UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

HANNA SCHÜTZER

ESTUDO DE ENERGIA EÓLICA E PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA E SIMULAÇÃO EM CONJUNTO NA REGIÃO DO RIBEIRÃO DO LOBO

São Carlos

2012

HANNA SCHÜTZER

ESTUDO DE ENERGIA EÓLICA E PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA E SIMULAÇÃO EM CONJUNTO NA REGIÃO DO RIBEIRÃO DO LOBO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Frederico Fábio Mauad

São Carlos

2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Schützer, Hanna
S396e Estudo de Energia Eólica e Pequena Central Hidrelétrica e Simulação em Conjunto na Região do Ribeirão do Lobo / Hanna Schützer; orientador Frederico Fábio Mauad. São Carlos, 2012.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

1. Geração de Energia. 2. Energia Eólica. 3. Pequena Central Hidrelétrica. 4. Sazonalidade. 5. Sistema Híbrido. 6. Simulação. 7. MatLab. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Hanna Schützer

Título: "Estudo de Energia Eólica e Pequena Central Hidrelétrica e Simulação em Conjunto na Região do Ribeirão do Lobo"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 27 / 11 / 2012,

com NOTA 9,2 (nove, dois), pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Frederico Fábio Mauad (Orientador)
SHS/EESC/USP

Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior
SEL/EESC/USP

M.Sc. Julio Issao Kuwajima
SHS/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

Agradecimento

Agradeço aos meus pais pelo sustento e alicerce incondicionais, que não só me ajudaram a concluir a graduação, mas que me guiaram pelo caminho todo para chegar onde estou hoje.

Aos meus irmãos, Rudolf e Erika, meu norte, que me ensinaram – sem palavras – os fascínios do mundo da Engenharia.

Ao meu namorado Vinicius, que, entre outras tantas coisas imprescindíveis, soube ser paciente durante os últimos dois anos.

Aos meus colegas de São Carlos, que tornaram os últimos anos os melhores da minha vida. Em especial, Henderson, agradeço por ser metade professor, em muitos momentos; e metade amigo incondicional, em tantos outros.

Aos professores do Departamento da Elétrica, principalmente àqueles que me inspiraram e incentivaram a seguir a área de sistemas de energia; e aos funcionários de toda a Graduação, que, sempre atenciosos, dão personalidade à Instituição.

Agradeço, enfim, ao meu orientador Prof. Frederico Mauad, e ao doutorando Julio Pancada Issao, pela orientação neste trabalho.

Resumo

Este trabalho se propõe a apresentar um panorama geral sobre o avanço de geração elétrica por fontes renováveis no Brasil e no mundo, bem como um estudo técnico sobre Energia Eólica e a Pequena Central Hidrelétrica. A partir deste estudo, será apresentado uma simulação em conjunto das duas fontes de energia em questão, implementado num estudo de considerando as condições climatológicas e regime de vazões do Ribeirão do Lobo. Tal simulação será realizada com auxilio da ferramenta MatLab®, software de simulação e resolução de problemas. Através desta simulação, espera-se observar o comportamento sazonal das duas fontes naturais em questão, almejando um comportamento complementar das fontes.

Palavras-chave: Geração de Energia, Energia Eólica, Pequena Central Hidrelétrica, Simulação, MatLab, Sazonalidade, Sistema Híbrido.

Abstract

This paper aims to present a panorama of the advance of renewable energy in Brazil and in the World, as well as a technical study of Wind Energy and Small Hydroelectric Power Station. Therefore it will be simulated a parallel operation of both sources, which will consider a pre determined region – the Ribeirão do Lobo, where the Hydroelectric Plant is already installed. With the assistance of Software MatLab®, this simulation will be possible, and the expected result is the effect of seasonality in the generation curve of both electricity types. At the end, it is expected to obtain a complementary signal of output, due to the supposed balanced flows of wind and rain dynamic.

Keywords: Power Generation, Wind Power, Small Hydroelectric Power Station, Simulation, MatLab, Seasonality, Hybrid System.

Lista de Figuras

Figura 1.1: Potencial eólico no Brasil (fonte: (CEPEL 2001)) 28

Figura 1.2: Localização dos parques eólicos no Brasil (fonte: (ABEEólica 2012)) 29

Figura 2.1: Automóvel movido a vento do século 14 (fonte: Ulrich Alertz) 35

Figura 2.2: Turbina eólica Darrieus 36

Figura 2.3: Enercon E-126 (fonte: Enercon) 37

Figura 2.4: Força de sustentação e arrasto numa pá eólica (fonte: (Maccarini 2009)) 38

Figura 2.5: Sustentação e arrasto numa pá eólica em translação (fonte: (Maccarini 2009)) 38

Figura 2.6: Forças e ângulos numa pá eólica em translação (fonte: (Maccarini 2009)) 39

Figura 2.7: Característica do C_p para diversas configurações de rotores (fonte: adaptado de (Hau 2006)) 40

Figura 2.8: Nacele da Vestas V90 (fonte: (Ackermann 2005)) 41

Figura 2.9: Exemplo da configuração tipo A, com velocidade fixa (fonte: (Hartkopf 2011)) 44

Figura 2.10: Exemplo da configuração tipo B, com velocidade variável (fonte: (Hartkopf 2011)) 45

Figura 2.11: Exemplo da configuração tipo C, com velocidade variável (fonte: (Hartkopf 2011)) 45

Figura 3.1: Esquema básico de uma PCH (fonte: (Mauad 2010)) 50

Lista de Gráficos

Gráfico 1.1: Participação das fontes na geração de energia elétrica no mundo em 1973 e 2009 (fonte: (IEA n.d.)) 22

Gráfico 1.2: Participação das fontes na geração de energia elétrica no Brasil em 2011 (fonte: (MME, Resenha Energética Brasileira n.d.)) 23

Gráfico 1.3: Capacidade instalada total de energia eólica no mundo em MW (fonte: (WWEA 2011)) 24

Gráfico 1.4: Capacidade instalada adicional de energia eólica por ano em MW (fonte: (WWEA 2011)) 25

Gráfico 1.5: Capacidade instalada de energia eólica no Brasil desde 2005 em MW (fonte: (WWEA 2011)) 27

Gráfico 1.6: Capacidade instalada de PCH no Brasil em MW (fonte: (ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica s.d.)) 30

Gráfico 1.7: Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (fonte: (MME, Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 2010)) 31

Gráfico 3.1: Região de Operação das turbinas (fonte: (Voith s.d.)) 54

Gráfico 4.1: Geração Eólica no período de 2001 a 2010 em kW 62

Gráfico 4.2: Geração Eólica e velocidade do vento no período de 2001 a 2010 em kW 63

Gráfico 4.3: Curva de permanência estimada para o período de 1977 até 2011 66

Gráfico 4.4: Q_7 mínimas para o período de 1977 até 2011 67

Gráfico 4.5: Geração PCH no período de 2001 a 2010 em kW 69

Gráfico 4.6: Geração Eólica e PCH no período de 2001 a 2010 em kW 71

Gráfico 4.7: Curvas Suavizadas da Geração Eólica e PCH no período de 2001 a 2010 em kW 72

Lista de Tabelas

Tabela 1.1: Ranking dos países em capacidade instalada de energia eólica (fonte: (WWEA 2011)) 26

Tabela 4.1: Especificações Técnicas do aerogerador Enercon E-48/800kW (fonte: (Enercon s.d.)) 59

Tabela 4.2: Características do Reservatório da Usina do Lobo 64

Tabela 4.3: Características da Barragem da Usina do Lobo 64

Tabela 4.4: Dados da Estação de Monitoramento Hidrológico Jacaré-Açú 2 65

SUMÁRIO

1. Capítulo 1 Introdução 21
1.1. Cenário energético no Brasil e no mundo 22
1.2. A Energia Eólica 23
1.2.1. Desenvolvimento no Brasil e no Mundo 24
1.2.2. Potencial eólico brasileiro 27
1.3. Pequenas Centrais Hidrelétricas 29
1.3.1. Panorama no Brasil 30
1.4. Plano Decenal de Expansão de 2010 a 2019 31
1.5. Objetivos da Monografia 31
1.6. Organização da Monografia 32
2. Capítulo 2 Energia Eólica 35
2.1. Contexto Histórico 35
2.2. Fundamentos da Geração Eólica 37
2.2.1. Aerodinâmica 38
2.2.2. Potência 39
2.3. Componentes do Aerogerador 41
2.4. Configuração da geração 43
2.4.1. Tipo A: Velocidade Fixa 44
2.4.2. Tipo B: Velocidade Variável com Conversor Parcial de Frequência ... 45
2.4.3. Tipo C: Velocidade variável com Conversor Total de Frequência 45
3. Capítulo 3 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) 47
3.1. Vantagens da PCH 48
3.2. Tipos e Componentes de uma PCH 50
3.2.1. Barragem 51
3.2.2. Vertedouro 51
3.2.3. Canal de adução 51
3.2.4. Tubulação 51

3.2.5. Câmara de Carga 51
3.2.6. Casa de Máquinas 52
3.2.7. Turbina 52
3.2.8. Gerador 54
4. Capítulo 4 Simulação e Resultados 57
4.1. Introdução – Estudo de Caso 57
4.1.1. Software Simulador 57
4.2. Aerogerador 58
4.2.1. Tratamento dos dados históricos e de saída 59
4.2.2. Resultado das Simulações 61
4.3. Pequena Central Hidrelétrica 63
4.3.1. Tratamento dos Dados Históricos 64
4.3.2. Curva de Permanência 65
4.3.3. Vazão $Q_{7,10}$ 66
4.3.4. Determinação da vazão turbinada 68
4.3.5. Resultado das Simulações 68
4.4. Simulação Conjunta e Resultados 69
5. Capítulo 5 Conclusão 73
6. Bibliografia 75
7. Apêndice A 77

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A capacidade de gerar e converter energia são um fator vital e essencial para o desenvolvimento socioeconômico da humanidade. No entanto, recentemente este tópico tem recebido destaque especial. A revolução industrial, iniciada na Europa, provocou uma evolução na sociedade, gerando um êxodo rural e incentivando a vida comercial e urbana. Assim percebeu-se a importância que a infraestrutura de cidades e o domínio da energia poderiam ter no desenvolvimento socioeconômico de um país. A partir daí, combustíveis fósseis, como fonte de energia primária, se tornaram produtos essenciais numa sociedade moderna, e estratégias foram desenvolvidas para garantir-se o fornecimento seguro e ininterrupto (Farret, et al., 2006).

Desde então, a população cresceu exponencialmente, e junto com ela, a demanda de produtos industrializados e, consequentemente, de energia. Com o aumento da demanda das fontes de energia, o resultado foi a construção de usinas de geração cada vez maiores, hidrelétricas de grande porte, usinas termoelétricas desenvolvidas para alcançar cada vez mais o limite de rendimento e eficiência máxima. Hoje encontramos impactos ambientais resultantes como desmatamentos, destruição de habitat natural da fauna e da flora, poluição e contaminação do meio ambiente.

O futuro da geração de energia para sobrevivência humana não está na exploração de recursos finitos e altamente poluentes, mas no avanço e desenvolvimento de energia limpa, renovável e com baixo impacto ambiental. Existem fontes de energia abundante que atualmente são pouco exploradas para geração de energia elétrica, como por exemplo: o planeta Terra recebe diariamente um montante de energia solar que excede muitas vezes a demanda energética da humanidade. Através do aquecimento, o sol gera vento, chuva, ondas e marés, permite o desenvolvimento de plantas.

Por energia limpa e renovável, entende-se geração de energia através de recursos naturais e que são naturalmente reabastecidos em prazo relativamente curto ou instantâneo, tais como sol, chuva, vento, maré, geotérmica, entre outros. Não necessariamente a energia renovável é não poluente, já que as grandes usinas hidrelétricas geram áreas alagadas, e, apesar de gerar divergências entre especialistas, a biomassa serve de combustível para termoelétricas, que emitem

poluentes na atmosfera. Além disso, a energia renovável está atrelada à ideia de tecnologias recentes e inovadoras, que muitas vezes podem representar construções modernas e sustentáveis, mas que em alguns casos podem representar custos elevados para implementação em grande escala.

1.1. Cenário energético no Brasil e no mundo

Observando a característica de geração de energia elétrica no mundo ao longo dos anos, percebe-se que não apenas o montante de eletricidade produzida aumentou, bem como houve alteração na porcentagem de participação de cada fonte. Pelo Gráfico 1.1 pode-se ver que desde 1971 a 2009 a participação percentual do óleo na geração de eletricidade caiu significativamente, em contrapartida com o gás natural e a nuclear que dobrou e quadriplicou, respectivamente. Alem disso, vê-se que há uma maior participação das fatias de energia renovável, que engloba biomassa e resíduo, geotérmica, solar e eólica.

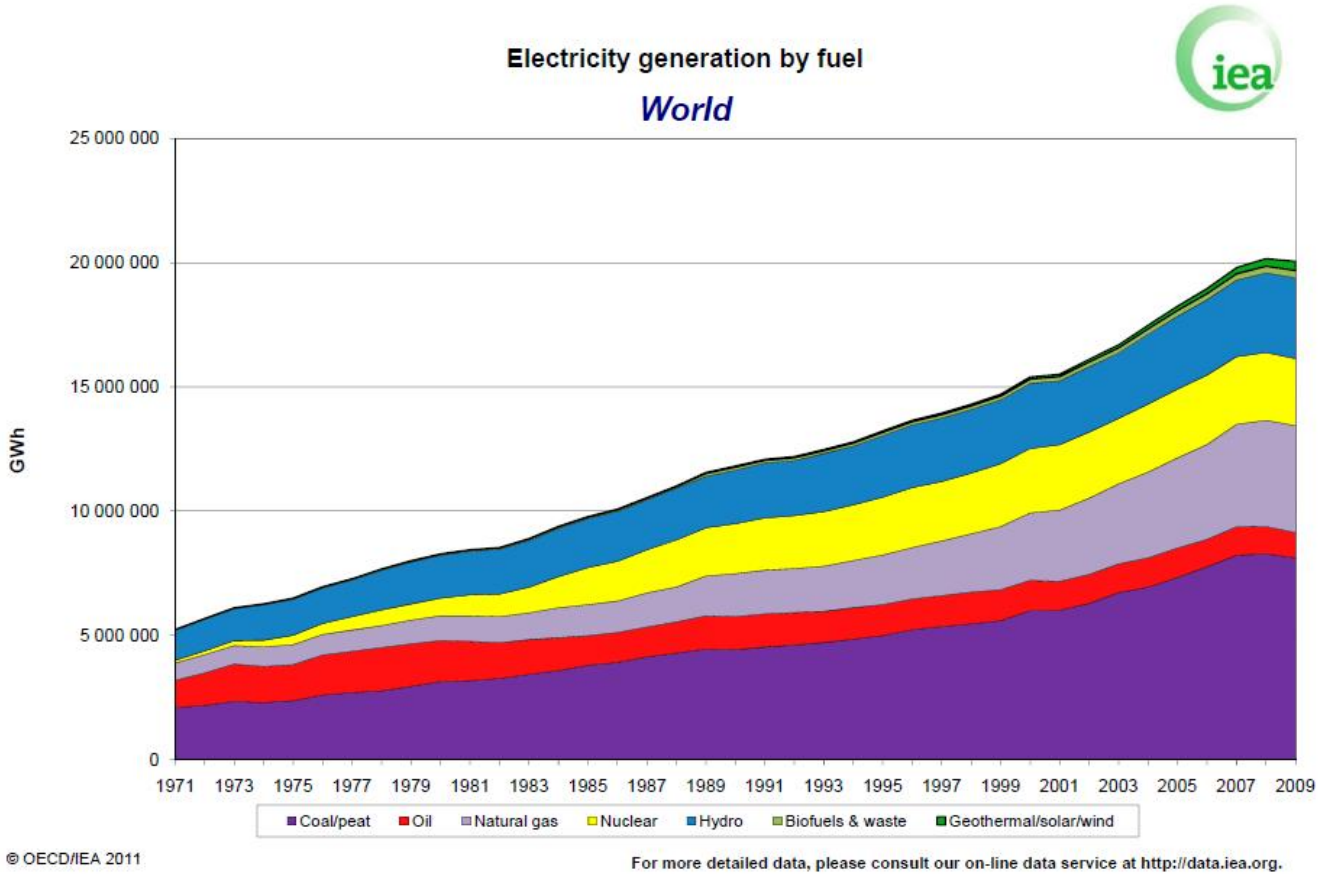

Gráfico 1.1: Participação das fontes na geração de energia elétrica no mundo em 1973 e 2009 (fonte: (IEA))

Já em um estudo simples sobre o panorama de distribuição de fontes na geração de energia elétrica no Brasil, é fácil concluir que o formato muda bastante, e a parcela de fonte renovável é consideravelmente maior. No Gráfico 1.2, é a alta fatia de energia hidrelétrica: 75% contra 16% no mundo. A baixa qualidade do carvão brasileiro, aliado aos imensos recursos hídricos do país explica este resultado. Isso infelizmente não significa que o Brasil é um país livre de impactos ambientais gerados pelo setor elétrico, já que as grandes usinas hidrelétricas representam imensas áreas de alagamento, perda de terra fértil para agricultura e agropecuária, além dos desastres ecológicos e sociais que elas representam.

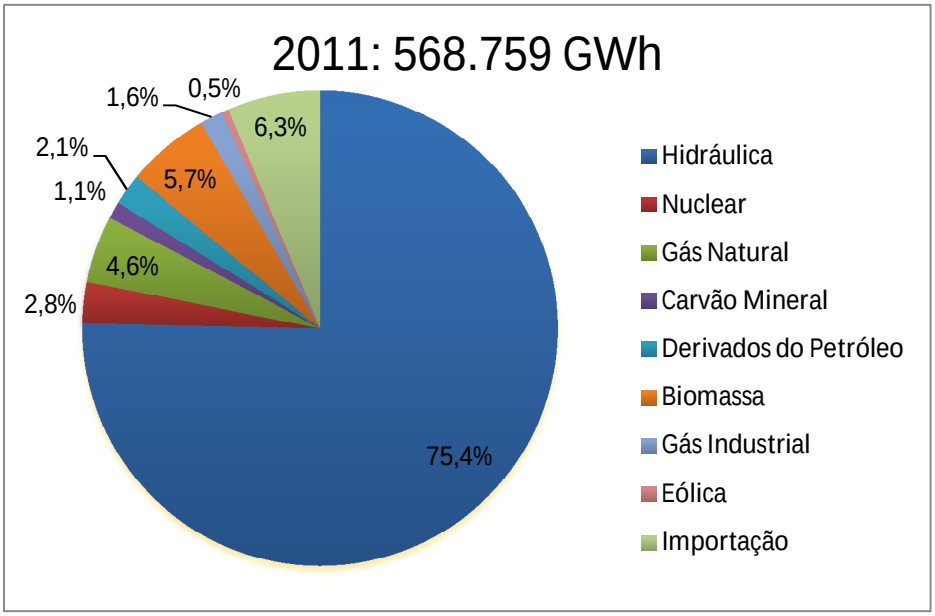

Gráfico 1.2: Participação das fontes na geração de energia elétrica no Brasil em 2011 (fonte: (MME))

1.2. A Energia Eólica

A energia eólica é sem dúvida um dos assuntos mais atuais no tema de geração de energia elétrica e se tornou a promessa de fonte renovável e alternativa ao longo dos últimos anos.

