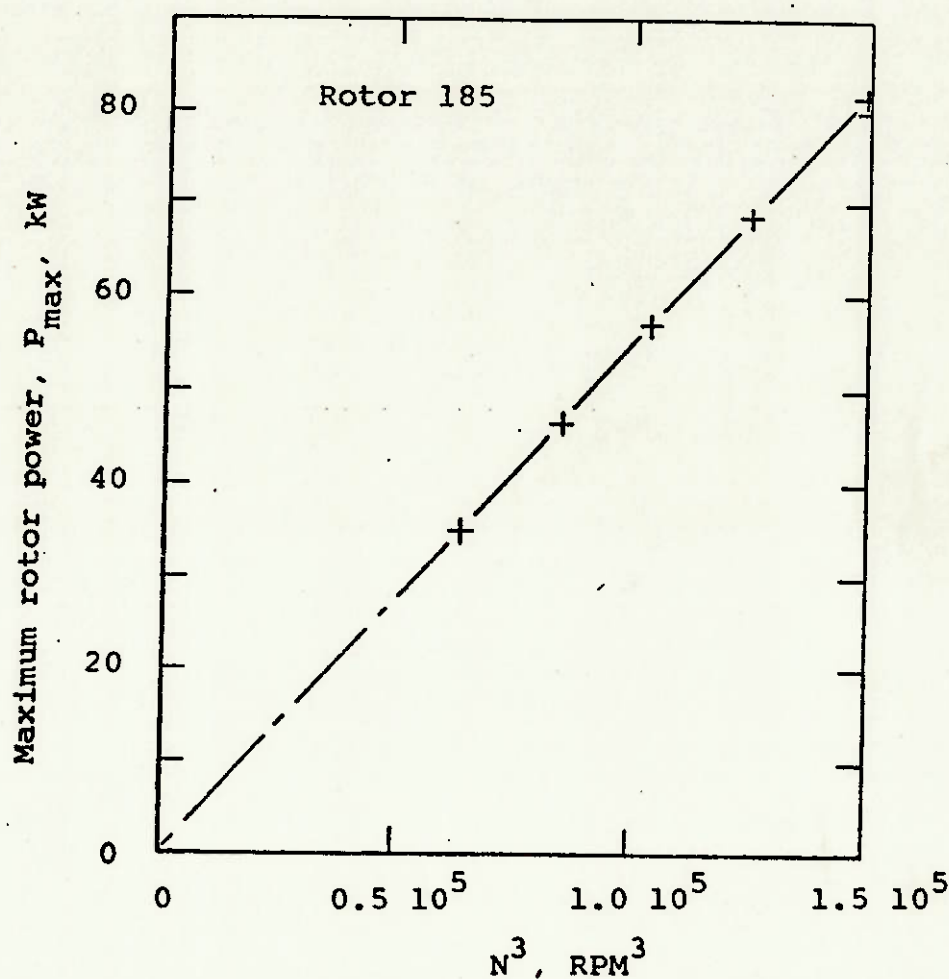


Figura 4.2 - Variação da Máxima Potência fornecida pelo Rotor 185 com relação à velocidade de rotação
Referência Bibliográfica [B]

4.3) VARIAÇÃO DO RAI DO ROTOR

A regra vista no capítulo anterior pode agora ser estendida afim de incorporar alterações no raio do rotor.

Vamos então repetir as condições da regra : nós analisaremos um dado rotor com um ângulo de incidência relativo ao plano do rotor e assumiremos que a variação do CP x E é independente da velocidade rotacional do rotor.

Assumiremos ainda que a curva de CP é válida também para alterações do raio, desde que as proporções gerais do mesmo mantenham-se constantes. Mais uma vez estamos omitindo os efeitos do Número de Reynolds.

Contudo, se as alterações no raio forem *relativamente* pequenas, poderemos utilizar a lei de semelhança sem termos que alterar as proporções gerais do rotor. Haverá imprecisões, mas estas podem ser desprezadas.

A lei de semelhança incorporando variações do raio do rotor para um dado par (λ, CP) é :

$$\frac{P_1, (\lambda, CP)_1 \quad n_1^3 \quad R_1^5}{P_2, (\lambda, CP)_1 \quad n_2^3 \quad R_2^5} = \frac{\quad}{\quad} \quad (4.10)$$

Para as condições de máxima potência, correspondendo ao ponto de máximo de (λ, CP, λ) temos :

$$\frac{P_{max,1}}{P_{max,2}} = \frac{n_1^3}{n_2^3} \frac{R_1^5}{R_2^5} \quad (4.11)$$

Vamos então ilustrar o procedimento apresentado exemplificando mais uma vez sobre o Rotor 185. Agora iremos aumentar seu raio de 7.67 metros para 8.17, sendo este denominado Rotor 210 ($A = 210 \text{ m}^2$) após o acréscimo.

Rotor 185 : $R = 7.67 \text{ m}$



Rotor 210 : $R = 8.17 \text{ m}$

A figura 3.3 mostra que o máximo de $(\lambda^3_{CP}, \lambda)$ é $\lambda^3_{CP} = 0.0093$, $\lambda = 0.4$. Para o Rotor 185 com $n=50 \text{ rpm}$ nós temos pela equação 4.2 que $P_{\text{máx}}=68.2 \text{ Kw}$ e da mesma forma temos para o Rotor 210 a $n=50 \text{ rpm}$ $P_{\text{máx}}=93.5 \text{ Kw}$.

Vemos que o incremento de energia foi considerável, pois com um acréscimo de apenas 6.5% ao raio do rotor obtivemos uma elevação de 37% da máxima potência gerada. No Rotor 185 temos a relação de 0.369 Kw/m^2 , enquanto que no Rotor 210 temos 0.445 Kw/m^2 . Com uso da equação 4.11 podemos reduzir a rotação do Rotor 210 para 47 rpm, obtendo-se assim a potência de 77.4 Kw . Esta redução na velocidade de rotação proporcionará a conservação da velocidade da ponta da pá constante ($V_{\text{ponta}}=40.2 \text{ m/s}$). Isto significa que se mantivermos constante a velocidade da ponta da pá, estaremos conservando constante a relação de potência gerada por m^2 de área varrida.

A figura 4.3 ilustra graficamente estas alterações feitas no Rotor 185 e 210.

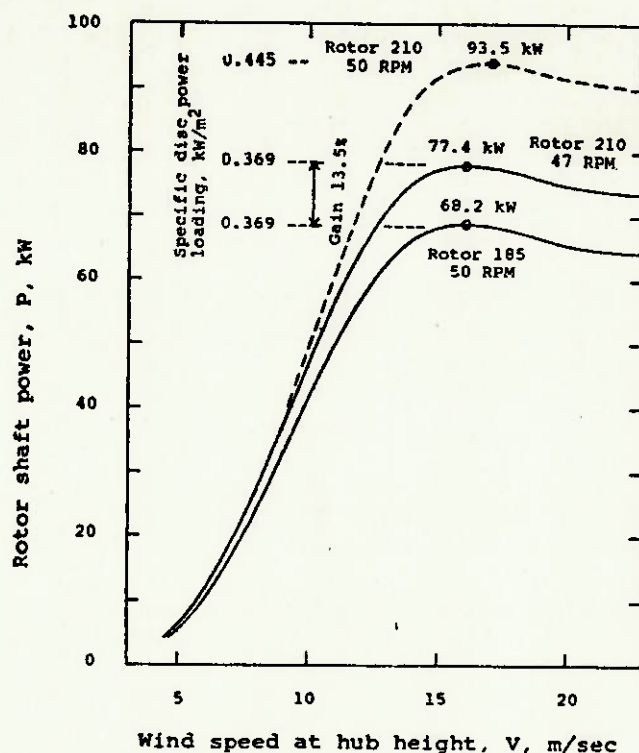


Figura 4.3 - Curvas de desempenho para Rotor 185 e 210
Referência Bibliográfica [8]

4.4) VARIAÇÃO DO ÂNGULO DE INCIDÊNCIA DAS PÁS

Um outro caminho para alterar a curva de potência de um rotor stall-regulado é variar-se o ângulo de incidência das pás relativamente ao plano do rotor.

Neste caso não há meios de generalizar o efeito conforme foi feito com o raio e rotação. Contudo, a figura 4.4 serve como indicação da sensibilidade do rotor a pequenas variações deste parâmetro. Nesta figura utilizamos mais uma vez o Rotor 185 à rotação de 51 rpm e as alterações realizadas vão de $+3^\circ$ a -3° para o ângulo de incidência.

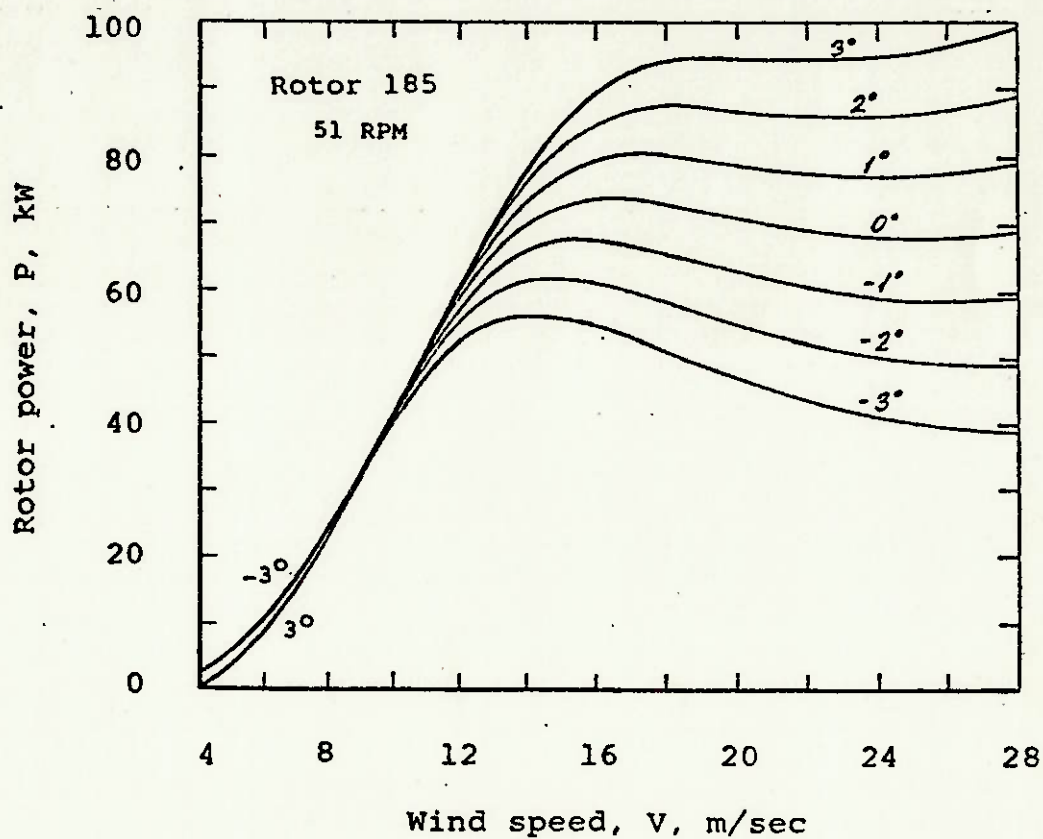


Figura 4.4 - Ilustração da sensibilidade do Rotor 185 às variações do ângulo de incidência.
Referência Bibliográfica [8]

4.5) COMENTÁRIOS SOBRE TURBINAS DE PASSO VARIÁVEL

A figura 4.5 ilustra a curva de performance para o Rotor 185 estudado anteriormente, sendo a velocidade de rotação do rotor $N=51$ rpm. Esta curva é típica de um rotor stall-regulado.

Agora imaginemos que este mesmo rotor possa ser instalado numa turbina que tenha um sistema regulador de passo. Neste caso, a rotação do rotor poderá ser elevada para 60 rpm, aumentando consideravelmente o desempenho do rotor em algumas velocidades do vento. Tal fenômeno pode ser observado na figura 4.5, onde vemos um aumento de eficiência na faixa de ventos entre 9 e 15 m/s.

Este tipo de sistema, apesar de melhor sob o aspecto de eficiência, é bem mais caro, pois necessita de um sofisticado sistema eletro-mecânico para o ajustamento das pás. Desta forma, sua utilização só justifica-se quando o fator "quantidade de energia gerada" for mais importante que o "preço da energia gerada". Além disso, em locais onde o vento apresenta poucas variações de velocidade, o ganho energético será pequeno.

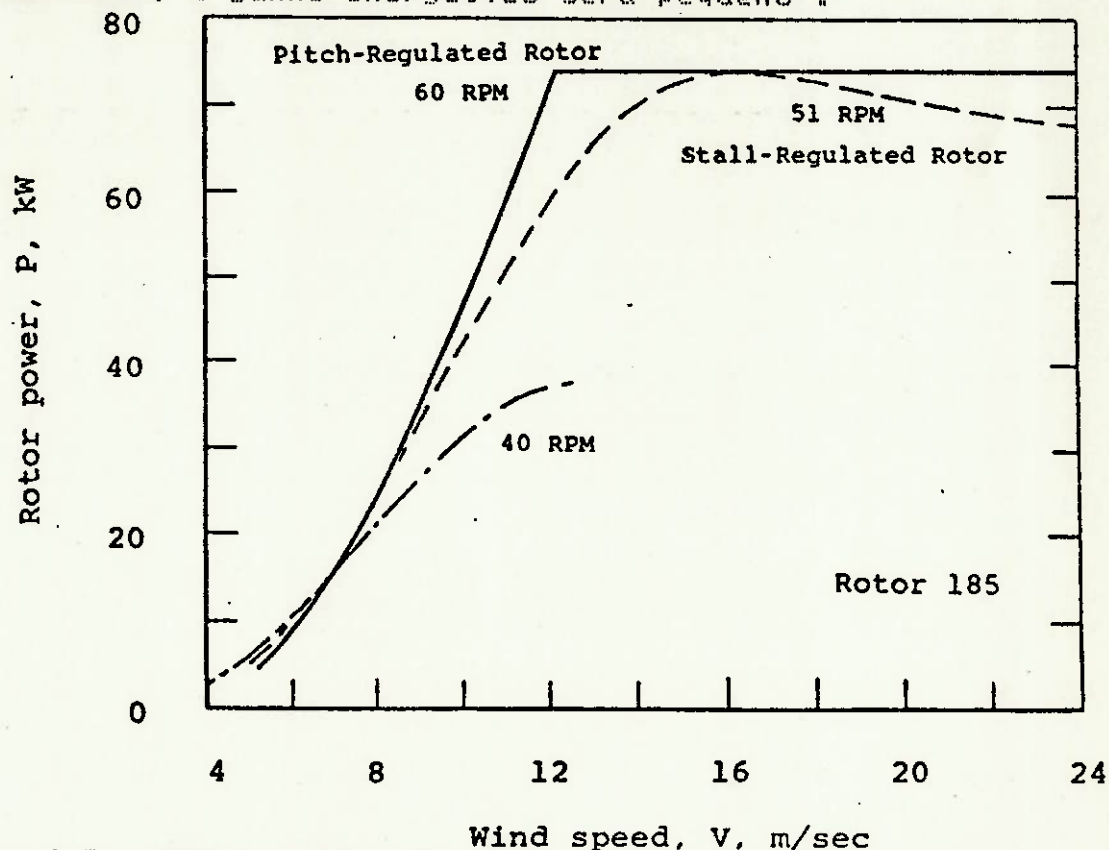


Figura 4.5 - Curva comparativa de um rotor stall-regulado e outro com controle de passo
Referência Bibliográfica [8]

4.6 - CONCLUSÕES

Pelo que foi apresentado até agora nos capítulos 3 e 4, podemos tirar algumas conclusões sobre os rotores edlicos "tipo Propeller" controlados pelo Stall. Podemos destacar:

- 1- Em baixas E, o coeficiente de potência CP é fortemente influenciado pelo máximo coeficiente de sustentação (CL). Por outro lado, se elevarmos E acima do valor para máximo CP, o coeficiente de arrasto (CD) será dominante. Se nosso perfil tiver elevado coeficiente de arrasto (CD), teremos rápido decaimento do coeficiente de potência com o aumento da rotação do rotor.
- 2- O ângulo ϕ é elevado em baixos E, sendo que grande parte do rotor, sobretudo as partes internas, estarão estoladas quando a rotação for reduzida ou a velocidade do vento muito elevada (no caso do rotor trabalhar em rotação constante).
- 3- O ângulo de passo do perfil têm grande influência sobre as condições de vento que o rotor começa a fornecer potência, bem como as condições que iniciarão o Stall.
- 4- Podemos fazer diversas combinações dos parâmetros geométricos do rotor afim de ajustá-lo a condições específicas de vento. No caso de rotores produzidos em série, os parâmetros alteráveis são: variação da rotação e ângulo de incidência das pás.

CAPITULO 5

MODELAGEM DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO POR ENGRENAGEM

5.1 - Introdução

5.2 - Descrição do Sistema

5.3 - Sistemas de Transmissão Usados em SCEE

5.4 - Abordagem Numérico do Rendimento Das Transmissões

5.5 - Rendimento de Engrenagens Cilíndricas

5.5.1 - Influências nas Perdas de Transmissão por Engrenagens

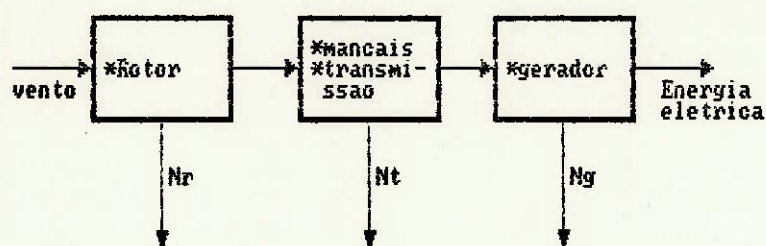
5.5.2 - Modelo Proposto em [12]

5.5.3 - Modelo Proposto em [9]

5.6 - Rendimento de Transmissões por corrente

5.1 - INTRODUÇÃO

Um sistema de aproveitamento da energia eólica, seja ele para bombeamento de água, para geração de eletricidade ou outros fins, possui geralmente um dispositivo de engrenamento entre o rotor eólico e o eixo transmissor de potência. Tal fato é justificado pela diferença de velocidades entre o rotor e o sistema que aproveita a energia mecânica gerada pelo vento. Temos então várias formas largamente usadas, como caixas redutoras/multiplicadoras, sistemas biela/manivela, correias, etc.



potência útil = potência do rotor + perdas

Figura 5.1 - Conversão da energia do vento

5.2- DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Quando modelamos um sistema de transmissão, seja ele de qualquer tipo, cinco aspectos básicos devem ser avaliados :

- Relação de Transmissão
- Rendimento
- Vida
- Carregamento
- Momento de inércia

A relação de transmissão, no caso de sistemas eólicos, é de influência marcante no desempenho global da turbina, pois ela pode interferir tanto no desempenho do rotor como no desempenho do gerador (ou bomba). Aliás, um dos objetivos básicos de um modelo para simulação de turbinas de vento é selecionar uma relação que otimize o desempenho global nas condições meteorológicas especificadas.

O rendimento, que é fortemente influenciado pela relação de transmissão, deve ser avaliado para que o projetista possa prever com certa precisão a energia real gerada pelo sistema.

A vida é um fator secundário à simulação geral, sendo mais importante no aspecto de manutenção e seleção de materiais.

Quanto ao carregamento suportado pelo sistema, pode-se também desprezá-lo quando simula-se o desempenho da turbina dentro da faixa de resistência especificada em projeto.

O momento de inércia só tem utilidade em estudos que consideram a aceleração da turbina. Se a análise for realizada em condições de regime, podemos desprezar este fator sem acarretar grandes distorções aos resultados.

Conclui-se finalmente que no estudo simulado de um cata-vento em regime, dois fatores assumem maior importância :

- Relação de Transmissão
- Rendimento

5.3- SISTEMAS DE TRANSMISSÃO USADOS EM SCEE

Um Sistema de Conversão de Energia Eólica basicamente dispõe de 3 tipos de transmissões para realizar a redução (ou multiplicação) de velocidades entre o rotor e a máquina acionada (gerador, bombas, etc). São eles:

- Transmissão por correia
- Transmissão por correntes
- Transmissão por engrenagens

A seleção de qualquer um destes sistemas irá depender do tipo do equipamento que se está projetando, bem como das dimensões do mesmo.

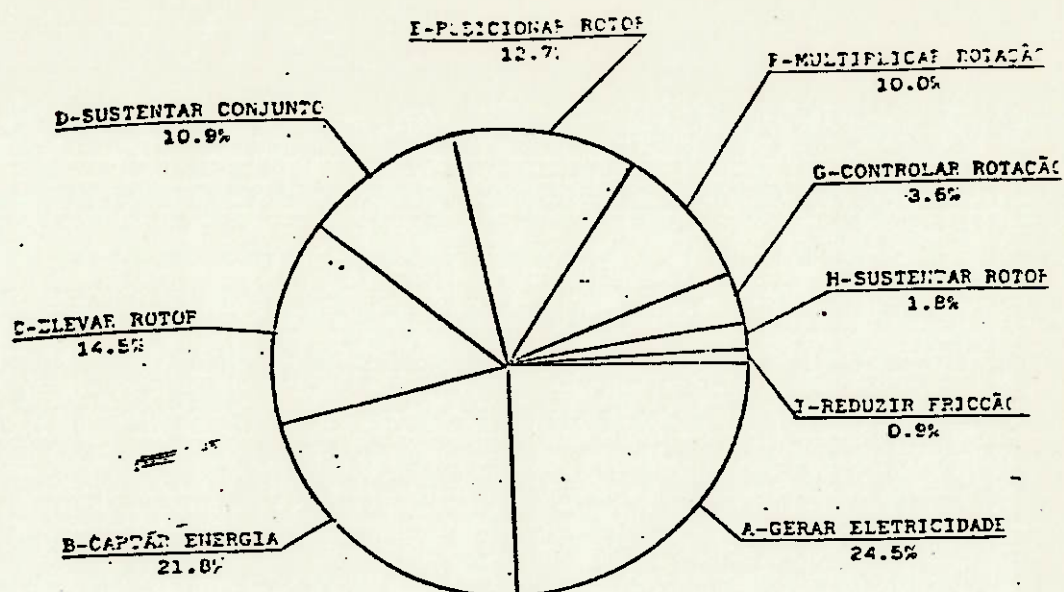
Segundo a análise de valores realizadas numa turbina com potência inferior a 10 KW as transmissões por corrente apresentam melhor relação custo/benefício. No caso de aparelhos de maior porte, o custo relativo da transmissão permitirá que se utilize um sistema de "caixa multiplicadora". O sistema de transmissão por correia não são recomendados em máquinas eólicas devido à elevada distância entre os centros das polias, já que as turbinas modernas possuem todo o sistema suspenso pela torre.

A figura seguinte mostra o resultado da análise de valores para uma turbina de potência inferior a 10 KW com transmissão feita por caixa de engrenagens. Pode-se verificar que o custo relativo é bastante desproporcional à necessidade relativa do componente. A segunda parte deste trabalho trás detalhes sobre assunto.

Convém salientar que cada caso deve ser analisado com rigor, pois a seleção correta do sistema de transmissão pode acarretar razoável redução de custos no produto final.

No item seguinte damos alguns detalhes sobre o tratamento numérico destes componentes.

Necessidade Relativa das Funções



Custo Relativo das Funções

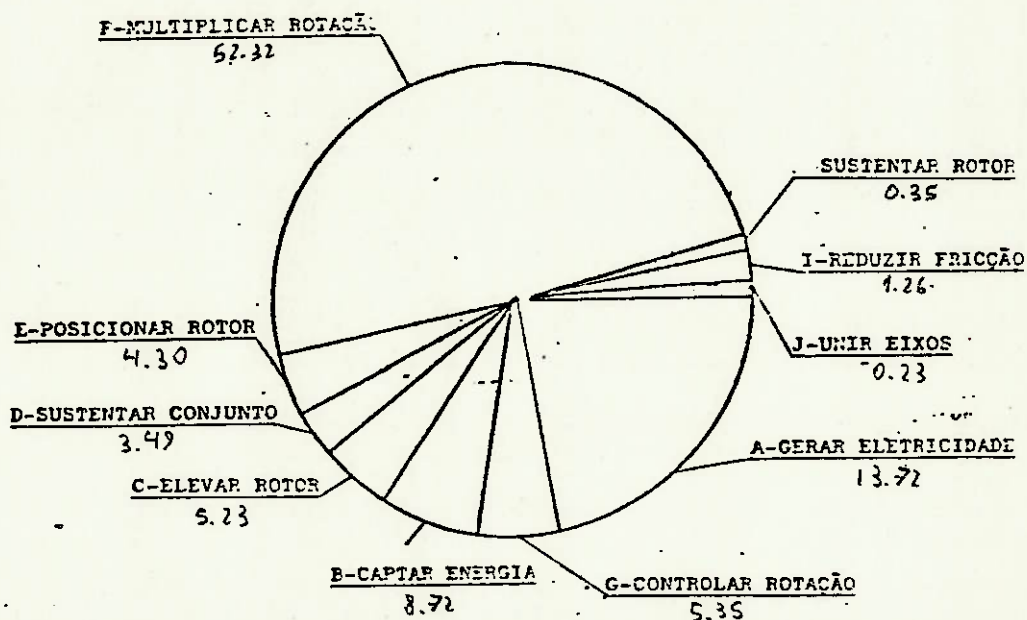


Figura 5.2 - Análise de valores de uma turbina de vento pequena

5.4 -ABORDAGEM NUMÉRICA DO RENDIMENTO DAS TRANSMISSÕES

No caso de efetuar-se uma abordagem numérica sobre os dispositivos de transmissão, nota-se que muitos caminhos podem ser tomados pelo projetista. Inicialmente deve-se definir o sistema que será utilizado no equipamento. Em seguida deve-se, de alguma forma, obter-se a eficiência deste conjunto para as condições de uso especificadas.

