



RAFAEL VALOTTA RODRIGUES

SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE

CAMPINAS

2014



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Agrícola

RAFAEL VALOTTA RODRIGUES

SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE

Orientador: Prof. Dr. Luiz Antonio Rossi

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola da Faculdade de Engenharia Agrícola da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Engenharia Agrícola, na área de concentração em Construções Rurais e Ambiente.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA
DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO RAFAEL VALOTTA
RODRIGUES E ORIENTADO PELO PROF. DR. LUIZ ANTONIO
ROSSI

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2014

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

R618s Rodrigues, Rafael Valotta, 1985-
 Simulação do desempenho de aerogeradores de pequeno porte / Rafael
 Valotta Rodrigues. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.

 Orientador: Luiz Antonio Rossi.
 Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de
 Engenharia Agrícola.

 1. Energia eólica. 2. geração de energia. 3. Aerodinâmica. I. Rossi, Luiz
 Antonio, 1957-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
 Agrícola. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Performance simulation of small wind turbines

Palavras-chave em inglês:

Wind energy

Energy generation

Aerodynamics

Área de concentração: Construções Rurais e Ambiente

Titulação: Mestre em Engenharia Agrícola

Banca examinadora:

Luiz Antonio Rossi [Orientador]

Odivaldo José Seraphim

Luiz Felipe Mendes de Moura

Data de defesa: 09-05-2014

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Agrícola

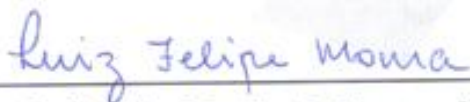
Este exemplar corresponde à redação final da **Dissertação de Mestrado** defendida por **Rafael Valotta Rodrigues**, aprovada pela Comissão Julgadora em 09 de maio de 2014, na Faculdade de Engenharia Agrícola da Universidade Estadual de Campinas.



Prof. Dr. Luiz Antonio Rossi – Presidente e Orientador
Feagri/Unicamp



Prof. Dr. Odivaldo José Seraphim – Membro Titular
FCA/Unesp



Prof. Dr. Luiz Felipe Mendes de Moura – Membro Titular
FEM/Unicamp

Dedicatória

Esta dissertação é dedicada a todos os cientistas e futuros cientistas que pretendem desvendar os fenômenos físicos que envolvem a geração de energia elétrica por fonte eólica. Dedico todos os meus momentos de esforço e trabalho árduo aos que consultarem essa dissertação no futuro. Dedico essa dissertação também às pessoas que, como eu, são fascinadas pela ciência.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço ao professor Luiz Antonio Rossi, pela oportunidade concedida de trabalharmos juntos, quando nos conhecemos em 2010. Agradeço ao profissionalismo, aos momentos sérios e descontraídos que vivemos juntos durante esses últimos anos.

Agradecimentos à empresa CPFL Energia pela oportunidade de participar do programa de P&D projeto DE0042 como bolsista Mestrando. Em especial, agradecimentos aos Engenheiros Rafael Moya e Antônio Donadon, funcionários da CPFL com quem mais convivi nesses anos.

Agradecimentos ao professor Luis Felipe Mendes Moura, pelo apoio nas minhas dúvidas ao longo do Mestrado, principalmente com relação à análise do desempenho aerodinâmico dos rotores dos aerogeradores.

Agradecimentos às colegas de trabalho, Juliana e Karina, pela convivência harmoniosa, risadas, enfim, pela ótima companhia durante esses últimos dois anos.

Agradeço a Mayra Cadorin Vidal, minha esposa, e pessoa mais importante da minha vida. Não tenho palavras no momento para descrever como a Mayra mudou minha vida. E claro, não poderia deixar de citar nossa gata, a Matita.

Agradeço aos meus pais, Maria da Penha Valotta Rodrigues e Antônio Donisete, por serem pessoas maravilhosas que me criaram e educaram para a vida. Às minhas irmãs, Camile Valotta Rodrigues e Mariana Valotta Rodrigues, por fazerem parte dessa família maravilhosa.

Agradeço aos inúmeros amigos de Campinas. O pessoal do NIPE, IFGW e FEEC.

Resumo

A participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira vem aumentando continuamente desde 2005. A conexão de Aerogeradores de Grande Porte à rede elétrica foi permitida após a regulamentação do setor eólico no Brasil pela ANEEL, culminando com o crescimento contínuo do setor nos últimos cinco anos e a consolidação da participação da fonte eólica na matriz elétrica brasileira. O interesse pela utilização de Aerogeradores de Pequeno Porte no país aumentou, posto que sua conexão com a rede elétrica foi regulamentada pela ANEEL através da resolução 482. Acompanhando a evolução do uso de aerogeradores, metodologias para avaliação e simulação do desempenho de aerogeradores foram extensivamente desenvolvidas no século passado. Uma delas é o Método do Momento no Elemento de Pá, um modelo numérico unidimensional desenvolvido inicialmente por Glauert em 1920, utilizado para aferir o desempenho aerodinâmico do rotor do aerogerador. Neste trabalho, as curvas de desempenho de potência e curvas adimensionais de desempenho de dois aerogeradores de pequeno porte foram simuladas teoricamente utilizando o Método do Momento no Elemento de Pá. Posteriormente, a aplicação desses aerogeradores na situação de conexão com a rede elétrica ou em um sistema isolado eólico-baterias foi simulada por meio do programa computacional Homer, considerando três cidades diferentes: Campinas e Cubatão (Brasil/SP) e Roscoe (Estados Unidos / TX). O aerogerador nacional possui melhor desempenho aerodinâmico em baixas rotações, enquanto que o importado possui coeficiente de potência mais alto em altas rotações. Além disso, o aerogerador nacional produz mais energia elétrica para todas as localidades analisadas com exceção da cidade de Campinas (SP/BR), onde o aerogerador importado obteve melhor desempenho simulado. Considerando o sistema isolado eólico - baterias, a garantia de suprimento integral à carga elétrica simulada só é alcançada com um banco de baterias com muitas unidades e alto número de aerogeradores devido à intermitência da fonte eólica. O desempenho aerodinâmico do rotor e o custo da energia (\$/kWh) dependem fortemente das características técnicas do aerogerador e do recurso eólico local.

Palavras-chave: energia eólica, geração de energia elétrica, método do momento no elemento de pá, aerodinâmica, Homer.

Abstract

The use of the wind energy in the Brazilian energy matrix has been increasing since 2005. The connection of large wind generators to the grid was allowed after the regulation of the wind industry in Brazil by ANEEL, resulting in the continued growth of the sector over the past five years, and the consolidation of the use of wind energy in the Brazilian energy matrix. Interest in the use of Small Wind Turbines (SWT) in the country has grown, since the regulation of its connection to the energy grid by ANEEL by the 482 resolution. Following the evolution of wind turbine using, methodologies to evaluation and simulation of wind turbine performance were extensively developed last century. One of them is the numeric one-dimensional model based on the Blade Element Moment Method, first developed last century by Glauert to derive aerodynamic performance of wind turbine rotor. In this research, the power performance curve and non-dimensional performance curves of two small wind turbines of horizontal axis were evaluated simulated theoretically using the Blade Element Moment Method. Afterwards, the application of the wind turbines for on-grid and off-grid systems was simulated using the software Homer, considering three different cities: Campinas and Cubatão (Brazil/SP) and Roscoe (United States/TX). The national wind turbine has better aerodynamic performance in lower rotations, while the imported has higher power coefficient in higher rotations. Also, the national wind turbine produces more electric energy for all locations evaluated excepting for Campinas City (SP/BR), where the imported wind turbine had better simulated performance. Considering the off-grid wind batteries system, the full supply can be reached only using a bank battery with many units and several wind turbines due to the intermittency of the wind energy. The rotor aerodynamic performance and the cost of energy (\$/kWh) depend strongly of the technical characteristics and the local wind resource.

Keywords: wind energy, electric energy generation, blade element momentum method, aerodynamics, Home

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1a: Evolução da capacidade eólica instalada mundial acumulada nos últimos 15 anos.	5
Figura 2.1b: Evolução da capacidade eólica instalada mundial anual nos últimos 15 anos.	5
Figura 2.2: Evolução da Capacidade Instalada (C.I.) eólica total acumulada no Brasil.	6
Figura 2.3: Componentes de um aerogerador de pequeno porte.	7
Figura 2.4: Regiões típicas de operação para aerogeradores.	9
Figura 2.5: Curva de desempenho adimensional $C_p-\lambda$	12
Figura 2.6: Dados brutos de desempenho de potência, sem tratamento estatístico.	13
Figura 2.7: Modelo de disco atuador.	14
Figura 2.8: Nomenclatura de aerofólios e forças e momentos em uma seção de aerofólio.....	18
Figura 2.9: Exemplo da função de densidade de probabilidade de Weibull para $V_m=6m/s$	20
Figura 2.10: Diagrama elétrico de um sistema isolado eólico com baterias.	22
Figura 2.11: Diagrama elétrico de um sistema eólico conectado à rede elétrica.	23
Figura 3.1: Geometria de uma pá de aerogerador de eixo horizontal.	27
Figura 3.2: Esquema dos elementos de pá.	29
Figura 3.3: Ajuste polinomial de quinta ordem para os coeficientes de sustentação e arrasto do perfil de aerofólio do APP importado NACA4415.	31
Figura 3.4: Caracterização dos perfis de aerofólios do aerogerador nacional.	32
Figura 3.5: Carga elétrica de uma comunidade isolada no estado do Pará /BR, utilizada neste trabalho para realizar a simulação.	36
Figura 3.6: Simulação do Diagramas de Weibull.	38
Figura 4.1: Simulação do aerogerador NREL phase II, com aerofólio S802.	42
Figura 4.2: Coeficiente de Potência C_p em função da Razão de Velocidades de Periférica λ para aerogerador importado.	43

Figura 4.3: Coeficiente de Potência C_p pela Razão de Velocidades Periféricas λ para aerogerador nacional.	44
Figura 4.4: Curva de potência em função da velocidade da corrente livre de vento e da razão de velocidades periféricas para aerogerador importado.	45
Figura 4.5: Curva de potência em função da velocidade da corrente livre de vento e da rotação do aerogerador importado.	46
Figura 4.6: Curva de potência em função da velocidade da corrente livre de vento e da rotação do aerogerador nacional.	47
Figura 4.7: Curva de potência em função da velocidade da corrente livre de vento e da rotação do aerogerador nacional.	47
Figura 4.8: Distribuição do número de Reynolds nas pás do aerogerador importado, para RVP=4 e $V=6\text{m.s}^{-1}$	48
Figura 4.9: Distribuição do coeficiente de indução axial nas pás do aerogerador importado, para RVP=4 e $V=6\text{m.s}^{-1}$	49
Figura 4.10: Distribuição do coeficiente de indução tangencial nas pás do aerogerador importado, para RVP=4 e $V=6\text{m.s}^{-1}$	49
Figura 4.11: Distribuição do número de Reynolds nas pás do aerogerador nacional, para RVP=3 e $V=4\text{ m.s}^{-1}$	50
Figura 4.12: Distribuição do coeficiente de indução axial nas pás do aerogerador nacional, para RVP=3 e $V=4\text{m.s}^{-1}$	51
Figura 4.13: Distribuição do coeficiente de indução tangencial nas pás do aerogerador nacional, para RVP=3 e $V=4\text{m.s}^{-1}$	52
Figura 4.14: Influência da correção de Prandtl na curva adimensional $C_p-\lambda$ para o aerogerador importado.	53
Figura 4.15: Influência da correção de Prandtl na curva adimensional $C_p-\lambda$ para o aerogerador nacional.	53
Figura 4.16: Diagrama elétrico do sistema eólico conectado à rede elétrica pública: aerogeradores, barramento AC, inversor, rede elétrica pública e carga elétrica.	54
Figura 4.17: Diagrama elétrico do sistema isolado eólico com baterias.	58

Figura 4.18: Comparação do custo presente líquido do sistema isolado eólico com baterias e da opção de extensão da rede pública. 61

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Características técnicas dos aerogeradores.	24
Tabela 3.2: Simulações de sistemas eólicos e híbridos modeladas pelo Homer.	25
Tabela 3.3: Ajuste polinomial de quinta ordem para os perfis de aerofólio do aerogerador importado.	33
Tabela 3.4: Ajuste polinomial de quinta ordem para os perfis de aerofólio do aerogerador nacional.	35
Tabela 4.1: Resultados da simulação da conexão do aerogerador importado à rede elétrica pública.	55
Tabela 4.2: Resultados da simulação da conexão do aerogerador nacional à rede elétrica pública.	55
Tabela 4.3: Resultados da simulação do sistema isolado eólico - baterias, aerogerador importado.	58
Tabela 4.4: Resultados da simulação do sistema isolado eólico - baterias, aerogerador nacional.	59

LISTA DE ABREVIATURAS / SIGLAS

APP – Aerogerador de Pequeno Porte

AGP – Aerogerador de Grande Porte

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

EWEA – European Wind Energy Association

GWEC – Global Wind Energy Council

HOMER – Hybrid Optimization Model for Electric Renewables

IEC – International Electric Commission

NREL – National Renewable Energy Laboratory

MMEP – Método do Momento no Elemento de Pá

RVP – Razão de Velocidades de Ponta de Pá / Periférica

WWEA – World Wind Energy Association

LISTA DE SÍMBOLOS

R = raio do rotor [m]

r = raio local da pá [m]

Re = número de Reynolds [-]

a = coeficiente de indução axial [-]

a' = coeficiente de indução tangencial [-]

B = número de pás [-]

V = velocidade da corrente livre do vento [m/s]

V_{REL} = velocidade relativa do vento [-]

ω = velocidade angular [s^{-1}]

c = corda do aerofólio [m]

α = ângulo de ataque [$^{\circ}$]

β = ângulo de torção [$^{\circ}$]

θ = ângulo de inclinação das pás [$^{\circ}$]

ρ = densidade do ar atmosférico [kg/m^3]

λ = razão de velocidade de ponta de pá/periférica [-]

φ = ângulo de escoamento [$^{\circ}$]

σ = Solidez do rotor [-]

C_L = coeficiente de sustentação do aerofólio [-]

C_D = coeficiente de arrasto do aerofólio [-]

C_p = coeficiente de potência [-]

P = potência mecânica [W]

$P_{Gerador}$ = potência elétrica [W]

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos.....	2
1.1.1 Objetivo Geral.....	2
1.1.2 Objetivos específicos	2
2. REVISÃO DE LITERATURA.....	3
2.1 Aerogeradores.....	3
2.1.1 Do moinho de vento ao aerogerador	3
2.1.2 Aerogeradores de pequeno porte.....	6
2.1.3 Desempenho de aerogeradores.....	10
2.1.4 Aerodinâmica de aerogeradores.....	13
2.1.5 Caracterização do recurso eólico local.....	19
2.1.6 Aplicações de aerogeradores de pequeno porte	21
3. MATERIAL E MÉTODOS	24
3.1 Materiais.....	24
3.1.1 Aerogeradores	24
3.1.2 Dados aerodinâmicos para o aerogerador importado.....	24
3.1.3 Dados fornecidos pelo fabricante do aerogerador nacional	25
3.1.4 Programa computacionais	25
3.2 Métodos	26
3.2.1 Simulação do desempenho de potência	26
3.2.2 Simulação da aplicação de aerogeradores.....	36
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	41
4.1 Simulação do desempenho dos aerogeradores.....	41
4.1.1 Validação do código numérico	41
4.1.2 Simulação das curvas de desempenho adimensionais	42
4.1.3 Simulação das curvas de potência elétrica	44
4.1.4 Caracterização das pás	47
4.1.5 Influência da correção de Prandtl.....	52
4.2 Simulações da aplicação de aerogeradores	54

4.2.1 Aerogeradores conectados à rede elétrica (<i>On-grid</i>)	54
4.2.2 Aerogeradores não conectados à rede elétrica pública (<i>off-grid</i>)	57
5. CONCLUSÕES.....	61
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62

1. INTRODUÇÃO

Desde o ano de 2005, a capacidade instalada de aerogeradores apresentou crescimento anual contínuo no Brasil, atingindo o valor aproximado de 1500MW em 2012 segundo a ANEEL. Após a regulamentação do setor eólico pela ANEEL foi permitida a conexão de Aerogeradores de Grande Porte (AGP) com a rede elétrica local, consolidando a participação da energia eólica na matriz de energia elétrica nacional. A regulamentação tornou o setor eólico uma opção competitiva perante outras fontes de energia, tendo sido realizados grandes leilões de energia eólica nos últimos cinco anos.

Para Aerogeradores de Pequeno Porte (APP) já está regulamentada a conexão com a rede elétrica, através de legislação iniciada com o marco da resolução 482 da ANEEL, que estabeleceu as condições gerais para realização de microgeração e minigeração distribuída. Em contrapartida, devido ao recente interesse pela utilização de APP na matriz elétrica brasileira, encontra-se no país a escassez de mecanismos para verificar se o desempenho do produto está de acordo com as condições fornecida pelos fabricantes. Neste sentido, é necessária pesquisa para desenvolver e aprimorar metodologias que auxiliam a avaliar o desempenho de APP quando instalados em campo.

A regulamentação da conexão de aerogeradores com a rede elétrica local é uma prova da evolução que a energia eólica vem alcançando no país nos últimos anos. Porém, a evolução no uso de energia eólica mundialmente é acompanhada pela necessidade de superar problemas relacionados ao seu desempenho e eficiência. A realização de ensaios padronizados visa testar a qualidade dos aerogeradores em relação a diversos aspectos. Aerogeradores devem ser avaliados em vários testes diferentes: duração, segurança e funcionalidade, desempenho de potência, ruído acústico e qualidade da energia gerada. O International Electric Commission (IEC) é o principal órgão de regulamentação dos mais diversos testes existentes para aerogeradores.

O Método do Momento no Elemento de Pá foi desenvolvido para determinar o desempenho de potência aerogeradores. A metodologia foi desenvolvida ao longo do século XIX e permite rápida avaliação das curvas adimensionais de desempenho de um APP. Sendo assim, pode ser uma ferramenta importante para auxiliar na avaliação dos parâmetros operacionais que afetam o desempenho de um APP na produção de energia elétrica quando instalados em campo.

Além disso, a viabilidade técnica e econômica na aplicação de um APP está diretamente ligada à produção de energia elétrica. O programa computacional Homer (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable) permite realizar esse cálculo de acordo com a localidade de instalação desejada, porém deve ser alimentado com dados de entrada anemométricos. Homer permite também a análise da integração de aerogeradores com outras fontes de energia, permitindo verificar se há viabilidade técnica e econômica para a aplicação de APP.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Avaliar o desempenho de potência de dois aerogeradores de pequeno porte de eixo horizontal, analisando os principais aspectos operacionais que influenciam na eficiência do processo de produção de energia elétrica.

1.1.2 Objetivos específicos

- Avaliar o desempenho de potência teórico de dois aerogeradores de pequeno porte por simulação computacional pelo Método do Elemento de Pá.
- Simular a aplicação de dois aerogeradores de pequeno porte no fornecimento de energia elétrica.

2. REVISÃO DE LITERATURA

2.1 Aerogeradores

2.1.1 Do moinho de vento ao aerogerador

Moinhos de vento e Aerogeradores são nomes utilizados para classificar máquinas eólicas. Os moinhos de vento têm sido utilizados por séculos para captar a potência dos ventos naturais. A primeira referência histórica conhecida sobre o uso desses equipamentos foi feita por Hero da Alexandria, o qual acredita-se ter vivido em meados do século I D.C. Porém, essa referência é controversa na medida em que alguns autores suspeitam de que não havia tecnologia suficiente na Grécia antiga para a construção desses moinhos. Os primeiros indícios aceitos sobre o uso desses equipamentos datam entre os séculos VIII e X na região da Pérsia, na qual moinhos com eixo vertical foram utilizados. O uso de moinho de vento começou a se difundir no norte da Europa (Inglaterra) entre os séculos X e XII; tratava-se de moinhos com eixo horizontal, movidos por forças de sustentação, o oposto dos moinhos verticais, movido por forças de arrasto. Esses equipamentos mais eficientes e com mecanismo de funcionamento mais complexo continuaram a ser a maior fonte de energia na Europa até a revolução industrial no século XVIII. Neste período, o uso de moinhos de vento entrou em declínio, dado que, comparativamente, o carvão apresentava muitas vantagens (SPERA, 2009; MANWELL, 2009).

Apesar desse declínio no uso de moinhos de vento no século XVIII, uma nova variação do moinho de vento começou a ser utilizada largamente nos Estados Unidos. Vários modelos de moinho de vento cujo eixo ligado às pás era horizontal foram desenvolvidos nos Estados Unidos entre 1850 e 1950. A principal aplicação foi em fazendas para bombeamento d'água direto e também para acionamento de bombas d'água antes da eletrificação rural (FOX, 2008). Além disso, quando geradores elétricos surgiram no final do século XIX, alguns cientistas tentaram integrá-los a moinhos de vento. Um exemplo dessa prática foi o aerogerador nomeado *Brush*, considerado a primeira central eólica da história. Esse aerogerador operou de 1888 a 1908 em Cleveland (Ohio, Estados Unidos), tendo um rotor com 17 metros de diâmetro, potência nominal de 12 kW DC; altura da torre de 18,3m (SPERA, 2009; MANWELL, 2009; FOX, 1998).

O advento e desenvolvimento da aviação nas primeiras décadas do século XX deu origem à intensa atividade relacionada à análise e estudos em projetos de dispositivos propelentes que poderiam ser aplicados a aerogeradores. Um fato notável foi a introdução em vários países de um novo tipo de aerogerador de alta rotação com duas ou três pás e um perfil aerodinâmico das pás mais adequado para geração de energia elétrica. Um modelo bem sucedido de turbina do tipo propelente, com duas pás e corrente contínua de saída foi o modelo *Windcharger*. Originalmente disponível com potência nominal variando entre 200 e 1200 W e diâmetro do rotor de 1,8 metros, o modelo *Windcharger* era bem mais vantajoso economicamente comparado ao modelo projetado por Jacobs. Foi vendido em grande número para energização de rádios e iluminação em fazendas e ranchos (SPERA, 2009).

A produção de moinhos norte americanos e aerogeradores alcançou seu auge durante a primeira guerra mundial, porém o declínio na produção aconteceu devido à recessão durante a grande depressão de 1930 (SPERA, 2009). Nos Estados Unidos, a despeito da crescente preocupação com questões ambientais, não houve evolução na produção de aerogeradores até a crise do petróleo em 1970. Porém, a partir dessa data, o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) começou a financiar diversos projetos para acelerar o desenvolvimento de tecnologia eólica no país. A maioria dos recursos foram alocados para o desenvolvimento de Aerogeradores de Grande Porte, de 100kW a 3,2 MW. As grandes oportunidades de uso ocorreram como resultado das mudanças na estrutura regulatória da rede elétrica pública, quando o governo federal dos Estados Unidos solicitou instalações que permitissem que aerogeradores fossem conectados à rede elétrica e também incentivos financeiros para aqueles que instalassem aerogeradores. Nesse contexto, a região da Califórnia foi a que forneceu os melhores incentivos, uma vez que o regime de ventos local era bastante propício à geração eólica (SPERA, 2009).