A geração eólica não emite poluentes, usa a força do vento como combustível, e não causa os impactos ambientais clássicos das fontes convencionais: poluição do ar e da água, alagamento de áreas férteis, aquecimento global, resíduos radioativos, entre outros. Além dessa vantagem, ainda pode ser instalada em plantações ou campos abertos, fazendo uso múltiplo de áreas de agropecuária, agricultura, etc. Tem, por

outro lado, impactos mais sutis, que podem causar aversão e crítica à instalação de parques eólicos, tais como poluição sonora, impacto visual em paisagens, influência em rota de voo de aves em migração, entre outros.

Ainda assim, é possível concluir que entre prós e contra, investimentos em pesquisas na área de energia eólica, além de ser interessante, é importante para alterar o cenário energético e mostrar que há alternativa às usinas de alto impacto ambiental.

1.2.1. Desenvolvimento no Brasil e no Mundo

O desenvolvimento da energia eólica pelo mundo todo tem sido constante e crescente. No Gráfico 1.3, observa-se o crescimento da capacidade instalada no mundo desde 1997, e a intensificação neste crescimento entre 2007 e 2009. Isso se deve ao aumento de investimentos e subsídios sobre a fonte, aliado à uma postura de consciência ecológica e ambiental. No Gráfico 1.4, este comportamento fica mais claro, quando nestes anos específicos o crescimento da capacidade instalada aumentou cerca de 50% de ano a ano, estabilizando em torno de 40 GW a partir de 2009.

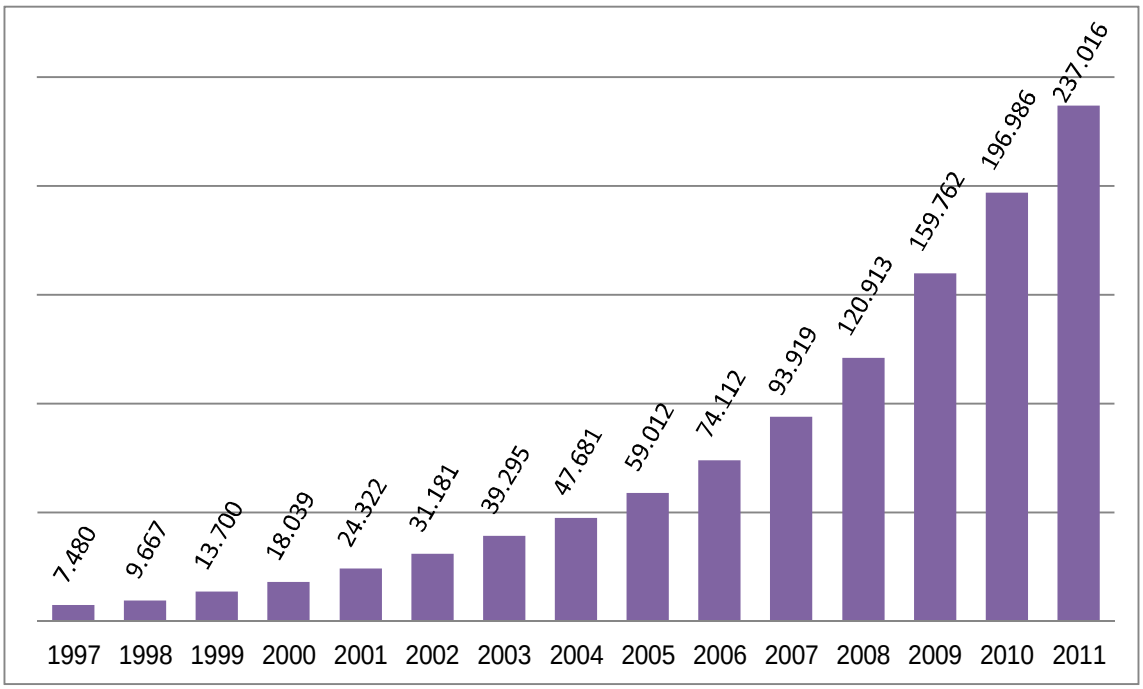

Gráfico 1.3: Capacidade instalada total de energia eólica no mundo em MW (fonte: (WWEA, 2011))

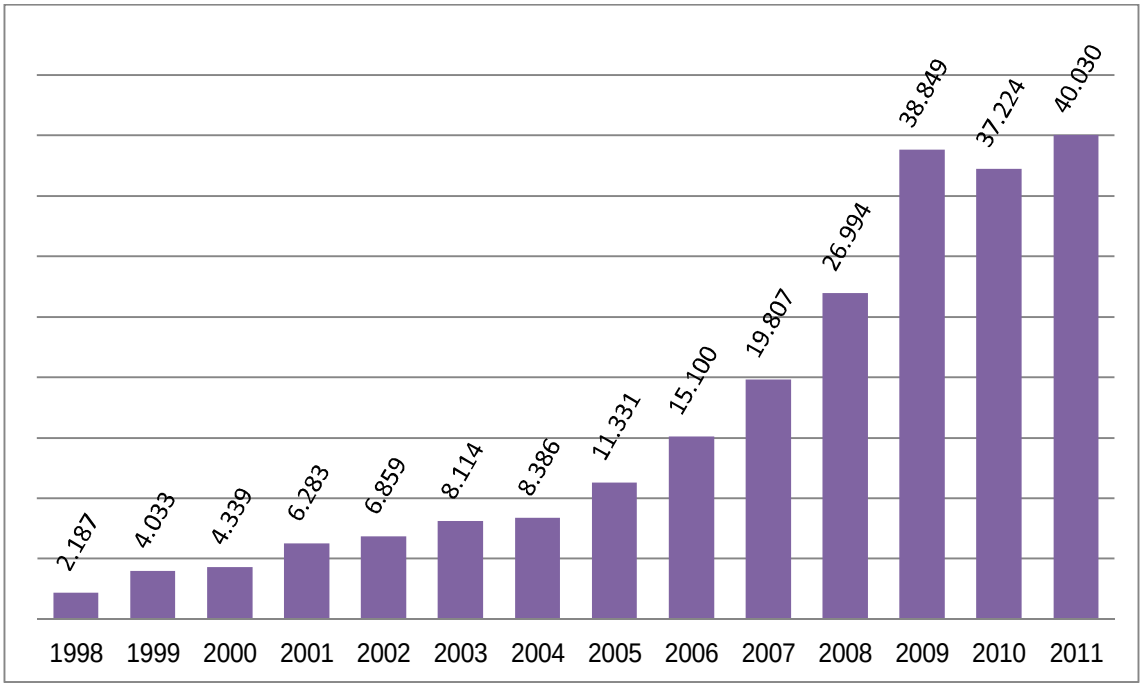

Gráfico 1.4: Capacidade instalada adicional de energia eólica por ano em MW (fonte: (WWEA, 2011))

A Tabela 1.1 traz dados sobre o ranking de países em relação à capacidade instalada de energia eólica até 2011. É possível analisar que países pioneiros no desenvolvimento da energia eólica, como Alemanha e Espanha, deram lugar no topo da lista para países maiores, com mais capital bruto para investimento na fonte. Destaque para a China, que em cinco anos aumentou em mais de 10 vezes a capacidade instalada no país.

Tabela 1.1: Ranking dos países em capacidade instalada de energia eólica (fonte: (WWEA, 2011))

Posição 2011	País	Capacidade Instalada 2011 [MW]	Instalada em 2011 [MW]	Crescimento em 2011 [%]
1	China	62.364,0	17.600,0	39,4
2	EUA	46.919,0	6.810,0	16,8
3	Alemanha	29.075,0	2.007,0	6,8
4	Espanha	21.673,0	1.050,0	4,8
5	Índia	15.880,0	2.827,0	21,5
6	Itália	6.737,0	950,0	16,2
7	França	6.640,0	980,0	17,3
8	Reino Unido	6.018,0	730,0	15,6
9	Canadá	5.265,0	1.267,0	31,4
10	Portugal	4.083,0	375,0	10,3
11	Dinamarca	3.927,0	180,0	5,2
12	Suécia	2.798,0	746,0	36,4

Posição 2010	País	Capacidade Instalada 2010 [MW]	Capacidade Instalada 2009 [MW]	Capacidade Instalada 2008 [MW]
1	China	44.733,0	25.810,0	12.210,0
2	EUA	40.180,0	35.159,0	25.237,0
3	Alemanha	27.215,0	25.777,0	23.897,0
4	Espanha	20.676,0	19.149,0	16.689,0
5	Índia	13.065,8	11.807,0	9.587,0
6	Itália	5.797,0	4.850,0	3.736,0
7	França	5.660,0	4.574,0	3.404,0
8	Reino Unido	5.203,8	4.092,0	3.195,0
9	Canadá	4.008,0	3.319,0	2.369,0
11	Portugal	3.702,0	3.357,0	2.862,0
10	Dinamarca	3.734,0	3.465,0	3.163,0
14	Suécia	2.052,0	1.448,2	1.066,9

O Brasil aparece em 20º lugar no ranking, e mantém desde 2008 uma taxa de 40-50% de crescimento, sendo que de 2005 para 2006 obteve um crescimento de mais de 8

vezes na capacidade instalada. No Gráfico 1.5 pode-se observar este comportamento, e nota-se a capacidade atual instalada, de 1,4 GW.

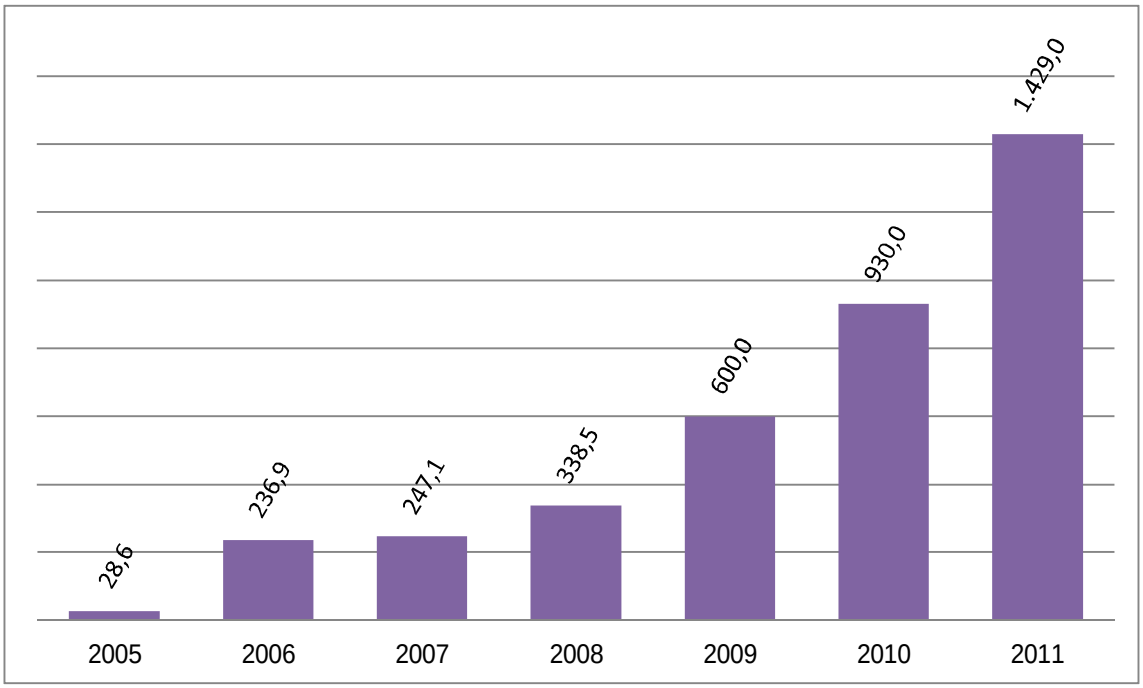

Gráfico 1.5: Capacidade instalada de energia eólica no Brasil desde 2005 em MW (fonte: (WWEA, 2011))

1.2.2. Potencial eólico brasileiro

As regiões do litoral brasileiro representam um grande potencial eólico, pelo vento forte que vem do mar. Assim, é no litoral que se concentra grande parte dos parques eólicos no Brasil. Porém, segundo a Figura 1.1, algumas áreas no interior do país também são ideais para implementação de aerogeradores, como no centro da Bahia, centro-norte de Minas Gerais e nos estados do sul do Brasil. Para um aproveitamento real da energia dos ventos, as medições devem ser a 50 metros do solo, altura média do rotor do aerogerador, e a velocidade média deve ser superior a, pelo menos, 6m/s, que é quando o rotor recebe vento suficiente que acione o gerador. A vantagem do regime de ventos no Brasil é que apesar de não serem muito fortes, são mais constantes que em outros países, como a Alemanha. Enquanto neste país, por exemplo, há um fator de capacidade instalada (relação entre a potência instalada e a potência de fato gerada em operação) de aproximadamente 26% (Hartkopf, 2011), no Brasil esse aproveitamento pode chegar a 45% (ABEEólica, 2012).

Na Figura 1.2 estão indicados os parques eólicos em operação e em construção no território nacional. O sinal verde de energia contratada é referente à taxa de energia eólica contratada no ultimo leilão de energia, em 2012.

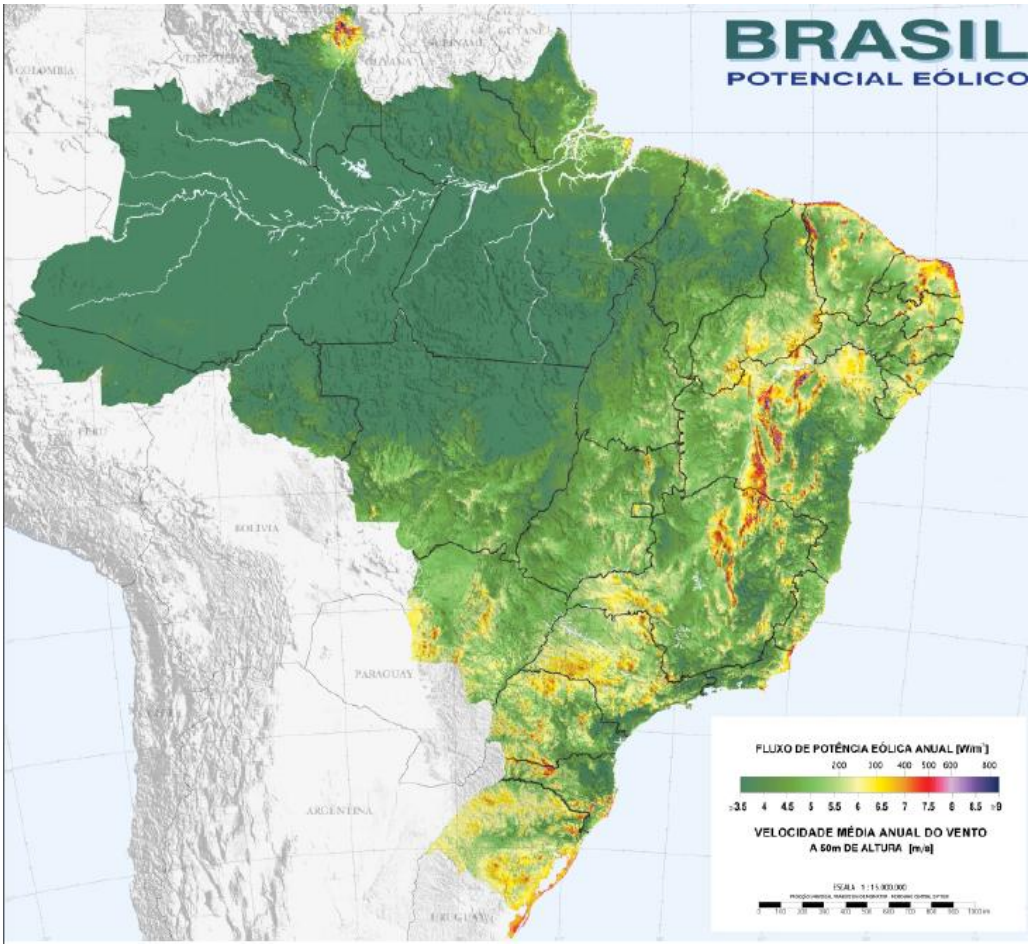

Figura 1.1: Potencial eólico no Brasil (fonte: (CEPEL, 2001))

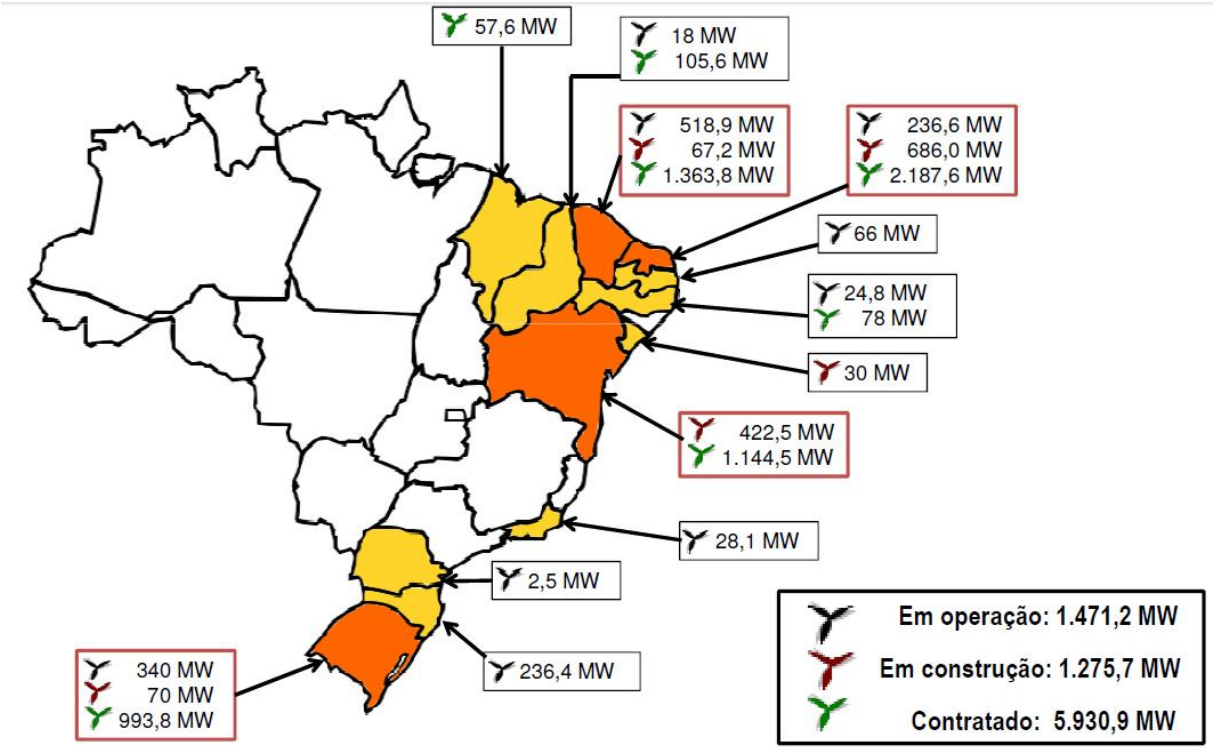

Figura 1.2: Localização dos parques eólicos no Brasil (fonte: (ABEEólica, 2012))

1.3. Pequenas Centrais Hidrelétricas

Como mencionado anteriormente, o Brasil possui um vasto potencial hídrico que se estende por quase todo seu território. Tal potencial já é aproveitado em partes com a construção de grandes usinas hidrelétricas, que são responsáveis por 75% da geração de energia elétrica no país (Gráfico 1.2). Essas usinas, entretanto, construídas durante a década de 70 e 80, contribuíram para o aumento da dívida externa, já que tratam-se de empreendimentos grandiosos, com grande capacidade instalada (fonte: (Mauad, 2010)).