Vemos que dezenas de alternativas podem ser adotadas, pois existem inúmeros modelos analíticos que tentam auxiliar a previsão dos resultados, além de poder-se optar também por caminhos experimentais ou simplesmente utilizar os valores estabelecidos pelos fabricantes destes componentes.

Para facilitar a abordagem, é conveniente separar as turbinas em duas classes de dimensões:

- Turbinas com mais de 10 KW
- Turbinas com menos de 10 KW

As turbinas com mais de 10 KW dificilmente farão uso de outro sistema além das caixas redutoras/multiplicadoras de engrenagens helicoidais.

Este tipo de equipamento é fornecido por diversos fabricantes no mercado nacional e o valor do rendimento pode ser obtido diretamente de ensaios realizados pelos fabricantes. Tipicamente teremos valores próximos a 97%.

As turbinas com menos de 10 KW de potência deverão concentrar-se em outros dois tipos de transmissão: por corrente e por engrenagens cilíndricas. Nos próximos capítulos apresenta-se alguns modelos matemáticos que podem auxiliar a previsão dos resultados.

5.5 -RENDIMENTO DE ENGRENAGENS CILINDRICAS

5.5.1 -INFLUÊNCIA NAS PERDAS DE TRANSMISSÕES POR ENGRENAGENS

Seja qual for o tipo de engrenagens, dois fatores são responsáveis pelas perdas entre os pares de engrenamento :

1 - Perdas devido ao deslizamento entre as superfícies de contato dos dentes. O montante perdido neste fenômeno depende basicamente do tipo das engrenagens, dos detalhes geométricos dos dentes, das características geométricas do engrenamento, do coeficiente de fricção entre os dentes e da potência transmitida.

2 - Perdas devido à agitação do óleo lubrificante. Neste fenômeno interferem o tipo das engrenagens, o método de aplicação do lubrificante, a viscosidade do lubrificante, o desenho da caixa envoltória e a velocidade de rotação.

Em rotações baixas as perdas devido o contato dos dentes passam a ser muito maiores que devido à agitação do óleo. Neste caso, a segunda pode ser desprezada. Porém, se a rotação for muito alta, teremos o fenômeno inverso.

Alguns comentários são feitos por Merrit [9] para procedimentos experimentais de obtenção das perdas devido ao óleo lubrificante.

5.5.2 -MODELO PROPOSTO EM [12]

O rendimento de um sistema de transmissão por engrenagens cilíndricas pode ser obtido conforme as expressões abaixo:

$$\eta_t = 1 - \frac{\mu}{2 \cdot \cos \phi} \cdot \left(\frac{H_s^2 + H_t^2}{H_s + H_t} \right) \quad (5.1)$$

onde:

$$H_s = \left(\frac{r_t + 1}{r_t} \right) \cdot \sqrt{\left(\frac{r_o}{n} - \cos \phi - \sin \phi \right)} \quad (5.2)$$

$$H_t = (r_t + 1) \cdot \sqrt{\left(\frac{R_o}{R} - \cos \phi - \sin \phi \right)} \quad (5.3)$$

μ = fator de atrito entre as superfícies das engrenagens. Tipicamente igual a 0,08.

r = raio do círculo primitivo da engrenagem menor .

r_o = raio externo da engrenagem menor .

R = raio do círculo primitivo da engrenagem maior .

R_o = raio externo da engrenagem maior .

ϕ = ângulo de pressão .

r_t = relação de transmissão .

Como pode ser visto nas equações anteriores, se assumirmos o fator de atrito como constante, o rendimento da transmissão será função dos seus parâmetros geométricos e da relação de transmissão, não interferindo o efeito do lubrificante.

Na realidade, o efeito causado pela agitação do lubrificante deve ser considerado nos casos em que se trabalha em altas rotações, sendo que o modelo apresentado anteriormente deixa de ser válido.

Como pode-se observar, este modelo é bastante simples e deve ser usado inicialmente para obter-se as primeiras aproximações do projeto.

5.5.3 -MODELO PROPOSTO EM [9]

Este modelo considera apenas as perdas de contato entre os dentes. Contudo, nas condições de trabalho de um cata-vento elas são as de maior relevância. Vamos então descrever este segundo método de avaliação.

Inicialmente o projetista deverá possuir as dimensões da engrenagem previamente determinadas. Em seguida, aplica as equações propostas e obtém finalmente o valor desejado.

$$\Delta E = \mu \cdot E \quad (5.4)$$

onde

$$\delta E = 100 \sec \psi \left(\frac{1}{t} + \frac{1}{T} \right) \frac{L_{p1}^2 + L_{w1}^2}{L_{p1} + L_{w1}} \quad (5.5)$$

e

$$L_p = \frac{a}{2} \left[\sqrt{\left(\frac{d}{a} \sin \psi \right)^2 + 4 \left(\frac{d}{a} + 1 \right)} - \frac{d}{a} \sin \psi \right] \quad (5.6)$$

ΔE = % de perdas devido à fricção dos dentes .

δE = fator de perda dos dentes

μ = coeficiente de fricção

ψ = ângulo de pressão

L_p = comprimento da face de contato do dente da engr. menor

L_w = comprimento da face de contato do dente da engr. maior

L_{p1} = idem L_p só que para todos os dentes

L_{w1} = idem L_w só que para todos os dentes

d = diâmetro primitivo da engrenagem menor

a = diferença entre diâmetro primitivo e externo

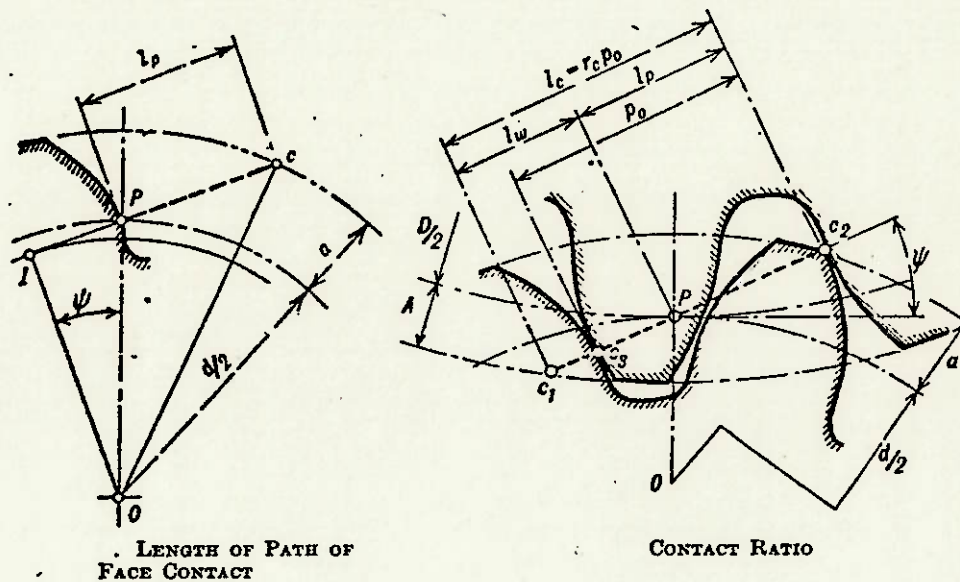


Figura 5.2 - Geometria dos dentes das engrenagens

Pode-se observar que E depende somente da proporção do dente e número de dentes, e é plotado na figura 5.3 para engrenagem com $\psi = 20^\circ$. Para engrenagens de aço podemos tomar M como 0,08 ..

Se o ângulo de pressão for diferente de 20° , podemos ainda utilizar o gráfico de 5.3, multiplicando δE por $(\sin 40^\circ \operatorname{cosec} 2\psi)$

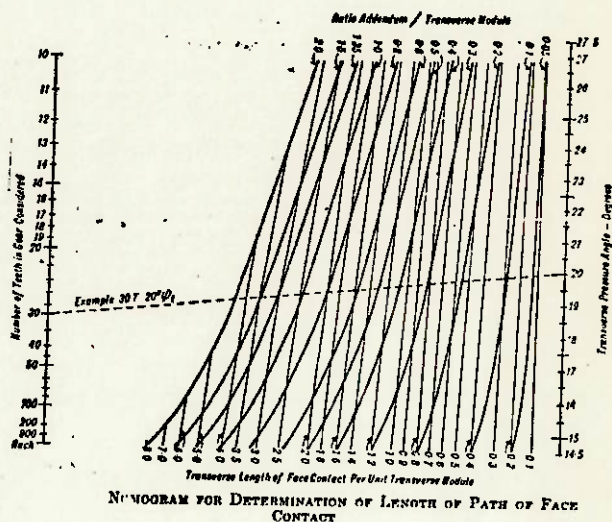
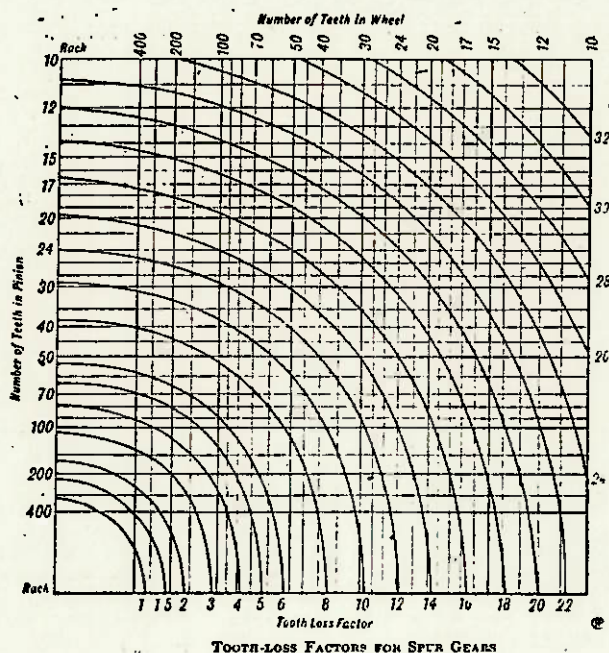


Figura 5.3 - Fator de perdas dos dentes para engrenagens cilíndricas

A referência [9] trata de outros tipos de engrenagens, como helicoidais, etc.

Antes de finalizar este assunto, convém lembrar que outros elementos podem interferir no rendimento global do sistema. Dentre eles, devemos ressaltar os rolamentos e os mancais de deslizamento. As perdas destes componentes podem ser obtidas com os rendimentos fornecidos pelos fabricantes.

5.6 - RENDIMENTO DE TRANSMISSÃO POR CORRENTE

Como vimos anteriormente, este tipo de sistema só tem utilidade quando a turbina tiver dimensões pequenas, ou seja, inferiores a 10 KW. A equação apresentada abaixo considera apenas as perdas por atrito nas articulações. Além delas, têm-se ainda os pequenos atritos entre as superfícies laterais das talas, o pequeno trabalho de atrito entre a corrente e os dentes da engrenagem e o trabalho de atrito adicional nas articulações com as oscilações dos lados e a corrente.

$$\eta = 1 - \pi \cdot \mu \cdot \frac{Pr \cdot f}{U \cdot Z_1} \cdot \frac{dB}{t} \cdot \frac{1+i}{i}$$

onde $\frac{Pr \cdot f}{U} = 1 + \frac{Z \cdot G \cdot v^2}{9,81 \cdot U}$

$$U = \frac{75 \cdot N}{v} = \frac{4,5 \cdot 10^6 \cdot N}{Z_1 \cdot t \cdot n_1}$$

$$f = dB \cdot b_H$$

e sendo μ = coeficiente de atrito

f = superfície da articulação

dB = diâmetro do pino [mm]

b_H = comprimento da bucha [mm]

N = potência nominal [CV]

v = velocidade tangencial [m/s]

U = força tangencial média [Kgf]

i = relação de multiplicação $[Z_2/Z_1]$

Z_1 = n. dentes engrenagem pequena

Z_2 = n. dentes engrenagem maior

t = passo da corrente [mm]

Para alcançar um alto rendimento deve-se visar a um grande n. de dentes Z_1 e a um pequeno deslizamento (μ).

CAPITULO 6

MODELAGEM DE GERADORES ELÉTRICOS

- 6.1 - Introdução
- 6.2 - Análise da Curva Potência x Rendimento
- 6.3 - Análise da Curva Potência x Rotação
- 6.4 - Otimização de uma Turbina Stall - Regulavel
pela variação do gerador

6.1- INTRODUÇÃO

Ao analisar-se geradores elétricos, sejam eles assíncronos, síncronos ou de corrente contínua, com a finalidade de aproveitamento da energia eólica, deve-se considerar três fatores :

- Curva de Potência x Rendimento
- Curva de Potência x Rotação
- Custo

Com estes três elementos bem definidos pode-se selecionar um gerador que melhor se adapte à necessidade energética dentro de um determinado regime de ventos.

Podem-se também trabalhar conjuntamente com as características do rotor e da transmissão afim de otimizar o sistema global.

Deve-se salientar que em turbinas eletrogeradoras de médio/grande porte costuma-se utilizar dois geradores assíncronos acoplados à turbina. Teremos então um gerador operando em baixas velocidades do vento e outro, de porte maior, operando nas faixas de maior intensidade, conforme citado no capítulo 2.

A seguir daremos um breve descritivo sobre os principais tipos de geradores utilizados em máquinas eólicas:

- **Geradores de C.C.** - Este sistema devido ao seu elevado custo, só é utilizado em turbinas de pequeno porte (abaixo de 1 KW). Sua grande vantagem é poder operar em velocidade variável, fornecendo corrente contínua na saída. É, sem dúvida alguma, uma máquina interessante para aparelhos "portáteis" destinadas ao carregamento de baterias.

- **Geradores Síncronos** - Opera em velocidade constante, saída em CA

e com frequência constante. A maioria das máquinas de grande porte construídas (algumas com 2 MW ou mais) no fim da década de 1970 utilizavam este sistema. Atualmente seu uso é pequeno pois verificou-se sua baixa operacionalidade em máquinas eólicas. Sua utilização exige um governador para a rotação do catavento, reduzindo drasticamente a porcentagem de energia retirada do vento. Por outro lado, o controle de frequência é facilitado.

A interação dinâmica de máquinas síncronas acionadas pelo vento com a rede pública é complicada pela contínua variação da entrada. A inércia do sistema tem uma tendência de amortecer estas variações até um certo ponto, contudo, a influência do engate é predominante. A sincronização com a rede é problema real e estudos tem demonstrado que a sincronização aleatória pode ser acompanhada de transientes não esperados.

De um modo geral, um controle de excitação permite a estabilidade dos geradores síncronos acionados pelo vento operando em paralelo com a rede de força.

- Geradores de Indução-Sem dúvida alguma é o sistema mais utilizado atualmente em geradores eólicos de pequeno e médio porte. Praticamente todos os fabricantes no mundo utilizam este equipamento, que além de ser o mais barato, possui outras vantagens sobre os síncronos.

Geralmente eles são mais fáceis de operar, não requerem complicados sistemas para obter estabilidade durante as rajadas de vento e são bem mais simples que as máquinas síncronas.

Como desvantagem, pode-se citar a existência da carga reativa que se impõe ao sistema, que para ser corrigida necessitará de bancos de capacitores estáticos ou de algum tipo de alimentação de rotor. Porém, pode-se modular este banco de capacitores afim de obtermos pontos de máximo rendimento para diversas rotações. As figuras 6.1 e 6.2 ilustram o fenômeno.

6.2- ANÁLISE DA CURVA POTÊNCIA x RENDIMENTO

Este é, sem dúvida alguma, o dado de maior relevância no estudo de geradores eólicos, principalmente no caso de trabalhar-se com as máquinas assíncronas.

Como devemos selecionar equipamentos disponíveis no mercado que maximizem o aproveitamento do vento a um mínimo custo, caberá ao projetista fazer diversas combinações possíveis de gerador + transmissão + rotor e decidir qual a configuração ideal.

Esta análise de sensibilidade será feita utilizando-se o modelo global de simulação, que será visto posteriormente. Caberá, contudo, que o projetista obtenha esta curva com o fabricante do equipamento ou que ela seja determinada de forma experimental.

Os catálogos disponíveis no mercado geralmente fornecem

apenas 3 pontos desta curva: 50%, 75% e 100% da potência máxima. Como a precisão exigida é grande, sugere-se um número de pontos próximo a 10, compreendidos entre 20% e 120% da potência máxima.

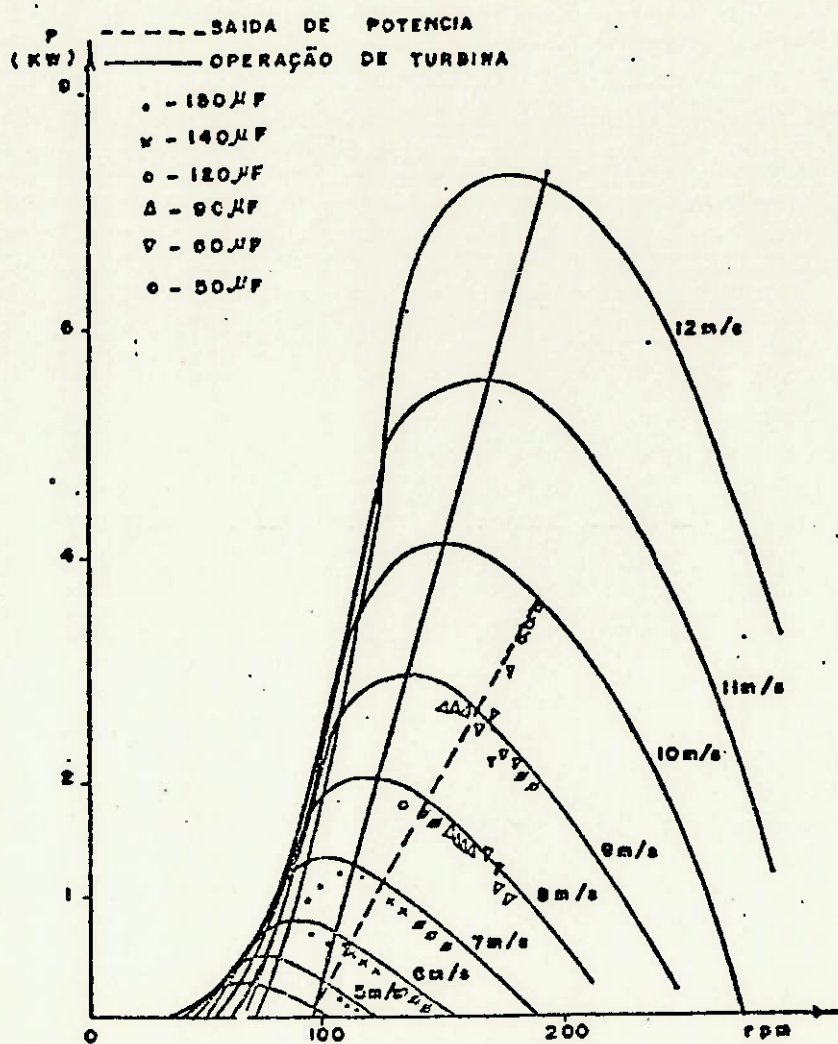


Figura 6.1 - Gráfico comparativo das linhas de melhor rendimento de geradores de indução e síncrono, acoplados a uma turbina.
Referência Bibliográfica [12]

6.3- ANÁLISE DA CURVA POTÊNCIA x ROTAÇÃO

Da mesma forma que a curva de potência fornecida x rendimento, deve-se obter esta curva diretamente dos fornecedores de geradores e transformá-la em uma função matemática para simulação do conjunto global. No caso de utilizar-se máquinas assíncronas, esta curva não será necessária, pois pode-se assumir, sem grandes erros, que o gerador irá operar em rotações constantes para todas as velocidades de vento.

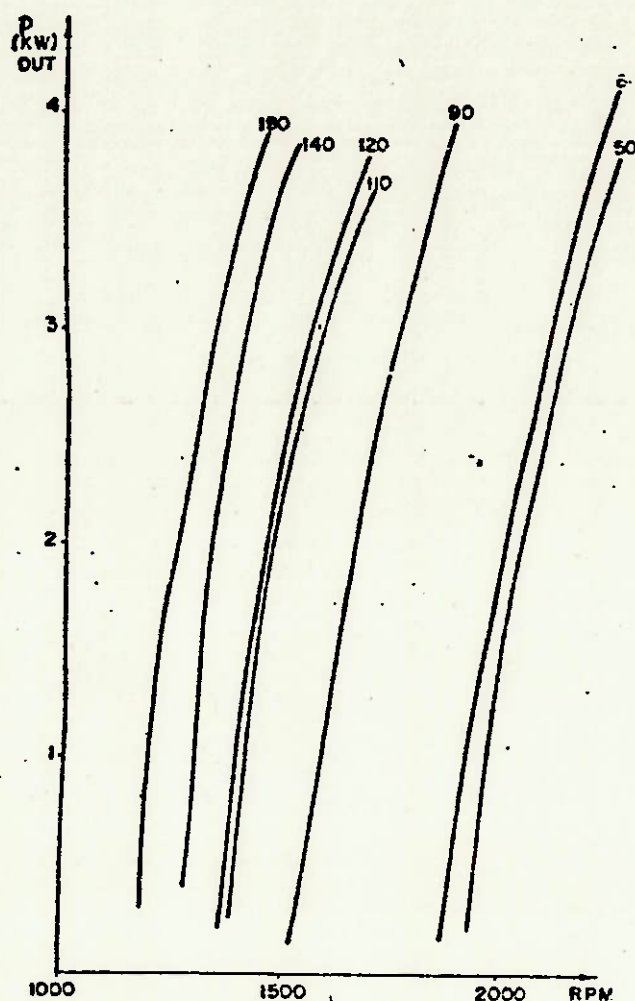


Figura 6.2 - Relação entre rotação do gerador e a potência fornecida à carga para diferentes valores do banco de capacitores.
Referência Bibliográfica [12]

6.4- OTIMIZAÇÃO DE UMA TURBINA "STALL-REGULAVEL" PELA VARIAÇÃO DO GERADOR

Neste capítulo vamos utilizar novamente o Rotor 185, descrito no cap. 3 e 4, para ilustrar a importância existente na perfeita combinação entre velocidade de rotação e tipo de gerador. Esta combinação, se bem elaborada, pode significar um considerável incremento no montante anual gerado. É lógico que tal avaliação deve ser feita para um específico regime de ventos.

Primeiramente deve-se converter a curva de potência do rotor em curva de potência elétrica gerada para diferentes tipos e tamanhos de geradores.

A partir destas curvas podemos aplicar um modelo estatístico afim de prever a potência gerada esperada para o clima em estudo.

As curvas de potência elétrica gerada ilustradas na figura 6.4 são derivadas das curvas de potência da figura 4.1 e tendo assumido curvas de eficiência para a transmissão e gerador. Estas curvas são mostradas a seguir pelas figuras 6.4, 6.5 e 6.6.