Com o passar dos anos, o uso de aerogeradores se difundiu mundialmente. Segundo o Global Wind Energy Council - GWEC (2012), a capacidade instalada mundial de aerogeradores chegou próxima a 282 GW em 2012. Essa capacidade cresceu muito nos últimos anos e tende a continuar crescendo nos próximos. A GWEC mostrou que de 2002 a 2012 a capacidade eólica instalada mundial acumulada aumentou quase 10 vezes e nos últimos cinco anos as taxas de crescimento anual variaram entre aproximadamente 20 e 30% (Figuras 2.1a-b).

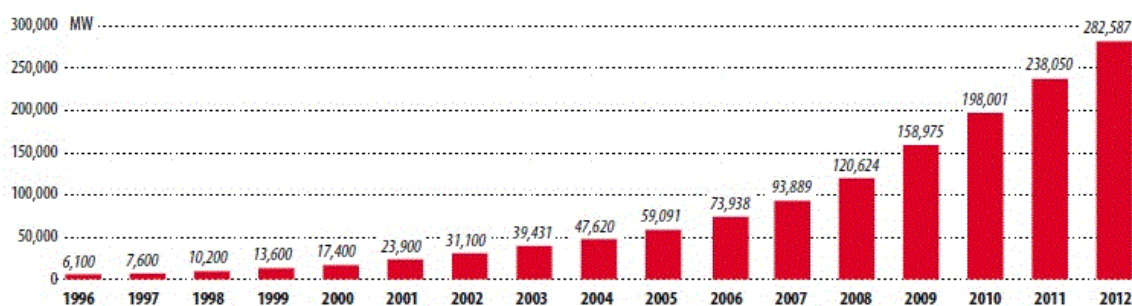


Figura 2.1a- Evolução da capacidade eólica instalada mundial acumulada nos últimos 15 anos.
Fonte: GWEC (2012).

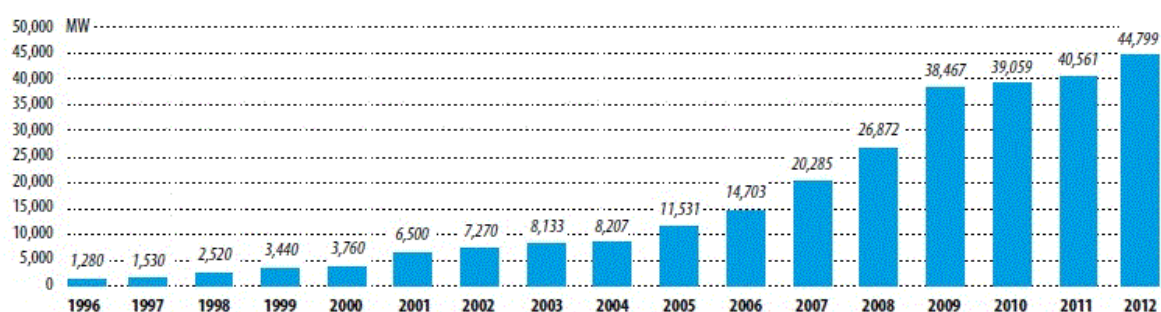


Figura 2.1b- Evolução da capacidade eólica instalada mundial anual nos últimos 15 anos.
Fonte: GWEC (2012).

Na Europa, em 2010, a capacidade instalada de aerogeradores dos 27 países membros atingiu 84GW, com produção anual de energia de 181,7 TWh (5,3% do total no continente), com destaque para a Alemanha e a Espanha. A China, além de possuir a maior capacidade instalada eólica mundial (62GW), tem metas de incentivo a energias renováveis no plano político, com implantação de mais 100 GW de sistemas eólicos até 2015. Já os EUA chegaram a aproximadamente 47 GW de capacidade instalada eólica em 2011, a segunda maior mundialmente, com média de crescimento anual nos últimos cinco anos de 33%. Na Índia, foi alcançada a capacidade instalada eólica de 16 GW ao final de 2011, sendo que a capacidade instalada de fontes renováveis de energia soma 12,1%, da capacidade total, com 70% proveniente da fonte eólica (EWEA, 2011; GWEC, 2011).

No Brasil, o aumento da capacidade instalada (C.I.) de aerogeradores também foi considerável. Em 2012, o valor de aproximadamente 1.894 MW de CI supera em muito o valor de 27MW registrado em 2005, quando a capacidade instalada começou a aumentar mais rapidamente (Figura 2.2). Após a regulamentação do setor eólico e o início da conexão de

grandes aerogeradores com a rede elétrica, o setor tornou-se competitivo, atraindo fábricas e investidores para se instalarem no país. Segundo a ANEEL (2013b), a produção de eletricidade a partir de fonte eólica alcançou 5050 GWh em 2012, o que representa 86,7% de aumento em relação a 2011, quando se alcançou 2705GWh. Segundo o GWEC (2012), o plano decenal de energia do governo brasileiro tem como meta alcançar 16 GW de capacidade instalada eólica em 2021, contabilizando 9% do consumo nacional de energia elétrica. Atualmente, a energia elétrica gerada por meio da fonte eólica representa 1,64% na matriz elétrica brasileira, com mais de 2201 MW de capacidade instalada em 108 usinas em operação (ANEEL, 2013a).

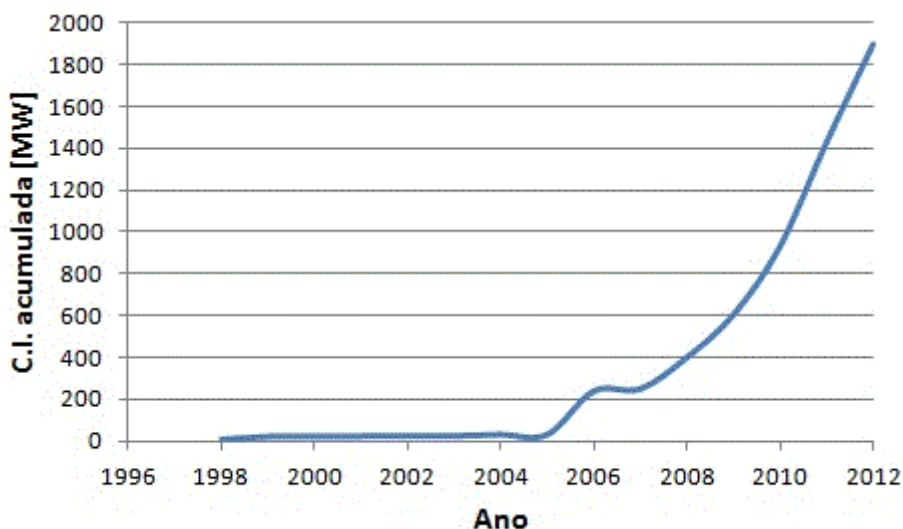


Figura 2.2 – Evolução da Capacidade Instalada (C.I.) eólica total acumulada no Brasil.
Fonte: Adaptado de ANEEL: Balanço Energético Nacional 2013.

2.1.2 Aerogeradores de pequeno porte

A *International Electric Commission* (IEC), o mais importante órgão de padronização, define um APP no padrão IEC 61400-2 como um rotor com área varrida menor que 200m², o que resulta em uma potência de saída de aproximadamente 50 kW. Durante o ano de 2011, o número de APP instalado no mundo cresceu em aproximadamente 11%. A China continua a crescer como mercado com cerca de 500.000 unidades instaladas acumuladas, número que representa 68% do mercado mundial em termos de unidades instaladas. A capacidade global instalada alcançou mais de 576 MW ao final de 2011, sendo que a China contabiliza 40% desse total e os Estados Unidos

35%. Mais de 120 MW de capacidade instalada de APP foram adicionados em 2011, o que contabiliza um crescimento mundial de 27% para esse ano (WWEA, 2013).

Cinco países (Canadá, China, Alemanha, Inglaterra e Estados Unidos) contabilizam cerca de 50% da indústria de fabricantes de APP. Ao final de 2011, 330 fabricantes haviam sido identificados mundialmente oferecendo sistemas de geração comercialmente completos, e uma estimativa de cerca de 300 fabricantes de peças adicionais, tecnologia, consultoria e revendedores (WWEA, 2013).

2.1.2.1 Componentes de um aerogerador de pequeno porte de eixo horizontal

A Figura 2.3 mostra os principais componentes de um APP. O aerogerador deve ser sustentado por uma **torre suporte**, que pode ser do tipo treliçada ou tubular, com ou sem estaamentos.

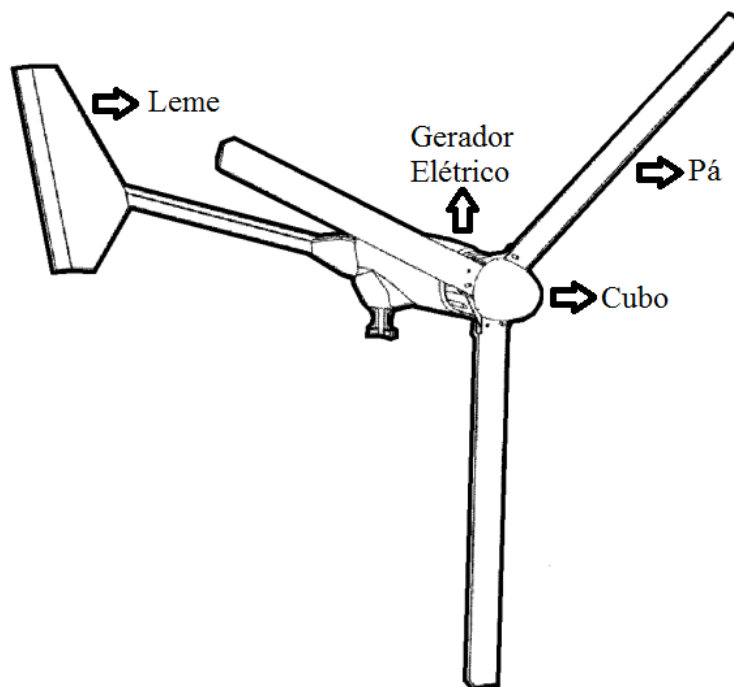


Figura 2.3 – Componentes de um aerogerador de pequeno porte
Fonte: Adaptado de Bergey, 2012.

- **Rotor:** são todas as partes rotativas do aerogerador, inclui o cubo e as pás.

- **Nacelle:** parte intermediária entre o rotor e as pás. A nacelle não rotaciona com relação ao rotor, mas deve rotacionar com relação a torre suporte, em um movimento que é conhecido como guinada.

- **Gerador Elétrico:** realiza a conversão da potência mecânica em elétrica.

- **Leme:** posiciona o aerogerador na direção predominante do vento incidente.

2.1.2.2 Sistemas de Controle

Existem diversos sistemas de controle de aerogeradores de pequeno porte e eles não operam da mesma maneira que em outros parques de geração, pois a velocidade do vento pode sofrer variações até mesmo de segundo em segundo. O controle da potência de saída em turbinas hidráulicas ou a gás, por exemplo, é realizado normalmente com base na demanda de potência, com uma válvula de estrangulamento ajustada para entregar a quantidade suficiente de combustível suficiente para a turbina manter sua velocidade constante. No caso do aerogerador, não há suprimento contínuo e/ou reservas asseguradas para promover operação, dessa forma um aerogerador deve detectar a direção do vento e velocidade e agir de acordo com esse fator em sua operação (HEMANI, 2012).

O sistema de controle ou regulação assegura que o aerogerador opere dentro da faixa de projeto. Em outras palavras, deve assegurar que o aerogerador: (1) mantenha a velocidade rotacional dentro de uma faixa de valores; (2) realize o movimento de guinada (*yaw*) da turbina; (3) mantenha a potência de saída dentro de uma faixa de valores e (4) inicie e paralise a operação do aerogerador (HANSEN, 2008). O principal objetivo de um sistema de controle é modificar a operação do aerogerador para manter a segurança na operação da turbina, maximizar a potência, evitar danos por cargas de fadiga e detectar condições de falha (SPERA, 2009). Um aerogerador opera em diferentes regiões da curva de produção de potência elétrica (Figura 2.4). Na região 2, quando a velocidade dos ventos está abaixo da velocidade nominal, o objetivo do sistema de controle é maximizar a potência elétrica de saída do aerogerador. Na região 3, com ventos excedendo a velocidade nominal, o objetivo do controlador é limitar o carregamento sobre as pás e geração de altos valores de torque. Outras regiões de operação incluem a operação de inicialização de funcionamento (*startup*) e encerramento (*shutdown*).

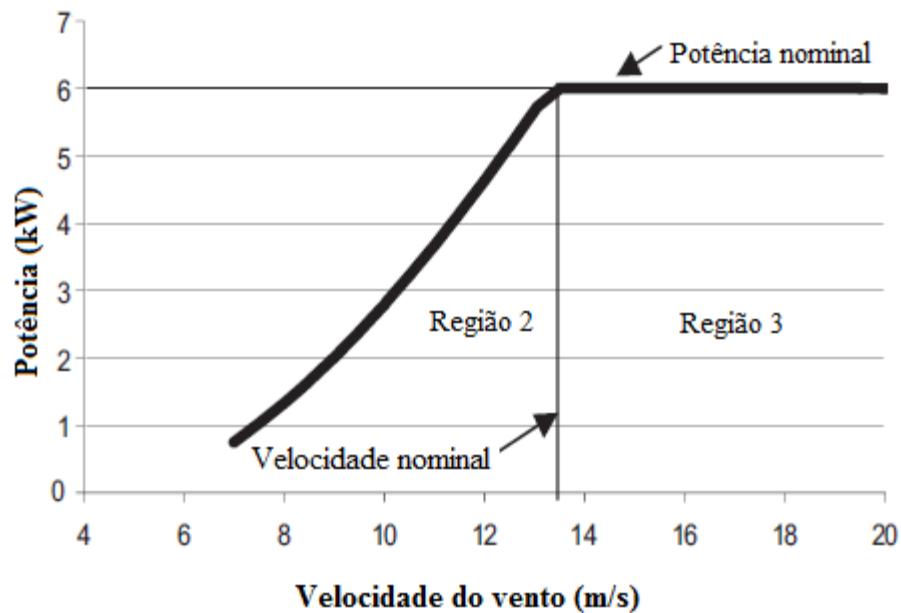


Figura 2.4 – Regiões típicas de operação para aerogeradores.
 Fonte: Adaptado de Spera, 2009.

Os principais mecanismos de funcionamento de sistemas de controle de aerogeradores são:

- **Controle por estolamento passivo:** é a forma mais simples de controle. O princípio de funcionamento baseia-se na redução do coeficiente de sustentação e aumento do coeficiente de arrasto causada pela situação de pós-estolamento. Com isso, a geometria da pá não necessita ser alterada. O ângulo de inclinação é selecionado de maneira que o aerogerador alcance a potência máxima ou nominal na velocidade desejada. A principal vantagem é a simplicidade de aplicação, não requer nenhum equipamento adicional. Por sua vez, as principais desvantagens são relacionadas a alta taxa de vibração pois o escoamento sobre a pá não é anexado a superfície de baixa pressão. A vibração vem acompanhada, inevitavelmente, de danos por fadiga e tensões. Portanto, aerogeradores com sistemas de controle por estolamento são submetidos a carregamentos mais severos nas pás e nas torres, aumentando risco de surgimento de problemas estruturais (BURTON, 2001).

- **Controle por inclinação (*pitch*) ativo:** efetua redução de potência acima da potência nominal por meio de um mecanismo que rotaciona toda ou qualquer parte da pá em torno do seu próprio eixo axial, o que reduz o ângulo de ataque, consequentemente o coeficiente de sustentação – um processo conhecido como *blade feathering*. A principal vantagem é o aumento da energia capturada, a facilidade que esse procedimento fornece para a operação de freio

aerodinâmico e carregamento reduzido sobre o aerogerador quando está ocorrendo a operação de desligamento (BURTON, 2001).

- **Controle da guinada (yaw):** a maior parte dos aerogeradores de eixo horizontal empregam mecanismo de guinada, para manter o aerogerador na mesma direção instantânea do vento incidente. O uso do mesmo mecanismo para guinar o aerogerador fora da direção instantânea do vento limitando a potência de saída é um fator atrativo deste tipo de sistema. Porém, há desvantagens relacionadas com os altos valores de momento de inércia da nacelle e do rotor sobre o eixo de guinada. Outra desvantagem é que em valores baixos de ângulo de yaw (da ordem de 10°) exercem pouca redução na potência de saída do aerogerador (BURTON, 2001).

2.1.3 Desempenho de aerogeradores

2.1.3.1 Curvas de desempenho adimensionais

O desempenho de um aerogerador pode ser caracterizado pela maneira com que três principais fatores variam com a velocidade do vento: a potência, torque e empuxo horizontal. É usualmente conveniente expressar o desempenho por meio de curvas de desempenho adimensionais, que podem ser determinadas independentemente de como o aerogerador opera, isto é, velocidade rotacional constante ou variável. O desempenho aerodinâmico adimensional do rotor dependerá da Razão de Velocidades Periférica (RVP) λ e do ângulo de inclinação das pás. O Coeficiente de Potência (C_p) é definido em função da potência mecânica que um aerogerador é capaz de extrair do vento incidente. Já o Coeficiente de Empuxo Horizontal (C_T) é uma medida da parcela de esforço axial (empuxo horizontal) decorrente da velocidade do vento incidente e que é de fato transmitida para a torre suporte do aerogerador. (BURTON, 2001).

A Razão de Velocidades Periférica (RVP), que é representada pelo símbolo λ , Equação (2.1), é a relação entre a velocidade rotacional do aerogerador e a velocidade do vento incidente.

$$\lambda = \frac{\omega R}{V} \quad (2.1)$$

$$C_P = \frac{P_{MECÂNICA}}{P_{DISPONÍVEL}} = \frac{P_{MECÂNICA}}{0,5 \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3} \quad (2.2)$$

$$C_T = \frac{T_{MECÂNICO}}{T_{DISPONÍVEL}} = \frac{T_{MECÂNICO}}{0,5 \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3} \quad (2.3)$$

onde ω é a velocidade de rotação [rpm], R é o raio do rotor [m], V é a velocidade incidente do vento [$m \cdot s^{-1}$] e ρ é a densidade do ar [$kg \cdot m^{-3}$].

2.1.3.1.1 Curvas Cp-λ

A potência de um aerogerador determina o montante de energia do vento capturada pelo rotor. O método usual de apresentar o desempenho de potência de saída de um aerogerador é pela curva Cp-λ (Figura 2.5). O primeiro aspecto notável é que Cp raramente alcança o valor limite de Betz de 0,592. As pás estão geralmente sujeitas a perdas por arrasto e nas pontas de sua extensão, além disso o projeto aerodinâmico das pás quase nunca é perfeito para alcançar o valor limite de desempenho de potência (BURTON, 2001).

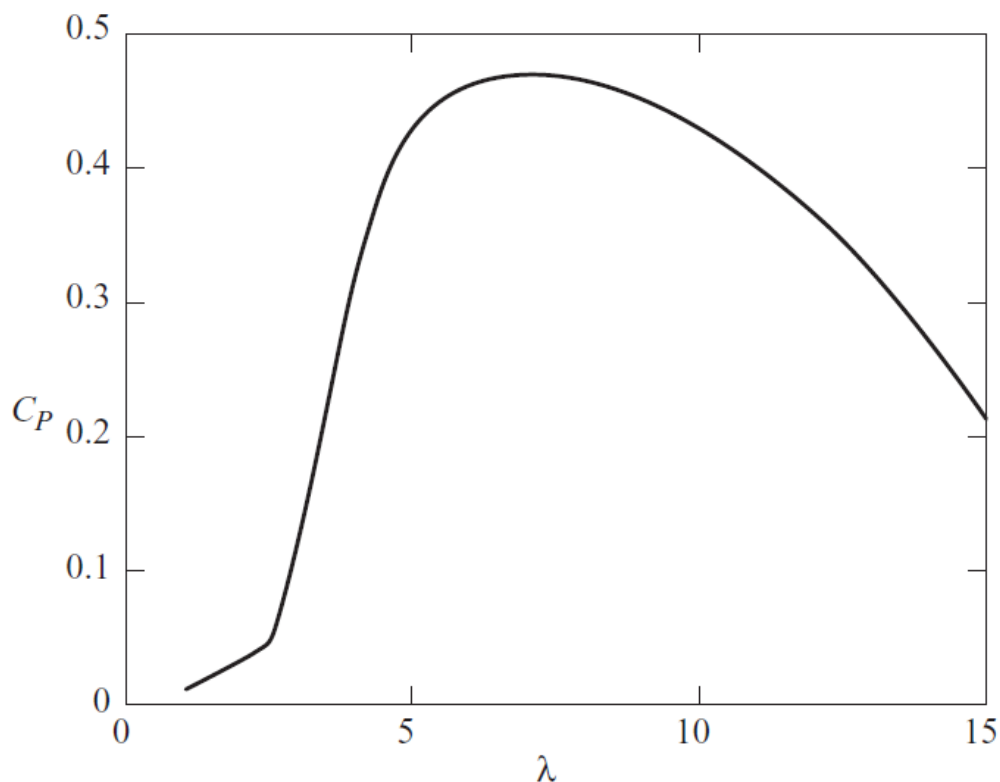


Figura 2.5 – Curva de desempenho adimensional C_p - λ .
 Fonte: Burton, 2001

2.1.3.2 Curva de desempenho de potência de aerogeradores

A curva de desempenho de potência de um aerogerador é um gráfico que indica a quantidade de potência [W ou kW] que um aerogerador irá produzir em um dado valor de velocidade do vento [m/s]. A potência é representada no eixo vertical e a velocidade do vento no eixo horizontal (Figura 2.4). De maneira a uniformizar os resultados obtidos e eliminar os efeitos das possíveis flutuações do vento, foi estabelecido o padrão internacional por meio da norma IEC 61400-12-1, que fornece precisão suficiente para a curva de potência para diversas situações práticas (WPP, 2011). Em 2006 foi incorporado à norma o anexo H, apresentando orientações básicas para os procedimentos de ensaio de desempenho de potência dos APP (página 83 da norma acima citada) e tratamento dos dados brutos da curva de potência (Figura 2.6). Os principais resultados do teste de desempenho de potência são: curva da potência de saída do APP pela velocidade do vento, coeficiente de potência e a estimativa da energia elétrica produzida. O anexo H determina que o banco de dados coletado inclua dez minutos de dados em intervalos de

0,5 m/s em todas as velocidades do vento compreendidas em até 5m/s além da potência máxima nominal.

