

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PELOTAS
Faculdade de Meteorologia
Programa de Pós-Graduação em Meteorologia



Dissertação

WRF e o Potencial Eólico no Brasil em 2011

Patrícia Nunes Tuchtenhagen

Pelotas, 2013

PATRÍCIA NUNES TUCHTENHAGEN

WRF E O POTENCIAL EÓLICO NO BRASIL EM 2011

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Meteorologia da Faculdade de Meteorologia da Universidade Federal de Pelotas, como requisito à obtenção do título de Mestre em Meteorologia.

Orientador: Prof. Dr. Yoshihiro Yamasaki

Pelotas, 2013

Dados de catalogação na fonte:
Ubirajara Buddin Cruz – CRB-10/901
Biblioteca de Ciência & Tecnologia - UFPel

T888w Tuchtenhagen, Patricia Nunes
 WRF e o potencial eólico no Brasil em 2011 / Patricia
 Nunes Tuchtenhagen. – 120f. ; il. – Dissertação (Mestrado).
 Programa de Pós-Graduação em Meteorologia. Universidade
 Federal de Pelotas. Faculdade de Meteorologia. Pelotas,
 2013. – Orientador Yoshihiro Yamasaki.

 1.Meteorologia. 2.Modelagem. 3.Energia eólica.
 4.Ventos. I.Yamasaki, Yoshihiro. II.Título.

CDD: 333.92

Banca examinadora:

Prof. Dr. Yoshihiro Yamasaki (Orientador) - UFPEL

Prof. Dr. Mateus da Silva Teixeira - UFPEL

Prof. Dr. Clóvis Angeli Sansigolo - INPE

À minha mãe.

Agradecimentos

À minha mãe, Rosemeri Nunes, minha Avó Zeni Nunes e minha tia Jaqueline Nunes, por todo amor, compreensão e apoio incondicional em todas as etapas da minha vida. Amo muito vocês.

A todos meus amigos que torceram pela realização deste trabalho. Vocês são essenciais em minha vida.

Ao meu orientador Prof. Dr. Yoshihiro Yamasaki por toda amizade, paciência, orientação e todos os ensinamentos, os quais levarei para vida profissional e pessoal. Muito obrigada!

Às minhas queridas amigas e colegas Aline Oliveira, Ludmila Pochmann e Venice Camargo por estarem sempre presentes em todos os momentos, tornando a jornada menos árdua. Obrigada, sentirei saudade!

À Universidade Federal de Pelotas pela oportunidade de realizar o curso de Pós-Graduação em Meteorologia.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela concessão da bolsa de estudos.

“Descobri como é bom chegar quando se tem paciência.

*E para se chegar, onde quer que seja,
aprendi que não é preciso dominar a força, mas a razão.*

É preciso, antes de mais a nada querer.”

Amyr Klink

Resumo

TUCHTENHAGEN, Patrícia Nunes. **WRF e o Potencial Eólico no Brasil em 2011**. 2013. 120f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Meteorologia. Universidade Federal de Pelotas, Pelotas.

A crescente demanda e consumo de energia elétrica, tanto pela sociedade econômica como social; em adição à política mundial para a implementação de sistemas de geração empregando fontes renováveis, tem sido fator determinante na expansão de fazendas eólicas em diferentes países. Para a determinação do local para a instalação de fazendas eólicas é de importância fundamental proceder a estudos, realizar análises e avaliar a disponibilidade da fonte que permite gerar a energia, ou seja, do vento, em níveis de altura compatíveis com a dos geradores eólicos. Tendo em vista que, raramente se dispõe de dados de medições do vento necessários para consolidar os requisitos básicos e fundamentais, particularmente sobre o Brasil, é proposta, desenvolvida e aplicada uma metodologia que permite avaliar o potencial eólico sobre o país para um ano. Os dados necessários para elaborar o mapeamento e a avaliação do potencial eólico, durante o ano de 2011, foram produzidos, de hora em hora, com o processamento do modelo de mesoescala WRF (Weather Research and Forecasting). A avaliação dos resultados foi realizada em termos de médias diárias, número de horas sequenciais com ventos, vento médio acima de valores pré-estabelecidos de vento e período de rampa, análises sazonal e anual, frequência dos ventos e densidade da probabilidade de Weibull. Como conclusão geral da análise realizada, foram caracterizadas algumas regiões do país, localizadas próximas do litoral do Nordeste e Sul do país, que se apresentam como locais marcadamente favoráveis à instalação de fazendas eólicas. Entretanto, aponta-se, também, que há diversas outras áreas esparsas sobre o país que podem ser indicadas como locais com grande potencialidade energética.

Palavras-chave: Energia Renovável, Potência do Vento, Mapeamento Eólico, Simulação.

Abstract

TUCHTENHAGEN, Patrícia Nunes. WRF and the Wind Potential in Brazil in 2011. 2012. 120f. Thesis (MA) – Post-graduate degree in Meteorology. Federal University of Pelotas, Pelotas.

The increasing demand and electric energy consumption, by both economic and social society, in addition to the worldwide politics for the implementation of generation systems employing renewable sources, has been determinant factors of the expansion of wind farms in different countries. To find out an installation local of wind power farms, it is of fundamental importance to proceed studies, perform analysis and evaluate the availability of the source to generate energy – that is, the wind at vertical levels which are consistent with the wind turbine height. Given that, scarcely the wind measurement data needed are available to consolidate the basic and fundamental requirements, particularly over Brazil, it is proposed, developed and a methodology is applied, for the assessment of wind energy potential over the country for a year. The required data for the mapping and assessment of wind energy potential, during the year 2011 were produced, for every hour, throughout the mesoscale model WRF (Weather Research and Forecasting) forecasting. The result evaluation has been performed in terms of daily mean wind average, number of sequential hours with wind, wind above pre-established values and ramp period, seasonal and annual analysis, wind frequency analysis and Weibull probability density. The general conclusion of the performed analysis has been the characterization of some region of the country, located nearby the shoreline of the Northeast and South of the county, as remarkable locals favorable for the installation of wind farms. However, it has been also pointed out that there are several other areas, scattered over the country, which can be suitable places with great energy potentiality.

Keywords: Renewable Energy, Wind Power, Wind mapping, Simulation.

Lista de Figuras

Figura 2.1	Gerador eólico e seus principais componentes. Fonte: CBEE/UFPE, 2012.	27
Figura 2.2	Escoamento do ar através de uma secção transversal.	29
Figura 2.3	Relação entre a velocidade do vento e a energia do vento. Fonte: Adaptado de CLARKE, 2003.	32
Figura 2.4	Secção transversal da velocidade do vento com a altura. Fonte: Adaptado de CLARKE, 2003.	32
Figura 2.5	Distribuição da velocidade do vento. Fonte: Adaptado de ELETROPAEDIA, 2012.	37
Figura 2.6	Distribuição de energia do vento. Fonte: Adaptado de ELETROPAEDIA, 2012.	39
Figura 2.7	Redução da energia do vento com a altura da turbina. Fonte: Adaptado de ELETROPAEDIA, 2012.	40
Figura 2.8	Variação da velocidade do vento durante o dia. Fonte: Adaptado de CLARKE, 2003.	42
Figura 2.9	Variação da velocidade do vento durante um dia para diferentes alturas. Fonte: STORM e BASU, 2010.	45
Figura 2.10	Variação Vertical do vento para diferentes horas do dia. Fonte: STORM e BASU, 2010.	46
Figura 3.1	Grade C de Arakawa.	52
Figura 3.2	Coordenada Vertical η . Fonte: SKAMAROCK et al., 2008.	53

Figura 3.3	Tratamento do fluxo atmosférico sobre montanha em coordenada η . Fonte: ELETROPAEDIA, 2012.	54
Figura 3.4	Interações entre os diferentes esquemas de parametrizações.	57
Figura 3.5	Domínio de integração do modelo WRF.	60
Figura 3.6	Etapas do processo do modelo WRF.	61
Figura 3.7	Etapas dos processamentos prognósticos do WRF.	61
Figura 3.8	Sequência do processamento dos dados.	64
Figura 4.1	Nível de 40m para o dia 02 de março de 2011: (a) Número de horas de vento acima de 7ms^{-1} ; (b) Número de horas de vento acima de 10ms^{-1} ; (c) Vento médio superior a 7ms^{-1} ; (d) Vento médio superior a 10ms^{-1} ; (e) Vento médio.	76
Figura 4.2	Nível de 70m para o dia 02 de março de 2011: (a) Número de horas de vento acima de 7ms^{-1} ; (b) Número de horas de vento acima de 10ms^{-1} ; (c) Vento médio superior a 7ms^{-1} ; (d) Vento médio superior a 10ms^{-1} ; (e) Vento médio.	78
Figura 4.3	Nível de 40m para o dia 07 de outubro de 2011: (a) Número de horas de vento acima de 7ms^{-1} ; (b) Número de horas de vento acima de 10ms^{-1} ; (c) Vento médio superior a 7ms^{-1} ; (d) Vento médio superior a 10ms^{-1} ; (e) Vento médio.	80
Figura 4.4	Nível de 70m para o dia 07 de outubro de 2011: (a) Número de horas de vento acima de 7ms^{-1} ; (b) Número de horas de vento acima de 10ms^{-1} ; (c) Vento médio superior a 7ms^{-1} ; (d) Vento médio superior a 10ms^{-1} ; (e) Vento médio.	82
Figura 4.5	Período de rampa no nível de 40m para o dia 26 de julho de 2011 com (a) Limiar de 7ms^{-1} , (b) Limiar de 10ms^{-1} .	83
Figura 4.6	Período de rampa no nível de 70m para o dia 26 de julho de 2011 com (a) Limiar de 7ms^{-1} , (b) Limiar de 10ms^{-1} .	84
Figura 4.7	Período de rampa no nível de 40m para o dia 07 de outubro de 2011 com (a) Limiar de 7ms^{-1} , (b) Limiar de 10ms^{-1} .	85
Figura 4.8	Período de rampa no nível de 70m para o dia 07 de outubro de 2011 com (a) Limiar de 7ms^{-1} , (b) Limiar de 10ms^{-1} .	85

Figura 4.9	Média das intensidades do vento no primeiro trimestre nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.	87
Figura 4.10	Média das intensidades do vento no segundo trimestre nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.	88
Figura 4.11	Média das intensidades do vento no terceiro trimestre nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.	89
Figura 4.12	Média das intensidades do vento no quarto trimestre nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.	90
Figura 4.13	Média anual das intensidades do vento nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.	91
Figura 4.14	Desvio Médio anual das intensidades do vento nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.	92
Figura 4.15	Distribuição anual da frequência da velocidade dos ventos para Nata/RN nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.	93
Figura 4.16	Distribuição anual da frequência da velocidade dos ventos para Rio Grande/RS nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.	94
Figura 4.17	Densidade da probabilidade de Weibull para Nata/RN	95
Figura 4.18	Densidade da probabilidade de Weibull para Rio Grande/RS	96
Figura 4.19	Potencial eólico em 50m apresentado pelo CRESESB. (a) Sul; (b) Nordeste	97
Figura 4.20	Média anual da intensidade dos ventos no nível de 50m para as regiões: (a) Sul; (b) Nordeste.	98

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Potência disponível do vento por unidade de área. Fonte: Adaptado de MANWELL et al., 2009.	31
Tabela 2.2	Sistema de classificação de turbinas eólicas. Fonte: SPERA, 1994; GIPE, 1999.	33
Tabela 2.3	Efeito de α na estimativa de densidade de potência. Fonte: Adaptado de MANWELL et al., 2009.	35
Tabela 2.4	Rugosidade das superfícies.	36
Tabela 3.1	Variáveis de saída do processamento para a determinação dos ventos.	64

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABEAMA	Associação Brasileira de Energias Renováveis e Meio Ambiente
AFWA	Air Force Weathe Agency
AL	Alagoas
AM	Amazonas
AP	Amapá
ARW	Advanced Research WRF
BA	Bahia
CA	Califórnia
CAPS	Center for Analysis and Prediction of Storms
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CE	Ceará
CEM	Clean Energy Ministerial
CLA	Camada Limite Atmosférica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DF	Distrito Federal
ESRL	Earth System Research Laboratory
ETA	Modelo regional de área limitada
EUA	Estados Unidos da América
FAA	Federal Aviation Administration
GFS	Global Forecasting System
GPUS	Grandes Planaltos dos Estados Unidos da América
GrADS	Grid Analysis Display System
GriB	Grid Binary
IDD	Internet Data Distribution
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia

L	Leste
LDM	Local Data Manager
MA	Maranhão
MASS	Mesoscale Atmospheric Simulation System
MG	Minas Gerais
MM5	Mesoscale Model Version 5
MMM	Mesoscale and Microscale Meteorology Division
MS	Mato Grosso do Sul
MSS	Modelo Solo-superfície
MT	Mato Grosso
N	Norte
NCAR	National Center for Atmospheric Research
NCEP	National Centers for Environmental Prediction
NetCDF	Network Common Data Form
NOAA	National Oceanic Atmospheric Administration
NRL	Naval Research Laboratory
O	Oeste
OMM	Organização Meteorológica Mundial
PA	Pará
PB	Paraíba
PBL	Planetary Boundary Layer
PE	Pernambuco
PI	Piauí
PR	Paraná
RJ	Rio de Janeiro
RN	Rio Grande do Norte
RR	Roraima
RRTM	Rapid Radiative Transfer Method
RS	Rio Grande do Sul
S	Sul
SE	Sergipe
SC	Santa Catarina
SP	São Paulo

TO	Tocantins
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFPeI	Universidade Federal de Pelotas
UTC	Unidade de Tempo Coordenado
WCED	World Commission on Environment and Development
WPS	WRF Preprocessing System
WRF	Weather Research and Forecasting
WSF	WRF Software Framework
WSM3	WRF Single Moment 3-class
YSU	Yonsei University

Sumário

1	Introdução	18
2	Revisão de literatura	24
2.1	Aspectos históricos da geração de energia eólica	24
2.2	Geradores eólicos	26
2.3	O vento	27
2.4	Poder prático e eficiência na conversão de energia	28
2.5	Potencial do vento	29
2.6	Características da Camada Limite Planetária	33
2.7	Perfil da lei da potência	34
2.8	Distribuição de velocidade do vento	37
2.9	Distribuição de energia vento	39
2.10	Estimativas das fontes mundiais	40
2.11	Variação diária do vento	42
2.12	Distribuição de Weibull	43
2.13	Modelagem numérica aplicada à energia eólica	44
3	Materiais e Métodos	50
3.1	Modelo atmosférico WRF	50
3.1.1	Grade do modelo WRF-ARW	51
3.1.2	Coordenada Vertical	52
3.1.3	Equações do modelo WRF-ARW	54
3.1.4	Esquemas de parametrizações físicas	56
3.1.4.1	Parametrização de microfísica	57

3.1.4.2	Parametrização cumulus	57
3.1.4.3	Camada superficial	58
3.1.4.4	Modelo solo-superfície (MSS)	58
3.1.4.5	Esquemas de camada limite planetária (CLP)	58
3.1.4.6	Radiação	58
3.1.6	Domínio de integração	59
3.1.7	Processamento do WRF	60
3.1.8	Sistema de processamento WRF-ARW	61
3.1.8.1	Pré-processamento do WRF(WPS)	62
3.1.8.1.1	Geogrid	62
3.1.8.1.2	Ungrib	62
3.1.8.1.3	Metgrid	63
3.1.9	Processamento dos resultados das simulações do WRF	63
3.1.10	Processamento dos prognósticos do WRF	64
3.1.10.1	lowrf	65
3.1.10.2	Read_wrf_nc	65
3.1.10.3	Concatenação	65
3.1.10.4	Determinação do vento em níveis de altura	66
3.1.10.5	Limiares	68
3.1.10.6	Plotagem de dados (GrADS)	69
3.1.10.7	Períodos de rampa	69
3.1.10.8	Médias e desvios médios	70
3.2	Densidade de Probabilidade de Weibull	70
3.2.1	Determinação da densidade de probabilidade de Weibull	72
4	Resultados	74
4.1	Limiares de intensidade do vento	74
4.1.1	Evento do dia 02 de março de 2011	74
4.1.2	Evento do dia 07 de outubro de 2011	78
4.2	Período de Rampa	82
4.2.1	Evento do dia 26 de julho de 2011	83
4.2.2	Evento do dia 07 de outubro de 2011	84
4.3	Análise Trimestral	86

4.3.1	Primeiro Trimestre	86
4.3.2	Segundo Trimestre	87
4.3.3	Terceiro Trimestre	88
4.3.4	Quarto Trimestre	89
4.4	Análise Anual	90
4.4.1	Desvio Quadrático Médio Anual	91
4.5	Análise da Frequência	92
4.6	Densidade de Probabilidade de Weibull	94
4.7	Avaliação do resultado do potencial eólico WRF_ARW	96
5	Conclusões	99
	Referências	102
	Apêndices	107
	Anexo	117

Introdução

O desenvolvimento sustentável tem sido definido de diferentes formas. A que é mais empregada está descrita na Brundland Report (WCED, 1987) e diz que: “Desenvolvimento sustentável é o que preenche as necessidades do presente, sem comprometer a habilidade das futuras gerações, à obtenção de suas necessidades”. Alcançar o desenvolvimento sustentável é um alvo, que atualmente vem sendo visto como parte importante da sobrevivência, na opinião pública internacional. Dentro da política internacional do desenvolvimento sustentável, um dos grandes itens se refere à utilização de recursos energéticos renováveis; como a solar, geotérmica, eólica, dentre outras. Nos últimos anos a energia eólica vem, em particular, sendo vista como uma das formas mais eficientes e eficazes à consolidação do desenvolvimento sustentável.

Os riscos associados com a oferta e a demanda de energia gira em torno das dinâmicas do desenvolvimento do mercado consumidor, das condições financeiras, da política energética, da seleção das tecnologias existentes, dos combustíveis, bem como da qualidade ambiental e meteorológica. Assim, um grande desafio, que geralmente os governantes defrontam, consiste na elaboração de planejamentos para a geração de energia estável e segura para catalisar o que ocorre de forma global e concisa com as necessidades do país. A compreensão das complexas interações e as magnitudes dos fatores de risco, existente em toda a gama de oferta de energia, bem como a demanda e as questões de preços, que muitas vezes são exclusivos para as cidades e regiões específicas, são igualmente importantes. Tendo em vista que a tendência global, das recentes políticas ambientais, requer e por que não dizer que exige uma fração maior da categoria de energias extraídas de fontes renováveis, como a eólica e solar, vem colocando uma pressão adicional sobre as indústrias produtoras de energia. Isso por que, estas indústrias têm, até

recentemente, investido relativamente pouco em previsão, dado que as produções vinham sendo sempre oriundas de fontes tradicionais e não renováveis de geração energética. Com isso as indústrias eólicas vêm requerendo maior precisão nas previsões do tempo e com mais resolução espacial e temporal. Com isso eles recomendam a disponibilização, até mesmo, de previsões de hora em hora, para poderem realizar negociações e transações de commodities energéticas e fixação de preços para mercados horários mais favoráveis.

Na oficina de energia elétrica intitulada "Aumento do valor das Informações Meteorológicas na Operação do Sistema de Energia Elétrica", realizado no NCAR (National Center for Atmospheric Research) , em novembro de 2003, teve-se um foco voltado às necessidades de melhoria da informação meteorológica para a indústria de energia elétrica. Ela teve a participação de autoridades e especialistas em energia meteorológica, bem como representantes com inúmeros interesses, incluindo da geração de energia elétrica, transmissão, da energia eólica, meteorologistas de carga, institutos de pesquisa de energia, Comissão de Serviços Públicos, Departamento de Energia (DOE), e seus laboratórios, Departamento de Defesa (DOD), empresas do setor privado, universidades, NCAR e a Administração Nacional Oceânica e Atmosférica (NOAA). Esse evento destacou as necessidades de previsão de tempo, que não vinham sendo satisfeitas para a indústria de energia renovável, e ajudou a identificar as necessidades de investigação e estratégias de implementação de melhorias dos serviços meteorológicos. Como resultado do encontro é que a comunidade de ciência atmosférica (setores público, privado e acadêmico) está, atualmente, ativa e engajada com a indústria de energia renovável. Esta parceria vem ajudando a acelerar os avanços tecnológicos desenvolvidos para beneficiar a indústria de energia renovável. Identificou-se que, o que é necessário não está, muitas vezes, direcionado pela comunidade de pesquisa; ou seja, a capacidade de mover tecnologias meteorológicas da bancada para as operações.

O conhecimento detalhado do tempo é fundamental para minimizar o impacto dos eventos significativos sobre as operações energéticas como, por exemplo, as quedas inesperadas ou aumento na velocidade do vento que afetam a produção eólica, períodos de imprevistos extremos de temperatura e mal tempo, etc.. A influência dos eventos meteorológicos significativos sobre a indústria de energia aumentou, por exemplo, com a redução da margem de reserva para atender as demandas de pico. Exemplo típico é o que ocorre no Brasil que tem uma

dependência energética crucial sobre as ocorrências das chuvas sobre os mananciais aquáticos – por ter sua grande produção energética baseada em hidroelétricas. Aliás, ela já depende da variação climática, haja vista que os períodos de seca provocam uma redução na capacidade hídrica. Com isso há, até mesmo, um aumento da demanda energética para irrigação, bombeamento e a consequente retirada de água subterrânea. Assim sendo, a previsão de tempo que vem melhorando a cada ano, vem se tornando cada vez mais importante, tanto para curto como longo prazo na gestão de energia. Há, entretanto, algumas explorações que devem ser feitas, tanto nas aplicações como nos desenvolvimentos e tecnologias existentes na meteorologia, especificamente direcionadas à exploração da energia eólica. As necessidades vão, dentre outros, desde os desenvolvimentos e implementações de formas e de meios de observações, como o emprego das avançadas tecnologias de previsão numérica do tempo, para que as indústrias energéticas possam beneficiar tanto os setores públicos como privado.

A instalação de parques eólicos apresenta vantagens e desvantagens que devem ser consideradas. Sem sombra de dúvida, a não emissão de gases do efeito estufa na geração da energia – a disponibilidade de ventos, que são recursos naturais abundantes e renováveis – a pequena área necessária para instalação de parques eólicos, ao contrário de outras matrizes onde as explorações requerem vastas áreas físicas – a viabilidade da combinação da instalação de um parque eólico com outras atividades econômicas, como a agricultura ou a pecuária – são apenas algumas das vantagens sobre outros meios passíveis de serem empregados. Não obstante, há algumas desvantagens, dentre outras, àquelas associadas às inconstâncias e variabilidade dos regimes de ventos locais; geração de ruídos e alteração da paisagem local.

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que a sua densidade de potência seja maior ou igual a 500Wm^{-2} . Assim sendo, à uma altura de 50m, requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8ms^{-1} (GRUBB e MEYER, 1993). Conforme a estimativa feita pela Organização Meteorológica Mundial (OMM, 2012), acredita-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500.000TWh por ano – fato esse que sinaliza o grande potencial de crescimento dessa forma de geração de energia. Segundo a Associação Brasileira de Energias Renováveis e Meio Ambiente (ABEAMA, 2012), em 2010 existiam cerca de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo – e

apresentavam metas futuras de expansão muito grande. Na ocasião, parques eólicos dos Estados Unidos já contavam com aproximadamente 46.000MW instalados e projetavam uma expansão anual de 10%. A estimativa, na ocasião, era que esse percentual aumentasse em torno de 12% até 2012. Entretanto, segundo os últimos boletins da área da energia eólica dos EUA revela que o aumento real foi bem maior, pois em julho de 2013, eles chegaram a 157.800MW instalados.

No Brasil, em consonância com o desenvolvimento sustentável, graças ao grande empenho do governo que vem inclusive proporcionando incentivos ao setor privado, a implantação de fazendas eólicas vem crescendo substancialmente nos últimos anos. Os primeiros esforços tiveram início com a instalação de anemógrafos digitais com sensores especiais, para aplicações em energia eólica no Ceará e em Fernando de Noronha, e no início dos anos 1990 procederam à coleta de dados. Os dados obtidos foram avaliados, analisados e permitiram a determinação do potencial eólico local, bem como a instalação das primeiras turbinas eólicas; fato esse que incluiu o país na área de geração de energia renovável.

Medições diretas do vento é, certamente, a melhor forma de registrar as condições do vento, além de levar em consideração os efeitos topográficos sobre o vento de um local. Entretanto, para se proceder qualquer estudo sobre a viabilidade da instalação de uma fazenda eólica, é necessário registrar a variação temporal do vento durante longos anos - que, sob o ponto de vista climatológico, é de pelo menos 30 anos. Contudo, sob a ótica do planejamento comercial e financeiro na instalação de uma fazenda eólica – principalmente por investidores privados – medições de longo prazo inviabilizam, de uma forma ou outra, projetos de implantação de fazendas eólicas.

No caso do Brasil – o governo programa leilões para a exploração comercial pelo setor privado - coloca como requisito, que haja um estudo envolvendo medições – durante pelo menos um ano, nos locais e em suas vizinhanças - onde se planeja a instalação de usinas eólicas.

Os registros das gerações de energias eólicas nas fazendas já instaladas no Brasil revelam que os projetos de implantação apresentam potenciais de geração de energia programada bem superior ao que vem sendo produzido. Esse fato mostra, claramente, que há uma necessidade premente de se proceder melhor o planejamento nos projetos de implantação dos parques eólicos.

A pouca disponibilidade de dados observacionais de ventos, para fins específicos à instalação de parques eólicos no Brasil, dificulta sobremaneira e até mesmo pode comprometer qualquer projeto que envolve a instalação de parques eólicos. Para contornar o problema da inexistência de dados, uma das soluções é fazer uso de simulações numéricas com modelos de previsão de tempo.

A crescente demanda de energia eólica pelos setores produtivos tem aumentado a demanda por previsões de vento com precisão, pelos centros produtores. Isso tem sido o foco de grande atenção e investimento pela indústria geradora. Fazendas eólicas vêm usando tanto os modelos estatísticos como previsões de tempo produzidas por modelos numéricos. A grande evolução da capacidade de processamento computacional e os modelos não hidrostáticos são meios que vem tornando possível realizar processamentos numéricos, para fins de aplicações envolvendo energia eólica. Ressalta-se, por exemplo, que na comunidade europeia, os produtores de energia eólica devem apresentar, até mesmo, uma previsão de geração de energia com 24 horas de antecedência – fato que requer um processamento de um modelo de previsão numérica. Mostrando, portanto, a grande importância que os modelos numéricos vêm tendo nessa área do desenvolvimento sustentável.

Muito embora os modelos numéricos tentem indicar a grande esperança da aplicação em fazendas eólicas, um dos grandes desafios é processar o modelo com altíssima resolução espacial, a ponto de tratar explicitamente a camada limite (ou seja, sem parametrizações). Infelizmente, no estágio atual dos processadores computacionais, apesar de crescente evolução, isso ainda não é possível. Maiores detalhes sobre os problemas ainda pendentes na obtenção de maiores precisões das simulações com modelos numéricos são indicados por Vincent e Liu (2010). Não obstante, recentemente, muitos estudos vêm sendo realizados com o Weather Research and Forecasting System (WRF) (SKAMAROCK et al., 2008) para fins de aplicações e pesquisas envolvendo energia eólica.

Os desenvolvimentos e as aplicações realizadas no estudo têm como objetivo geral apresentar o mapeamento eólico, do ano de 2011, sobre o Brasil. Os objetivos específicos incluem:

- a. aquisição remota e armazenamento das previsões de tempo geradas 4 vezes ao dia pelo modelo global do GFS/NCEP em 2011;

- b. configurar o modelo WRF-ARW para processamento da previsão cobrindo todo território brasileiro;
- c. processar o modelo WRF-ARW para o ano de 2011;
- d. desenvolvimento de rotinas computacionais para tratamento específico para fins eólicos com dados de saída do modelo WRF-ARW;
- e. plotar campos de vento com valores acima de limiares pré-estabelecidos;
- f. gerar mapeamento com campos de vento médio diário para alturas verticais fixas;
- g. produzir mapeamentos de campos de ventos médios, trimestral e anual, para alturas verticais fixas;
- h. selecionar dois pontos distintos sobre o país que apresentam maiores potenciais eólicos;
- i. apresentar histogramas das frequências dos ventos, para alturas fixas, dos pontos selecionados no item h;
- j. proceder a avaliação da distribuição de Weibull do vento anual sobre os pontos selecionados no item h.

A consolidação dos objetivos visa, dentre muitos outros, apresentar os meios que fazem parte da meteorologia, para prover subsídios técnicos e operacionais à indústria de produção de energia eólica, pela utilização de previsões de tempo, de hora em hora do modelo WRF-ARW. Deve, como resultado, apresentar meios de se proceder ao tratamento de dados do modelo para as aplicações eólicas operacionais no país. Além disso, os resultados devem prover suporte para mitigar os riscos envolvidos em projetos de instalação de fazendas eólicas no país. Esse ponto é, em particular de grande importância, visto que os investimentos, tanto pelos setores privados como governamentais deve planejar e simular o retorno dos investimentos - baseados nas produções de energias a serem geradas, fatores físicos, de grande importância. Os resultados podem, portanto, reduzir significativamente as incertezas sobre os produtos que podem advir nos futuros projetos de instalação de novas fazendas geradoras de energia elétrica no país.

Revisão de literatura

2.1 Aspectos históricos da geração de energia eólica

A história da evolução dos meios de aproveitamento do vento para fins aplicados e utilização pela sociedade é bem ampla e extensa. Não apenas pelos desenvolvimentos da civilização em diferentes partes do globo, como também pelas diversidades das necessidades energéticas inerentes de cada país e obviamente, dentre outros, da disponibilidade dos recursos físicos (no caso em questão do vento), técnicos, científicos e financeiros. Dada essa vasta amplitude passível de exploração, serão abordados apenas alguns aspectos que foram considerados mais relevantes.

O aproveitamento da energia cinética dos ventos, pelo ser humano, não é um fato recente. Nos primórdios dos anos 2800 A.C os egípcios já usavam a energia dos ventos para complementar o impulso às embarcações, provendo desta forma um suporte aos escravos que as moviam com remos. Foi no século V que os moinhos de vento foram desenvolvidos e instalados, pela primeira vez, na Pérsia - Irã - para transformar a energia cinética proveniente dos ventos em energia mecânica, nos engenhos de moagem de grãos e sistemas de bombeamento de água para fins de irrigação (IOWA ENERGY CENTER, 2013).