Mesmo se tratando de uma fonte renovável de energia (com uso de combustível renovável e livre de emissão de poluentes), as hidrelétricas convencionais trazem outros tipos de impacto ambiental, citados na seção 1.1. Com o crescimento incessante econômico e populacional do país, contudo, a questão energética depende de novos investimentos para geração de energia, que não necessariamente dependem mais da construção de novas hidrelétricas convencionais, que significam um alto investimento de capital e grandes prazos de entrega. Assim, a alternativa ao uso dos muitos recursos hídricos ainda disponíveis é a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas, conhecidas pela sigla PCH.

Pequenas Centrais Hidrelétricas são usinas de 1 a 30MW de capacidade instalada, com reservatório de até 3 km², segundo resolução da ANEEL (ANEEL, 1998). Com essa limitação (que implica em algumas vantagens e subsídios na construção), ficam garantidas tanto a simples tecnologia e infinidade de arranjos da construção, quanto uma área de alagamento controlada, que deve necessariamente servir para outras finalidades, o que será apresentado mais adiante. Além disso, a PCH está aliada à geração distribuída, já que pode ser instalada em áreas isoladas, e ser feita sem necessidade de grandes recursos financeiros ou técnicos (vazão ou queda elevada do local de instalação da PCH, por exemplo).

1.3.1. Panorama no Brasil

Apesar de ser uma fonte de energia menos inovadora que a geração eólica, a PCH também se desenvolveu muito na ultima década. O Gráfico 1.6 mostra o crescimento da capacidade instalada desde 2001, que aumentou quase 3 vezes. Isso revela a crescente participação da iniciativa privada, já que geralmente a construção destes empreendimentos é financiada por esta.

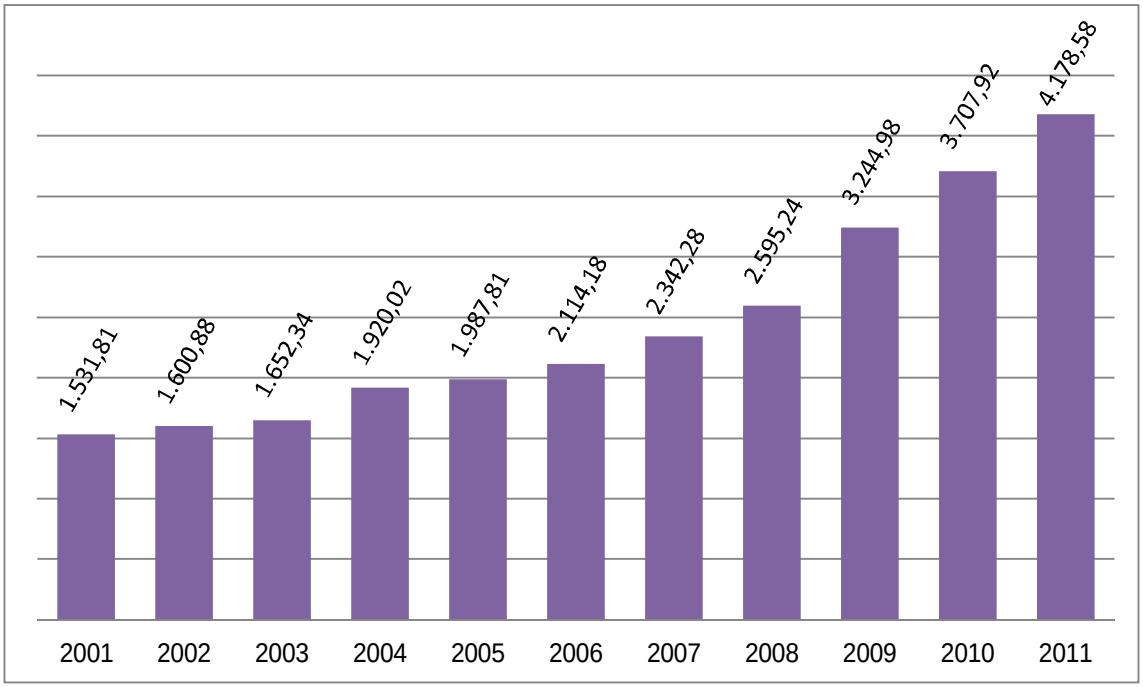

Gráfico 1.6: Capacidade instalada de PCH no Brasil em MW (fonte: (ANEEL))

1.4. Plano Decenal de Expansão de 2010 a 2019

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia de 2010 (MME, 2010), a taxa de potência instalada de fontes renováveis ainda deve aumentar. A participação da geração eólica no total de eletricidade gerada tem expectativa de aumentar de 1,28% em 2010 para 3,62% em 2019. A taxa de participação de PCH na matriz energética deve aumentar de 3,59% em 2010 para 4,17%. Este comportamento é ilustrado no Gráfico 1.7, onde é mostrada a evolução da capacidade instalada de cada fonte de geração.

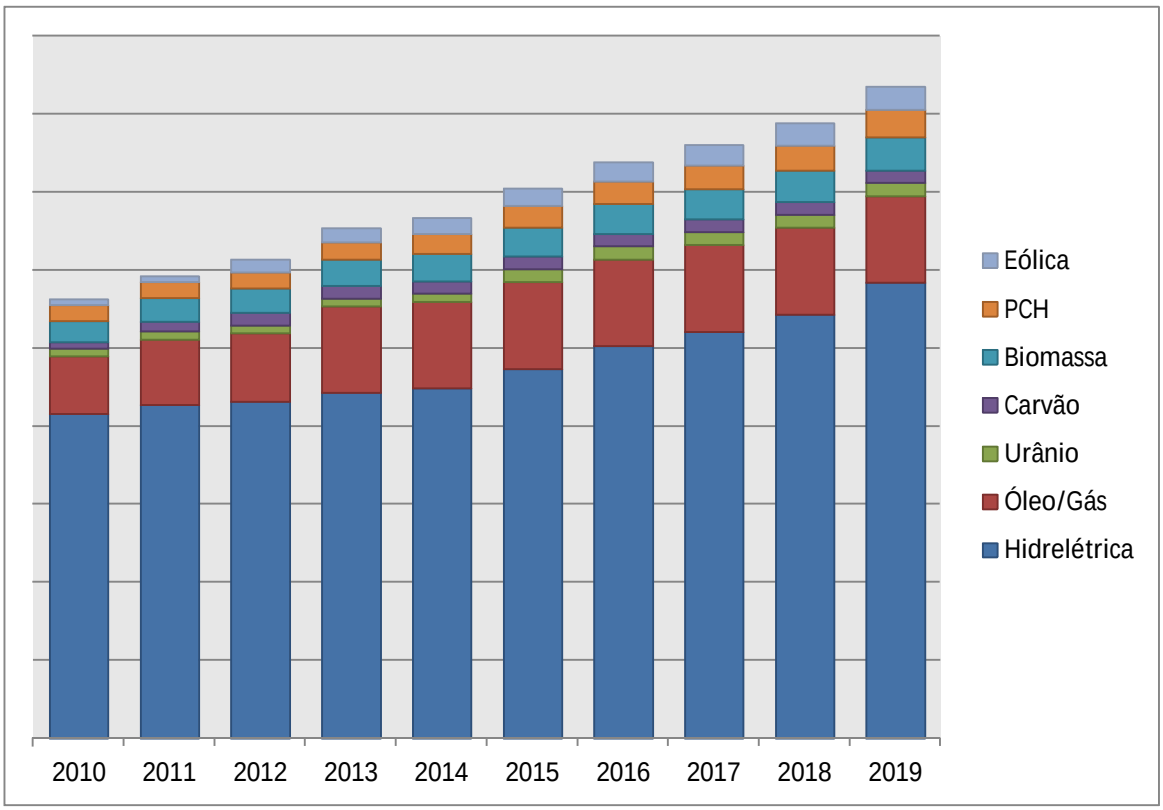

Gráfico 1.7: Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (fonte: (MME, 2010))

1.5. Objetivos da Monografia

Os objetivos desta Monografia são apresentar tecnicamente os fundamentos da geração híbrida de energia elétrica através das modalidades de geração de energia eólica e através de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Serão discutidos parâmetros de projeto de construção e montagem, bem como cálculos de potência gerada – teórica e efetiva.

A partir destes detalhes, com o auxílio do software MatLab, será possível simular a geração em uma PCH já existente, no Ribeirão do Lobo, região de São Carlos-SP, e de um aerogerador padrão. Através dos dados de vazão histórica pluviométrica do Ribeirão em questão, e das velocidades de vento registradas na mesma região, ambos de 2001 a 2010, é possível obter o modelo de geração em conjunto e complementaridade das fontes energéticas.

Obedecendo algumas premissas e hipóteses iniciais (que serão colocadas mais adiante), espera-se obter um regime de complementaridade das fontes, partindo da tese de que o regime de chuvas e ventos são complementares ao longo do ano. Desta forma pode-se obter um estado ótimo de geração com fonte baseada em dois recursos naturais diferentes, que seguem um modelo estocástico de abastecimento, mas que em função da metrologia que rege o planeta, acabam se completando.

1.6. Organização da Monografia

Esta Monografia esta organizada da seguinte maneira:

Capitulo 2: Energia Eólica

Neste capítulo a energia eólica será discutida a partir de um caráter técnico, desenvolvendo um breve histórico, fundamentos da aerodinâmica da pá eólica, configuração do aerogerador e da eletrônica do processo de geração e conversão.

Capitulo 3: Pequena Central Hidrelétrica

Neste capítulo a PCH será discutida tecnicamente também. Será apresentada a configuração da barragem e componentes da estrutura, bem como turbinas e equações de geração.

Capitulo 4: Simulação e Resultados

Neste capítulo será simulada uma operação em conjunto de ambas as fontes de geração: eólica e PCH. O estudo de caso será baseado na região do Ribeirão do

Lobo, com dados históricos de vazão fluviométrica e velocidade de vento de uma década, 2001 a 2011.

Capitulo 5: Conclusão

Este capítulo expõe uma síntese dos assuntos abordados no trabalho e as principais conclusões obtidas durante o desenvolvimento da monografia.

CAPÍTULO 2

ENERGIA EÓLICA

2.1. Contexto Histórico

A força do vento é uma das mais antigas fontes de energia conhecidas e dominadas pela humanidade. Os primeiros moinhos de vento construídos são datados de aproximadamente 1700 A.C, na Mesopotâmia (Hartkopf, 2011). Os moinhos de vento com eixo horizontal foram desenvolvidos na Europa, há mais de 700 anos, inicialmente para substituir a força humana e animal para serrar madeira, bombear água e principalmente na produção de grãos – daí o nome de '*moinho* de vento'.

O uso do vento como motor de carros e navios foi desenvolvido no século 14. A Figura 2.1 mostra o esquema do automóvel projetado pelo italiano Guido Von Vigevano, o 'Texaurus regis Francie', construído para fins militares em 1335. As dimensões do automóvel não eram pequenas: rodas de aproximadamente 2,4 metros de diâmetro e comprimento das quatro pás de cerca de 6 a 8 metros. Tal rotor seria capaz de produzir alguns kW de potência, com os quais o automóvel alcançaria até 50km/h de velocidade.

Figura 2.1: Automóvel movido a vento do século 14 (fonte: (Hartkopf, 2011))

Um ponto alto da evolução da energia eólica foi a construção dos moinhos de vento holandeses, que antes da invenção da máquina a vapor, cumpriram papel importante no desenvolvimento da indústria.

A primeira turbina eólica a gerar energia elétrica é datada de 1891, e foi desenvolvida pelo dinamarquês Poul La Cour, que pesquisava sobre a conservação de energia. La Cour foi um pioneiro da moderna aerodinâmica de pás eólicas e teve grande importância no desenvolvimento precoce da energia eólica no país. Em 1918 a Dinamarca possuía mais de 120 centrais elétricas com principio eólico, com potência instalada de 3MW, o que cobria 3% da demanda do país. A partir daí, porém, o interesse em investir em energia eólica decaiu, até a 2ª Guerra Mundial.

Durante a 2ª Guerra Mundial, uma indústria dinamarquesa desenvolveu turbinas eólicas mais parecidas com o modelo atual. Os primeiros modelos, porém, eram construídos com duas pás, e geravam energia em corrente contínua. Foi nos anos 50 que a mesma indústria criou o chamado conceito dinamarquês, que será apresentado mais adiante, com três pás, e gerando em corrente alternada.

Durante a evolução dos aerogeradores, diversos modelos foram desenvolvidos, com variados números de pás e configurações. Um exemplo o rotor Darrieus; em 1931, o francês Jean Marie Darrieus patenteou a primeira turbina eólica com eixo vertical. A Figura 2.2 mostra tal turbina com duas pás. Este modelo não causou muita repercussão, até que nos anos 70 uma indústria canadense voltou a desenvolver o protótipo, com um recorde de geração instalada de 4,2 MW, em 1988, com impressionantes 7.717 horas de aproveitamento ao ano. O modelo foi deixado de lado devido a algumas desvantagens técnicas e com a forte evolução de turbinas de eixo horizontal nos anos seguintes.

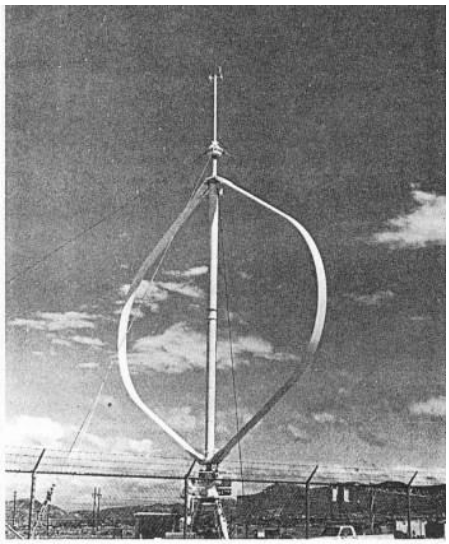

Figura 2.2: Turbina eólica Darrieus

Nos anos 80, alguns programas de incentivo à pesquisa de energia eólica, principalmente nos Estados Unidos, Dinamarca e Alemanha, aqueceu o desenvolvimento de turbinas, e cada vez mais surgiram turbinas mais potentes, com diversos tipos de gerador e sistema de controle, e com potência instalada crescente. Atualmente, a maior turbina eólica comercializada é da fabricante Enercon, o modelo E-126, na Figura 2.3, com 126 metros de diâmetro (diâmetro das pás), 135 metros de altura (altura do centro do eixo) e 7,5 MW de potência instalada.

Figura 2.3: Enercon E-126 (fonte: (Enercon))

2.2. Fundamentos da Geração Eólica

Para realizar o calculo de potência efetiva gerada por um aerogerador, é necessário compreender a dinâmica do vento e das pás.

2.2.1. Aerodinâmica

A Figura 2.4 traz o corte transversal de uma pá eólica, assumindo que a pá está perpendicular ao plano da folha, com as duas forças principais que atuam sobre o perfil imerso num fluido em movimento, a força de arrasto e de sustentação.

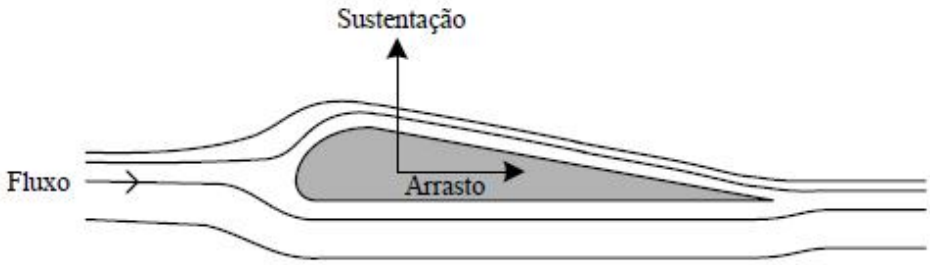

Figura 2.4: Força de sustentação e arrasto numa pá eólica (fonte: (Maccarini, 2009))

Assim, quando o fluido percorre a superfície em questão, há sobre o perfil a força de arrasto e de sustentação. Na superfície superior na Figura 2.4 o ar possui uma velocidade maior que na inferior. Essa diferença faz com que a pressão seja menor na parte superior, o que gera a força de sustentação. Assim, quando a pá está em movimento, sua translação combina-se com o movimento do ar, apontando a direção do vento relativo, que é perpendicular à força de sustentação. A Figura 2.5 traz a mesma pá em movimento de translação, onde F1 é a força na direção do movimento, que realiza trabalho, e F2 é a força na direção do vento, que é utilizada para projetar o aerogerador.