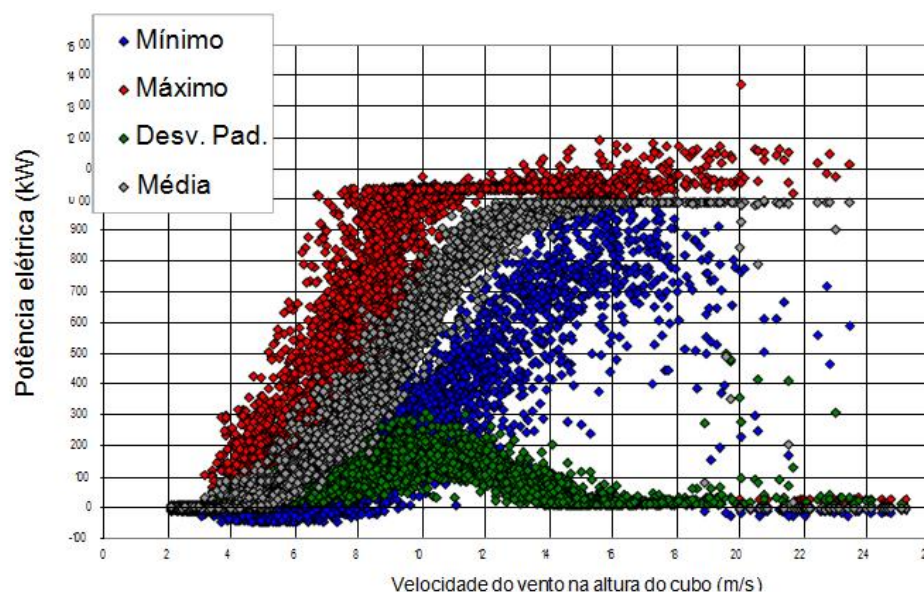


Figura 2.6 Dados brutos de desempenho de potência, sem tratamento estatístico.

Fonte: Norma IEC 61400-12-1 (2006)

2.1.4 Aerodinâmica de aerogeradores

O projeto e a otimização de rotores de aerogeradores é um campo científico e industrial muito importante. Devido a isso, códigos numéricos computacionais vem sendo extensivamente desenvolvidos. Códigos unidimensionais derivados do Método do Momento no Elemento de Pá (MMEP) e códigos tridimensionais baseados em métodos de Dinâmica dos Fluidos Computacional são os mais utilizados (LANZAFAME et al, 2013). O modelo matemático unidimensional baseado no MMEP é o mais frequentemente utilizado tanto pela Ciência quanto pela Indústria (LANZAFAME & MESSINA, 2009). Diversas referências na literatura descrevem este modelo (BURTON, 2001; HANSEN, 2008; MANWELL, 2009; SPERA, 2009, FOX, 2008). O MMEP utiliza a Teoria Unidimensional do Momento e a Teoria do Elemento de Pá para derivar equações para a potência mecânica e empuxo horizontal de aerogeradores.

2.1.4.1 Teoria Unidimensional do Momento e Limite de Betz

Um modelo simples unidimensional, atribuído a Betz (1926), pode ser utilizado para determinar a potência mecânica e o empuxo horizontal do vento de um rotor ideal de aerogerador. Este modelo é baseado na teoria do momento linear, desenvolvida a mais de 100 anos atrás para prever o desempenho de hélices de navio. O modelo assume um volume de controle na forma de tubo de corrente e o aerogerador é representado por um disco atuador uniforme, que cria uma descontinuidade de pressão no escoamento de ar no tubo de corrente, como representado na Figura 2.7 (MANWELL, 2009). Algumas hipóteses são assumidas no modelo: fluido incompressível e homogêneo; escoamento do fluido em regime permanente; infinito número de pás do rotor; escoamento sem atrito (arrasto friccional); empuxo uniforme em toda a área do disco atuador; sem rotação na esteira; pressão estática nas seções 1 e 4 são iguais a pressão estática ambiental não perturbada.

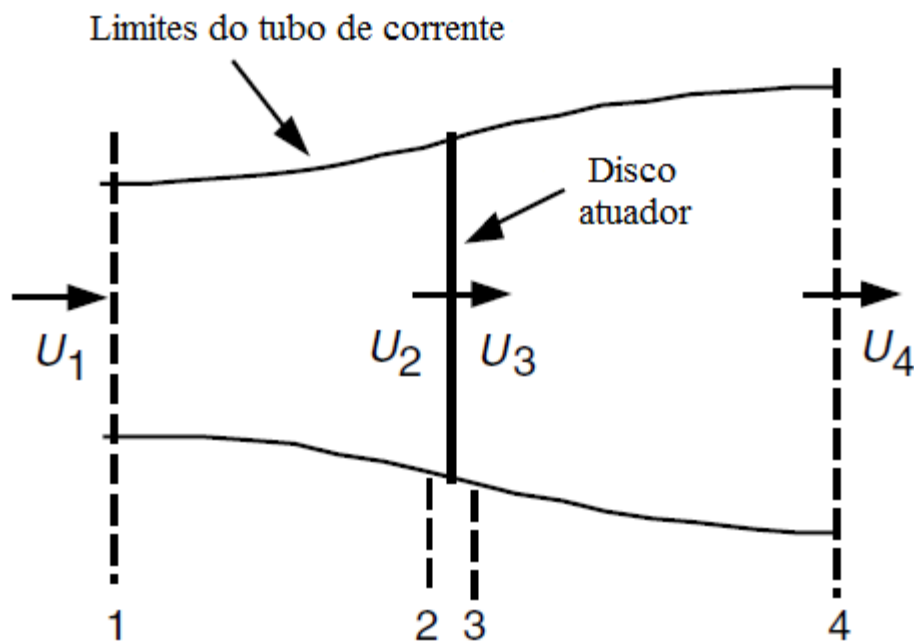


Figura 2.7 – Modelo de disco atuador.
Fonte: Adaptado de MANWELL, 2009.

A aplicação da Equação (2.4) do momento linear axial na forma integral ao tubo de corrente descrito na Figura 2.7 fornece o empuxo horizontal descrito na Equação (2.5), que representa a força com que o vento age no aerogerador.

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_{VC} \rho u(x, y, z) dx dy dz + \iint_{SC} u(x, y, z) \rho V \cdot dA = F_{ext} + F_{pressão} \quad (2.4)$$

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (2.5)$$

Devido ao fato do escoamento ser estacionário, incompressível, sem atrito e sem ação de forças externas, a equação de Bernoulli é válida para o tubo de corrente, a partir da montante do escoamento até imediatamente em frente o disco atuador (Equação 2.6). Da mesma maneira, a equação de Bernoulli também pode ser aplicada na entre a região imediatamente após disco atuador até a jusante do escoamento (Equação 2.7). As Equações (2.8) são obtidas tendo em vista que a pressão estática nas seções 1 e 4 são iguais à pressão estática ambiental não perturbada e também assumindo que a velocidade é igual imediatamente antes e imediatamente depois do disco atuador.

$$p_1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{U_1^2}{2} = p_2 + \frac{1}{2} \cdot \frac{U_2^2}{2} \quad (2.6)$$

$$p_3 + \frac{1}{2} \cdot \frac{U_3^2}{2} = p_4 + \frac{1}{2} \cdot \frac{U_4^2}{2} \quad (2.7)$$

$$\begin{aligned} U_2 &= U_3 \\ p_1 &= p_4 \end{aligned} \quad (2.8)$$

O empuxo horizontal também pode ser expresso pela Equação (2.9), uma força na direção do escoamento resultante da queda de pressão no disco atuador. Em outras palavras, o empuxo pode ser expresso como a somatória do trabalho das forças em cada lado do disco atuador. O fator de indução axial é definido pela Equação (2.10), onde U_0 representa a velocidade de corrente livre, igual a U_1 .

$$T = A_2(p_2 - p_3) \quad (2.9)$$

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (2.10)$$

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (2.11)$$

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (2.12)$$

Denominando a velocidade de corrente livre $U_1 = U$ e utilizando as Equações de (2.4) a (2.12), a força de empuxo horizontal pode ser descrita pela Equação (2.13) ou também pela Equação (2.14), que é a sua forma adimensional ou coeficiente de empuxo. Analogamente, a potência mecânica de saída pode ser descrita pela Equação (2.15) ou também pela Equação (2.16), que é sua forma adimensional ou coeficiente de potência. O C_p máximo é obtido derivando-se a Equação (2.16) e igualando a zero, o que fornece $a=1/3$. Substituindo $a=1/3$ na Equação (2.16), obtém-se o valor conhecido como Limite de Betz, $C_{p\text{máx}} = 0,5926$.

$$T = \frac{1}{2} \rho A U^2 4a(1 - a) \quad (2.13)$$

$$C_T = \frac{\text{Empuxo}}{\frac{1}{2} \rho U A^2} = \frac{\frac{1}{2} \rho A U^2 4a(1 - a)}{\frac{1}{2} \rho U A^2} = 4a(1 - a) \quad (2.14)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a)^2 \quad (2.15)$$

$$C_p = \frac{P_{\text{rotor}}}{P_{\text{disponível}}} = \frac{\frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a)^2}{\frac{1}{2} \rho U A^3} = 4a(1 - a)^2 \quad (2.16)$$

O Limite de Betz é o máximo coeficiente de potência que um rotor consegue alcançar teóricamente. Na prática, três efeitos levam a diminuição do coeficiente de potência: rotação na esteira atrás do rotor; número finito de pás e arrasto aerodinâmico não nulo (MANWELL, 2009).

2.1.4.1 Aerofólios

A seção transversal das pás de aerogeradores tem o formato de aerofólios, utilizados para desenvolver potência mecânica. Aerofólios são estruturas com formatos geométricos específicos que são utilizados para gerar forças mecânicas devido ao movimento relativo do aerofólio e um fluido circundante. Um número de termos é utilizado para caracterizar um aerofólio, como mostrado na Figura 2.8 (MANWELL, 2009). Como mostrado na Figura 2.8, a força de sustentação é definida como perpendicular à direção do escoamento do vento, e ocorre como consequência da diferença de pressão entre as superfícies superior e inferior do aerofólio. A força de arrasto é definida como paralela a direção do escoamento do vento, e ocorre devido aos efeitos das forças de atrito viscosas sobre a superfície do aerofólio e também devido à diferença de pressão nas superfícies *facing toward and away* do escoamento do vento. O momento de inclinação (*pitching*) é definido com relação a um eixo perpendicular à seção transversal do aerofólio (MANWELL, 2009).

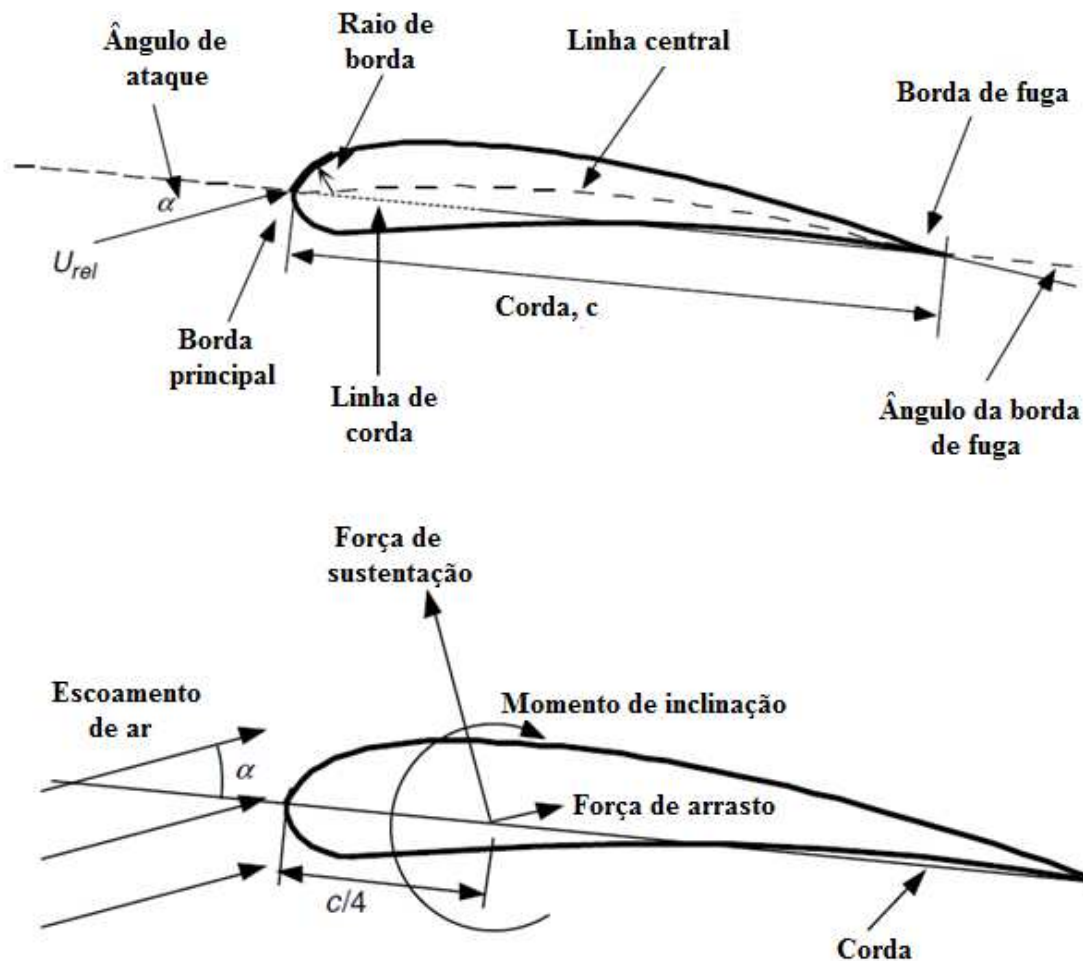


Figura 2.8 - Nomenclatura de aerofólios e forças e momentos em uma seção de aerofólio. A direção positiva das forças e momentos é indicada pelas setas.
Fonte: MANWELL, 2009.

Um aerofólio, com ângulo de inclinação fixo do rotor (*fixed pitch*) opera em três diferentes regimes de escoamento. O primeiro destes é o regime anexado, para ângulos de ataque variando de -15° a 15° . O segundo é o regime de alta sustentação (ou estolamento desenvolvido) para ângulos de ataque variando de 15° a 30° e o terceiro regime é o estolamento completo, com ângulos de ataque entre 30° e 90° (SPERA, 2009). Muitas situações de escoamento podem ser caracterizadas por parâmetros adimensionais. O mais importante parâmetro para definir condições de escoamento de fluido é o número de Reynolds, definido pela Equação (2.17). Adicionalmente coeficientes momento e forças adimensionais, que são funções do número de Reynolds, podem ser definidos em duas ou três dimensões, baseados em testes em túneis de vento (Equações 2.18 -19).

$$Re = \frac{V_{REL} \cdot c}{\nu} \quad (2.17)$$

$$C_l = \frac{L/l}{\frac{1}{2} \cdot \rho U^2 c} \quad (2.18)$$

$$C_d = \frac{D/l}{\frac{1}{2} \cdot \rho U^2 c} \quad (2.19)$$

onde $V_{REL} [m.s^{-1}]$ é a velocidade relativa do vento, $c [m]$ é a corda, ν é a viscosidade cinemática do ar $[m^2.s^{-1}]$, L é a forças de sustentação e D a força de arrasto $[N]$, C_l é o coeficiente de sustentação e C_d o coeficiente de arrasto, l é o comprimento da superfície.

2.1.5 Caracterização do recurso eólico local

O recurso eólico de uma região deve ser medido por meio da instalação de uma torre meteorológica padronizada pelo anexo G da norma IEC 61400-12-1. Os dados de velocidade do vento devem ser tratados para que seja estabelecida a distribuição de Weibull do local, parâmetro decisivo para o cálculo da Produção Anual de Energia (PAE) de um aerogerador.

2.1.5.1 Funções de densidade de probabilidade

Para calcular a produção anual de energia elétrica é necessário combinar a curva de produção de potência elétrica com a função de densidade de probabilidade de velocidades do vento. Duas distribuições de probabilidade são comumente utilizadas em análises de dados eólicos: Rayleigh e Weibull. A distribuição de Rayleigh é a mais simples distribuição de probabilidade de velocidades mais simples para representar o recurso eólico, dado que requer o conhecimento somente da velocidade média, V_M (MANWELL, 2009).

$$f_R(V) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{V}{V_M^2} \right) \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{V}{V_M^2} \right)^2 \right] \quad (2.20)$$

$$F_R(V) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_M} \right)^2 \right] \quad (2.21)$$

A distribuição de Weibull pode representar melhor uma variedade maior de regimes eólicos pois utiliza dois parâmetros na função de densidade de probabilidade: k ou fator de forma e c ou fator de escala. Exemplos da função de densidade de probabilidade de Weibull para vários valores de k são dados na Figura 2.9. Como mostrado, a medida em que k aumenta, a curva tem um pico mais pronunciado, indicando que há menor variação na velocidade do vento (MANWELL, 2009).

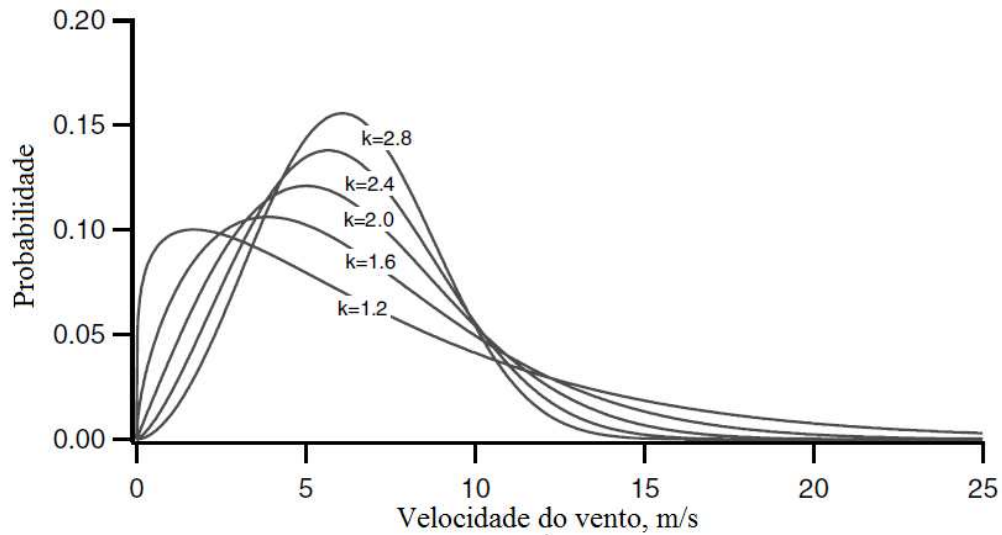


Figura 2.9 – Exemplo da função de densidade de probabilidade de Weibull para $V_M = 6$ m/s.
Fonte: Manwell, 2009.

$$f_W(V) = \left(\frac{k}{c} \right) \cdot \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (2.22)$$

$$F_w(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (2.23)$$

2.1.6 Aplicações de aerogeradores de pequeno porte

A maioria das aplicações hoje consiste em eletrificação rural em regiões sem acesso à rede elétrica, porém é crescente o número de aerogeradores ligados à rede. Nos casos em que há conexão com a rede elétrica, o proprietário tem a possibilidade de direcionar o excesso de energia elétrica gerada na rede pública, desta maneira contribuindo com o suprimento (WWEA, 2013).

2.1.6.1 Sistemas isolados (*off-grid*)

Um sistema isolado caracteriza-se por possuir dispositivo de armazenamento de energia (baterias estacionárias), um controlador de carga para regular a carga da bateria e um conversor (normalmente um inversor CC-CA), que fornece a alimentação adequada para as cargas. Esse sistema tem diversas aplicações: eletrificação rural em comunidades isoladas e propriedades rurais, iluminação pública, bombeamento de água, e várias outras. A presença de conjunto de baterias é necessária para proporcionar fornecimento constante para o consumidor, visto a intermitência do vento ao longo do tempo. Também é necessária para estabilizar a tensão fornecida aos equipamentos ou ao inversor eletrônico, uma vez que a tensão de saída do APP não é constante. As baterias podem ser agrupadas em série ou paralelo. Associações em série permitem obter tensões maiores enquanto que associação em paralelo permite acumular mais energia ou fornecer mais corrente elétrica com a mesma tensão (EUDORA, 2011).

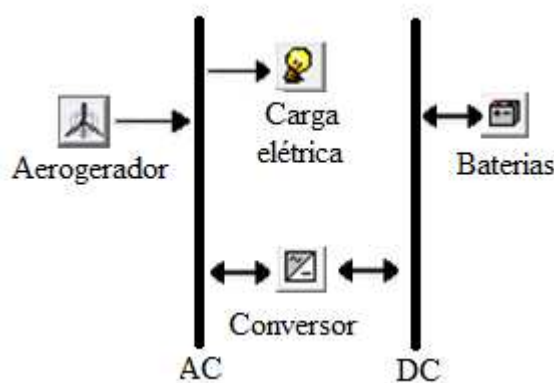


Figura 2.10 – Diagrama elétrico de um sistema isolado eólico com baterias.
Fonte: Adaptado do programa HOMER.

2.1.6.2 Sistemas conectados à rede elétrica (*on-grid*)

Nos sistemas eólicos compostos por APP conectados a rede elétrica, os consumidores são alimentados pela rede elétrica e o sistema eólico atua como fonte complementar de energia. A energia gerada pelo sistema pode ser injetada e distribuída na rede elétrica, ou seja, o excedente de energia pode ser exportado e vendido à concessionária de eletricidade (EUDORA, 2011). A regulamentação da aplicação de microgeração distribuída foi realizada na resolução normativa 482 da ANEEL, de abril de 2012. Microgeração distribuída é definida pela norma como central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

A viabilidade econômica pode ser mais facilmente conseguida, desde que a legislação em vigor incentive a utilização da fonte no país. No mundo, muitas empresas estatais e privadas vêm investindo na instalação de sistemas eólicos para integração à rede elétrica (PINHO, 2008). Nos Estados Unidos, o programa americano de energia rural, do departamento de agricultura e desenvolvimento sustentável, fornece assistência para pequenos produtores e comerciantes agrícolas obterem financiamento para compra, instalação e construção de sistemas energéticos baseados em energias renováveis (USDA, 2012).

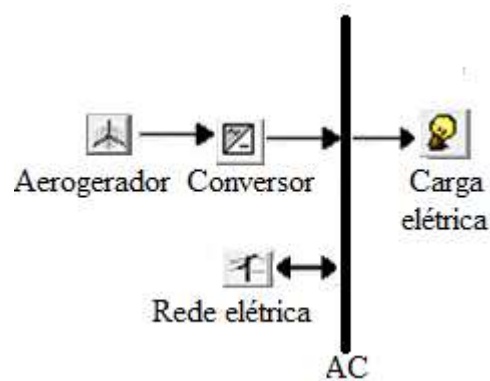


Figura 2.11 – Diagrama elétrico de um sistema eólico conectado à rede elétrica.
 Fonte: Adaptado do programa HOMER.

2.1.6.3 Sistemas híbridos

Um sistema híbrido consiste em mais de uma tecnologia de geração operando concomitantemente em um sistema. Pinho (2008) descreve alguns sistemas baseados em energias renováveis que foram instalados no Brasil na última década, principalmente para atender a comunidades rurais isoladas na região Norte do País. Dentre eles, um sistema híbrido eólico-diesel-baterias com 7,5kW de APP e dois geradores diesel de 6kW foram instalados na praia de Vila Grande (PA/BR) para atender a demanda por energia elétrica de uma comunidade isolada.

3. MATERIAL E MÉTODOS

3.1 Materiais

3.1.1 Aerogeradores

Dois aerogeradores foram simulados, um modelo de fabricação nacional e outro modelo importado. Algumas características técnicas dos aerogeradores analisados estão listadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Características técnicas dos aerogeradores.