Segundo Shefherd (1994), entre os séculos XVII e XIX, a Holanda empregava os moinhos de vento para fins de drenagem de terras alagadas e controle de marés. Nessa época esse país já contava com cerca de 9000 instalações. Os moinhos de vento foram também empregados em outras aplicações, como por exemplo - acionamento de sistemas mecânicos de serrarias no processamento de madeiras; fabricação de tijolos e telhas das construções civis; industrialização do papel e de óleos vegetais (LOW-TECH MAGAZINE, 2013).

A energia eólica foi idealizada, pela primeira vez, para fins de geração de energia elétrica, utilizando um sistema construído por Charles F. Brush, em Cleveland/Ohio, Estados Unidos da América (EUA), em 1888 (DALMAZ et al., 2008). O primeiro sistema desenvolvido tinha uma potência de apenas 12KW. Após longos anos de razoável estagnação nos desenvolvimentos e pesquisas, em 1930 foi desenvolvida e instalada a primeira turbina nos EUA. Entretanto, novamente ocorreu uma relativa calma nos desenvolvimentos da área tecnológica nos EUA - até a década de 1970 (ELETROPAEDIA, 2012). A crise de combustível, deflagrada na década de 70, é que levou à revitalização das pesquisas e dos desenvolvimentos dos sistemas de geração de energia eólica, em diferentes países, e que - dentre outros - propiciou um grande impulso na geração de eletricidade por esse meio. Foi nessa época que a energia eólica começou a ter um crescente destaque e implantação operacional em diversos países como, a Dinamarca; Alemanha; Estados Unidos e Espanha (CHIRAS, 2010). Entretanto, como eram poucas as implantações operacionais, e o estado da arte ainda em estágio embrionário, o custo industrial era, na ocasião, muito elevado.

Durante a década de 80 o custo envolvido na instalação de um sistema para a geração da energia eólica foi consideravelmente reduzido – principalmente como resultado dos desenvolvimentos tecnológicos. Foi assim, que ela se tornou, desta feita, uma opção economicamente atraente para a produção comercial de eletricidade. Foi assim que grandes parques eólicos, ou estações de energia eólica, foram se tornando comuns em diferentes países, notadamente nos mais desenvolvidos.

Em 2001, a Dinamarca, por exemplo, já apresentava uma capacidade de produção de energia elétrica de 2GW, produzida por cerca de 5.700 turbinas eólicas. Essa energia representava, na época, 14% do seu consumo nacional (ELETROPAEDIA, 2012). Na escala global, em 2001, já eram gerados mais que 24GW de energia pelos campos eólicos instalados nos mais diferentes países (THE WIND POWER, 2013).

No Brasil, o interesse pela utilização de sistemas eólicos, para fins energéticos ocorreu a partir da década de 90. O primeiro projeto, de geração de energia elétrica a partir de sistemas eólicos, foi consolidado em 1992. Ele foi implementado na Ilha de Fernando de Noronha. A turbina eólica foi instalada para fins de complementar a geração de energia elétrica do sistema de gerador a diesel.

A potência nominal gerada, de 75KW, permitiu na época uma economia da ordem de 70.000 litros de óleo diesel anual. Foi a partir de então que vários estados brasileiros investiram nessa técnica de geração de energia elétrica - dentre os quais o Ceará e o Pernambuco. Foi também nessa época que se iniciaram os primeiros programas de levantamento de dados de vento no país, para fins de aplicações em sistemas eólicos (NOGUEIRA et al., 2011).

2.2 Geradores eólicos

Os modernos geradores, constituídos por turbinas eólicas, são máquinas altamente sofisticadas. Eles apresentam a plena vantagem dos desenvolvimentos do estado da arte das modernas tecnologias. Liderada pelas dinâmicas dos desenvolvimentos tecnológicos, elas envolvem tanto a aerodinâmica do projeto estrutural como as tecnologias dos materiais. Além disso, incluem as partes mecânicas, elétricas e de controle de engenharia. Assim é que os geradores são atualmente capazes de produzir vários megawatts de eletricidade (CBEE/UPFE, 2012).

Na Fig. 2.1 é apresentado um gerador eólico moderno, com suas principais componentes – rotor; hélices (pás); gerador elétrico; multiplicador de velocidade; sistema de freio a disco; controlador de giro; anemômetro; tubo de sustentação e cabine de controle e comando.

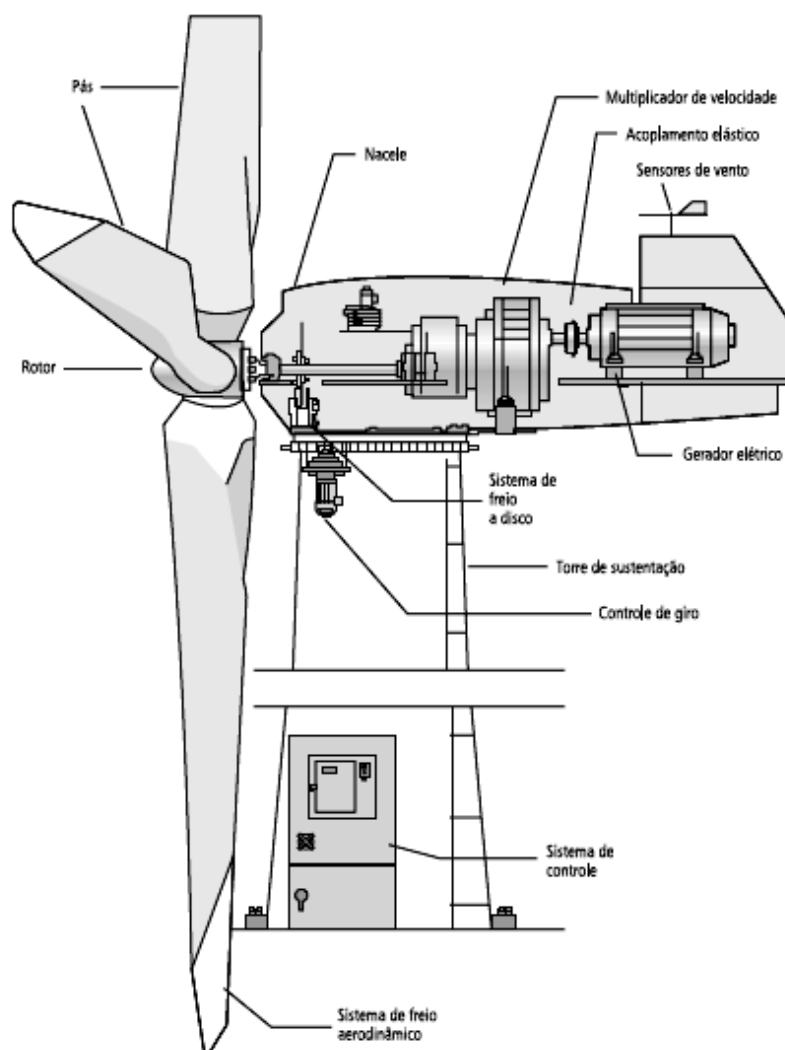


Figura 2.1 – Gerador eólico e seus principais componentes.

Fonte: CBEE/UPFE, 2012.

2.3 O vento

Os ventos próximos à superfície da terra se devem, essencialmente, ao gradiente de pressão do ar atmosférico. Este gradiente se estabelece como resultado do aquecimento diferencial das superfícies da terra. Os padrões de ventos, em escala global, estão relacionados ao aquecimento solar de larga escala, nas diferentes regiões da superfície da Terra; bem como às variações sazonais da incidência solar. Há, também, dentre outros - padrões de vento localizados – que se devem aos efeitos dos gradientes de temperatura, entre a terra e o mar, bem como aqueles que circulam entre as montanhas e os vales.

Dados observacionais que são coletados de forma convencional na meteorologia, da velocidade do vento são esparsos e praticamente restritos às regiões mais habitadas sobre o globo. Consequentemente, a disponibilidade de dados dessa variável meteorológica é extremamente restrita e com uma cobertura espacial de baixa resolução, em escala global.

Os ventos inferidos com a utilização de uma sequência temporal de imagens de satélites meteorológicos, notadamente de órbita geoestacionária, pelo rastreamento de trajetórias das nuvens, constituem importantes fontes de informação para a previsão numérica do tempo (LAURENT et al., 2002). Sem dúvida alguma, eles constituem, praticamente, a única fonte de dados disponíveis de ventos, que podem ser obtidos sobre os vastos oceanos e regiões inabitadas da Terra. Ressalta-se, entretanto, que essa fonte, é ainda muito pobre sob o ponto de vista da resolução vertical – pois são inferidos apenas ventos em três níveis de alturas típicas das nuvens. Não obstante, eles apresentam uma resolução espacial na horizontal razoavelmente boa, para uma grande gama de aplicações meteorológicas; mas apresentam-se de pouca utilidade para fins de aplicações eólicas de forma direta.

Os poucos dados observacionais de vento revelam que, sobre as principais regiões habitadas, - a média anual global, da velocidade do vento na superfície, é da ordem de 4 a 5ms^{-1} (PEIXOTO e OORT, 1992). Esse fato revela que é perfeitamente passível a sua utilização como fonte de energia, principalmente pelo fato da velocidade do vento aumentar com a altura – o que o torna ainda mais factível o seu uso para esse fim.

2.4 Poder prático e a eficiência na conversão de energia

Betz (1966) mostrou que, no máximo, apenas da ordem de 59,3% da potência de um gerador podem ser extraídas a partir do vento, independente de quão boa seja a turbina de vento. Foi assim que ele estabeleceu a lei que leva o seu nome. Ele demonstrou, matematicamente, que o valor ótimo ocorre quando o rotor reduz a velocidade do vento em um terço. Suprimindo as ineficiências na concepção de engenharia e considerando as perdas por atrito, ele ressalta que o poder prático disponível raramente excede 40% da potência teórica. A conversão da energia eólica em elétrica incorre em outras perdas de 10% ou mais no sistema de

acionamento do gerador e outros 10% no inversor e nos cabeamentos. Desta forma, em última análise, a turbina eólica capta apenas cerca de 30% a 35% da energia disponível do vento.

A potência das turbinas eólicas atuais, comercialmente disponíveis, é geralmente especificada para velocidades de vento constante de $12,5\text{ms}^{-1}$. Fato é que em muitos locais, particularmente em instalações urbanas, o vento predominante raramente apresenta esta velocidade.

2.5 Potencial do vento

O potencial disponível pelo vento, bem como sua capacidade de produção de potência energética, com a utilização de turbinas, será brevemente abordado nesta seção.

O escoamento da massa de ar $\left(m = \frac{\rho}{V}\right)$ com o tempo, $\left(\frac{dm}{dt}\right)$, através de uma secção transversal (A) que representa a área do disco do rotor é ilustrado na Fig. 2.2. Considerando que o volume elementar de ar que passa através da secção transversal por uma unidade de comprimento (dl) é dado por dV , onde $dV = A dl$, então pela equação da continuidade, da mecânica dos fluidos - a taxa de escoamento da massa é função da densidade (ρ) e da velocidade do ar $\left(U = \frac{dl}{dt}\right)$ é dada por:

$$\frac{dm}{dt} = \rho A U \quad \text{Equação 2.1}$$

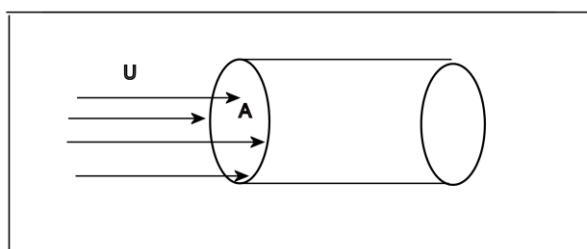


Figura 2.2 - Escoamento do ar através de uma secção transversal (A).

A energia cinética $\left(E_c = \frac{1}{2} dm U^2\right)$ por unidade de tempo, ou seja, a potência do escoamento é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad \text{Equação 2.2}$$

A potência do vento por unidade de área, $\left(\frac{P}{A}\right)$, comumente designada por densidade de potência do vento é, portanto, dada por:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \frac{dm}{A dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad \text{Equação 2.3}$$

Essa equação mostra que:

- a potência do vento é proporcional à densidade do ar – que, para as condições da atmosfera padrão, ao nível do mar, com a temperatura de 15°C é de 1,225kg m⁻³;
- a potência do vento é proporcional à área de varredura pelo rotor – ou seja, diâmetro das hélices do rotor;
- a densidade de potência é proporcional ao cubo da velocidade do ar.

A produção de potência, pela turbina do vento, deve levar em consideração a mecânica do fluido do escoamento, que passa através do rotor. Nesse processo de produção deve ser levada em consideração tanto a aerodinâmica como a eficiência da combinação rotor/gerador. Na prática, segundo Manwell et al. (2009), apenas cerca de 45% da potência do vento teórico disponível é aproveitada, pelas melhores e mais modernas turbinas de vento. Ressalta-se, entretanto, conforme já descrito e exposto por Betz (1966), foi apresentado um percentual relativamente menor, ou seja, cerca de 30% a 35% da energia disponível pelo vento.

A Tab. 2.1 mostra que a velocidade do vento é um parâmetro importante que influi, de forma significativa, na potência por unidade de área disponível dos ventos. A potência por unidade de área, $\left(\frac{P}{A}\right)$, foi determinada considerando a densidade do ar de 1,225Kg m⁻³. Observe que, por exemplo, dobrando a velocidade de 15ms⁻¹, a potência por unidade de área é cerca de oito vezes maior, segundo a relação cúbica.

Se a velocidade média anual do ar for conhecida, em determinadas regiões, é possível elaborar um mapeamento da densidade de potência média do vento disponível. Ressalta-se que estimativas mais precisas requerem a disponibilidade de medições de vento com alta frequência temporal, por exemplo, de hora em hora, e em níveis (alturas) compatíveis com aquelas das instalações de geradores eólicos.

Tabela 2.1 – Potência disponível do vento por unidade de área.

Velocidade do Vento	Potência/Área (Wm⁻²)
0	0
5	80
10	610
15	2070
20	4900
25	9560
30	16550

Fonte: Adaptado de MANWELL et al., 2009.

Para o caso em que a média anual é conhecida, a média da densidade de potência do vento, baseada em médias horárias do vento é dada por:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \rho \bar{U}^3 K_e \quad \text{Equação 2.4}$$

onde, $\bar{U}$ é a velocidade média anual do vento e K_e é o fator de energia cinética padrão, calculada pela seguinte equação:

$$K_e = \frac{1}{N \bar{U}^3} \sum_{i=1}^N U_i^3 \quad \text{Equação 2.5}$$

onde, o fator N representa o número de horas em um ano (8760). Essa equação mostra que o fator de energia é, portanto, uma função cúbica dos ventos observados a cada hora e normalizado pelo vento médio.

Segundo Clarke (2003), o fator de grande importância na geração de energia eólica é a relação existente entre a velocidade e a potência do vento, ou seja, a relação cúbica conforme dado pela Eq. 2.2. A equação é praticamente satisfeita ao se proceder a uma avaliação da mesma, com dados observacionais feitos pelo autor, conforme apresentado na Fig. 2.3, para diferentes velocidades do vento. Essa relação mostra o quão importante é a altura da torre na geração de energia. Ou seja, quanto mais alta estiver a turbina, maior será a potência que ela pode gerar, pois a velocidade do vento aumenta com a altura, conforme ilustrado pela Fig. 2.4, para torres com diferentes alturas e os respectivos percentuais de aumento da velocidade do vento.

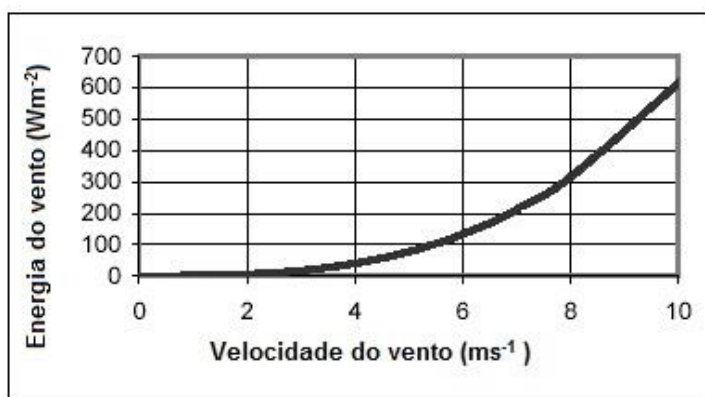


Figura 2.3 – Relação entre a velocidade do vento e a energia do vento.
Fonte: Adaptado de CLARKE, 2003.

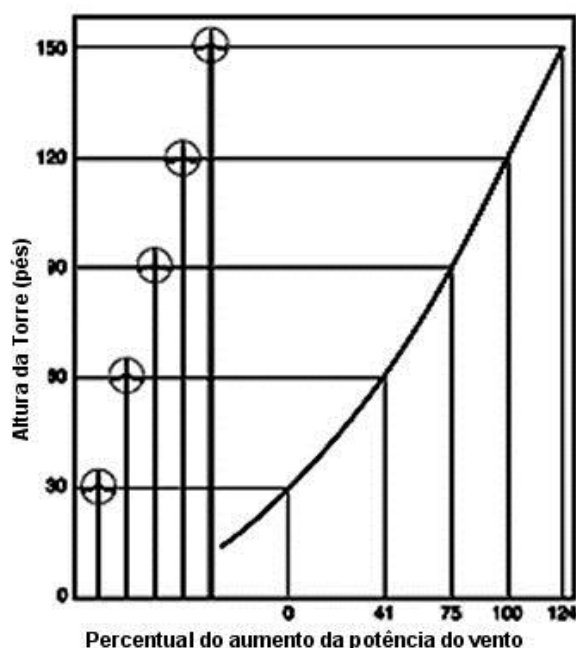


Figura 2.4 – Seção transversal da velocidade do vento com a altura.
Fonte: Adaptado de CLARKE, 2003.

Conforme apresentado pela Eq. 2.2 a potência a ser gerada por uma turbina tem uma dependência sobre a área de varredura das hélices da turbina. Esse fato, sob o ponto de vista industrial, é retratado pelas classes de turbina. Na Tab. 2.2 é apresentado um sistema de classificação de turbinas eólicas, para distintas escalas de produção de energia - expostas por Spera (1994) e Gipe (1999). Nota-se que não há uma relação intrínseca e direta entre o diâmetro da hélice e a potência a ser gerada.

Tabela 2.2 – Sistema de classificação de turbinas eólicas.

Escala	Diâmetro da área de varredura da hélice	Potência
Micro	Menor que 3m	50w a 2kW
Pequeno	3m a 12m	2kW a 40kW
Médio	12m a 45m	40kW a 999kW
Grande	46m ou maior	Mais de 1MW

Fonte: SPERA, 1994 e GIPE, 1999.

2.6 Características da camada limite planetária

A camada limite atmosférica (CLA), também conhecida como camada limite planetária (CLP), é aquela que fica na parte inferior da atmosfera. Ela sofre uma influência direta, da superfície da terra, por estar em contato com ela. Nessa camada, as variáveis físicas, como a velocidade, temperatura e a umidade relativa, podem variar rapidamente tanto no espaço como no tempo (STULL, 1988).

Um parâmetro importante na caracterização da fonte de vento é a sua variação horizontal com a altura acima do solo. Fisicamente espera-se que a velocidade junto à superfície seja zero e que aumente com a altura na camada limite atmosférica. Essa variação com a altura é designada por variação do perfil vertical da velocidade do vento ou cisalhamento vertical do vento. Na engenharia da energia do vento a determinação desse cisalhamento é um parâmetro importante na configuração de uma turbina visto que:

- a. a produtividade da turbina do vento de uma torre, a uma determinada altura, depende diretamente do cisalhamento vertical do vento;

- b. ele pode influir, fortemente, na vida útil das hélices da turbina do rotor – a fadiga das hélices do rotor é dependente da carga cíclica, resultante da rotação, ou seja, cisalhamento vertical do vento.

Há pelo menos dois problemas básicos, que devem ser levados em consideração e que é de interesse na determinação do perfil do vento vertical, para aplicações na energia do vento:

- a. a variação instantânea das velocidades do vento em função da altura – por exemplo, na escala de tempo da ordem de segundos;
- b. a variação temporal das velocidades do vento em função da altura – por exemplo, nas escalas de médias mensal, anual ou sazonal.

Deve-se observar que se trata de dois problemas distintos, e é errado supor que uma simples metodologia pode ser aplicada em ambas as circunstâncias. Isto porque por um lado a variação do perfil instantâneo está relacionada com a teoria da similaridade da camada limite (SCHLICHTING, 1968). Por outro lado, a variação nas médias, de longo prazo em função da altura, está relacionada com as estatísticas da ocorrência de vários fatores que as influenciam. Um dos fatores é a estabilidade atmosférica que é baseada em uma abordagem mais empírica (JUSTUS et al., 1978). Aliados às variações devido à estabilidade atmosférica, ocorrem também aquelas da velocidade do vento com a altura, que depende da rugosidade da superfície e do terreno.

2.7 Perfil da lei da potência

A lei da potência é apresentada por um simples modelo do perfil vertical da velocidade do vento. Sua formulação básica é dada por:

$$\frac{U(z)}{U(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad \text{Equação 2.6}$$

onde, $U(z)$ é a velocidade do vento no nível z , $U(z_r)$ é a velocidade de referência do vento no nível z_r , e α é o expoente da lei da potência.

Alguns trabalhos tem mostrado que, sob certas condições, o expoente α é igual $\frac{1}{7}$ - indicando uma correspondência entre os perfis de vento e o escoamento

sobre superfícies planas (SCHLICHTING, 1968). Na prática o expoente α apresenta um valor bem variável.

Para enfatizar a importância da variação de α , se $U_0 = 5\text{ms}^{-1}$ a 10m, facilmente se obtém o valor de U e da densidade de potência do vento (P/A) dada pela Eq. 2.3 em 30m. Note que em 10m, $P/A = 7,6\text{Wm}^{-2}$.

Na Tab. 2.3 são apresentados os valores de α para valores distintos do vento a 30m (U_{30m}), bem como a densidade da potência do vento P/A e o percentual do aumento sobre o vento a 10m, estabelecido em 5ms^{-1} , conforme apresentado por Manwell et al. (2009).

Tabela 2.3– Efeito de α na estimativa de densidade de potência do vento.

α	0,1	1/7	0,3
$U_{30m} (\text{ms}^{-1})$	5,58	5,85	6,95
P/A (Wm^{-2})	106,4	122,6	205,6
% de aumento sobre 10m	39,0	62,2	168,5

Fonte: Adaptado de MANWELL et al., 2009.

O expoente α apresenta uma dependência de parâmetros, como elevação, hora do dia, estação do ano, natureza do terreno, velocidade do vento, temperatura, bem como vários outros relacionados com a mistura mecânica e termal. Entretanto, aproximações complicadas reduzem a simplicidade e a aplicabilidade da lei da potência geral e, por conseguinte, os especialistas da energia do vento tendem a aceitar a natureza empírica da lei da potência e a seleção de valores de α , que melhor se ajusta aos dados de vento disponíveis.

A expressão algébrica que correlaciona o expoente α , para lei da potência, em função da velocidade do vento e a altura é, segundo Justus et al. (1978) dada por:

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 * \ln(U_{ref})}{1 - 0,088 * \ln\left(\frac{Z_{ref}}{10}\right)} \quad \text{Equação 2.7}$$

onde U_{ref} é dado em ms^{-1} e Z_{ref} em m.

A expressão que permite determinar a dependência da correlação do expoente α sobre a rugosidade da superfície foi proposto por Counihan (1975), para $0,001\text{ m} < z_0 < 10\text{ m}$ é dada por:

$$\alpha = 0,096 \log_{10} z_0 + 0,016 (\log_{10} z_0)^2 + 0,24 \quad \text{Equação 2.8}$$

onde z_0 representa a rugosidade da superfície em metros. A rugosidade, para distintos tipos de cobertura da superfície, dado por Manwell et al. (2009), é apresentado na Tab. 2.4. Observe que ela apresenta uma grande variação, dependendo do tipo de cobertura superficial, variando desde 0,01mm para superfícies lisas, como o gelo, até 3000mm para locais com edificações relativamente altas.

Tabela 2.4 – Rugosidade das Superfícies.

Descrição do terreno	z_0 (mm)	α
bem liso, gelo	0,01	0,69
mar aberto e calmo	0,20	0,25
mar com ondas	0,50	0,23
superfície de neve	3,00	0,32
Grama	8,00	0,46
Pastagem	10,00	0,50
campos com vegetação rasteiras	30,00	0,73
Cultivares	50,00	0,86
algumas árvores	100,00	1,07
muitas árvores e alguns prédios	250,00	1,39
Florestas	500,00	1,66
Subúrbios	1500,00	2,16
centros de cidades com prédios altos	3000,00	2,51

2.8 Distribuição da velocidade do vento

Certos cuidados devem ser tomados para se calcular a energia disponível a partir dos ventos - pois é muito comum superestimar o seu potencial. Não se pode, simplesmente, considerar a média das velocidades do vento ao longo de um ano e usá-la para se calcular a energia disponível. Isso, por que a velocidade do vento apresenta uma grande variabilidade, tanto temporal como espacial. É necessário ponderar a probabilidade de cada velocidade do vento com a correspondente quantidade de energia que ele dispõe. Não obstante, é muito comum, principalmente quando da indisponibilidade de longos registros de dados de ventos, simplesmente utilizar um valor médio do vento da superfície e determinar a sua potência. Dados coletados em experimentos de campo mostram que - para uma dada altura acima do solo - a frequência na qual o vento escoa com qualquer velocidade particular apresenta uma distribuição característica de Rayleigh, conforme ilustrada na Fig. 2.5 (ELETROPAEDIA, 2012). Nesta figura a velocidade modal do vento, que é definida como aquela em que o vento é mais frequente é menor que a velocidade média do vento. Essa velocidade média é, entretanto a citada mais frequentemente, aplicada e indicada como representativa sob as condições normais de vento na meteorologia geral. Nessa distribuição apresentada na figura, a velocidade modal do vento é de 7ms^{-1} e tem uma frequência de aproximadamente 850 horas; enquanto a velocidade média é de $8,9\text{ms}^{-1}$ e frequência de 800 horas.

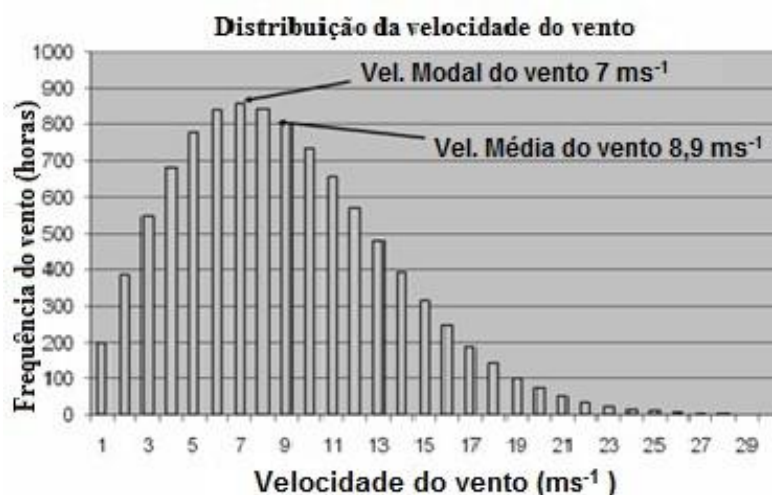


Figura 2.5 – Distribuição da velocidade do vento.
Fonte: Adaptado de ELETROPAEDIA, 2012.

Velocidades médias do vento - que são frequentemente publicados nas literaturas da área da meteorologia, ou disponíveis em bancos de dados meteorológicos - são confiáveis apenas quando coletado em ambientes rurais abertos. Isso se deve, por que ao considerar o vento de ambientes urbanos, é necessário levar em conta que ele é consideravelmente reduzido pelas turbulências e blindagens causadas pelas edificações urbanas, árvores, bem como devida a heterogeneidade, sob o ponto de vista radiativo, das superfícies urbanas. Apesar disso, a velocidade do vento acima do nível do telhado - pode ser eventualmente considerada - porém com certas restrições e limitações. Uma turbina instalada abaixo do topo de um edifício, ou em uma altura equivalente, no jardim de uma moradia urbana, como muitas vezes são apresentados e mostrados nas literaturas e propagandas comerciais, provavelmente não tem a capacidade de fornecer níveis de energia apresentados nas especificações do fabricante.

Um fato importante é que a intensidade do vento não representa o conteúdo de energia disponível, mas sim um parâmetro que pode ser utilizado para gerar energia. Além disso, há que se considerar que o vento apresenta uma grande variabilidade não apenas temporal, como também uma grande variação vertical, além de o ser na horizontal. Muito embora frequentemente se empregue a relação cúbica da velocidade para a determinação da energia do vento, há que se levar em consideração que essa relação é válida - apenas em determinadas condições de vento predominantes e para uma altura específica - acima da superfície do solo. Ressalta-se, por outro lado, que as velocidades médias do vento tendem, geralmente, a aumentar com a altura, conseguinte uma estrutura vertical logarítmica. Há, por exemplo, uma forma empírica desenvolvida por Elliot, D.L.(do Laboratório da Pacific Northwest) que apresenta a velocidade do vento V em uma altura H acima do nível do solo dado por $V = V_{ref} (H / H_{ref})^\alpha$, onde V_{ref} é a velocidade de referencia na altura H_{ref} e a exponencial α um fator de correção que depende dos obstáculos na superfície, densidade do ar e fator de estabilidade do vento (comumente suposto constante e com valor 1/7) que pode ser empregada na relação cúbica para uma primeira estimativa da energia do vento. Por essa razão as turbinas eólicas são comumente instaladas em determinadas alturas acima da superfície do solo.

2.9 Distribuição da energia do vento

A Fig. 2.6 mostra a distribuição resultante do conteúdo de energia do vento (colunas hachuradas), sobreposto com a distribuição Rayleigh correspondente da velocidade do vento (colunas claras). Observe que, infelizmente, nem toda essa energia do vento pode ser captada por turbinas eólicas convencionais (ODO et al., 2012).

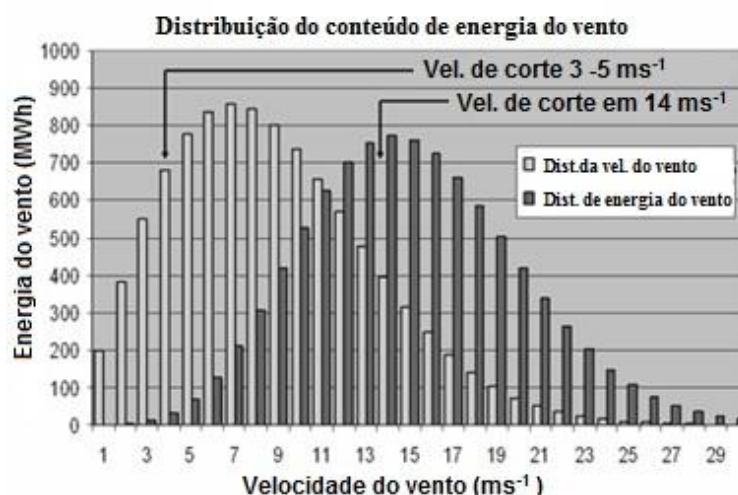


Figura 2.6 – Distribuição de energia do vento.
Fonte: Adaptado de ELETROPAEDIA, 2012.