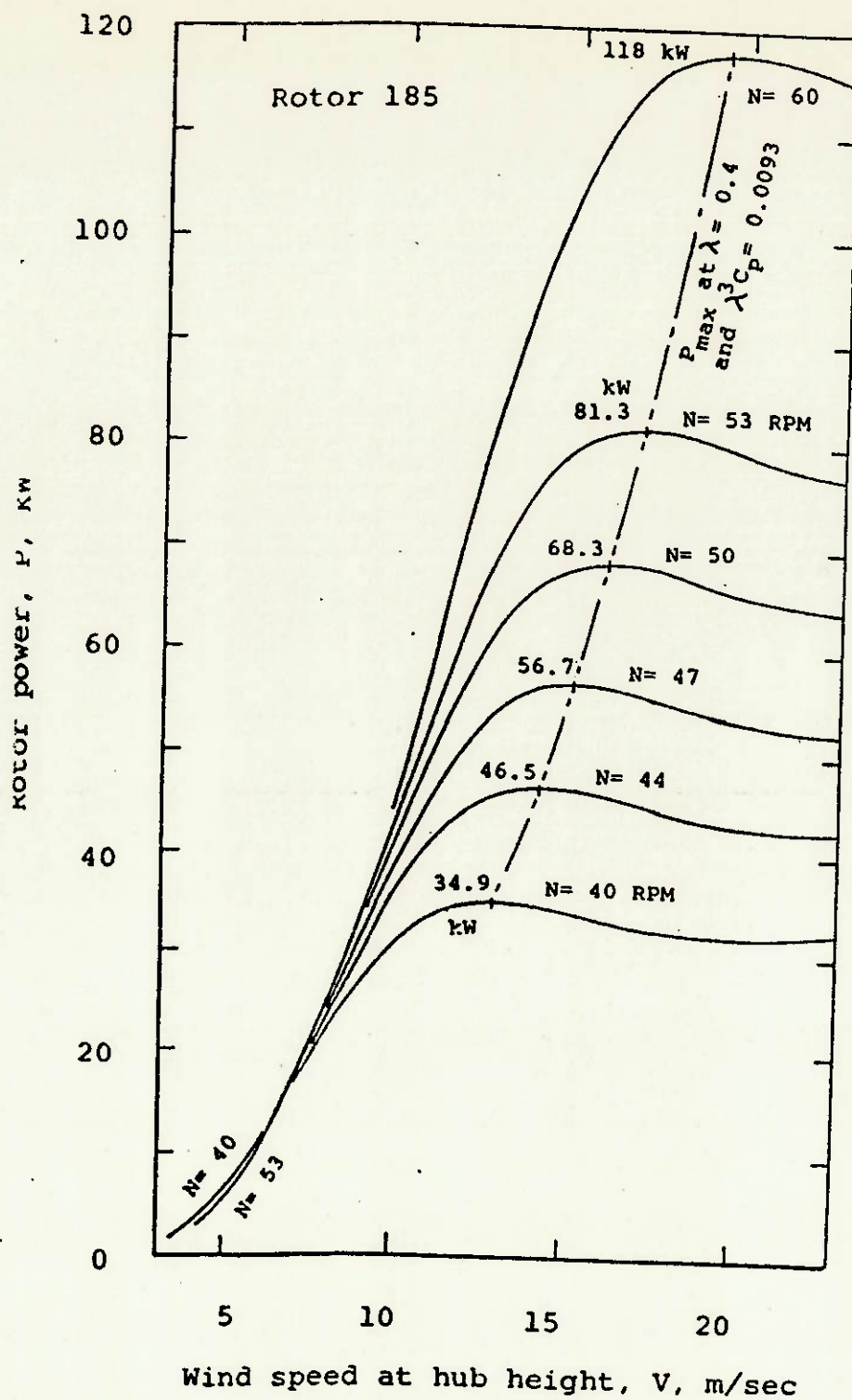


Figura 6.3 - Curvas de potência elétrica gerada pelo Rotor 185 em diversas configurações rotação + gerador .
Referência Bibliográfica [8]

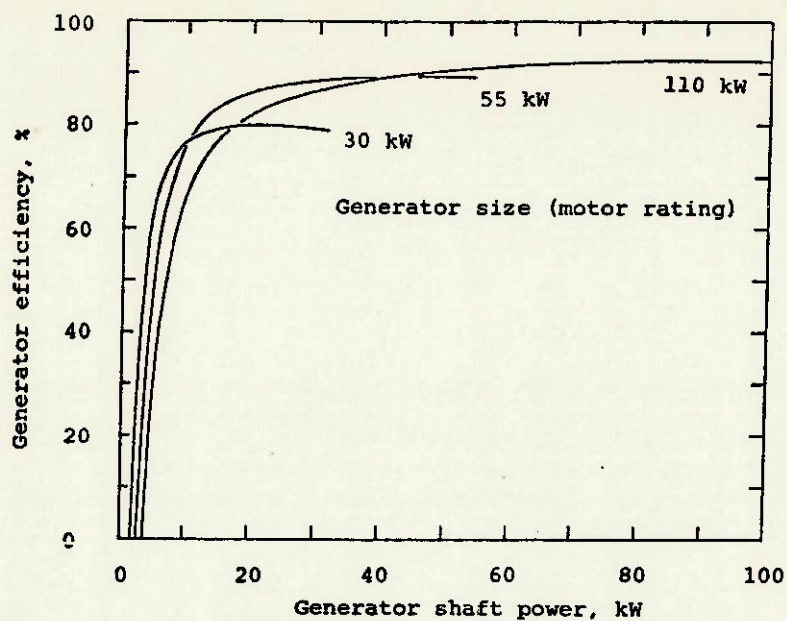


Figura 6.4 - Curvas de eficiência de geradores ..
Referência Bibliográfica [8]

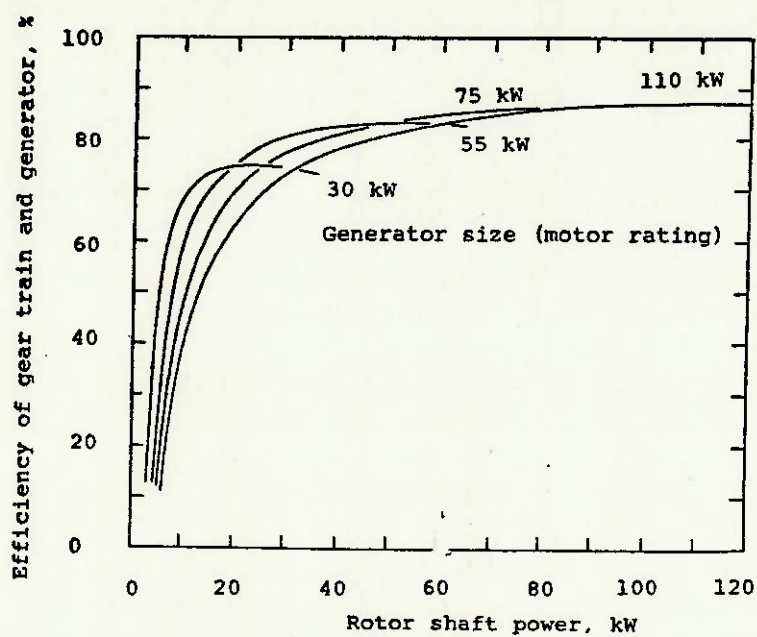


Figura 6.5 - Curvas de eficiência de geradores e transmissão..
Referência Bibliográfica [8]

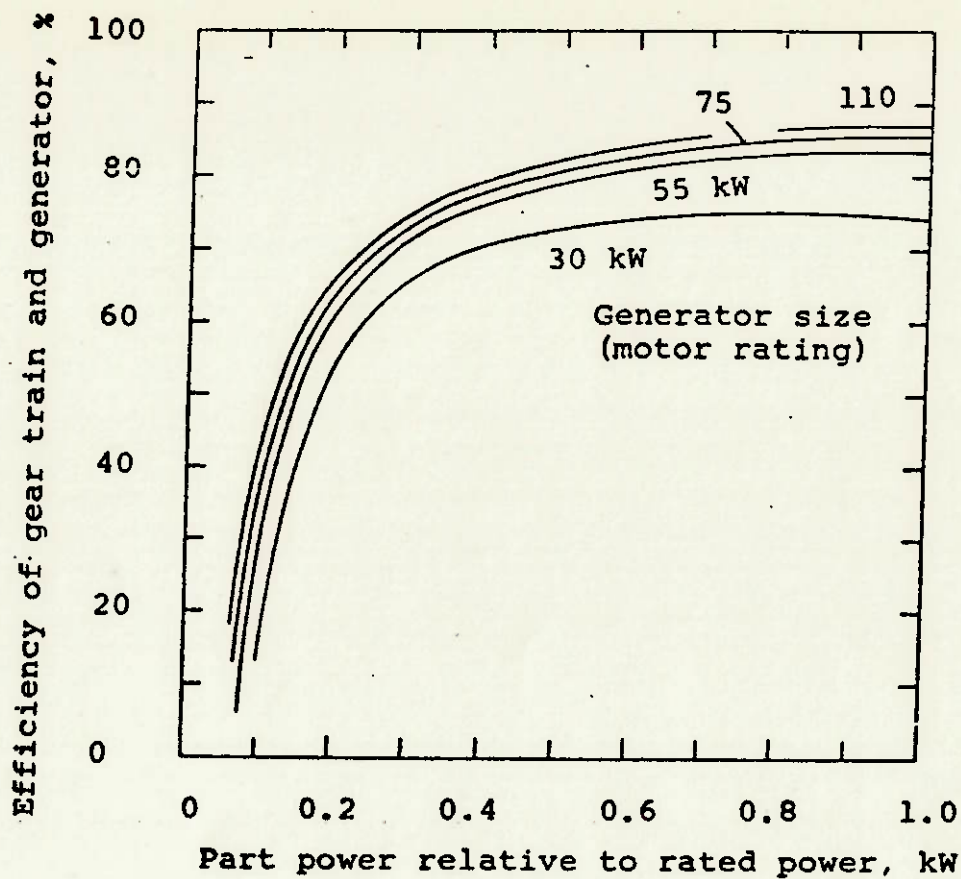


Figura 6.6 - Outra forma de ilustrar a eficiência do gerador + transmissão .
Referência Bibliográfica [8]

Prosseguindo em nossa análise, deve-se então utilizar de dados meteorológicos ajustados a curvas estatísticas que juntamente com a curva da turbina irão fornecer a potência esperada, conforme foi descrito no capítulo 2.

$$\text{Pot. esperada} = \int_0^{\infty} p(v) \times f(v) \times dv$$

onde $p(v)$ = curva de desempenho da turbina

$f(v)$ = função densidade de probabilidade do vento local

Convém lembrar que a World Meteorological Association sugere o uso da Distribuição Weibull como f.d.p.

Utilizando os dados meteorológicos da tabela 6.8 e as curvas de potência da figura 6.3, podemos construir a figura 6.7, a qual ilustra a produção anual esperada para cada uma das regiões. A abscissa é o tamanho do gerador, variando de 26.4 a 64 KW .

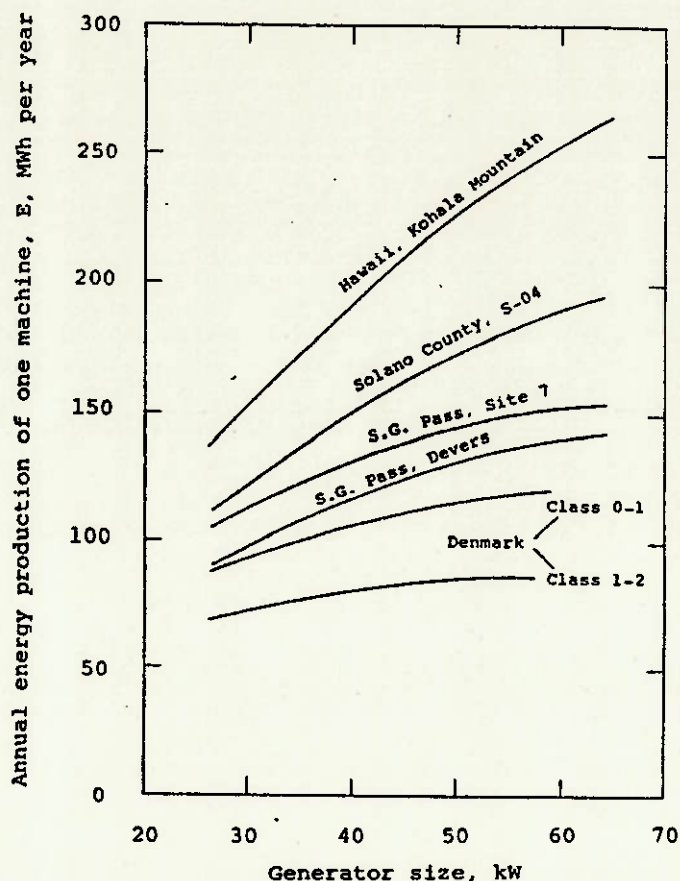


Figura 6.7 - Produção energética anual em função do gerador e condições meteorológicas .
Referência Bibliográfica [8]

Table I. Denmark			
Reduction factor for elevation, $f_1 = 1.0$			
Availability factor, $f_2 = 0.95$			
	Mean wind $\bar{V}$, m/sec	Scale factor C , m/sec	Shape factor K
Landscape class 0-1	6.7	7.5	1.9
Landscape class 1-2	5.8	6.5	1.85

Table II. San Gorgonio Pass, Devers			
Reduction factor for elevation, $f_1 = 0.96$			
Availability factor, $f_2 = 0.95$			
	Mean wind $\bar{V}$, m/sec	Scale factor C , m/sec	Shape factor K
Spring	9.6	11.5	1.5
Summer	9.1	9.7	1.6
Fall	5.8	7.3	1.6
Winter	5.3	6.2	1.5
Mean	7.5	-	-

Table III. San Gorgonio Pass, Site 7			
Reduction factor for elevation, $f_1 = 0.96$			
Availability factor, $f_2 = 0.95$			
	Mean wind $\bar{V}$, m/sec	Scale factor C , m/sec	Shape factor K
Spring	9.6	11.8	3.0
Summer	9.1	10.5	2.9
Fall	4.3	5.4	1.9
Winter	5.2	6.8	2.5
Mean	7.1	-	-

Table IV. Solano County, Site S-04			
Reduction factor for elevation, $f_1 = 0.98$			
Availability factor, $f_2 = 0.95$			
	Mean wind $\bar{V}$, m/sec	Scale factor C , m/sec	Shape factor K
Spring and summer	11.5	13.0	2.7
Fall and winter	5.7	5.7	1.1
Mean	8.6	-	-

Table V. Hawaii, Big Island, Kohala Mountain			
Reduction factor for elevation, $f_1 = 0.9$			
Availability factor, $f_2 = 0.95$			
	Mean wind $\bar{V}$, m/sec	Scale factor C , m/sec	Shape factor K
Mean	11.9	13.4	2.2

Tabela 6.8 - Dados Meteorológicos para curva Weibull .
Referência Bibliográfica [8]

CAPITULO 7

MODELO DE SIMULAÇÃO PARA TURBINAS EÓLICAS

7.1 - Introdução

7.2 - Algoritmo

7.3 - Aplicação do Modelo de Simulação

7.3.1 - Descrição da Turbina

7.3.2 - Instrumentação

7.3.3 - Resultados do Teste da Turbina "Micon 55 KW"

7.3.4 - Resultados Obtidos na Simulação

7.3.5 - Discussão dos Valores Simulados

7.3.6 - Conclusão

7.1- INTRODUÇÃO

A grande maioria dos aparelhos eólicos utilizados pelo homem foram desenvolvidos com base em resultados empíricos acumulados durante várias gerações. Com este método de tentativa/erro conseguiu-se desenvolver milhares de aparelhos, principalmente para bombeamento d'água.

Porém, com o aumento das dimensões que são fabricadas as turbinas atuais, surgiu a necessidade de desenvolver teorias capazes de prever o desempenho de tais sistemas sem a necessidade de exaustivos testes experimentais.

Desta forma pode-se aumentar o desempenho global dos equipamentos e reduzir-se o tempo de projeto.

Neste capítulo descrevemos um método bastante simples para a simulação de turbinas eletrogeradoras. Com este método poderemos analisar o sistema composto pelas seguintes partes :

- rotor eólico
- transmissão
- gerador elétrico

O objetivo final será configurar uma relação ideal entre estes três elementos, além de fazer-se uma previsão do desempenho global da turbina em função da velocidade do vento.

Foi suposto que o gerador trabalha a rotação constante em todas as faixas de potência, o que permite eliminar processos interativos e diminuir significativamente a complexidade do modelo, além de elevar a velocidade de resolução. Tal hipótese, porém, só pode ser aplicada se estivermos trabalhando com geradores síncronos ou de indução. No caso de usarmos máquinas de corrente contínua esta metodologia não terá validade, mas, dificilmente utilizaremos este tipo de equipamento num gerador eólico de médio ou grande porte.

7.2- ALGORITMO

Inicialmente deve-se selecionar algum rotor eólico e de alguma forma levantar-se sua curva de $CP \times E$ (vide capítulo 3).

O passo seguinte será a determinação da curva de rendimento do gerador, que como foi citado em capítulo anterior, pode ser obtida diretamente do fabricante.

Em seguida deve-se obter o rendimento do conjunto de transmissão, que como foi citado anteriormente, pode ser obtido analiticamente ou por método experimental, conforme o caso em estudo.

Finalmente pode-se aplicar o modelo, que partindo-se da velocidade do vento obtêm-se a potência elétrica fornecida pelo gerador.

A seguir temos a sequência que deve ser usada no processo proposto:

1 - Estime a velocidade do vento V

2 - Calcule $E = \frac{W.R}{V}$

onde R = Raio do rotor

W = Velocidade angular do rotor

3 - Interpole o valor de CP na curva característica do rotor

4 - Calcule a potência bruta do rotor:

$$PR = CP \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot A$$

5 - Calcule a potência bruta do gerador:

$$PB = PR \cdot \eta_t$$

onde η_t = rendimento da transmissão

6 - Finalmente podemos obter a potência elétrica gerada, já que conhecemos também a curva de eficiência do gerador.

Observa-se que o processo nada mais é que uma "exploração da equação de potência de máquinas eólicas.

7.3 - APLICAÇÃO DO MODELO DE SIMULAÇÃO

Ao desenvolver-se um modelo analítico representativo de um fenômeno deve-se testá-lo num caso que possa ser confrontado com valores obtidos em laboratório. Neste estudo surgem duas possibilidades:

1 - Projetar-se uma turbina e aplicar o modelo de simulação prevendo seu desempenho. Em seguida deve-se construir o aparelho projetado e ensaiá-lo afim de obter-se valores experimentais. Finalmente pode-se confrontar os valores simulados com os experimentais, verificando desta forma a validade da teoria desenvolvida. As referências bibliográficas [14] e [16] descrevem o procedimento adotado pelo Riso National Laboratory - The Test Station for Windmills para ensaiar turbinas de vento.

2 - Selecionar uma turbina construída e testada, aplicar o modelo de simulação e confrontar os resultados. Para poder-se aplicar o modelo proposto deve-se ter os seguintes parâmetros:

- curva de desempenho do rotor $CP \times E$
- desempenho da transmissão
- curva característica do gerador
(Pot. Útil $\times$ Rendimento)

Devido a problemas de custo de se realizar os ensaios necessários, optou-se pela segunda metodologia proposta.

Os dados utilizados nesta simulação foram obtidos da turbina "Micon 55 KW", sendo que os ensaios foram realizados pelo Riso National Laboratory no período compreendido entre 27 de Agosto de 1985 e 7 de Setembro de 1985 [16].

7.3.1 - DESCRIÇÃO DA TURBINA

A seguir daremos um resumo das principais características da turbina ensaiada:

Rotor

n. de pás:	3
Diâmetro do Rotor:	16.60 m
Área molhada:	216.4 m
Rotação do Rotor:	46 e 29 rpm
Ângulo da ponta da pá:	3.1, 2.3 e 2.1

Pás

Tipo: MAT - 8m

Peso da pá:	315 Kg
Material da haste:	GRP
Material do perfil:	GRP
Comprimento:	7.70 m
Corda da base:	1.07 m
Corda da ponta:	0.45 m
Passo da pá:	18.0
Perfil da pá:	NACA 63-xxx
Air brakes:	Paraquedas

Caixa de Engrenagem

Relação de Transmissão:	1:22.6
-------------------------	--------

Geradores

2 geradores de indução

Gerador Primário

Potência nominal: 55 KW

Rotação nominal: 1000 rpm

Gerador Secundário

Potência nominal: 11 KW

Rotação nominal: 1000 rpm

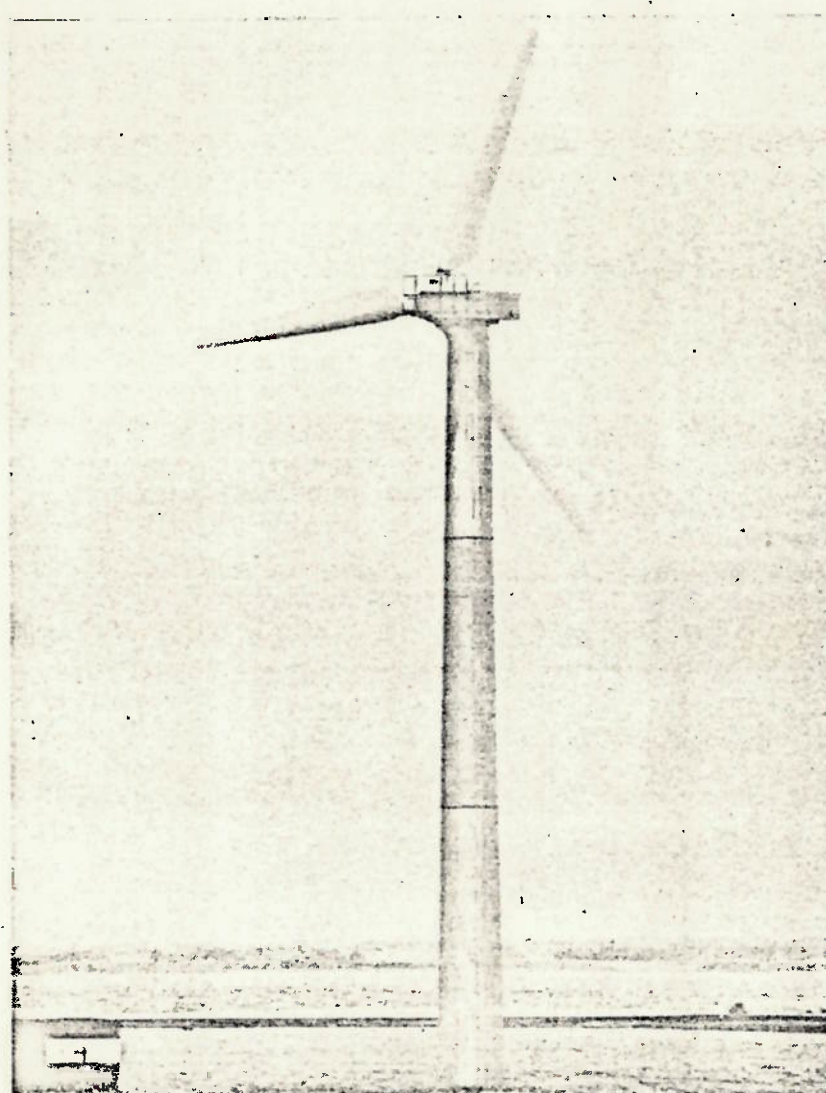


Figura 7.1 - Ilustração da turbina Micon 55 Kw
Referência Bibliográfica [16]

7.3.2 - INSTRUMENTAÇÃO

A medida da potência elétrica foi realizada por três transformadores conjuntos, sendo um para cada fase. Um conversor de potência transformava o sinal para um sinal de voltagem.

A velocidade do vento foi medida por um anemômetro com três copos, sendo que sua aferição foi realizada pela Technical University of Denmark. O rotor do anemômetro fornecia 12 impulsos fotoelétricos por rotação, sendo estes dados convertidos para um sinal de voltagem.

A direção do vento foi medida por uma "biruta eletrônica" tendo também seus dados convertidos para sinais de voltagem.

Os dados de pressão e temperatura foram obtidos com elevada precisão, sendo que as medidas foram feitas na torre meteorológica (ver figura 7.2) .

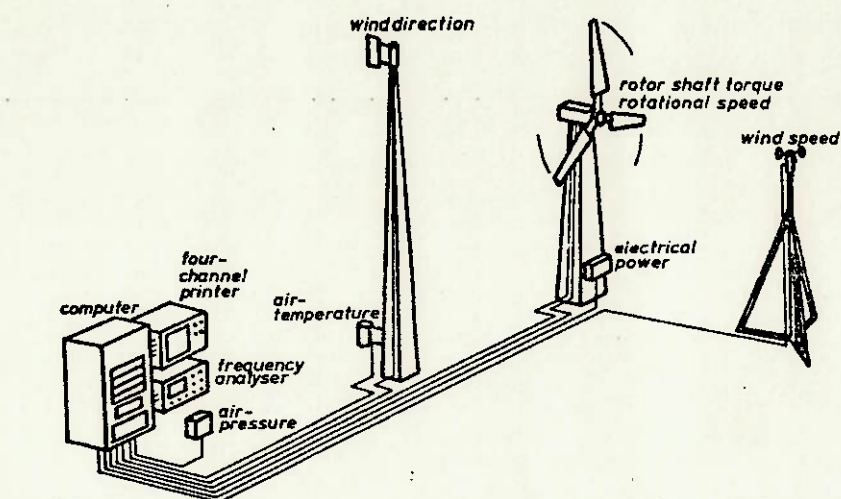
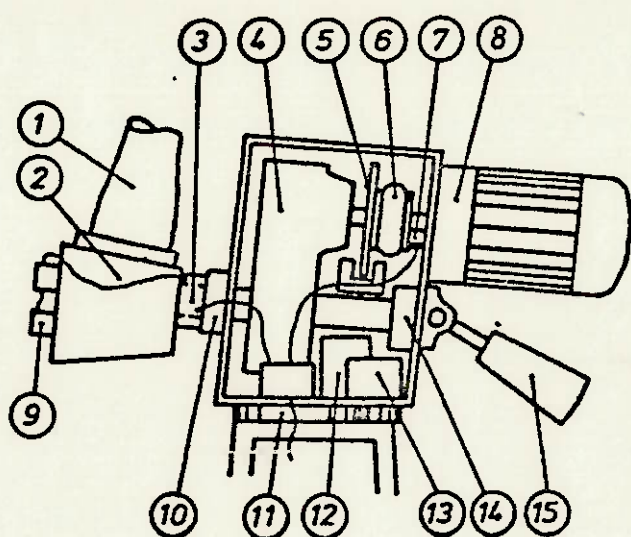


Figura 7.2 - Esquema da aparelhagem usada no teste.
Referência Bibliográfica [16]

O torque no eixo do rotor foi medido por straingauges.