Características técnicas	Nacional	Importado
Potência nominal [W]	6000	6000
Número de pás	3	3
Diâmetro das pás [m]	5,55	4,73
Velocidade nominal do vento [m/s]	12	14
Velocidade de sobrevivência [m/s]	35	35
Velocidade de partida [m/s]	2,2	2
Tensão de saída [V]	220	240
Peso [kg]	198	200
Sistema elétrico	Trifásico	Trifásico
Sistema magnético	Neodímio	Neodímio
Tipo de pás	Torcida, fibra de vidro	Sem torção, fibra de vidro
Perfil de aerofólio	Multifólios	NACA4415
Velocidade rotacional	Variável	Variável
Sistema de controle	Estolamento ativo	Guinada (<i>Yaw</i>)
Corda [m]	Variável	0,15

Fonte: Catálogo dos fabricantes.

3.1.2 Dados aerodinâmicos para o aero gerador importado

Os coeficientes de sustentação (C_l) e arrasto (C_d) foram avaliados em função do ângulo de ataque α [°], perfil de aerofólio e número de Reynolds local para cada elemento da pá. Dados registrados em túnel de vento (OHIO STATE UNIVERSITY, 1999, 1995) foram utilizados para o APP importado, porém estes dados estão disponíveis de $Re=7,5 \cdot 10^5$ a $2 \cdot 10^6$. Então, dados

simulados pelo programa computacional Xfoil (AIRFOIL TOOLS, 2014) foram utilizados para $Re=7,5 \cdot 10^5$ a $1 \cdot 10^5$.

3.1.3 Dados fornecidos pelo fabricante do aerogerador nacional

A empresa fabricante do aerogerador nacional forneceu a geometria das pás: distribuição da corda, torção ao longo do comprimento da pá. A empresa também forneceu uma tabela com os perfis de aerofólio utilizados nas pás e também valores de C_l e C_d em função de α para Reynolds variando de $1 \cdot 10^5$ a $1 \cdot 10^6$. Neste trabalho foram assumidas todas as condições fornecidas pelo fabricante.

3.1.4 Programa computacionais

Homer (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), desenvolvido pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory) é um programa computacional para projetos de sistemas de geração distribuída, conectados à rede elétrica ou isolados (HOMER, 2014). Sistemas híbridos de geração de energia elétrica, baseados em energias renováveis ou não renováveis, podem utilizar o programa Homer para realizar análise de viabilidade técnica e econômica. A Tabela 3.2 mostra como esse programa foi utilizado por outros autores para simulações de aerogeradores em diferentes aplicações.

Tabela 3.2 -Simulações de sistemas eólicos e híbridos modeladas pelo Homer

Referência	Tecnologia avaliada	País	Aplicação/carga
Asrari (2012)	   	Iran	Alternativa à extensão da rede elétrica
Kusakuna & Vermaak (2013)	   	Congo	Estações de telefonia móvel em regiões rurais
Demiroren & Yilmaz (2010)	   	Turquia	Suprimento na maior Ilha Turca
Henryson & Svensson (2004)	  	Antártica	Pesquisa com aerogeradores na Antártica
Shahid et al (2013)	 	Arábia Saudita	Simulação de 75 MW de aerogeradores
Rehman et al (2007)	 	Arábia Saudita	Aerogeradores em planta diesel existente
Sen & Bhattacharyya (2014)	   	Índia	Perfil de carga agrícola, doméstica e industrial
Bekele & Tadesse (2012)	   	Etiópia	Eletrificação rural
Ngan & Tan (2012)	   	Malásia	Suprimento de uma cidade/ 60kW de carga

Hafez & Bhattacharya (2012)



Canadá

Micro-redes para suprimento em áreas rurais

Ashourian et al (2013)



Malásia

Energias verdes para hotéis na Malásia

Legenda: = aerogerador, = painéis fotovoltaicos, = gerador diesel, = turbina hidráulica, = bateria, = rede elétrica

3.2 Métodos

3.2.1 Simulação do desempenho de potência

O desempenho dos dois APP foram simulados por meio do Método do Momento no Elemento de Pá, que iguala as equações provenientes da Teoria Unidimensional do Momento e da Teoria do Elemento de Pá. Segundo a Teoria Unidimensional do Momento, as equações que nos fornecem a potência mecânica e o empuxo horizontal, considerando a rotação do ar atrás do aerogerador, são:

$$dP = \omega dQ = 4a'(1-a) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho V \omega^2 r^2 2\pi dr \quad (3.1)$$

$$dT = 4a(1-a) \frac{1}{2} \cdot \rho V^2 2\pi dr \quad (3.2)$$

Na Teoria do Momento Unidimensional, alguns fatores relacionados à geometria real do rotor não são levados em consideração. Na Teoria do Elemento de Pá são considerados fatores como, por exemplo, o número de pás, a distribuição da corda e a torção (β) (HANSEN, 2008). As forças de interação entre a superfície do aerofólio e o vento são os principais aspectos relacionados à produção de energia elétrica nos aerogeradores.

3.2.1.1 Análise do elemento de pá

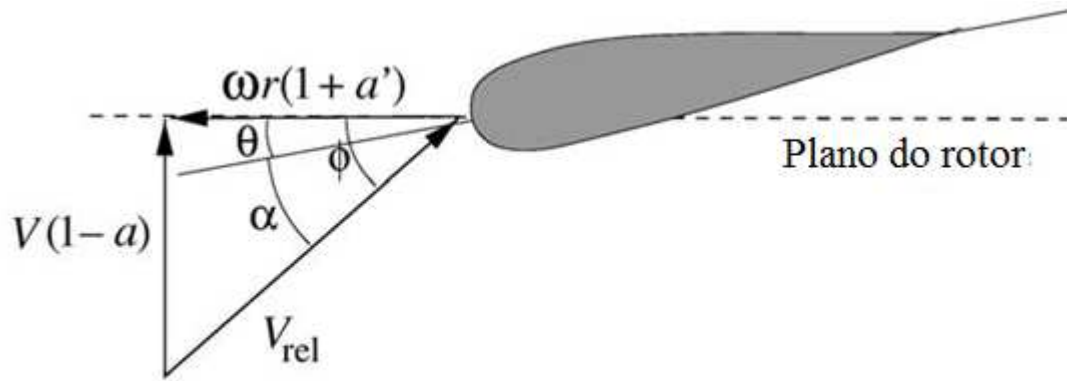


Figura 3.1 – Geometria de uma pá de aerogerador de eixo horizontal.
Fonte: Adaptado de HANSEN, 2008.

Na Figura 3.1, temos:

$$\alpha = \phi - \theta \quad (3.3)$$

$$\tan \phi = \frac{V(1-a)}{\omega r(1+a')} \quad (3.4)$$

$$V_{REL} = \frac{V(1-a)}{\sin \phi} \quad (3.5)$$

As forças de sustentação e arrasto são calculadas pelas Equações (3.6) e (3.7) (HANSEN, 2008). As componentes projetadas das forças de arrasto e sustentação são calculadas pelas Equações (3.8) e (3.9), que por sua vez estão apresentadas na forma normalizada com respeito a $0.5\rho V_{REL}^2 c$, Equações (3.10), (3.11), (3.12) e (3.13). Considerando a Figura 3.1, o termo V_{REL} nas Equações (33) e (34) é calculado pela Equação (3.14) ou (3.15).

$$L = \frac{1}{2} \cdot \rho V_{REL}^2 c C_l \quad (3.6)$$

$$D = \frac{1}{2} \cdot \rho V_{REL}^2 c C_d \quad (3.7)$$

$$p_N = L \cos \phi + D \sin \phi \quad (3.8)$$

$$p_T = L \sin \phi - D \cos \phi \quad (3.9)$$

$$C_n = C_l \cos \phi + C_d \sin \phi \quad (3.10)$$

$$C_t = C_l \sin \phi - C_d \cos \phi \quad (3.11)$$

$$C_n = \frac{p_N}{0,5 \cdot \rho V_{REL}^2} \quad (3.12)$$

$$C_t = \frac{p_T}{0,5 \cdot \rho V_{REL}^2} \quad (3.13)$$

$$V_{REL} = \frac{V(1-a)}{\sin \phi} \quad (3.14)$$

$$V_{REL} = \frac{\omega r(1+a')}{\cos \phi} \quad (3.15)$$

A força normal e a potência mecânica do rotor podem ser calculadas pelas Equações (3.16) e (3.17) para um volume de controle infinitesimal de comprimento dr :

$$dT = B p_N dr \quad (3.16)$$

$$dP = \omega r B p_T dr \quad (3.17)$$

A potência mecânica e o empuxo horizontal do aerogerador foram calculados pelas Equações (3.19) e (3.20):

$$dT = \frac{1}{2} \cdot \rho B V_{REL}^2 (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) c dr \quad (3.19)$$

$$dP = \frac{1}{2} \cdot \omega \rho B V_{REL}^2 (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) c r dr \quad (3.20)$$

3.1.1.2 Método do Momento no Elemento de Pá

O MMEP consiste em discretizar o tubo de corrente introduzido na teoria unidimensional em N elementos anulares de tamanho dr (Figura 3.2) e analisar os eventos locais que ocorrem nas pás através da Teoria do Elemento de Pá, para assim obter equações para o empuxo horizontal e a potência de eixo do aerogerador (HANSEN, 2008).

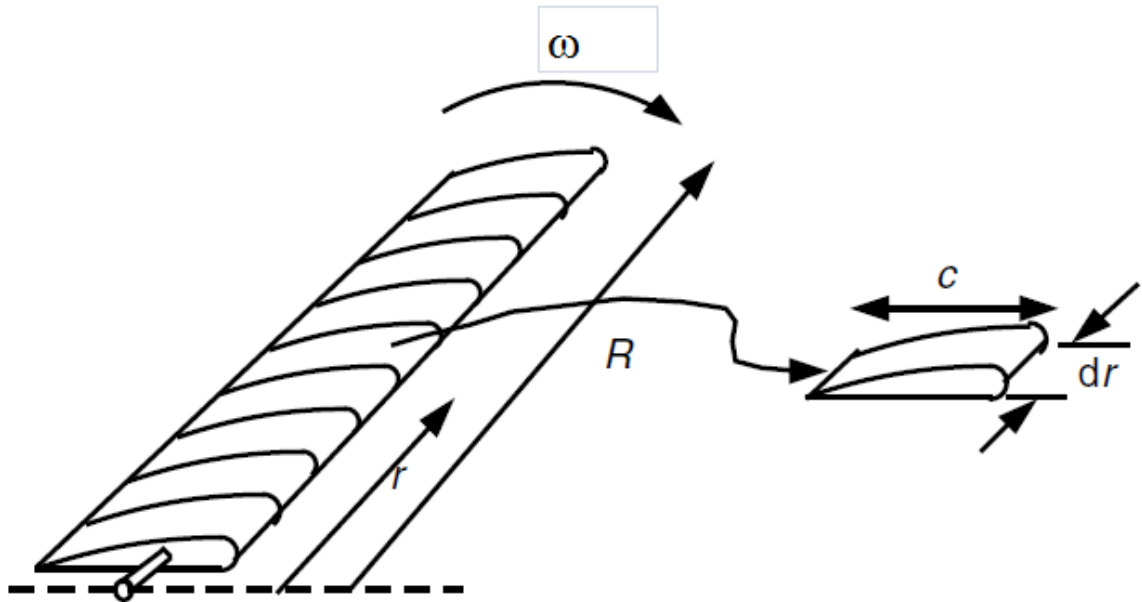


Figura 3.2 – Esquema dos elementos de pá; onde c é o comprimento da corda do aerofólio; dr é o comprimento radial de cada elemento; r é o raio local; R o raio total do rotor; ω a velocidade angular do rotor.

Fonte: MANWELL, 2009.

Igualando as equações para a potência mecânica e empuxo horizontal derivadas da teoria unidimensional do momento e da teoria do elemento de pá, obtém-se as Equações (3.21) e (3.22) para os coeficientes de indução axial e tangencial:

$$a = \frac{1}{\frac{4\sin^2\phi}{\sigma C_n} + 1} \quad (3.21)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4\sin\phi\cos\phi}{\sigma C_t} + 1} \quad (3.22)$$

3.1.1.3 Método Iterativo

Todas as equações necessárias para modelar o MMEP foram fornecidas, e o algoritmo para resolução é sumarizado em oito passos por Hansen (2008), configurando o princípio do MEP. Com a resolução desse algoritmo, é possível implementar computacionalmente as Equações (3.19-3.20), consequentemente, calcular a potência teórica de eixo do aerogerador e o empuxo horizontal:

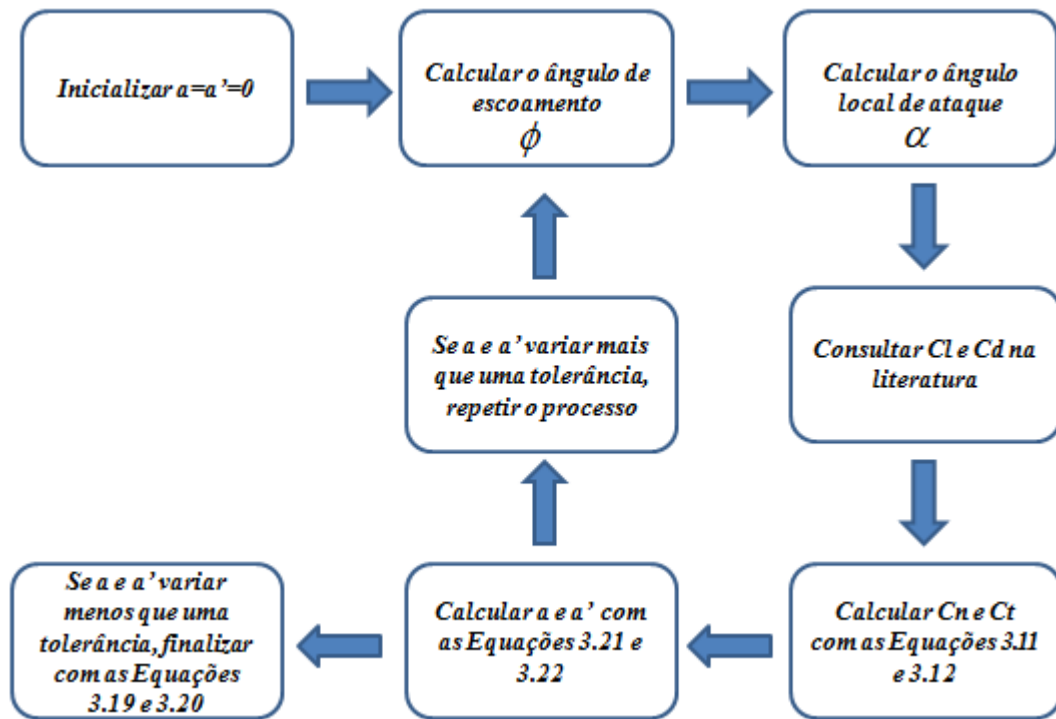


Figura 3.3 – Fluxograma do Método do Momento no Elemento de Pá.
Fonte: Elaboração própria.

3.1.1.4 Correções

3.1.1.5 Fator de perda de Prandtl

Para um sistema com número finito de pás o sistema de vórtex na esteira é diferente daquele do rotor com número infinito de pás. Prandtl derivou um fator de correção F para as equações (3.19) e (3.20) (dT e dM), que leva a equações corrigidas para os fatores de indução axial e tangencial a e a' , que devem ser utilizadas no lugar daquelas anteriormente descritas pelas equações (3.21) e (3.22) no passo (6) do algoritmo de Hansen (2008). Um passo extra para computar o valor de F pode ser adicionado ao passo (2).

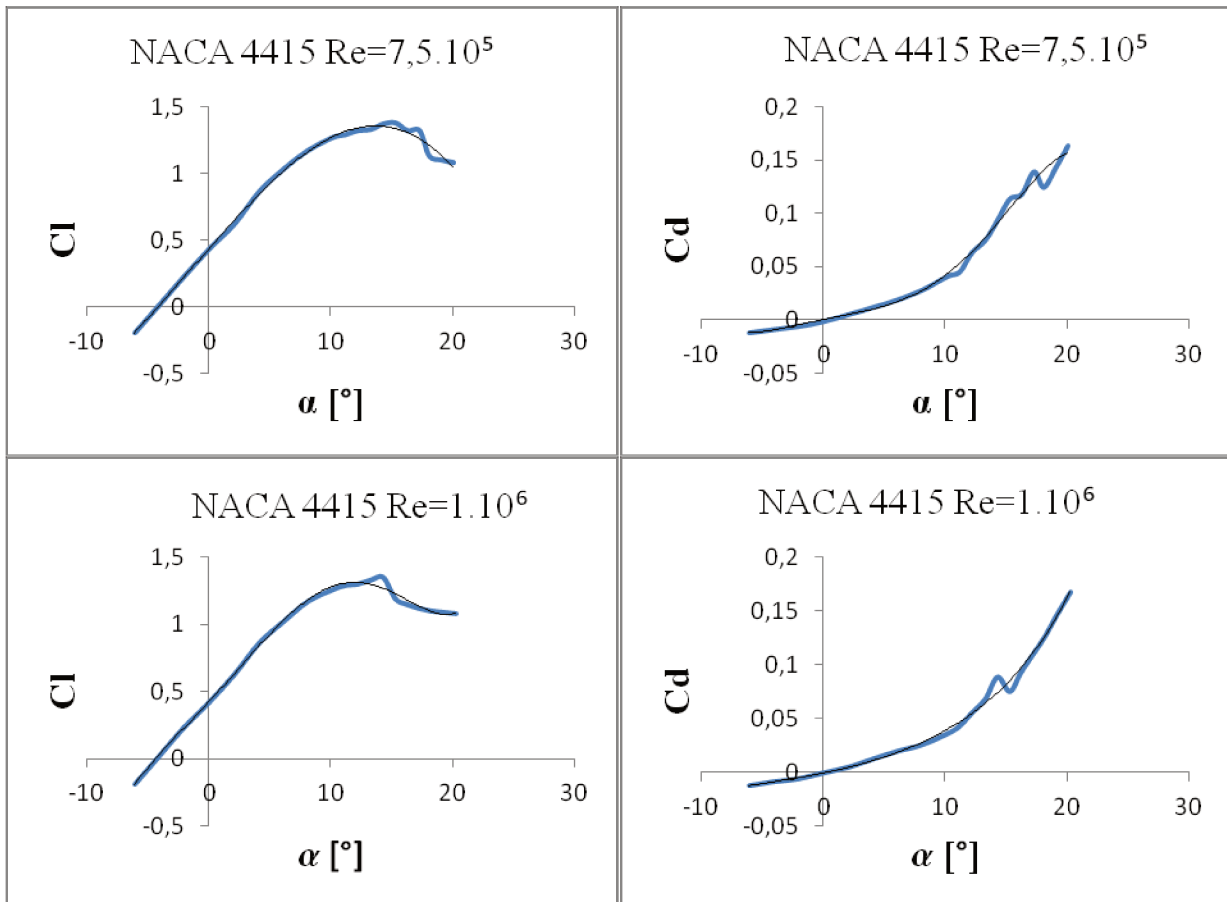
$$F = \frac{2}{\pi} \cdot \cos^{-1}(\exp(-f)) \quad (3.23)$$

onde:

$$f = \frac{B}{2} \cdot \frac{R-r}{r \sin \phi} \quad (3.24)$$

3.1.1.6 Avaliação dos coeficientes de arrasto e sustentação

Os coeficientes de sustentação (C_l) e arrasto (C_d) foram avaliados em função do ângulo de ataque α [°] e do número de Reynolds local para cada elemento da pá (Figuras 4.2). Para o APP importado, valores de α [°] < 20° foram considerados não estolados, e os coeficientes de sustentação e arrasto foram ajustados por funções polinomiais de quinta ordem (Figuras 3.2a-b). Para a segunda faixa, que compreende a situação pós-estolamento para α [°] > 20°, os coeficientes de sustentação (C_l) e arrasto (C_d) foram ajustados por diferentes funções: Flat Plate theory e Lanzaforme-Messina theory. Valores de número de Reynolds entre $2 \cdot 10^5$ e $2 \cdot 10^6$ foram considerados para o aerogerador importado, que possui perfil NACA 4415.



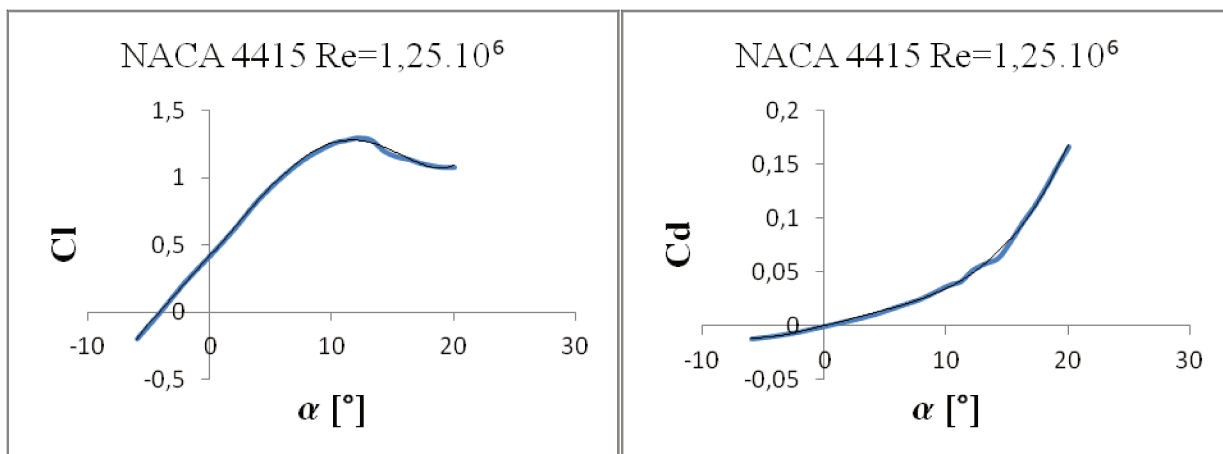


Figura 3.3 – Ajuste polinomial de quinta ordem para os coeficientes de sustentação e arrasto do perfil de aerofólio do aerogerador importado NACA4415.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da literatura.