O pico de energia do vento se apresenta em uma velocidade (14ms^{-1}) consideravelmente acima daquelas do vento modal (7ms^{-1}) e também da média ($8,9\text{ms}^{-1}$). Isso por que o conteúdo de energia do vento foi considerado proporcional ao cubo da velocidade do vento.

Além do fato de pouca energia ser disponível quando as velocidades não são altas, há que se considerar que é necessária - uma determinada velocidade, que é a limiar - que seja suficiente para gerar energia mecânica necessária para superar as perdas que se devem ao atrito, para o impulso e o torque de uma turbina eólica. O potencial de geração de energia eólica, normalmente, é considerado apenas quando o vento apresenta uma velocidade limiar de pelo menos 3ms^{-1} a 5ms^{-1} , dependendo do tipo de turbina eólica, bem como da altura do mesmo.

Ventos fortes causam alta velocidade de rotação e tensões elevadas na turbina, que podem resultar em sérios danos à instalação. Para evitar essas condições de ventos intensos, as turbinas eólicas são normalmente concebidas de forma a operar com velocidades do vento máximo e de corte, de cerca de 14ms^{-1} .

Esse processo é feito por travas e interrupção no giro do rotor que permite, desta forma, que o vento passe entre as lâminas (pás) sem causar problema algum.

Para um vento com uma dada velocidade, a energia que ele pode gerar é função da altitude do local onde se encontra instalada a turbina. Isto, por que a energia cinética depende, diretamente, da massa de ar que passa pela hélice da turbina, além da dependência sobre o quadrado da velocidade do ar, conforme dada na expressão 2.2 para determinação da potência, ou seja, energia por unidade de tempo. Consequentemente a energia tem uma dependência direta da densidade do ar que, por sua vez, na atmosfera, diminui exponencialmente com a altura. Assim, conforme ilustrado na Fig. 2.7, para instalações em locais com baixas altitudes, até 150m, a energia do vento é da ordem de 100%, enquanto em locais com altitudes de cerca de 600m há uma redução de aproximadamente 10% na energia que pode ser gerada, chegando até mesmo superar 30% de redução em locais com altitudes extremamente elevadas (superior a 2700m).

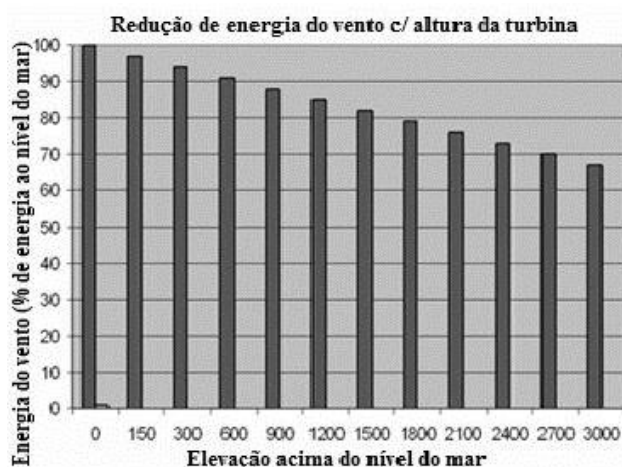


Figura 2.7 – Redução da energia do vento com altura da turbina.
Fonte: Adaptado de ELETROPAEDIA, 2012.

2.10 Estimativas das fontes mundiais

Vários pesquisadores têm feito estimativas da eficiência real das turbinas, determinando a potência do vento. Frequentemente são realizadas sobre regiões isoladas estimando o potencial do vento global. A aerodinâmica das turbinas de vento mostra que a máxima potência de produção, que pode ser teoricamente obtida com a energia cinética contida nos ventos, é de cerca de 60% da potência disponível (BETZ (1966), MANWELL et al. (2009)).

Empregando dados regionais das fontes do vento é possível estimar a potência elétrica que pode ser produzida pela energia do vento. É, entretanto, importante distinguir a diferença entre os tipos de potencial de energia do vento que pode ser estimado. Dentre outras o Clean Energy Ministerial (CEM, 2012) apresenta as seguintes categorias:

- a. potencial meteorológico – que é equivalente à fonte de vento disponível;
- b. potencial do local – é baseado no potencial meteorológico, porém restrito aos locais geograficamente disponíveis para produção de potência;
- c. potencial técnico – é calculado a partir do potencial do local, levando em conta a tecnologia disponível;
- d. potencial econômico – é o potencial técnico que está relacionado ao econômico;
- e. potencial de implementação – leva em consideração as restrições e os incentivos, para avaliar a capacidade das turbinas de vento, que podem ser implementados dentro de certo limite de tempo.

Nas avaliações das fontes de vento, a nível mundial as três primeiras categorias têm sido sempre consideradas.

No estudo conduzido por Gustavson (1979), as estimativas das fontes foram baseadas - na energia da radiação solar incidente na terra, para determinar o quanto é passível de ser transformada em energia do vento. Sob o ponto de vista global a estimativa obtida foi da ordem de $10^{15} \text{ kWh ano}^{-1}$; que era muito maior – comparado ao consumo de eletricidade daquela época - que totalizava cerca de $55 \times 10^{12} \text{ kWh ano}^{-1}$.

O CEM (2012), estimou a potência meteorológica da energia do vento, em escala global, incluindo a eficiência da máquina e sua disponibilidade. Foi estimado que a fonte de potência disponível era de cerca de $20 \times 10^{12} \text{ kWh ano}^{-1}$, o que é uma fonte considerável de energia.

Hoogwijk et al. (2004) concluíram que, com a tecnologia presente na época, o potencial energético do vento em escala global era de cerca de 6 a 7 vezes superior ao consumo elétrico mundial em 2001.

2.11 Variação diária do vento

As variações diárias da velocidade do vento (brisas marítimas e terrestres, por exemplo) são causadas pelo aquecimento não uniforme da superfície da Terra. Ao comparar a evolução da velocidade ao longo de um dia com a de outro, nota-se que há sempre alguma diferença; que depende – dentre outros - da variação temporal da temperatura desses dias. Tendo em vista que a água do mar apresenta maior capacidade calorífica que a terra, como consequência ele aquece mais lentamente que a superfície da terra. Desta forma, à medida que a temperatura da superfície da terra aumenta, o ar junto a ela se aquece e, com isso, ao se tornar menos denso ascende. Esse movimento vertical do ar produz consequentemente uma redução na pressão na superfície. Por outro lado, o ar sobre o mar, que apresenta menor temperatura tem, portanto, uma pressão maior que aquela que foi reduzida sobre a terra, induzindo o ar a escoar em direção à terra. Produz assim a brisa, com o ar apresentando menor temperatura (frio) junto à costa da terra. Assim, a intensidade da brisa é diretamente proporcional à diferença da temperatura da terra e do mar. Durante o período da noite ocorre exatamente o oposto e, como consequência, perdura a brisa terrestre - com uma circulação reversa à da brisa do mar. Esse tipo de variabilidade do vento foi apresentado por Clarke (2003). Os resultados experimentais, coletados por um anemômetro, são apresentados na Fig. 2.8. Nessa figura nota-se que há uma grande variação durante as horas do dia – com os menores valores do vento ocorrendo às 4h e 18h e os maiores às 12h e 21h. Os registros apresentam uma variabilidade diurna relativamente pequena - da ordem de $0,4\text{ms}^{-1}$.



Figura 2.8 – Variação da velocidade do vento durante o dia.
Fonte: Adaptado de CLARKE, 2003.

2.12 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull vem sendo comumente utilizada em estudos que visam proceder a análises de frequências da velocidade do vento. A função Weibull é a distribuição contínua (quando a variável que está sendo medida é apresentada em uma escala temporal contínua) que usualmente mais se aproxima àquela que é representada nos histogramas de velocidade do vento. Isso porque ela apresenta maior precisão, na descrição das circunstâncias em que o vento é empregado, nos trabalhos de avaliação de potenciais eólicos. Ela leva em consideração o desvio padrão dos dados coletados, que é um importante parâmetro estatístico, por incluir informação sobre as incertezas, que podem ocorrer nas velocidades previstas que são inferidas a partir de dados coletados durante um determinado período de tempo.

Uma maneira conveniente de expressar os resultados da avaliação do potencial eólico de uma determinada região é utilizar expressões analíticas, que caracterizem o comportamento do vento de forma contínua ao longo do tempo. Utiliza-se então, a expressão da distribuição de probabilidade de Weibull, que é determinada a partir dos dados coletados em campo. O emprego dessa técnica consiste no uso de uma ferramenta consistente, para realizar extrapolações relativas à localização bem como alturas, em relação aos dados originais, além de permitir comparações entre medições de diversos locais.

Muitos pesquisadores como Hennessey (1977), Justus (1978), Koepl (1982) e Olinto (2001), demonstraram que a função densidade de probabilidades de Weibull é um modelo adequado para se caracterizar a distribuição das velocidades do vento em diversas regiões. Além disso, ela permite representar de maneira bastante aproximada, o histograma da distribuição de velocidades e ao mesmo tempo apresentar-se como uma função de fácil associação ao regime de ventos, que se deseja simular.

Sousa e Granja (1997) investigaram o potencial eólico de micro regiões de Campo Grande e Dourado, no Mato Grosso do Sul, a partir de uma série temporal de seis anos de dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia). Eles obtiveram os parâmetros básicos que são utilizados na função distribuição da probabilidade de Weibull, para períodos semanais e mensais, baseados na velocidade e direção do vento medido a 10m de altura. Eles concluíram que as

densidades da potência média anual em Campo Grande e Dourado foram, respectivamente, de 40,2 e 49,8Wm⁻².

Macêdo et al., 1996 utilizaram a função distribuição de Weibull, para a obtenção da densidade da potência eólica, na região do município de Boquim, no estado de Sergipe. No estudo realizado foi feito um ajuste, da curva da distribuição estatística de uma série de médias diárias de velocidade do vento, a 10m de altura, coletadas na estação meteorológica da região. Os baixos valores das probabilidades das velocidades do vento estimado, dentro do intervalo útil da velocidade do vento, compreendido entre $3,6 \leq V \leq 8,0$, indicaram o baixo potencial eólico para geração de energia na região.

2.13 Modelagem numérica aplicada à energia eólica

Diversos modelos numéricos desenvolvidos, essencialmente na área das ciências atmosféricas e especificamente destinados às simulações e previsões numéricas do tempo, vêm sendo utilizado, nos últimos anos, para a geração de produtos destinados à indústria eólica.

Modelos numéricos de previsão de tempo, cobrindo todo o globo são comumente empregados na determinação, do potencial eólico dos ventos atmosféricos dos baixos níveis, em escala global. Modelos regionais, por outro lado, vem crescentemente sendo empregado nas aplicações eólicas regionais, ou seja para áreas de cobertura limitadas do globo.

Dentre outros, modelo WRF - que representa o estado da arte da modelagem de mesoescala vem servindo como ferramenta fundamental e básica na realização de estudos voltados especificamente à exploração dos ventos para diferentes fins. Ele vem sendo empregado como ferramenta tanto no planejamento à instalação de fazendas eólicas, como também nas operações de produção, com destaque à previsão da geração de energia eólica, além de dar suporte nas atividades de comercialização de energia em bolsa de valores.

Berge et al. (2007) realizaram estudos utilizando o modelo WRF, para elaborar o mapeamento das fontes de vento sobre a Normandia. Segundo o estudo realizado, os resultados apresentaram muito boas correlações entre as observações e os resultados das simulações numéricas. Revelou, entretanto, que a rugosidade da superfície e a subgrade da topografia são fatores que afetam o perfil da

velocidade do vento nas simulações numéricas - superestimando a velocidade do vento em áreas com grandes variações topográficas e subestimando o vento nos topos de montanhas. Esse fato revela, claramente, a importância de se proceder a simulações numéricas com alta resolução espacial.

O modelo WRF foi utilizado por Storm e Basu (2010) para a determinação do cisalhamento climatológico dos ventos, de baixos níveis, sobre os Grandes Planaltos dos Estados Unidos da América (GPUS), que está localizado a oeste do rio Mississippi e a leste das Montanhas Rochosas. O modelo foi integrado por um período de um ano (abril 2006 - março de 2007) com enfoque sobre a região GPUS. A média da variação da velocidade do vento, durante 24 horas, sobre o condado de Summer, Kansas é apresentado na Fig.2.9. Como se pode observar, além da variação diurna, nota-se que há um aumento substancial na velocidade do vento com a altura, que chega até mesmo a duplicar a velocidade quando se compara os valores do vento a 10m e 100m. Pelo fato de sempre apresentarem velocidades maiores que 6ms^{-1} , em alturas superiores a 30m, há uma indicação de que, se os ventos forem realmente característicos, e não mera previsão, então o local apresenta um grande potencial, para a geração de energia eólica.

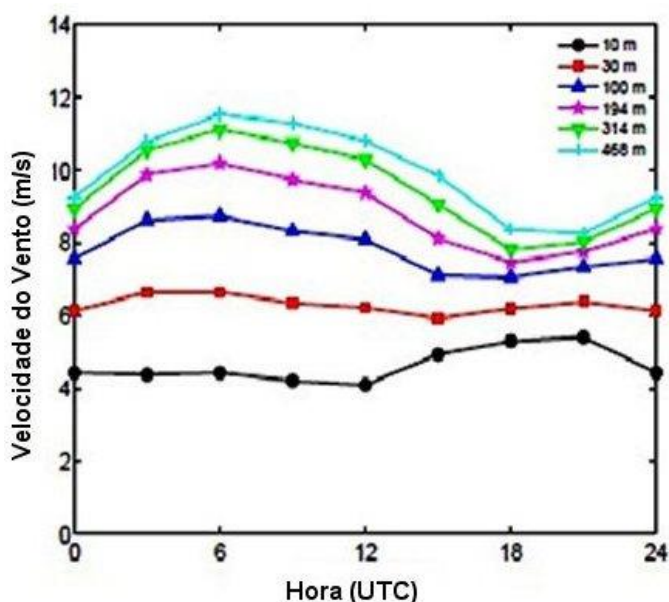


Figura 2.9 – Variação da velocidade do vento durante um dia para diferentes alturas.
Fonte: STORM e BASU, 2010.

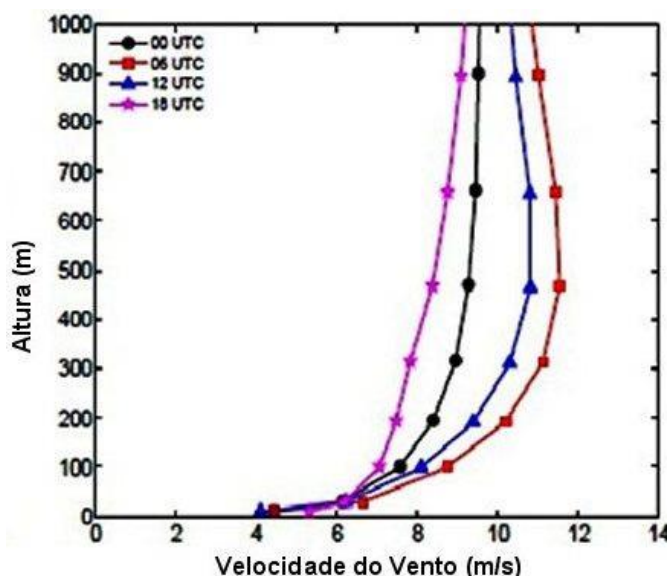


Figura 2.10 - Variação vertical do vento para diferentes horas do dia.
Fonte: STORM e BASU, 2010.

Na Fig. 2.10 são apresentadas secções verticais média da variação vertical do vento para diferentes instantes do dia (00UTC, 06UTC, 12UTC, 18UTC) sobre o GPUS, que é – na realidade – uma outra forma de apresentar os resultados ilustrados na Fig. 2.9. Nos baixos níveis, não muito discernível na figura, até cerca de 30 – 50m foram registrados menores valores ocorrendo às 12UTC e sequencialmente um aumento as 06UTC, 18UTC e o valor máximo as 00UTC. Nos altos níveis a sequência, em ordem crescente, ocorreu às 18UTC, 00UTC, 12UTC e 06UTC. O valor máximo do vento foi observado em 500m, com velocidades da ordem de 12ms^{-1} as 06 UTC e um pouco acima de 8ms^{-1} as 18 UTC. Os autores avaliaram o modelo WRF – quanto à capacidade do mesmo representar, com precisão específica nos baixos níveis, a variação temporal e vertical do vento. Essas variações são fatores físicos do vento muito importantes às avaliações dos recursos que ele proporciona. A avaliação foi, também, procedida à determinação da estimativa de carga sobre a turbina.

A comparação feita, entre o valor médio anual da variação vertical do vento, obtidos com os prognósticos do modelo e dados observacionais, mostra que as previsões do modelo, com a parametrização YSU (Yonsei University) para o regime de PBL (Planetary Boundary Layer), superestimam a variação vertical, durante as horas do dia, e o subestimam durante as horas noturnas. No que tange à sensibilidade foi observado que, essa variação estimada apresenta uma grande

dependência sobre o regime de PBL utilizado. Foi constatado que os efeitos dos dados iniciais e de contorno na estimativa do vento não foram cruciais.

Clifford (2011) desenvolveu um estudo sobre o desempenho do modelo WRF para a previsão de produção de energia eólica na costa central da Califórnia. Ele utilizou o modelo para simular os ventos, próximos à superfície, o escoamento de baixo nível e a potência do vento disponível na região de Altamont Pass (Livermore, CA/EUA). Análises estatísticas foram feitas com respeito à velocidade do vento observados em 17 locais das proximidades da fazenda eólica. A potência do vento foi calculada utilizando uma velocidade do vento equivalente - determinada para seis áreas localizadas em Altamont Pass. Como resultado geral ele apresentou o desempenho do modelo WRF como sendo bom, para os ventos próximos à superfície; de aceitável a bom com respeito à performance do modelo para os ventos de baixo nível e boa performance para o fator da capacidade das simulações. Mais especificamente, enquanto a variância modelada, de hora a hora, não tenha sido exata, a velocidade do vento WRF esteve muito próximo ao observado. O mais importante é o fato de que, o erro na magnitude do vento modelado foi relativamente pequeno comparado à velocidade do vento local. A concordância combinada - dos ventos observados como os modelados, assim como a estabilidade atmosférica; bem como outros fatos relativos à capacidade do modelo WRF - estiveram dentro do range dos fatores observados - em 93% dos instantes avaliados. O autor concluiu que os ventos simulados pelo WRF e a potência dos ventos derivados podem ser usados, como ferramentas que proporcionam a previsão de potência dos ventos para Altamont Pass e, possivelmente, para outras regiões.

Wang et al. (2011) empregaram o modelo WRF para o desenvolvimento de uma aplicação e realização de testes, envolvendo o campo de vento dos baixos níveis, na região noroeste da China. Eles procederam à validação dos ventos simulados pelo modelo, mediante a determinação dos erros entre os valores simulados e observados. Segundo o estudo, obtiveram coeficiente de correlação acima de 0,8; erro relativo menor que 10% e significância da ordem de 90% para o período de inverno. Segundo os resultados apresentados, os esquemas de parametrização da camada limite planetária (CLP) são importantes na simulação do vento, notadamente sobre áreas com cobertura vegetal variada e topografias complexas.

As últimas estatísticas mostram que a China, em particular, tem um dos maiores mercados mundial e que continua a ser desenvolvido. Entretanto, segundo Zhao et al. (2012), poucos estudos têm sido realizados no país, em especial o que introduz técnicas de previsão de energia. O estudo que eles realizaram apresenta a avaliação da performance e precisão de um modelo, ressaltando a previsão da potência eólica para um horizonte de até 24 horas de antecedência na China. Eles utilizaram um modelo de previsão numérica do tempo - com acoplamento dos dados do modelo do sistema global de previsão (Global Forecasting System - GFS) no instante inicial e de fronteira para o sistema WRF (Weather Research and Forecasting) - para prever parâmetros meteorológicos. Os resultados numéricos provaram a efetividade do sistema de previsão, em termos da velocidade do vento para a previsão da potência eólica com precisão. O erro quadrático médio, normalizado para um mês, foi de 16,7% - que é um erro marginal aceitável - e que permite o uso dos valores previstos nas operações do mercado elétrico (bolsa de valores). O sistema de previsão foi apresentado como sendo economicamente lucrativo e plausível de exploração pelo setor comercial - especialmente para o aumento do nível de emprego e à maior penetração da energia do vento na china.

Para finalizar serão apresentados alguns aspectos técnicos e científicos sobre o sistema MesoMap (CRESESB, 2013). Esse sistema foi utilizado para a produção do atlas do mapeamento de recursos eólicos sobre o Brasil. Ele é constituído por um conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica, baseado no sistema de simulação atmosférica Mesoscale Atmospheric Simulation System (MASS) (MESO, 2013). O sistema é baseado em simulações, que utilizam dados meteorológicos e geográficos, redes de computadores e distintas formas de armazenamento. Não obstante as grandes resoluções espaciais configuradas no sistema, especialmente as relacionadas com as topografias, um fator de importância crucial está relacionado aos dados meteorológicos empregados nas simulações. Os principais dados meteorológicos de entrada no modelo foram os da reanálise (NCAR - National Center for Atmospheric Research's) de 15 anos, radiosondagens e temperaturas sobre a terra e os oceanos. Os dados da reanálise, produzidos para cada dia, de 6 em 6 horas, apresentam uma resolução extremamente baixa, da ordem de 200Km entre os dados dos pontos de grade - portanto capaz de incluir ondas com comprimento da ordem 400Km (o que corresponde aproximadamente a pouco mais de uma onda sobre o estado do Rio Grande do Sul, por exemplo). Os dados das

radiosondagens, que certamente já estão inclusas na reanálise, bem como dados de temperaturas da superfície – obtidos pelos sondadores à bordo dos satélites de órbita polar. Acredita-se, portanto, que os dados observados não devem ter produzido suporte significativo, ou contribuído a ponto de produzir grandes alterações na simulação realizadas no sistema MesoMap. Fato similar é retratado como uma das limitações do MesoMap - sobre o método utilizado, colocando que uma das principais se referem à base de dados de entrada, efeitos de sub-resolução e limitações do modelo. Apesar disso ressalta-se que há um grande mérito nas simulações realizadas com o MesoMap, pela inexistência de dados coletados com alta resolução espacial desejável, durante longos períodos de tempo, e principalmente pela dificuldade na formulação e aplicação de métodos alternativos na produção do mapeamento.

Materiais e Métodos

3.1 Modelo Atmosférico WRF

O Weather Research and Forecasting (WRF) é um modelo de previsão numérica do tempo e sistema de simulação atmosférica destinada à realização de pesquisas e aplicações operacionais. Seu desenvolvimento vem sendo feito dentro de um programa de colaboração estabelecido entre instituições governamentais e de pesquisa dos Estados Unidos da América (EUA) e envolve o National Center for Atmospheric Research (NCAR), Mesoscale and Microscale Meteorology Division (MMM), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), National Centers for Environmental Prediction (NCEP), Earth System and Research Laboratory (ESRL), Department of Defense da Air Force Weather Agency (AFWA), Naval Research Laboratory (NRL), Center for Analysis and Prediction of Storms (CAPS), University of Oklahoma, Federal Aviation Administration (FAA) e inúmeros cientistas universitários (SKAMAROCK et al., 2008).

O WRF vem sendo muito utilizado em pesquisas de vários fenômenos atmosféricos, tanto em microescala quanto em mesoescala, e conta com uma ampla variedade de aplicações. Dentre outras, destaca-se o uso desse modelo nas pesquisas envolvendo parametrizações; assimilação; simulações numéricas. Além disso, comumente é empregado acoplado com modelo oceânico; aplicado na realização de estudos de simulações numéricas; pesquisas do clima regional e previsão de furação.

O WRF Software Framework (WSF) fornece toda infraestrutura, que acomoda os solucionadores dinâmicos, pacotes e interfaces físicas, bem como os programas de inicialização do processamento. Ele tem um núcleo dinâmico de processamento,

designado por Advanced Research WRF (ARW) que foi, no estágio inicial, uma remodelação do que tinha sido desenvolvido no MM5 (Mesoscale Model Version 5) – com o software completamente reprogramado - compatibilizado às modernas facilidades dos atualmente disponíveis computadores, incluindo os de uso doméstico e pessoal.

3.1.1 Grade do Modelo WRF-ARW

Na modelagem numérica é comum o emprego do termo - resolução espacial. Para explorar esse tópico que às vezes é problemático considere alguns fatos e definições. O menor comprimento ($l_{\min}$) que uma onda pode ser representada sobre uma grade, com espaçamento d , é $l_{\min} = 2d$. Esse comprimento da onda é o que deve ser considerado como a resolução de uma grade e não, o que é indicado, com grande frequência nos textos das literaturas, que apresentam o espaçamento d como a resolução espacial do modelo - ao invés de espaçamento da grade do modelo. Esse fato óbvio resulta por que qualquer característica de variáveis físicas, que apresentam comprimento de onda menor que $2d$ não pode, realisticamente, ser representado sobre a grade do modelo.

Para obter a solução numérica de um sistema de equações diferenciais parciais haverá, sempre, mais que uma variável dependente; sendo devidamente uma para cada equação do sistema. O método mais direto à solução consiste em utilizar esquemas de diferenças finitas – estabelecendo um sistema de gradeamento, ou seja, espaçamento entre pontos de grade, e definindo valores das variáveis em cada ponto da grade sobre uma área de integração (designado por domínio de integração numérica).

As variáveis de um sistema de equações podem ser definidas sobre os pontos de grade, de diferentes formas, conforme descrito por Arakawa e Lamb (1977). O WRF utiliza o sistema de grade do tipo C de Arakawa, que não apresenta todas as variáveis definidas em um mesmo ponto de grade. As variáveis do modelo são definidas em pontos adjacentes e estabelecidas conforme ilustrado na Fig. 3.1. Ressalta-se que as vantagens de se utilizar o tipo de grade C está relacionada com propriedades inerentes à dispersão de ondas, instabilidade física e computacional – onde ela figura como tendo a melhor propriedade na dispersão de ondas,

comparada com outros tipos de grade – o que justifica o uso comumente dessa grade nos modelos numéricos.

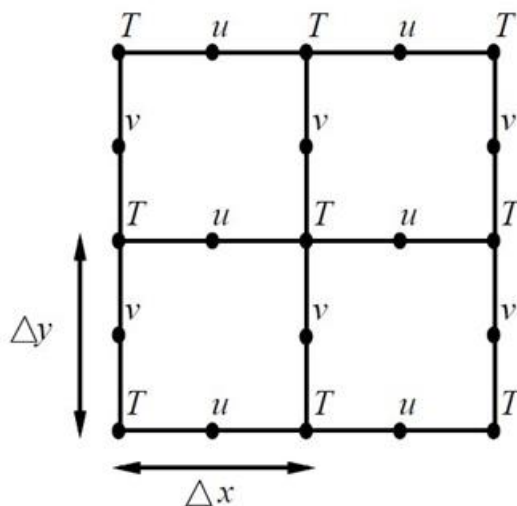


Figura 3.1 - Grade C de Arakawa.

3.1.2 Coordenada Vertical

As equações do modelo WRF-ARW são formuladas usando a coordenada vertical η (denotada por η) que acompanha o contorno da topografia, conforme ilustrado na Fig. 3.2. Esse sistema de coordenada apresenta como base fundamental da pressão que não é da superfície do solo, mas sim àquela ao nível médio do mar. Nesse sistema de coordenadas as superfícies se mantêm relativamente horizontal, em todos os instantes de tempo, bem como a vantagem matemática do sistema de coordenada vertical baseado em pressão (coordenada p) que, também, não intercepta o solo.

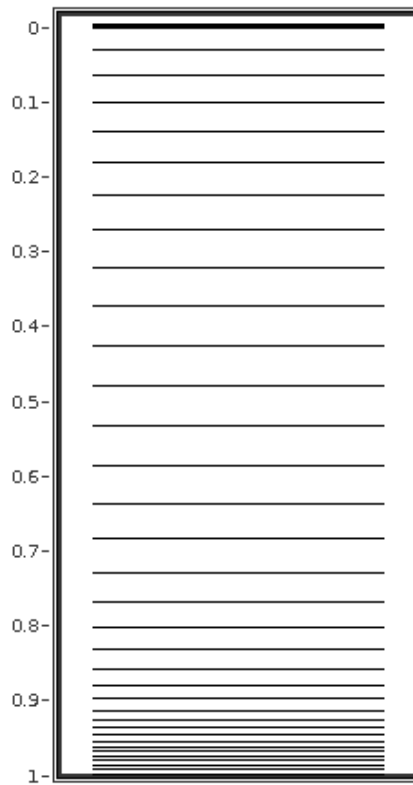


Figura 3.2 - Coordenada Vertical η .

Fonte: SKAMAROCK et al.

O sistema de coordenada vertical η permite que a camada atmosférica da base seja representada, por vértices de um corte vertical de uma caixa, constituído por 4 pontos de grade, como um “degrau” plano, conforme ilustrado na Fig. 3.3. Assim ele define a posição vertical de um ponto da atmosfera, pela razão dada pela diferença entre a pressão daquele ponto e o topo do domínio, e a diferença entre a base fundamental abaixo desse ponto e o topo do domínio de integração, conforme definido na Eq. 3.1. Ele varia entre o valor unitário, na base, e zero no topo do domínio. Visto ser baseado na pressão normalizada, é matematicamente fácil de apresentar as equações governantes de um modelo da atmosfera de forma relativamente fácil. Algumas vantagens e limitações de se utilizar esse sistema de coordenadas, sobre outras como a coordenada η , é apresentado por Janjic (1994) e também em www.meted.ucar.edu.

O sistema de coordenada η é definido por:

$$\eta = \frac{p_h - p_{ht}}{\mu}$$

Equação 3.1

com $\mu = p_{hs} - p_{ht}$; onde p_h é a componente da pressão hidrostática, p_{hs} e p_{ht} as pressões ao longo da superfície e topo do modelo, respectivamente.