1. blade
2. hub
3. strain-gauges on main shaft and transmission coils
4. gear box
5. disc brake
6. clutch
7. sensor for rotational speed
8. generator
9. transmission equipment
10. rotor bearing
11. yaw bearing
12. hydraulic brake system
13. gearbox for yaw system
14. rotor bearing
15. yaw rotor

Figura 7.3 - Disposição dos instrumentos de medição na turbina.
Referência Bibliográfica [14]

A densidade média do ar durante o período de testes foi de 1.225 Kg/m^3 , sendo que a coleta geral de dados foi feita a cada 10 minutos. O regime de ventos no local de teste é um dado bastante significativo para a análise final dos dados. A referência bibliográfica [16] descreve com detalhes as características da região de testes.

Finalmente deve-se comentar que os dados obtidos durante os testes eram enviados a um computador que automaticamente realizava a interpretação das informações. No próximo capítulo temos o resumo dos dados obtidos durante a experiência.

7.3.3 -RESULTADOS DO TESTE DA TURBINA "MICON 55 KW"

ROTOR DIAMETER: 16.60 m
 SWEEP AREA: 216.4 m²
 ROTOR SPEED: 29 rpm and 46 rpm
 TIP ANGLE: 3.1, 2.3 and 2.1 deg
 MEASUREMENT PERIOD: 27-Aug-85 to 7-Sep-85
 MEASUREMENT TIME: 50.5 Hours

MEASURED POWER CURVE

MEASUREMENTS ARE BASED ON 10-MIN. AVERAGES
 DATA IN PARENTHESIS ARE BASED ON 30-SEK AVERAGES

	WIND SPEED		EL. POWER kW	AVERAGES NO.	OVERALL EFFICIENCY
	m/s	mph			
1	2.50	5.59	-0.170	3	-.082
2	2.94	6.58	0.110	5	0.033
3	3.61	8.08	1.760	9	0.282
4	3.99	8.93	2.510	16	0.298
5	4.49	10.05	3.830	13	0.319
6	5.02	11.23	5.110	25	0.305
7	5.47	12.24	7.900	17	0.364
8	6.02	13.47	11.880	8	0.411
9	6.47	14.48	15.120	4	0.421
10	6.98	15.62	19.200	12	0.426
11	7.48	16.74	23.280	11	0.420
12	7.98	17.85	26.610	11	0.395
13	8.51	19.04	30.220	10	0.370
14	9.00	20.14	33.740	9	0.349
15	9.54	21.34	37.290	5	0.324
16	9.98	22.33	40.300	8	0.306
17	10.47	23.43	43.790	9	0.288
18	11.09	24.81	47.540	7	0.263
19	11.53	25.80	49.380	9	0.243
20	12.18	27.25	52.500	1	0.219
21	12.46	27.88	52.970	7	0.207
22	13.00	29.09	56.390	6	0.194
23	13.54	30.29	56.910	11	0.173
24	14.02	31.37	58.470	12	0.160
25	14.53	32.51	59.300	9	0.146
26	15.01	33.58	59.640	6	0.133
27	15.54	34.77	60.940	4	0.123
28	16.00	35.80	60.490	8	0.111
29	16.42	36.74	60.570	3	0.103
30	17.00	38.04	59.910	9	0.092
31	17.56	39.29	59.060	7	0.082
32	17.93	40.12	59.440	9	0.078
33	18.42	41.21	58.900	12	0.071
34	18.97	42.44	58.970	8	0.065
35	(19.48)	(43.58)	(57.520)	(11)	(0.059)
36	(20.01)	(44.77)	(57.050)	(99)	(0.054)
37	(20.50)	(45.87)	(55.980)	(66)	(0.049)
38	(20.99)	(46.96)	(56.310)	(59)	(0.046)
39	(21.44)	(47.97)	(56.390)	(43)	(0.043)
40	(21.90)	(49.00)	(57.850)	(14)	(0.042)
41	(22.45)	(50.23)	(57.440)	(13)	(0.038)
42	(22.97)	(51.39)	(59.370)	(7)	(0.037)
43	(23.44)	(52.44)	(58.710)	(4)	(0.034)

STOP WIND SPEED (M/S): 25.0

Tabela 7.4 - Curva de potência medida
 Referência Bibliográfica [16]

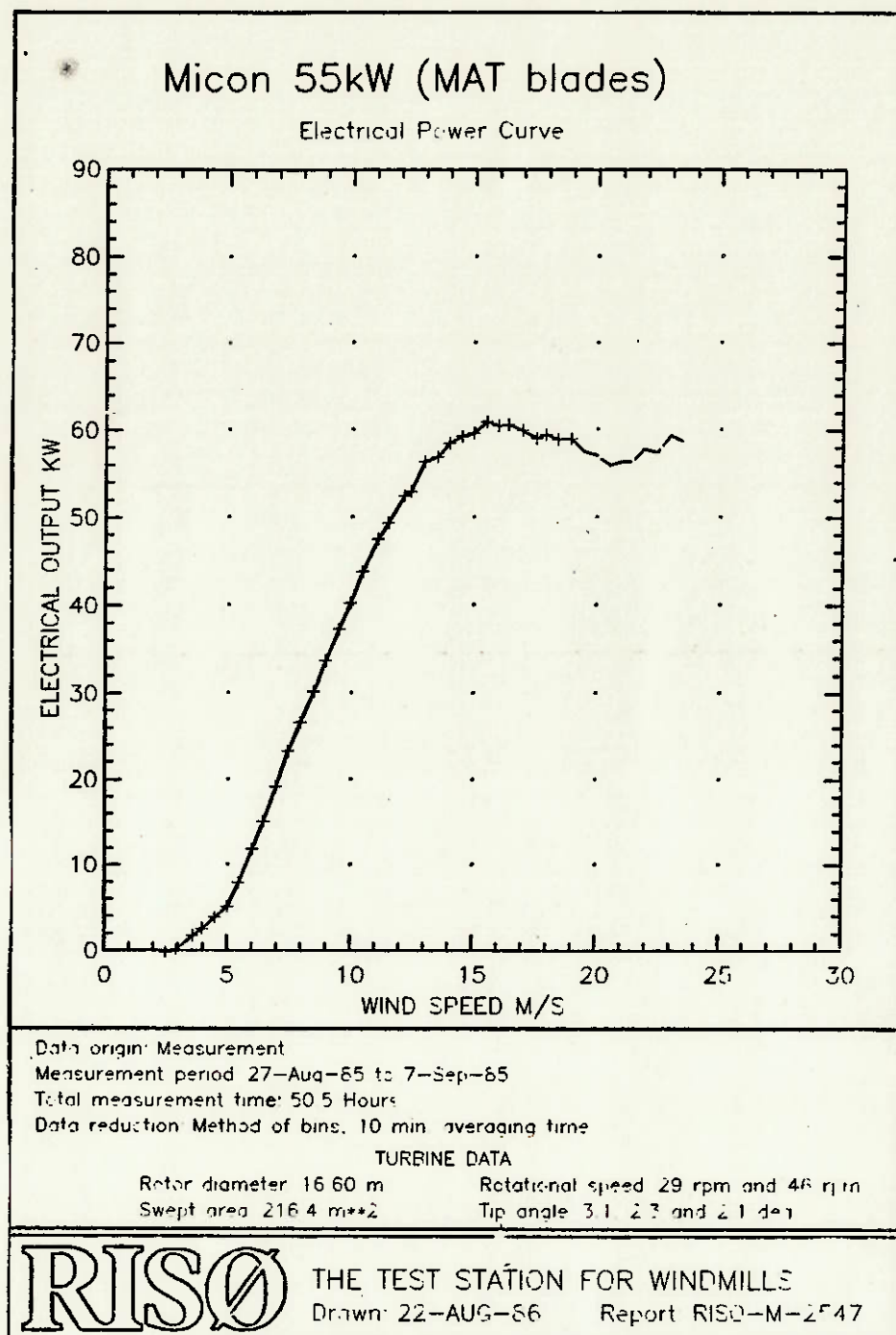


Figura 7.5 - Curva de Potência medida
 Referência Bibliográfica [16]

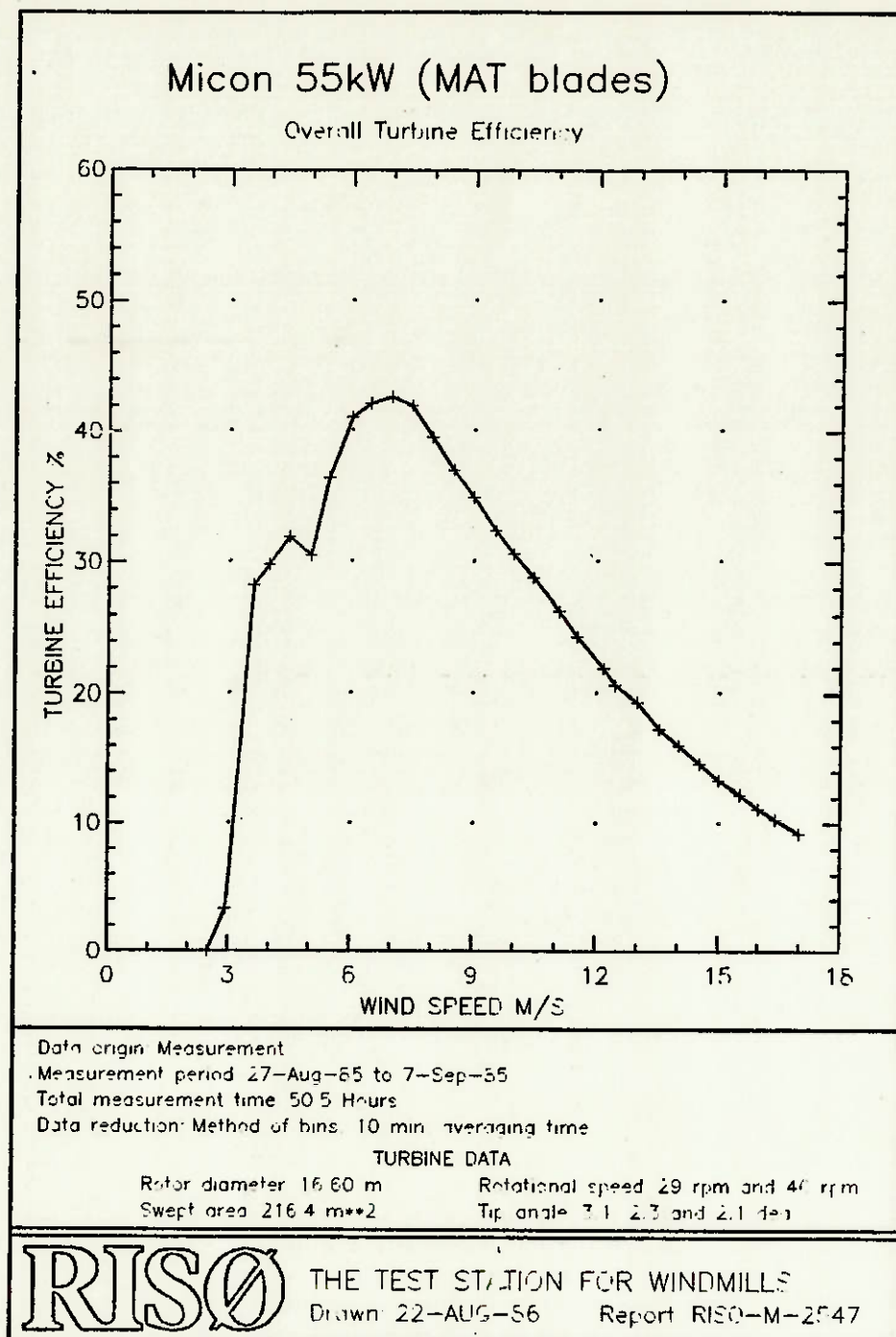


Figura 7.6 - Eficiência da turbina
 Referência Bibliográfica [16]

Conforme os dados coletados, pode-se verificar que a turbina inicia a produção de eletricidade com ventos de 3 m/s e a máxima eficiência (42,6%) é obtida com ventos de 7 m/s, sendo a potência gerada de 19,2 KW. A potência nominal é alcançada a 13 m/s e a 15,5 m/s a potência gerada é de 60,9 KW. O sistema de auto-regulagem pelo "Stall" mostrou-se eficiente, sendo que a velocidade limite de funcionamento da turbina (25 m/s) não foi atingida nos testes.

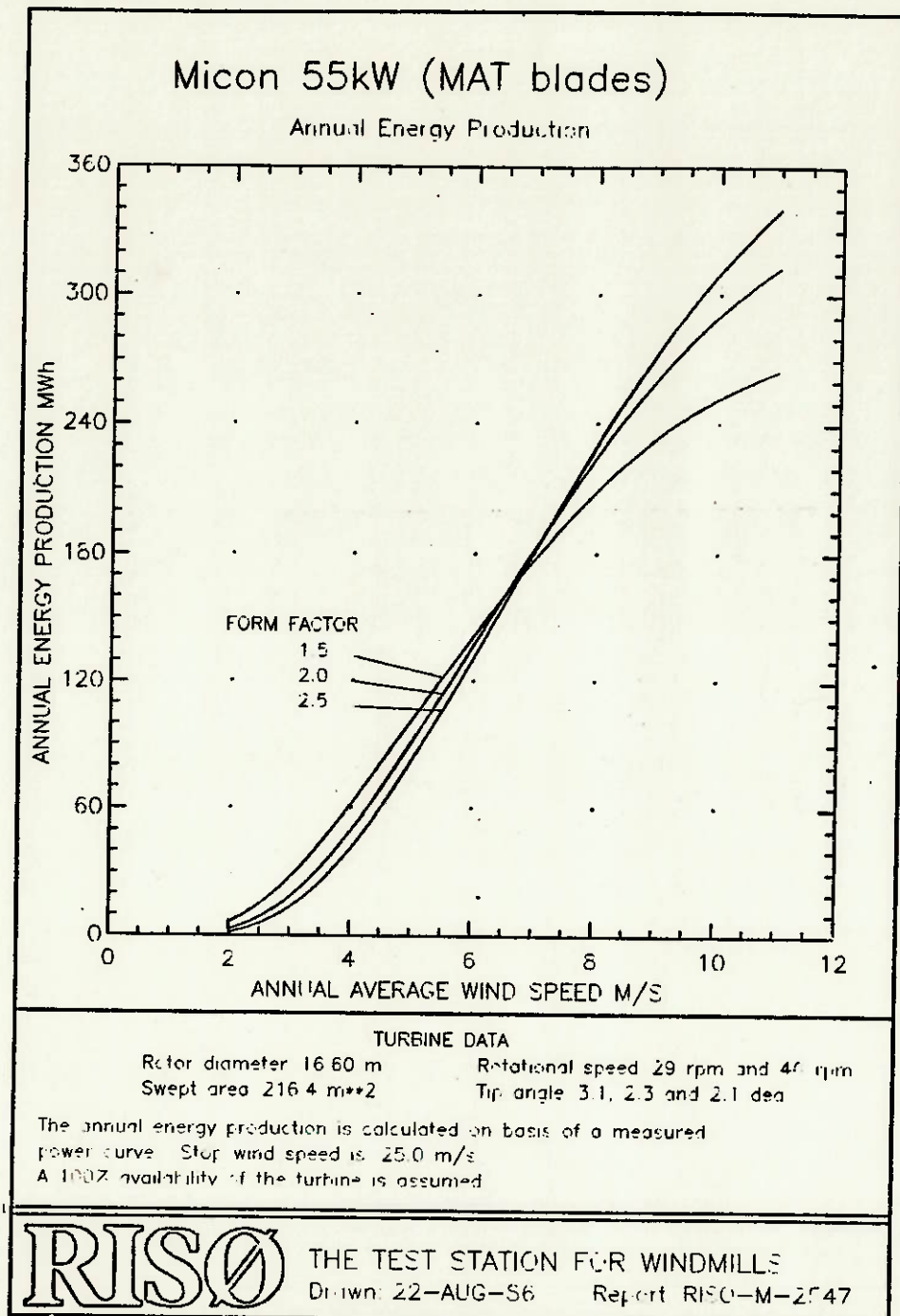


Figura 7.7 - Produção energética anual
Referência Bibliográfica [16]

A potência proveniente do eixo do rotor para a maquinaria é uma medida da habilidade das pás da turbina em extrair a potência do vento. Este parâmetro foi obtido através da transmissão. A eficiência da transmissão é composta pela eficiência do gerador e pela eficiência da caixa de engrenagens e mancais, sendo que os resultados estão tabulados em 7.8 .

ROTOR DIAMETER (M): 16.00 m
 SWEEP AREA (M**2): 201.1 m**2
 ROTATIONAL SPEED (RPM): 29 and 46 rpm
 TIP ANGLE (DEG): -2.5 deg
 MEASUREMENT PERIOD: 13-May-85 to 14-May-85
 MEASUREMENT TIME: 18 Hours

MEASURED DATA CURVE: Transmission Efficiency

X: Electrical Power (kW)
 Y: Transmission Efficiency

	X	Y
1	4.04	0.640
2	7.24	0.710
3	10.56	0.760
4	13.55	0.790
5	16.56	0.810
6	20.03	0.830
7	23.23	0.850
8	26.34	0.850
9	29.28	0.860
10	32.46	0.860
11	35.70	0.870
12	38.90	0.870
13	41.89	0.870
14	44.92	0.870
15	48.18	0.870
16	51.52	0.870
17	53.43	0.870

Tabela 7.8 - Eficiência da transmissão
 Referência Bibliográfica [16]

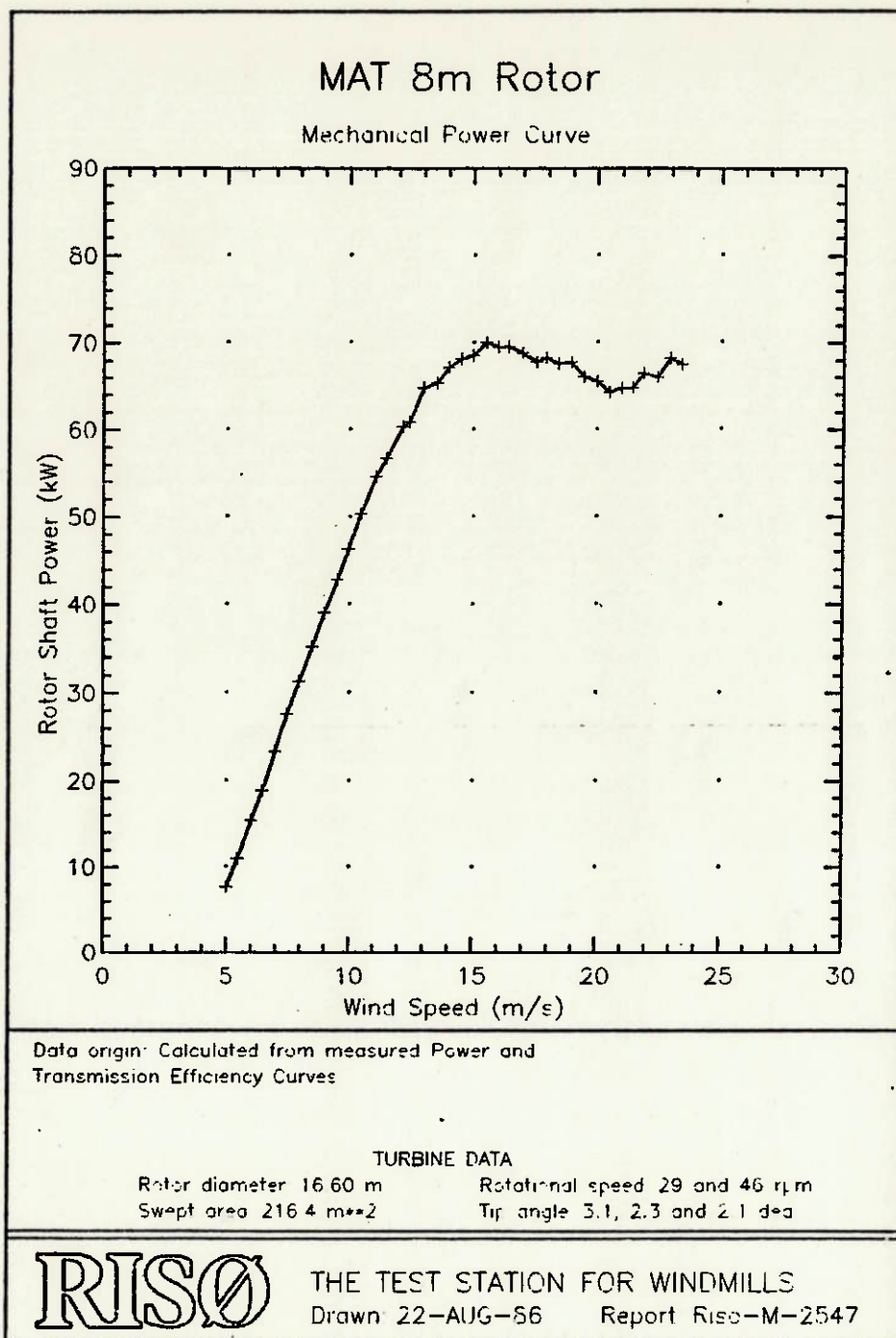


Figura 7.9 - Curva de potência mecânica
Referência Bibliográfica [163]

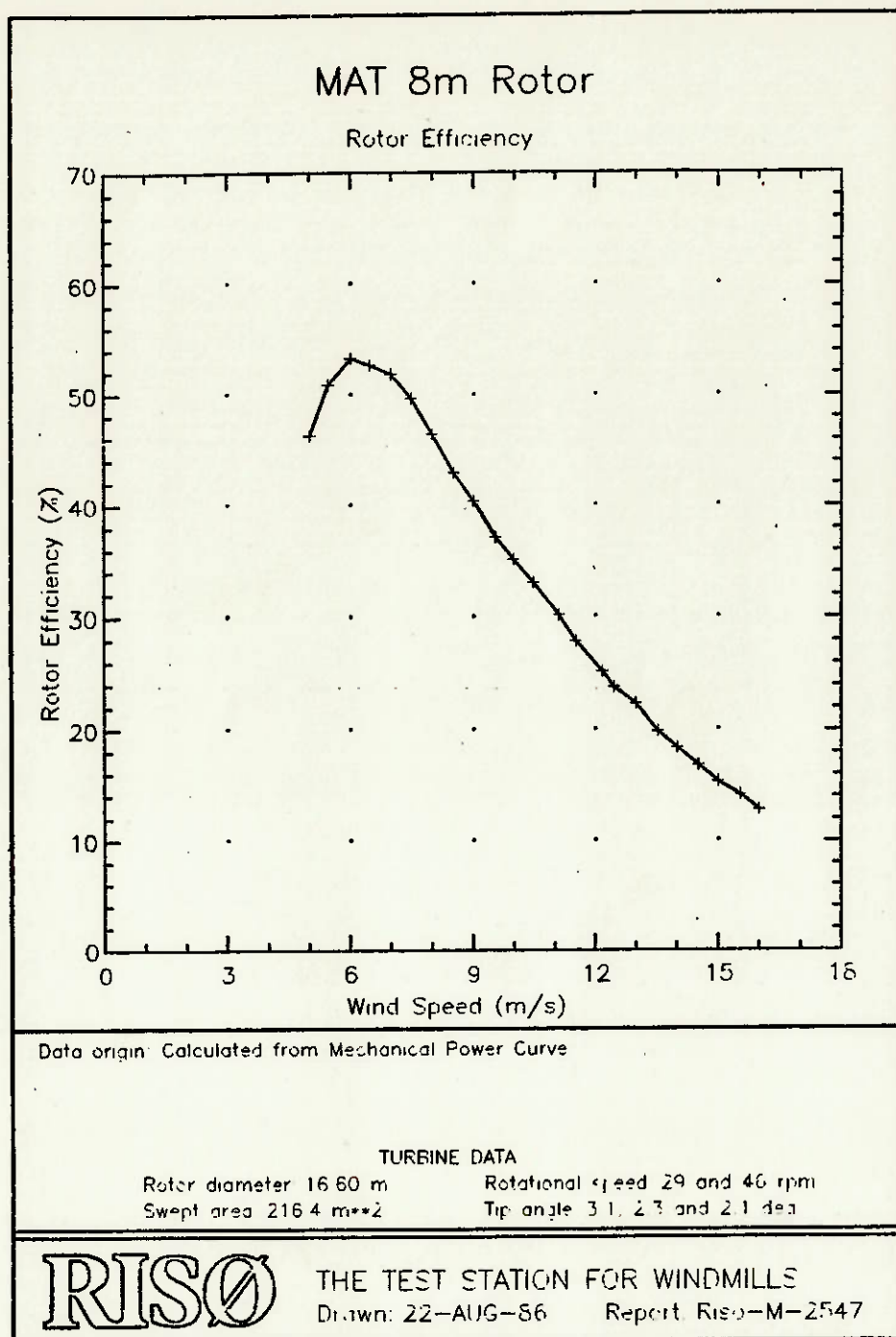


Figura 7.10 - Eficiência do rotor
Referência Bibliográfica [16]

ROTOR DIAMETER (M): 16.60 m
 SWEEP AREA (M**2): 216.4 m**2
 ROTATIONAL SPEED (RPM): 29 and 46 rpm
 TIP ANGLE (DEG): 3.1, 2.3 and 2.1 deg
 MEASUREMENT PERIOD:
 MEASUREMENT TIME:

MEASURED DATA CURVE: Rotor Efficiency

X: Wind Speed (m/s)
 Y: Rotor Efficiency (%)

	X	Y
1	5.02	46.300
2	5.47	50.900
3	6.02	53.300
4	6.47	52.700
5	6.98	51.900
6	7.48	49.700
7	7.98	46.500
8	8.51	43.000
9	9.00	40.400
10	9.54	37.200
11	9.98	35.200
12	10.47	33.100
13	11.09	30.200
14	11.53	27.900
15	12.18	25.200
16	12.46	23.800
17	13.00	22.300
18	13.54	19.900
19	14.02	18.400
20	14.53	16.800
21	15.01	15.300
22	15.54	14.100
23	16.00	12.800

Tabela 7.11 - Eficiência do rotor
 Referência Bibliográfica [16]

Mat 8m

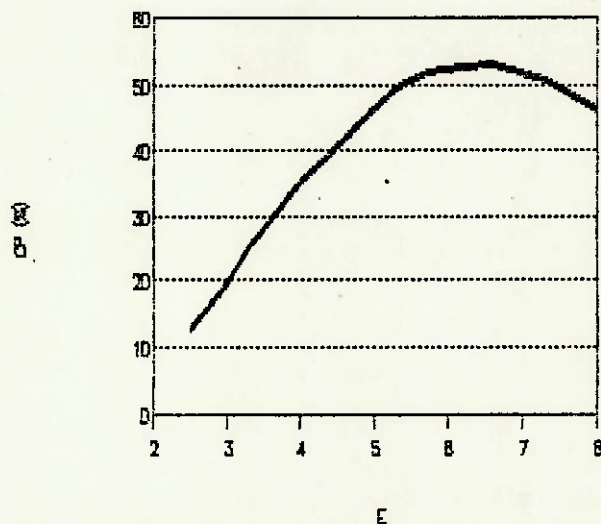


Figura 7.12 - Desempenho do rotor

7.3.4 -RESULTADOS OBTIDOS NA SIMULAÇÃO

Utilizando-se o algoritmo descrito anteriormente, obteve-se os valores teóricos da curva característica da turbina MICON 55 KW. A seguir apresenta-se os valores obtidos para a configuração inicial da turbina e outros com alterações em alguns parâmetros.