Tabela 3.3 – Ajuste polinomial de quinta ordem para os perfis de aerofólio do aerogerador importado

Reynolds	Função Polinomial	R ²
$7,5 \cdot 10^5$	$Cl = (1E-07)a^5 - (4E-06)a^4 - 0,0001a^3 - 0,0005a^2 + 0,1035a + 0,4334$	0,9958
	$Cd = (-1E-07)a^5 + (3E-06)a^4 + (5E-06)a^3 - (5E-05)a^2 + 0,0024a + 0,0003$	0,9904
$1 \cdot 10^6$	$Cl = (1E-06)a^5 - (4E-05)a^4 + (1E-05)a^3 + 0,0014a^2 + 0,0975a + 0,4231$	0,9967
	$Cd = (2E-08)a^5 - (2E-07)a^4 + (6E-06)a^3 + 0,0001a^2 + 0,0023a - 0,0007$	0,9928
$1,25 \cdot 10^6$	$Cl = (1E-06)a^5 - (4E-05)a^4 - (7E-05)a^3 + 0,001a^2 + 0,1023a + 0,4196$	0,9991
	$Cd = (-2E-08)a^5 + (2E-06)a^4 - (1E-05)a^3 + (3E-05)a^2 + 0,0028a - (3E-05)$	0,9987

Fonte: Elaboração própria

Os coeficientes de sustentação (Cl) e arrasto (Cd) também foram determinados para cada elemento de pá do aerogerador nacional, em função do ângulo de ataque α [°] local para cada seção da pá. O fabricante forneceu valores do número de Reynolds entre $1 \cdot 10^5$ e $1 \cdot 10^6$ para cada um dos aerofólios utilizados no projeto da pá. Para a primeira faixa de valores de ângulo de ataque, que compreende a situação de estolamento, os coeficientes de sustentação e arrasto foram ajustados por funções polinomiais de quinta ordem (Figuras 4.3a-b). Para a segunda faixa, que compreende a situação pós-estolamento, os coeficientes de sustentação (Cl) e arrasto (Cd) foram ajustados por diferentes funções: Teoria da Placa Plana e a teoria proposta por Lanzafame-Messina (2009).

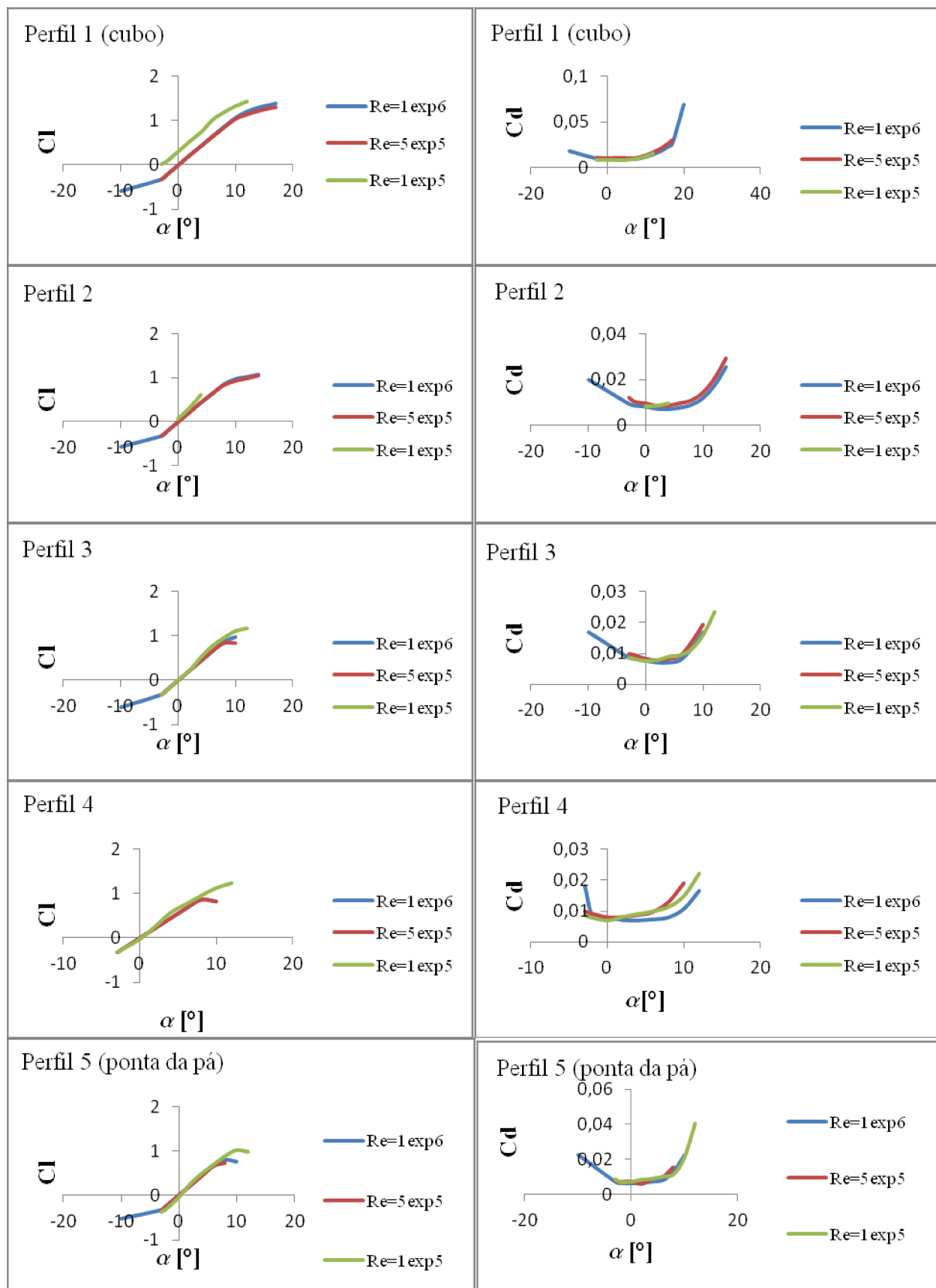


Figura 3.4 – Caracterização dos perfis de aerofólios do aerogerador nacional.
Fonte: Dados fornecidos pelo fabricante.

A Tabela 3.4 mostra os valores de R^2 das curvas de ajuste polinomial de quinta ordem para os cinco perfis de aerofólio presentes nas pás do aerogerador nacional. Para o perfil 4 foi registrado o menor valor de R^2 de 0,9575. Para todos os demais perfis, o valor de R^2 esteve entre 0,99 e 1, o que demonstra boa correlação entre os dados experimentais de C_l e C_d e os ajustes polinomiais de quinta ordem aplicados.

Tabela 3.4 – Ajuste polinomial de quinta ordem para os perfis de aerofólio do aerogerador nacional

Perfil	Reynolds	Função polinomial	R^2
Perfil 1	$1 \cdot 10^6$	$C_l = (-1E-07)a^5 + (6E-06)a^4 - 0,0003a^3 + 0,0018a^2 + 0,1102a - 0,0126$ $C_d = (7E-07)a^5 - (1E-06)a^4 - (7E-06).a^3 + 0,0002a^2 - 0,0003a + 0,008$	0,9998 0,9923
Perfil 1	$5 \cdot 10^5$	$C_l = (2E-06)a^5 - (7E-05)a^4 + 0,0005a^3 - 0,0003a^2 + 0,1047a - 0,0126 + 0,001$ $C_d = (-3E-08)a^5 + (1E-06)a^4 - (4E-06).a^3 + (2E-06)a^2 - (5E-05)a + 0,0107$	0,9999 0,999
Perfil 1	$1 \cdot 10^5$	$C_l = (3E-06)a^5 - (7E-05)a^4 - (7E-5)a^3 + 0,0039a^2 + 0,1057a + 0,3011$ $C_d = (5E-09)a^5 - (2E-07)a^4 + (6E-06).a^3 - (3E-06)a^2 - 0,0001a + 0,0081$	0,9994 0,9987
Perfil 2	$1 \cdot 10^6$	$C_l = (4E-07)a^5 - (2E-06)a^4 - 0,0004a^3 + 0,0023a^2 + 0,1131a - 0,012$ $C_d = (-7E-09)a^5 + (5E-07)a^4 + (4E-07).a^3 + (3E-05)a^2 - 0,0004a + 0,008$	0,9996 0,9996
Perfil 2	$5 \cdot 10^5$	$C_l = (4E-06)a^5 - 0,0001a^4 + 0,0004a^3 + 0,0009a^2 + 0,1062a - 0,0015$ $C_d = (-6E-08)a^5 + (2E-06)a^4 - (2E-05).a^3 + 0,0001a^2 - 0,0004a + 0,009$	0,9999 0,9989
Perfil 2	$1 \cdot 10^5$	$C_l = 0,0073a^2 + 0,1055a + 0,0683$ $C_d = 0,0001a^2 - 0,0001a + 0,0081$	1 1
Perfil 3	$1 \cdot 10^6$	$C_l = (-5E-06)a^5 + (3E-05)a^4 + 0,0003a^3 - 0,0009a^2 + 0,1076a + 0,0024$ $C_d = (-8E-08)a^5 + (1E-06)a^4 + (1E-05).a^3 - (2E-05)a^2 - 0,0004a + 0,0077$	1 0,9986
Perfil 3	$5 \cdot 10^5$	$C_l = (-8E-06)a^5 + (5E-05)a^4 + (9E-05)a^3 - 0,0006a^2 + 0,1097a + 0,0008$ $C_d = (-2E-07)a^5 + (3E-06)a^4 + (2E-07).a^3 - (2E-05)a^2 - 0,0003a + 0,0086$	1 0,997
Perfil 3	$1 \cdot 10^5$	$C_l = (6E-06)a^5 - 0,0001a^4 + 0,0003a^3 + 0,0038a^2 + 0,1153a + 0,0029$ $C_d = (-4E-08)a^5 + (2E-06)a^4 - (2E-05).a^3 + (7E-05)a^2 + (9E-05)a + 0,0077$	0,9996 0,9987
Perfil 4	$1 \cdot 10^6$	$C_l = (-2E-05)a^5 + 0,0002a^4 - 0,0001a^3 - 0,0022a^2 + 0,116a + 0,0039$ $C_d = (-7E-07)a^5 + (2E-05)a^4 - 0,0002.a^3 + 0,0005a^2 + (1E-04)a + 0,0066$	0,9999 0,9575
Perfil 4	$5 \cdot 10^5$	$C_l = (-2E-05)a^5 + 0,0002a^4 - 0,0001a^3 - 0,0022a^2 + 0,116a + 0,0039$ $C_d = (4E-08)a^5 + (8E-07)a^4 - (1E-05).a^3 + 0,0001a^2 - 0,0002a + 0,0082$	0,9999 0,9994
Perfil 4	$1 \cdot 10^5$	$C_l = (-3E-06)a^5 + 0,0001a^4 - 0,0015a^3 + 0,0049a^2 + 0,1348a - 0,0081$ $C_d = (1E-08)a^5 + (2E-06)a^4 - (3E-05).a^3 + 0,0001a^2 - 0,0002a + 0,0073$	0,9993 0,9989
Perfil 5	$1 \cdot 10^6$	$C_l = (-6E-06)a^5 + (1E-05)a^4 + 0,0002a^3 - (2E-05)a^2 + 0,1093a - 0,0005$ $C_d = (5E-08)a^5 + (1E-06)a^4 - (5E-05).a^3 + (4E-05).a^2 - (3E-05)a + 0,0066$	1 0,9987
Perfil 5	$5 \cdot 10^5$	$C_l = (-2E-05).a^5 + 0,0001a^4 + 0,0003a^3 - 0,0016a^2 + 0,109a + 0,0022$	1

Perfil 5	$1 \cdot 10^5$	$Cd=(1E-06)a^5-(1E-05)a^4+(3E-05).a^3+0,0002.a^2-0,0003a+0,0068$	0,9691
		$Cl=-(2E-05)a^5+0,0003a^4-0,00245a^3+0,0011a^2+0,1483a-0,0285$	0,9998
		$Cd=-(1E-07)a^5+(7E-06)a^4-(6E-05).a^3+0,0001.a^2+0,0006a+0,0071$	0,9992

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados fornecidos pelo fabricante

3.2.2 Simulação da aplicação de aerogeradores

A curva de potência nominal fornecida pelos fabricantes foi utilizada como dado de entrada no programa Homer para simular duas configurações: (1) um sistema eólico com conexão à rede elétrica pública e (2) sistema isolado eólico - baterias. O modelo de bateria considerado no caso do sistema isolado foi o SURRETT 6CS25P de 6,94kWh cada. O perfil de carga elétrica de uma comunidade isolada do estado do Pará (Figura 3.5) com 3,9kW de pico e 37kWh/dia foi utilizada na simulação (PINHO, 2008).

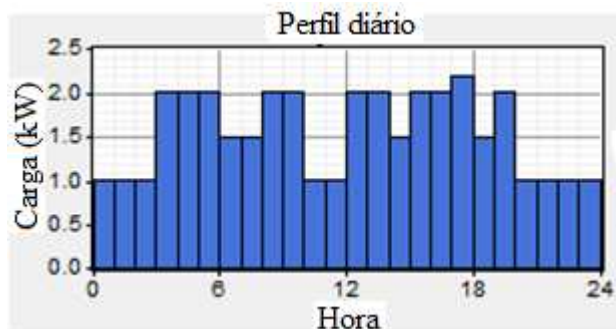


Figura 3.5 – Perfil de carga elétrica simulado.

Fonte: Pinho (2008).

3.2.2.1 Parâmetros de avaliação

A Produção Anual de Energia Elétrica (PAE) foi simulada, bem como o Custo da Energia (COE), o Custo do Trabalho Presente (NPC) que corresponde ao valor presente líquido do investimento, Fração Renovável (FR) e Fator de capacidade (FC) foram simulados no programa computacional Homer. As equações a seguir, que descrevem a PAE, COE, CF e NPC, são todas calculadas pelo programa Homer.

A Produção Anual de Energia Elétrica (PAE) é um dos parâmetros calculados pelo programa Homer. A PAE pode ser calculada usando-se a Equação (3.25), por meio da combinação da curva de produção de potência elétrica do aerogerador e a função de densidade de probabilidade de ocorrência das velocidades do vento. A distribuição de Weibull é a que pode melhor representar uma variedade maior de regimes eólicos, pois utiliza dois parâmetros na função de densidade de probabilidade: k ou fator de forma e c ou fator de escala (MANWELL, 2009). Ela foi usada para representar os regimes eólicos das três cidades avaliadas.

$$PAE = 8,76 \cdot \int_u P(V) \cdot f(V) \cdot dV \quad (3.25)$$

em que,

PAE – Produção anual de energia elétrica, kWh;

V – Velocidade do vento, m/s;

$P(V)$ – Potência elétrica produzida na velocidade do vento V , W;

$f(V)$ – Função de densidade de probabilidade de velocidades do vento;

Neste trabalho, o diagrama de Weibull foi determinado para três cidades diferentes (Figura 3.6) utilizando o Homer. Para as cidades de Roscoe (TX/EUA) e Campinas (SP/BR), dados anemométricos da base de dados meteorológicos da NASA (2014) foram consultados. Para a localidade brasileira de Cubatão, foram utilizados dados de um em um minuto e já devidamente tratados coletados em torre anemométrica instalada no local, com $k=1,44$ e fator de correlação=0,78 (CAMARGO SCHUBERT, 2011). Os mesmos valores de k e fator de correlação foram assumidos para Cubatão e Roscoe.

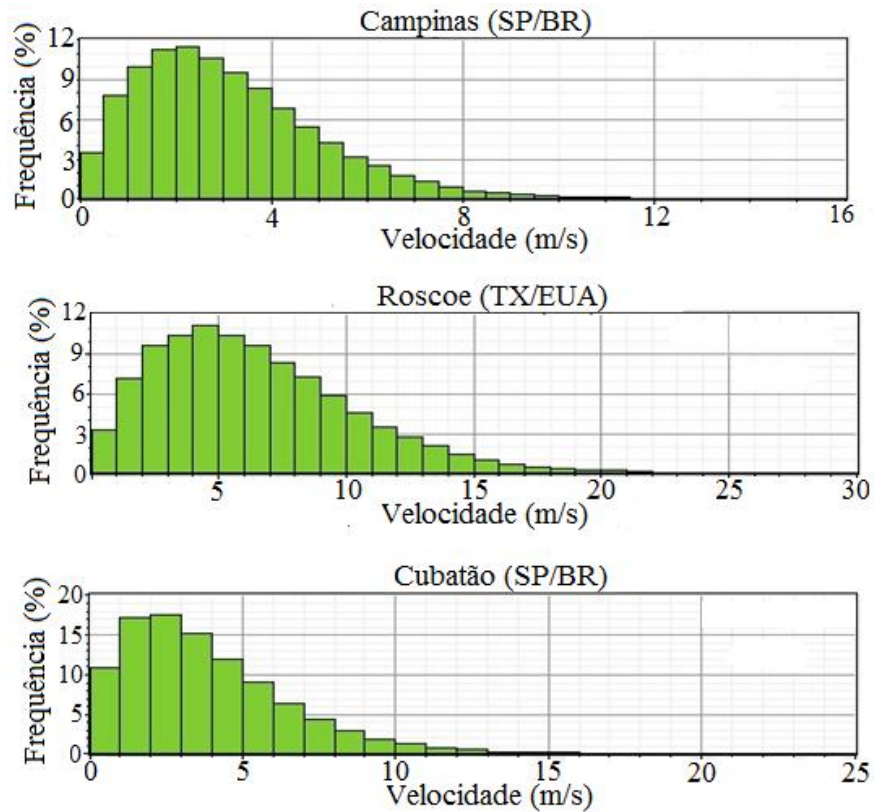


Figura 3.6 – Diagramas de Weibull para as cidades de Campinas (SP/BR), Roscoe (TX/EUA) e Cubatão (SP/BR).

Fonte: Adaptado do programa Homer.

O Fator de Capacidade (FC) de um aerogerador em um dado local é definido como a razão da energia elétrica produzida pelo aerogerador e a energia elétrica que poderia ter sido produzida se o equipamento operasse em sua Capacidade Instalada (CI) nominal nas 8760 horas do ano (MANWELL, 2009). Ele foi avaliado usando-se a Equação (3.26).

$$FC = 100 \cdot \frac{PAE}{CI \cdot 8760} \quad (3.26)$$

O Custo Presente Líquido (NPC: *Net Present Cost*) representa o custo do ciclo de vida útil de um sistema. O NPC total considera todos os custos e vendas que ocorrem no tempo de vida útil do projeto para calcular um montante em \$ atual, com fluxos de caixa futuros descontados para o valor presente, de acordo a taxa de desconto i adotada (NREL, 2005). Segundo o Copel

(2007), a taxa de desconto i a ser adotada em projetos de sistemas eólicos corresponde à taxa IGPM. Neste trabalho foi utilizado o valor $i=5,53\%$, a IGPM acumulada de 2013 (FGV, 2014). A Equação (3.27) foi usada para avaliar o custo presente líquido.

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, N)} \quad (3.27)$$

em que,

$C_{ann,tot}$ - Custo anualizado total, R\$;

i - taxa de desconto;

N - tempo de vida do projeto, anos;

CRF - fator de recuperação do capital; dado pela equação 3.28 (SHAAHID et Al, 2013):

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (3.28)$$

O programa Homer define o Custo da Energia (COE) como o custo médio do kWh da energia elétrica utilizável produzida pelo sistema. O programa divide o custo anualizado de produção de energia elétrica pela carga elétrica total atendida. A Equação (3.29) foi usada para seu cálculo.

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{servida}} \quad (3.29)$$

A Fração Renovável (FR) é a fração de energia elétrica entregue para a carga que é proveniente de fontes renováveis de energia. No caso de um sistema eólico isolado, por exemplo, $FR=1$.

Nesta simulação, os dados de entrada referentes a custos exigidos pelo HOMER foram:
 - Custo de aquisição do sistema eólico (aerogerador, inversor, torre) igual a R\$ 8.500,00/kW (NOGUEIRA et al, 2014)

- Custo da bateria igual a R\$300/kWh (NOGUEIRA et al, 2014);
- Custo anual de operação e manutenção de cada sistema eólico foi assumido como 0.5% do custo de aquisição inicial (ASRARI et al, 2012);
- Custo do kWh comprado da rede elétrica pública foi admitido como sendo R\$0,34/kWh para as três cidades, que corresponde ao custo médio do kWh para a região Sudeste do Brasil (ANEEL, 2014).
- Custo da extensão da rede elétrica pública foi assumido em US\$ 8,000/km (ASRARI et al, 2012).

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foi realizada simulação dentro de ampla faixa de operacionalidade dos aerogeradores importado e nacional. Após a determinação do número de Reynolds local em cada elemento de pá, os coeficientes aerodinâmicos (C_l e C_d) foram avaliados em cada seção da pá por meio de funções polinomiais ajustadas para dados da literatura (não estolamento) e relações empíricas (estolamento). Um código numérico unidimensional baseado no MMEP foi implementado para avaliar a potência (dP) e empuxo horizontal (dT) de cada elemento de pá. Cada pá do APP importado foi dividida em vinte elementos de pá, já no caso do APP nacional a pá foi dividida em sessenta elementos, pois a corda é variável em cada um desses, bem como o ângulo de torção. A potência mecânica bem como sua forma adimensional (C_p), foram simulados para os aerogeradores importado e nacional em função de aspectos operacionais, como a velocidade do vento (V), RVP (λ) e rotação (rpm). Por fim, duas configurações diferentes de sistema eólico foram simuladas para quatro regiões diferentes: sistemas conectados à rede elétrica (*on-grid*) e sistema isolado eólico-baterias (*off-grid*).

4.1 Simulação do desempenho dos aerogeradores

4.1.1 Validação do código numérico

APP com outros perfis aerodinâmicos também vêm sendo pesquisados. O maior experimento com APP realizado em túnel de vento foi conduzido em uma parceria entre NREL e NASA, na qual o NREL realizou uma série de testes com APP no túnel de vento da NASA. Resultados com alta precisão e confiabilidade foram obtidos em 1.700 configurações de testes diferentes (NREL, 1999). Os resultados desse experimento foram extensivamente analisados nos últimos anos (LANZAFAME & MESSINA, 2007, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013) e podem ser utilizados para validação de códigos numéricos baseados no MMEP. Um desses APP testados foi o NREL phase II de 10kW, com pás não torcidas, corda constante e perfil aerodinâmico S802. Para esse APP, o $C_{p_{MAX}}$ foi de 0,23 para λ entre quatro e cinco e ângulo de inclinação (*pitch*) de 10° , enquanto que o C_p máximo do APP importado para o mesmo ângulo de inclinação foi

aproximadamente 0,35. OAPP NREL phase II também foi simulado no presente trabalho, apresentando boa concordância com dados experimentais.

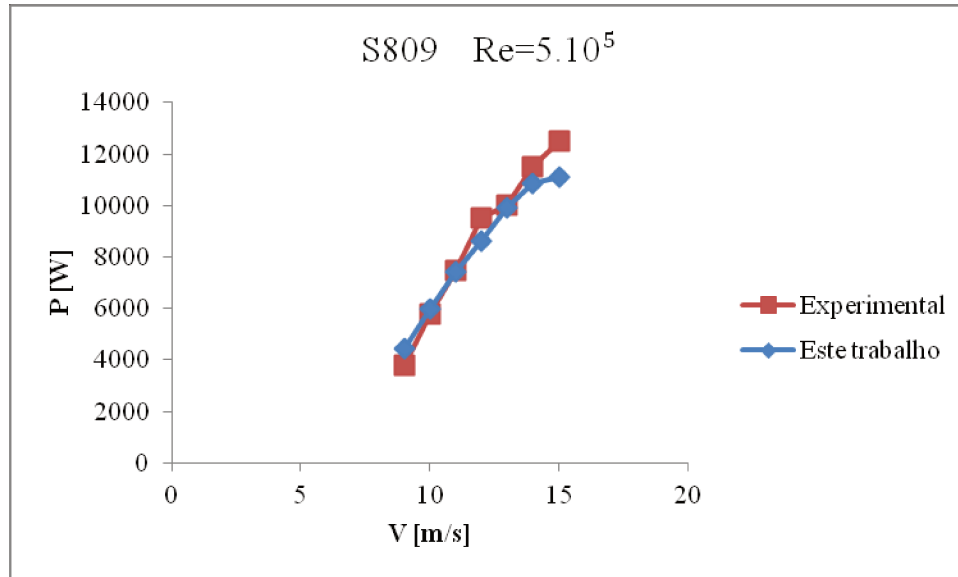


Figura 4.1 – Simulação do aerogerador NREL phase II, com aerofólio S802.