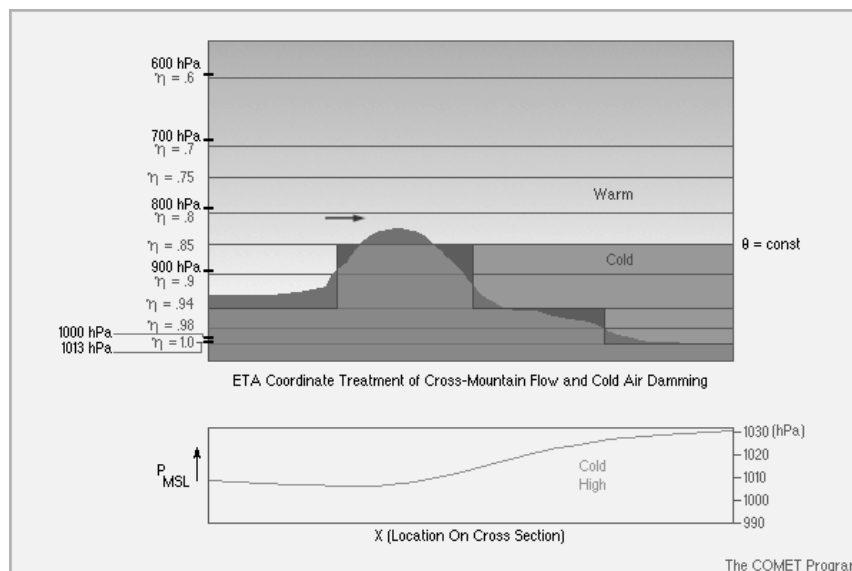


Figura 3.3 – Tratamento do fluxo atmosférico sobre montanha em coordenada η .
Fonte: ELETROPAEDIA, 2012.

3.1.3 Equações do modelo WRF-ARW

O sistema de equações que regem o comportamento da atmosfera, utilizado pelo WRF para simular as condições do tempo são apresentados no Anexo A. Esse sistema de equações diferenciais parciais não pode ser resolvido analiticamente, a menos que várias aproximações sejam feitas, o que produziria como soluções – resultados de ocorrências atmosféricas irreais na natureza.

Tendo em vista que a metodologia de abordagem e análise dos resultados das simulações realizadas envolvem variáveis de perturbações, que são em sua essência a forma de representação dos resultados das simulações numéricas do WRF, serão apresentados alguns detalhes sobre o sistema de equações na forma de perturbação. Ressalta-se, além disso, que essa é a forma utilizada na codificação em linguagem de programação do modelo, no software que envolve a integração numérica no processamento numérico.

WRF permite redefinir os erros de truncamento e arredondamento no cálculo do gradiente horizontal de pressão, gradiente vertical de pressão e cálculos da flutuabilidade. Para isso o modelo emprega a teoria da perturbação, definindo-se

novas variáveis (denotadas por a') que representam desvios em relação aos termos hidrostaticamente balanceados – ou seja, termos de referência (denotados por $\bar{a}$), que são função da altura e que satisfazem as equações governantes para uma atmosfera em repouso. Basicamente, a representação para uma variável qualquer é $a = \bar{a} + a'$. Dessa forma, $p = \bar{p}(z) + p'$, $\phi = \bar{\phi}(z) + \phi'$, $\alpha = \bar{\alpha}(z) + \alpha'$ e $u_d = \bar{u}_d(x, y) + u'$. Devido ao fato de que as coordenadas de superfície η geralmente não são horizontais, os perfis de $\bar{p}$, $\bar{\phi}$ e $\bar{\alpha}$ são funções de (x, y, η) .

Os termos do gradiente de pressão, hidrostaticamente balanceados podem ser removidos com algumas aproximações nas equações, usando as perturbações das variáveis do modelo. Aplicando este procedimento às equações descritas no anexo A, resultam:

$$\frac{\partial U}{\partial t} + m_x \left[\frac{\partial(Uu)}{\partial x} + \frac{\partial(Vu)}{\partial y} \right] + \frac{\partial(\Omega u)}{\partial \eta} + \left(\mu_d \alpha \frac{\partial p'}{\partial x} + \mu_d \alpha' \frac{\partial \bar{p}}{\partial x} \right) + \frac{\alpha}{\alpha_d} \left(\mu_d \frac{\partial \phi'}{\partial x} + \frac{\partial p'}{\partial \eta} \frac{\partial \phi}{\partial x} - \mu_d' \frac{\partial \phi}{\partial x} \right) = F_u$$

Equação 3.2

$$\frac{\partial V}{\partial t} + m_y \left[\frac{\partial(Uv)}{\partial x} + \frac{\partial(Vv)}{\partial y} \right] + \left(\frac{m_y}{m_x} \right) \frac{\partial(\Omega v)}{\partial \eta} + \left(\mu_d \alpha \frac{\partial p'}{\partial y} + \mu_d \alpha' \frac{\partial \bar{p}}{\partial y} \right) + \frac{\alpha}{\alpha_d} \left(\mu_d \frac{\partial \phi'}{\partial y} + \frac{\partial p'}{\partial \eta} \frac{\partial \phi}{\partial y} - \mu_d' \frac{\partial \phi}{\partial y} \right) = F_v$$

Equação 3.3

$$\frac{\partial W}{\partial t} + \frac{m_x m_y}{m_y} \left[\frac{\partial(Uw)}{\partial x} + \frac{\partial(Vw)}{\partial y} \right] + \frac{\partial(\Omega w)}{\partial \eta} - m_y^{-1} g \frac{\alpha}{\alpha_d} \left[\frac{\partial p'}{\partial \eta} - \bar{u}_d (q_v + q_c + q_r) \right] + m_y^{-1} \mu_d' g = F_w$$

Equação 3.4

Da equação da conservação da massa (equação 5 do anexo A) e do geopotencial (equação 6 do anexo A) tem-se:

$$\frac{\partial \mu_d'}{\partial t} + m_x m_y \left[\frac{\partial U}{\partial x} + \frac{\partial V}{\partial y} \right] + m_y \frac{\partial \Omega}{\partial \eta} = 0$$

Equação 3.5

$$\frac{\partial \phi'}{\partial t} + \mu_d^{-1} \left[m_x m_y \left(U \frac{\partial \phi}{\partial x} + V \frac{\partial \phi}{\partial y} \right) + m_y \Omega \frac{\partial \phi}{\partial \eta} - m_y g W \right] = 0$$

Equação 3.6

As equações de conservação da temperatura potencial (Eq. 4 do anexo A) e escalares são:

$$\frac{\partial \Theta}{\partial t} + m_x m_y \left[\frac{\partial (U\theta)}{\partial x} + \frac{\partial (V\theta)}{\partial y} \right] + m_y \frac{\partial (\Omega\theta)}{\partial \eta} = F\Theta \quad \text{Equação 3.7}$$

$$\frac{\partial Q_m}{\partial t} + m_x m_y \left[\frac{\partial (Uq_m)}{\partial x} + \frac{\partial (Vq_m)}{\partial y} \right] + m_y \frac{\partial (\Omega q_m)}{\partial \eta} = FQ_m \quad \text{Equação 3.8}$$

No sistema perturbado a relação hidrostática (Eq. 7 do Anexo A) tem-se:

$$\frac{\partial \phi'}{\partial \eta} = -\bar{u}_d \alpha'_d - \alpha_d \mu'_d \quad \text{Equação 3.9}$$

Nota-se, por exemplo, que a temperatura não aparece na equação na forma perturbada ou não perturbada. Além disso, outro ponto é que as variáveis presentes nas saídas das simulações numérica estão em pontos de grade “estageradas”.

3.1.4 Esquemas de Parametrizações Físicas

Os processos físicos que, devido a sua natureza microscópica e descontínua, não conseguem, na prática, ser representados pelas leis termo hidrodinâmicas na sua forma fundamental, são denominados processos de sub-grade. Tais processos são explicitamente incorporados pelo modelo WRF, por meio de esquemas de parametrizações. Nesses esquemas são construídas, no lugar dos complexos modelos teóricos, fórmulas alternativas simplificadas para incluir os termos associados aos fluxos turbulentos de momento, calor e umidade que aparecem devido à integração das equações. As parametrizações são implementadas em módulos separados, conforme ilustrado na Fig. 3.4, organizados em cinco blocos principais: microfísica das nuvens, processos convectivos, trocas e transporte turbulentos na camada limite planetária, processos de radiação e interação solo superfície (SKAMAROCK et al., 2008).

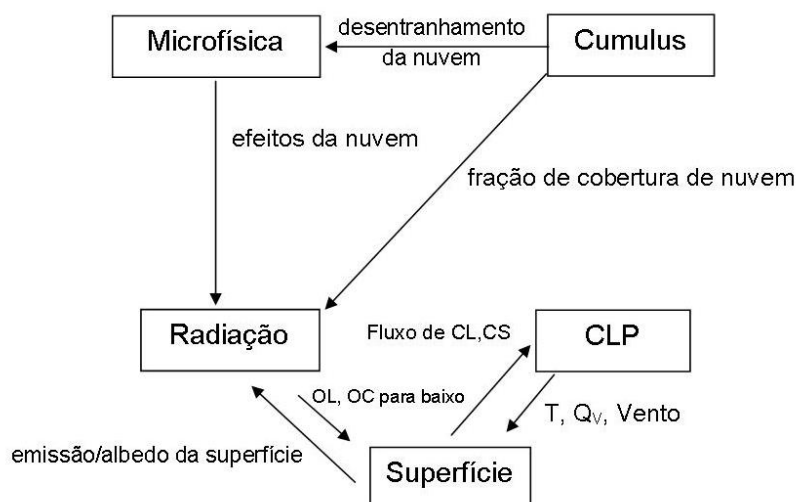


Figura 3.4 – Interações entre os esquemas de parametrizações.

3.1.4.1 Parametrização da Microfísica

No estudo foi adotado o esquema WRF Single-Moment 3-class (WSM3). Este esquema é relativamente sofisticado e é o mais indicado para o uso em pesquisas. A parametrização inclui três classes de hidrometeoros (vapor d'água, água nuvem/gelo e água chuva/neve), bem como os processos da fase mista que são incorporados à semelhança dos desenvolvimentos realizados por Lin et al. (1983). Os ajustes nos processos de saturação de água e de gelo são tratados separadamente, conforme descritos por Dudhia (1989) e Hong et al. (1998).

3.1.4.2 Parametrização Cumulus

O esquema de parametrização Cumulus utilizado foi Kain-Fritsch (KAIN e FRITSCH, 1990; 1993). Esta parametrização utiliza um modelo de nuvem simples, com correntes de umidade ascendentes e descendentes; inclui efeitos da interação com a atmosfera e uma microfísica relativamente simples. Ele foi formulado para assegurar a conservação de massa, energia térmica, umidade total e quantidade de movimento. Ele considera que toda a CAPE, sobre um dado elemento da malha da grade é removida no instante de ajustamento convectivo. Maiores detalhes podem ser encontrados na descrição feita por Kain (2004).

3.1.4.3 Camada Superficial

O esquema de camada superficial especificado foi o da Teoria da Similaridade de Monin Obukhov (MONIN e OBUKHOV, 1954). Este esquema inclui parametrizações na sub-camada viscosa. Sobre a água, a sub-camada viscosa é parametrizada explicitamente segundo Janjic (1994). Sobre o solo, os efeitos da sub-camada viscosa são considerados de acordo com a variável altura do comprimento da rugosidade, que influi na temperatura e na umidade, conforme foi proposto por Zilitinkevich (1995). Há uma correção, conforme descrito por Beljaars (1994), que evita o desaparecimento da velocidade do vento na camada superficial instável.

3.1.4.4 Modelo Solo-Superfície (MSS)

A parametrização adotada foi a Difusão Termal de cinco camadas. Essas camadas tem a espessura de 1, 2, 4, 8 e 16 centímetros. Abaixo destas camadas, a temperatura é mantida fixa. O saldo de energia sobre o solo inclui a radiação e os fluxos de calor latente e sensível.

3.1.4.5 Esquema de Camada Limite Planetária (CLP)

A parametrização utilizada no estudo foi o Yonsei University (YSU). Esta parametrização emprega termos de contra gradientes térmicos, para representar os fluxos devidos aos gradientes não locais. Isso é feito adicionando um tratamento explícito na camada de entranhamento, no topo da CLP. O topo da CLP é definido usando um número de Richardson crítico igual à zero, que portanto depende apenas do perfil da flutuabilidade.

3.1.4.6 Radiação

A parametrização da radiação, nos processos envolvendo ondas longas, foi utilizado o esquema Rapid Radiative Transfer Method (RRTM), que é baseado naquele disponível no modelo MM5 (MLAWER et al., 1997), que considera 16 bandas espectrais. Esta parametrização contém tabelas pré-definidas (o que o torna bastante rápido computacionalmente – “look-up table” – ou seja tabela de consulta)

para representar, não somente os processos radiativos devidos a vapor d'água, ozônio, dióxido de carbono e traços de concentração de gás (se presentes), como também a profundidade ótica das nuvens.

Para a radiação de onda curta foi considerado o esquema baseado nos desenvolvimentos de Dudhia (1989), que também – como o de ondas longas - é oriundo do modelo MM5. O esquema integra o fluxo solar descendente, computando os efeitos de espalhamento pelos gases, a absorção por vapor d'água, e o albedo e absorção pelas nuvens. As propriedades das nuvens são tratadas, conseguinte as tabelas apresentadas por Stephens (1978).

3.1.6 Domínio de integração

A simulação do modelo WRF foi feita para o período de um ano, compreendido entre às 00:00UTC do dia 01/01/2011 e às 24:00UTC de 31/12/2011, utilizando um passo de tempo de 75 segundos. O domínio da simulação foi delimitado pelas coordenadas 13°N e 37°S de latitude e 85°O e 30°O de longitude, que compreende todo o território brasileiro, parte da América do Sul e oceanos Pacífico e Atlântico, conforme ilustrado na Fig. 3.5. Ele foi integrado com uma resolução espacial horizontal de 18Km; o que apresenta no domínio de integração um total de 294 pontos de grade na direção Leste – Oeste e 299 pontos na direção Norte – Sul. O topo do domínio de integração foi estabelecido em 50hPa e na vertical um total de 35 níveis eta.

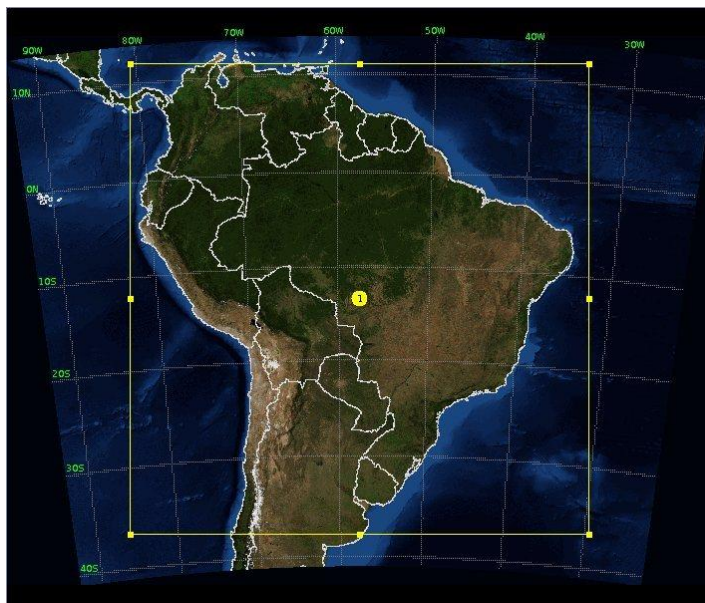


Figura 3.5 – Domínio de integração do Modelo WRF.

3.1.7 Processamento do WRF

O processamento do modelo WRF foi realizado utilizando, como condições iniciais e de contorno, os prognósticos numéricos, em formato GriB2, do modelo global GFS (Global Forecast System) do NCEP nos EUA. Estes prognósticos foram obtidos por meio do Sistema Internet de Distribuição de Dados e Gerenciamento de Dados Locais (Internet Data Distribution / Local Data Manager - IDD/LDM) da Unidata/EUA, implantado na Universidade Federal de Pelotas (UFPeI) (AMARAL et al., 2009) . Os prognósticos numéricos do GFS, utilizados foram gerados quatro vezes ao dia (00, 06, 12 e 18UTC), com resolução espacial de 0,5 graus de latitude/longitude e temporal de 3 horas. A sequência lógica dos processamentos e armazenamentos é ilustrada na Fig. 3.6.

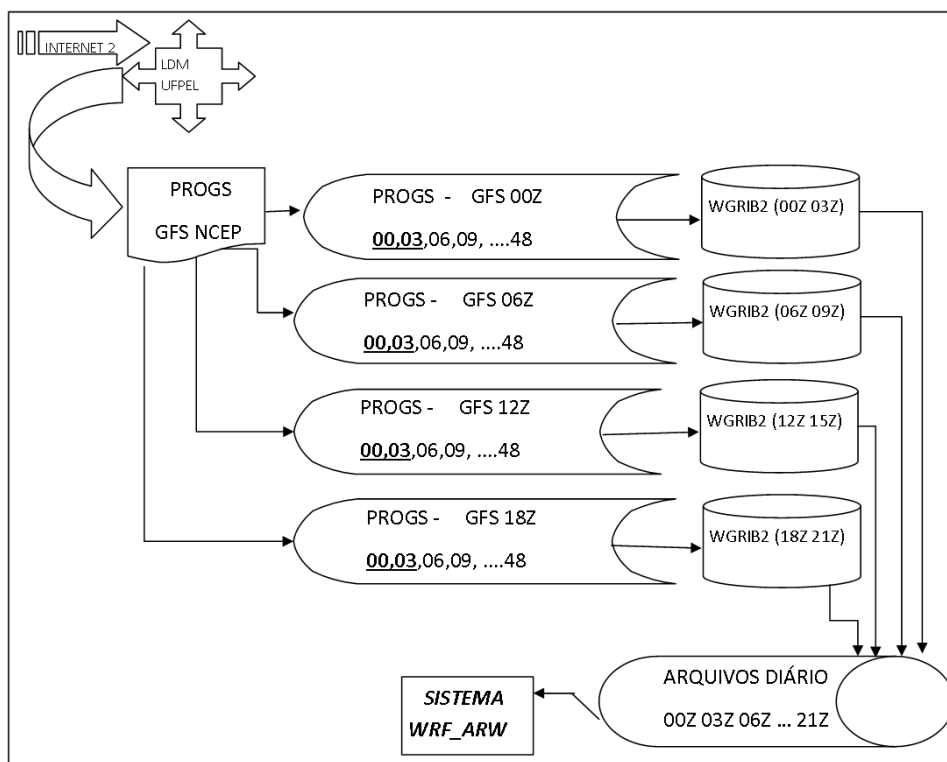


Figura 3.6 - Etapas do processo do modelo WRF.

3.1.8 Sistema de processamento WRF-ARW

O Sistema WRF-ARW consiste de sub-sistemas que envolvem o pré-processamento e o processamento. A seguir será abordada, resumidamente a sequência lógica dos processamentos envolvidos, até o processamento do modelo propriamente dito conforme ilustrado na Fig. 3.7.

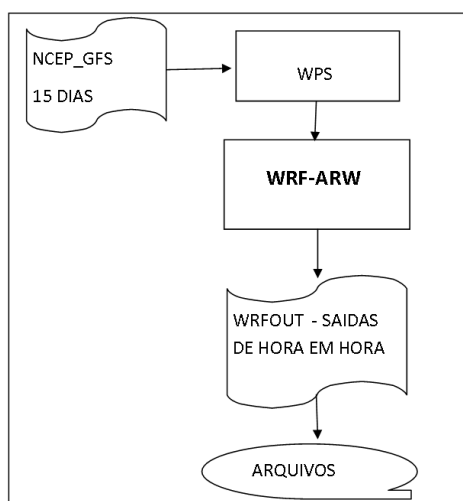


Figura 3.7 – Etapas dos processamentos prognósticos do WRF.

3.1.8.1 Pré-processamento do WRF (WPS)

O WPS (WRF Preprocessing System) apresenta três programas independentes, que atuam coletivamente, desenvolvidos para o preparo dos dados de entrada da simulação. Em última instância estes programas transformam os dados meteorológicos e terrestres (tipicamente em formato Grid Binary – GriB) em dados de entrada para o processador WRF-ARW. Os programas que são processados são: Geogrid, Ungrib, e o Metgrib.

3.1.8.1.1 Geogrid

O propósito do geogrid consiste, basicamente, em definir no domínio da simulação os vários conjuntos de dados terrestres fixos, para cada ponto de grade do modelo. O domínio de integração é definido provendo as informações específicas no registro “namelist” do WPS (namelist.WPS). Além do computo da latitude, longitude e dos fatores de escala do mapa em cada ponto de grade, o geogrid interpola as categorias do solo, uso do solo, topografia, temperatura do solo - da profundidade média anual, fração de cobertura vegetal mensal, albedo mensal, albedo máximo da neve e categoria da inclinação para as grades do modelo. Na configuração foi estabelecido o uso de dados terrestres com resolução compatível à resolução espacial dos pontos de grade do modelo (18km), ou seja, de 5 minutos de latitude. O resultado do processamento do geogrid é apresentado em formato NetCDF (Network Common Data Form) e, por conseguinte, pode ser visualizado por uma gama de software gráfico.

3.1.8.1.2 Ungrib

O programa ungrib faz a leitura dos arquivos que se encontram no formato GriB; desgriba e cria arquivos em um formato mais simples, conotado por formato intermediário. Os arquivos GriB do GFS, que foram utilizados, contém dados com os campos meteorológicos que variam em tempo, e são de escala global. Tendo em vista que esses arquivos GriB contém mais campos meteorológicos que aqueles necessários para iniciar o WRF, o ungrib prepara apenas as variáveis que são

usadas no processamento da integração numérica criando um arquivo em formato intermediário para processamento do metgrid.

3.1.8.1.3 Metgrid

O programa metgrid é que faz a interpolação horizontal dos dados meteorológicos, do formato intermediário produzidos pelo programa ungrib, para a área do domínio de simulação do WRF-ARW, conforme estabelecido no programa geogrid. Com isso, o processamento desse módulo reduz substancialmente o tamanho do arquivo original, no formato GriB. O produto desse processamento é que serve como dado a ser ingerido pelo WRF e é gerado em formato NetCDF.

3.1.9 Processamento dos resultados da simulação

Os arquivos de saída do modelo WRF-ARW são apresentados em formato binário NetCDF. Assim sendo eles apresentam as identificações básicas do sistema de gradeamento, projeção e outros parâmetros, além das variáveis do modelo no cabeçalho de cada arquivo gerado. Eles foram armazenados em arquivos diários, com o histórico de hora em hora, identificados pelo domínio de integração (d01); ano (YYYY), mês (MM), dia (DD), hora (hh), minuto (mm) e segundo (ss) do início da hora da simulação: wrfout_d01_YYYY-MM-DD_hh:mm:ss. Cada um dos arquivos apresenta um tamanho de aproximadamente 4.96GB .

No apêndice A é apresentado a estrutura do dump (apenas do cabeçalho) de uma das saídas do modelo. As variáveis de interesse, apresentados no dump do arquivo que são necessárias para a determinação dos ventos, em função da altura geométrica, para cada ponto de grade estão apresentadas na Tab. 3.1.

Conforme já elucidado na descrição das equações do modelo na forma de perturbação, algumas variáveis de saída do modelo se apresentam na forma de perturbação e também em pontos de grade estagerada, conforme indicado na Tab. 3.1.

Tabela 3.1 - Variáveis de saída do processamento para a determinação dos ventos.

Variável	Descrição
U	Componente zonal do vento em ms^{-1} – estaguerado em X
V	Componente meridional do vento em ms^{-1} - estaguerado em Y
P_HYD	Pressão hidrostática em Pa.
T	Temperatura Potencial de perturbação em K.
P	Pressão de perturbação em Pa.
PSFC	Pressão da superfície em Pa.
U10	U a 10m em ms^{-1}
V10	V a 10m em ms^{-1}
QVAPOR	Razão de mistura de saturação em kg kg^{-1}
HGT	Altura em m.

3.1.10 Processamento dos prognósticos do WRF

Os processamentos, de cada arquivo prognóstico do WRF, foram feitos sequencialmente conseguindo os programas e utilitários conforme ilustrado na Fig. 3.8. Ressalta-se que, como os processamentos são similares para todos os arquivos prognósticos, foram desenvolvidos vários scripts em cshell para automatizar o sistema de processamento. Na sequência serão descritos cada um dos módulos de processamento realizado.

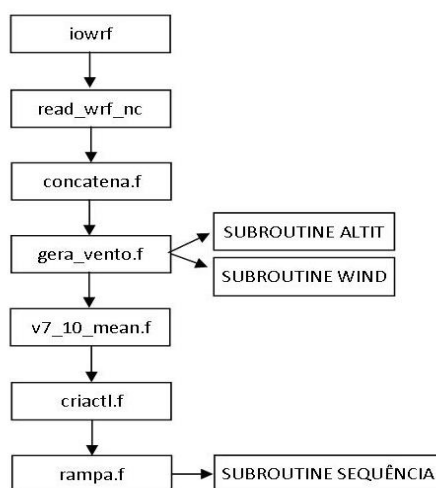


Figura 3.8 - Sequência do Processamento dos Dados.

3.1.10.1 lowrf

O lowrf é um utilitário que permite a manipulação básica de arquivos NetCDF do WRF-ARW. Ele é executado, em Linux, com o comando: `./lowrf`, cuja descrição geral do comando é apresentada no apêndice B. Esse utilitário foi executado para cada arquivo, com prefixo `wrfout` através do comando: `./lowrf wrfout* -A -64bit`. Como resultado desse processamento, para cada dia, foram gerados arquivos – com extensão `*A` - para cada uma das variáveis apresentadas na Tab. 3.1.

3.1.10.2 Read_wrf_nc

O utilitário permite a leitura de arquivos NetCDF do WRF-ARW. Ele é executado com o comando `read_wrf_nc wrf_data_file_name [-opções]`, cuja descrição básica é apresentada no apêndice C.

Para gerar os arquivos, com as variáveis apresentadas na Tab. 3.1, necessárias à determinação dos ventos, em função da altura geométrica, o próximo passo consiste no processamento do `read_wrf_nc`, para cada arquivo (`$fn`), gerado pelo `lowrf` com extensão `*A`. Assim sendo, foi aplicado esse utilitário com o seguinte comando: `./read_wrf_nc $fn -ts -rot -w "VAR"`, onde `VAR` representa cada uma das variáveis citadas na Tab. 3.1. Com esse processamento foram gerados novos arquivos dessas variáveis, com extensão `*out`.

Para fins de armazenamento e arquivamento, de forma consistente com as datas e instantes dos processamentos, os arquivos gerados foram renomeados na forma: `wrfout_d01_YYYY-MM-DD_hh:mm:ss-A_NNVAR`, onde `NN` é um dígito de 01 a 10, cada um dos quais associados respectivamente ao `VAR`: `HGTTH`, `U10ME`, `V10ME`, `PSFCE`, `PHYDR`, `PRESS`, `QVAPR`, `TEMPE`, `UWIND`, `VWIND`. Essas atribuições das identificações são compatíveis às apresentadas na Tab. 3.1.

3.1.10.3 Concatenação

Programa `concatena.f` foi desenvolvido para concatenar os arquivos gerados, para cada dia em um único arquivo. O programa faz a leitura dos arquivos gerados pelo `read_wrf_nc`, com os parâmetros de interesse já renomeados no processamento anterior. Uma listagem dos arquivos gerados é utilizada, para cada

dia da simulação, para ser concatenado em um único arquivo final. Como produto final é, portanto, gerado apenas um arquivo (com 24 horas de simulação em cada arquivo) para cada dia de saída do WRF. Na vertical, o armazenamento foi limitado em 15 níveis ETA, dado que o interesse está restrito apenas aos baixos níveis da atmosfera (80m de altura). Os arquivos de saída apresentam nome similar ao do arquivo WRFout, eliminando-se a hora, o minuto e segundo. Assim, para o arquivo de saída `wrfout_d01_YYYY-MM-DD` é apresentado, no final do presente pré-processamento, por `wrfout_d01_YYYY-MM-DD_hh:mm:ss`.

3.1.10.4 Determinação do vento em níveis de altura

Conforme apresentado na seção 3.1.3, as equações do modelo são integradas com as variáveis definidas na forma perturbada. Assim, conforme a listagem do cabeçalho do arquivo de saída do WRF, dado no apêndice A, algumas variáveis são dadas na forma perturbada em níveis eta. Torna-se, portanto, necessário obter as variáveis na forma não perturbada para a determinação dos ventos em níveis de altura métrica (e não em coordenada eta).

Visto que o modelo não fornece diretamente a temperatura do ar em cada nível, mas somente a temperatura potencial de perturbação, foi necessário desenvolver um programa para determinar as temperaturas nos níveis eta a partir dos dados de saída do modelo.

O programa `gera_vento.f` foi elaborado para proceder a leitura dos dados gerados pelo programa `concatena.f`. Ele possui duas sub-rotinas, `ALTIT` e `WIND`. A primeira sub-rotina determina a altura dos níveis eta e a segunda determina os ventos nos níveis de 5 em 5 metros (da superfície até o nível de 80 metros de altura). Como resultados o programa gera arquivos diários com a seguinte identificação: `d01_YYYY-MM-dd_wind.dat`.

A seguir são apresentadas as principais equações utilizadas nestas sub-rotinas desenvolvidas:

$$p_{\eta} = \eta (p_s - p_t) + p_t \quad \text{Equação 3.10}$$

$$\theta = T \left(\frac{p_0}{p} \right)^{\frac{R}{c_p}} \quad \text{Equação 3.11}$$

$$T_\eta = (T + T_0) \left(\frac{(p_s \eta)}{p_0} \right)^{\left(\frac{(\gamma-1)}{\gamma} \right)} \quad \text{Equação 3.12}$$

$$Z = - \left(\frac{R T_M}{G} \right) \text{LOG} \left(\frac{p}{p_s} \right) \quad \text{Equação 3.13}$$

$$VENTO = \sqrt{U^2 + V^2} \quad \text{Equação 3.14}$$

$$VENTO_{INTERP} = VENTO_{INF} + \left(\frac{(VENTO_{SUP} - VENTO_{INF}) * (ALT_{INTERP} - ALT_{INF})}{ALT_{SUP} - ALT_{INF}} \right) \quad \text{Equação 3.15}$$

sendo, $\gamma = 1,4$, $R = 287.05 \text{ JKg}^{-1} \text{ K}^{-1}$, $g = 9,8 \text{ ms}^{-2}$, C_p = Calor específico a pressão constante, p_η = Pressão no nível eta, p_s = Pressão na superfície, p_T = Pressão no topo, Z = Altura entre cada nível eta, T = Temperatura potencial de perturbação, T_η = Temperatura no nível eta, T_M = Temperatura média da camada, $VENTO$ = Magnitude do vento, U = Componente zonal do vento, V = Componente meridional do vento, ALT_{INF} = Altura da camada no nível inferior, ALT_{SUP} = Altura da camada no nível superior, ALT_{INTERP} = Altura interpolada de 5 em 5 metros, $VENTO_{INF}$ = Vento inferior, $VENTO_{SUP}$ = Vento superior, $VENTO_{INF}$ = Vento no nível inferior.