SIMULAO - SIMULACAO DE AEROGERADORES

Arthur Facciolla - 1966 - IPT/CPUSF/CNPD

DADOS DE ENTRADA :

* EQUIPAMENTO MICON 55KW
 * DENSIDADE DO AR 1.225
 * RAIO DO ROTOR 6.5
 * ROTACAO DO GERADOR 1000
 * RELACAO DE TRANSMISSAO 23.36
 * REND.TRANSMISSAO 1
 * ROTACAO DO ROTOR 44.7227E

VENTO	E	P.ELETRICA	REND.GLOBAL
4.000	9.718E-32436280.000	-3623.307	
5.000	7.774	5553.462	0.335
6.000	6.475	11666.040	0.407
7.000	5.555	19199.790	0.420
8.000	4.859	25842.270	0.361
9.000	4.319	32406.140	0.335
10.000	3.887	39029.710	0.294
11.000	3.534	44435.740	0.250
12.000	3.239	48596.710	0.212
13.000	2.990	52298.270	0.180
14.000	2.777	54504.920	0.150
15.000	2.591	55995.010	0.125
16.000	2.429	56653.540	0.104
17.000	2.287	57088.620	0.086
18.000	2.160	56809.010	0.073
19.000	2.046	55841.550	0.061
20.000	1.944	54031.440	0.051
21.000	1.851	53041.950	0.043
22.000	1.767	51119.010	0.036
23.000	1.690	49407.420	0.031

TABELA 7.13 - Simulação com os parâmetros do fabricante

SIMULAO - SIMULACAO DE AEROGERADORES

Arthur Facciolla - 1986 - IFT/EPUSP/CHPC

DADOS DE ENTRADA :

* EQUIPAMENTO MICOM 551W
 * DENSIDADE DO AR 1.225
 * RAIO DO ROTOR 6.3
 * ROTACAO DO GERADOR 1000
 * RELACAO DE TRANSMISSAO 21
 * REND. TRANSMISSAO 1
 * ROTACAO DO ROTOR 47.61905

VENTO	E	P. ELETRICA	REND. GLOBAL
4.000	10.347Z1047365000000.000Z123454300.000		
5.000	8.278 3080.199	0.307	
6.000	6.898 11474.600	0.401	
7.000	5.913 19775.290	0.435	
8.000	5.174 27835.030	0.410	
9.000	4.599 35130.740	0.364	
10.000	4.139 42547.260	0.319	
11.000	3.763 49593.260	0.281	
12.000	3.449 55008.990	0.240	
13.000	3.184 59536.780	0.204	
14.000	2.956Z-809031700.000	-3224.178	
15.000	2.759Z-842506400.000	-1883.162	
16.000	2.587Z-864177000.000	-1591.589	
17.000	2.435Z-886539000.000	-1330.809	
18.000	2.299Z-909602800.000	-1137.777	
19.000	2.178Z-927690500.000	-965.314	
20.000	2.065Z-959091800.000	-810.098	
21.000	1.971Z-984899000.000	-680.087	
22.000	1.881Z-995058600.000	-564.832	
23.000	1.800Z-992037700.000	-457.278	

TABELA 7.14 - Simulação com aumento da rotação do Rotor

SIMULAO - SIMULACAO DE AEROGERADORES

Arthur Facciolla - 1988 - IPT/EPUSP/CNPO

DADOS DE ENTRADA :

* EQUIPAMENTO HICOM 135W
 * DENSIDADE DO AR 1.225
 * RAIO DO ROTOR 8.3
 * ROTACAO DO GERADOR 1000
 * RELACAO DE TRANSMISSAO 24
 * REND. TRANSMISSAO 1
 * ROTACAO DO ROTOR 41.66667

VENTO	Z	P. ELETRICA	REND. GLOBAL
4.000	9.0542-35566150.000	-4190.007	
5.000	7.243	3990.568	0.362
6.000	6.036	11493.010	0.401
7.000	5.174	17930.050	0.394
8.000	4.527	23806.430	0.351
9.000	4.024	29293.840	0.303
10.000	3.622	34876.580	0.263
11.000	3.292	39951.100	0.231
12.000	3.016	42158.510	0.184
13.000	2.786	44018.900	0.151
14.000	2.587	45350.770	0.125
15.000	2.414	45996.850	0.102
16.000	2.263	46195.370	0.085
17.000	2.130	45733.890	0.070
18.000	2.012	44079.150	0.057
19.000	1.906	43494.230	0.048
20.000	1.811	42288.300	0.040
21.000	1.725	40547.680	0.033
22.000	1.646	38919.480	0.028
23.000	1.575	36384.080	0.023

TABELA 7.15 - Simulação com redução da rotação do rotor

SIMULAO - SIMULACAO DE AEROGERADORES

Arthur Facciolli - 1988 - IPT/EPUSP/CNFG

DADOS DE ENTRADA :

* EQUIPAMENTO MICON 55KW
 * DENSIDADE DO AR 1.225
 * RAIO DO ROTOR 8
 * ROTACAO DO GERADOR 1000
 * RELACAO DE TRANSMISSAO 22.36
 * REND. TRANSMISSAO 1
 * POTACAO DO ROTOR 44.7227E

VENTO	E	P. ELETRICA	REND. GLOBAL
4.000	9.3672	31671570.000	-4016.445
5.000	7.493	5364.618	0.348
6.000	6.244	10592.810	0.398
7.000	5.352	17112.070	0.405
8.000	4.683	22906.420	0.363
9.000	4.163	28315.740	0.315
10.000	3.747	34207.720	0.278
11.000	3.406	38491.350	0.235
12.000	3.122	42180.450	0.196
13.000	2.882	44443.720	0.164
14.000	2.676	45775.270	0.135
15.000	2.498	46328.880	0.111
16.000	2.342	47317.930	0.094
17.000	2.204	47456.600	0.078
18.000	2.081	46521.100	0.065
19.000	1.972	45052.820	0.053
20.000	1.873	44434.400	0.043
21.000	1.784	43941.050	0.036
22.000	1.703	41347.610	0.032
23.000	1.629	39524.170	0.026

TABELA 7.16 - Simulação com redução do raio do rotor

SIMULAC - SIMULACAO DE ATERRAGENS

Arthur Pacciolla - 1981 - IPT/EPUSP/CNPD

DADOS DE ENTRADA :

* EQUIPAMENTO MICON 55KW
 * DENSIDADE DO AR 1.225
 * RAIO DO ROTOR 6.5
 * ROTACAO DO GERADOR 1000
 * RELACAO DE TRANSMISSAO 25.36
 * REND.TRANSMISSAO 1
 * ROTACAO DO ROTOR 44.70372

VENTO	I	P.ELETRICA	REND.GLOBAL
4.000	9.952X-52860800.000	-3693.215	
5.000	7.562 5669.436	0.326	
6.000	6.635 12402.540	0.413	
7.000	5.687 20616.200	0.432	
8.000	4.976 28032.690	0.394	
9.000	4.423 35319.790	0.348	
10.000	3.981 42165.500	0.303	
11.000	3.619 48617.320	0.264	
12.000	3.317 53779.510	0.224	
13.000	3.066 58384.810	0.191	
14.000	2.843 60721.390	0.159	
15.000	2.654X-793412600.000	-1690.954	
16.000	2.488X-800975500.000	-1406.585	
17.000	2.342X-818034400.000	-1198.020	
18.000	2.212X-821034700.000	-1012.659	
19.000	2.095X-807442000.000	-846.754	
20.000	1.990X-779506800.000	-700.895	
21.000	1.896 60467.290	0.047	
22.000	1.809 58869.970	0.040	
23.000	1.731 56605.420	0.033	

TABELA 7.17 - Simulação com aumento do raio do rotor

SIMULAC - SIMULACAO DE AEROGERADORES

Arthur Pacciolla - 1986 - IPT/EFUSF/ENPC

DADOS DE ENTRADA :

* EQUIPAMENTO PICOH 55KW
 * DENSIDADE DO AR 1.225
 * RAIO DO ROTOR 6.5
 * ROTACAO DO GERADOR 1000
 * RELACAO DE TRANSMISSAO 24
 * REND. TRANSMISSAO 1
 * ROTACAO DO ROTOR 41.66667

VENTO	E	P. ELETRICA	REND. GLOBAL
4.000	9.272X-36225390.000	-4071.024	
5.000	7.418	6170.600	0.355
6.000	6.161	12240.430	0.408
7.000	5.098	19515.320	0.409
8.000	4.636	25429.650	0.360
9.000	4.131	31840.070	0.314
10.000	3.709	36178.270	0.275
11.000	3.372	42665.790	0.231
12.000	3.091	46866.000	0.195
13.000	2.853	49012.100	0.160
14.000	2.649	50300.080	0.130
15.000	2.473	50866.710	0.108
16.000	2.318	51514.070	0.091
17.000	2.182	51876.820	0.076
18.000	2.060	50615.210	0.062
19.000	1.950	49270.540	0.050
20.000	1.854	46400.780	0.044
21.000	1.766	46537.900	0.036
22.000	1.686	44904.640	0.030
23.000	1.613	40681.290	0.025

TABELA 7.18 - Simulação com aumento do raio e diminuição da rotação do rotor

SIMULAO - SIMULACAO DE AEROGERADORES

Arthur Facciolla - 1986 - IPT/EPUSP/CNFO

DADOS DE ENTRADA :

* EQUIPAMENTO MICOH 55KW
 * DIMENSÃO DO AL 1.2
 * RAIO DO ROTOR 1.2
 * ROTACAO DO GERADOR 1000
 * RELACAO DE TRANSMISSAO 20.36
 * REND. TRANSMISSAO 1
 * ROTACAO DO ROTOR 44.72272

VENTO	E	P.ELETRICA	REND.GLOBAL
4.000	9.7182	31774310.000	-3622.307
5.000	7.774	5454.027	0.336
6.000	6.479	11383.350	0.406
7.000	5.553	18327.260	0.423
8.000	4.859	25648.690	0.381
9.000	4.319	31473.060	0.332
10.000	3.837	36173.590	0.294
11.000	3.434	40752.230	0.253
12.000	3.039	47536.710	0.210
13.000	2.690	49035.490	0.172
14.000	2.377	50779.430	0.143
15.000	2.091	55347.930	0.126
16.000	2.489	60321.870	0.115
17.000	2.287	60018.410	0.094
18.000	2.120	58335.640	0.077
19.000	2.046	55068.780	0.062
20.000	1.944	52948.950	0.051
21.000	1.851	51398.640	0.043
22.000	1.767	50069.890	0.036
23.000	1.6902	195050400000000.0002	123454200.000

TABELA 7.19 - Simulação com parâmetros do fabricante, porém trabalhando com 1 casa decimal para a curva do rotor CP x E

7.3.5 -DISCUSSÃO DOS VALORES SIMULADOS

Trabalhando com a configuração da turbina fornecido pelo fabricante pode-se obter relativa precisão dos valores simulados em relação aos valores medidos. A tabela seguinte ilustra melhor os resultados.

E	VENTO (M/S)	POT. ELETRICA MEDIDA (WATTS)	POT. ELETRICA SIMULADA (WATTS)	VARIACAO (%)
7.7	5	5100	5553	+ 8.8
6.5	6	11735	11666	- 0.6
5.6	7	19363	19200	- 0.8
4.9	8	26610	25842	- 2.9
4.3	9	33740	32406	- 4.0
3.9	10	40442	39030	- 3.5
3.5	11	46996	44436	- 5.4
3.2	12	51636	48599	- 5.9
3.0	13	56390	52299	- 7.3
2.8	14	58437	54510	- 6.7
2.6	15	59633	55995	- 6.1
2.4	16	60490	56254	- 7.0

TABELA 7.20 - Comparação dos valores simulados com os medidos

Ao fazermos o arredondamento da curva do rotor (CP x E) para apenas uma casa decimal, verifica-se uma considerável elevação das distorções entre os valores simulados e os medidos. Estas distorções acentuam-se para os valores de E distantes do ponto onde temos CPmax, pois nestas regiões temos maior sensibilidade da curva característica do rotor em relação a V. Como nas regiões de E próximas do ponto CPmax a inclinação é pouco acentuada, ao cometermos pequenos erros em E tem-se, conseqüentemente, pequenos erros no valor interpolado de CP.

Os demais parâmetros utilizados na simulação não são tão críticos quanto a curva CP x E. Além do mais, eles permitem facilmente a obtenção de uma precisão de até 2 casas decimais sem grandes problemas.

E	VENTO (M/S)	POT. ELETRICA MEDIDA (WATTS)	POT. ELETRICA SIMULADA (WATTS)	VARIACAO (%)
7.7	5	5100	5454	+ 6.9
6.5	6	11735	11384	- 3.0
5.6	7	19363	18828	- 2.8
4.9	8	26610	25349	- 4.7
4.3	9	33740	31475	- 6.7
3.9	10	40442	38174	- 5.6
3.5	11	46996	43752	- 6.9
3.2	12	51636	47537	- 7.9
3.0	13	56390	49025	- 13.1
2.8	14	58437	50779	- 13.1
2.6	15	59633	55348	- 7.2
2.4	16	60490	60222	- 0.4

TABELA 7.21 - Comparação dos valores simulados (com 1 casa decimal para a curva CP x E) e os medidos

Na tabela 7.14 tem-se os resultados da simulação quando aumentamos a rotação do rotor em apenas 6.5%. Pode-se observar que nestas condições o stall da hélice não estará atuando como proteção de sobrecargas. Os valores negativos plotados indicam que a potência elétrica está fora das condições suportadas pelo gerador utilizado na turbina. Este valor limite é de 61 KW. Tem-se aqui a confirmação da teoria apresentada no capítulo 4.2.

A tabela 7.15 mostra os resultados de uma redução na rotação da hélice. Neste caso estaremos sub-utilizando a capacidade do gerador.

Em 7.16 tem-se também sub-utilização do gerador devido à redução do raio do rotor. As tabelas 7.16 e 7.17 confirmam a teoria exposta no capítulo 4.3.

Na tabela 7.18 tem-se uma nova configuração quando alteramos 2 parâmetros construtivos (raio e rotação).

Finalmente pode-se ver em 7.19 as distorções dos resultados quando simplesmente reduzimos a precisão da curva CP x E para apenas 1 casa decimal.

7.3.6 -CONCLUSÃO

Vemos que a precisão exigida para a curva CP x E é grande, sendo recomendado um mínimo de 2 casa decimais para não ter-se grandes erros na simulação global. O cuidado deve ser aumentado quando estiver-se trabalhando com valores de E distantes do ponto de máxima eficiência do rotor.

Na prática, os resultados obtidos em túneis de vento são mais aconselháveis que os analíticos, pois no segundo caso não são considerados as perturbações da base e ponta das pás, além de as tabelas NACA para os coeficientes de sustentação só serem plotadas, na maior parte dos perfis, com precisão de apenas uma casa decimal.

As curvas caracterfsticas do gerador fornecidas pelos fabricantes têm boa precisão, sendo este tipo de ensaio mais simples e preciso.

O rendimento de caixas redutoras e rolamentos têm também boa precisão e não costumam alterar os resultados de forma significativa.

Todos os demais parâmetros, como raio do rotor, densidade do ar e rotação podem ser medidos de forma precisa, não sendo portanto dados críticos.

Elaborou-se então uma sequência de trabalho que pode ser adotada pelo projetista para conceber de forma otimizada a turbina de vento "stall-regulável":

- 1 - Especificar a potência da turbina. Selecionar um gerador no mercado (usualmente assíncrono). Determinar através de ensaios as curvas características (podem ser obtidas com o fabricante).
- 2 - Projetar um rotor que tenha dimensões compatíveis ao porte da turbina e que seja adaptado às condições locais de vento. Pode-se inicialmente obter a curva de desempenho $CP \times E$ analiticamente e posteriormente ensaiar um modelo para obter dados mais precisos.
- 3 - Selecionar um sistema de transmissão e obter o rendimento. Obter o rendimento dos mancais de apoio.
- 4 - Simular o desempenho obtendo-se a curva característica da turbina. Para chegarmos à configuração ideal devemos alterar os parâmetros geométricos do sistema.
- 5 - Após obter-se a configuração ideal, pode-se passar para o dimensionamento e cálculo estrutural, bem como o projeto e seleção de periféricos.

segunda parte

**Desenvolvimento
de um
Gerador Eólico**

CAPITULO 1

INTRODUÇÃO

Nesta segunda parte do trabalho pretende-se projetar uma turbina eólica de pequeno porte adaptada às condições brasileiras. Desta forma, ela deverá considerar três aspectos típicos deste país: mercado consumidor, clima e insumos disponíveis.

Quando observa-se o mercado consumidor para este tipo de equipamento, pode-se verificar que apesar de existirem aproximadamente 4 milhões de domicílios desprovidos de eletrificação, apenas uma parcela muito pequena possui renda e nível cultural suficiente para adquirir qualquer sistema de geração de eletricidade autônomo. Finalmente pode-se dar destaque aos seguintes consumidores potenciais:

- domicílios permanentes ou não com renda superior a 20 salários desprovidos de eletrificação e em regiões com bom potencial eólico.
- bóias e sinais marítimos
- estações de telefonia

Sob o aspecto de clima, deve-se considerar que o equipamento forneça eletricidade suficiente para 1 domicílio com consumo próximo a 1.2 MWH/ano num local com vento médio de 4.5 m/s .

Quanto aos insumos disponíveis, deve-se observar que os geradores de C.C. são extremamente caros no Brasil, os geradores de indução não são fabricados em série e os síncronos não satisfazem tecnicamente. Cabe ao projetista fazer uma ponderação de custo/benefício afim de escolher o sistema ideal.

Finalmente deve-se também considerar no projeto os seguintes aspectos:

- compactação do conjunto
- facilidade de montagem e instalação
- peso
- durabilidade
- manutenção
- custo total do equipamento

A seguir apresenta-se o desenvolvimento do produto proposto baseando-se na crítica aos aparelhos utilizados no exterior e Brasil.

CAPITULO 2

ANÁLISE DO VALOR

- 2.1 - Consideração sobre o método
- 2.2 - Análise do Produto Convencional
- 2.3 - Descrição das Funções
- 2.4 - Níveis das Funções
- 2.5 - Desenvolvimento e Análise das Alternativas
 - 2.5.1 - Gerar Eletricidade
 - 2.5.2 - Captar Energia
 - 2.5.3 - Elevar Rotor
 - 2.5.4 - Sustentar Conjunto
 - 2.5.5 - Posicionar Rotor
 - 2.5.6 - Multiplicar Rotação
 - 2.5.7 - Controlar Rotação
 - 2.5.8 - Sustentar Rotor
 - 2.5.9 - Reduzir Fricção
 - 2.5.10 - Unir Eixos
- 2.6 - Conclusão

2.1 -CONSIDERAÇÕES SOBRE O MÉTODO UTILIZADO

A proposta inicial desta parte do trabalho era a de criticar os tradicionais cataventos a fim de criar um novo modelo, mais barato e mais eficiente, ou seja, com melhor relação custo-benefício para o consumidor.

Tal crítica poderia ser feita convencionalmente, separando-se cada peça que compõe o equipamento e reduzir-lhe os custos da seguinte forma:

- aumento de tolerância
- diminuição de espessura do material
- mudança dos processos

Mas tal técnica é falha, pois ela utiliza apenas o conceito de valor de quem produz, desconsiderando o conceito do consumidor final, que é de fundamental importância.

Optou-se então em utilizar-se a Análise do Valor, pois esta é dirigida a funções, sendo que estas funções são resultado da interação de várias peças do produto. Há, portanto, a possibilidade de alteração de uma peça bem como a de modificação do próprio projeto. Busca-se principalmente aumentar a eficácia. A análise do valor busca estudar o produto como um todo, sendo que a análise funcional é a principal metodologia utilizada.

O método, além de poder reduzir os custos, pode aumentar a própria utilidade do produto.

A metodologia do valor pode ser aplicada através de um plano de trabalho que descrito a seguir:

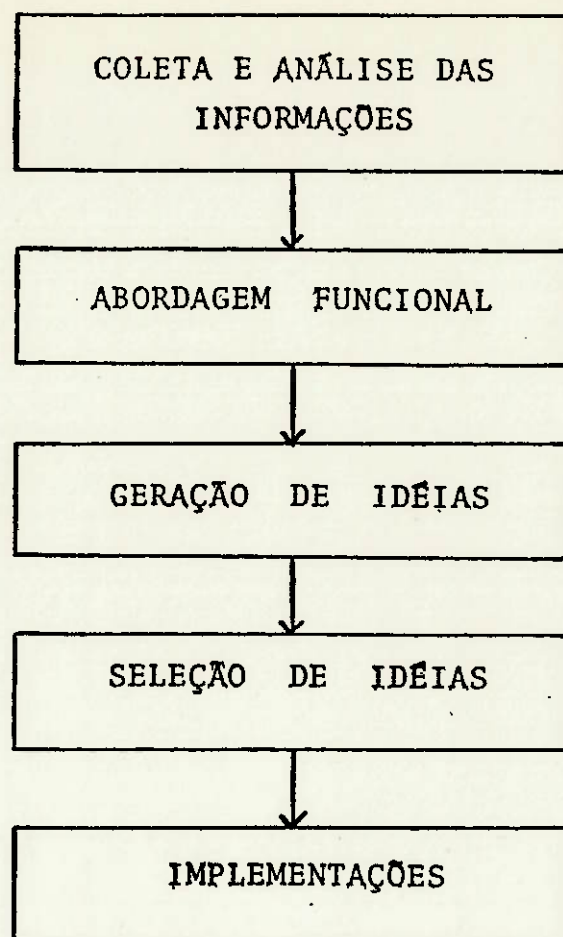


Figura 2.1 - Etapas de um plano de trabalho

Portanto, ao criticar-se as turbinas atuais com a análise de valor, estaremos considerando o ponto de vista do produtor e consumidor, conforme abaixo:

Produtor : Valor é a função do custo total para produzir e vender e do lucro que é possível obter.

Consumidor: Valor é função combinação subjetiva da função do preço pago, da atividade que o objeto irá desempenhar, da qualidade e durabilidade e das diferentes ofertas de objetos semelhantes existentes.