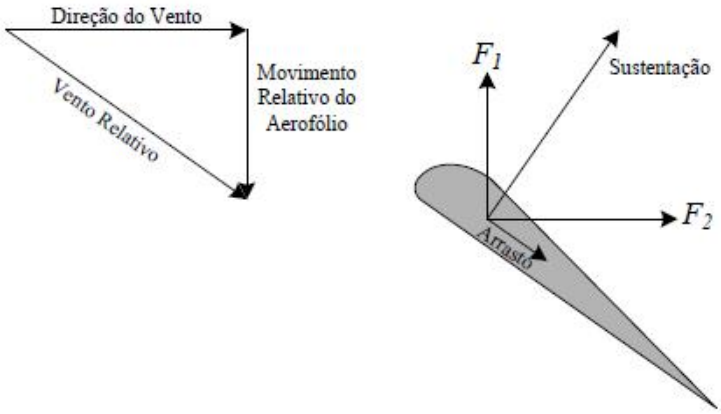

Figura 2.5: Sustentação e arrasto numa pá eólica em translação (fonte: (Maccarini, 2009))

A Figura 2.6 traz o esquema de forças e ângulos da pá do aerogerador, importantes para compreender a regulação da pá em função da velocidade do vento. Na figura, γ é o ângulo de ataque, o ângulo formado entre o vento relativo e a corda; e θ_p é o ângulo de passo, formado entre a corda e o plano de rotação. A potência máxima do aerogerador é obtida quando o plano de rotação é perpendicular à direção do vento, e esse caso pode ser alcançado regulando-se γ. Dessa forma, uma hélice eficiente deve ter capacidade de torção para manter um ângulo γ mais constante que possível, visando a potência máxima.

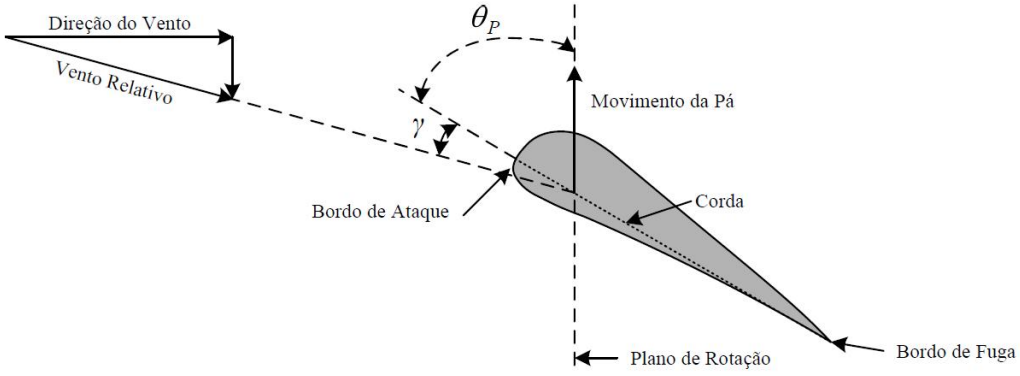

Figura 2.6: Forças e ângulos numa pá eólica em translação (fonte: (Maccarini, 2009))

2.2.2. Potência

A partir de uma derivação da energia cinética, é possível encontrar a equação da potência contida no vento, como mostra a Equação 2.1. Vê-se na equação que a potência é proporcional ao cubo da velocidade do vento, e por esse motivo que a geração eólica é tão sensível à variação do vento, causando sinais de potência de saída inconstantes e ruidosos. Dessa forma, se faz necessário uma adequação do circuito de conversão e controle, para obter uma saída adequada para conexão na rede de transmissão.

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_v^3 \tag{2.1}$$

P_v: Potência do vento [W];
ρ: Densidade do ar [kg/m³];
A: Área de varredura do rotor [m³];
V_v: Velocidade do vento [m/s²].

A potência de saída da turbina eólica é dada através da Equação 2.2, onde o coeficiente de potência C_p é obtido através do teorema de Betz, que relaciona basicamente o volume de ar na entrada do aerogerador com o volume de ar na saída do mesmo. Se a conversão da

potência do vento na potência do rotor fosse total, a velocidade do vento logo após a passagem pelo plano das pás seria nula, estagnando o escoamento de ar (Ribeiro, 2010). O detalhamento do teorema não será discutido neste trabalho, porém fazendo uma relação com a distribuição da velocidade e da pressão do vento no caminho percorrido, é possível encontrar o valor para o qual a potência é máxima, Cp_{max} = 0,593, que ocorre quando a velocidade do vento na saída do gerador corresponde à 1/3 da velocidade do vento na entrada. No entanto, o coeficiente real máximo que as turbinas eólicas conseguem alcançar atualmente é de 0,45 apenas (Maccarini, 2009).

$$P_{rot} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot A \cdot V_v^3 \qquad (2.2)$$

P_{rot}: Potência do rotor do aerogerador [W];
$C_p(\lambda)$: Coeficiente de Potência de Betz em função da razão entre a velocidade periférica na ponta da pá e o escoamento.

A Figura 2.7 apresenta o comportamento típico do C_p para diferentes configurações do aerogerador. Para cada λ (em função da velocidade do vento), existe uma velocidade de rotação para a qual o C_p é máximo. Com aerogeradores cujos geradores operem em velocidade fixa (que será discutido mais adiante), existirá apenas uma velocidade do vento que alcançará o C_p máximo (Ribeiro, 2010). Esta figura também explica o motivo do gerador com 3 pás ser o mais desenvolvido atualmente. É ele quem alcança um valor de C_p mais próximo do limite ideal máximo. Dessa forma, o aerogerador opera com potência máxima.

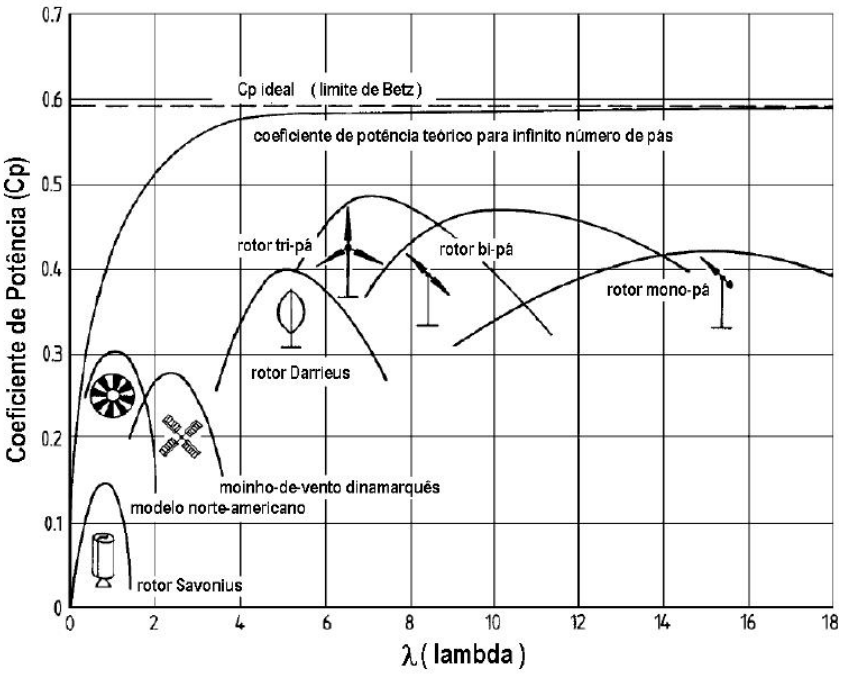

Figura 2.7: Característica do C_p para diversas configurações de rotores (fonte: adaptado de (Hau, 2006))

2.3. Componentes do Aerogerador

A Figura 2.8 mostra um esquema dos componentes de uma nacele e seus adjacentes (pás, torre, cubo). A seguir tem-se um pequeno detalhamento de cada elemento do aerogerador. (Ribeiro, 2010)

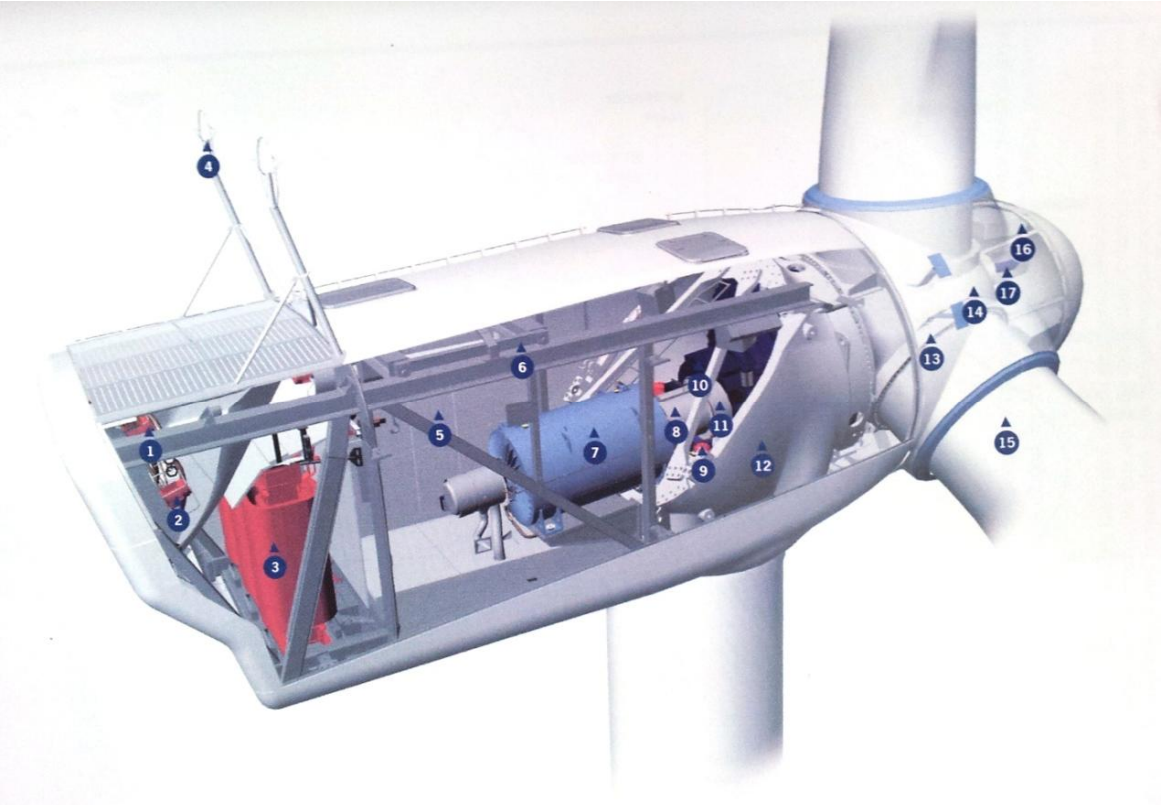

Figura 2.8: Nacele da Vestas V90 (fonte: (Ackermann, 2005))

1. Resfriador do óleo
2. Resfriador do gerador
3. Transformador
4. Sensor de direção e vento
5. Controladores e inversores
6. Guindaste de auxilio
7. Gerador
8. Acoplamento de disco
9. Motores de posicionamento da nacele
10. Caixa de engrenagens
11. Sistema de freios
12. Plataforma da nacele
13. Rolamento das pás

14. Cubo
15. Pás
16. Controle do *pitch*
17. Controlador do cubo

Nacele

Abriga os principais componentes do aerogerador, protegendo-os contra ação da natureza. Geralmente é feita de uma base metálica onde são montados os componentes num eixo principal, sendo coberta por uma fibra de vidro.

Torre

Estrutura que posiciona o conjunto nacele/rotor em altura adequada para captação do vento. Junto com a fundação provê suporte estrutural para o conjunto. Pode ter configuração tubular, treliçada, haste estaiada ou hibrida.

Pás

Estruturas aerodinâmicas responsáveis pela transformação da energia cinética do vento em energia rotacional no eixo do gerador. Podem ter formas e configurações distintas, bem como ser fabricadas em diversos materiais. Os mais usados são compostos sintéticos, madeira e metais, que diferem em custo, durabilidade e peso.

Cubo (*Hub*)

O cubo é o componente estrutural onde são acoplados o eixo principal e as pás. É responsável por transmitir as forças aerodinâmicas geradas na pá em torque no eixo principal, que, por sua vez, transmite o torque do rotor para a caixa de engrenagens. Geralmente é fabricado em ferro fundido ou alumínio, em razão dos grandes esforços aos quais é submetido.

Caixa de engrenagens (*Gearbox*)

A caixa de engrenagens, ou caixa multiplicadora, tem como função aumentar a velocidade de rotação fornecida pelo rotor, tornando viável o aproveitamento pelo gerador elétrico. Em razão da magnitude de cargas suportadas, a estrutura vem a ser custosa e pesada, além de exigir alta demanda de manutenção. Assim, alguns fabricantes desenvolveram o conceito de *'gearless direct drive'* (ver seção 2.4.3), com geradores que operam em baixa velocidade de rotação, permitindo um acoplamento direto do eixo principal.

2.4. Configuração da geração

São diversas as configurações que podem constituir a conexão do rotor, gerador e rede elétrica. Tais configurações diferem em custo, complexidade, característica do vento, qualidade do sinal de saída e rendimento do aerogerador. Como visto na seção 2.2, se a velocidade de rotação do eixo e o ângulo γ puderem ser controlados e variáveis, é possível operar em regime mais constante e tão perto que possível da potência máxima.

Dessa forma, tem-se dois conceitos para determinar este cenário. Primeiro, a variabilidade ou não da velocidade de operação do gerador, que é definido por aerogeradores com velocidade fixa (*fixed-speed wind turbines)* e aerogeradores com velocidade variável (*variable-speed wind turbines)*. O segundo conceito é a variabilidade ou não do ângulo de ataque γ, definido por *stall control* (aerogeradores com ângulo γ fixo) e *pitch control* (aerogeradores com ângulo γ variável). Variando-se tal ângulo, é possível controlar as consequências de variações uniformes da velocidade do vento, bem como ajustar a pá para garantir a geração mesmo em velocidades baixas e mais altas que o limite do gerador. Porém, este recurso ainda não permite controlar alterações bruscas como rajadas de vento, o que ainda causa grande variação na potência de saída e na qualidade do sinal que é entregado na rede de transmissão.

A seguir são apresentados os 3 principais grupos de configuração.

2.4.1. Tipo A: Velocidade Fixa

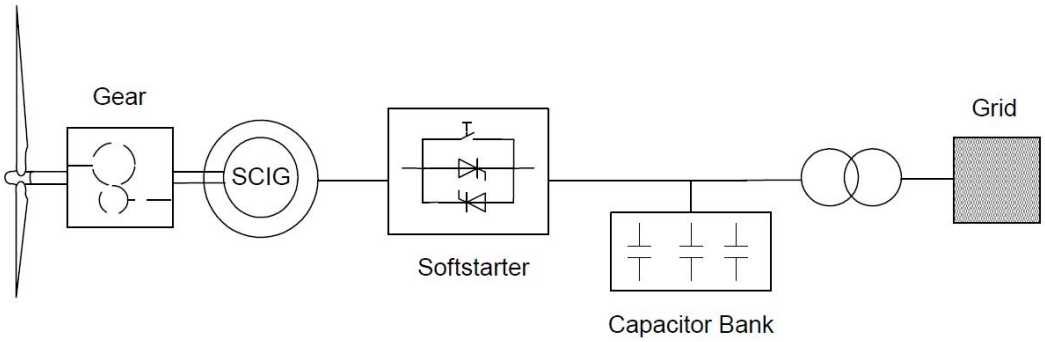

Figura 2.9: Exemplo da configuração tipo A, com velocidade fixa (fonte: (Hartkopf, 2011))

Este é o chamado conceito dinamarquês, que foi muito utilizado até os anos 90. Apenas a partir daí é que outras combinações foram desenvolvidas e lentamente se popularizando entre os fabricantes.

Esta configuração de velocidade de rotação fixa leva um gerador de indução com gaiola de esquilo, SCIG (*squirrel cage induction generator*), conectado diretamente com a rede através de um transformador. Como este gerador necessita potência reativa da rede, essa configuração recebe um banco de capacitor para correção do fato de potência. Para uma conexão mais suave com a rede, usa-se um *soft-starter* em série, que serve para reduzir a corrente de partida.

Independente da configuração de controle da potência (*stall* ou *pitch*), no tipo A quais quer flutuações na velocidade do vento são convertidas em flutuações mecânicas e elétricas no ponto de conexão com a rede. Adicionalmente, a presença de potência reativa que o gerador necessita, aumenta ainda mais as flutuações de tensão e perdas na rede. Assim, a maior desvantagem desta configuração, é que ela não oferece nenhuma regulagem de velocidade, e requer uma rede de conexão forte e rígida, capaz de tolerar grande esforço mecânico.

2.4.2. Tipo B: Velocidade Variável com Conversor Parcial de Frequência

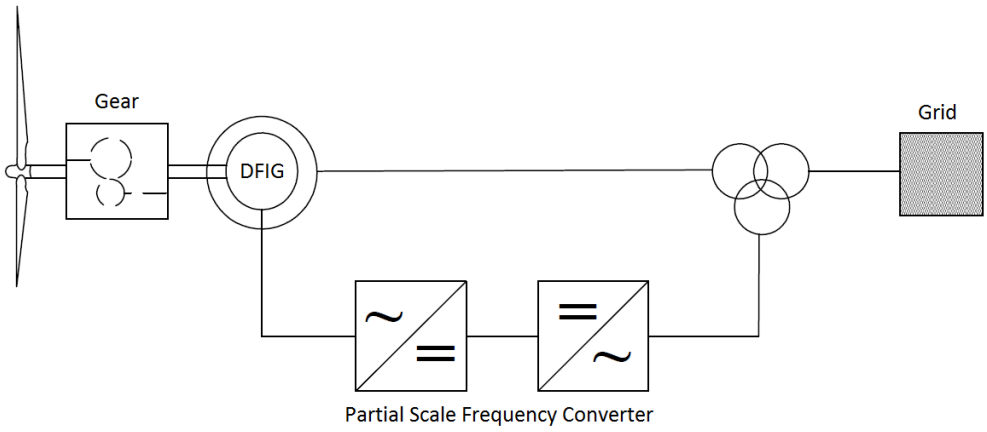

Figura 2.10: Exemplo da configuração tipo B, com velocidade variável (fonte: (Hartkopf, 2011))

Esta configuração leva um gerador de indução duplamente alimentado, DFIG (*double fed induction generator*), que permite a variação da velocidade de rotação, conectado em paralelo com um conversor parcial de frequência, que trabalha como compensador de potência reativa, e conexão suave à rede. O rotor tem controle de ângulo *pitch*, e é conectado através da caixa de engrenagens à turbina. Dependendo da grandeza do conversor, a variação da velocidade pode ser em torno de até 30% da velocidade síncrona do gerador.