A pressão e a temperatura potencial, na forma não perturbadas, foram obtidas considerando os estados básicos utilizados no WRF para a pressão, que é 1000hPa e temperatura potencial, 290K.

Mediante a aplicação da formulação apresentadas nas Eq. 3.10 e 3.12 foram obtidas as pressões atmosféricas nos níveis eta do modelo. A temperatura potencial e a pressão atmosférica, no nível eta, foram utilizadas para a determinação da temperatura do nível eta pela aplicação da Eq. 3.11. Com a pressão da superfície e

as outras variáveis disponíveis, na forma não perturbada, foram subsequentemente empregadas para a determinação da espessura entre cada nível eta (Eq. 3.13). Com esse processamento tornaram-se disponíveis as alturas correspondentes de cada nível eta e em cada ponto de grade. Nesse ponto, as componentes zonal e meridional dos ventos, que estão na forma não perturbada, foram usadas para se obter a magnitude do vento (Eq. 3.14). Como a altura do nível eta varia para cada ponto de grade, ressalta-se que os ventos determinados para cada ponto de grade se encontram em alturas diferentes. Com os resultados desse processamento, os ventos foram verticalmente interpolados para níveis de 5 em 5 metros - da superfície até 80 metros de altura (Eq. 3.15).

3.1.10.5 Limiares

Foram estabelecidos, à priori, dois limiares mínimos de ventos – um de 7ms^{-1} e o outro de 10ms^{-1} . Os arquivos – correspondentes a um ano de simulação - armazenados e a identificação de cada um deles apresentados em um arquivo contendo a listagem deles (listagem.dat) foram processados na fase da determinação dos campos com os limiares estabelecidos. Cada um dos arquivos foi criado no formato com acesso direto, contendo dados de 294×299 pontos de grade, dos 17 níveis verticais e 24 instantes de tempo.

O programa v7_10_mean.f, foi elaborado para determinar, em cada um dos 17 níveis, as quantidades diária de dados com ventos acima dos dois limiares estabelecidos. Determina, além disso, a média diária dessas quantidades referentes aos limiares; bem como o valor do vento médio em cada nível. Esse processamento foi feito, para cada dia do ano de 2011, para todos os arquivos apresentados no arquivo listagem.dat. É importante ressaltar, que o programa executa a varredura (loop) para cada um dos pontos de grade do modelo gerando, portanto, campos contendo, para cada um dos 17 níveis, o número de dados com ventos acima dos limiares estabelecidos. Para fins de visualização dos produtos pelo software GrADS (Grid Analysis Display System), os resultados do processamento foram armazenados em arquivos compatíveis ao requerido por esse software gráfico. O resultado, de cada dia de processamento, foi armazenado em arquivos onde cada um deles apresenta um identificador conseguinte: d01_YYYY-MM-dd_wind.out – onde YYYY denota o ano; MM o mês e dd o dia da simulação.

3.1.10.6 Plotagem de dados (GrADS)

O programa `criactl.f` foi desenvolvido, simplesmente, para gerar os arquivos `ctl`, contendo todos os parâmetros descritivos requeridos pelo GrADS e necessários para se gerar as figuras - com as plotagens dos dados gerados pelo programa `v7_10_mean.f`.

Os resultados do processamento do `criactl.f` foram, posteriormente, utilizados por um script do GrADS (`vento.gs`), programado para produzir arquivos de imagens, em formato `jpeg`, para cada um dos 17 níveis verticais. Assim, foram geradas imagens, com o campo de ventos médio diário; número de horas com ventos acima de 7ms^{-1} ; número de horas de ventos acima de 10ms^{-1} e dois outros campos com os valores médios diários dos limiares.

3.1.10.7 Períodos de rampa

O período de rampa conota aqui, o período de tempo (expresso em horas) em que o vento apresenta magnitudes inferiores aos limiares pré-definidos – de 7ms^{-1} e 10ms^{-1} . No programa `rampa.f` é gerada uma matriz (x, y, z), que consta o número de horas sequenciais que satisfaz as condições dos limiares, em cada ponto do grade do modelo (x, y) e em todos os níveis (z) configurados nos processamentos. O programa apresenta uma sub-rotina que determina o máximo diário do valor do número de horas sequenciais de rampa – bem como o número máximo de horas sequenciais com ventos nulos.

O processamento do programa `rampa.f` é feito a partir de um arquivo (`lista.dat`) que constem uma relação dos arquivos do tipo: `d01_YYYY-MM-DD_wind.dat`, que apresentam dados de 24 instantes de tempo cada um. O produto final é um arquivo caracterizado com a designação: `d01_YYYY-MM-dd_wind.ram`, para cada dia.

A visualização e as figuras com os campos dos produtos gerados no programa `rampa.f` utiliza, basicamente, rotinas computacionais semelhantes às descritas na seção anterior.

3.1.10.8 Médias e desvios médios

O programa `m_diario.f` foi elaborado para determinar o vento médio diário. O processamento do programa foi realizado a partir de um arquivo (listagem) que consta uma relação de arquivos de todos os dias do mês do tipo: `d01_YYYY-MM-dd_wind.dat`, que apresenta dados de 24 instantes de tempo. O produto final é um arquivo denominado `MESES_diaria.dat`, onde MESES denota cada mês do ano, neste arquivo encontram-se um valor de média para cada dia.

O programa `mdia_mes_ano.f` foi desenvolvido para determinar as médias mensal, trimestral e anual, assim como, desvio mensal, trimestral e anual (nem todos resultados gerados são apresentados dado ao grande número de imagens). O processamento do programa foi feito, inicialmente, com arquivos gerados pelo programa `m_diario.f`. Os arquivos gerados neste processamento foram denominados: `MESES_mes.dat`, `media_trimes.dat`, `media_anual.dat`, `MESES_desvio_mes.dat`, `desvio_trimes.dat` e `desvio_ano.dat`.

As figuras com os campos dos produtos gerados, tanto no programa `mdia_mes_ano.f` como no `m_diario.f`, foram elaboradas mediante a utilização de um script no GRADS, que foi programado para produzir arquivos de imagens, em formato jpeg, para cada um dos 17 níveis de altura vertical.

3.2 Densidade de Probabilidade de Weibull

Segundo Moura *et al.* (2006), a distribuição de Weibull foi apresentada pelo físico sueco Waloddi Weibull, em 1939. Entretanto, somente em um artigo publicado em 1951 é que foram apresentadas diversas aplicações empregando essa distribuição. Além disso, o autor menciona que a aplicabilidade dessa teoria estatística no campo da engenharia é mais recente.

A estatística de Weibull permite representar a distribuição de frequência da velocidade do vento de uma forma simples e compacta, como a equação (3.16) – que apresenta a distribuição de Weibull de dois parâmetros.

$$P(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k \right] \quad \text{Equação 3.16}$$

onde, $P(U)$ é a frequência de ocorrência da variável velocidade de vento U , medida em metros por segundo (ms^{-1}); k é o parâmetro de forma e c é o parâmetro de escala da distribuição.

Na literatura, encontra-se, que o fator k é o fator adimensional de forma da distribuição de Weibull. Ele representa uma medida inversa da oscilação da velocidade do vento em torno de sua velocidade média. Portanto, é uma medida inversa do nível de turbulência que, por sua vez, é definida como sendo a relação existente entre o desvio padrão e a velocidade média. Assim, quando a velocidade do vento for constante a turbulência será pequena, resultando um grande valor de k . Por outro lado, para um comportamento variável da velocidade do vento, resulta em um valor de k pequeno e conseqüentemente em alta turbulência (LIMA et al., 2008).

Com relação ao fator c , que representa o fator de escala da distribuição de Weibull, é dado na mesma unidade de medida da velocidade do vento. Ele representa a diversidade de ocorrências de velocidade de vento na distribuição de Weibull e está associado com a velocidade média da distribuição (Moura et al., 2006).

A função de densidade de probabilidade acumulada, associada a essa distribuição é dada por:

$$F(U) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{U}{c} \right)^k \right] \quad \text{Equação 3.17}$$

Os parâmetros do modelo de Weibull foram estimados através das seguintes equações:

$$k = \left(\frac{\sigma_U}{\bar{U}} \right)^{-1.086} \quad \text{para } 1 \leq k < 10 \quad \text{Equação 3.18}$$

$$\frac{c}{\bar{U}} = \left(0.568 + \frac{0.433}{k} \right)^{-\frac{1}{k}} \quad \text{Equação 3.19}$$

3.2.1 Determinação da densidade de probabilidade de Weibull

A densidade de probabilidade de Weibull é comumente feita para uma determinada localidade, que é caracterizada pela coordenada geográfica de um ponto da Terra. Assim sendo foi necessário desenvolver um sistema específico, constituído por rotinas computacionais, para esse propósito.

Inicialmente, para a produção dos resultados relacionados à distribuição de Weibull, foram elaborados alguns programas computacionais. O `ler_vento.f` foi gerado para ler arquivos diários, que constam em uma listagem com arquivos do tipo: `d01_YYYY-MM-DD_wind.dat` e gravar, com registro único, no arquivo de saída: `all_wind.dat`.

Para se proceder a avaliação do vento para um determinado ponto de grade do modelo foi necessário desenvolver rotinas computacionais que, para um determinado par de coordenadas geográficas, determine os correspondentes pontos da grade do modelo que estão localizados mais próximos do mesmo. Para isso foi desenvolvido o programa `alalo.f`, que encontra os valores dos índices dos pontos de grade do domínio de integração do modelo WRF-ARW, correspondentes às coordenadas (latitude e longitude) de um ponto. O processamento da rotina computacional é feito, provendo um par de coordenada geográfica (latitude, longitude).

O armazenamento dos dados de vento de apenas um ponto de grade do modelo, designado por `ponto.dat` - que constitui uma parte do arquivo `all_wind.dat` que foi gerado pelo programa `ler_vento.f` - para um determinado ponto de grade, conforme determinado pelo programa `alalo.f`, é feito pela rotina computacional `guarda.f`.

Para a elaboração de histogramas da distribuição anual dos ventos, para um dos pontos de grade do modelo e níveis de alturas – de 5 em 5m , desde a superfície até 80m, de acordo com as intensidades dos ventos foi desenvolvido o programa `cont_class.f`.

O último programa desenvolvido foi o `dist_wei.f`. Ele obtém a densidade de probabilidade de potência do vento de Weibull, a partir da Eq. 3.16. O processamento foi feito a partir do arquivo contendo os dados da velocidade média anual, o desvio médio anual, conforme gerados pelo programa `mdia_mes_ano.f`. A rotina foi elaborada com base nas Eq. 3.16, 3.18 e 3.19. Os produtos da rotina

foram utilizados para se gerar os gráficos da densidade de probabilidade de Weibull para distintos níveis de altura.

Resultados

4.1 Limiares da intensidade do vento

O processamento para a determinação dos limiares da intensidade do vento foi feito para cada dia do ano. Foram gerados, para cada dia, um total de vinte figuras. Elas correspondem às plotagens de quatro níveis (20, 40, 60 e 70 metros) de altura; para os limiares, ou seja, número de horas de vento, acima de 7ms^{-1} e 10ms^{-1} ; vento médio superior a 7ms^{-1} e 10ms^{-1} e o vento médio. Tendo em vista que o total de figuras (7300) é muito grande, a descrição geral será feita, apenas para os níveis de 40m e 70m e para os dias 02 de março de 2011 e 07 de outubro de 2011 selecionados aleatoriamente, para determinar o grande potencial do WRF às atividades operacionais dos parques eólicos.

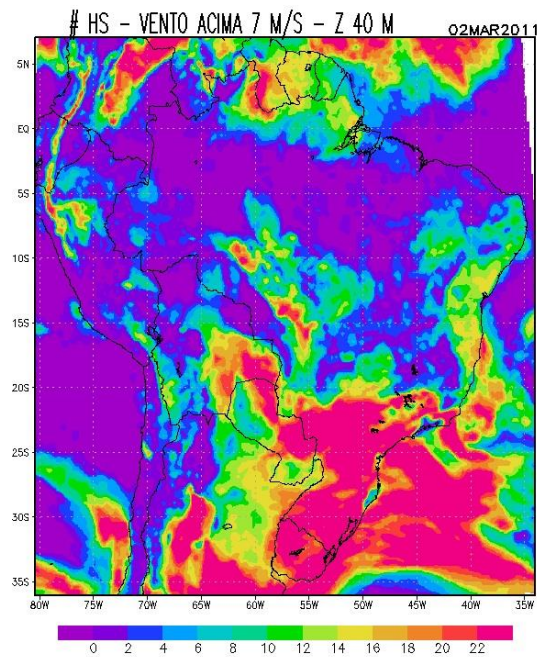
4.1.1 Evento do dia 02 de Março de 2011

Na Fig. 4.1 são apresentadas as plotagens para o nível de 40m. Conforme indicado na Fig. 4.1a o número de horas de vento com intensidade acima de 7ms^{-1} abrange praticamente toda região sul e toda extensão de sua costa, estado de São Paulo (SP), Rio de Janeiro (RJ) e estado do Mato Grosso do Sul (MS), durante pelo menos 20h do dia. O número de horas de vento com intensidade acima de 10ms^{-1} (Fig. 4.1b) há um grande núcleo sobre o estado do MS com ventos acima do limiar durante pelo menos 20h do dia.

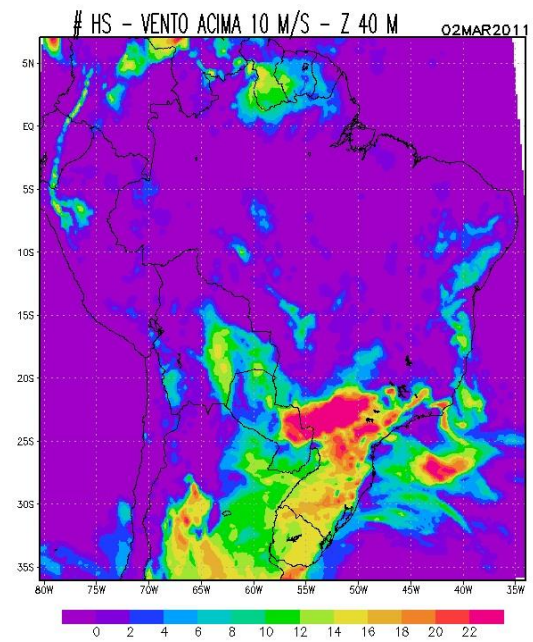
Os campos de ventos médios superiores a 7ms^{-1} e 10ms^{-1} são apresentados, respectivamente, na Fig. 4.1c e 4.1d. Conforme apresentado na Fig. 4.1c, ventos de aproximadamente 14ms^{-1} são visíveis sobre o estado de SP. Parte dos estados do Rio Grande do Sul (RS), Santa Catarina (SC) e Paraná (PR) os

campos de ventos médios apresentam ventos de até 12ms^{-1} . Os ventos médios superiores a 10ms^{-1} apresentam intensidades da ordem de 18ms^{-1} sobre os estados de SP e Minas Gerais (MG).

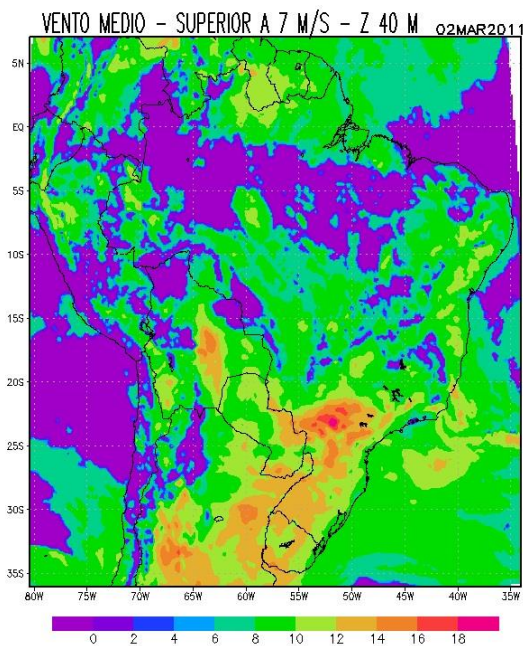
Na Fig.4.1e é apresentado o campo de vento médio do dia. A intensidade média com valores que podem ser considerados para fins de aplicações eólicas (ventos acima de 7ms^{-1}) abrangem uma vasta região litorânea e valores mais intensos são observados sobre a região Centro-Oeste.



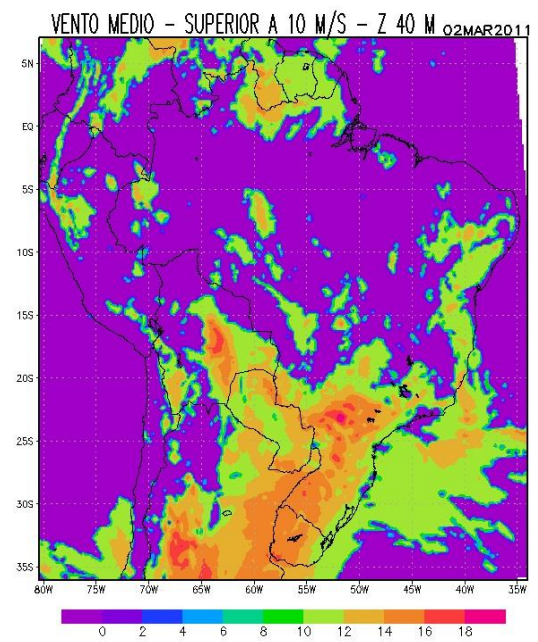
(a)



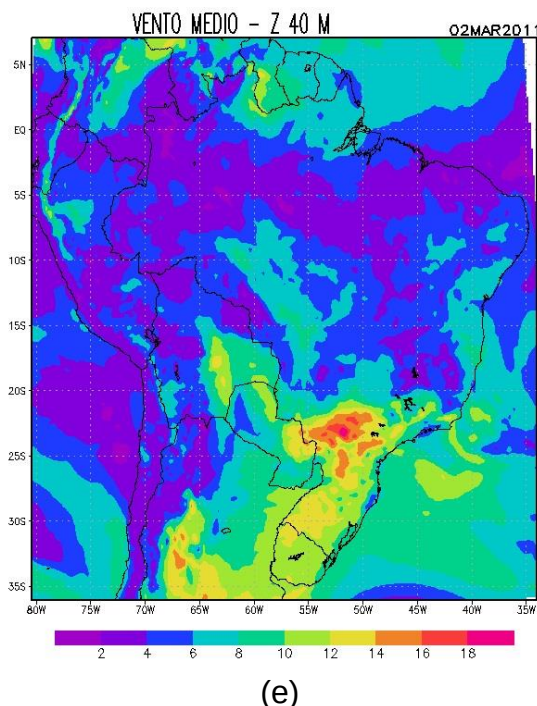
(b)



(c)



(d)

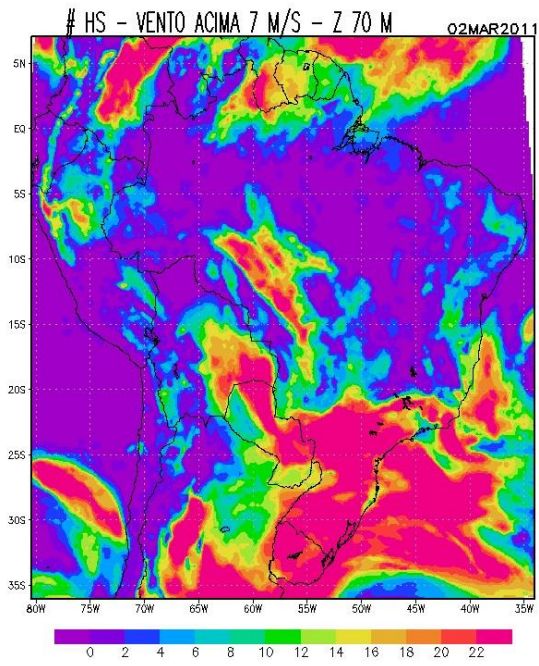


(e)
 Figura 4.1 – Nível de 40m para o dia 02 de março de 2011: (a) Número de horas de vento acima de 7ms^{-1} ; (b) Número de horas de vento acima de 10ms^{-1} ; (c) Vento médio superior a 7ms^{-1} ; (d) Vento médio superior a 10ms^{-1} ; (e) Vento médio.

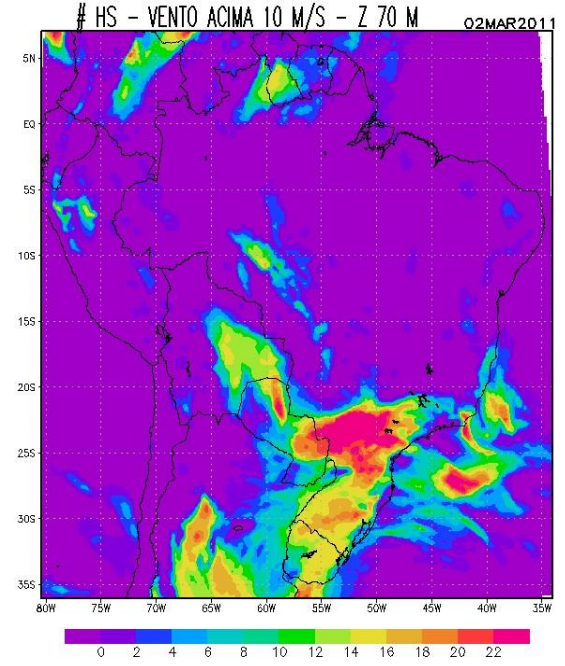
Na Fig. 4.2 são apresentadas as plotagens para o nível de 70m. Conforme indicado na Fig. 4.2a o número de horas de vento com intensidade acima de 7ms^{-1} abrange praticamente toda região Sul e toda extensão de sua costa, estado de SC e costa do estado e estados do PR, SP, RJ e MS durante pelo menos 20h do dia, além de uma área intensa no estado do Mato Grosso (MT). O número de horas de ventos acima de 10ms^{-1} abrange uma grande área no estado do MS com ventos acima do limiar durante pelo menos 20h do dia, semelhante ao descrito no nível de 40m (Fig. 4.2b).

Conforme apresentado na Fig. 4.2c, ventos de aproximadamente 18ms^{-1} são observados sobre o estado de MS. Os ventos médios superiores a 10ms^{-1} apresentaram intensidades da ordem de 18ms^{-1} com uma área mais intensa que no nível de 40m nos estados de MS e MG (Fig. 4.2d).

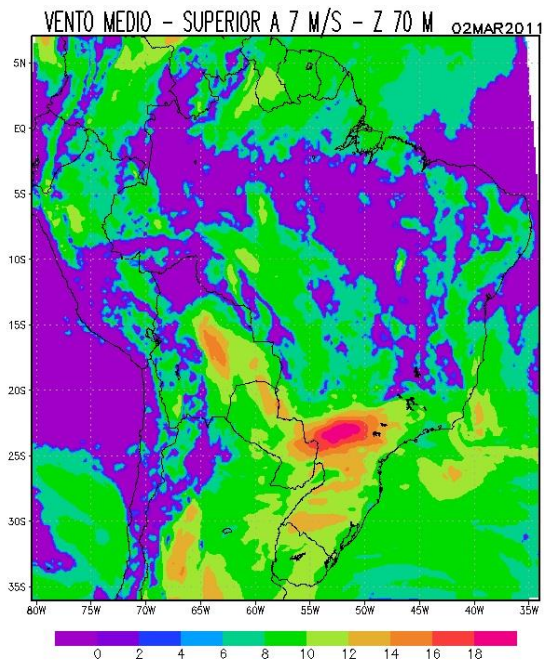
Na Fig. 4.2e, é apresentado o campo de vento médio do dia. A intensidade média é observada sobre o estado do MS com ventos de aproximadamente 18ms^{-1} .



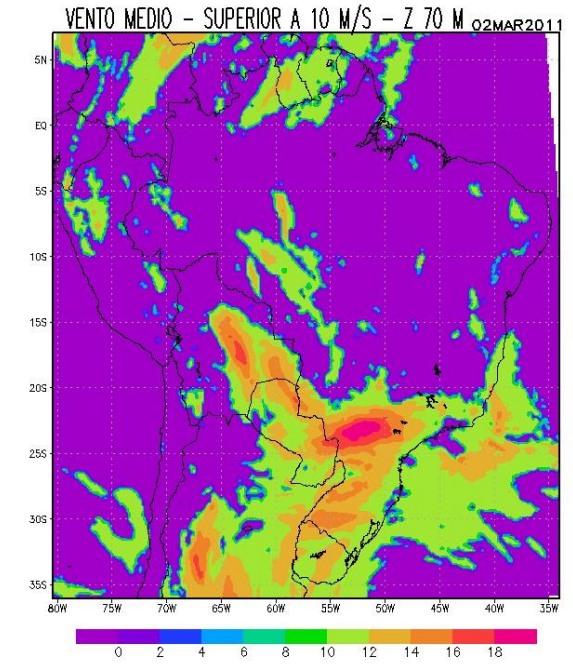
(a)



(b)



(c)



(d)

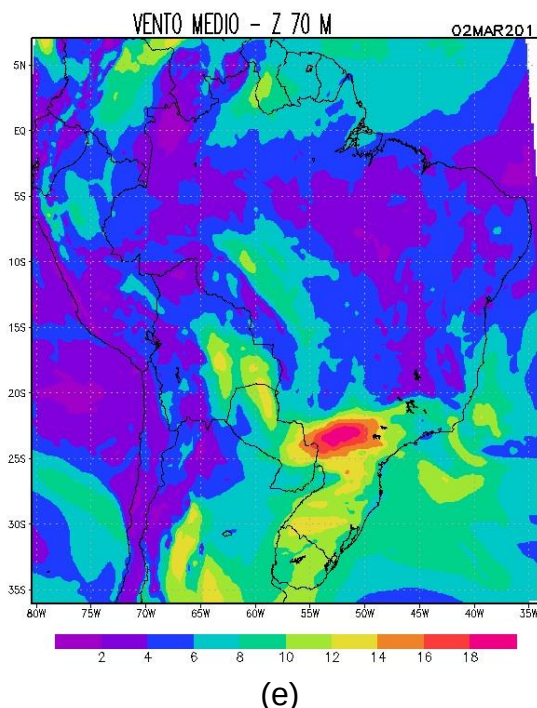


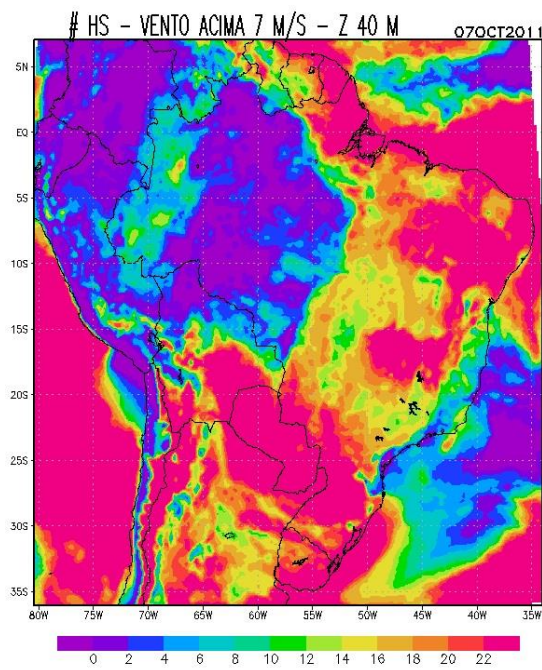
Figura 4.2 – Nível de 70m para o dia 02 de março de 2011: (a) Número de horas de vento acima de 7ms^{-1} ; (b) Número de horas de vento acima de 10ms^{-1} ; (c) Vento médio superior a 7ms^{-1} ; (d) Vento médio superior a 10ms^{-1} ; (e) Vento médio.

4.1.2 Evento do dia 07 de Outubro de 2011

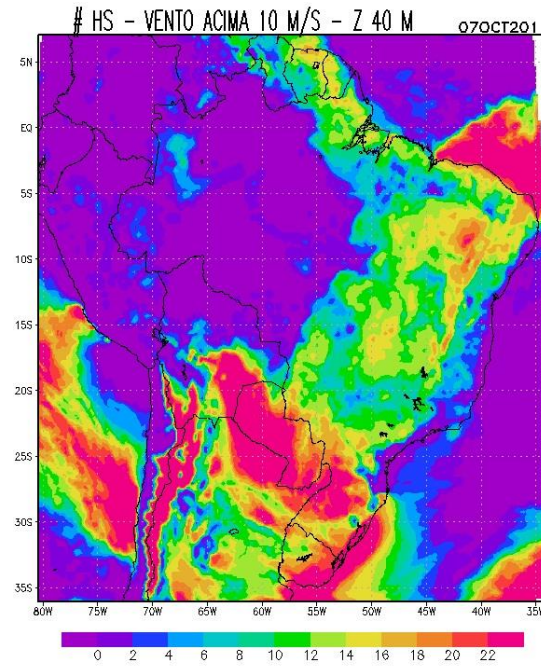
Na Fig. 4.3 são apresentadas as plotagens para o nível de 40m. Conforme indicado na Fig. 4.3a as regiões Sul, Nordeste e o estado de MG apresentam cerca de 22h de ventos com intensidade acima de 7ms^{-1} , já o Distrito Federal (DF) e SP apresentaram aproximadamente 18h de ventos acima de 7ms^{-1} . Na costa do Ceará (CE), Rio Grande do Norte (RN), norte do RS e estados de SC, PR e MS cerca de 22h apresentaram intensidade dos ventos acima de 10ms^{-1} , DF, SP e MG apresentaram 12h de ventos acima do limiar de 10ms^{-1} (Fig. 4.3b).

Conforme apresentado na Fig. 4.3c o vento é de aproximadamente 18ms^{-1} é observado sobre as regiões Sul, Sudeste e parte das regiões Norte e Centro-Oeste. Os ventos médios superiores a 10ms^{-1} apresentaram intensidades da ordem de 21ms^{-1} na parte mais ao oeste e sul do RS (Fig. 4.3d).