4.1.2 Simulação das curvas de desempenho adimensionais

4.1.2.1 Aerogerador importado

A influência do ângulo de inclinação da pá (θ_p ou *pitch angle*) sobre o desempenho de potência das curvas $C_p - V$ (Figura 4.1) foi avaliada dentro de uma faixa de sensibilidade entre 6° e 12° para o APP importado. A Figura 4.2 mostra que o C_p do APP importado é bastante influenciado pelo *pitch angle* quando o aerogerador opera em altos valores de rotação ($RVP > 4$) e praticamente independe desse parâmetro em baixas rotações ($RVP < 4$).

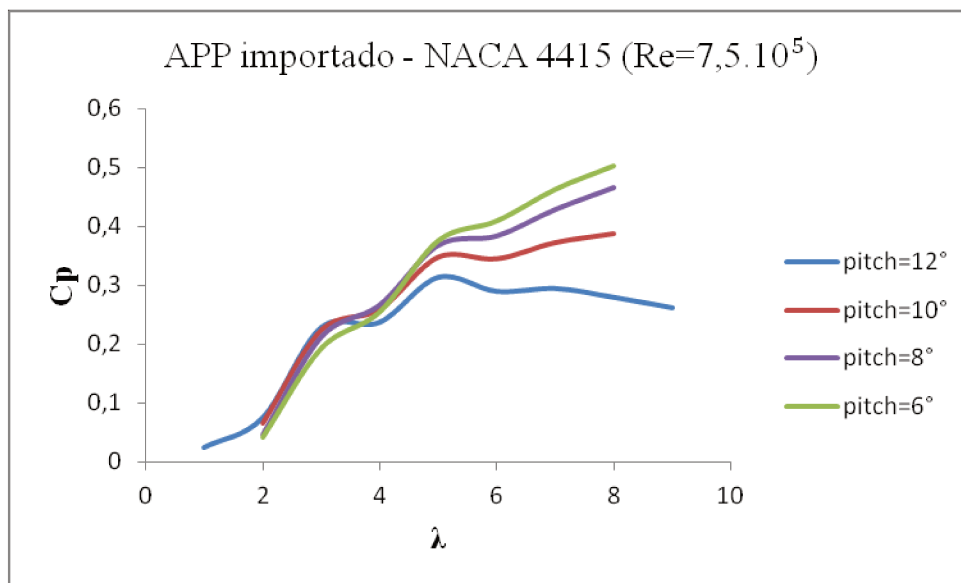


Figura 4.2 – Coeficiente de Potência C_p em função da Razão de Velocidades Periféricas λ para aerogerador importado.

Apesar de o APP importado ter a geometria não torcida e com corda constante, o que causa aumento na força de arrasto nas pás, o perfil NACA 4415 pode alcançar altos valores de coeficiente de potência. Vaz et al (2009) simulou um APP com 3,5m de diâmetro e perfil NACA 4415, o C_p máximo foi 45% para ângulo de ataque de 4°. Lanzafame & Messina (2010) projetaram uma microturbina eólica de 40W, 0,5m de diâmetro com pás perfil NACA 4415 torcidas, com geometria otimizada para a velocidade de 7m/s. O $C_{p_{MAX}} = 0,49$ ocorre para $\alpha=6^\circ$ e $\lambda=4,71$, pois a razão $Cl/Cd=125$ é máxima nesta condição de operação.

Também é importante notar que o APP importado pode ter melhor desempenho aerodinâmico ajustando o ângulo de inclinação das pás (*pitch angle*) para ângulos menores que 10°. Porém, aerogeradores com sistema de regulação e controle de potência por variação do *pitch* têm mecanismo de funcionamento mais complexo. Segundo Nagai et al (2010), o sistema de controle com pitch variável é bastante aplicado em AGP para redução de cargas, mas não é muito utilizado em APP. No caso do aerogerador importado, o sistema de controle é baseado no movimento de guinada (*yaw*), não ocorrendo variação do ângulo de pitch durante a operacionalidade. Pode-se ajustar o ângulo de inclinação das pás para ângulos menores na ocasião da montagem do aerogerador, porém as pás estarão sujeitas a carregamento mecânico maior, o que pode comprometer a estrutura da torre suporte.

4.1.2.2 Aerogerador nacional

O APP nacional possui a curva de desempenho de potência adimensional C_p - λ da Figura 4.3, na faixa de operacionalidade com RVP variando entre 2 e 6,79, RVP na qual o fabricante definiu o ângulo de torção ao longo da pá (FABRICANTE); o C_p máximo registrado foi de 0,32 para $\lambda=4$ (Figura 4.3) e ângulo de inclinação de 2° . Portanto, esse aerogerador possui melhor desempenho aerodinâmico em baixas rotações do que o aerogerador importado, que tem C_p aproximadamente 0,25 para $\lambda=4$. A geometria do APP nacional, com corda variável e ângulos de torção por toda a extensão das pás, proporciona valores negativos dos coeficientes de indução axial e tangencial, consequentemente momentos negativos em alguns elementos de pá quando o aerogerador opera em altos valores de RVP. Para valores de RVP entre 3 e 4 a rotação é mais baixa e o ângulo de ataque é não estolado devido a geometria das pás, o que aumenta o C_p do aerogerador.

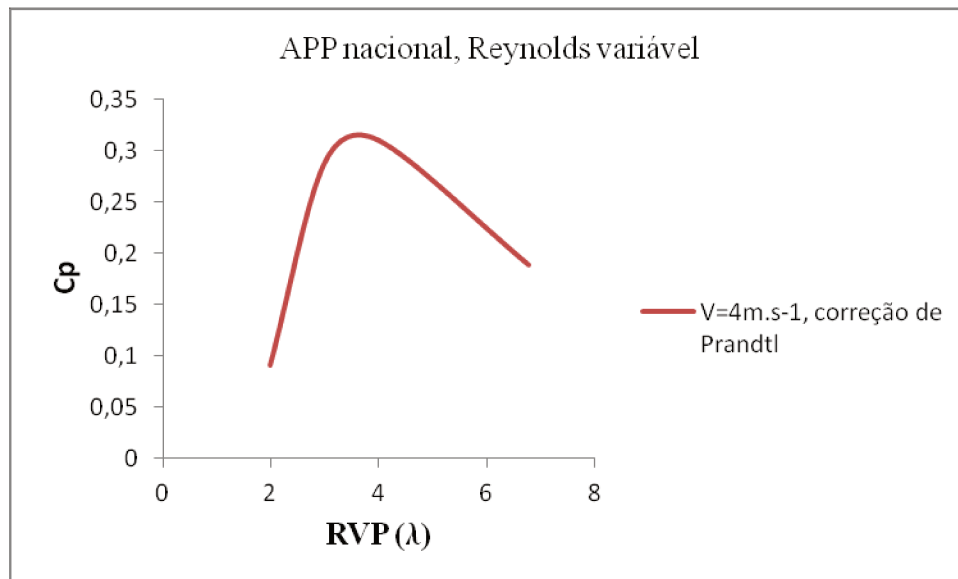


Figura 4.3 – Coeficiente de Potência C_p pela Razão de Velocidades Periféricas λ para aerogerador nacional.

4.1.3 Simulação das curvas de potência elétrica

4.1.3.1 Aerogerador importado

A curva de potência elétrica do APP importado foi simulada em ampla faixa de operacionalidade (Figura 4.4), com RVP variando de 1 a 8 e assumindo que a transformação da potência mecânica em elétrica tem 90% de rendimento. O desempenho de potência deste APP aumenta em função do aumento da rotação; o C_p máximo foi aproximadamente 0,35 para $\lambda=8$ para ângulo de inclinação (*pitch*) de 10° .

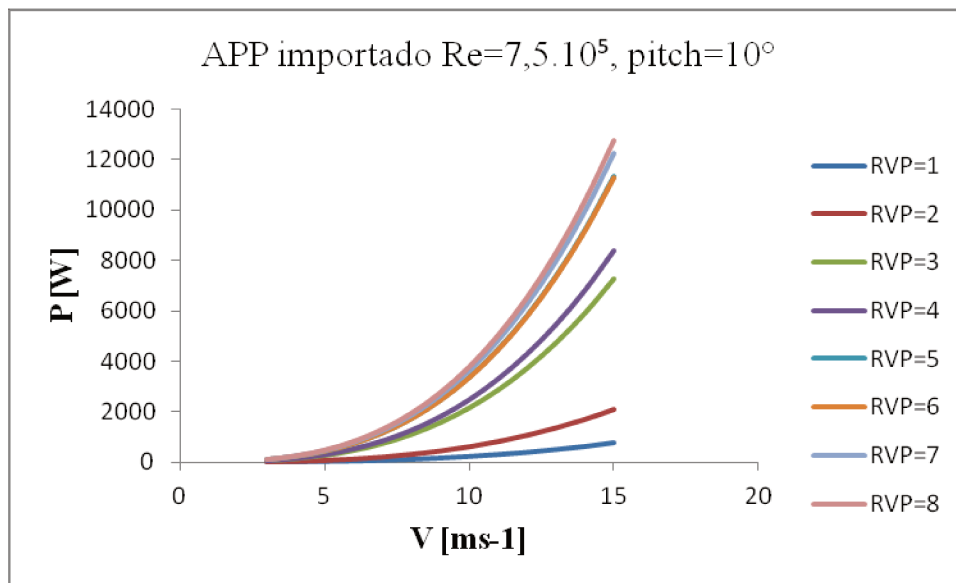


Figura 4.4 – Curva de potência em função da velocidade da corrente livre de vento e da razão de velocidades periféricas para aerogerador importado.

O número de Reynolds foi considerado constante por toda a pá e avaliado a $7,5 \cdot 10^5$ na Figura 4.4. Já na Figura 4.5, o número de Reynolds foi calculado para cada elemento de pá, pois esse parâmetro varia em função da velocidade relativa do vento. A curva de potência elétrica foi simulada em função da rotação [rpm] para realizar essa análise. Um ângulo de *pitch* de 10° e as velocidades 3m/s, 6m/s e 9m/s foram avaliados. Os resultados da Figura 4.5 mostram que a hipótese de assumir Reynolds constante em $7,5 \cdot 10^5$ faz com que haja aumento da estimativa da potência elétrica produzida. Em geral, ocorre discrepância entre assumir Reynolds constante ao longo da pá e Reynolds variável em função das características de cada elemento de pá. Martinez (2006) também utilizou valores de Reynolds variáveis em comparação com a hipótese de número de Reynolds constante ao longo da extensão da pá. Seus resultados também mostraram que assumir Reynolds constante implica em exceder a aferição da potência elétrica gerada.

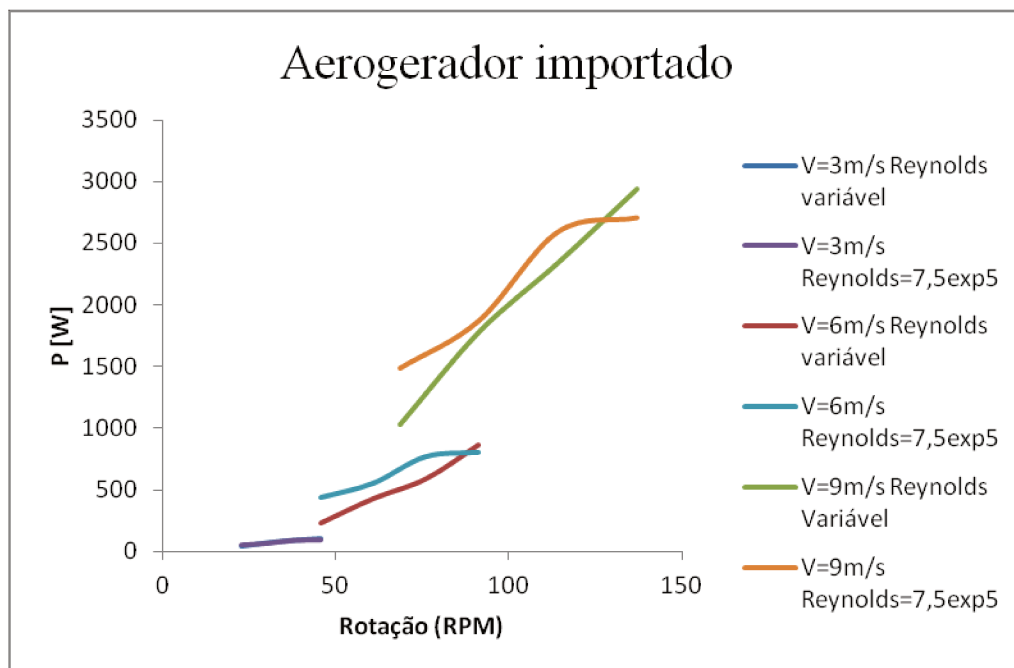


Figura 4.5 – Curva de potência em função da velocidade da corrente livre de vento e da rotação do aerogerador importado.

4.1.3.2 Aerogerador nacional

A curva de potência elétrica do APP nacional foi simulada na faixa de operacionalidade para RVP igual a 2, 3,4 e 6,8 e considerando Reynolds variável em cada elemento de pá. O APP nacional produz mais potência elétrica para RVP=4 para todas as velocidades (Figura 4.6). Esse APP atinge a potência nominal a 12m/s, o que deve acontecer com RVP entre 3 e 4, aproximadamente, segundo a Figura 4.6. A partir de 12m/s, o sistema de controle de passo começa a agir para evitar esforços axiais elevados e vibração no aerogerador. A Figura 4.7 mostra a potência elétrica em função da rotação para $Re = 1 \cdot 10^6$ para $V=4\text{ms}^{-1}$, hipótese que leva a subestimar a produção de energia elétrica.

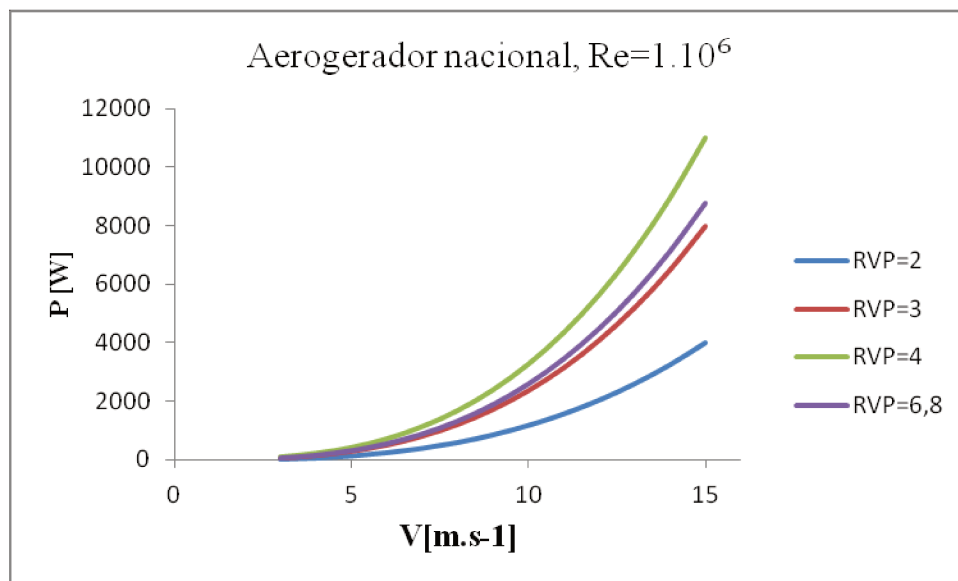


Figura 4.6 – Curva de potência em função da velocidade da corrente livre de vento e da rotação do aerogerador nacional.

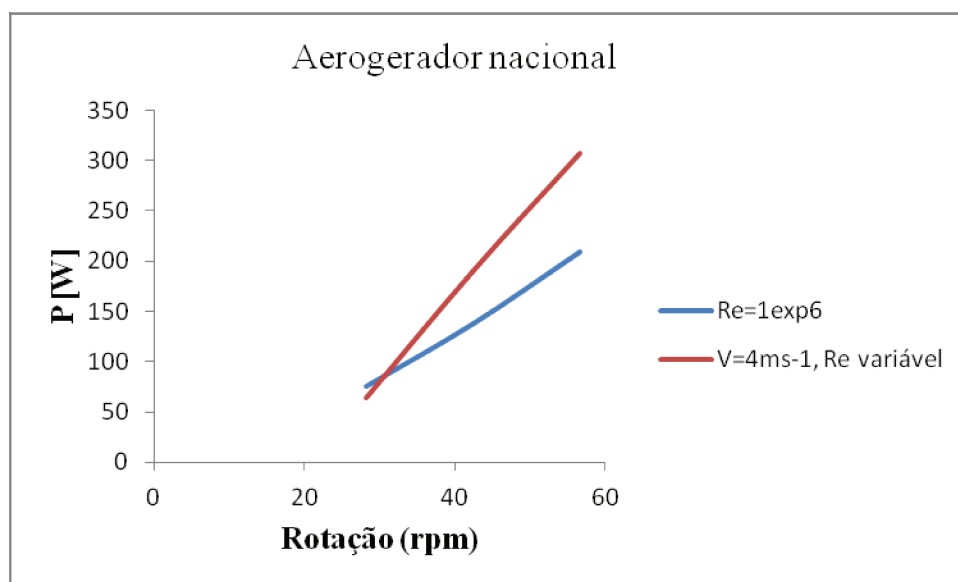


Figura 4.7 – Curva de potência em função da velocidade da corrente livre de vento e da rotação do aerogerador nacional.

4.1.4 Caracterização das pás

4.1.4.1 Aerogerador importado

4.1.4.1.1 Distribuição do número de Reynolds nas pás

O número de Reynolds é função da velocidade relativa do vento e da geometria da pá. A Figura 4.8 mostra a distribuição do número de Reynolds em toda a extensão das pás do APP importado, para a velocidade de 6m.s-1 e RVP=4. O número de Reynolds aumenta de $4 \cdot 10^5$ próximo ao cubo para $1,5 \cdot 10^6$ próximo à ponta da pá. Lanzafame & Messina (2010) projetaram um protótipo de microturbina eólica ($R=0,25m$), com pás perfil NACA 4415 e pás otimizadas para $V=7m/s$ por meio de torção na geometria. Para $V=5m/s$ o número de Reynolds mantém-se constante ao longo da pá em aproximadamente $2,6 \cdot 10^5$. Para velocidade de 20m/s o Reynolds varia de $6,5 \cdot 10^5$ próximo ao cubo até $3,5 \cdot 10^5$ na ponta da pá. Em 10m/s e 15m/s o número de Reynolds também apresenta a tendência de diminuir ao longo da pá, partindo da proximidade ao cubo até a ponta. Já o que se verifica neste presente trabalho é que o número de Reynolds varia de maneira oposta, já que as pás são não torcidas, apesar de serem do mesmo perfil.

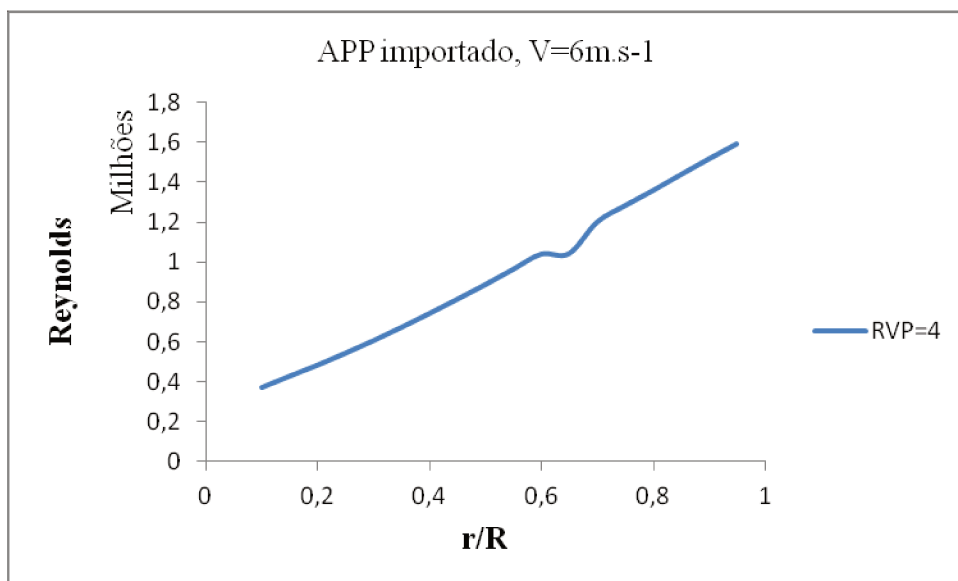


Figura 4.8 – Distribuição do número de Reynolds nas pás do aerogerador importado, para RVP=4 e $V=6m.s^{-1}$.

4.1.4.1.2 Coeficientes de indução axial (a) e tangencial (a')

Os coeficientes a e a' foram obtidos para cada velocidade do vento. Após três iterações obteve-se convergência superior a 99% no caso do aerogerador importado perfil NACA 4415. A

Figura 4.9 mostra a distribuição do coeficiente a em função da posição radial, para $V=6\text{m.s}^{-1}$ e $RVP=4$. A velocidade induzida axial é menor próxima ao centro das pás e maior nas pontas. O coeficiente a não se aproxima do valor que produz o valor teórico de Betz, ou seja, $a=1/3$. Já em relação ao coeficiente de indução tangencial, a Figura 4.10 mostra que a velocidade induzida tangencial tem valor bem mais elevado próximo ao cubo do que próximo às pontas das pás, onde o valor é quase nulo.

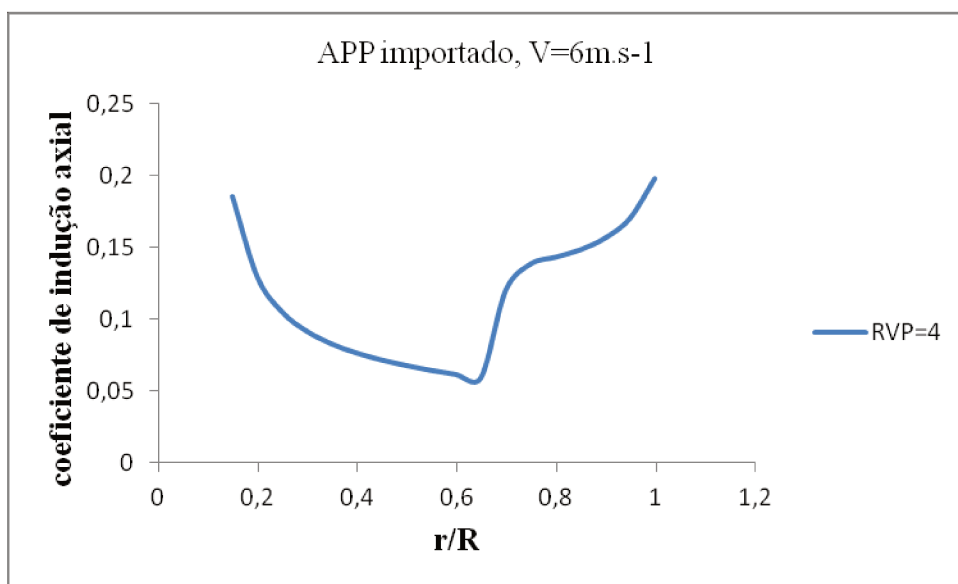


Figura 4.9 – Distribuição do coeficiente de indução axial nas pás do aerogerador importado, para $RVP=4$ e $V=6\text{m.s}^{-1}$.