2.4.3. Tipo C: Velocidade variável com Conversor Total de Frequência

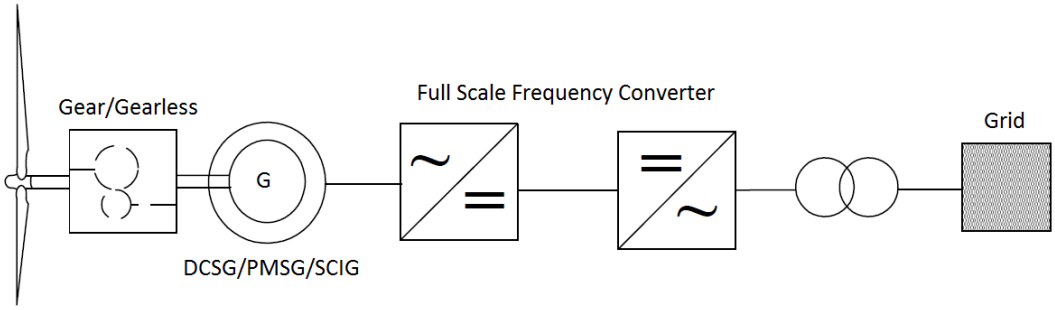

Figura 2.11: Exemplo da configuração tipo C, com velocidade variável (fonte: (Hartkopf, 2011))

Esta configuração corresponde à total variação de velocidade da turbina eólica, com o gerador conectado à rede através de um conversor total de frequência, que apresenta o melhor desempenho na regulação da potência e qualidade do sinal de saída.

Tal combinação pode ter a opção do conceito *direct drive*, onde a caixa de engrenagens é dispensada, com o uso de gerador com multipolos síncrono de corrente continua ou de ímã permanente, DCSG (*direct current synchronous generator*) e PMSG (*permanent magnet synchronous generator).*

CAPÍTULO 3

PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCH)

O Brasil é um dos países que possuem a maior reserva mundial de hidroenergia, dada a imensa quantidade de rios que cobre o país. Os recursos hídricos são os mais utilizados para geração de energia, como foi visto na seção 1.1, e representam, em 2011, 75% da produção total de eletricidade, o que representa 428.844 GWh no ano. Este montante provém, em sua grande maioria, de grandes usinas hidrelétricas, com enormes barragens e imensas áreas alagadas. Durante os últimos anos, entretanto, as vantagens de pequenas usinas hidrelétricas foram levadas em consideração, e se tornando uma fonte alternativa às grandes construções hidrelétricas. Ao contrário das usinas de grande porte, para a instalação de uma PCH não é necessário alterar o curso do rio, já que funcionam, em sua maioria, a fio d'água, evitando grandes alagamentos e impactos ambientais. Logo, é fácil perceber que este tipo de construção segue como uma alternativa vantajosa como resposta à escassez de produção energética no país, principalmente na região norte.

Segundo (ANEEL, 2003), uma PCH deve ter capacidade instalada de 1 MW a 30 MW, com reservatório de até 3 km^2, se somente usada para fins de geração elétrica, e até 30 km^2, se for usada para outros fins, como recreação (com o uso da represa para atividades de lazer), controle de cheias (com uma área no reservatório destinado à um montante de água superior ao esperado, em caso de cheia. Dessa forma pode-se controlar o volume de água à jusante, evitando maiores alagamentos) e irrigação.

É importante lembrar que uma vez que conectada ao sistema interligado nacional, toda a geração pode compor a rede energética e, teoricamente, ser consumida em qualquer ponto do país. Pode ainda servir para abastecer pontos isolados, não supridos pelo sistema interligado; ou ainda, próximos aos grandes centros de carga. Vale lembrar que as usinas hidrelétricas de grande porte necessitam de muitos estudos e de lugares adequados para sua implantação, para não se tornarem apenas grandes desastres ambientais, como o caso da UHE Balbina, no Amazonas. Com os impactos ambientais reduzidos e com maior facilidade de aprovação do projeto e

construção, as PCHs podem ser construídas mais perto dos centros de carga, evitando maiores gastos com sistemas de distribuição.

Outras características fazem as PCHs serem uma boa escolha: o investimento é menor, com pequeno período entre a construção e operação (uma PCH pode ser construída e gerar receita em dois anos). Esse ponto em especial, faz essas usinas tornarem-se uma alternativa interessante para o setor privado.

Além disso, a ANEEL possui algumas regulamentações que facilitam a implementação dessa forma de geração. O projeto, a construção e a operação apenas dependem da autorização desse órgão. Além de não ser isento de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, as PCHs tem livre acesso às redes de transmissão, desde que respeitem as normas técnicas desse sistema. Desta maneira, as PCHs podem comercializar energia elétrica livremente com consumidores de carga maior ou igual que 500 kW.

3.1. Vantagens da PCH

Segundo (ANEEL, 2003), as vantagens das PCHs podem ser exemplificadas a seguir:

- A construção e operação das PCHs só dependem de autorização da ANEEL, diferente das usinas convencionais, que exigem leilão para a concessão da exploração do recurso hídrico;
- As PCHs podem comercializar a energia elétrica livremente com consumidores de carga maior ou igual a 500kW, enquanto as usinas convencionais exigem clientes com consumo superior a 3.000kW;
- As PCHs não pagam a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, ao contrário das usinas convencionais;
- As PCHs têm prazo de implantação menor que as grandes hidrelétricas, e o impacto ambiental que provocam é bastante reduzido;
- As PCHs têm livre acesso às redes de transmissão, desde que respeitem as características técnicas do sistema.

Além dessas vantagens, basicamente comparativas às usinas convencionais, há outras vantagens técnicas importantes, detalhadas a seguir (Silveira, 2007).

Tensão de geração

A tensão de geração em PCHs é geralmente a mesma tensão da distribuição dos centros de carga, o que pode eliminar gastos com estação de transformação. Tal economia aumenta a competitividade da PCH, que deve ser levado em conta no projeto da unidade geradora.

Aproveitamento local

As PCHs podem ser construídas próximas tanto aos grandes centros de carga, quanto nos pontos isolados pelo abastecimento. Isso reduz os altos custos de transmissão de energia, já que a geração é praticamente junto com o ponto de distribuição.

Mão de obra e recursos locais

A construção de uma PCH pode aproveitar a mão de obra do local trazendo um grande benefício social com a geração de empregos. A construção das grandes usinas utiliza grande quantidade de recursos humanos durante a construção, mas não especificamente mão de obra local.

Período entre construção e operação

A construção de grandes centrais hidrelétricas demanda elevada quantidade de tempo (acima de 5 anos, sem considerar atrasos no cronograma das obras). Uma PCH pode ser construída e gerar receita em dois anos, o que torna a pequena central uma alternativa interessante para o setor privado.

Volume de investimento

As PCHs demandam um investimento relativamente baixo, comparadas às usinas convencionais. As dificuldades de financiamentos para grandes usinas hidrelétricas têm se mostrado um empecilho à expansão do parque gerador. Com a redução do valor das obras das usinas, torna-se mais fácil a obtenção de linhas de crédito para a construção das mesmas.

3.2. Tipos e Componentes de uma PCH

Segundo (Mauad, 2010), existem quatro tipos de estruturas básicas que podem montar uma PCH. Essa estrutura é formada por elementos que tem função de captar e conduzir a água para a casa de maquinas, onde se processara a transformação de energia hidráulica em elétrica, e um canal que restituirá a água ao rio.

- PCH de baixa queda
- PCH afastada da queda
- PCH afastada da queda sem canal
- PCH com alta queda e próxima à barragem

Estes tipos diferem entre si em relação à altura de queda e distância da casa de máquinas à barragem. Mas o esquema básico de uma PCH está representado na Figura 3.1, e pode responder às variáveis mencionadas através de uma tubulação maior, por exemplo, que conecta a barragem e o canal de adução à casa de máquinas.

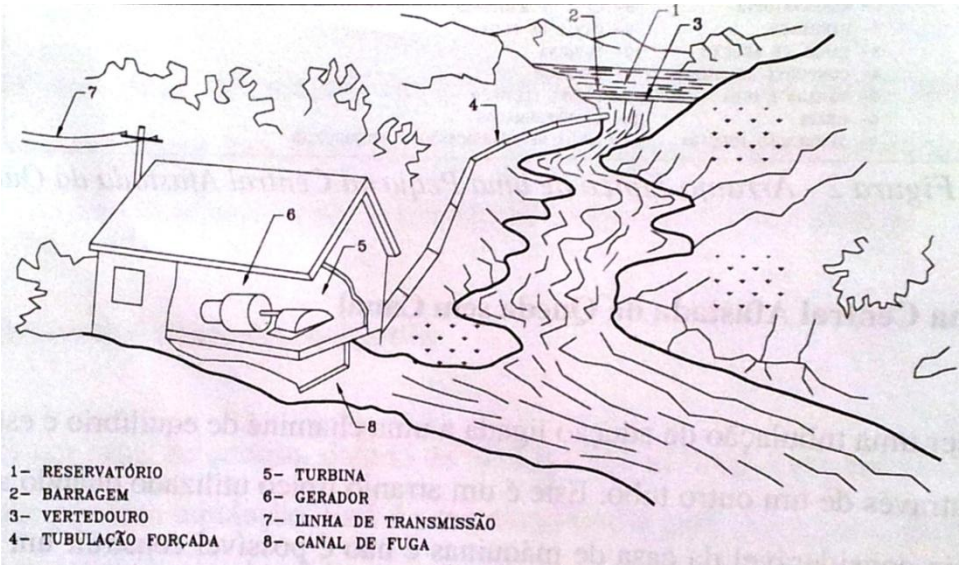

Figura 3.1: Esquema básico de uma PCH (fonte: (Mauad, 2010))

Os componentes básicos da PCH são detalhados a seguir, segundo (Polizeli, 2011).

3.2.1. Barragem

Em PCHs a barragem é usada quando o rio sofre constantes variações de nível, e sua principal função é manter o nível mais constante que possível, através de um vertedouro. Elas não têm função de armazenar a água, já que as pequenas centrais são dimensionadas para trabalhar a fio d'água. A barragem pode ser construída de madeira, pedra ou concreto.

3.2.2. Vertedouro

O vertedouro tem a função de proteger a barragem de chuvas intensas ou níveis elevados de água, permitindo o escoamento das cheias para manter os níveis de segurança. O vertedouro é calculado a partir de vazões históricas de chuvas, e dessa forma é possível prever estatisticamente o valor de cheia máxima.

3.2.3. Canal de adução

O chamado sistema adutor é o conjunto de órgãos destinados a guiar a água desde a tomada d'água até as turbinas. É constituído por um trecho com pequena declividade (de baixa pressão), e um com maior declividade (de alta pressão). A transmissão entre os trechos é feita por uma câmara de carga. Além disso, o sistema adutor é composto por canal, chaminé de equilíbrio, tubulação e registros.

3.2.4. Tubulação

A tubulação (de baixa pressão e forçada) tem a função de transferir a carga hidráulica da tomada d'água até a câmara de carga e da câmara até a casa de maquinas. O diâmetro da tubulação é calculado a partir de alguns parâmetros, para reduzir perdas hidráulicas e atingir uma relação de custo/beneficio satisfatória.

3.2.5. Câmara de Carga

A câmara de carga (ou castelo d'água) é utilizada quando a tubulação de baixa pressão é um canal aberto, e faz a transição entre esta e a tubulação forçada, retendo impurezas contidas na água, como folhas e galhos, e principalmente absorvendo variações repentinas no escoamento da água, chamadas golpe de aríete.

3.2.6. Casa de Máquinas

A casa de máquinas é a estrutura onde são armazenadas todas as maquinas responsáveis pela transformação da energia hidráulica em elétrica, tais como turbina, gerador e sistema de controle e comando da PCH.

3.2.7. Turbina

As turbinas são as responsáveis pela transformação da energia hidráulica em força mecânica. São constituídas por caixa espiral, distribuidor, rotor e tubo de sucção. É solidamente conectada ao gerador pelo eixo, e sua velocidade é controlada pelo fluxo d'água e pelo gerador.

Existem três principais tipos de turbina, que são escolhidos a partir de alguns parâmetros da PCH, como altura de queda d'água e vazão, e são adequadas de modo a se obter maior rendimento e confiabilidade e menor necessidade de manutenção. O Gráfico 3.1 mostra a região de operação de cada turbina, de acordo com altura de queda (eixo horizontal) e vazão (eixo vertical).

1) Turbina Pelton

As turbinas Pelton são caracteristicamente projetadas para usinas com combinação de alta queda d'água e baixa vazão. São instaladas em PCHs com 100m a 500m de altura de queda, e geram potências de 500kW a 12.500kW. São classificadas como turbinas de ação, porque transformam a energia potencial de queda em energia cinética no jato injetor. Estas turbinas apresentam bons rendimentos quando há grande variação de carga, já que podem operar de 10 a 100% da sua potência máxima.

2) Turbina Francis

As turbinas Francis são as mais usadas no Brasil, por serem destinadas a alturas de queda médias. Podem ser em projetadas caixa espiral, onde atendem quedas de 15 a 250m e geram potências de 500kW a 15.000kW; ou em caixa aberta, com quedas de até 10m e potências de 500 a 1800kW. Estas turbinas apresentam um rendimento alto, que é sempre melhor quanto maior for a potência nominal, variando entre 77 e 90%.

As turbinas Francis são classificadas como turbinas de reação, porque o escoamento na zona da roda se processa a uma pressão inferior à pressão atmosférica. Dessa maneira, a soma da energia cinética com a 'força' da pressão d'água em conjunto produzirão o trabalho mecânico na turbina.

3) Turbina Michell-Banki

A turbina Michell-Banki tem o comportamento parecido com o de uma turbina de ação, e está no mesmo nível de classificação da turbina Pelton. É ideal para quedas de 3 a 100m, e pequenas vazões, de 0,02 a 2m³/s, gerando potências de 1 a 100kW. Esta turbina tem uma tecnologia simples e requer poucos equipamentos em sua fabricação, fazendo dela uma boa alternativa para construção em oficinas pouco sofisticadas.

Segundo (Mauad, 2010), pode-se destacar as seguintes vantagens das turbinas Michell-Banki:

- Construção simples, poucas peças móveis, facilitando a manutenção;
- Fácil instalação, diminuindo os custos de obas civis;
- Custos iniciais inferiores às outras turbinas de PCH;
- Trabalha sob condições ideais de funcionamento, mesmo em cargas parciais;
- A mesma turbina pode trabalhar em varias situações de vazão e altura de queda, permitindo a sua padronização e redução de custos.

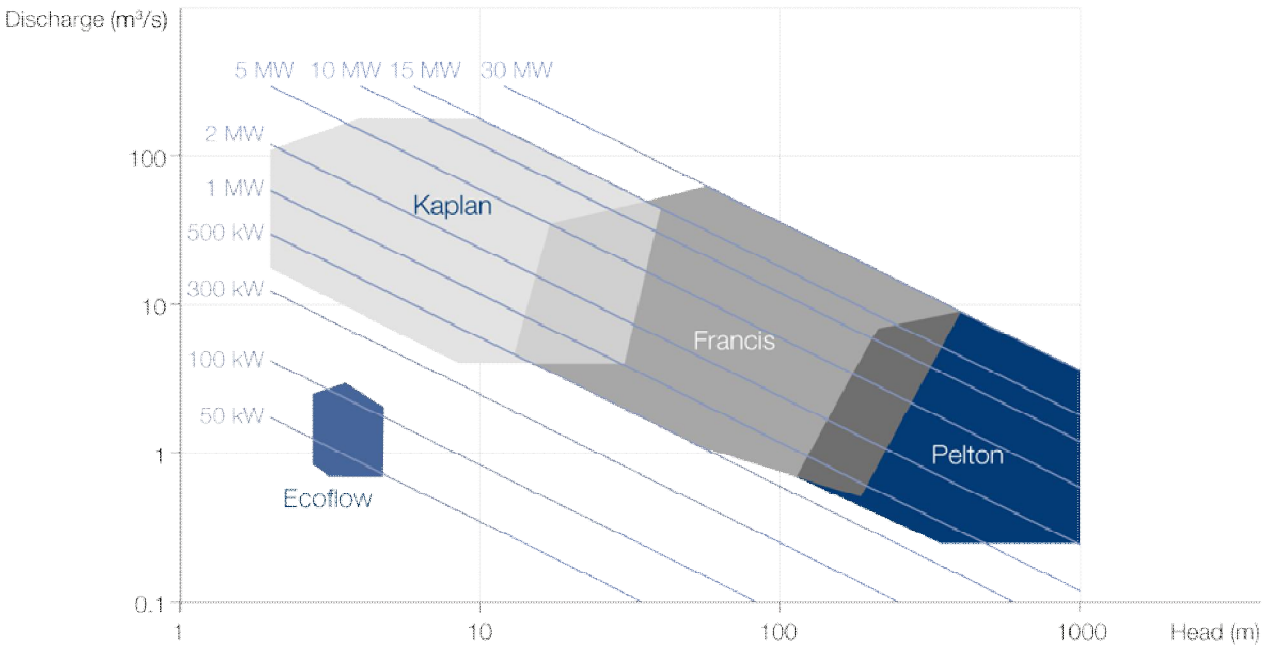

Gráfico 3.1: Região de Operação das turbinas (fonte: (Voith))

3.2.8. Gerador

A função do gerador é converter a energia mecânica em energia elétrica. Assim, acoplado ao eixo da turbina, recebe a energia mecânica, e a converte para gerar energia elétrica.

O gerador pode ser tanto síncrono como assíncrono. Em operação, a energia mecânica é utilizada para fazer o rotor girar, que induz uma tensão nos terminais dos enrolamentos que, conectando as cargas, levam a circulação de correntes elétricas.