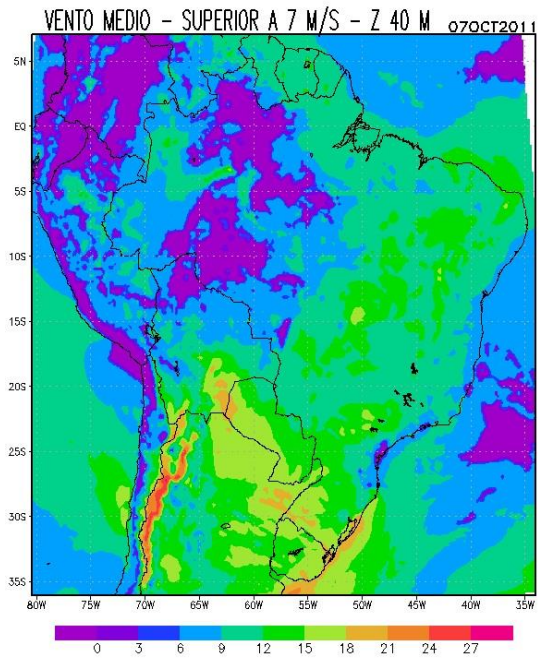
Na Fig. 4.3e é apresentado o campo de ventos médios do dia. Apresenta intensidades de cerca de 15ms^{-1} no sul e norte do RS e 12ms^{-1} na costa entre os estados do Maranhão (MA) e RN.



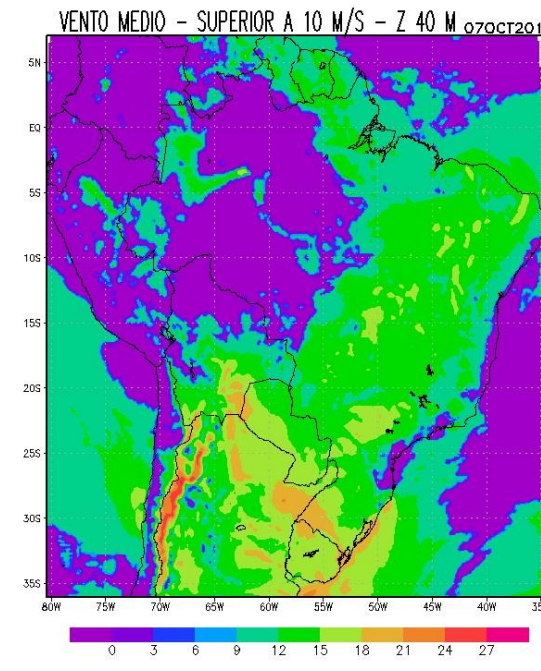
(a)



(b)



(c)



(d)

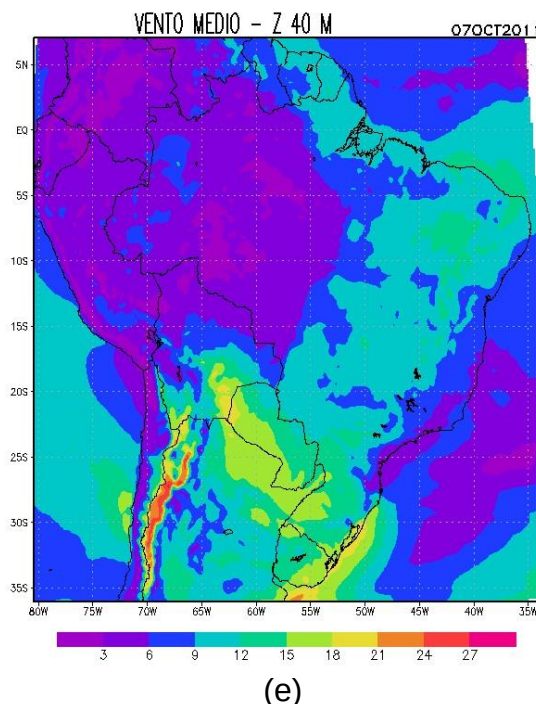
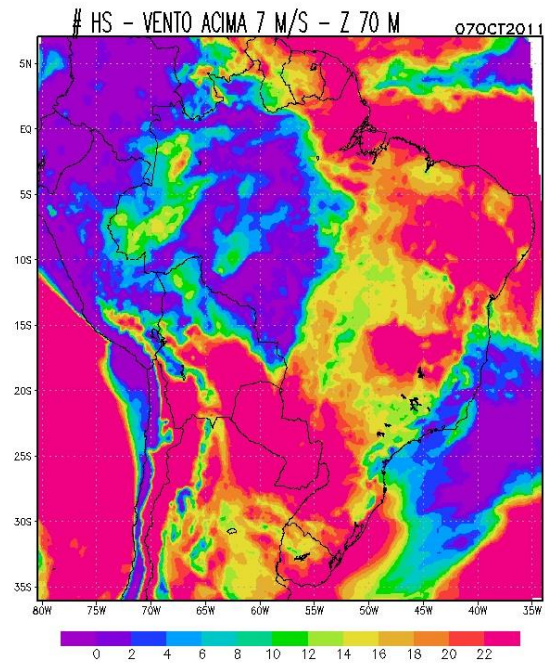


Figura 4.3 – Nível de 40m para o dia 07 de outubro de 2011: (a) Número de horas de vento acima de 7ms^{-1} ; (b) Número de horas de vento acima de 10ms^{-1} ; (c) Vento médio superior a 7ms^{-1} ; (d) Vento médio superior a 10ms^{-1} ; (e) Vento médio.

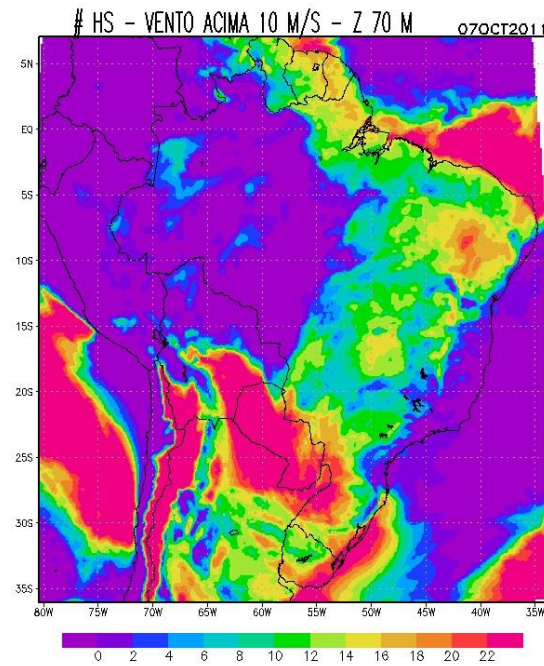
Na Fig. 4.4 são apresentadas as plotagens para o nível de 70m. Conforme indicado na Fig. 4.4a as regiões Sul, Nordeste e parte leste da região Norte e do estado de MG apresentam até 22h de ventos com intensidade acima de 7ms^{-1} . Na costa do CE, RN, norte do RS e costa do PR e MS também foram cerca de 22h, para ventos com intensidade acima de 10ms^{-1} (Fig. 4.4b).

Conforme apresentado na Fig. 4.4c o campo de ventos médios é da ordem de 15ms^{-1} nas regiões Sul, Sudeste e parte das regiões Norte e Centro-Oeste. Os ventos médios superiores a 10ms^{-1} apresentam intensidades da ordem de 18ms^{-1} na região oeste e sul do RS (Fig. 4.12d).

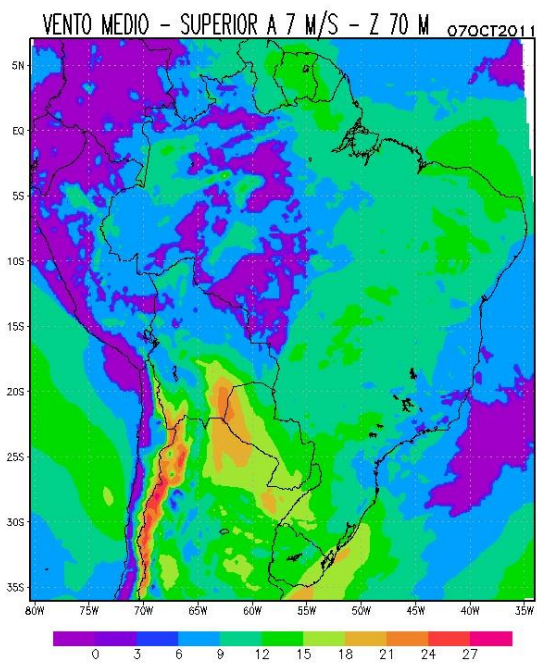
Na Fig. 4.4e é apresentado o campo de vento médio do dia. A intensidade média é observada sobre o Sul e Norte do RS com ventos de aproximadamente 18ms^{-1} .



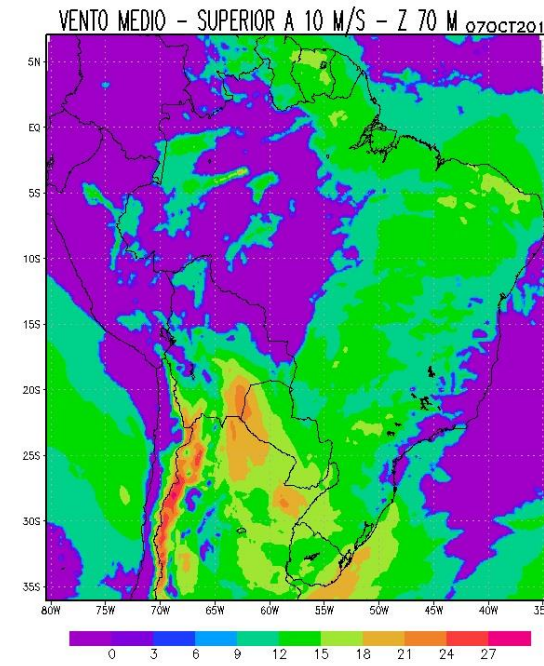
(a)



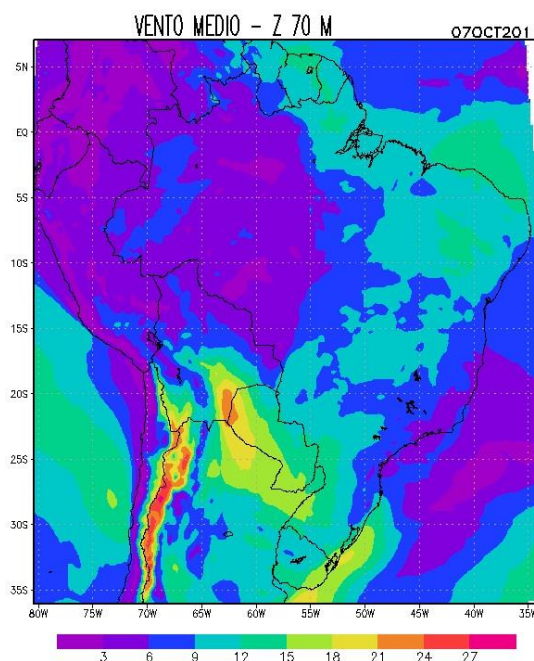
(b)



(c)



(d)



(e)

Figura 4.4 – Nível de 70m para o dia 07 de outubro de 2011: (a) Número de horas de vento acima de 7ms^{-1} ; (b) Número de horas de vento acima de 10ms^{-1} ; (c) Vento médio superior a 7ms^{-1} ; (d) Vento médio superior a 10ms^{-1} ; (e) Vento médio.

4.2 Período de rampa

O processamento para a determinação do período de rampa foi feito para cada dia do ano. Foram gerados, para cada dia, um total de oito plotagens, correspondentes aos quatro níveis de 20, 40, 60 e 70 metros de altura para os limiares de 7ms^{-1} e 10ms^{-1} . Visto que esse processamento envolve um total muito grande de figuras (2920), a descrição geral será feita, apenas para os níveis de 40m e 70m e para os dias 26 de julho de 2011 e 07 de outubro de 2011 selecionados aleatoriamente, para determinar o grande potencial do WRF às atividades operacionais dos parques eólicos.

Nas figuras a serem apresentadas na sequência, pequenos valores indicam durante a maior parte do dia os ventos estiveram acima dos limiares. Por exemplo, se os valores estão entre 2 e 4h, indicam que, de 20 à 22h, os ventos apresentaram valores acima dos limiares. Valores altos não são bons, pois indica que grande parte do dia os valores dos ventos apresentaram-se abaixo dos limiares. Por exemplo, se os valores estão entre 18 e 20h, então praticamente durante todo o dia os valores de vento apresentaram valores abaixo dos limiares.

4.2.1 Evento do dia 26 de Julho de 2011

Na Fig. 4.5 é apresentado o período de rampa para o nível de 40m e limiares de 7ms^{-1} e 10ms^{-1} . Conforme ilustrado na Fig. 4.5a, as regiões da costa do Nordeste e grande parte dos estados da região, costa dos estados de SC e RS e parte do estado apresentam cerca de até 2h sequenciais de ventos para o limiar de 7ms^{-1} , ou seja, 22h com ventos acima desse limiar. A região Centro-Oeste apresenta até 12h com ventos acima do limiar de 7ms^{-1} , ou seja, 50% do tempo com ventos acima do limiar. Para o limiar de 10ms^{-1} , parte a região Nordeste e ao longo da costa leste do país, apresentou até 8h sequenciais de ventos abaixo do limiar (Fig. 4.5b).

O período de rampa para o nível de 70m e limiares de 7ms^{-1} e 10ms^{-1} é apresentado na Fig. 4.6. A Fig. 4.6a mostra até 6h sequenciais de vento abaixo do limiar de 7ms^{-1} em parte do Pará (PA), RN, Paraíba (PB), Pernambuco (PE), Alagoas (AL), Sergipe (SE), Bahia (BA) e ao longo da costa entre MA e RS. Na Fig. 4.6b as regiões entre a costa do RN e RS apresentam cerca de até 4h sequenciais de vento para o limiar de 10ms^{-1} .

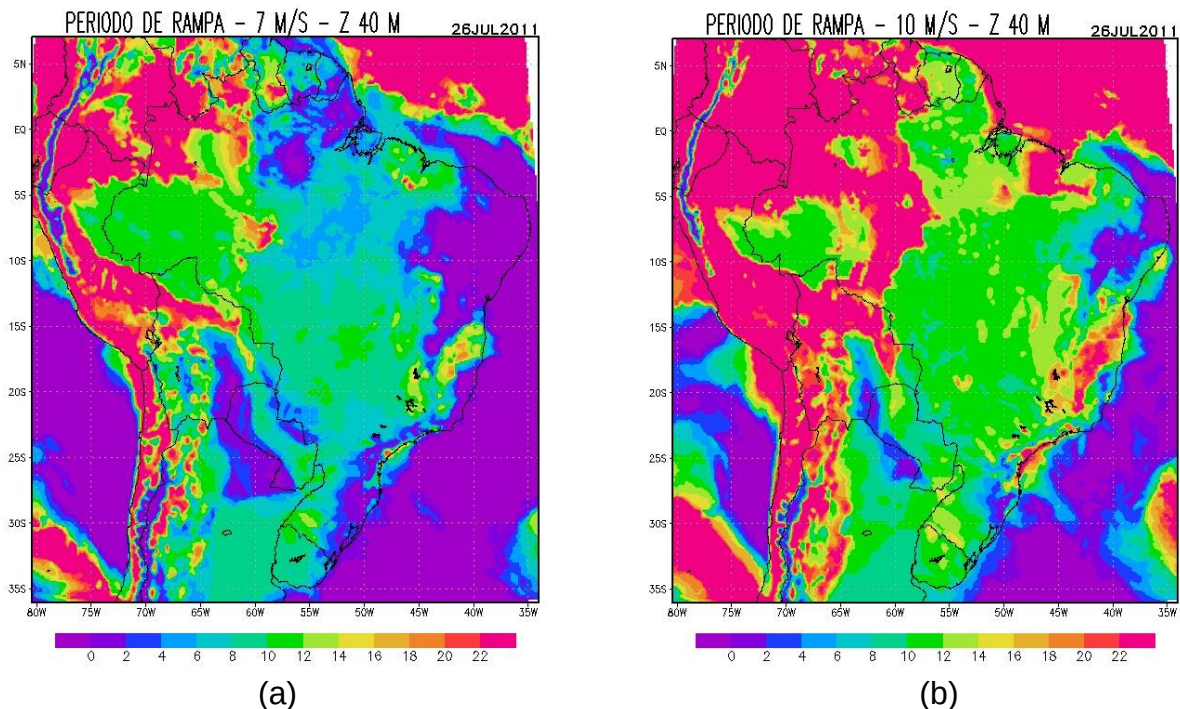


Figura 4.5 – Período de rampa no nível de 40m para o dia 26 de julho de 2011 com limiar de: (a) 7ms^{-1} , (b) 10ms^{-1} .

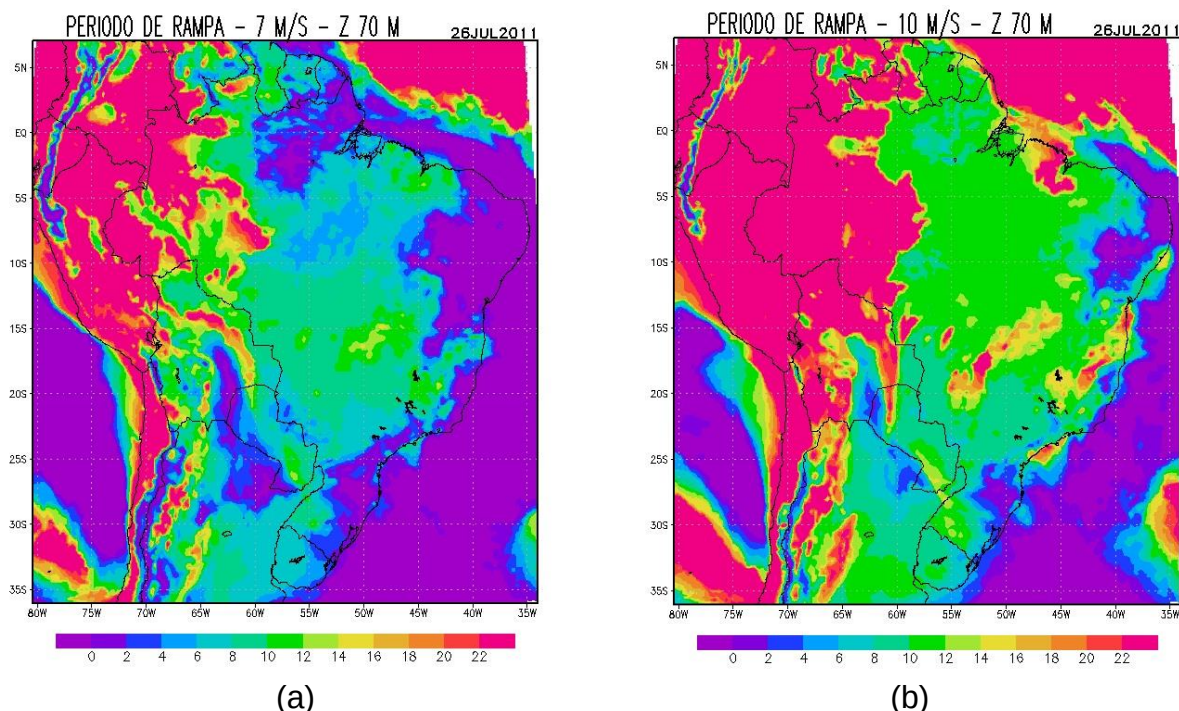


Figura 4.6 – Período de rampa no nível de 70m para o dia 26 de julho de 2011 com limiar de: (a) 7ms^{-1} , (b) 10ms^{-1} .

4.2.2 Evento do dia 07 de Outubro de 2011

Na Fig. 4.7 é apresentado o período de rampa para o nível de 40m para os limiares de 7ms^{-1} e 10ms^{-1} . A Fig.4.7a mostra valores da ordem de 4h sequenciais de vento para o limiar de 7ms^{-1} nas regiões da costa do RS e grande parte dos estados, SC, PR, MS, BA, SE, AL, PE, PB, CE, Amapá (AP) e costa desses mesmos estados. Na Fig. 4.7b para o limiar de 10ms^{-1} a costa do CE, RN, PB e RS, e os estados de SC, PR, MS e parte do MT apresentaram até 6h sequencias de vento.

Na Fig. 4.8 é apresentado o período de rampa para o nível de 70m para os limiares de 7ms^{-1} e 10ms^{-1} . A Fig.4.8a apresenta para o oeste e sul da região Centro-Oeste e parte das regiões Sul e Nordeste até 6h sequenciais de vento para o limiar de 7ms^{-1} . Na Fig. 4.8b para o limiar de 10ms^{-1} , partes da costa Nordeste e Centro-Oeste apresentaram cerca de 6h sequencias de vento.

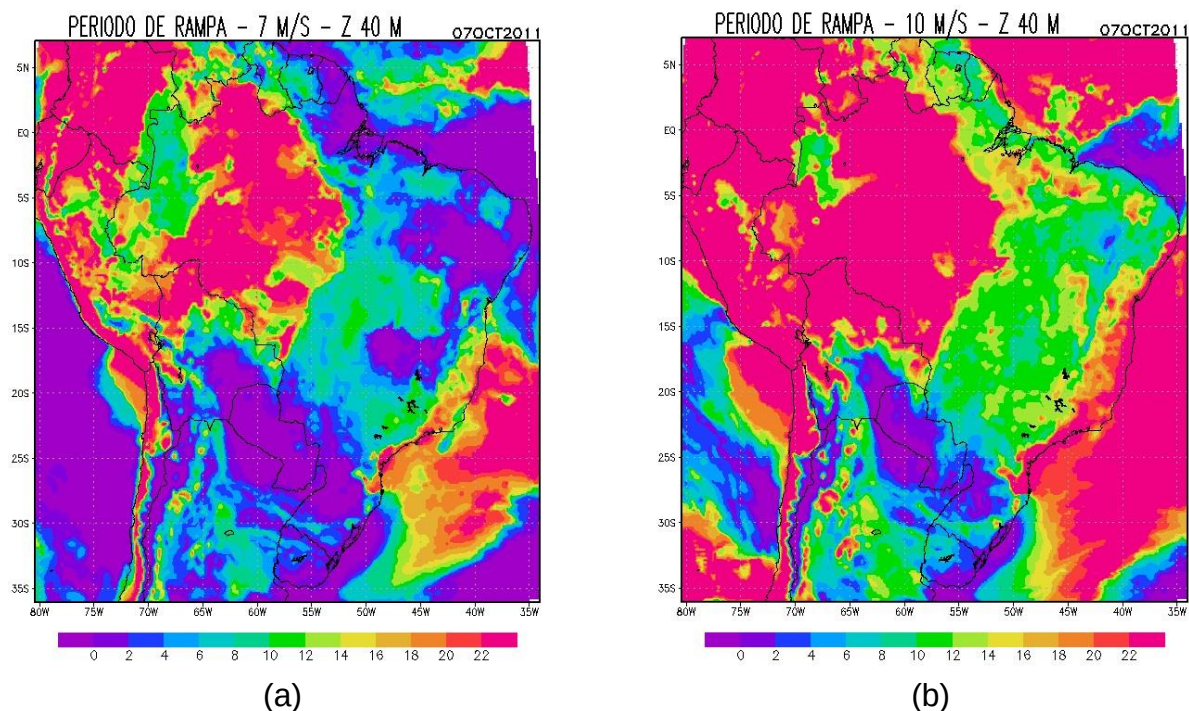


Figura 4.7 – Período de rampa no nível de 40m para o dia 07 de outubro de 2011 com limiar de: (a) 7ms^{-1} , (b) 10ms^{-1} .

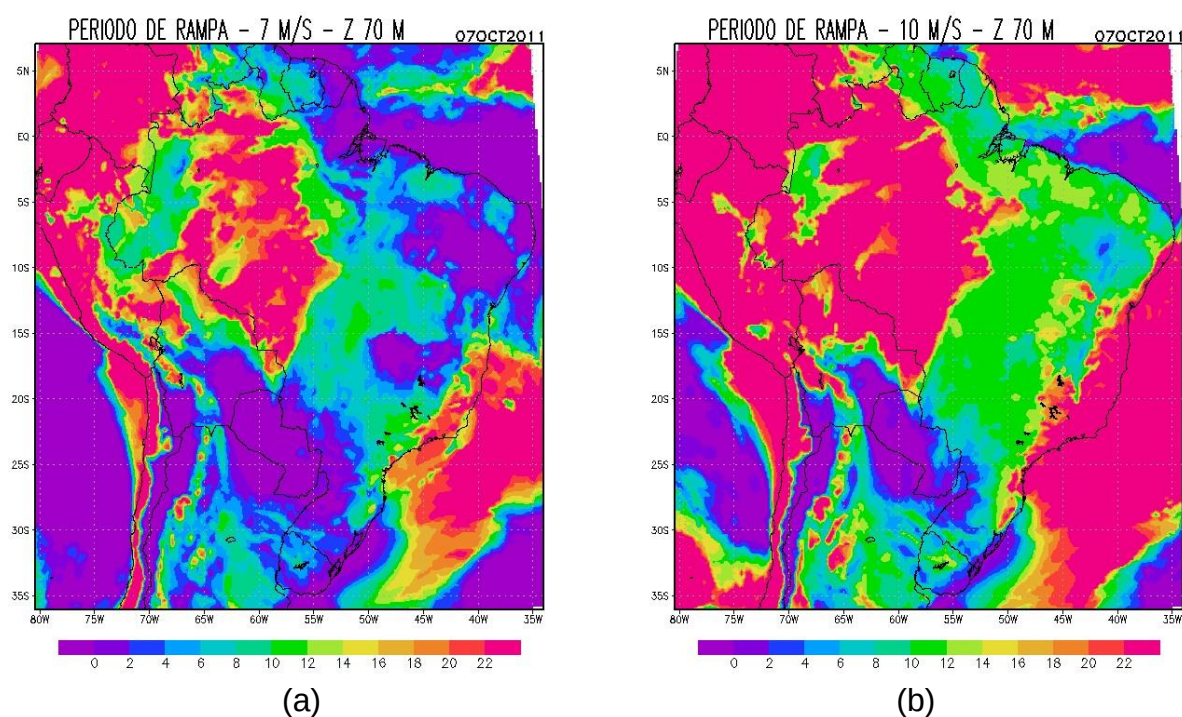


Figura 4.8 – Período de rampa no nível de 70m para o dia 07 de outubro de 2011 com limiar de: (a) 7ms^{-1} , (b) 10ms^{-1} .

4.3. Analise Trimestral

4.3.1 Primeiro trimestre

Na Fig. 4.9 são apresentadas as médias da intensidade do vento, para os níveis de 40 e 70m, para o primeiro trimestre de 2011. As intensidades dos ventos que se encontram entre 6ms^{-1} e 8ms^{-1} , no nível de 40m de altura conforme apresentado na Fig. 4.9a abrangem quase toda região sul, exceto sobre uma pequena região do estado do RS que apresenta valores superiores, com intensidades do vento entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} . Na região nordeste, os ventos também apresentam intensidades entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} , em pequenas regiões dos estados do RN, PB, PE e AL. Há, também, na região norte (no estado de Roraima (RR)) áreas favoráveis à instalação de fazendas eólicas, por apresentarem intensidade dos ventos com valores entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} ; assim como sobre uma boa parte do norte/nordeste desse estado, com intensidades dos ventos entre 10ms^{-1} e 12ms^{-1} .

No nível de 70m de altura, conforme Fig. 4.9b os estados que apresentaram potencial eólico mais favorável à instalação de fazendas eólicas são RR e RN. Esses estados apresentam intensidade do vento entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} . Em grande parte dos estados das regiões sul, sudeste e nordeste, tem potencial favorável e apresentam intensidade do vento entre 6ms^{-1} e 8ms^{-1} .

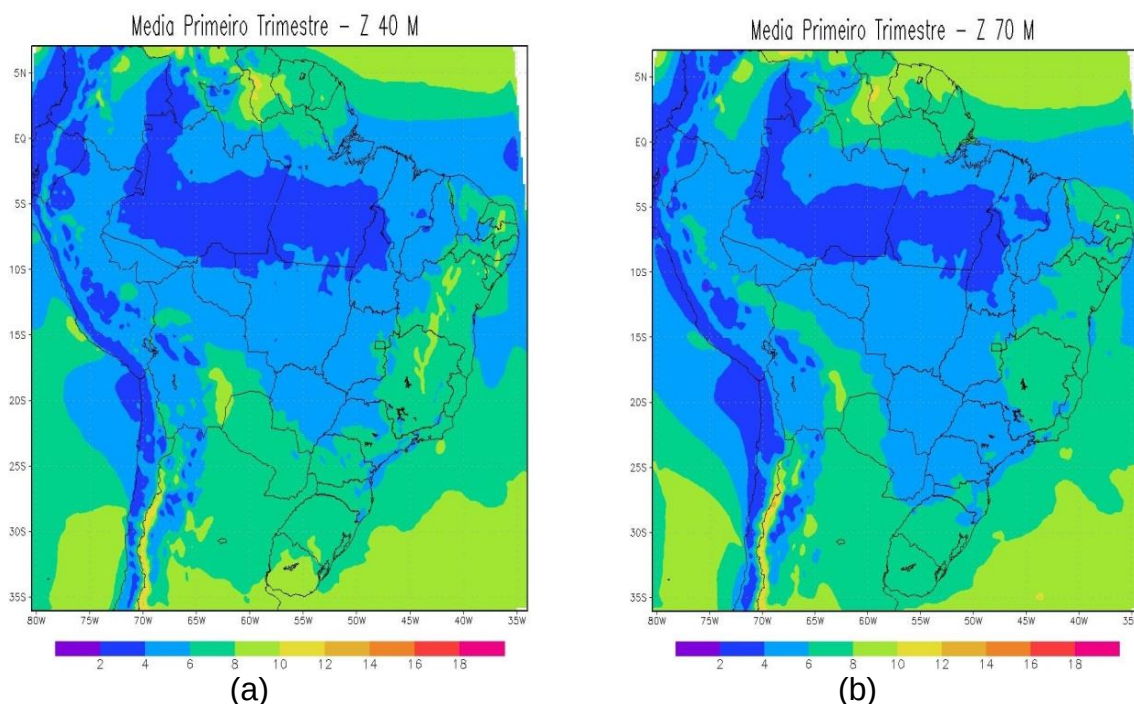


Figura 4.9 – Média das intensidades do vento no primeiro trimestre nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.