2.2 -ANÁLISE DO PRODUTO CONVENCIONAL

A análise será realizada em nível macro-análise, sendo que o produto será analisado no segundo nível da árvore de montagem, ou seja, considerando-se componentes comprados fora e semi-acabados, possíveis de fabricação numa pequena indústria.

Nas páginas seguintes temos o esboço simplificado de um catavento convencional e uma tabela com a análise funcional dos componentes. Abaixo temos, para melhor ilustrar, a fotografia de um aparelho com projeto moderno e alto rendimento. Este aparelho (IPUA 2200) foi o modelo base para a análise de valores que se realizará nos próximos segmentos.

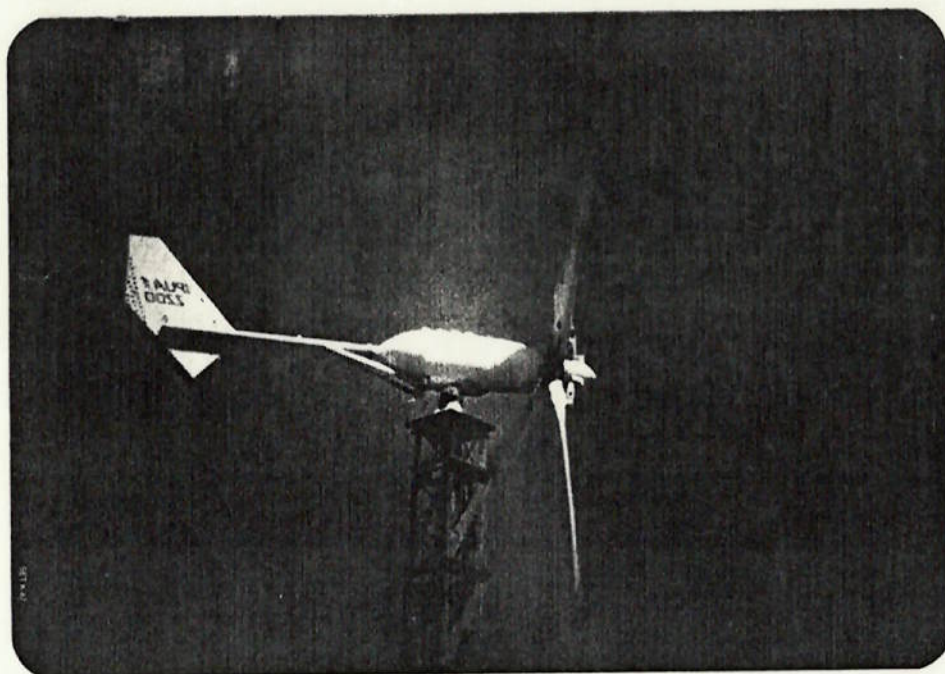


Figura 2.2 - Protótipo "IPUA" desenvolvido pela CESP e atualmente em teste em São Sebastião (USP)

TORRE	1
BASE GIRATÓRIA	1
ACOPLAMENTO	2
EIXO DA HÉLICE	1
CONTROLE DE PASSO	2 e 4
MANCAL DA HÉLICE	1
PÁS DA HÉLICE	2 e 4
ROLAMENTOS	2
MULTIPLICADOR	1
GERADOR	1
CARACA	1
LEME	1
DESCRIÇÃO	QUANT.

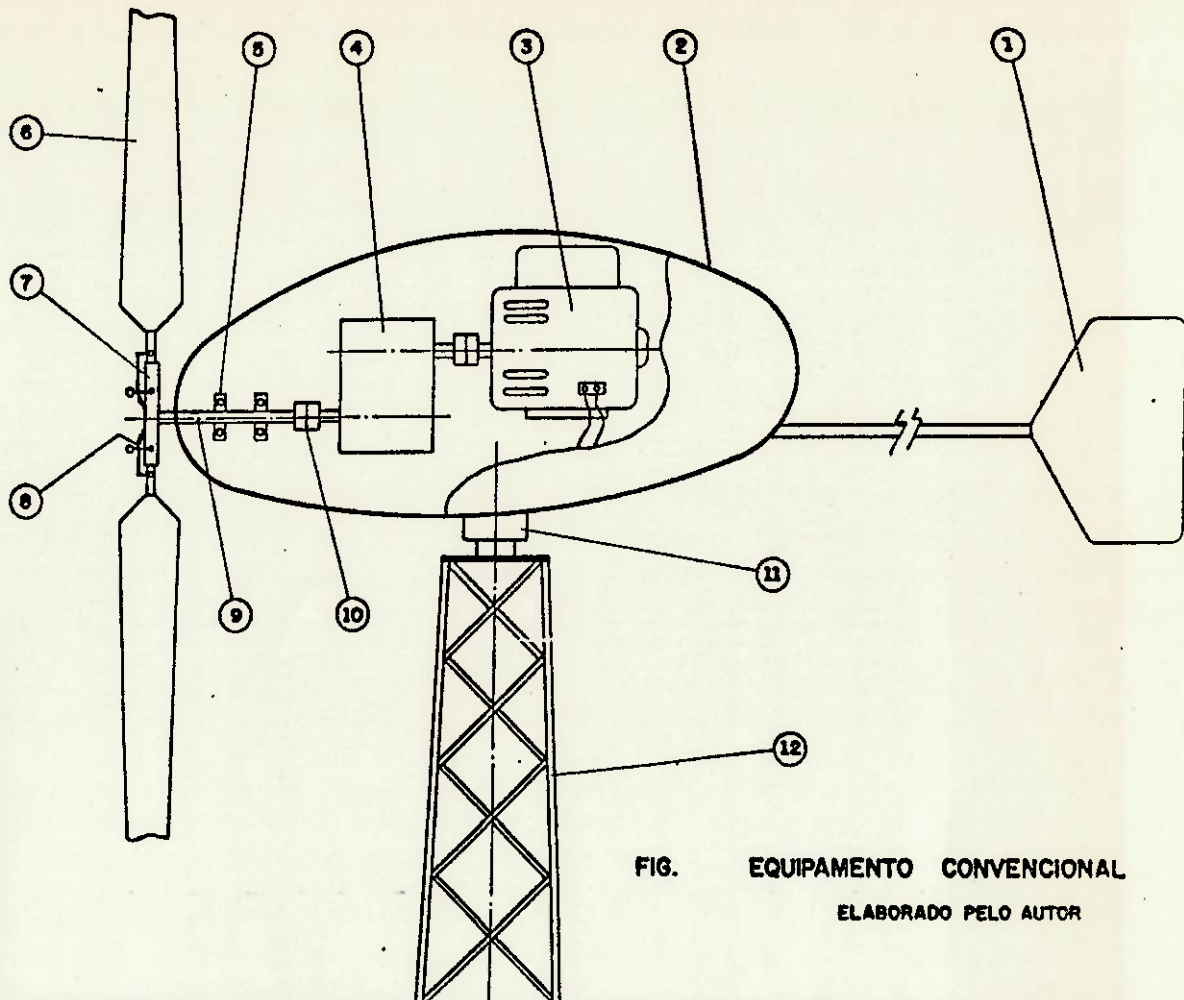


FIG. EQUIPAMENTO CONVENCIONAL
ELABORADO PELO AUTOR

CIP		CUSTO DE MONTAGEM		Data: 11.11.11	
A - Material, Peças ou Serviços Comprados de Terceiros		Nº		Orçamento Nº	
Descrição	Quantidade	Unid.	Preço Total		
1. CONJUNTO LEME	1		30		
2. CARACA DE FERRO FUNDIDO	1		60		
3. GERADOR DE VELO, TRANSMISSÃO MECÂNICA	1		236		
4. MÚLTIPLO DE VELO, TRANSMISSÃO MECÂNICA	1		900		
5. ROLAMENTOS DO EIXO (S&F)	2		20		
6. ROTAS (HÉLICE)	3		150		
7. MANCAL DO ROTOR	1		80		
8. DISP. CENTRÍFUGO	3		12		
9. EIXO DA HÉLICE	1		6		
10. ACOPLAMENTOS	2		4		
11. BASE GIRATÓRIA	1		44		
12. TORRE	1		90		
13. OUTROS	-		40		
TOTAL			3672,00		
B - Mão de Obra Direta (M. O. D.)		Nº		Orçamento Nº	
Operações	Tempo	Unid.	Preço Total		
1. MONTAR COMPONENTES	0,5		10		
2. TESTAR EQUIPAMENTO	5		3		
3. EMBALAR	205		2		
TOTAL			15		
C - Despesas Diretas e Indiretas (Bateria) 2,0 % s/mod			33		
D - Custo Indireto (A+B+C)			1710		
TOTAL					

2.3 -DESCRIÇÃO DAS FUNÇÕES

Analisando-se sob o aspecto macro, foram definidas as seguintes funções:

- . Conjunto do Leme :
 - Direcionar Rotor (B)
- . Carcaça de Ferro :
 - Sustentar conjunto (B)
 - Proteger conjunto (S)
- . Gerador :
 - Gerar Eletricidade (B)
- . Multiplicador de Velocidade :
 - Multiplicar Rotação (B)
 - Transmitir Torque (S)
- . Rolamentos do Eixo :
 - Suportar Eixo (S)
 - Posicionar Eixo (S)
 - Reduzir Fricção (B)
- . Pá da Hélice :
 - Captar Energia Eólica (B)
 - Gerar Rotação (S)
- . Mancal da Hélice :
 - Sustentar Pás (S)
 - Posicionar Pás (S)
 - Controlar Rotação (do gerador) (B)
- . Disp. Centrífugo de Controle de Passo :
 - Controlar Rotação (do gerador) (B)
 - Aliviar Sobrecargas (S)
 - Aliviar Pás (S)
- . Eixo da Hélice :
 - Sustentar Rotor (B)
 - Transmitir Torque (S)
 - Posicionar Rotor (S)
- . Acoplamentos :
 - Unir Eixos (B)
 - Transmitir Torque (S)
- . Base Giratória :
 - Posicionar Rotor (B)
 - Possibilitar Rotação (do conj.)(S)
- . Torre :
 - Elevar Rotor (B)
 - Melhorar Rendimento
 - Sustentar conjunto (S)

2.4 -NÍVEIS DAS FUNÇÕES

Após determinar-se as funções de cada peça, foram selecionadas as funções básicas. Abaixo temos a relação das funções básicas, bem como uma letra correspondente a cada uma:

- A - Gerar eletricidade
- B - Captar energia
- C - Elevar rotor
- D - Sustentar conjunto
- E - Posicionar rotor
- F - Multiplicar rotação
- G - Controlar rotação e sobrecargas
- H - Sustentar rotor
- I - Reduzir fricção
- J - Unir eixos

Realizou-se a comparação das funções acima a fim de estabelecer-se níveis de importância entre eles. A tabela 2.4 é o resultado da análise comparativa entre as funções, sendo que a seguinte simbologia de pesos foi adotada:

1 = Mínimo

2 = Médio

3 = Máximo

Estes pesos significam o grau de importância na ponderação subjetiva das funções.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J
A	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3
	B	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3
		C	C2	C2	C2	C2	C2	C3	C3
			D	E2	F2	D1	D1	D3	D3
				E	E2	E3	E3	E3	E3
					F	F2	F2	F3	F3
						G	G2	G1	G1
							H	H1	H1
								I	I1
									J

Tabela 2.4 - Tabela de comparação subjetiva das funções

LETRA	FUNCAO	SOMA	NIVEL	% NIVEL	NCZ	%
A	Gerar Eletricidade	27	1	24,5	236,00	13,72
B	Captar Energia	24	2	21,8	150,00	8,72
C	Elevar Rotor	16	3	14,5	90,00	5,23
D	Sustentar Conjunto	12	5	10,9	60,00	3,49
E	Posicionar Rotor	14	4	12,7	74,00	4,30
F	Multiplicar Rotacao	10	6	10,0	900,00	52,32
G	Controlar Rotacao	4	7	3,6	92,00	5,35
H	Sustentar Rotor	2	8	1,8	6,00	0,35
I	Reduzir Fricção	1	9	0,9	20,00	1,26
J	Unir Eixos	0	10	0	4,00	0,23
K	Outros	-	-	-	40,00	2,32
L	Montagem + Burden	-	-	-	48,00	2,79
TOTAL					1720	100

TABELA 2.5 - Tabela com níveis e custos das funções

ANÁLISE DE VALORES

EQUIPAMENTO TURBINA EÓLICA

Energia Eólica → Captar Energia → Energia Elétrica

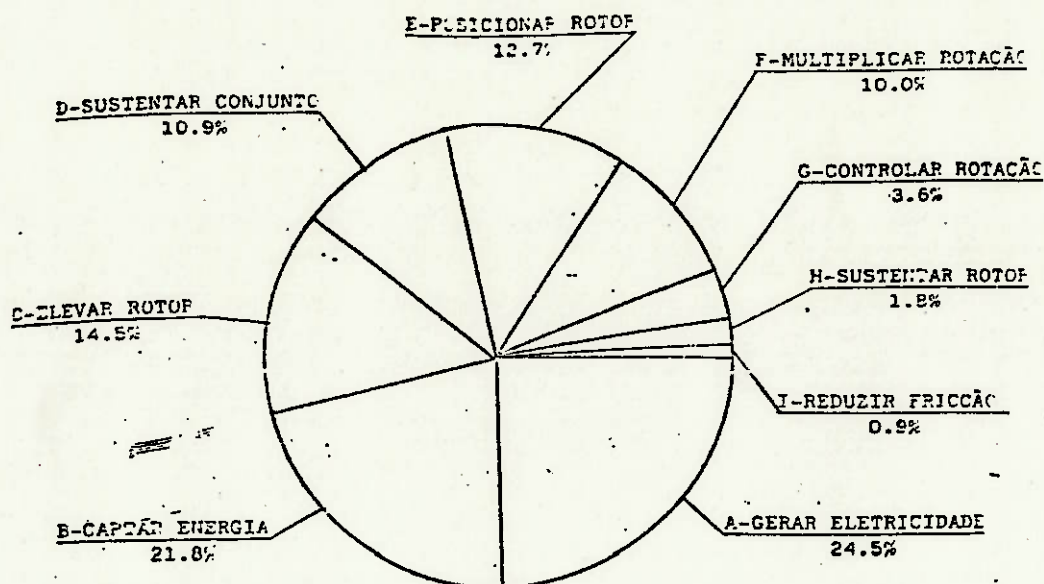
QUANT.	PEÇA	FUNÇÃO		FUNÇÃO		NÍVEL		NCZ	%	OBS.
		VERBO	SUBS.	BAS.	SEC.	BAS.	SEC.			
1	Gerador	Gerar	Eletricidade	X		1		236	13,72	
1	Rotor (Hélice)	Captar Gerar	Energia Rotação	X	X		2	150	8,72	
1	Torre	Elevar Melhorar Sustentar	Rotor Rendimento Conjunto	X	X X		3	90	5,23	
1	Base Giratô- ria	Posicionar Possibilitar	Rotor Rotação	X	X		4	74	4,30	
1	Carcaca de ferro	Sustentar Proteger	Conjunto Conjunto	X	X		5	60	3,42	
2	Rolamentos do Eixo	Suportar Posicionar Reduzir	Eixo Eixo Fricção	X	X X		10	20	1,26	
1	Eixo do Motor	Suportar Transmitir Direcionar	Rotor Movimento Rotor	X	X X		9	6	0,35	
1	Caixa Multi- plicadora de rotação	Multiplicar Transmitir	Rotação Torque	X	X		6	900	52,32	

ANÁLISE DE VALORES

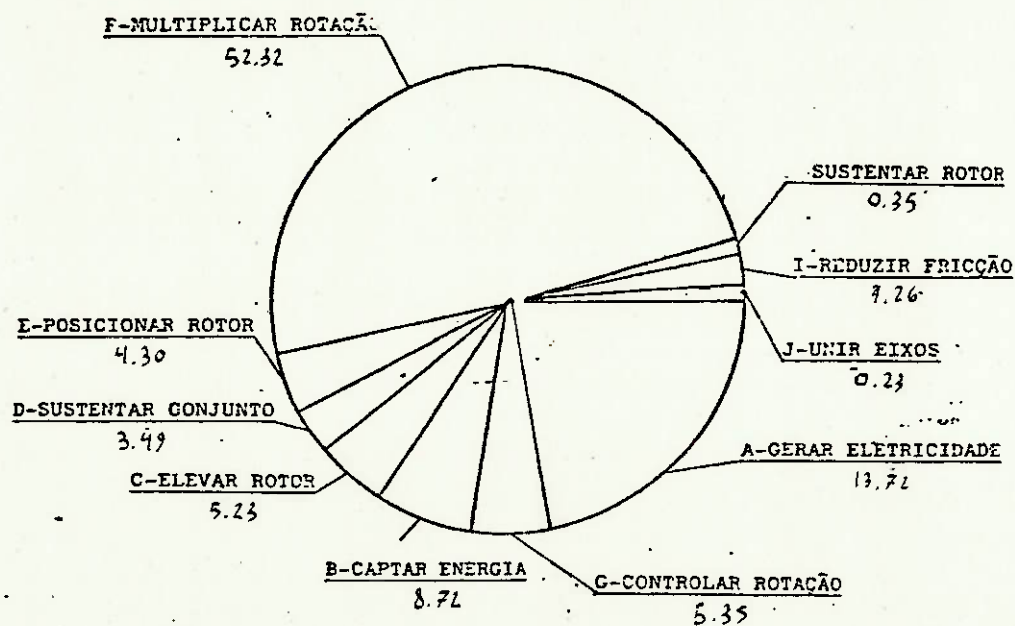
EQUIPAMENTO

QUANT.	PEÇA	FUNÇÃO		FUNÇÃO		NÍVEL		NCZ	%	OBS.
		VERBO	SUBS.	BAS.	SEC.	BAS.	SEC.			
1	Leme de Vento	Direcionar	Rotor	X			4	30	1,74	
1	Controlador Centrifugo de Passo	Controlar Aliviar Aliviar	Rotação Pás Sobrecargas	X	X X		7	12	0,70	
1	Mancal do Rotor	Sustentar Posicionar Controlar	Pás Pás Rotação	X	X X		8	80	4,65	
2	Acoplamento	Unir Transmitir	Eixos Torque	X	X		11	4	0,23	
	OUTROS				X		12	88	5,11	
TOTAL								1720	100,0	

Necessidade Relativa das Funções



Custo Relativo das Funções



2.5 -DESENVOLVIMENTO DE ALTERNATIVAS

Este capítulo é o de maior importância em toda a segunda parte, pois será feito um estudo teórico sobre os componentes de vários tipos de dispositivos elétricos a fim de atingir o objetivo proposto: redução de custos sem porém comprometer significativamente o rendimento do aparelho.

O ponto de partida para tal discussão será o resultado da macro análise funcional realizada anteriormente.

Conforme o critério da Análise de Valores, vamos partir das macro funções estabelecidas e a partir delas buscar a configuração final, possivelmente mais baratas que a original.

2.5.1 -GERAR ELETRICIDADE

• Necessidade Relativa da Função :	24,5 %
• Custo Relativo da Função :	• 13,78 %
• Custo da função :	236,00
• Peças que desempenham esta função :	Gerador

Esta é a função de maior relevância no aparelho. É também desempenhada por um único componente: o gerador.

Infelizmente não há meios de eliminar ou substituir tal componente, pois o único sistema conhecido pela atual tecnologia, capaz de gerar diretamente a C.A. é o alternador. Poderia-se utilizar um dínamo, que gera C.C. Porém, tal sistema é muito mais custoso que gerar em C.A. e posteriormente retificar a corrente para C.C., caso necessário.

Sendo assim, o único meio de baixar o custo desta função é através da redução do preço de aquisição do gerador, por meio de desconto comercial ou por pesquisa de marcas alternativas.

É interessante, ao especificar-se o modelo, marca e capacidade geradora, identificar dentre os tipos oferecidos no mercado, aquele que proporcionará melhor relação custo/benefício (a longo prazo) ao usuário do produto.

A tabela 2.8 mostra-nos nitidamente que o preço de um

gerador de pequeno porte é quase o mesmo de outro com capacidade bastante superior. Assim sendo, o ideal seria selecionar o modelo de maior capacidade possível obtendo-se maior quantidade de energia gerada pelo mesmo custo de um modelo menor.

MODELO	PREÇO NCZ\$	POTENCIA GERADA (KW)
3 HP	236,38	2,2
4 HP	271,52	3,0
5 HP	336,00	3,7

Tabela 2.8 - Relação de preço de geradores monofásicos em Jan. 89

É intuitivo que não podemos gerar mais energia elétrica com uma fonte de igual potencial. Devemos então aumentar o diâmetro da hélice ou esperar que o vento aumente, a fim de suprir a necessidade do gerador. Procedendo neste modo de pensar, acabaremos projetando uma turbina de grande porte, que não é o objetivo deste trabalho.

Fica estabelecido como parâmetro de referência, o diâmetro máximo da hélice, que será por volta de 5 metros. Acima destas dimensões teremos um "salto" no custo do aparelho.

A figura 2.9 nos dá típicas curvas de funcionamento de aparelhos convencionais. Através delas podemos selecionar o gerador de 3,0 KW para a velocidade do vento de 23,0 m.p.h. e uma hélice de aproximadamente 5 metros de diâmetro.

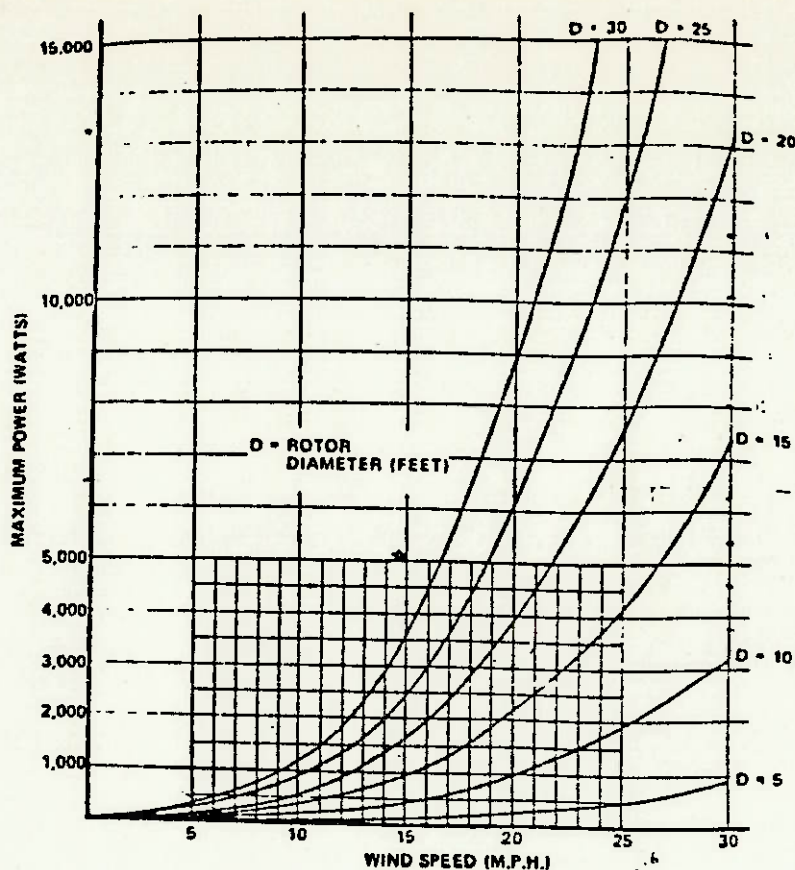


Figura 2.9 - Curvas características de turbinas eólicas
Ref. bibliográfica n.3

2.5.2 -CAPTAR ENERGIA

- Necessidade Relativa da Função : 21,8 %
- Custo Relativo da Função : 8,72 %
- Custo da Função : 150,00
- Componentes da Função : Rotor

Esta é a função que caracteriza o sistema mecânico utilizado para mover o gerador. A fonte de energia poderia ser hidráulica, térmica, animal-motriz, etc. Mas a premissa básica do trabalho era de utilizar-se a Energia Eólica.

Deve-se, portanto, seleccionar um dispositivo que cumpra de maneira mais eficiente e barata a função de "Captar Energia do Vento".