Para determinar a potência gerada, deve-se partir do montante de energia cinética que há no reservatório, chamada de potência disponível ou bruta, dada pela Equação 3.1.

$$P_b = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_b \qquad (3.1)$$

P_b: Potência bruta [kW];
ρ: Massa especifica da água [kg/m³];
g: Gravidade [m/s²];
Q: Vazão [m³/s];
H_b: Altura de queda bruta [m].

Já a potência instalada é calculada levando em consideração as perdas de carga da tubulação e rendimento da turbina e do gerador. Assim, a potência instalada é dada pela Equação 3.2.

$$P_i = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_l \cdot n_t \cdot n_g \tag{3.2}$$

P_i: Potência instalada [kW];
H_l: Altura de queda liquida [m];
n_t: Rendimento da turbina;
n_g: Rendimento do gerador.

Considerando os valores a seguir como típicos para os rendimentos e perda de carga da tubulação abaixo (com valores usuais de gravidade e massa especifica da água), tem-se a Equação 3.3.

$$n_t = 0{,}90$$

$$n_g = 0{,}70$$

$$H_l = 0{,}95 \cdot H_b \ [m]$$

$$P_i = 5{,}87 \cdot Q \cdot H_b \ [kW] \tag{3.3}$$

CAPÍTULO 4

SIMULAÇÃO E RESULTADOS

4.1. Introdução – Estudo de Caso

Para dar prosseguimento à proposta de simulação de geração de energia das duas fontes discutidas até agora, parte-se para algumas hipóteses e premissas. O objetivo é observar o comportamento do resultado de gerações elétricas simultâneas, advindas de fontes naturais: vento e chuva. Para isso é necessário estipular o estudo de caso para uma determinada escala de tempo e uma determinada região, que padronizará tanto os dados de chuva quanto de vento nesta determinada região. Dessa forma, poderão ser obtidas conclusões reais sobre o comportamento das duas fontes energéticas em um lugar, e assim concluir o efeito em larga escala em outros padrões de ecossistema.

Assim, foi-se escolhida a escala temporal de 10 anos, de 2001 a 2010, e a região de São Carlos, onde há uma PCH já construída, que servirá de base para a simulação de Pequena Central Hidrelétrica. A região também sedia a estação climatográfica Centro de Recursos Hídricos e Ecologia Aplicada (CRHEA), centro de estudo e pesquisas experimentais, que faz medições históricas de chuvas, ventos, temperatura, pressão atmosférica, entre muitos outros. Todos os dados históricos usados nesta monografia foram cedidos pelo CRHEA.

4.1.1. Software Simulador

As simulações a seguir serão realizadas no software MatLab® (Matrix Laboratory), um software interativo de alta performance voltada para o cálculo numérico. O MatLab integra análise numérica, cálculo com matrizes, processamento de sinais e construção de gráficos, e utiliza uma linguagem diretamente matemática, cujas soluções são expressas somente desta mesma forma.

Com auxilio desta ferramenta, será possível escrever um código que manipulará os dados do inicio ao fim, nos seguintes passos:

1) Importar os dados de entrada (velocidades de vento e vazões turbinadas) de uma planilha em Microsoft Office Excel;
2) Aplicar tratamento estatístico (se necessário);
3) Equacionar a série de entrada de acordo com os modelos dos geradores (em 2.2 e 3.2 para Aerogerador e PCH, respectivamente);
4) Filtrar os resultados de saída obtidos para uma melhor compreensão do comportamento a ser analisado;
5) Gerar gráficos com as curvas resultantes, com o eixo horizontal representando o tempo (2001 a 2010), e o eixo vertical representando a potência na saída do gerador.

4.2. Aerogerador

Para iniciar a simulação de geração eólica é necessário primeiramente escolher um aerogerador que se adapte às características e necessidades da região em questão. Para facilitar a escolha, pode-se definir um aerogerador padrão pequeno, por exemplo o aerogerador Enercon E-48/800kW, que tem as especificações técnicas dadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Especificações Técnicas do aerogerador Enercon E-48/800kW (fonte: (Enercon))

Potência nominal	800kW
Diâmetro do Rotor	48m
Altura do Cubo	50m
Características do Aerogerador	Sem engrenagem, rotação variável
Número de pás	3
Área de varredura das pás	1810m²
Velocidade do Rotor	Variável, 18-45 rpm
Controle de Pitch	Sistema Enercon de regulação individual das pás, com regulação autônoma por pá e fonte de alimentação de emergência
Gerador	Circular Enercon com alimentação direct drive
Velocidade de paragem	28-34 m/s

A partir dos dados retirados da Tabela 4.1, podem-se destacar alguns importantes para a simulação tais como:

- Altura do cubo: 50m
- Área de varredura das pás: 1810 m²
- Velocidade de paragem: 28-34 m/s

Estes dados são importantes porque determinam o comportamento da simulação de geração do aerogerador, como a que altura deve ser feita a medição da velocidade do vento e o limite para estas velocidades (sem que o rotor seja danificado).

4.2.1. Tratamento dos dados históricos e de saída

Os dados fornecidos pela estação climatológica CRHEA de 2001 a 2010 são as médias diárias das medições da velocidade do vento a 10 metros de altura. Essa altura claramente não é suficiente para uma precisão desejada em um aerogerador a 50 metros de altura, tendo em vista que nesta altura a velocidade do vento é desejada - e esperada maior do que a 10 metros. Dessa forma é necessário fazer um tratamento dos dados, interpolando-os de forma a obter a velocidade estimada a 50

metros. Através da Equação 4.1 (Hartkopf, 2011), pode-se estimar a velocidade a 50 metros através da velocidade a 10 metros e de um expoente de altura, que é obtido através de uma relação da 'altura de rugosidade' (determinado a partir do tipo de solo e vegetação que se trata a região em questão, como mar aberto ou vale montanhoso) em função da aerodinâmica típica do vento. A teoria por trás do conceito de altura de rugosidade não será detalhada neste trabalho, porém para efeitos de cálculos e estimativas pode-se considerar expoente de altura *p = 0,6*.

$$v(z) = v(z_R) \cdot \left(\frac{z}{z_R}\right)^p \tag{4.1}$$

v(z): velocidade do vento na altura a ser estimada, v(50m);
$v(z_R)$: velocidade do vento na altura de referencia, v(10m);
z: altura a ser estimada, 50m;
z_R: altura de referencia, 10m;
p: expoente de altura, 0,6.

Para dar prosseguimento à simulação é necessário estabelecer enfim algumas premissas, pontuadas a seguir:

- O método de estimação da velocidade do vento a 50m é válido e razoavelmente exato;
- A velocidade máxima de paragem é 31m/s (sendo a média da faixa permitida pelo aerogerador, na Tabela 4.1), limitando-se assim os valores de saída da Equação 4.1 para tal valor;
- O vento é constante ao longo do dia, fixado no valor da média diária fornecida pelos dados históricos da estação climatológica CRHEA, obtendo-se assim uma curva de simulação com um ponto por dia, referente a tal velocidade.

Para fins de observação do padrão de sazonalidade da geração ao longo do horizonte de simulação, é admissível converter os dados de entrada em médias mensais, ao invés de médias diárias. Dessa forma, obtém-se uma curva de saída mais uniforme, com menos picos de geração (lembrando que a potência gerada é função do cubo da velocidade de vento, o que sensibiliza muito a saída em decorrência de alterações no vento, mesmo que estas não sejam tão drásticas). Dessa forma, no lugar de 10 anos com 365 dados, temos 10 anos com 12, o que trará um padrão mais claro para interpretação.

Através destes dados e informações, é possível finalmente aplicar os dados de entrada diretamente na equação de geração do aerogerador, Equação 2.2, e assim obter a potência gerada ao longo do horizonte de simulação.

Obtidos os dados de saída da potência, é possível por fim aplicar um filtro de suavidade nos resultados, corrigindo picos de potência indesejados sem invalidar o comportamento padrão que se deseja analisar. O filtro a ser utilizado é chamado, na área de processamento digital de sinais, de Resposta Impulsiva Finita (FIR), e trata-se de uma técnica de janelamento de médias móveis. Este filtro consiste em uma 'janela' de *n* dados, que percorre toda a série, e retorna como saída a média ponderada dos dados de entrada a cada ponto da janela. Através deste filtro, a curva se suaviza, mas não perde sua característica, tornando-a apenas mais didática para as interpretações em questão.

4.2.2. Resultado das Simulações

O Gráfico 4.1 traz o resultado da simulação da geração eólica ao longo do período de estudo, 2001 a 2010. A curva apresenta no eixo horizontal os meses de 1 a 120 que foram considerados. Cada ponto marcado representa o inicio de um novo ano. A curva do eixo vertical representa a geração eólica em kW. O gráfico foi obtido a partir da equação 2.2.

Analisando a curva de saída, observa-se que há uma forte tendência de um aumento no nível da potência gerada na primeira metade do segundo semestre do ano, julho a setembro e outubro. Existem alguns anos, como 2005 (mês 49 a 61) que esta tendência se evidencia mais, resultado do fator cúbico na velocidade de entrada, potencializando um período em que os ventos foram mais fortes. Em contrapartida, existem meses em que este comportamento é pouco observado, como em 2009 (de 97 a 109), onde a variação da geração é suave ao longo do ano.

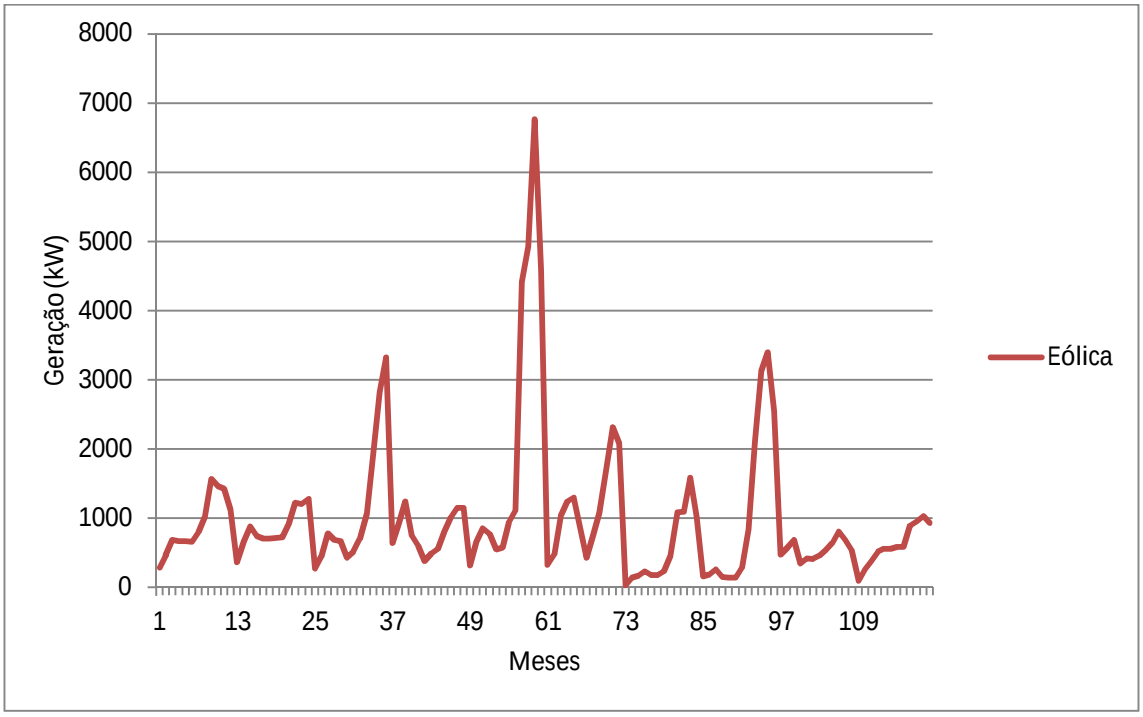

Gráfico 4.1: Geração Eólica no período de 2001 a 2010 em kW

Finalmente, a simulação também mostra a forte sensibilidade que a curva de potência sofre com alterações na velocidade de vento. Para ilustrar este comportamento, o Gráfico 4.2 traz a mesma curva de geração eólica plotada sobre uma curva de velocidade do vento, usada como entrada da simulação. Guardadas as devidas proporções, este gráfico mostra o quão sensível a saída de geração é em relação à entrada. Enquanto a velocidade de vento tem um fator de variação de 6 vezes, a potência de saída tem um fator de quase 230 vezes. Este fenômeno explica a problemática da conexão de energia eólica nas redes de transmissão. Devido à alta flutuação da eletricidade gerada, o sinal de saída gera grandes problemas na qualidade da energia transmitida, provocando distúrbios como *flicker* e sobretensão nas linhas de transmissão e distribuição. Dessa forma, são necessários muitos ajustes eletrônicos para minimizar o problema.

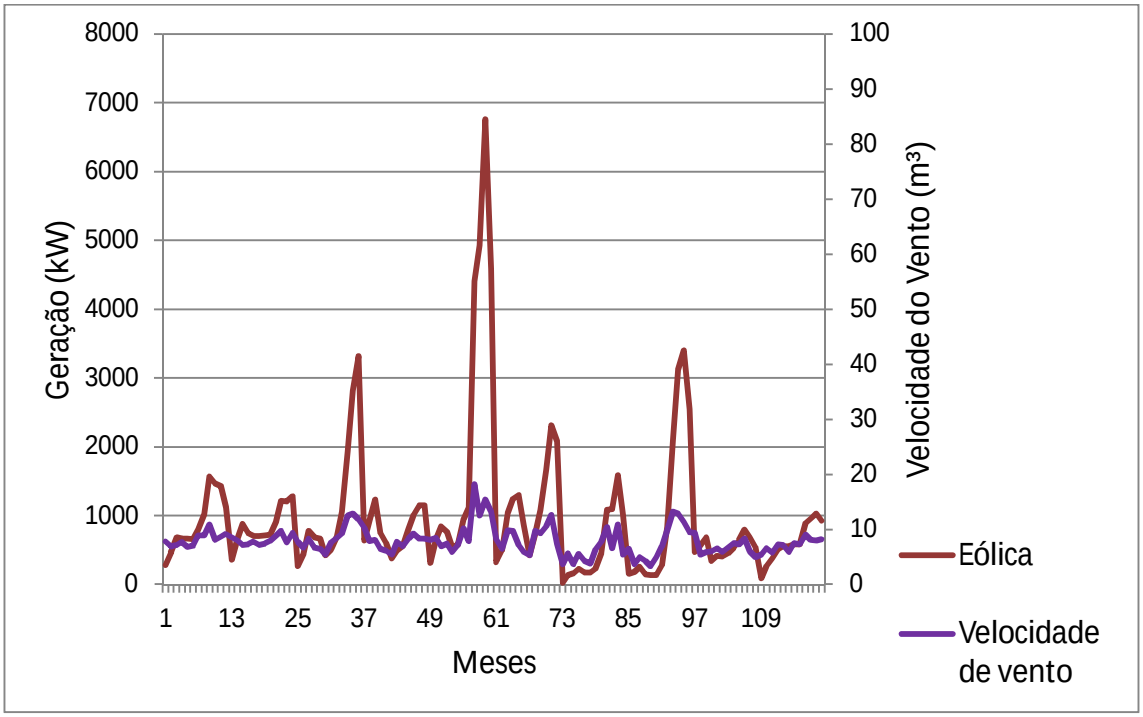

Gráfico 4.2: Geração Eólica e velocidade do vento no período de 2001 a 2010 em kW

4.3. Pequena Central Hidrelétrica

Para o estudo da geração da PCH, tem-se a PCH base na Represa do Lobo, chamada "Usina do Lobo", ou popularmente "Usina do Broa". A usina está localizada na divisa de três distritos municipais: Itirapina, Brotas e São Carlos, no estado de São Paulo, e é abastecida pelos Rios Itaqueri, Geraldo, Ribeirão do Lobo e Córregos do Feijão e das Perdizes. O reservatório foi construído entre 1933 e 1935, e passou pelas administrações da Central Elétrica de Rio Claro, CESP (Companhia Energética de São Paulo), Elektro, até Aratu Geração S/A, por quem é gerenciada atualmente (Kuwajima, 2012). Na Tabela 4.2 e Tabela 4.3 estão detalhados características do reservatório e da barragem da Usina do Lobo.

Tabela 4.2: Características do Reservatório da Usina do Lobo

Características do Reservatório	
Comprimento	8,0 km
Largura Máxima	2,0 km
Largura Média	0,9 km
Profundidade Máxima	12,0 m
Profundidade Média	3,0 m
Área de Superfície	6,8 km^2
Perímetro	21,0 km^2
Volume	22,0 x 10^6 m^3

Tabela 4.3: Características da Barragem da Usina do Lobo

Características da Barragem	
Altura máxima	706 m
Cota na Crista da Barragem	691 m
Cota na Soleira da barragem	691,7 m
Cota do Eixo	645,6 m
N.A. Máximo Maximorum	704, 5
N.A. Máximo Útil	704 m
N.A. Mínimo Útil	699 m

Além da função de geração de energia elétrica, a PCH apresenta usos mais variados, como abastecimento público, transporte e navegação, irrigação, turismo e recreação nos rios e reservatórios. Porém o uso desses usos gera resíduos que contribuem para o aumento da vulnerabilidade da bacia hidrográfica (Kuwajima, 2012)

4.3.1. Tratamento dos Dados Históricos

Para determinação da vazão de projeto, utilizou-se a série histórica de dados de vazão da estação de monitoramento hidrológico Jacaré-Açu 2 (na Tabela 4.4), que possui dados de vazão diárias de 1977 até 2007 e de dados de cotas de 1977 até 2012.

Tabela 4.4: Dados da Estação de Monitoramento Hidrológico Jacaré-Açú 2

Estação	JACARÉ-AÇU 2
Código	62760150
Status	Em Operação
Bacia DNAEE	Rio Paraná
Corpo d´Água	Ribeirão do Lobo
Município	Brotas - SP
Latitude	-22º09´29.88
Longitude	-47º54´01.08

O período de vazões utilizadas para estimar a vazão turbinada pela usina do lobo foi de 2001 até 2010. As vazões de 2007 até 2010 foram estimadas a partir das cotas disponíveis da estação de monitoramento e a curva-chave determinada por (Kuwajima, 2012), segundo a Equação 4.2.

$$Q\left({m^3}/{s}\right) = 0{,}001\,(Cota)^2 - 0{,}016(Cota) - 0{,}344 \qquad (4.2)$$

Devido à indisponibilidade de dados de vazão turbinada da usina, procedeu-se então para uma estimativa de vazão turbinada no período baseada nas vazões do Ribeirão do Lobo e das vazões mínimas. Para determinação das vazões mínimas de projeto utilizou-se duas metodologias: Estimativa da vazão mínima a partir da curva de permanência e estimativa a partir da $Q_{7,10}$, detalhada a seguir.