4.3.2 Segundo trimestre

As intensidades médias do vento obtidas para o segundo trimestre são apresentadas na Fig.4.10, para os níveis de 40 e 70m de altura. As intensidades do vento entre 6ms^{-1} e 12ms^{-1} , favoráveis à produção de energia eólica abrangem as regiões sul e nordeste e pequena faixa da região sudeste. No nível de 40m de altura, conforme Fig. 4.10a os estados do RS, SC, BA, PE, AL, PB e RN apresentam intensidades entre 6ms^{-1} e 12ms^{-1} . Na região sul do país, mais especificamente sul/nordeste do RS e na região sudeste de SC, encontram-se faixas com intensidades do vento entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} . Nas regiões nordeste e sudeste observa-se uma faixa que abrange os estados de RN, PB, PE, AL, SE, BA, Piauí (PI) e uma pequena faixa do estado de MG, com intensidades do vento entre 8ms^{-1} e 12ms^{-1} .

No nível de 70m de altura, conforme Fig. 4.10b há uma pequena redução da área total favorável à instalação de fazendas eólicas, com intensidades do vento entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} comparado com áreas do nível de 40m. Essa área abrange os estados de RN, PB, AL, SE, PE, PI e BA na região nordeste e nos estados de SC e RS na região Sul.

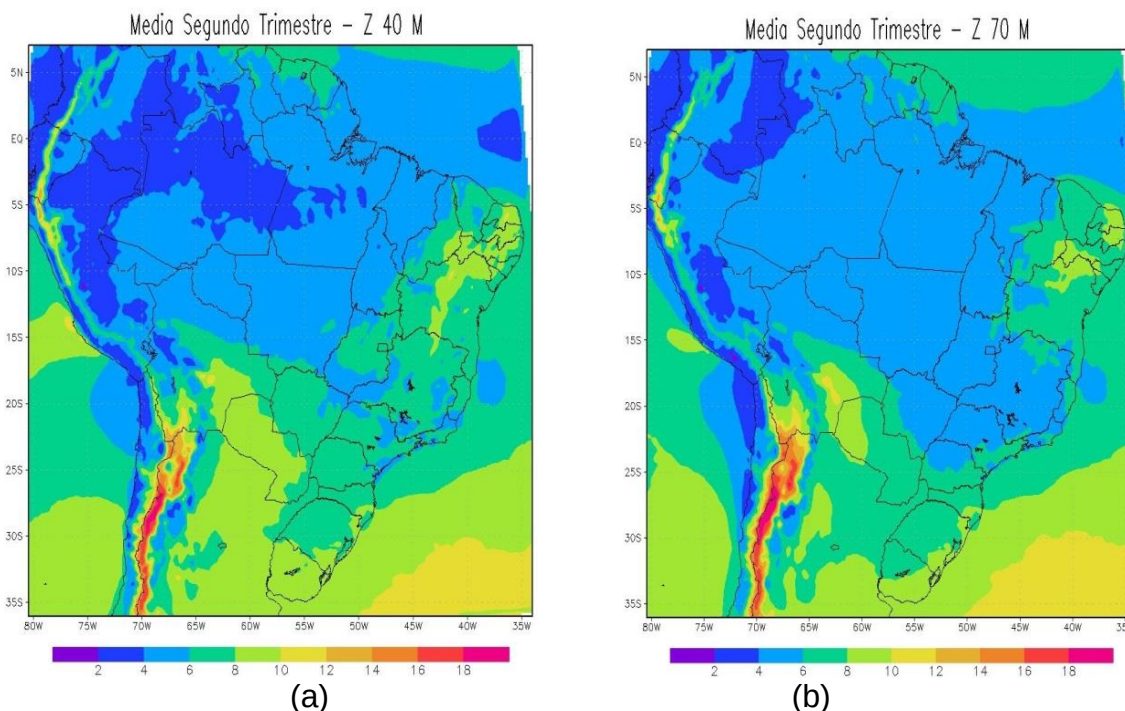


Figura 4.10 – Média das intensidades do vento no segundo trimestre nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.

4.3.3 Terceiro trimestre

Na Fig. 4.11 são apresentadas as intensidades médias do vento, no terceiro trimestre, nos níveis de 40 e 70m. As intensidades de uma forma geral aumentam em todo o país comparado com os trimestres anteriores. Na Fig. 4.11a, nota-se que a média dos ventos entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} continua, como nos trimestres anteriores, sobre a região sul do RS e grande parte de SC, e também, o oeste do PR e a região nordeste do país. Entretanto, é visível um aumento das velocidades média do vento em PI, PE, RN e PB, com valores entre 12ms^{-1} e 14ms^{-1} . Além disso, nos estados de MA, Tocantins (TO) e CE as intensidades apresentam valores entre 8ms^{-1} e 12ms^{-1} .

No nível de 70m de altura, conforme a Fig. 4.11b as intensidades médias do vento entre 12ms^{-1} e 14ms^{-1} restringem-se ao litoral do estado do RN. Nas outras regiões do nordeste, nos estados do PI, BA, PE, PB e CE, as intensidades variam entre 8ms^{-1} e 12ms^{-1} . No RS ocorre um pequeno aumento na intensidade dos ventos no litoral leste, comparado com o nível de 40m, apresentando valores entre 10ms^{-1} e 12ms^{-1} .

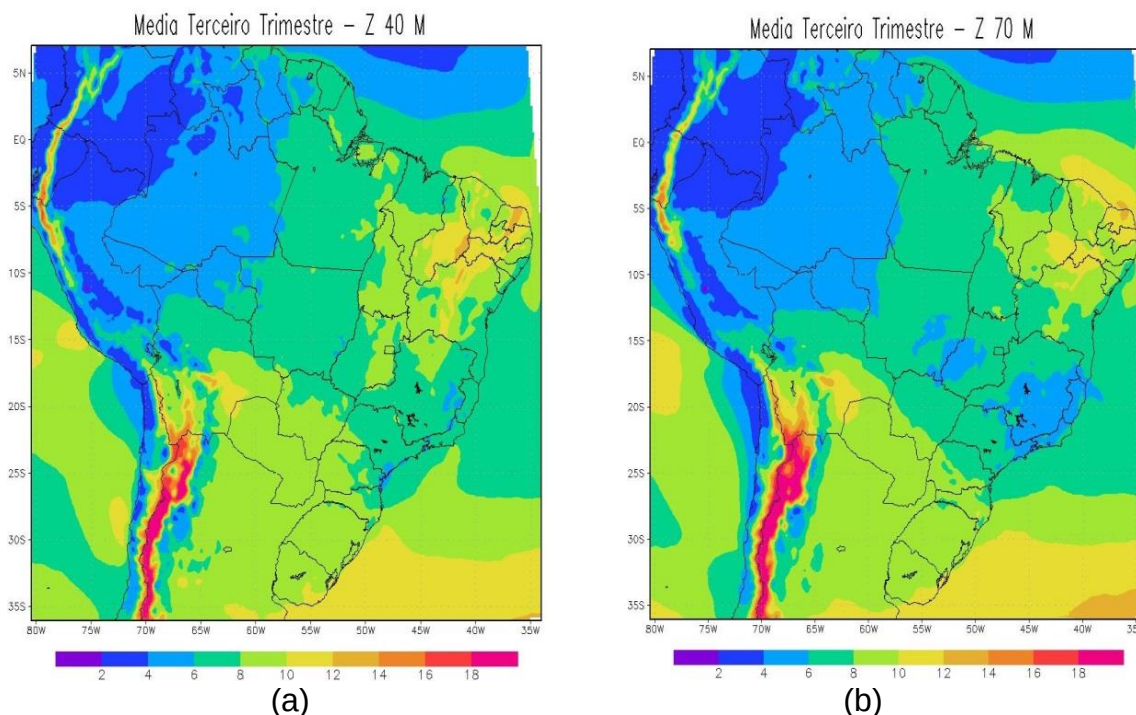


Figura 4.11 – Média das intensidades do vento no terceiro trimestre nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.

4.3.4 Quarto trimestre

As plotagens dos campos das intensidades do vento para o quarto trimestre são apresentadas na Fig. 4.12, para os níveis de 40 e 70m de altura. No nível de 40m, conforme Fig. 4.12a, a intensidade média dos ventos, nos estados do RS, SC e PR apresentam valores entre 6ms^{-1} e 10ms^{-1} . No nordeste e sudeste, sobre os estados do CE, PI, BA, AL, PB, PE, SE, MA, RN e MG, as intensidades variam entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} . A região com essas intensidades abrange uma faixa que se estende desde o estado de MA até o litoral norte, incluindo o litoral nordeste do país e alongando-se até os estados de BA e MG.

No nível de 70m, conforme Fig. 4.12b, observa-se que a intensidade dos ventos sobre a região do extremo sul do RS, apresenta valores entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} ; abrangendo, também, o litoral leste do país. Na região nordeste, sobre os estados de MA, PI, CE e RN as intensidades médias variam entre 6ms^{-1} e 12ms^{-1} , enquanto sobre os estados de BA, PB, PE, SE, AL, se apresentam entre 6ms^{-1} e 10ms^{-1} .

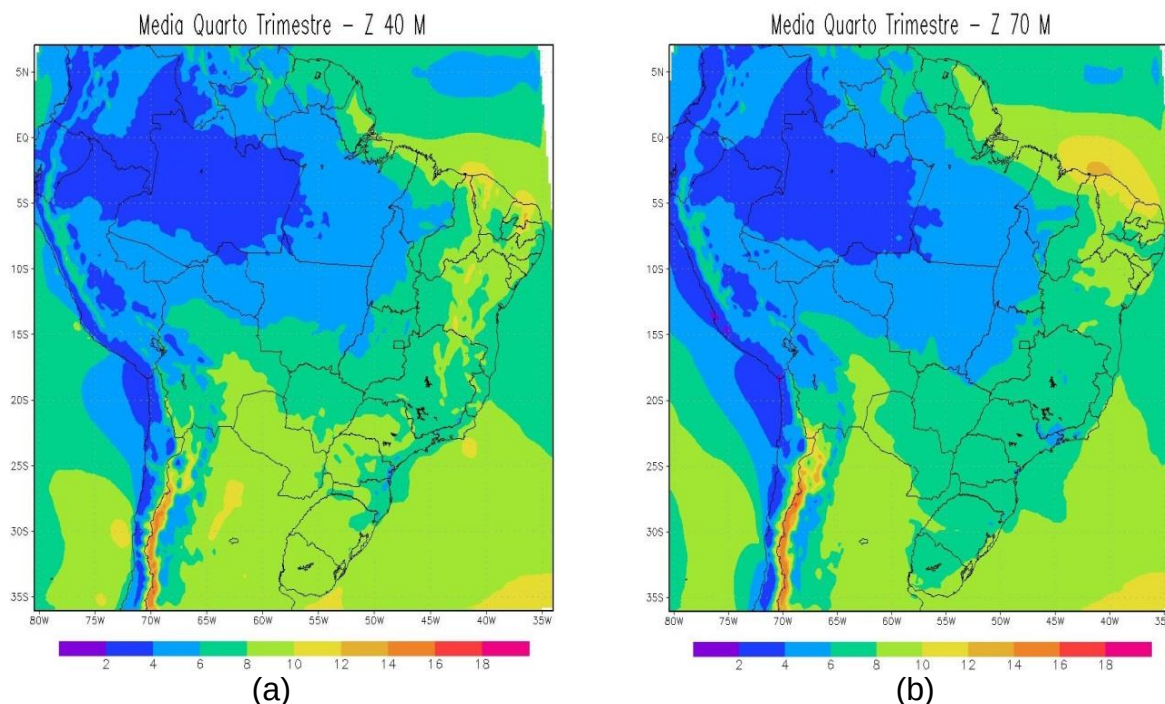


Figura 4.12 – Média das intensidades do vento no quarto trimestre nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.

4.4. Análise Anual

A Fig. 4.13 apresenta a média anual da intensidade dos ventos para os níveis de 40m e 70m. Conforme ilustrado na Fig. 4.13a os locais mais favoráveis à instalação de fazendas para geração de energia eólica se encontram nas regiões Nordeste e Sul do país. As intensidades médias sobre essas regiões estão entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} . Há, entretanto uma pequena região sobre o estado do RN que apresenta intensidades de até 12ms^{-1} . Essas intensidades estão entre os limiares definidos como favoráveis e com potencial para instalação de fazendas eólicas. As regiões com ventos favoráveis a instalação de fazendas eólicas é relativamente extensa, englobando, todos os estados do RS, PI, CE, MA, RN, PB, PE, SE, AL e BA. As intensidades médias sobre a região Sul apresentam valores entre 6ms^{-1} e 10ms^{-1} .

Na Fig. 4.13b é apresentada a intensidade média anual dos ventos no nível de 70m. Os valores mais elevados se encontram também sobre o Nordeste e Sul do país. Entretanto, as intensidades entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} reduzem-se às regiões Sudeste do estado do RS e sobre a região nordeste do país. Essa região do nordeste envolve praticamente todo estado do RN, metade do estado de AL e do

MA; além do norte da BA e metade oeste do CE. Nota-se, além disso, que há uma pequena região do RN com intensidades entre 10ms^{-1} e 12ms^{-1} .

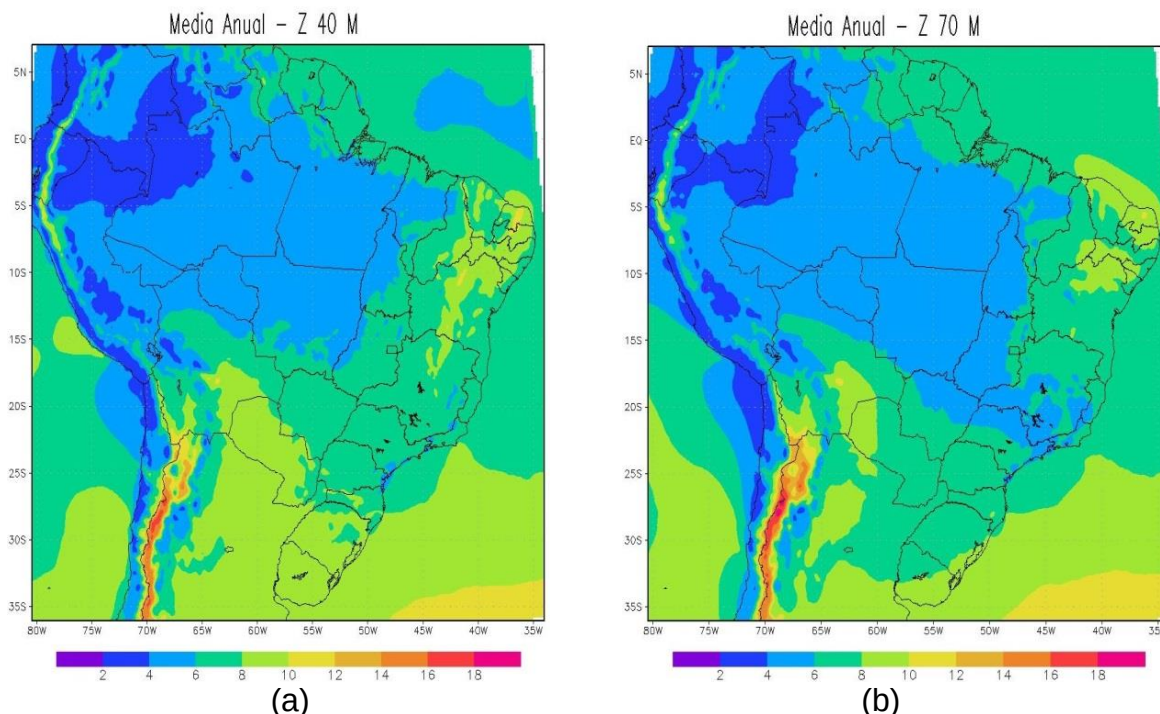


Figura 4.13 - Média anual das intensidades do vento nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.

4.4.1 Desvio Quadrático Médio Anual

O desvio quadrático médio anual da intensidade dos ventos é apresentado na Fig. 4.14, para os níveis de 40m e 70m de altura. Observa-se que, de um modo geral, ele varia entre 0ms^{-1} e 4ms^{-1} .

No nível de 40m, apresentado na Fig. 4.14a observa-se que há algumas regiões do país onde o desvio padrão é menor que 2ms^{-1} ; sobre o nordeste de MG, metade leste da BA, SE, PA, PE, AL e CE. Para o nível de 70m (Fig. 4.14b), assim como no nível de 40m os desvios são praticamente menores que 4ms^{-1} em todo o Brasil. A região nordeste da BA, SE, sul de AL, Amazonas (AM) e oeste do PA, apresentam desvios menores que 2ms^{-1} .

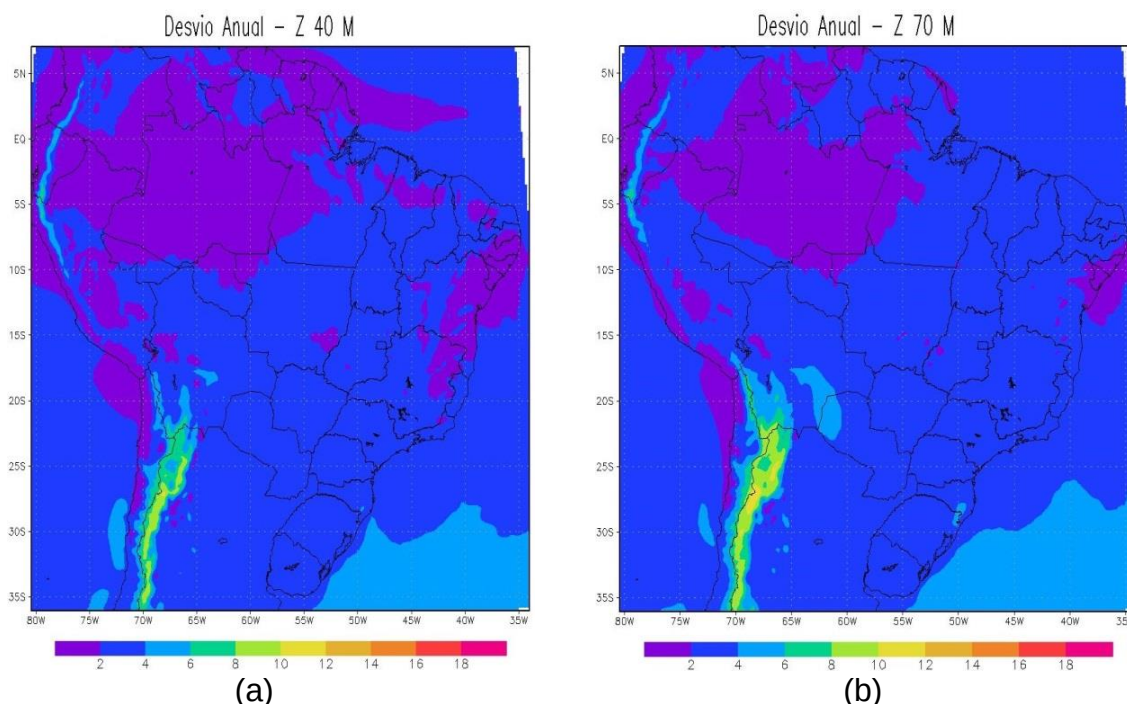


Figura 4.14 – Desvio médio anual das intensidades do vento nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.

4.5 Análise da Frequência

As análises que serão apresentadas a seguir foram procedidas pela distribuição da frequência da velocidade dos ventos. Essas análises foram feitas para dois pontos de grade do modelo que apresentam todas as características de vento favoráveis à instalação de fazendas eólicas. Conforme apresentados nas análises já descritas as duas regiões do país que apresentam todas as condições de ventos favoráveis compreendem o Nordeste e Sul; isso representou a base da seleção de dois pontos para as análises de frequência. Os pontos selecionados estão localizados em Natal, no Rio Grande do Norte ($-5^{\circ}47'40''\text{S}$, $-35^{\circ}12'40''\text{O}$) e Rio Grande no estado do Rio Grande do Sul ($-32^{\circ}11'30''\text{S}$, $-52^{\circ}09'30''\text{O}$).

A frequência da distribuição anual da velocidade dos ventos com intervalos de 1ms^{-1} foram determinados os histogramas com os dados de cada hora para altura de 5 em 5m, desde a superfície até 80m. Na Fig. 4.15 é apresentada a distribuição anual da frequência da velocidade dos ventos para Natal/RN nos níveis de 40 e 70m. Ambos os níveis, 40 e 70m, apresentam ventos acima de 7ms^{-1} em cerca de 60% das horas de ocorrência.

No nível de 40m (Fig. 4.15a), observa-se que o maior número de ocorrências está entre 5ms^{-1} e 7ms^{-1} , e correspondendo a aproximadamente 40% das

ocorrências. No nível 70m (Fig. 4.15b), por outro lado, o maior número de ocorrências está entre 5ms^{-1} e 6ms^{-1} correspondendo a cerca de 24% das ocorrências.

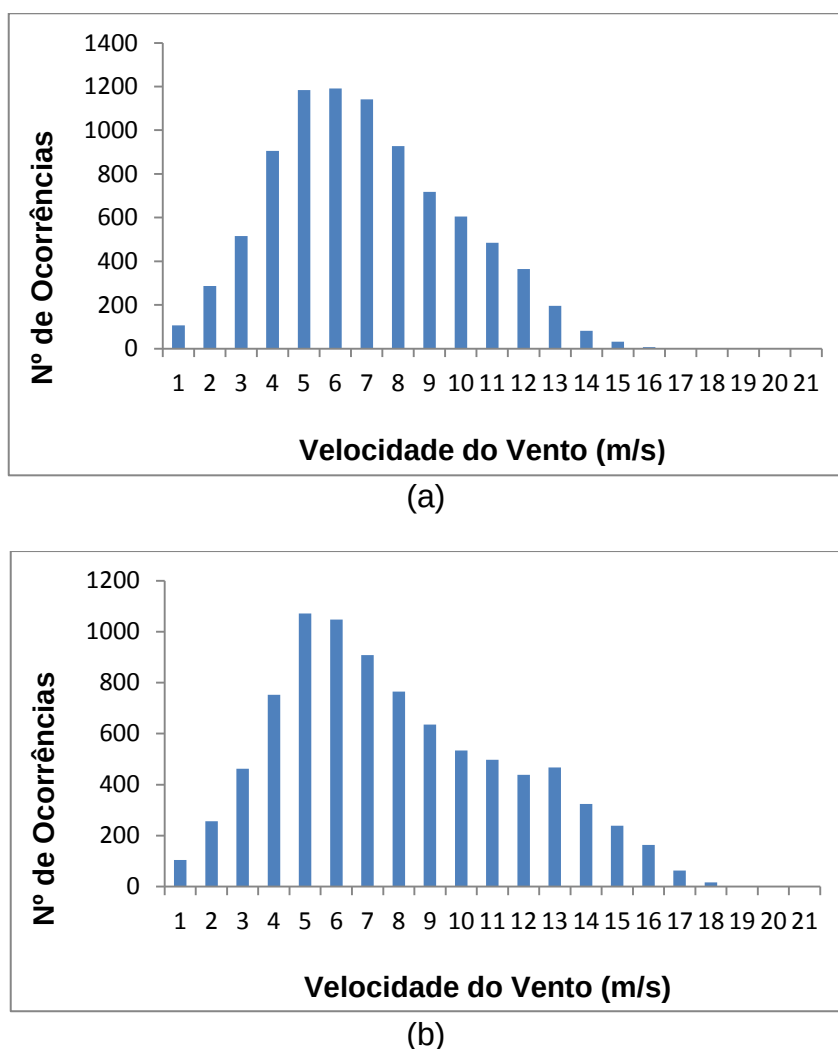


Figura 4.15 – Distribuição anual da frequência da velocidade dos ventos para Natal/RN nos níveis: (a) 40m; (b) 70m.

Na Fig. 4.16 é apresentada a distribuição anual da velocidade dos ventos para Rio Grande/RS. No nível de 40m (Fig. 4.16a), apresenta ventos acima de 7ms^{-1} em cerca de 65% das horas de ocorrência. No nível de 70m (Fig. 4.16b), aproximadamente 57% dos ventos estão acima de 7ms^{-1} . Observa-se no nível de 40m, que o maior número de ocorrências está entre 5ms^{-1} e 9ms^{-1} , correspondendo a aproximadamente 46% das ocorrências e no nível 70m, o maior número de ocorrências está entre 5ms^{-1} e 7ms^{-1} em cerca de 31% das ocorrências.

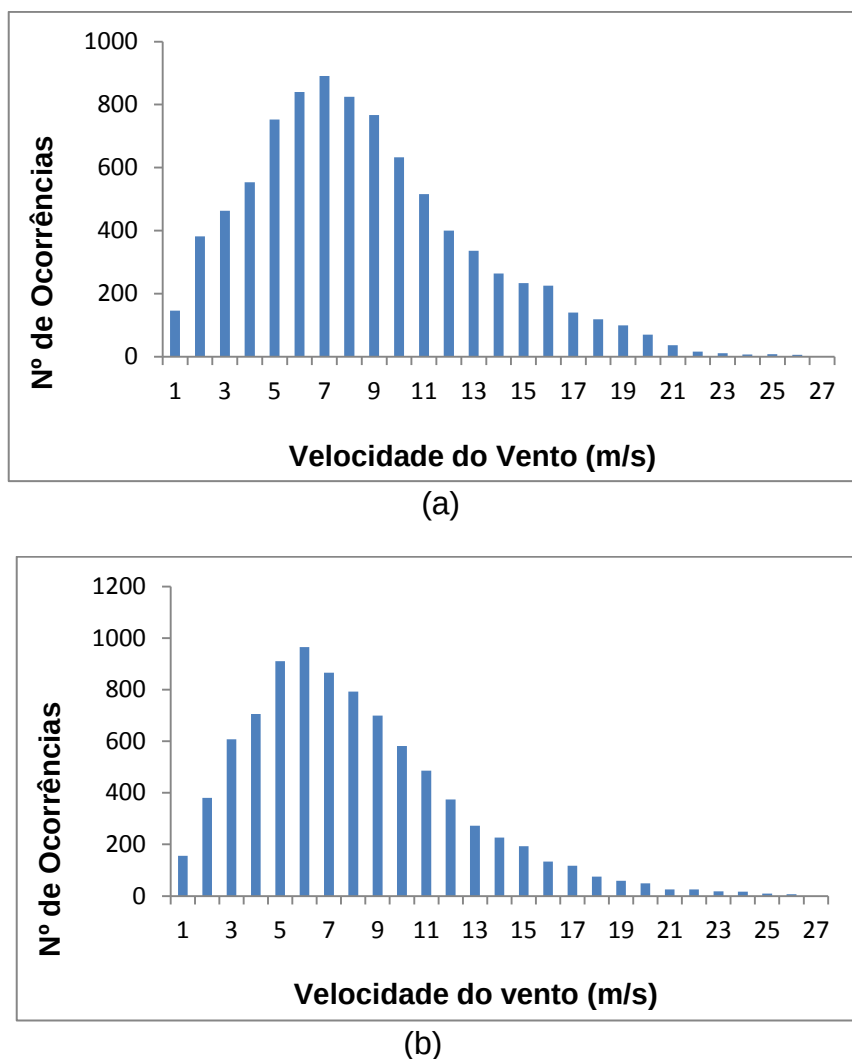


Figura 4.16 – Distribuição anual da frequência da velocidade dos ventos para Rio Grande/RS nos níveis (a) 40m; (b) 70m.

4.6. Densidade de probabilidade de Weibull

Na Fig. 4.17 é apresentada a densidade da probabilidade de Weibull para Natal/RN, para os níveis de 15, 40, 60, 70 e 80m de altura. No nível de 15m de altura, para ventos acima do limiar de 7ms^{-1} , a probabilidade é de aproximadamente 0,15. Nesse nível a probabilidade para ventos de 5ms^{-1} é alta, mas a faixa com ventos propícios à instalação de fazendas eólicas é pequena, pois ela engloba apenas ventos inferiores a 9ms^{-1} .

No nível de 40m de altura, a probabilidade de ventos acima de 7ms^{-1} é de 0,23 e apresenta uma faixa com ventos favoráveis a instalação de fazendas eólicas relativamente pequena, e ventos de até aproximadamente 11ms^{-1} . Nos níveis acima de 40m de altura, a probabilidade de ventos acima do limiar de 7ms^{-1} é da ordem de

0,16. Ressalta-se, além disso, que a medida que se aumenta a altura ocorre uma redução na probabilidade e que a faixa com ventos propícios a instalação de fazendas eólicas aumenta, para ventos de até $13,5\text{ms}^{-1}$.

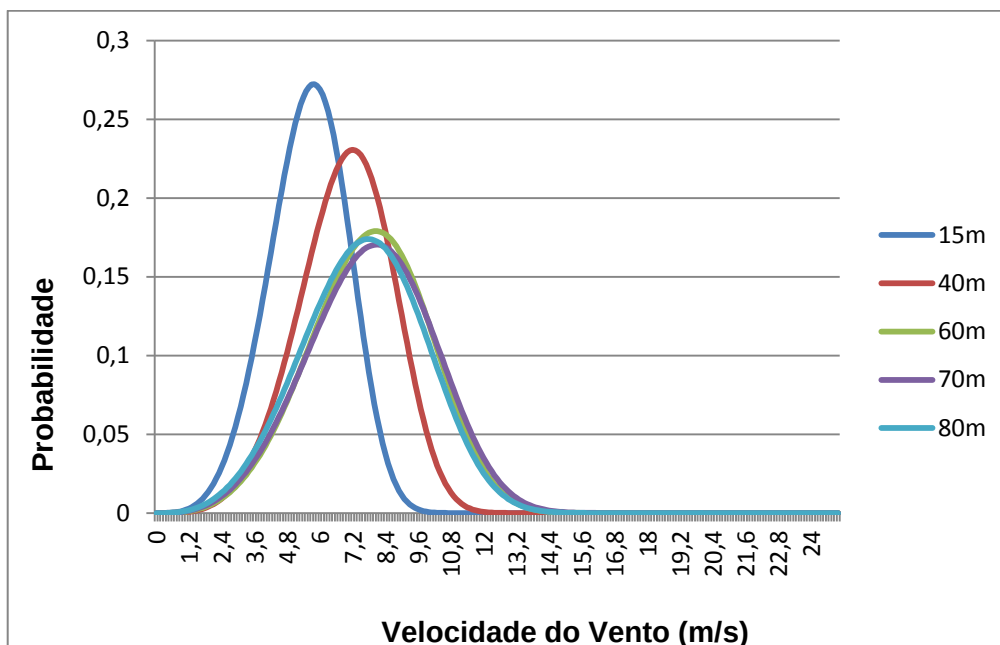


Figura 4.17 – Densidade da probabilidade de Weibull para Natal/RN.