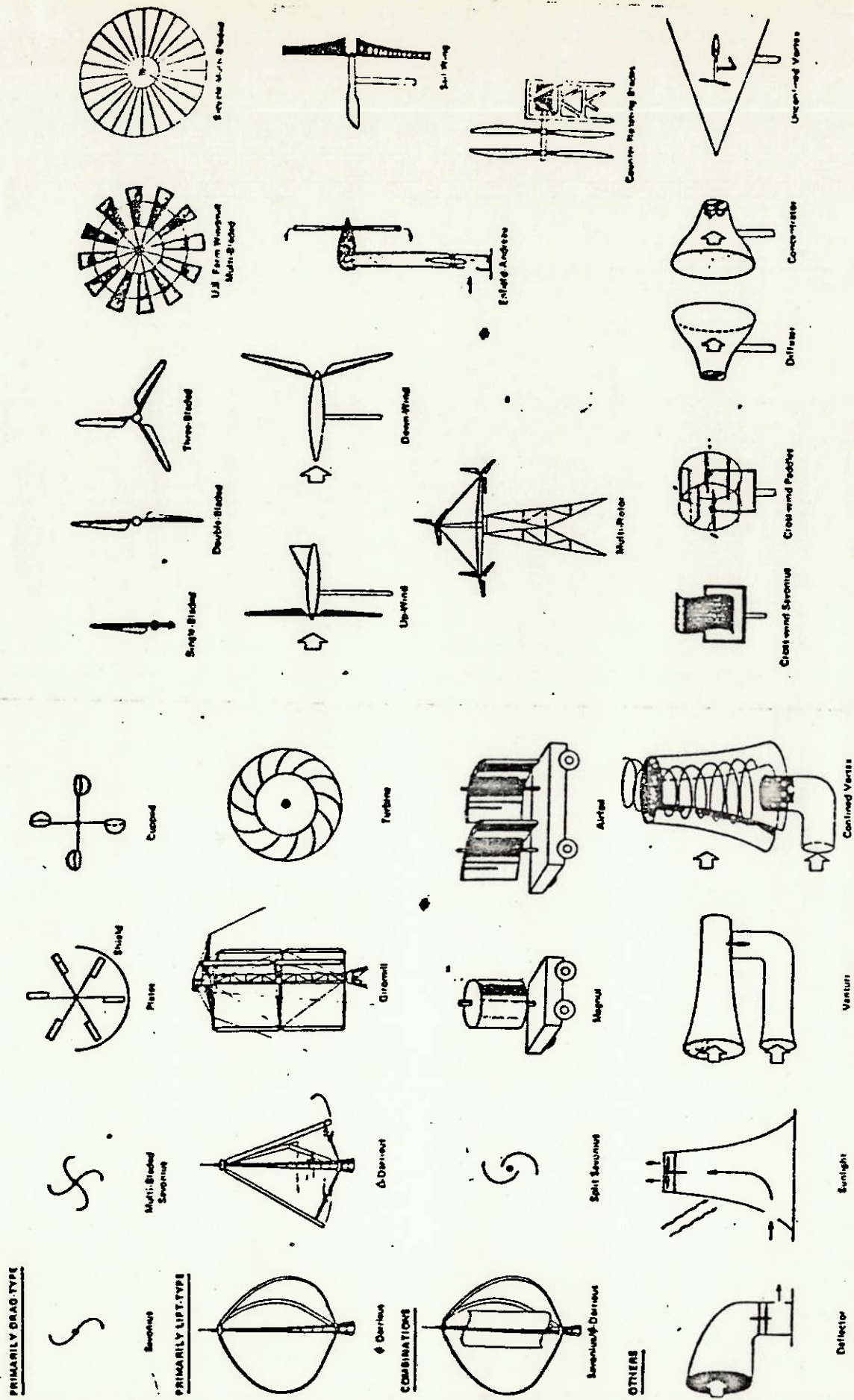


Figura 2.10 Sistemas para Captação de Energia Eólica
 Extraído da Ref. Bibliográfica [3]

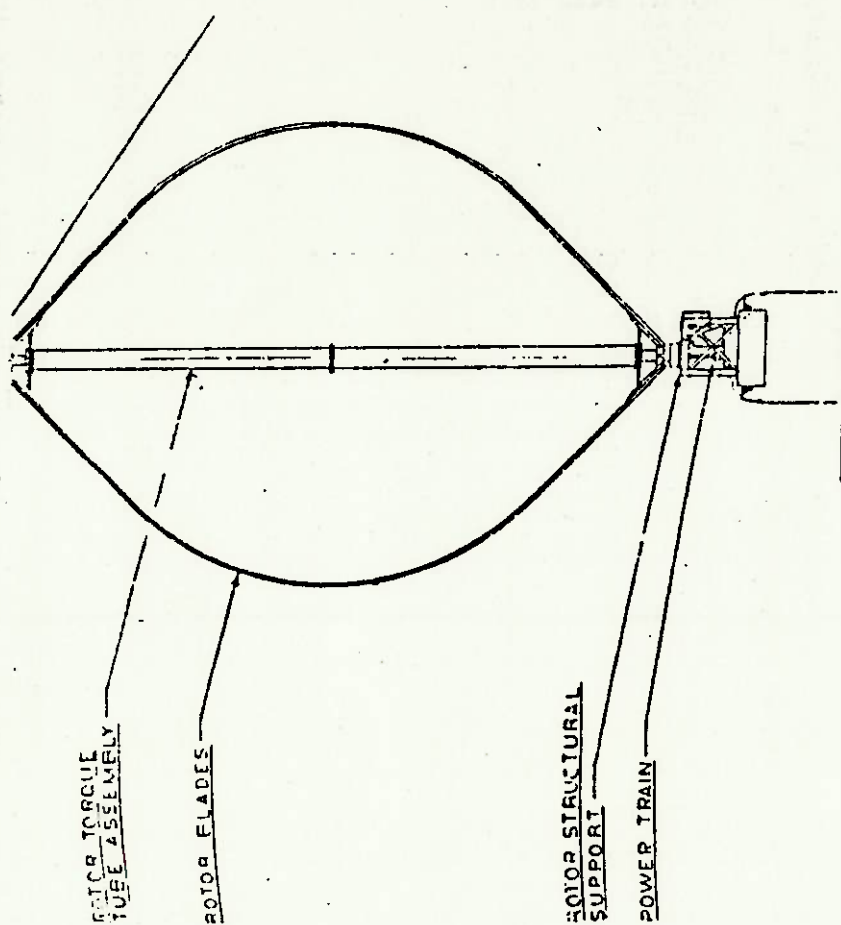
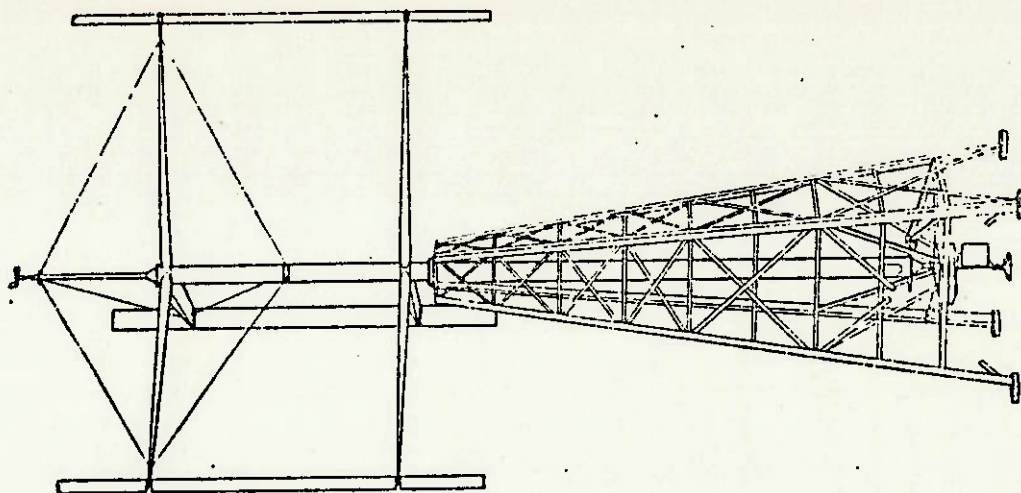


Figura 2.11 - Darrieus System e Giromill
Ref. bibliográfica n.3

Verifica-se na figura 2.10 que são múltiplos os

dispositivos capazes de desempenhar tal função.

Por questão de eficácia, vamos selecionar quatro sistemas:

- Rotor Multipás
- Rotor Tipo Propeller
- Rotor Darrieus
- Rotor Ciclogiro

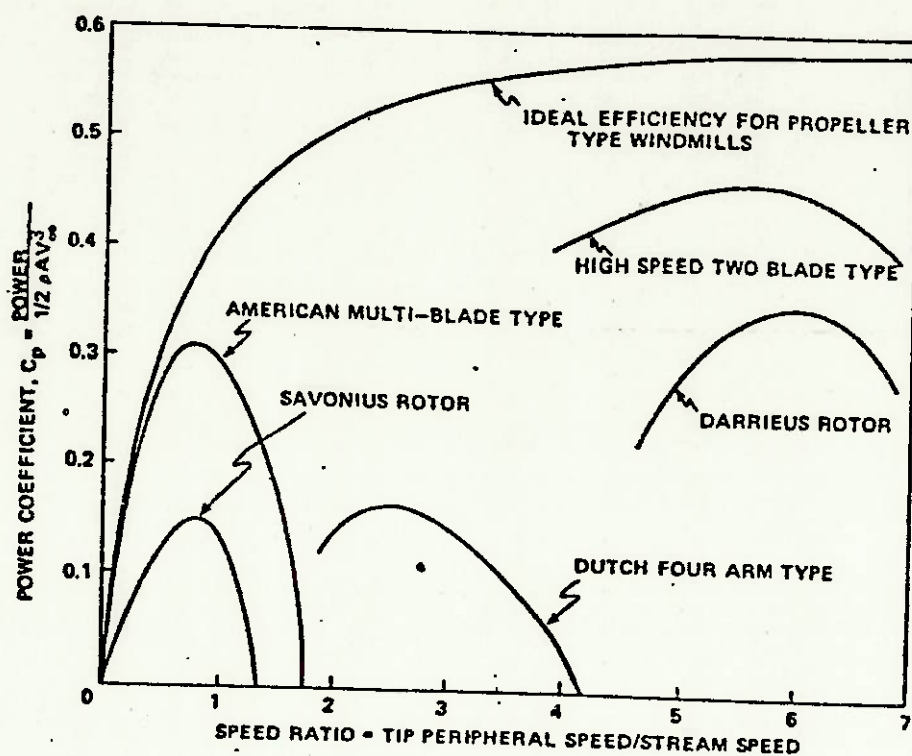


Figura 2.12 - Rendimento de diversos rotores
Ref. bibliográfica n.3

O rotor múltipás, o mais antigo e tradicional de todos, é bastante eficiente em velocidades de vento reduzidas. Ao elevar-se pequena fração desta velocidade, temos vertiginosa queda do rendimento, o que torna o sistema pouco eficiente para o espectro total de ventos em regiões propícias ao uso de equipamentos eólicos. As perdas de potência na transmissão multiplicadora de velocidades também é muito alta, já que o gerador gira a 1800 rpm e o rotor a aproximadamente 60 rpm.

O sistema "Propeller", que pode ter 1 a 8 pás, é de excelente performance para o espectro total de ventos, além de funcionar a altas rotações, reduzindo perdas na transmissão. Seu custo global é, porém, elevado.

Os sistemas Darrieus e Ciclogiro são de boa eficiência e de custo global razoável, já que tais conjuntos não necessitam da função "Direcionar Rotor", que é executada pelo leme de vento e base giratória. Por outro lado, tais sistemas requerem o acréscimo de uma outra função: "Iniciar Movimento". Ela é necessária pois o equipamento não é capaz de sair do estado de inércia sozinho. Tem-se, portanto, a eliminação de uma função e o acréscimo de outra, com custo relativamente equivalente.

Apelou-se então pelos conceitos de estética, rendimento global, e aceitação dos aparelhos em países onde se faz uso intensivo de turbinas eólicas. O resultado faz-se favorável ao sistema Propeller de 3 pás, que é atualmente utilizado por todos os fabricantes de turbinas eólicas na Dinamarca.

A tabela seguinte resume as características de diversos tipos de rotor.

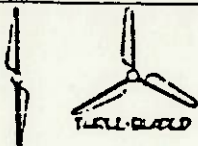
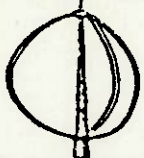
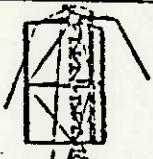
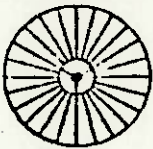
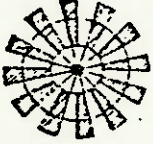
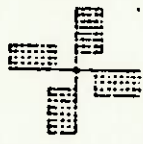
Rotor Type	Tip/Speed Ratio Range	C_p^*	RPM	Torque	Typical Load
Propeller (lift) 	6 to 10 (up to 20)	0.42	High	Low	Electrical Generator
Darrieus (lift) 	5 to 6	0.40	High	Low	Electrical Generator
Cyclogiro (lift) 	3 to 4	0.45	Moder- ate	Moder- ate	Electrical Generator or Pump
Chalk Multi-Blade (lift) 	3 to 4	0.35	Moder- ate	Moder- ate	Electrical Generator or Pump
Sailing (lift) 	4	0.35	Moder- ate	Moder- ate	Electrical Generator or Pump
Fan-Type (drag) 	1	0.30	Low	High	Pump
Savonius (drag) 	1	0.15	Low	High	Pump
Dutch-Type (drag) 	2 to 3	0.17	Low	High	Pump or Mill Stone

Tabela 2.13 - Características operacionais dos principais tipos de rotor
Ref. bibliográfica n. 28

Quanto ao material da hélice, não há dúvida em optar

pela fibra de vidro convencional laminada em moldes tipo fêmea. As vantagens deste material são:

- produtos acessíveis no mercado
- facilidade de fabricação
- custo reduzido em matéria prima e mão de obra direta
- baixo custo de moldes
- excelente resistência mecânica
- excelente durabilidade
- baixo momento de inércia da hélice (pode ser oca), beneficiando o desempenho do conjunto

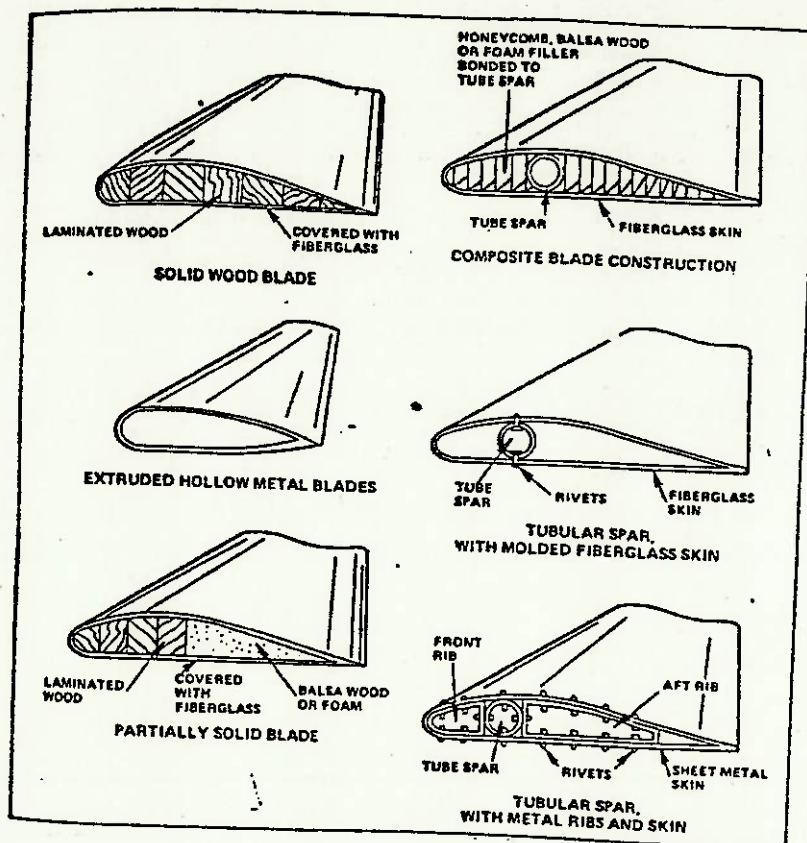


Figura 2.14 - Típicos métodos de construção de asas
Ref. bibliográfica n. 3

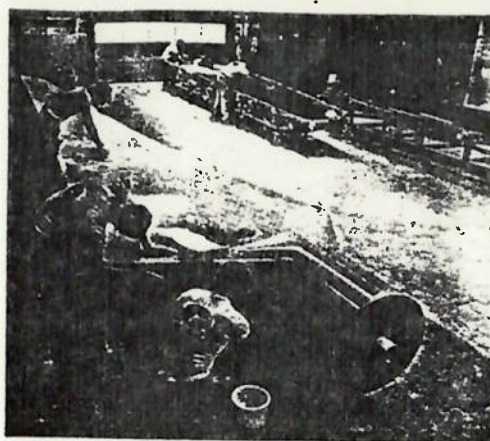
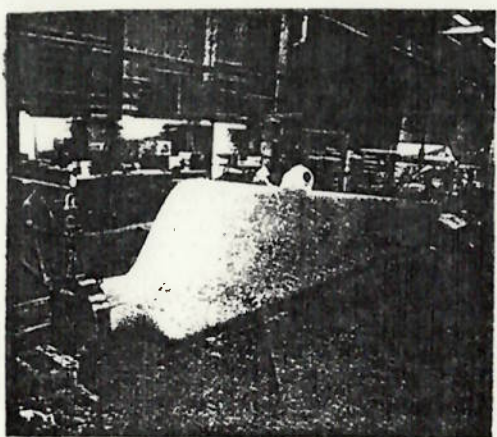
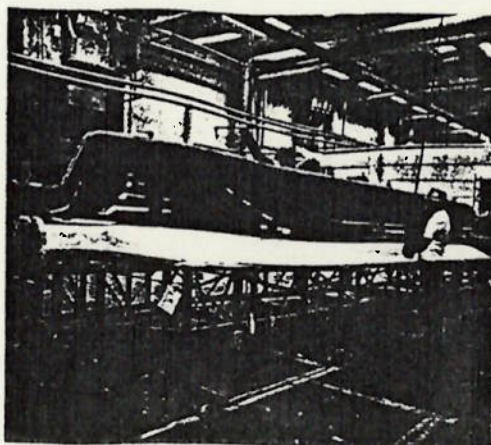
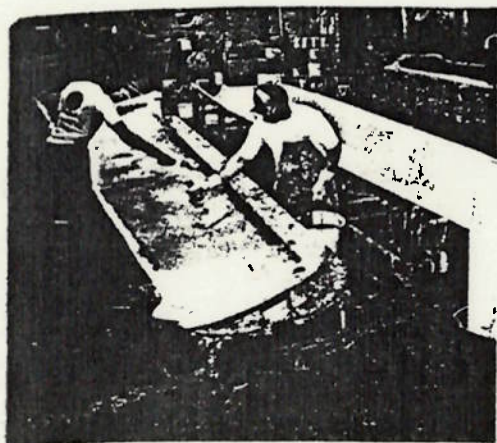


Figura 2.15 - Etapas da laminação de uma hélice de Ø 20 metros

2.5.3 -ELEVAR ROTOR

. Necessidade relativa da Função :	14,50 %
. Custo relativo da Função :	5,23 %
. Custo da Função :	90,00
. Componentes :	Torre

Na análise desta função dois fatores assumem maior destaque:

- Tipo de Torre
- Dimensões da Torre

Dependendo das especificações destes fatores, poderemos obter melhor desempenho do aparelho sem grandes incrementos de custo.

Os principais sistemas de torre utilizados são:

- tubular de concreto
- tubular de metal
- treliça auto-suportável
- treliça com estaiamento
- poste de madeira
- telescópica

Como o aparelho em desenvolvimento é de pequeno porte, optou-se pela "treliça com estaiamento", que permite boa resistência estrutural e é bastante abundante no mercado de torres para antenas de rádio amador. Além do mais, este sistema é de custo muito baixo e de peso bastante reduzido, sendo normalmente oferecido em módulos de 2 metros. Têm-se, portanto, facilidade de transporte e instalação da torre.

É interessante ressaltar que ao comprar-se uma turbina eólica, o cliente tem total liberdade de selecionar o tipo de torre que mais lhe agrada, cabendo à fábrica apenas indicar quais os tipos mais apropriados e seguros. O cliente pode até utilizar um poste comum de eletrificação (concreto ou madeira) e paratear seu investimento inicial.

Quanto à altura da torre, convencionalmente costuma-se utilizar dimensões entre 10 e 15 metros, conforme o tipo de terreno.

Num terreno de rugosidade elevada, se utilizarmos uma torre de 18 metros ao invés de 12, poderemos obter uma elevação de aproximadamente 50 % no total de energia gerada anualmente.

A tabela abaixo exemplifica a importância que se deve dar à altura da torre.

Rugosidade do terreno	altura (m)	Produção Anual (KWH)		
		12	18	24
0		162,000	173,000	180,000
1		104,000	121,000	132,000
2		75,000	92,000	105,000
3		34,000	50,000	63,000

Tabela 2.16 - Produção estimada de Energia para vários tipos terreno e diferentes alturas de torres.
Ref. bibliográfica n. 6

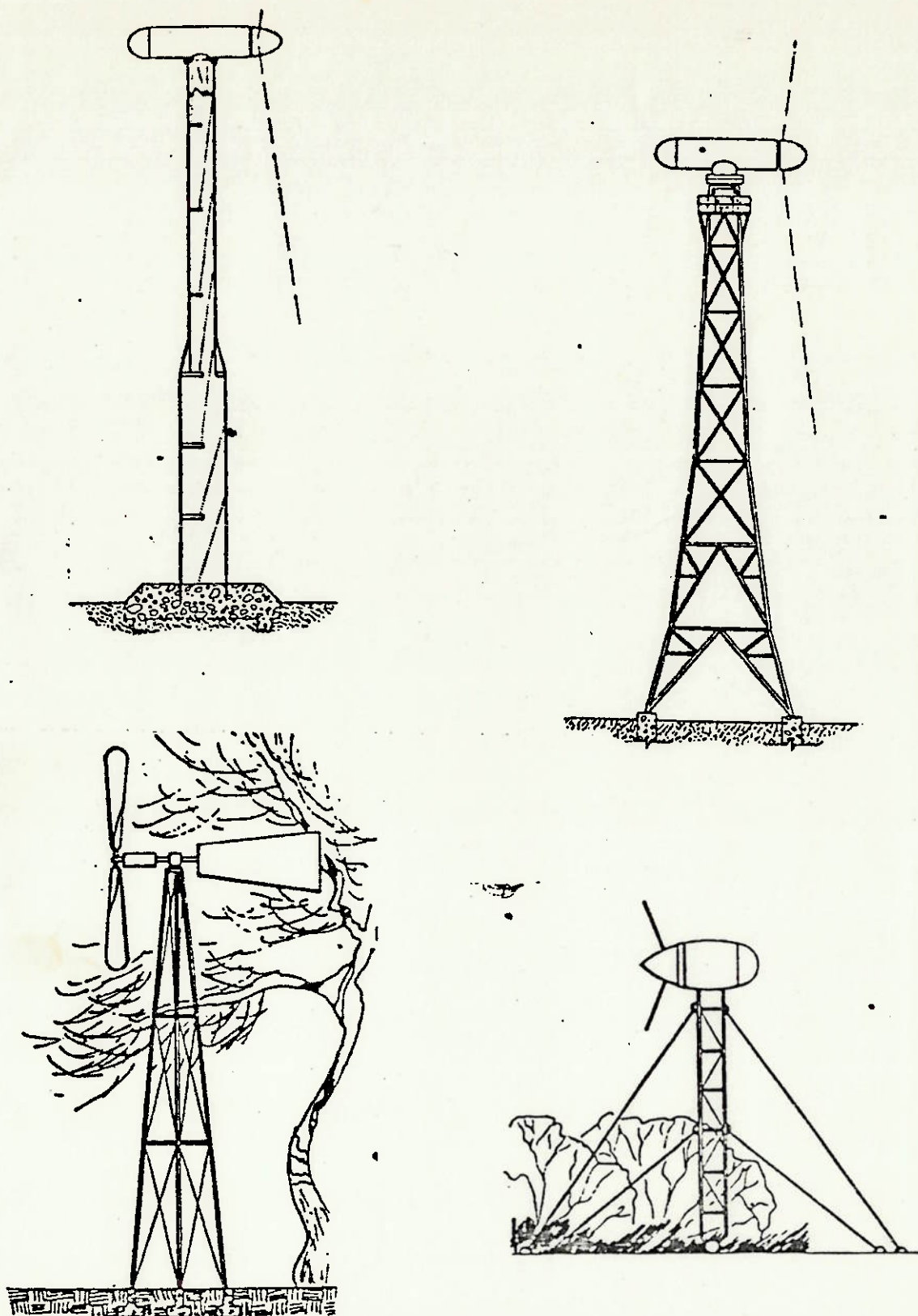


Figura 2.17 - Tipos convencionais de torres
Ref. bibliográfica n. 3

2.5.4 -SUSTENTAR CONJUNTO

. Necessidade relativa da função :	10,9 %
. Custo relativo da função :	3,49 %
. . Custo da função :	60,00
. Componentes :	Carcaca de ferro fundido

Comparando-se a porcentagem de custo com a necessidade relativa, vemos que há certa coerência em usar-se o sistema de "carcaca fundida". Mas, a busca de otimização constante deve questionar qualquer que seja o sistema em uso.