4.3.2. Curva de Permanência

A curva de permanência ou curva de duração fornece a frequência que uma vazão é igualada ou excedida durante o período de registro de vazões; este gráfico geralmente é feito a partir da base de registros das vazões da estação fluviométrica (Kuwajima, 2012). Para este estudo utilizaram-se os dados completos de vazão diária de 18/03/1977 até 28/02/2011, e seus resultados estão expressos no Gráfico 4.3.

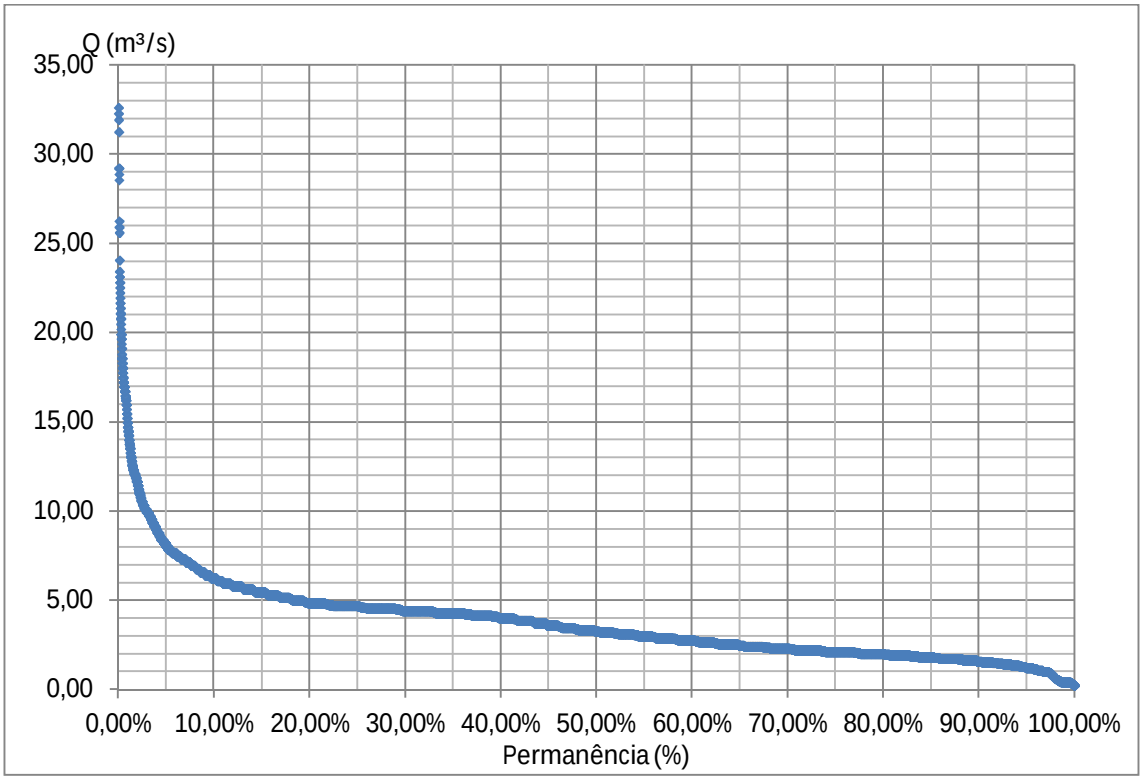

Gráfico 4.3: Curva de permanência estimada para o período de 1977 até 2011

4.3.3. Vazão $Q_{7,10}$

A $Q_{7,10}$ é definida como uma vazão mínima média de 7 dias para um tempo de retorno igual a 10 anos, e se trata do método de Tennant (ou Montana) feito em 1976 foi um dos primeiros métodos a ser utilizado e ainda usado em 16 estados na América do Norte e em 25 países no mundo (Sarmento, 2007).

Esta vazão não considera nenhuma base ecológica e é estimada a partir de duas etapas: cálculo da Q_7 (média móvel de 7 dias) para todos os anos do registro histórico considerado (1977 até 2011) e aplicação de uma distribuição estatística de vazão mínima, sendo mais usual utilizar as distribuições de Gumbel e Weibull (Linsley, et al., 1978).

Distribuição de Gumbel

A distribuição de Gumbel é expressa pela Equação 4.3, e a relação entre y_T e Q_T foi calculada através da Equação 4.4.

$$y_T = -Ln\left[-Ln\left(\frac{T-1}{T}\right)\right] \tag{4.3}$$

y_T: *Gumbel*

T: tempo de retorno (10 anos para $Q_{7,10}$)
Ln: Logarítimo neperiano

$$y_T = \frac{Q_T - \bar{Q} + 0{,}45 S_Q}{0{,}7797 S_Q} \tag{4.4}$$

$\bar{Q}$: Média da Amostra
S_Q: Desvio padrão da amostra

Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull, nomeada a partir de seu inventor Ernst Hjalmar Waloddi Weibull, é muito utilizada em problemas de confiabilidade. E é definida pela Equação 4.5.

$$f(T) \geq \frac{\beta}{\eta}\left(\frac{T-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{T-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}} \tag{4.5}$$

Para $f(T) \geq 0, T \geq 0$ ou $\beta > 0, \eta > 0, -\infty < \eta > \infty$

β, parâmetro de forma, inclinação da distribuição Weibull
η, Parâmetro de escala
γ, Parâmetro posição

Para a amostra de vazões diárias entre 1977 e 2011, obtiveram-se os dados do Gráfico 4.4.

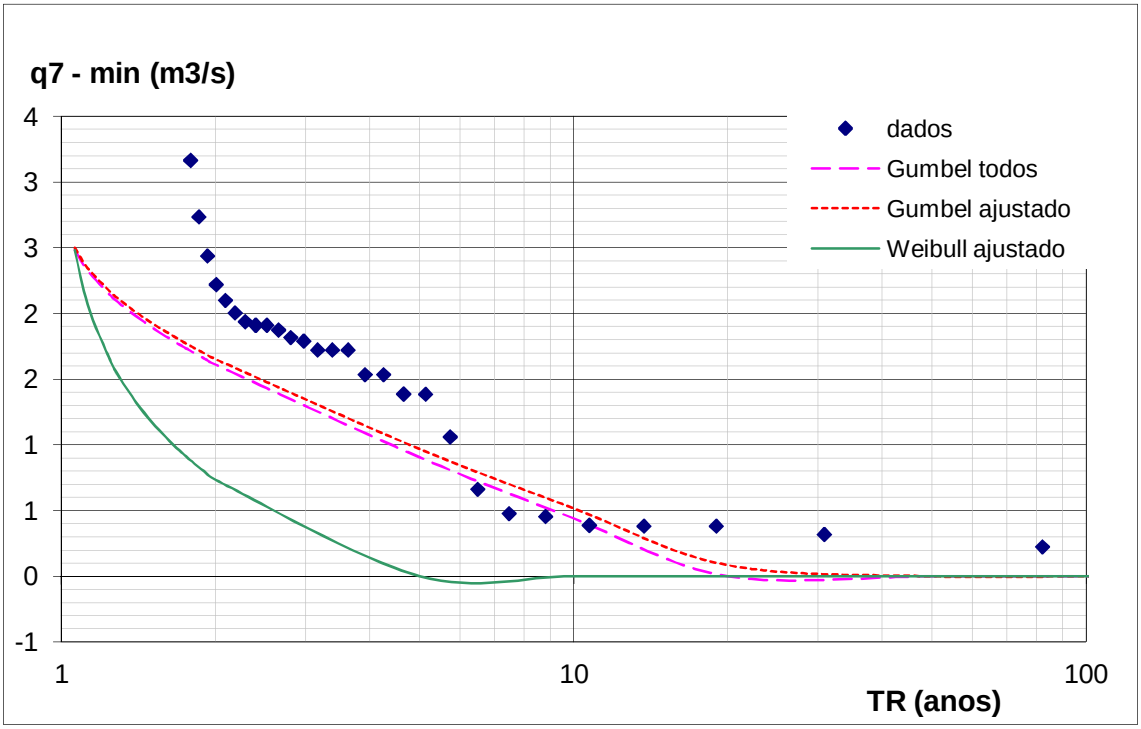

Gráfico 4.4: Q_7 mínimas para o período de 1977 até 2011

4.3.4. Determinação da vazão turbinada

O Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE) através da Portaria nº 653 de 17 de outubro de 1994 estipula como exigência técnica para a aprovação de projetos com barramentos a caracterização hidrológica pela "vazão mínima média diária observada das séries históricas consideradas; no caso de inexistência de séries históricas, indicar o valor da vazão mínima de 10 anos de recorrência e duração de 7 dias ($Q_{7,10}$), bem como a fonte de estudo de regionalização".

No Estado de São Paulo algumas bacias como Alto Tietê, Tietê-Sorocaba são consideradas críticas com relação à disponibilidade de água, uma vez que a soma das vazões captadas na bacia, ou em parte dela, supera 50% da vazão mínima.

Segundo (Kuwajima, 2012), existem três conceitos principais de vazão mínima:

- Vazão mínima estatística: $Q_{7,10}$, isto é, vazão mínima de 7 dias e 10 anos de período de retorno.
- Vazão mínima da curva de permanência: estabelecida uma probabilidade, sendo a mais usada a de 95%, $Q_{95\%}$.
- Vazão mínima ecológica: aquela que garante a sobrevivência dos ecossistemas. Nem os ecologistas ou ambientalistas ainda chegaram a uma determinação de aceitação comum, daí usualmente se emprega a vazão $Q_{7,10}$ como a vazão mínima ecológica.

Para este estudo optou-se por utilizar a $Q_{95\%}$ como vazão de referência, uma vez que os cálculos da $Q_{7,10}$ ficaram prejudicados devido aos anos com dados incompletos em que não foi possível estimar a Q_7 mínima. Portanto considerou-se o seguinte critério para a vazão turbinada, expresso na Equação 4.6.

$$Q_{Turb} = Q_{Est.} - Q95\% \tag{4.6}$$

Q_{Turb}*: Vazão Turbinada*
$Q_{Est.}$*: Vazão diária da estação fluviométrica*
$Q95\%$*: Vazão mínima da curva de permanência: estabelecida uma probabilidade, sendo a mais usada a de 95%.*

4.3.5. Resultado das Simulações

O gráfico traz a simulação da potência gerada na PCH, e mostra um comportamento esperado para a região onde esta localizada, tropical mesotérmica, tendo sua estação seca tipicamente durante os meses de abril à setembro (Kuwajima, 2012). A curva

representa a geração em kW, e tem seus pontos altos nos últimos meses de um ano até os primeiros meses do ano seguinte, concentrando seus picos geralmente em dezembro e janeiro. Este comportamento se repete, porém reservando-se particularidades, como em 2001 e 2008/2009 (meses de 1 a 13 e 85 a 97/97 a 109), onde houve um grande nível de chuvas, ou em 2005 (49 a 61), com baixas vazões pluviométricas.

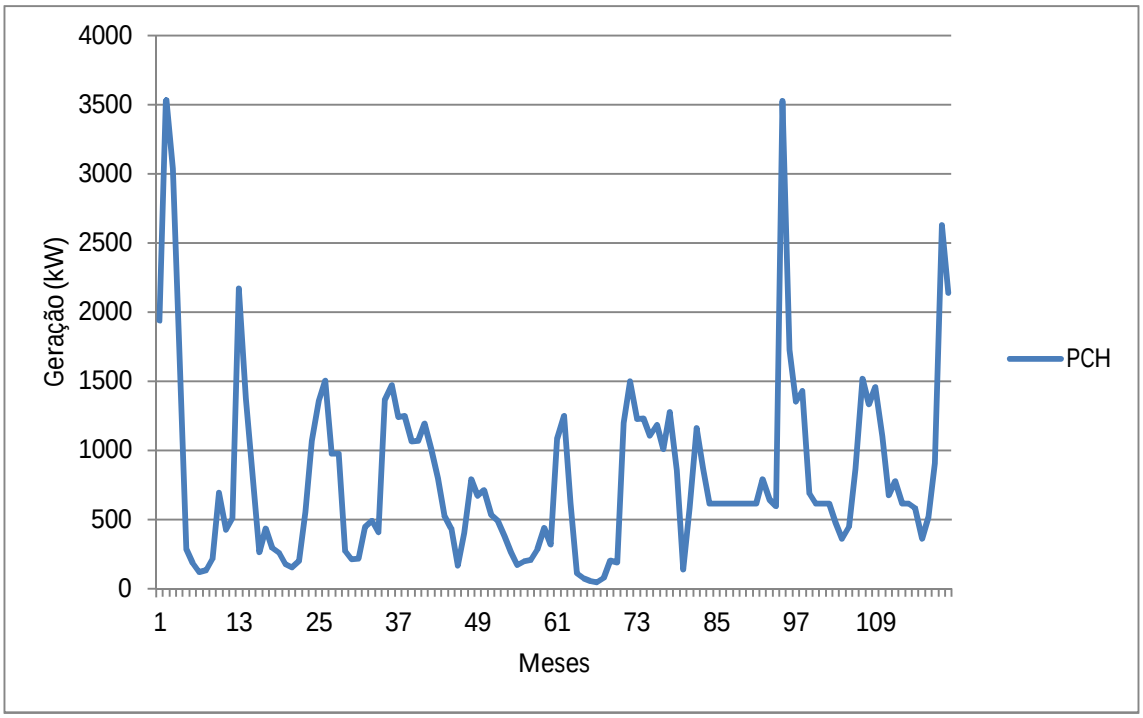

Gráfico 4.5: Geração PCH no período de 2001 a 2010 em kW

4.4. Simulação Conjunta e Resultados

Nas seções 4.2.2 e 4.3.5 foi apresentado a simulação singular de cada tipo de fonte, analisando os comportamentos individuais de cada curva de geração. A seguir, pode-se observar a intersecção das curvas de geração, energia eólica e pequena central hidrelétrica. Dessa forma é possível avaliar a operação em conjunto das duas fontes operando com as mesmas condições regionais, climáticas e temporais.

O Gráfico 4.6 traz no eixo vertical a potência gerada em kW, tanto eólica quanto hidráulica. Desta forma é possível analisar a dinâmica das fontes operando em conjunto, e extrair um comportamento complementar entre elas.

O fenômeno da complementaridade é de fato possível perceber em alguns anos da amostra. Nos primeiros anos, a geração eólica apresenta uma dinâmica esperada, com altas velocidades de vento nos meses de seca, entre abril e setembro. Entre o segundo e terceiro ano, entretanto, a característica do vento se desloca um pouco, atingindo o pico nos últimos meses de 2003. Em seguida, após um ano com baixas médias de velocidade de vento, em 2005 a geração eólica alcança o ponto máximo do período analisado, no mês de novembro. A partir dai, o vento volta a ter o comportamento anterior, com o pico anual no 4º trimestre do ano, apresentando mais uma baixa no final do período.

A curva da PCH segue aproximadamente o comportamento esperado, variando mais a intensidade do que o padrão da dinâmica em si. Dessa forma, é possível pontuar que a geração hidráulica complementa a eólica nos períodos em que esta segue o comportamento desejado, indicado no parágrafo anterior, ou seja, uma vez que a geração hidráulica pode ser considerada mais regrada em termos de meses chuvosos e secos, é possível concluir que existe complementaridade entre as fontes quando o regime de ventos mantiver seus meses de pico no 3º trimestre do ano.

Para obter uma curva mais limpa, para efeitos de analise, é possível suavizar os dados do Gráfico 4.6, aplicando mais uma vez o filtro de médias móveis. O Gráfico 4.7 apresenta as curvas suavizadas, onde os picos são mais evidentes e limpos. Dessa forma, as mesmas análises feitas anteriormente podem ser observadas com mais clareza.