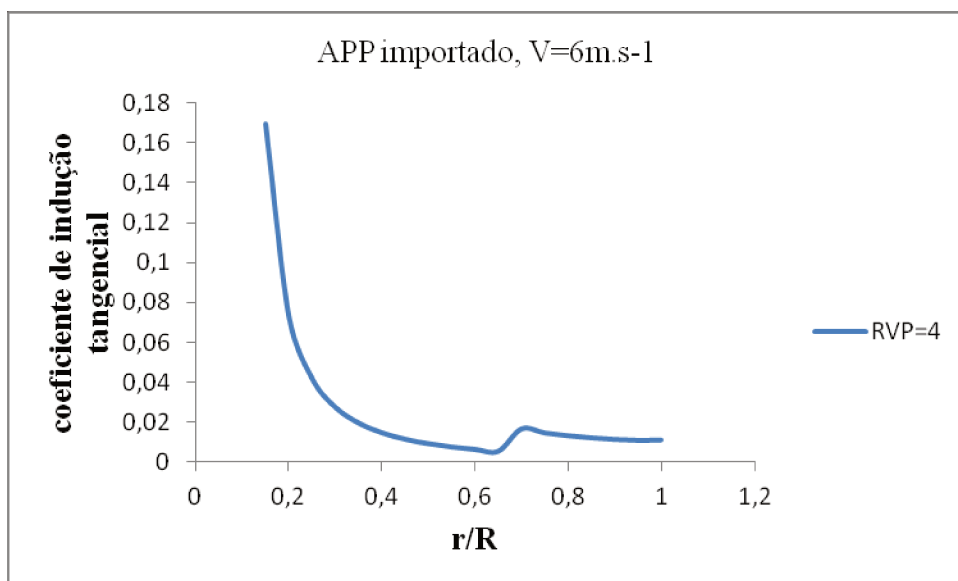


Figura 4.10 – Distribuição do coeficiente de indução tangencial nas pás do aerogerador importado, para $RVP=4$ e $V=6\text{m.s}^{-1}$.

4.1.4.2 Aerogerador nacional

4.1.4.1.1 Distribuição do número de Reynolds nas pás

A Figura 4.11 mostra a distribuição do número de Reynolds em toda a extensão das pás do APP nacional, para a velocidade de 4m.s^{-1} e $RVP=3$. O número de Reynolds é menor nas proximidades do cubo, e varia de $2 \cdot 10^5$ cubo para $8 \cdot 10^5$ na ponta da pá. O perfil de aerofólio utilizado na ponta das pás (perfil 5) tem os menores valores de coeficiente de sustentação, já que essa região estará sujeita aos maiores valores de momento e C_p . A corda na ponta das pás também é menor do que nas proximidades do cubo para amenizar o carregamento. O perfil de aerofólio utilizado próximo ao cubo (perfil 1) tem o coeficiente de sustentação de 1,42 para Reynolds igual a $1 \cdot 10^5$, o maior de todos os perfis para qualquer valor de Reynolds. Portanto, a região das pás desse APP que é próxima ao cubo também é maximizada para produzir energia elétrica, apesar de estarem sujeitas a momentos menores.

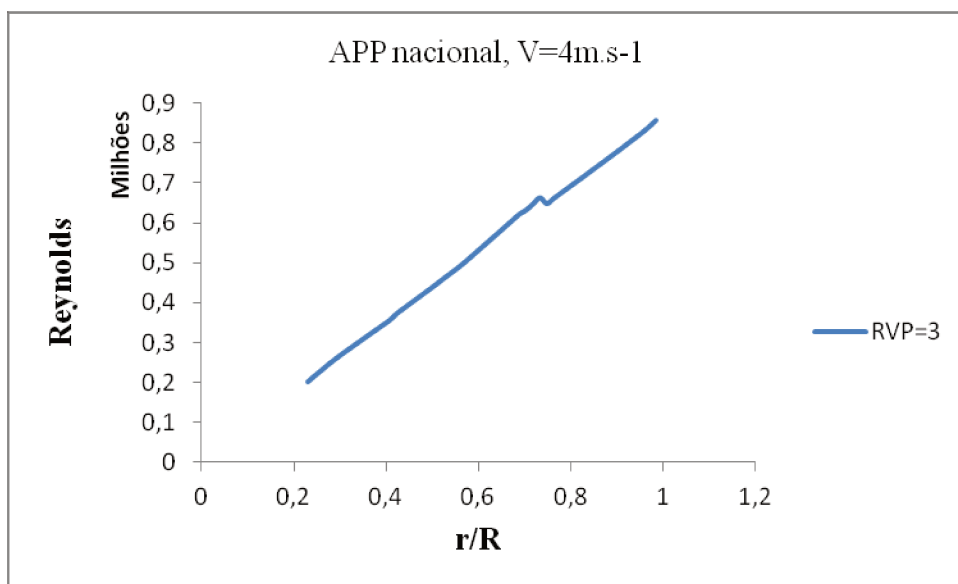


Figura 4.11 – Distribuição do número de Reynolds nas pás do aerogerador nacional, para $RVP=3$ e $V=4\text{ m.s}^{-1}$.

4.1.4.1.2 Coeficientes de indução axial (a) e tangencial (a')

No caso do aerogerador nacional, segundo o fabricante, a torção foi projetada para proporcionar um ângulo de ataque de 5° em toda a extensão da pá a uma velocidade de corrente livre do vento igual a 10m/s e velocidade na ponta da pá igual a 67,8 m/s (rotação=240rpm). Os coeficientes de indução axial e tangencial foram obtidos após quatro iterações, porém a convergência máxima obtida foi 95%, valor menor em comparação com o APP importado. Uma possível explicação para maior dificuldade de obtenção de convergência no processo iterativo descrito no fluxograma da Figura 3.3 é a diferença no perfil geométrico e aerodinâmico das pás dos APP.

A Figura 4.12 mostra a distribuição do coeficiente a em função da posição radial, para $V=6\text{m.s}^{-1}$ e $RVP=4$. A velocidade induzida axial é elevada próxima ao cubo, onde o ângulo de torção é bem maior; já próximo à ponta das pás a velocidade induzida axial é menor. Em relação ao coeficiente de indução tangencial, a Figura 4.13 mostra que a velocidade induzida tangencial tem valor bem mais elevado próximo ao cubo do que nas pontas das pás, onde o valor é quase nulo e chega a ser negativo.

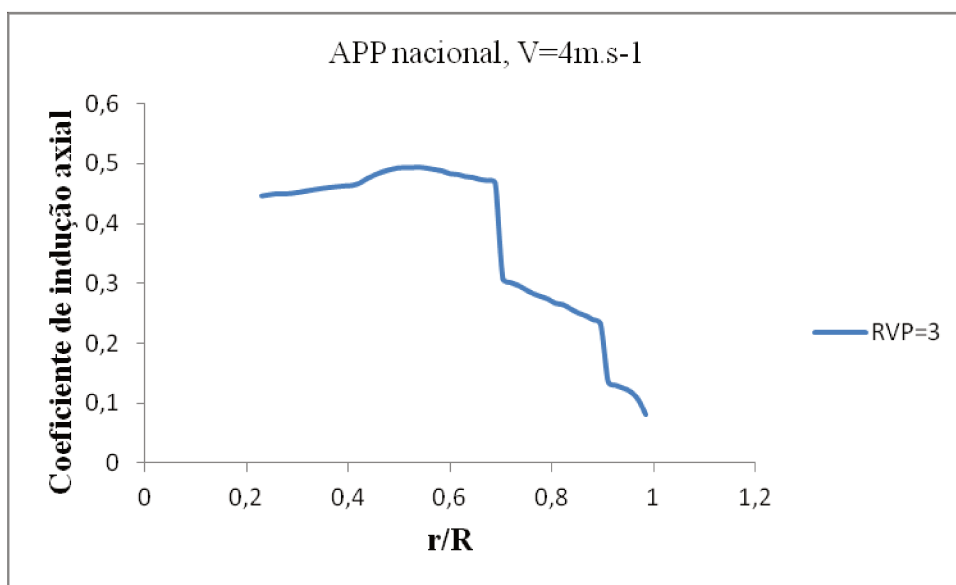


Figura 4.12 – Distribuição do coeficiente de indução axial nas pás do aerogerador nacional, para $RVP=3$ e $V=4\text{m.s}^{-1}$.

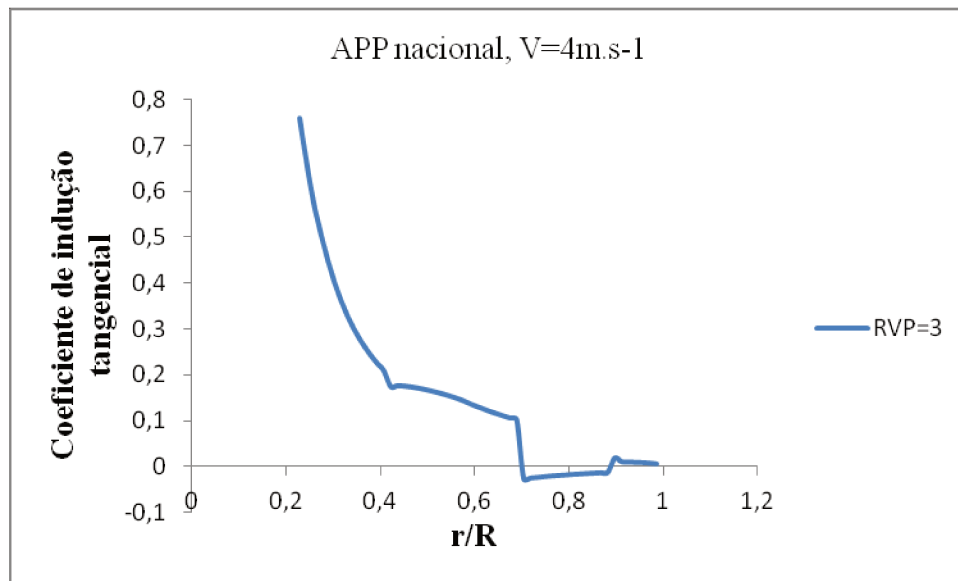


Figura 4.13 – Distribuição do coeficiente de indução tangencial nas pás do aerogerador nacional, para RVP=3 e $V=4\text{m.s}^{-1}$.

4.1.5 Influência da correção de Prandtl

4.1.5.1 Aerogerador importado

A Figura 4.14 mostra a curva adimensional $C_p - \lambda$ com a correção de Prandtl. O C_p foi ligeiramente reduzido para valores de λ entre três e quatro e seis e sete, para os demais valores o C_p não se altera.

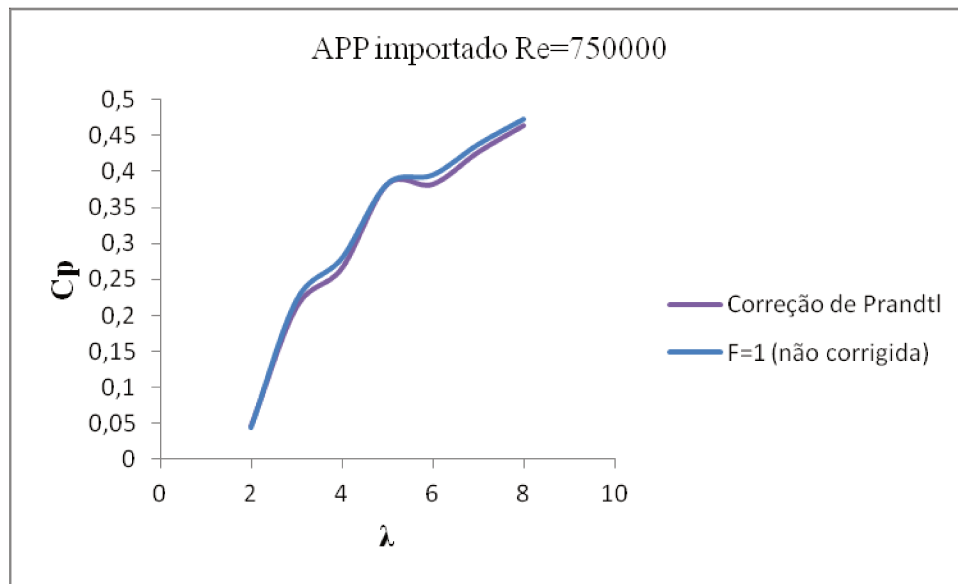


Figura 4.14 - Influência da correção de Prandtl na curva adimensional C_p - λ para o aerogerador importado.

4.1.5.2 Aerogerador nacional

A Figura 4.15 mostra a curva adimensional C_p - λ , com a correção de Prandtl, que contabiliza as perdas nas pontas das pás. A maior redução no C_p causada pela perda nas pontas das pás foi cerca de 11,5% para $\lambda=4$. O C_p continua a ser alterado para valores maiores de RVP, mas se mantém constante para valores menores.

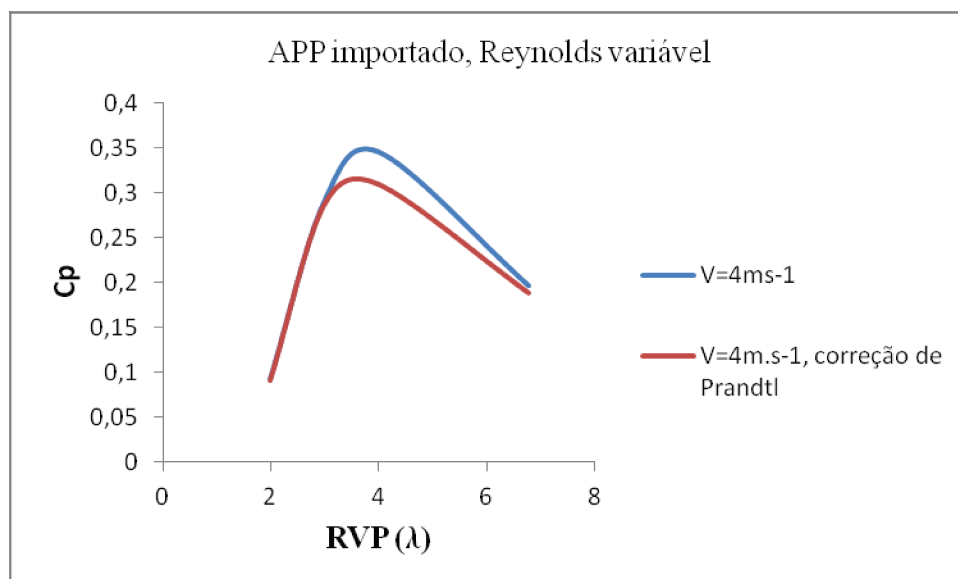


Figura 4.15 - Influência da correção de Prandtl na curva adimensional $C_p-\lambda$ para o aerogerador nacional.

4.2 Simulações da aplicação de aerogeradores

Os resultados da simulação da conexão dos aerogeradores com a rede elétrica serão apresentados. Em seguida, os aerogeradores foram avaliados operando em sistemas isolados, com carregamento de baterias. Um sistema eólico-diesel também foi avaliado, por tratar-se de fonte de energia não intermitente, opção que pode ser mais segura para garantir o suprimento. Na seção ultima seção, será apresentada análise de sensibilidade das opções de sistema do ponto de vista de viabilidade técnica e econômica.

4.2.1 Aerogeradores conectados à rede elétrica (*On-grid*)

Os dois aerogeradores foram simulados por meio do programa computacional Homer. O diagrama elétrico da configuração do sistema de geração com conexão à rede elétrica pública está mostrado na Figura (4.16). Os dois aerogeradores foram simulados por meio do programa computacional Homer. O diagrama elétrico da configuração do sistema de geração com conexão à rede elétrica pública está mostrado na Figura 2.

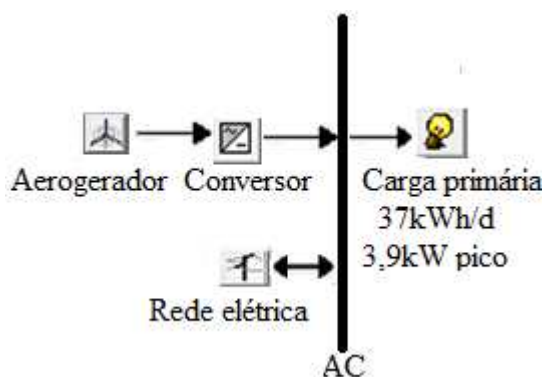


Figura 4.16 – Diagrama elétrico do sistema eólico conectado à rede elétrica pública: aerogeradores, barramento AC, inversor, rede elétrica pública e carga elétrica.

Em relação ao aerogerador importado (Tabela 4.1) e comparando os três perfis de vento avaliados, Roscoe (TX/EUA) têm os maiores valores de FC e PAE, 21.2% e 9283 kWh respectivamente. O perfil de vento de Campinas (SP/BR) apresentou os valores mais altos de COE e NPC e os menores valores de FC e FR; Cubatão (SP/BR) têm valores intermediários em relação aos parâmetros avaliados para as três cidades.

Tabela 4.1 – Sistema eólico com o aerogerador importado e rede elétrica pública

	Campinas (SP/BR)	Cubatão (SP/BR)	Roscoe (TX/EUA)
COE (US\$/kWh)	0.281	0.244	0.179
NPC (US\$)	45,640	42,017	35,814
FC (%)	4.2	9.97	21.2
FR (%)	13	30	55
PAE (kWh)	1839	4367	9283
Vendas (kWh)	48	877	3166
Compras (kWh)	11787	10088	7460

US\$1 = R\$2,20 (FGV, 2014)

Para o aerogerador nacional (Tabela 4.2), o perfil de vento de Roscoe (TX/EUA) novamente possui os maiores valores de FC e PAE, 22.6% e 11868 kWh respectivamente, e também apresentou os menores valores de COE e NPC, US\$ 0.149/kWh e US\$34,010 respectivamente. O perfil de vento de Campinas (SP/BR), de novo, apresentou os valores mais altos de COE e NPC e os menores valores de CF e FR, US\$ 0.282/ kWh, U\$ 46,182, 3.05% e 12 %, respectivamente.

Tabela 4.2 – Sistema eólico com o aerogerador nacional e rede elétrica pública

	Campinas (SP/BR)	Cubatão (SP/BR)	Roscoe (TX/EUA)
COE (US\$/kWh)	0.282	0.227	0.149
NPC (US\$)	46,182	41,526	34,010
FC (%)	3.05	9.97	22.6
FR (%)	12	34.1	62
PAE (kWh)	1605	5239	11868
Vendas (kWh)	137	1772	5540

Compras (kWh)	12110	10111	7250
US\$1 = R\$2,20 (FGV, 2014)			

Em relação ao perfil de vento da cidade de Campinas e comparando os dois APP, nacional e importado, o aerogerador importado produz 15% mais de energia elétrica; o fator de capacidade FC é 1,05 % maior e a fração de energia renovável FR é igual. Já em relação à cidade de Cubatão, o APP nacional produz 20% mais de energia elétrica, o fator de capacidade FC é igual e a fração de energia renovável é 12% maior. Finalmente, em relação à cidade de Roscoe, o APP nacional produz 28% a mais de energia elétrica, o fator de capacidade 1.4% maior e a fração de energia renovável é 27% maior. Conclui-se que o aerogerador nacional é a opção mais viável para as cidades de Cubatão e Roscoe, enquanto que o aerogerador importado é a melhor opção para a cidade de Campinas.

A potência elétrica de saída dos APP varia instantaneamente com a velocidade do vento local e em muitos momentos não é suficiente para suprimento integral do perfil de carga elétrica que foi simulado. A cidade de Campinas é a que possui o pior recurso eólico entre as três avaliadas e teve os maiores valores de compra de energia da rede elétrica pública. A venda de energia elétrica corresponde ao excedente de energia elétrica produzida pelos aerogeradores nos momentos em que a carga elétrica já está 100% suprida. O valor máximo de 34.1% da energia elétrica total produzida pelo APP importado foi vendida para a rede elétrica pública para a cidade de Roscoe e 46.6% para o APP nacional para a mesma cidade.

Asrari et al (2012) obtiveram um COE para um APP de 10kW de 0,144 (U\$/kWh) para uma vila rural remota Iraniana, valor que é 1,95 vezes mais baixo que o COE dos 2 APP simulados neste trabalho para o perfil de vento da cidade de Campinas (SP/BR). Para Cubatão (SP/BR), o COE do APP importado é 1,69 vezes maior e o COE do APP nacional é 1,57 vezes menor. Já em relação a Roscoe (TX/EUA), o COE do APP importado é 1,24 vezes maior e o COE do APP nacional é 1,03 vezes maior. A viabilidade técnica e econômica da aplicação do APP de 10kW é mais facilmente alcançada para o perfil de vento da vila rural remota Iraniana em comparação com os dois APP, nacional e importado, para quaisquer dos três perfis de vento avaliados.

O Fator de Capacidade é um parâmetro importante para indicar a produtividade do aerogerador e determinar se o equipamento está apto a participar de programas de incentivo

financeiro. O “Programa de Incentivo a Geração Própria” (Self Generation Incentive Program – SGIP, 2014), implementado pela Comissão de Energia da Califórnia, é um exemplo de programa de incentivo a energias renováveis e utiliza o valor mínimo de 25% de fator de capacidade para que um empreendedor possa receber incentivos financeiros da ordem de U\$110/kW de APP instalado. No presente trabalho, o aerogerador importado teve o fator de capacidade máximo de 21,2%, para Roscoe (TX/EUA), valor menor que o mínimo valor elegível para receber incentivos.

Simic et al (2013) avaliaram a PAE e FC do mesmo aerogerador importado deste estudo e de outros 43 modelos de APP com potência nominal entre 2 e 6 kW para dois cenários diferentes em relação ao recurso eólico disponível, a altura do aerogerador e ao tempo de vida útil do projeto. O fator de capacidade FC varia bastante para os APP, sendo que o modelo importado de 5kW teve o fator de capacidade avaliado em 26% e 20% para os dois cenários, respectivamente. Ou seja, o mesmo APP pode ser aceito em programas de incentivos em uma determinada região e recusado em outra, de acordo com o fator de capacidade e políticas locais de incentivo.

Kusakuna & Vermaak (2013) avaliaram o COE para um APP de 7,5 kW em 0,539 (\$/kWh) em uma região rural da África do Sul, valor semelhante ao COE deste trabalho para a cidade de Campinas (SP/BR). Para Cubatão (SP/BR), o COE dos APP importado e nacional é aproximadamente duas vezes menor. Já em relação a Roscoe (TX/EUA), o COE para APP importado é aproximadamente duas vezes menor e o COE do APP nacional é aproximadamente três vezes e meia menor. Portanto, comparativamente a esse caso, os APP nacional e importado nas cidade de Roscoe (TX/EUA) e Cubatão (SP/BR) apresentaram maior viabilidade técnica e econômica.