Algumas sugestões foram feitas como :

- Mudar material do fundido para ligas mais baratas ou material composto
- Eliminar-se o fundido substituindo-o por chassi tubular soldado
- Eliminar-se o fundido e usar-se um chassi de chapa recortada ou estampada

Após analisar-se as sugestões, conclui-se que a opção "usar um chassi de chapa cortada e dobrada" era a mais interessante. As vantagens de tal sistema são :

- Preço da chapa cortada e dobrada é bastante inferior ao ferro fundido
- Maior facilidade e precisão na usinagem e ajustes de montagem
- Redução sensível no peso
- Não necessita de processos de terceiros, já que o corte e dobragem de chapa podem ser feitos na empresa
- Maior facilidade e manutenção do aparelho
- Eliminação de moldes para fundição

A única desvantagem de tal sistema seria a eliminação da função secundária "proteger conjunto". Mas, pode-se introduzir, a baixo custo, uma carroceria de fibra de vidro. Tem-se então uma configuração final mais leve, mais barata e mais manipulável.

2.5.5 -POSICIONAR ROTOR

• Necessidade relativa da Função :	12,7 %
• Custo relativo da Função :	4,30 %
• Custo da função :	74,00
• Componentes :	Leme + Base Giratória

Conforme citou-se anteriormente, poderia-se eliminar esta função com o uso de um rotor tipo Savonius ou Darrieus. Mas, o benefício não seria compensado, pela queda de rendimento, além de outras implicações.

Procurou-se aqui criticar a forma e materiais empregados, chegando-se ao limite de resistência mecânica do conjunto "leme" e "base giratória". Sem o superdimensionamento costumeiro tem-se economia de material.

É importante ressaltar que há muitas turbinas tipo "Propeller" que não usam o leme de vento. Porém, um dos sistemas abaixo é acrescentado:

- A) Um microprocessador aciona um sistema motor auxiliar que alinha o aparelho ao vento
- B) A força de arrasto sobre a hélice alinha o aparelho
- C) Um rotor pequeno é colocado perpendicularmente ao eixo da turbina. É um sistema de leme mecânico

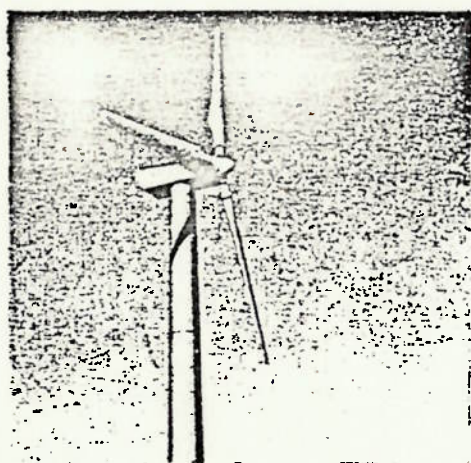


Ilustração do sistema "A"
Extraído de manuais do
fabricante

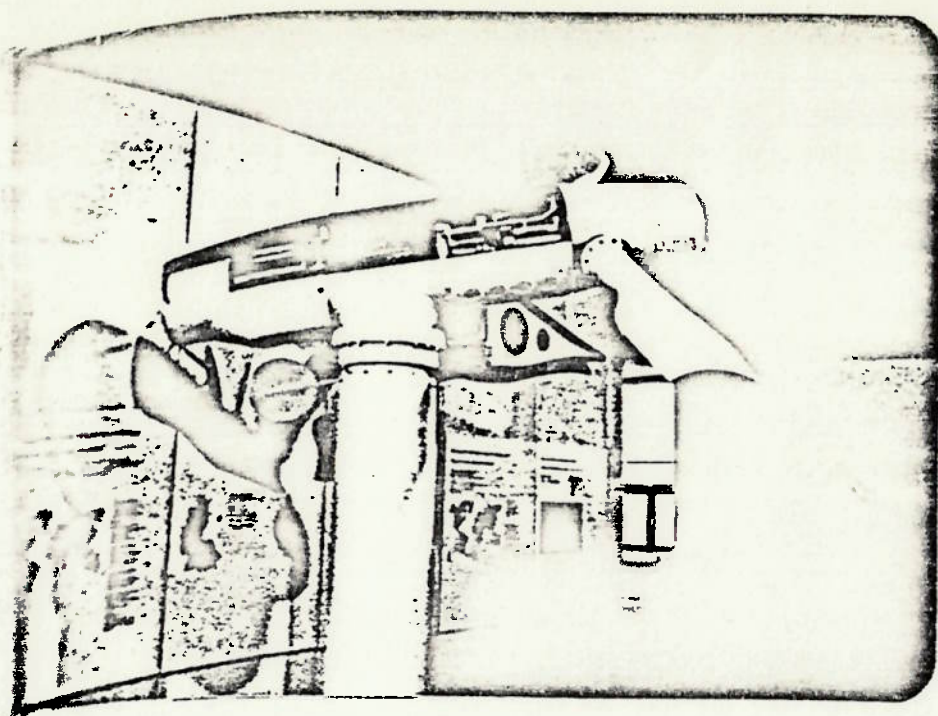


Ilustração do
sistema "B"

Figura 2.18 - Sistemas para posicionamento da hélice

O primeiro e último mecanismo são inviáveis em aparelhos pequenos. O segundo é descartado pela queda de rendimento devido à "sombra de vento da torre" e pelos acréscimos de custo ocasionados no aumento do comprimento do aparelho, que se faz necessário para obter-se o momento entre a hélice e a base giratória.

Têm-se finalmente o "tradicional leme de vento" como solução ideal.

A configuração final adotada é:

- Leme de Vento:

- Construído em 2 partes de fibra de vidro
- Braço do leme em perfil "L" com cabos de aço para estruturação

- Base giratória:

- Peças usinadas em aço com apoio sobre rolamentos, evitando engripamento
- Contatos elétricos tipo "trolley", com uso de materiais acessíveis, em dimensões padronizadas

2.5.6 -MULTIPLICAR ROTAÇÃO

• Necessidade relativa da Função :	10,0 %
• Custo relativo da Função :	52,32 %
• Custo da Função :	900,00
• Componentes :	Caixa Multiplicadora de Velocidade

Sem dúvida alguma, esta é a função mais crítica em termos de custo.

A defasagem entre importância e custo é brutal e pode ser aí o ponto principal para reduzir-se drasticamente o custo do aparelho.

Praticamente todos os aparelhos fabricados atualmente utilizam um sistema de engrenagens que permite multiplicar a rotação da hélice a uma relação de até 40:1. Tal sistema é necessário devido à alta rotação do gerador proporcionalmente ao rotor.

A relação entre estas duas velocidades será portanto resultado de três fatores:

- Características do gerador
- Tipo de rotor usado - cada rotor possui um rpm ideal para cada velocidade de vento
- Velocidade do vento de maior rendimento da turbina

Portanto, se utilizarmos uma hélice de 2 ou apenas 1 pá numa região com ventos extremamente fortes, não será necessário a multiplicação de rotações.

Mas para condições normais de uso, se quisermos obter bom rendimento do sistema devemos acrescentar esta função de "Multiplicar Rotação".

As soluções propostas foram:

- Fabricar a caixa redutora de maneira simplificada
- Utilizar sistema de transmissão por correias
- Utilizar sistema de transmissão por corrente

Analisando-se as propostas acima, verifica-se que a utilização do sistema de correntes é o ideal, obtendo-se as seguintes vantagens:

- . Queda de custo em aproximadamente 90%
- . Facilidade de manutenção (lubrificação e vistoria)
- . Maior mobilidade na eventual necessidade de alteração da relação de rotações

As únicas desvantagens são:

- . Aumento de ruídos
- . Maior necessidade de lubrificações
- . Aumento do espaço (distância entre eixos) ocupado pelo sistema
- . Perda de rendimento

Não se tem conhecimento de nenhuma turbina eólica que utilize o sistema proposto. Porém, devemos considerá-lo, pois a queda de custos é extremamente compensadora.

2.5.7 -CONTROLAR ROTACÃO E SOBRECARGAS

- . Necessidade relativa da função : 3,60 %
- . Custo relativo da função : 5,35 %
- . Custo da função : 92,00
- . Componentes :
 - Controlador Centrífugo de Passo
 - Mancal da Hélice

Apesar do custo relativo desta função ser pequeno, vemos que ele é superior à necessidade relativa.

Tal função pode ser considerada como a mais polêmica desta Análise de Valores pois é grande o número de soluções possíveis.

Pela análise dos catálogos de diversos aparelhos e pelas teorias aerodinâmicas e eletrótécnicas, conclui-se inicialmente que:

- O gerador precisa ter algum dispositivo que lhe alivie o excesso de sobrecarga, a não ser no caso de superdimensioná-lo, resistindo a qualquer velocidade de vento.

Mas se enfocarmos sob o aspecto probabilístico do vento, será imediata a conclusão de que o custo-benefício de um superdimensionamento é inviável, além de perdemos rendimento nas baixas potências.

Portanto, devemos colocar um dispositivo para controle de "overspeed".

Os principais dispositivos sugeridos foram:

- Sistema de "Embandeiramento"
- Sistema Centrífugo de Aletas na pás
- Sistema Centrífugo de pontas móveis (Tip-Bracke)
- Sistema de freio a disco de eixo
- Sistema de passo variável com ajuste centrífugo
- Stall

O sistema de "Embandeiramento" ilustrado pela figura

2.19 é um dos mais antigos, sendo muito usado em cataventos para bombeamento de água. Seu custo é bastante baixo pois consiste de uma mola e mancal que formando um ângulo com o eixo, retira a hélice de sua posição ideal com o aumento do vento. Este sistema tem a consequência de reduzir drasticamente o rendimento global, além de gerar esforços dinâmicos perigosos à estrutura.

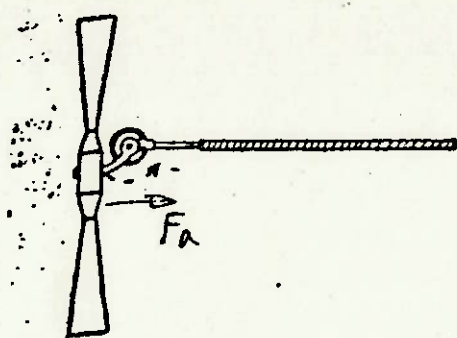
O sistema centrífugo de aletas nas pás e o de pontas móveis estão ilustrados na figura 2.20. Seus custos são bastante atrativos e o desempenho da turbina também é bom. Estes sistemas são bastantes difundidos entre os aparelhos mais modernos (principalmente o Tip-Bracke).

O sistema de freio a disco é bom para equipamentos pesados, pois o custo total deste dispositivo é bastante elevado, que necessita inclusive de um microprocessador para acioná-lo.

O sistema de passo variável com ajuste centrífugo (utilizado pelo IPUA-2200), não é recomendado tecnicamente devido à variação de atritos entre as partes girantes das pás ao longo do tempo, o que provoca drásticas alterações à configuração inicial.

O sistema de auto-regulação pelo stall é o mais simples e é, atualmente, o mais utilizado pela maioria de fabricantes internacionais. Sua utilização iniciou graças ao avanço de teorias aerodinâmicas que permitiram ao projetista explorar este fenômeno com grande precisão.

Finalmente pode-se concluir que o sistema de Stall + tip-bracke são a combinação mais indicada para o aparelho em desenvolvimento.



A roda eclipsada nos fortes ventos.

Tipo Eclipse com 1 leme e roda excentrica.

Figura 2.19 - Sistema de Embandeiramento

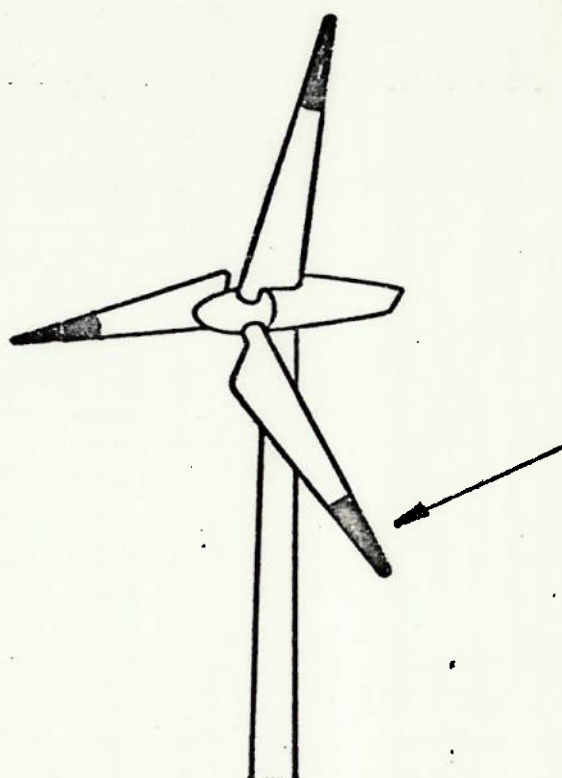
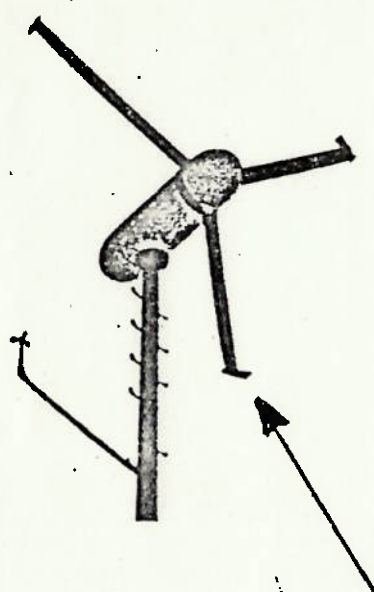


Figura 2.20 - Sistema de Pontas Móveis e Aletas nas Pás

2.5.8 -SUSTENTAR ROTOR

. Necessidade Relativa da Função :	1,8 %
. Custo Relativo da Função :	0,35 %
. Custo da Função :	6,00
. Componentes :	Eixo da hélice

Esta função, apesar do baixo custo relativo, poderia ser eliminada caso o rotor fosse acoplado diretamente ao eixo do gerador. Porém, a perda de rendimento global é tão elevada que não compensaria.

A única maneira que possibilita reduzir seu custo está no dimensionamento correto do eixo, bem como no material e processo de fabricação utilizado.

2.5.9 -REDUZIR FRICÇÃO

. Necessidade Relativa da Função :	0,9 %
. Custo Relativo da Função :	1,2 %
. Custo da Função :	20,00
. Componentes :	Rolamentos do Eixo

A relação entre necessidade e custo relativos estão bastante próximos para esta função. No entanto, poderia-se reduzir seu custo procedendo-se da seguinte forma:

- Substituir rolamentos por buchas plásticas
- Substituir rolamentos (auto compensadores) por outros mais baratos (esferas)

A solução "a" seria a mais econômica, porém ela implica-

ria em problemas sérios como desgaste excessivo e perda de rendimento.

A solução "b", que será a definitiva, só é possível de uso com a substituição do alojamento do rolamento na carcaça de ferro fundido por uma caixa de mancal parafusável no chassi. Neste caso não estaremos comprometendo a montagem, que se tornaria impossível com o menor desalinhamento do eixo ou dos rolamentos no uso de carcaça de ferro fundido.

2.5.9 -UNIR EIXOS

. Necessidade Relativa da Função :	0 %
. Custo relativo da Função :	0,23 %
. Custo da Função :	4,00
. Componentes :	Acoplamentos

Apesar da "quase insignificância" do custo desta função, ela não será necessária com a eliminação da caixa multiplicadora de velocidades.

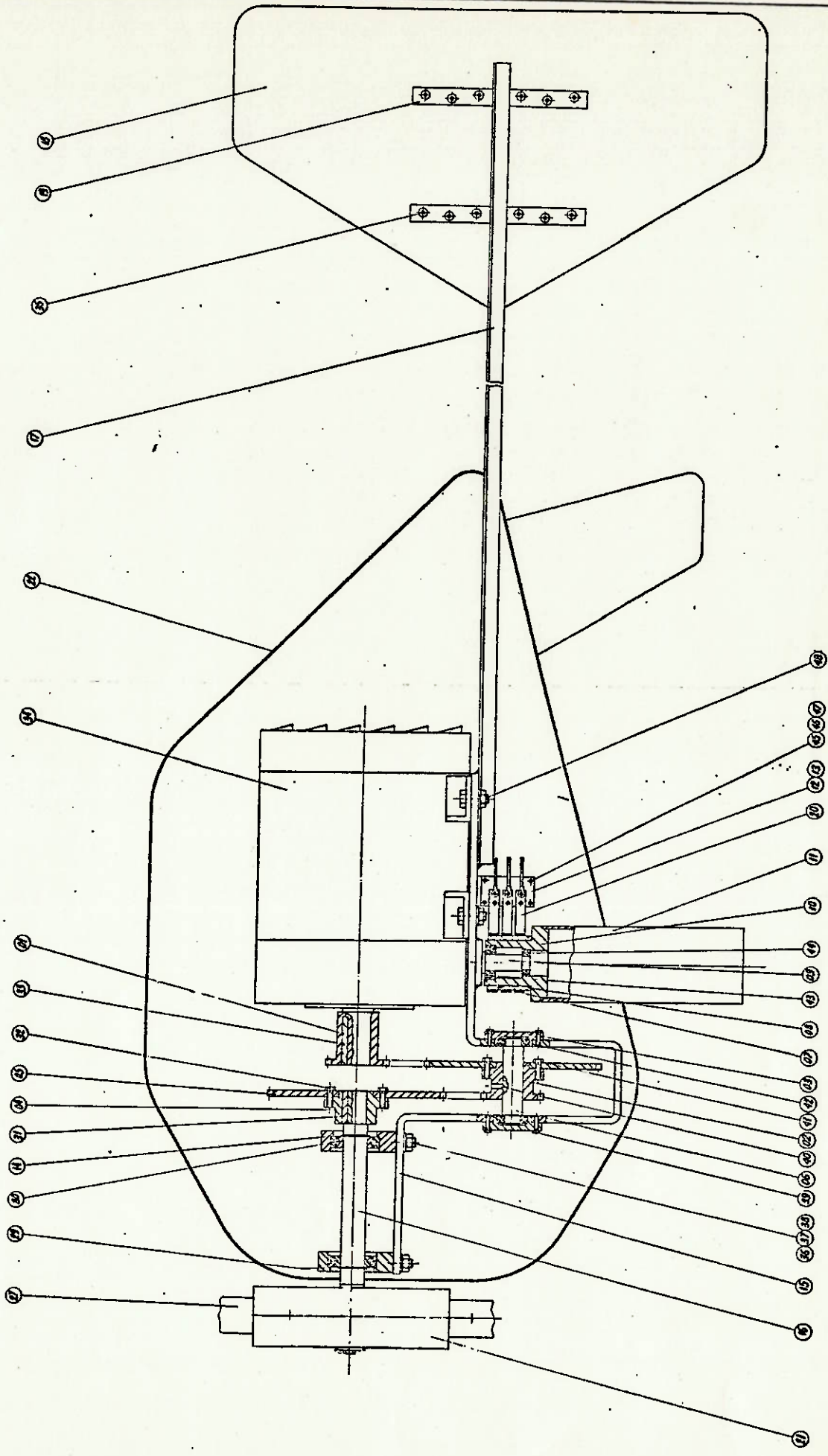
2.6 -CONCLUSÃO

Após realizar-se a análise de valores e desenvolver alternativas inovadoras, conclui-se inicialmente que:

- É possível reduzir-se drasticamente o custo do aparelho, principalmente pela substituição da caixa de engrenagens pelo sistema de corrente.
- É possível melhorar a segurança geral do aparelho pela adoção do sistema de Stall como controlador de sobrecargas.

Teremos, então, excelentes vantagens tanto ao fabricante como ao consumidor.

DESENHO DO PRODUTO PROPOSTO



BIBLIOGRAFIA

- [1] Braga, Sergio Leal - "Análise Experimental e Simulação de Desempenho de Rotores Eólicos do Tipo Darrieus".
Dissertação de mestrado. PUC-RJ. 1981.
- [2] B.F. Blackwell, R.E. Sheldahl, and L.V. Feltz. - "Wind Tunnel Performance Data for Two and Three Cup Savonius Rotors".
Sandia Laboratories, SAND 76-0131
- [3] Hunt, V. Daniel. "Windpower - A handbook on Wind Energy Conversion Systems".
Van Nostrand Reinhold Company. New York . 1981
- [4] Abbott, I.H. e Doenhoff, Von - "Theory of Wing Sections".
Dover Publications, INC . New York. 1958
- [5] Wheatley, J.B. - "An Aerodynamic Analysis of the Autogiro Rotor With a Comparison Between Calculated and Experimental Results".
NACA report 487 , 1934
- [6] Glauert, H. - "The Elements of Aerofoil and Airscrew Theory".
Cambridge, University Press, 1948
- [7] Cornet, Jean Luc. "Evaluation of the Unsteady Effects for a class of Wind Turbines". Tese de Doutorado.
California Institute of Technology . 1984
- [8] Petersen, Helge. "Simplified Laws of Similarity for Wind Turbine Rotors".
Riso - M - 2432 . Denmark . 1984
- [9] Merritt, H.E. "Gears". Sir Isaac Pitman & Sons Ltd.
Londres. 1943
- [10] Chironis, N.P. - "Gear design and Application".
Mc-Graw-Hill. 1967
- [11] Facciolla, Arthur O.C. - "Desenvolvimento de um Gerador Eólico". Trabalho de Formatura em Engenharia de Produção.
EPUSP. 1987

- [12] II Workshop Sobre Energia Eolica. UFRGS.
Porto Alegre, 8 de Julho de 1987 .
- [13] I Workshop Sobre Energia Eólica. UFRS.
Rio de Janeiro, Agosto de 1987.
- [14] Petersen, Helge - "A Survey of Measuring Methods at
Test Stations for Wind Turbines".
Riso - M - 2452 . Denmark . 1984
- [15] Lundsages, Per - "Experience With the Gedser Windmill
and Small Danish Windmills".
Riso National Laboratory. Denmark . 1982
- [16] Pedersen, Troels Friis - "Measurements of Performance of
a Rotor With 8-m Wind Turbine Blades from Micon A.T."
Riso - M - 2547. Denmark. 1986.
- [17] Rasmussen, Flemming - "Blad - og rotorlaster for
Vestas 15" . Riso - M - 2392. Denmark . 1983 .
- [18] Petersen, Helge - "Development of commercial Danish Wind
Turbines" . Riso - M - 2661. Denmark . 1987 .
- [19] Pedersen, Troels F. - and Rasmussen, Flemming -
"Measurements and Calculations of Forces on the Blades
of a Stall-Regulated HAWT".
Riso - M - 2346. Denmark. 1982 .
- [20] Sautchuk, Jaime. O Escândalo da Hidroelétrica de Balbina.
O Estado de São Paulo. S.P., 31 de Julho de 1988, pg. 50.
- [21] John, Liana. "Impacto de Usinas é Imprevisível". O Estado
de São Paulo. S.P., 25 de Outubro de 1988, pg.50.
- [22] Mendonça, Eleno. "País Poderá Racionar Energia". O Estado
de São Paulo. S.P., 2 de Novembro de 1988. pg.22.
- [23] "O Otimismo da Eletrobrás". O Estado de São Paulo, 26 de
Outubro de 1988, pg. 23.
- [24] Dinamarca. Riso National Laboratory. The Test

Station For Windmills. 1987.

- [25] Chauvigny, Pierre. "Recintos Acústicos Hi-Fi". Madrid, Espanha, 1977.
- [26] Jornal da USP. "Conquista de Combustível nuclear trará economia de US\$ 4 milhões". São Paulo, 14 setembro 1988, n.61, pg.1
- [27] Palz, Wolfgang. "Energia Solar e Fontes Alternativas". São Paulo. Hemus Livraria, 1981.
- [28] Facciolla, Arthur O.C. "A Energia Eólica em Aplicações Industriais". Anais do Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Vol.I. São Carlos. CESC-USP. set 1988.
- [29] Estados Unidos. Committee on Science and Technology. "Oversight Wind Energy Program". Washington, 1979.
- [30] Confederação Nacional da Indústria - Brasil. "Custos e Tarifas de Energia Elétrica". 1982.
- [31] Hirata, Miguel H. "Energia Eólica uma Visão Tecnológica". Capacitação para tomada de decisões na área de energia. Montevideo. Unesco. 1985
- [32] World Meteorological Organization. "Meteorological Aspects of the Utilization of Wind as an Energy Source". Genebra. Suíça 1981
- [33] Araujo, Telmo Silva. "Energia Eólica no Brasil". Capacitação para a tomada de decisões na área de energia. Montevideo. Uruguai. Unesco, 1985.
- [34] Brasil. Ministério das Minas e Energia. Eletrobrás. "Atlas do Potencial Eólico Nacional". Rio de Janeiro, 1987 (versão preliminar).
- [35] Hirata, Miguel H.. "Energia Eólica : conversão e aproveitamento". São Paulo, Ed.Marco Zero/FINEP, 1985.
- [36] Marchione, Maria Fabiana. "Generacion con la Fuerza del

Viento". Tradução da revista World-Watch para a revista Energia y Petróleo. Argentina, julho 1988.

- [37] Toledo, Adauto P.. "Energia Eólica: Estudo de Viabilidade de Conversão em larga Escala no Brasil". Trabalho de formatura. DEP . EPUSP . 1988 .