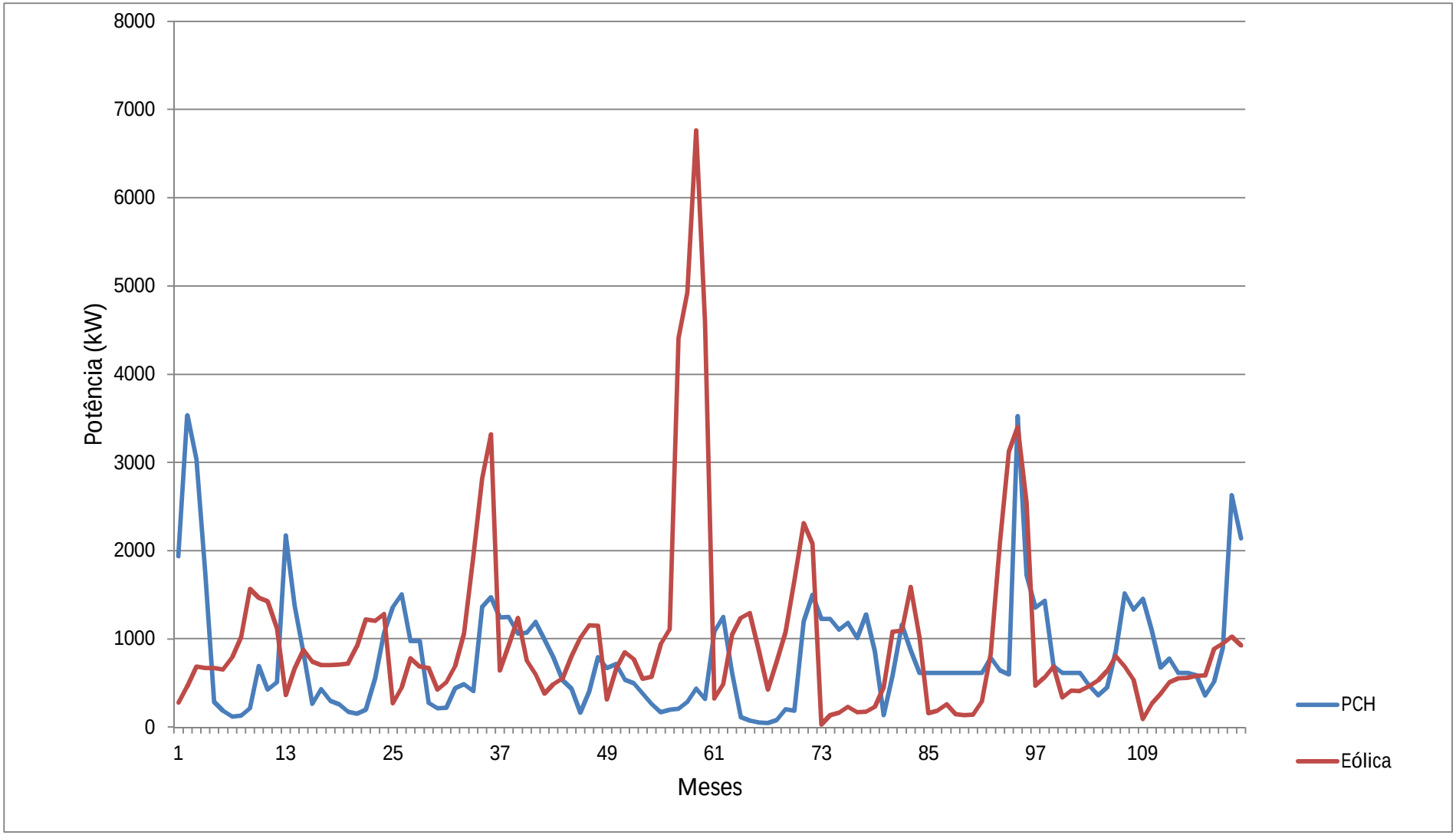

Gráfico 4.6: Geração Eólica e PCH no período de 2001 a 2010 em kW

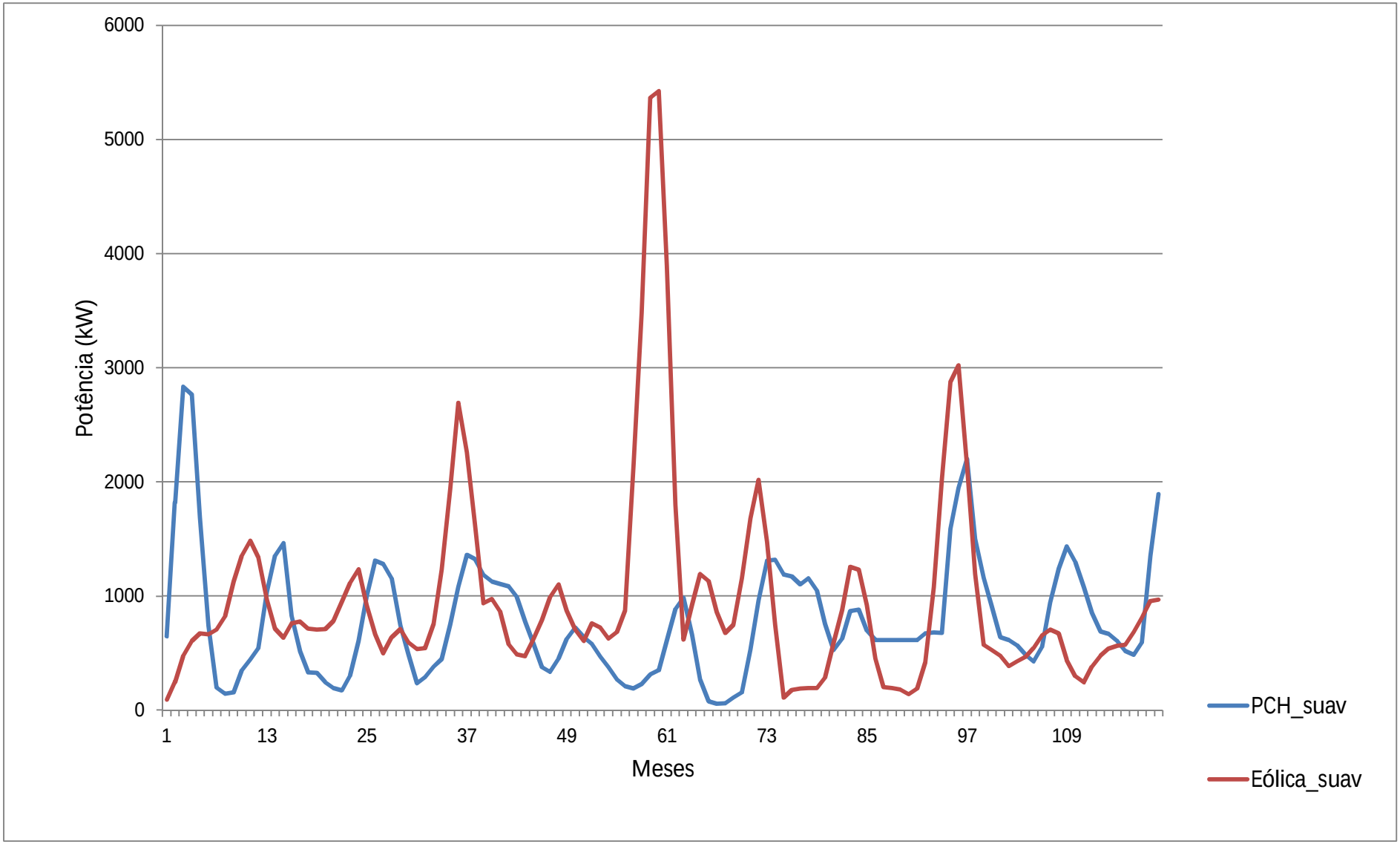

Gráfico 4.7: Curvas Suavizadas da Geração Eólica e PCH no período de 2001 a 2010 em kW

CAPÍTULO 5

CONCLUSÃO

Da mesma forma em que a geração de eletricidade se desenvolveu muito ao longo dos anos, investindo em tecnologia nuclear e melhoramento de eficiência térmica, as fontes renováveis estão ganhando perspectiva e investimento, se tornando cada vez mais competitivas no mercado de energia, e cada vez mais fundamentais, em ambitos ambientais.

Neste trabalho foram desenvolvidas duas frentes de geração renovável: eólica e PCH. Ambas as fontes representam geração de energia descentralizada, sem emissão de poluentes e impactos ambientais. Foi apresentada uma analise técnicas das fontes, discutindo estrutura, componentes e perfil de geração.

Por fim, pôde-se analisar o comportamento de geração das fontes sob uma perspectiva real, com estudo de campo na região do Ribeirão do Lobo, em São Carlos. A partir de dados de velocidade de vento e vazão pluviométrica, cedidos pelo CRHEA, e de uma simulação desenvolvida no software MatLab, foi possível obter-se curvas de potência gerada do aerogerador e da PCH em questão. Este estudo mostrou que há uma tendência de complementaridade entre as fontes, ou seja, em meses tipicamente secos, a velocidade de vento atinge seus picos. Entretanto, este comportamento não é observado em todos os anos, consecutivamente, já que a curva de velocidade de vento apresenta alguns descolamentos, sendo que em alguns anos o vento é mais ameno em geral, e em outros, o pico se apresenta no final do ano, coincidindo com a época de chuvas mais abundantes.

É importante ressaltar que a simulação foi proposta como uma visão superficial do comportamento das fontes, já que se assumiram algumas hipóteses, principalmente em relação aos dados de entrada utilizados. Embora os dados de entrada sejam reais, medidos em campo, foram utilizadas médias diárias, e, a partir destas, médias mensais. Isto pode causar valores de saída com menor precisão. Porém para o efeito de estudo desta monografia, considerou-se que tal aproximação seria admissível e proveitosa para analise e conclusão dos objetivos propostos.

Além disso, na região escolhida para o estudo está localizado um aeroporto, o que inviabilizaria a construção de fato de um parque eólico. Entretanto, através do estudo deste trabalho, é importante ressaltar que mesmo em regiões com tradição em geração hidrelétrica, seja por grandes usinas ou pequenas centrais, como o Estado de São Paulo, a geração híbrida hidroelétrica e eólica mostra ser uma possibilidade atraente e promissora para o avanço e desenvolvimento da energia elétrica no país.

Para trabalhos futuros, sugere-se o desenvolvimento de um estudo similar de custo de ambas as fontes, criando uma relação entre custo de instalação, operação e manutenção, em contrapartida com lucros e receitas da PCH e do aerogerador. Desta forma, pode-se obter um cenário mais concreto da real possibilidade de implementação desta parceria. Sobre esta perspectiva já há alguns trabalhos de referencia, que sustentam a ideia da geração hibrida das fontes. No trabalho de (Bakos, 2002), por exemplo, é desenvolvida a ideia de um sistema hibrido que reduz os custos de eletricidade final, com estudo de caso em uma ilha na Grécia.

Enfim, conclui-se que o trabalho foi proveitoso para avaliação de mais uma forma de implementação de fontes renováveis, que caminham para alcançar cada vez mais espaço no destino de investimentos e no mercado de energia mundial. Isto se torna extremamente importante, uma vez que a demanda por energia cresce em proporção com a necessidade de preservação ambiental.

Nos anos 70, o Sheik Ahmed Zaki Yamani disse: “A Idade da Pedra não acabou pela falta de pedra, e a Idade do Petróleo irá acabar muito antes que o mundo fique sem petróleo”. É isso que esperam engenheiros eletricistas em formação, nascidos na geração em que o planeta está sob ameaça ecológica, com a certeza de que o mundo vai mudar de rumo, na direção da sustentabilidade e consciência ambiental.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. 2012. 2012.

Ackermann, Thomas. 2005. *Wind Power in Power Systems.* 2005.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica. *www.aneel.gov.br.* [Online] [Citado em: 20 de 09 de 2012.]

—. 2003. *Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas.* 2003.

—. 1998. *Resolução 395, de 4 de Dezembro de 1998.* Brasilia - DF : s.n., 1998.

Bakos, Geroge C. 2002. Feasibility study of a hybrid wind/hidro power-system for low-cost electicity production. *Applied Energy.* 8 de 06 de 2002, pp. 599-608.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. 2001. *Atlas do Potencial Eólico.* 2001.

Enercon. *www.enercon.de.* [Online] [Citado em: 10 de 10 de 2012.]

Farret, Felix A. e Simões, M. Godoy. 2006. *Integration of Alternative Sources of Energy.* 2006.

Hartkopf, Thomas. 2011. *Windkraftanlagen.* Notas de aula da disciplina Windkraftanlagen, TUD, Darmstadt, Alemanha : s.n., 2011.

Hau, Erich. 2006. *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics.* 2006.

IEA. International Energy Agency. *www.iea.org.* [Online] [Citado em: 2012 de 09 de 14.]

Kuwajima, Julio Issao. 2012. *Analise do modelo SWAT como ferramenta de prevenção e de estimativa de assoreamento no reservatório do Lobo (Itirapina/Brotas/SP).* Dissertação de Mestrado, São Carlos-SP : EESC/USP, 2012.

Linsley, Ray L. e Franzini, Joseph B. 1978. *Engenharia de Recursos Hídricos.* 1978.

Maccarini, Mateus Costa. 2009. *Inversor Monofásico Sincronizado para a conexão de um Gerador Eólico à Rede Elétrica: estudo, projeto e implementação.* Dissertação de Mestrado, Florianópolis-SC: UFSC, 2009.

Mauad, Frederico. 2010. *Aproveitamentos Hidroelétricos.* Notas de aula da disciplina Aproveitamentos Hidoelétricos, EESC/USP, 2010.

MME, Ministério de Minas e Energia. 2010. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019.* 2010.

—. Resenha Energética Brasileira. *www.mme.gov.br.* [Online] [Citado em: 2012 de 09 de 14.]

Polizeli, Maicon Vendramini. 2011. *Avaliação Econômica de Geração de Energia Elétrica entre Sistemas Híbridos de PCHs e Termoelétricas.* Trabalho de Conclusão de Curso, EESC/USP, 2011.

Ribeiro, Felipe. 2010. *Estudo da Aplicação de Transmissão Continuamente Variável em Geradores Eólicos de Médio Porte.* Dissertação de Mestrado, UFABC, 2010.

Sarmento, Robson. 2007. *Estudo da arte da vazão ecológica no Brasil eno Mundo.* s.l. : UNESCO/ANA/CBHSF, 2007.

Silveira, Fernanda Ramaglia. 2007. *Anteprojeto de Pequena Central Hidrelétrica (PCH).* Trabalho de Graduação, EESC/USP, 2007.

Voith. www.voith.com.br. *Voith.* [Online] [Citado em: 04 de 11 de 2012.]

WWEA, World Wind Energy Association. 2011. *World Wind Energy Report.* 2011.

APÊNDICE A

Código-fonte da simulação no MatLab

```
close all
clear all
clc


%Eolica-----------------------------------------------------------------------------

r = 24; %Raio do rotor
A = 3.14*r^2; %Area
M = 3; %Fator de suavizacao
b = ones(M,1)/M;


% Tratamento de 2001-------------------------------------------------------------

V_2001 = xlsread('Vento a 10.00 m 2001.xls', 'Semana', 'B5:B16'); %Leitura dos dados
históricos

V_2001_50 = V_2001.*(5^0.3); %Estimacao da velocidade de vento a 50 metros

%Limitar a velocidade à velocidade de vento máxima do rotor
   for i = 1:12
      if V_2001_50(i,1) >= 31
         V_2001_50(i,1) = 31;
      end
   end

P_2001 = (1/2)*0.45*A*V_2001_50.^3; %Calculo da Potencia

P_2001_suav = filter(b,1,P_2001); %Filtro de Suavizacao


% Tratamento de 2002-------------------------------------------------------------

V_2002 = xlsread('Vento a 10.00 m 2002.xls', 'Semana', 'B5:B16');

V_2002_50 = V_2002.*(5^0.3);

   for i = 1:12
      if V_2002_50(i,1) >= 31
         V_2002_50(i,1) = 31;
```

```
        end
    end

P_2002 = (1/2)*0.45*A*V_2002_50.^3;

P_2002_suav = filter(b,1,P_2002);


% Tratamento de 2003-------------------------------------------------------

V_2003 = xlsread('Vento a 10.00 m 2003.xls', 'Semana', 'B5:B16');

V_2003_50 = V_2003.*(5^0.3);

    for i = 1:12
        if V_2003_50(i,1) >= 31
            V_2003_50(i,1) = 31;
        end
    end

P_2003 = (1/2)*0.45*A*V_2003_50.^3;


P_2003_suav = filter(b,1,P_2003);


% Tratamento de 2004-------------------------------------------------------

V_2004 = xlsread('Vento a 10.00 m 2004.xls', 'Semana', 'B5:B16');

V_2004_50 = V_2004.*(5^0.3);

    for i = 1:12
        if V_2004_50(i,1) >= 31
            V_2004_50(i,1) = 31;
        end
    end

P_2004 = (1/2)*0.45*A*V_2004_50.^3;


P_2004_suav = filter(b,1,P_2004);


% Tratamento de 2005-------------------------------------------------------

V_2005 = xlsread('Vento a 10.00 m 2005.xls', 'Semana', 'B5:B16');
```

```
V_2005_50 = V_2005.*(5^0.3);

   for i = 1:12
      if V_2005_50(i,1) >= 31
         V_2005_50(i,1) = 31;
      end
   end

P_2005 = (1/2)*0.45*A*V_2005_50.^3;

P_2005_suav = filter(b,1,P_2005);


% Tratamento de 2006-----------------------------------------------------

V_2006 = xlsread('Vento a 10.00 m 2006.xls', 'Semana', 'B5:B16');

V_2006_50 = V_2006.*(5^0.3);

   for i = 1:12
      if V_2006_50(i,1) >= 31
         V_2006_50(i,1) = 31;
      end
   end

P_2006 = (1/2)*0.45*A*V_2006_50.^3;

P_2006_suav = filter(b,1,P_2006);


% Tratamento de 2007-----------------------------------------------------

V_2007 = xlsread('Vento a 10.00 m 2007.xls', 'Semana', 'B5:B16');

V_2007_50 = V_2007.*(5^0.3);

   for i = 1:12
      if V_2007_50(i,1) >= 31
         V_2007_50(i,1) = 31;
      end
   end

P_2007 = (1/2)*0.45*A*V_2007_50.^3;


P_2007_suav = filter(b,1,P_2007);
```

```
% Tratamento de 2008-------------------------------------------------------

V_2008 = xlsread('Vento a 10.00 m 2008.xls', 'Semana', 'B5:B16');
V_2008_50 = V_2008.*(5^0.3);

   for i = 1:12
      if V_2008_50(i,1) >= 31
         V_2008_50(i,1) = 31;
      end
   end

P_2008 = (1/2)*0.45*A*V_2008_50.^3;

P_2008_suav = filter(b,1,P_2008);



% Tratamento de 2009-------------------------------------------------------

V_2009 = xlsread('Vento a 10.00 m 2009.xls', 'Semana', 'B5:B16');

V_2009_50 = V_2009.*(5^0.3);

   for i = 1:12
      if V_2009_50(i,1) >= 31
         V_2009_50(i,1) = 31;
      end
   end

P_2009 = (1/2)*0.45*A*V_2009_50.^3;

P_2009_suav = filter(b,1,P_2009);


% Tratamento de 2010-------------------------------------------------------

V_2010 = xlsread('Vento a 10.00 m 2010.xls', 'Semana', 'B5:B16');
V_2010_50 = V_2010.*(5^0.3);

   for i = 1:12
      if V_2010_50(i,1) >= 31
         V_2010_50(i,1) = 31;
      end
   end

P_2010 = (1/2)*0.45*A*V_2010_50.^3;
P_2010_suav = filter(b,1,P_2010);
```

```
% Todos os anos-----------------------------------------------------------

P =
[P_2001;P_2002;P_2003;P_2004;P_2005;P_2006;P_2007;P_2008;P_2009;P_2010];
%Todas as séries de potencia
P_suav =
[P_2001_suav;P_2002_suav;P_2003_suav;P_2004_suav;P_2005_suav;P_2006_suav;
...
   P_2007_suav;P_2008_suav;P_2009_suav;P_2010_suav]; %Todas as séries de
potencia suavizadas


%PCH--------------------------------------------------------------------------

H = 58,91; %altura da queda d'água

Q = xlsread('Vazoes PCH.xlsx', 'Mes', 'B4:B123'); %Leitura dos dados históricos
P_pch = 6.8*Q*H; %Calculo da Potencia
P_pch_suav = filter(b,1,P_pch); %Filto de suavizacao

%Graficos----------------------------------------

figure(1)
plot(P)

figure(2)
plot(P_PCH)

figure(3)
plot(P)
hold on
plot(P_pch)
hold off

figure(4)
plot(P_suav)
hold on
plot(P_pch_suav)
hold off
```