Em relação a sistemas de grande porte, a viabilidade econômica é mais facilmente atingida. Shahid et al (2013) avaliaram o COE na região costeira da Arábia Saudita variando de 0,0423 (\$/kWh) a 0,0711 (\$/kWh) para 75 MW de aerogeradores de 600kW a 50 metros de altura. Ou seja, o máximo valor do COE para essa região é mais de duas vezes menor do que o mínimo valor de COE avaliado neste estudo, ou seja, para o APP nacional em Roscoe com COE em 0,149(US\$/kWh).

4.2.2 Aerogeradores não conectados à rede elétrica pública (*off-grid*)

Os aerogeradores nacional e importado também foram simulados para suprimento de carga isolada da rede elétrica pública, em uma configuração de sistema eólico com baterias. A taxa de desconto a 5.53% foi mantida, porém dessa vez foi considerada a possibilidade de instalação de um a dez aerogeradores em todos os casos, como tentativa para que a carga elétrica fosse suprida integralmente. As Tabelas 4.3 e 4.4 mostram os resultados dessa simulação para os aerogeradores importado e nacional, respectivamente.

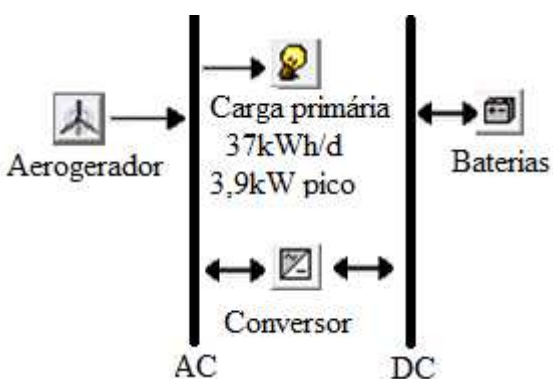


Figura 4.17 – Diagrama elétrico do sistema isolado eólico com baterias.

Como mostrado na Tabela 4.3, o perfil de velocidade do vento de Roscoe (TX/EUA) com os quatro aerogeradores importados teve o COE avaliado em 1.373 (US\$/kWh), 4 vezes inferior ao COE avaliado para Campinas (SP/BR) com nove aerogeradores, a 5.58 (US\$/kWh). Roscoe também teve novamente o maior valor de FC, 17.1%. A cidade de Campinas (SP/BR) apresentou os menores valores de FC, 6.42% e 11.52% menor que Cubatão (SP/BR) e Roscoe (TX/EUA), respectivamente. Cubatão (SP/BR), com oito aerogeradores, é a intermediária entre essas cidades em relação aos parâmetros avaliados.

Tabela 4.3 – Resultados da simulação do sistema eólico-baterias, aerogerador importado

	Brasil		Estados Unidos
	Campinas (SP/BR)	Cubatão (SP/BR)	Roscoe (TX/EUA)
Aerogeradores	9	8	4
Baterias	200	100	100
COE (US\$/kWh)	2.797	1.835	1.373
NPC (US\$)	435,564	285,783	213,783

FC (%)	5.58	12	17.1
FR (%)	100	100	100
PAE (kWh)	21978	42130	29915

US\$1 = R\$2,20 (FGV, 2014)

Para o aerogerador nacional (Tabela 4.4), a cidade Roscoe (TX/EUA) novamente possui o maior valor de FC, 18.30%; Roscoe também apresentou o menor valor de COE, US\$ 1.257/kWh. A cidade Campinas (SP/BR) apresentou novamente os valores mais altos de COE e NPC e os menores valores de FC e, US\$ 5.11/kWh, US\$ 651,235 e 5.11%, respectivamente.

Tabela 4.4 – Resultados da simulação do sistema eólico-baterias, aerogerador nacional

	Brasil		Estados Unidos
	Campinas (SP/BR)	Cubatão (SP/BR)	Roscoe (TX/EUA)
Aerogeradores	10	8	3
Baterias	350	200	100
COE (US\$/kWh)	5.582	2.828	1.257
NPC (US\$)	651,235	440,504	195,783
FC (%)	5.11	11.4	18.3
FR (%)	100	100	100
PAE (kWh)	26874	47945	28858

US\$1 = R\$2,20 (FGV, 2014)

Os sistemas eólicos não integrados a outras fontes de energia requerem banco de baterias com muitas unidades e alto número de APP para obter garantia de suprimento sem limitação de capacidade. Kusakuna & Vermaak (2013a) avaliaram opções de sistemas isolados baseados em fontes renováveis (hidrelétrica, eólica e solar) para suprimento em uma vila rural da África do Sul, considerando dois casos diferentes de carga elétrica e o recurso energético. No primeiro caso, um sistema composto por 7 APP de 7,5kW e 771,12 kWh de baterias (357 Trojan LP16) teve o COE avaliado em US\$9.311/kWh para carga elétrica de pico de 3,4kW e 9,5kWh/dia; no segundo caso, um sistema com 4 APP de 7,5kW e 470,88kWh de baterias (218 Trojan LP16) teve o COE avaliado em US\$0.431/kWh. No presente trabalho, as arquiteturas de sistemas que garantem suprimento integral também requerem banco de baterias com grande número de

unidades e alto número de APP. Em função disso, o custo do sistema é mais elevado quando comparado com o custo da configuração ao caso do sistema conectado à rede elétrica.

Nogueira et al (2014) desenvolveram um algoritmo de otimização que garante o menor COE e a máxima confiabilidade para dimensionamento de sistemas híbridos eólico e fotovoltaico com baterias. Um estudo de caso foi para uma região rural isolada no Sul do Brasil e o COE calculado para seis configurações diferentes, considerando diferentes valores de probabilidade de perda suprimento de energia. A opção de sistema isolado eólico com baterias (sem fotovoltaico) otimizada foram quatro APP de 0,6kW e 7 baterias de 1,92kWh cada, com o COE avaliado a R\$ 1.048/kWh, 2,63 vezes inferior ao menor COE avaliado nesse trabalho (Roscoe, aerogerador nacional).

Henryson & Svensson (2004) avaliaram o COE para três aerogeradores de 3 kW modelo Bornay e 80 baterias de 1,92 kWh em 0,53 ((\$/kWh)) pelo Programa Sueco de Pesquisa na Antártica, região de ventos intensos. Esse valor é três vezes inferior ao COE para os 3 APP importado e nacional na cidade de Roscoe (TX/EUA). Para Cubatão (SP/BR), o COE simulado dos 6 APP importados é 4,25 vezes mais alto e o COE dos 8 APP nacionais é 6,7 vezes maior. Já em relação a Campinas (SP/BR), o COE dos 3 APP importados é 6,5 vezes maior e o COE dos 3 APP nacional é 7,5 vezes maior. Neste estudo, o preço do APP de 3kW foi considerado a 2730 U\$/kW, enquanto que os APP importado e nacional foram avaliados a 5800 U\$/kW (com base em cotações reais). Da mesma forma, a única cidade que poderia ter valores de COE próximos ao COE simulado para a Antártica seria a cidade de Roscoe (TX/EUA) caso fossem reconsiderados os preços dos aerogeradores. Essa análise indica inviabilidade da instalação de sistemas eólicos isolados em Campinas e Cubatão (SP/BR) em comparação com locais de maior recurso eólico.

4.2.2.1 Análise da *Break Even Distance*

A distância a partir da rede elétrica que faz com que o custo presente líquido da extensão da rede elétrica pública iguale o custo presente líquido do sistema eólico isolado (*breakeven distance*) também foi calculada para as três cidades (Figura 4.18). Essa distância varia em função do aerogerador utilizado e do recurso eólico local. Embora a carga elétrica simulada possa ser atendida integralmente pelos sistemas eólicos isolados propostos, a viabilidade econômica é alcançada somente para cargas muito afastadas da rede pública.

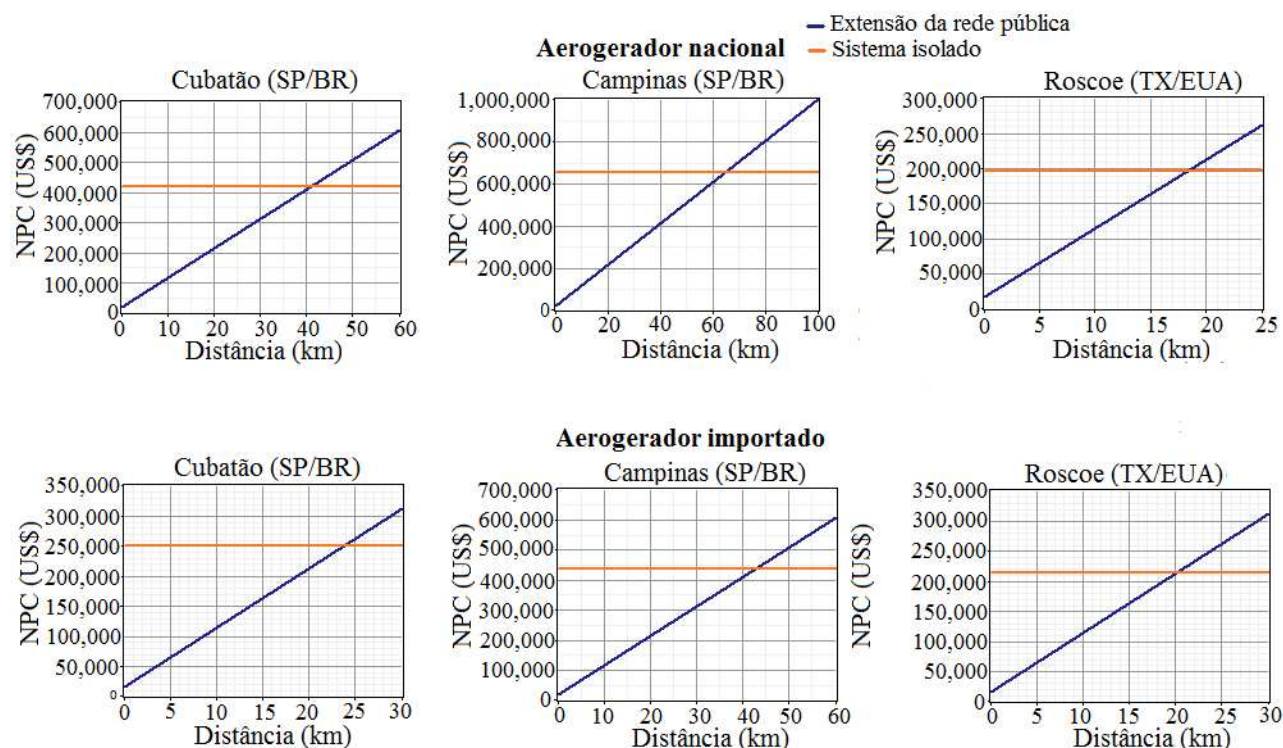


Figura 4.18 – Comparação do custo presente líquido do sistema isolado eólico com baterias e da opção de extensão da rede pública. NPC: Net present cost (Custo presente líquido).

Fonte: Adaptado do programa HOMER.

5. CONCLUSÕES

A simulação do desempenho de potência indica que os dois aerogeradores analisados tem características operacionais diferentes. O aerogerador nacional produz até cerca de 45% a mais de energia elétrica em baixas rotações ($RVP < 4$), enquanto que o aerogerador importado produz até duas vezes mais energia elétrica (para $\text{pitch} = 10^\circ$) em altas rotações ($4 < RVP < 8$). O desempenho aerodinâmico do rotor depende das condições de operacionalidade dos mesmos devido a diferenças técnicas entre os equipamentos.

A produção de energia elétrica de aerogeradores de mesmo porte varia em função do recurso eólico local e de características técnicas e operacionais dos aerogeradores. O aerogerador

deve ser projetado ou adquirido levando em consideração o perfil de vento local, para que o desempenho na produção de energia elétrica seja maximizado.

Embora a opção de sistema isolado eólico não integrado a outras fontes de energia seja confiável para atender integralmente à carga elétrica simulada para os perfis de vento avaliados, a intermitência da fonte eólica pode inviabilizar o projeto. Um banco de baterias com número elevado de unidades, bem como alto número de aerogeradores são necessários em todos os perfis de vento avaliados para garantia de suprimento integral à carga simulada, aumentando consideravelmente os custos associados.

A *breakeven distance* varia em função do aerogerador utilizado e do recurso eólico local. Para o sistema isolado, nos três recursos eólicos avaliados, os aerogeradores avaliados serão viáveis apenas em locais de recurso eólico muito alto ou em locais bastante afastados da rede elétrica pública.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AIRFOIL TOOLS – Disponível em <<http://airfoiltools.com>>. Acesso em 19 abr 2014

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Balanço Energético Nacional 2012:** Ano Base 2011. Brasília, 2012. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal2012.aspx>>. Acesso em: 03 nov. 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Balanço Energético Nacional 2013:** Ano Base 2012. Brasília, 2013b. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal2012.aspx>>. Acesso em: 18 dez. 2013.

ASHOURIAN, M.H.; CHERATI, S.M.; ZIN, A.A.M.; NIKMAN, N.; MOKHTAR, A.S.; ANWARI, M.. Optimal green energy management for island resorts in Malaysia, **Renewable Energy**, v.51, p.36-45, Malaysia, 2013.

ASRARI, A.; GHASEMI, A.; JAVIDI, M.H.. Economic evaluation of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Iran – A case study, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, p.3123-3130, Iran, 2012.

BEKELE, G.; TADESSE, G..Feasibility study of small Hydro/PV/Wind hybrid system for off-grid rural electrification in Ethiopia, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Etiópia, v.97, p.5-15, 2012. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/apenergy>>. Acesso em 19 abr 2014.

BURTON, T. et al.. **Wind energy handbook**. Chichester: John Wiley and Sons, 2001. 617 p.

CAMARGO SCHUBERT. **Certificação de Medições Anemométricas**. Relatório técnico para atender o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL nº0393-002/2006, Curitiba, 31p.,2011.

CCSE – CALIFORNIA CENTER FOR SUSTAINABLE ENERGY. **2014 Self generation incentive program**: Provides financial incentives for installing clean, efficient, on-site distributed generation, 2014, 97p. Disponível em: <https://energycenter.org>.

COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Manual de avaliação técnico-econômica de empreendimentos eólico-elétricos 2007**. Relatório técnico para atender o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL – CGER 001, Curitiba, 104p.

DEMIROREN, A.; YILMAZ, U.. Analysis of change in electric energy cost with using renewable energy sources in Gokceada, Turkey: An island example, **Renewable Energy**, Turquia, v.14, p.323-333, 2010.Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/rser>> Acesso em 19 abr 2014.

EWEA – EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Pure Power: Wind Energy Targets for 2020 and 2030**. Julho de 2011. Disponível em: <<http://www.ewea.org>>. Acesso em: 22 mai. 2012.

EUDORA – EMPRESA EUDORA SOLAR. **Curso de Energia Solar Fotovoltaica: Introdução, Dimensionamento, Projeto e Instalação**. Brasil, 2011, 103p.

FGV – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. Disponível em: <http://portal.fgv.br/>. Acesso em: 24.06.2014

FOX, R. W.; MCDONALD, A.T.. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**, LTC editora, 1998, 488p.

GWEC - GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report: Annual market up date 2011**. Disponível em: <<http://www.gwec.net>>. Acesso em: 08 jun. 2012.

GWEC - GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report: Annual market up date 2012**. Disponível em: <<http://www.gwec.net>>. Acesso em: 18 dez. 2013.

HAFEZ, O.; BHATTACHARYA, K. Optimal planning and design of a renewable energy bated supply system for microgrids. **Renewable Energy** vol. 45, p. 7-15, 2012.

HANSEN, M. O. L.. **Aerodynamics of Wind Turbines.**, 2nd ed., London: Earthscan, 2008. 181p.

HEMANI, A.. **Wind Turbine Technology**. Cengage learning, 2012, 418p.

HENRYSON, M.; SVENSSON, M.. **Renewable Power for the Swedish Antarctic Station Wasa**. 2004. Dissertação (Mestrado em Ciência) – Department of Energy Technology, Royal Institute of Technology, Stockholm, 2004.

HOMER – Hybrid Optimization Model for Electric Renewable. Disponível em: <<http://www.homerenergy.com/>>. Acesso em: 19 abr 2014

IEC – INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61400-12-1**: Power Performance measurements of electricity producing wind turbines, Edition 1.0, Switzerland, 2005, 101p.

IEC – International Electrotechnical Commission. **IEC 61400-12-2**: Design requirements for small wind turbines - revision 2, Edition 1.0, Switzerland, 2006.

KUSAKUNA, K.; VERMAAK, H.J.. Hydrokinetic power generation for rural electricity supply: Case of South Africa, **Renewable Energy**, África do Sul, v.55, p.467-473, 2013a. Disponível em : <<http://www.elsevier.com/locate/renene>>. Acesso em 19 abr 2014.

KUSAKUNA, K.; VERMAAK, H.J.. Hybrid renewable power systems for mobile telephony base stations in developing countries, **Renewable Energy**, África do Sul, v. 51, p. 419-425, 2013. Disponível em : <<http://www.elsevier.com/locate/renene>>. Acesso em 19 abr 2014.

LANZAFAME, R.; MESSINA, M.. Fluid dynamics wind turbine design: Critical analysis, optimization and application of BEM theory. **Renewable Energy**, Catania, n. 32, p.2291-2305, 20 fev. 2007. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/renene>>. Acesso em: 20 fev. 2014.

LANZAFAME, R.; MESSINA, M.. Power curve control in micro wind turbine design. **Energy**, Catania, n. 35, p.556-561, 13 nov. 2009. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/energy>>. Acesso em: 20 fev. 2014.

LANZAFAME, R.; MESSINA, M.. Horizontal axis wind turbine working at maximum power coefficient continuously, **Renewable Energy**, Catania, n. 35, p.301-306, 2010. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/renene>> Acesso em: 20 fev. 2013

LANZAFAME, R.; MESSINA, M.. BEM theory: How to take into account the radial flow inside of a 1-D numerical code, **Renewable Energy**, Catania, n. 39, p.440-446, 2012. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/renene>>. Acesso em: 20 fev. 2014

LANZAFAME, R.; MESSINA, M.. Wind turbine CFD modeling using a correlation-based transitional model, **Renewable Energy**, Catania, n. 52, p.31-39, 2013. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/renene>>. Acesso em: 20 fev. 2014

MANWELL, J.. **Wind energy explained**: theory design and application. John Wiley & Sons Inc.; 2009. 677p.

MARTINEZ, J.; MORALES, A.; PROBST, O.; LLAMAS, A.; RODRIGUEZ, C.. Analysis and simulation of a wind-electric battery charging system, **International Journal of Energy Research**, Monterrey, n 30, p.633-646, 13 jan 2009. Disponível em: < [http://onlinelibrary.wiley.com/journal/10.1002/\(ISSN\)1099-114X](http://onlinelibrary.wiley.com/journal/10.1002/(ISSN)1099-114X)>. Acesso em:19 abr. 2014.

NAGAI, Y.; YAMAMOTO, H.; YAMAJI, K. Constructing low emitting power systems through grid extension in Papua New Guinea (PNG) with rural electrification. **Energy**, v.35, p.2309-2316, 2010.

NASA – National Aeronautics and Space Administration, disponível: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov> Acesso em: 21/02/2014.

NGAN, M.S.; TAN, C.W.. Assessment of economic viability for PV/wind/diesel hybrid energy system in southern Peninsular Malaysia, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, p.634-647, Malaysia, 2012.

NOGUEIRA, C.E.C; VIDOTTO, M.L.; NIEDZIALKOSKI, R.K.; SOUZA, S.N.M.; CHAVES, L.I.; EDWIGES, T.; SANTOS, D.B.; WERNCK, I.. Sizing and simulation of a photovoltaic-wind energy system using batteries, applied for a small rural property located in the south of Brazil, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.29, p.151-157, 2014.

NREL- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, Colorado, 2013. Disponível em:< http://www.nrel.gov/wind/facilities_stl.html> Acesso em 20/02/2014

NREL – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY.. Unsteady Aerodynamics Experiment Phases II–IV Test Configurations and Available Data Campaigns. **Technical Report**, Jul. 1999, 177p.

NREL – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Using HOMER Software, NREL's Micropower Optimization Model, to Explore the Role of Gen-sets in Small Solar Power Systems; Case study: Sri Lanka, **Technical report NREL/TP-710-36774**, May 2005, 25p. Disponível em: (www.nrel.gov/docs/fy05osti/36774.pdf)

OHIO STATE UNIVERSITY..Effects of grit roughness and pitch oscillations on the NACA 4415 Airfoil. **Airfoil Performance Report**. Revised Edition, Jun.1999, 22p.

OHIO STATE UNIVERSITY.. Effects of surface roughness and vortex generator on the NACA 4415 Airfoil. **Airfoil Performance Report**. Revised Edition, Jun.1995, 22p.

PINHO, J.T.; BARRETO, E.J.F.. **Sistemas Híbridos: Soluções energéticas para a Amazônia**. 1ª ed. Brasília: Editora do Ministério das Minas e Energia, 2008, 396p.

REHMAN, S.; EL-AMIN, I.M.; AHMAD, F.; SHAAHID, S.M.; AL-SHEHRI, J.M.; BAKASHWAIN, J.M.; SHASH, A..Feasibility study of hybrid retrofits to an isolated off-grid

diesel power plant, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.11, p.635-653, Arábia Saudita, 2007.

SEN, R.; BHATTACHARYYA, S.C.. Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of Homer, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.62, p.388-398, Iran, 2014.

SHAAHID, S.M.; AL-HADHRAMI, M.K.; RAHMAN, M.K.. Economic feasibility of development of wind power in coastal location of Saudi Arabia – A review, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.19, p.589-597, Malaysia, 2013.

SPERA, D. A. **Wind Turbine Technology**: Fundamental concepts of wind turbine engineering, 2nd ed., ASME PRESS, 2009. 835p.

SIMIC, Z.; HAVELKA, J.G.; VRHOVCAK, M.B.. Small wind turbines- a unique segment of the wind power market, **Renewable Energy**, Croacia, v.50, p.1027-1036, 2013.

USDA – United States Department of Agriculture. Disponível em: <<http://www.usda.gov/wps/portal/usda/usdahome>>. Acesso em: 04 jun. 2012.

VAZ, J.R.P.; SILVA, D.O.; PINHO, J.T.; BRANCO, T.M.M.; MESQUITA, A.M.. **Estudo da eficiência de perfis aerodinâmicos aplicados a aerogeradores de pequeno porte**. Universidade Federal do Pará, 2009, 6p.

WWEA - WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION.. **2013 Small wind world report updated**. Bonn, Alemanha, 2013.

WPP – WIND POWER PROGRAM. **Smaller wind turbines: The Evance R9000, Bergey Excel-S, Proven 6, Skystream and Honeywell RT6500**. Disponível em: <http://www.wind-power-program.com/small_turbines.htm>. Acesso em: 19 ago. 2011.