Na Fig. 4.18 é apresentada a densidade da probabilidade de Weibull para Rio Grande/RS, para os níveis de 15, 40, 60, 70 e 80m de altura. Observa-se que a densidade da probabilidade de Weibull para o nível de 15m de altura é de 0,17. Nesse nível a faixa com ventos propícios abrange ventos inferiores a aproximadamente $13,5\text{ms}^{-1}$. Nos níveis de 40m a 80m de altura, a probabilidade para ventos acima do limiar de 7ms^{-1} é da ordem de 0,11. A faixa de ventos nesses níveis são inferiores a aproximadamente 18ms^{-1} . Apesar da redução da densidade de probabilidade, a faixa com ventos favoráveis à instalação de fazendas para geração de energia aumenta consideravelmente.

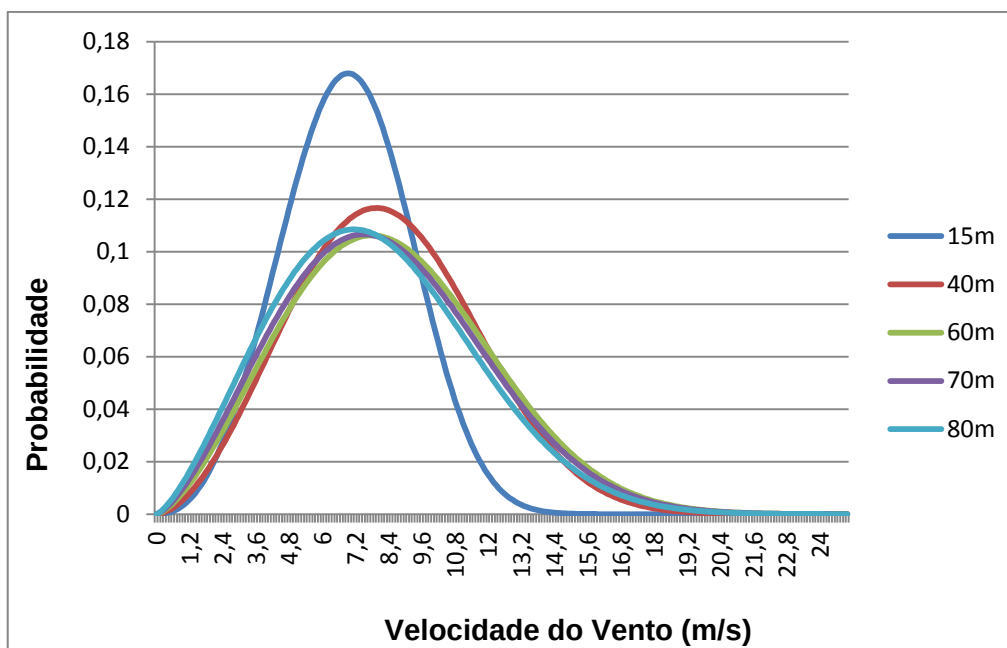


Figura 4.18 – Densidade da probabilidade de Weibull para Rio Grande/RS.

4.7 Avaliação do resultado do potencial eólico WRF-ARW

Tendo em vista que o único mapeamento eólico que se dispõe, cobrindo todo território nacional, é aquele apresentado no “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro” divulgado pelo CRESESB, doravante designado por ATLAS, à avaliação do resultado obtido com a simulação com WRF-ARW, foi feita como base nesse mapeamento.

Na Fig. 4.19 são apresentados os mapeamentos da média anual do vento constantes no ATLAS, no nível de 50m de altura, para as regiões Sul e Nordeste. Na Fig. 2.20 são apresentados os mapeamentos do campo de vento do modelo processado para o mesmo nível de altura.

Na Fig.4.19a o campo de vento do ATLAS apresentam locais favoráveis à instalação de fazendas eólicas em uma faixa extremamente pequena junto à costa litorânea - que apresenta-se praticamente ao nível do mar - de Santa Catarina, com ventos máximos que chegam a 9ms^{-1} . Apresenta, também, toda a área da Lagoa dos Patos com intensidade do vento de $7,5\text{ms}^{-1}$. Na Fig.4.20a, que apresenta o mapeamento gerado com resultado modelo WRF, não ressaltam sobremaneira as intensidades dos ventos bem junto à faixa litorânea de Santa Catarina; mas apenas para algumas regiões desse estado, com intensidade de ventos compreendidos

entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} . Observa-se também que o modelo apresenta uma região na parte central de Santa Catarina uma região com os mesmos valores, o que praticamente abrange a mesma região em que o ATLAS apresenta também valores maiores da intensidade do vento, exceto pela apresentação deslocada mais a norte do estado. Praticamente sobre toda metade sul do estado do Rio Grande do Sul, além de praticamente toda faixa litorânea, o modelo apresenta intensidades de vento entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} . A comparação visual, de uma forma geral, excetuando os anos de processamentos que são distintos, se apresenta de forma geral muito promissor.

Na Fig.4.19b o campo de vento do ATLAS apresentam locais favoráveis à instalação de fazendas eólicas em uma faixa junto à costa litorânea se estendendo do MA até a BA, com ventos que chegam a 9ms^{-1} . Apresenta, também, áreas sobre os estados do CE, RN, BA e PB com ventos de aproximadamente $7,5\text{ms}^{-1}$. Na Fig.4.20b, mapeamento gerado com resultado modelo WRF, não ressaltam as intensidades dos ventos bem junto á faixa litorânea entre MA e BA; apenas uma região no estado do RN, com intensidade de ventos entre 10ms^{-1} e 12ms^{-1} . Grande parte da região nordeste, nos estados do RN, PB, PE, AL, SE e parte central da BA, apresentam intensidades de vento entre 8ms^{-1} e 10ms^{-1} .

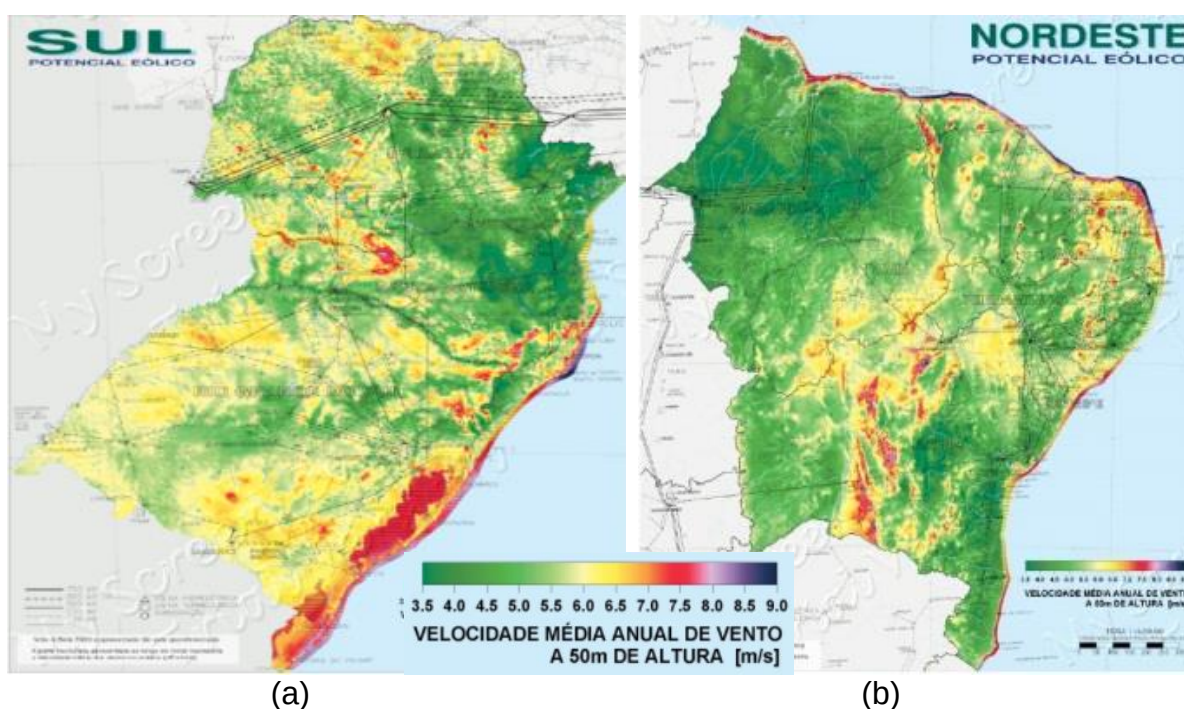


Figura 4.19 – Potencial eólico em 50m apresentado pelo CRESESB. (a) Sul; (b) Nordeste.

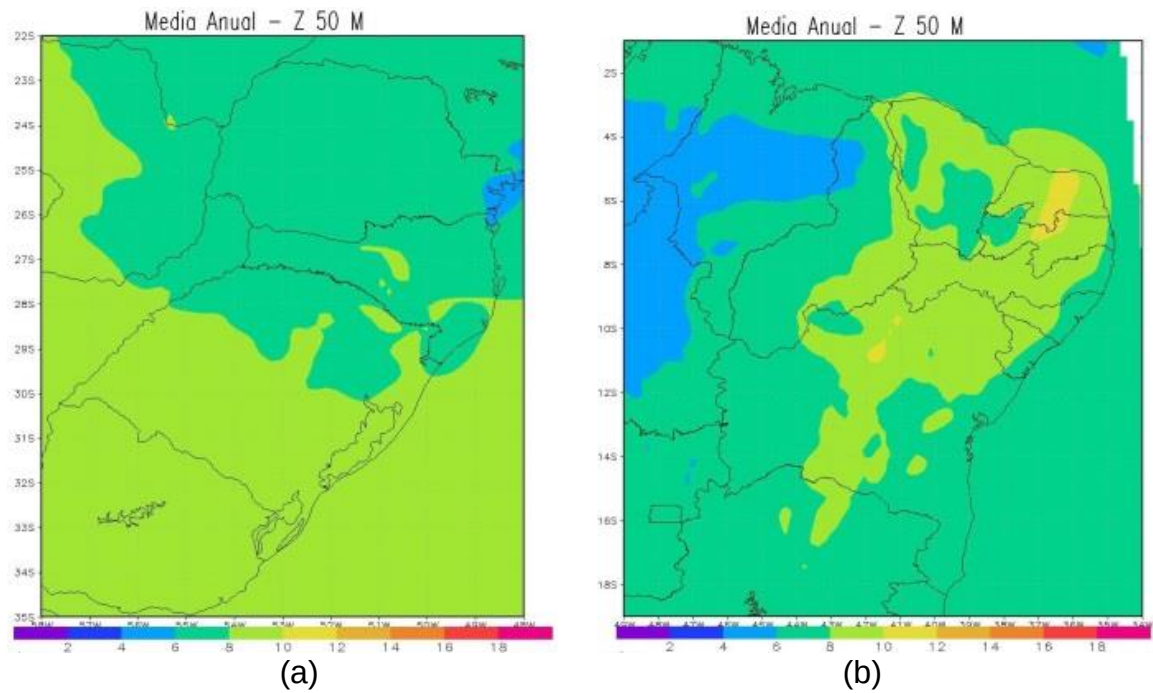


Figura 4.20 - Média anual da intensidade dos ventos no nível de 50m para as regiões: (a) Sul; (b) Nordeste.

Conclusão

As previsões de tempo do modelo global GFS/NCEP, produzidas quatro vezes ao dia, durante o ano de 2011 foram obtidas e armazenadas e utilizadas para prover a condição inicial do modelo de mesoescala WRF-ARW.

O modelo de mesoescala foi configurado para integração sobre um domínio cobrindo todo o território nacional. Ele foi processado com espaçamento horizontal de 18Km, 35 níveis na vertical e armazenamento dos resultados, conforme é recomendado pela indústria eólica, de hora em hora durante todo o ano de 2011.

Face aos requisitos, relativamente singular e peculiar, requerido para se proceder ao mapeamento dos campos de vento em níveis de alturas que não são normalmente explorados na meteorologia, foram necessários desenvolver várias rotinas computacionais específicas para a obtenção dos ventos em níveis de altura compatíveis com as das turbinas eólicas comerciais. Além disso, ressalta-se que, como o modelo WRF-ARW apresenta previsões das variáveis na forma de perturbações, inclusive em pontos de grades estageradas, foi necessário elaborar rotinas específicas para a obtenção dos ventos.

O processamento dos dados de vento gerados pelo modelo de mesoescala fora feito programando rotinas computacionais para a produção final dos mapeamentos dos campos de ventos em diferentes alturas com respeito à superfície. Os mapeamentos foram feitos para campos de vento médio diário; campos de vento acima dos limiares de 7ms^{-1} e 10ms^{-1} ; média sazonal e média anual.

As análises procedidas para alguns casos de vento diário revelaram que o modelo WRF-ARW tem condições de prover previsões de ventos para dar suporte aos requisitos básicos da indústria eólica - previsão de hora em hora em alturas compatíveis com as das turbinas – para fins operacionais, controle e

comercialização. A descrição dos campos analisados para dois dias selecionados são apresentados com detalhes sobre o ponto de vista eólico. Entretanto, dada a inexistência de fontes de dados observados na vasta região de cobertura do país, em níveis de alturas das turbinas eólicas, não foi procedida nenhuma avaliação dos resultados do modelo.

Um dos fatores importantes na exploração eólica consiste em saber com antecedência os períodos em que o vento se apresentará abaixo do mínimo necessário para a produção de energia. Esses mínimos variam com o tipo de turbina. Assim sendo os resultados obtidos foram explorados à luz dos períodos de rampa – definido como número de horas sequencias com ventos acima de um limiar – foi explorado considerando os casos de 7ms^{-1} e 10ms^{-1} . A avaliação foi feita, também, considerando apenas o número de horas, eventualmente não sequencial, que o vento esteve superior ao corte de 7ms^{-1} e 10ms^{-1} . A análise dos resultados obtidos revelaram que há distintas regiões do país, especialmente do nordeste e sul e outras pequenas regiões esparsas, que preenchem os requisitos básicos sobre a ótica apresentada.

Os mapeamentos dos campos de ventos médios, trimestral e anual, para alturas verticais de 40 e 70m foram elaborados e analisados. Os resultados das médias anual e trimestral, se comparados com as análises apresentadas no ATLAS, desconsiderando os anos de processamentos, que são distintos, se apresentam com boa coerência. Revelando também, as regiões sul e nordeste como favoráveis a produção de energia elétrica, apresentando desvio médio nessas regiões entre 2 e 4ms^{-1} . Para média trimestral, o trimestre que mais se destacou foi o terceiro (julho, agosto e setembro) apresentando ventos entre 8 e 12ms^{-1} , em boa parte do país.

A análise da distribuição de frequência da velocidade do vento foi feita para Natal/RN e Rio Grande/RS, considerando-as como representativas das regiões que apresentaram grande potencial para geração de energia eólica. Os histogramas das frequências da velocidade dos ventos, para essas regiões nos níveis de 40 e 70m de altura, mostram que o maior número de ocorrências está entre 5ms^{-1} e 7ms^{-1} , correspondendo a cerca de aproximadamente 40% das ocorrências.

A densidade de probabilidade de Weibull foi feita para Natal/RN e Rio Grande/RS. As análises apresentaram, praticamente para todos os níveis de altura avaliados, uma probabilidade da ordem de 0,1 para ventos de $7,2\text{ms}^{-1}$. Assim, consequentemente, podem ser usados para estimar a densidade de potência eólica,

corroborando com as hipóteses feitas e aos valores encontradas em estudos publicados na literatura especializada.

Para finalizar apontam-se alguns estudos futuros que podem ser explorados em vista dos resultados obtidos. Um fato crucial que deve ser levado em conta é que esses estudos envolveriam a disponibilidade de dados, coletados nas fazendas eólicas para que se possa proceder à assimilação dos mesmos no modelo de mesoescala. Outro ponto a ser desenvolvido é proceder a estudos que incorporem topografias mais detalhadas, das fazendas produtoras de energia eólica, no modelo numérico. Tendo em vista que, no país as regiões que se apresentam com grande potencial estão localizadas bem próximas ao litoral, portanto em altitudes relativamente baixa, os efeitos dos processos turbulentos da camada limite não devem influir significativamente nos ventos, mas mesmo assim requerem estudos mais profundos dentro dessa ótica da investigação. Além de muitos outros, seria importante, também, realizar previsões de geração de energia baseado em resultados de processamentos de modelos numéricos de forma contínua e fazer um diagnóstico dos resultados com as observações locais.

Referências

Amaral, L.M.C.; Homann, C.T.; Yamasaki, Y. 2009: Sistema Integrado IDD e Modelo de Mesoescala. In: VIII Latin American and Iberian Congress of Meteorology CLIMET XIII X Congress of Meteorology CONGREMET X- 5-9 Oct.2009-B.A.- Argentina, 2009, Buenos Aires. IDD_LDM. v. 1. p. 1-10.

ARAKAWA, A.; LAMB, V. R. Computational design of the basic dynamical processes of the UCLA general circulation model. **General circulation models of the atmosphere**. (A78-10662 01-47) New York: Academic Press, p.173-265, 1977.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E MEIO AMBIENTE (ABEAMA). Disponível em: <www.abeama.org.br>. Acesso em: 16 abr. 2012.

BELJAARS, A. C. M. The parameterization of surface fluxes in large-scale models under free convection. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, v.121, p.255-270, 1994.

BERGE, E; BREDESEN, R.E.; MOLLESTAD, K. Combining WAsP with the WRF meso-scale model. Evaluation of wind resource assessment for three Norwegian wind farm areas, **European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC)**, Milano, Italy, 2007.

BETZ, Albert. Introduction to the Theory of Flow Machines. (D. G. Randall, Trans.) Oxford: Pergamon Press. 1966.

CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA (CBEE). Disponível em: <<http://www.eolica.com.br>>. Acesso em: 29 mai. 2012.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). Disponível em: <www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 09 jan. 2013.

CHIRAS, Dan. **Wind Power Basic**. Canada: New Society Publishers, 2010. 178p.

CLARKE, S.: Engineer, Rural Environment OMAFRA, Canada, n. 767, 2003.

CLEAN ENERGY MINISTERIAL (CEM). Disponível em: <www.cleanenergyministerial.org>. Acesso em: 16 mai. 2012.

CLIFFORD, Kevin. **WRF – Model Performance for Wind Power Forecasting in the Rages of Central California**. 2011. 51f. Master's Theses and Graduate Researcher – The Faculty of the Department of Meteorology and Climate Science, San Jose State University.

COUNIHAN, J. Adiabatic Atmosphere Boundary Layers: A review and analysis of data from the period 1880 – 1972, *Atmosphere*, v.9, p.871 – 905, 1975.

DALMAZ, A.; PASSOS, J. C.; COLLE, S. Energia Eólica para Geração de Eletricidade e a Importância da Previsão. **Revista ABCM-Engenharia**, v.13, n.1, 2008.

DUDHIA, J. Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two dimensional model. **Journal of Atmospheric Science**, v.46, p.3077-3107, 1989.

ELECTROPAEDIA. Disponível em: <http://www.mpoweruk.com/wind_power.htm>. Acesso em: 29 mai. 2012.

GIPE, Paul. **Wind Energy Basic**: A guide to Small and Micro Wind Systems. 2.ed. Vermont: Chelsea Green Publishing Company, 1999. 192p.

GRUBB, M. J; MEYER, N. I. Wind energy: resources, systems and regional strategies. In: JO-HANSSON, T. B. et. al. Renewable energy: sources for fuels and electricity. Washington, D.C.: Island Press, 1993.

GUSTAVSON, M. R. Limits to wind power utilization. American Association for the Advancement of Science, v. 204, n. 4388, p.13–17, 1979.

HENESSEY, J. P. Some Aspects of Wind Power Statistics. **Journal of Applied Meteorology**, v.16, n.2, p.119-128, 1977.

HONG, S. -Y.; JUANG, H. -M. H.; ZHAO, Q. Implementation of prognostic cloud scheme for a regional spectral model. **Monthly Weather Review**, v.126, p.2621-2639, 1998.

HOOGWijk, M.; VRIES, B.; TURKENBURG, W.: Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy. *Energy Economics*, v.26, p.889 – 919, 2004.

IOWA ENERGY CENTER. Disponível em: <http://www.iowaenergycenter.org/wind-energy-manual/history-of-wind-energy>. Acesso em: 06 jun.2013.

JANJIC, Z. I. Washington, may.1994. Monthly Weather Review The step-mountain eta coordinate model: Further development of the convection, viscous sub-layer, and turbulent closure schemes. **AMS Journals**, v.122, p.927-945, 1994.

JUSTUS, C. G.; HANGRAVES, W. R.; AMIR, M.; GRABER, D. Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v.17, p.350-353, 1978.

KAIN, J.S. The Kain-Fritsch convective Parameterization: An update. **Journal Applied Meteorology**, v.43, p.170-181, 2004.

KAIN, J. S.; FRITSCH, J. M. A one-dimensional entraining/ detraining plume model and its application in convective parameterization. **Journal of Atmospheric Science**, v. 47, p. 2784-2802, 1990.

KAIN, J. S.; FRITSCH, J. M. Convective parameterization for mesoscale models: the Kain-Fritsch scheme. The representation of cumulus in numerical models. Boston: American Meteorological Society, v.46, p.165-177, 1993.

LAURENT, Henri; ARAI, Nelson; FOMIN, Boris; MACHADO, Luiz Augusto T.; GONDIM, Mariglaudio. Extração do vento utilizando imagens de satélite no CPTEC: Nova versão e avaliação com dados WETAMC/LBA e dados operacionais da DAS/CPTEC. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.17, n.1, p.113-123, 2002.

LIMA, Francisco José Lopes de; SILVA, E.M.; VIEIRA, Cícero Fernandes Almeida. Avaliação da aplicação das distribuições de probabilidade de Weibull, de Rayleigh e Log-Norma para obtenção de densidade de potência eólica na região Jaguaruana/CE: Estudo de casos para os anos de 2004 e 2005. In: XV Congresso Brasileiro de Meteorologia, 2008, São Paulo – XV CBMET, 2008.

LIN, Y. -L.; FARLEY, R. D.; ORVILLE, H. D. Bulk parameterization of the snow field in a cloud model. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v.22, p.1065-1092, 1983.

LOW – TCHE MAGAZINE. Disponível em: <http://www.lowtechmagazine.com/2009/10/history-of-industrial-windmills.html>. Acesso em: 06 jun.2013.

MACÊDO, Ana Paula Barbosa Ávila; MALAGUTTI, Marta; SOUSA, Inajá Francisco de. Avaliação do potencial eólico de Boquim/SE. In: IX Congresso Brasileiro de Meteorologia, 1996, Campos do Jordão. IX Congresso Brasileiro de Meteorologia, 1996. V.1. p. 224-227.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. F.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained: Theory, design and Application**. 2.ed. United Kingdom: Wiley, 2009. 689p.

MESO - ATMOSPHERIC RESEARCH FORECASTING SIMULATIONS. Disponível em: www.meso.com. Acesso em: 09 jan. 2013.

MLAWER, E. J.; TAUBMAN, S. J.; BROWN, P. D.; IACONO, M. J.; CLOUGH, S. A. Radiative transfer for inhomogeneous atmosphere: RRTM, a validated correlated-k model for the longwave. **Journal of Geophysical Research**, v.102, n. D14, p.16663-16682, 1997.

MOURA, A.P.; FILGUIERAS, A.R.; BRANCO, T. M. M. Use of the Weibull and Rayleigh Distributions as Tools for Forecast of the Power, Generated Energy and Losses in a Distribution System: a Case Study. **VI Induscon – Conferência de Aplicações Industriais**. Joinville/SC, 2004.

MONIN, A. S.; OBUKHOV, A. M. Basics laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere. **Contrib. Geophysic. Inst. Acad. Sci. USSR**, p.163-187, 1954.

NOGUEIRA, C. S.; MARANGÃO, E. BENEDETTI, F. A.; BIZIAK, L. D.; ROMANELLI, T. L. Gestão Ambiental – Recursos Energéticos e Ambiente: Análise da matriz energética eólica. Universidade de São Paulo, 2011.

ODO, F.C.; OFFIAH, S.U.; UGWUOKE, P.E. Weibull distribution-based model for prediction of Wind potential in Enugu, Nigeria. *Advances in Applied Science Research*, v.3-2, p.1202-1208, 2012.

OLINTO, C. R. Um Estudo Sobre Métodos e Técnicas para Aproveitamento de Energia Eólica com Aplicação à Região Sul do Extremo Sul do Rio Grande do Sul, Tese de Mestrado em Engenharia Oceânica da Fundação Universidade Federal do Rio Grande, 2001.

ORGANIZAÇÃO MUNDIAL DE METEOROLOGIA (OMM). Disponível em: <<http://wmo.meteo.pt/wmo.jsp>>. Acesso em 14 mai. 2012.

PEIXOTO, José Pinto; OORT, Abraham. *Physics of Climate*. 1.ed. New York: Springer, 1992. 520p.

SCHLICHTING, H.: *Boundary – Layer Theory*. Mc Graw - Hill Book Company. 6.ed. New York: Springer, 1968. 826p.

SHEPHERD, Dennis. Historical Development of the Windmill. In: *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineerin*. New York: ASME Press, Ed. SPERA, S.A, 1.ed. 1994, p.1-46.

SKAMAROCK, William. C.; KLEMP, Joseph. B.; DUDHIA, Jimy; GILL, David. O.; BARKER, Dale. M.; DUDA, Michael. G.; HUANG, Xiang_Yu; WANG, Wei; POWERS, Jordan. G. A Description of the Advanced Research WRFV Version 3. Boulder Colorado, USA: NCAR Tech Note NCAR/TN 475_STR, p.113. 2008.

SOUSA, A; GRANJA, S.C. Estimativa dos parâmetros "C" e "K" do modelo de Weibull e da direção dos ventos para Campo Grande e Dourados, MS, Brasil. *Revista Brasileira de Agrometeorologia*, Santa Maria, v.5, n.1, p.109-114, 1997.

SPERA, D. **Wind Turbine Technology**: Fundamentals Concepts of Wind Turbine Engineering. New York: ASME Press, 1994. 638p.

STEPHENS, G. L. Radiation profiles in extended water clouds. Part II: Parameterization schemes. **Journal of Atmospheric Science**, v.35, p.2123-2132, 1978.

STORM, B.; BASU, S. **Open Access Journal**, Texas, 23 Feb. 2010. The WRF Model Forecast – Derived Low – Level Wind Shear Climatology Over the United States Great Plains. v.3, p.258–276.

STULL, Roland. An introduction to boundary layer meteorology. 1.ed. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1988, 649p.

THE WIND POWER. Disponível em: <http://www.thewindpower.net/statistics_world_en.php>. Acesso em 06 jun. 2013.

VINCENT, Claire; LIU, Yubao. A high resolution WRF model for wind energy forecasting. **EGU General Assembly**, v.12, p.2365, Vienna, Austria, 2010.

WANG, Chenghail; HU, Jul; JIN, Shuanglong; FENG, Shuanglei; ,LIU, Chun. Application and Test of Lower Level Wind Field Simulation with Meso-scale Model WRF in Western Region of Northwest China. **Journal of Arid Meteorology**, Lanzhou University, v.29-2, 2011.

World Commission on Environment and Development (WCED). Our common future. Oxford: Oxford University Press. p.43, 1987.

ZHAO, Pan Wang; JIANGFENG Xia; JUNRONG Dai; YIPING Sheng; YINGXIN Yue, Jie. Performance evaluation and accuracy enhancement of a day-ahead wind power forecasting system in China, **Renewable Energy**, v.43, p.234, 2012.

Zilitinkevich, S. S. Non-local turbulent transport: pollution dispersion aspects of coherent structure of convective flows, Air Pollution III. Air Pollution Theory and Simulation, Eds. H. Power, N. Moussiopoulos and C.A. Brebbia. Computational Mechanics Publications, Southampton Boston, v.1, p.53–60, 1995.

Apêndices

Apêndice A – Opções do processamento do utilitário ncdump.

O utilitário ncdump permite gerar a representação de um arquivo específico, com formato binário netCDF, em formato texto(ASCII), opcionalmente excluindo os dados de alguma ou todas variáveis na saída. A representação em modo texto é chamado CDL (Linguagem no Formato Dados Comum de Rede – “network Common Data form Language”) que pode ser visto, editado, ou servir como dado de entrada ao utilitário ncgen, que permite gerar arquivo binário em formato netCDF com um arquivo CDL. Assim, esses utilitários apresentam possibilidades inversas para transformação da representação de dados entre binário e texto. Ele é utilizado com as seguintes opções de comando: [-chistxw] [-v var1,...] [-b lang] [-f lang] [-l len] [-n name] [-p n[,n]] [-g grp1,...] nome_do_arquivo. Esse utilitário, com a opção -h mostra apenas as informações do cabeçalho contido no arquivo netCDF, ou seja produz apenas as declarações das dimensões do arquivo netCDF, variáveis, atributos, grupos e tipos definidos pelo usuário no arquivo de entrada, mas nenhum valor de qualquer variável é apresentado na saída. Essa é, geralmente, a opção mais usada para se obter uma breve descrição da estrutura e conteúdo de um arquivo netCDF. Segue abaixo um dump parcial, que consta o cabeçalho e algumas das variáveis utilizadas e os atributos globais de uma das saídas do modelo:

wrfout_d01_2011-01-05_00:00:00

dimensions:

```
Time = UNLIMITED ; // (24 currently)
DateStrLen = 19 ;
west_east = 294 ;
south_north = 299 ;
bottom_top = 30 ;
bottom_top_stag = 31 ;
soil_layers_stag = 2 ;
west_east_stag = 295 ;
south_north_stag = 300 ;
```

variables:

```
char Times(Time, DateStrLen) ;
float LU_INDEX(Time, south_north, west_east) ;
```

```

float ZNU(Time, bottom_top) ;
float ZNW(Time, bottom_top_stag) ;
float ZS(Time, soil_layers_stag) ;
float DZS(Time, soil_layers_stag) ;
float U(Time, bottom_top, south_north, west_east_stag) ;
  U:FieldType = 104 ;
  U:MemoryOrder = "XYZ" ;
  U:description = "x-wind component" ;
  U:units = "m s-1" ;
  U:stagger = "X" ;
  U:coordinates = "XLONG_U XLAT_U" ;
float V(Time, bottom_top, south_north_stag, west_east) ;
  V:FieldType = 104 ;
  V:MemoryOrder = "XYZ" ;
  V:description = "y-wind component" ;
  V:units = "m s-1" ;
  V:stagger = "Y" ;
  V:coordinates = "XLONG_V XLAT_V" ;
float W(Time, bottom_top_stag, south_north, west_east) ;
float PH(Time, bottom_top_stag, south_north, west_east) ;
  PH:FieldType = 104 ;
  PH:MemoryOrder = "XYZ" ;
  PH:description = "perturbation geopotential" ;
  PH:units = "m2 s-2" ;
  PH:stagger = "Z" ;
  PH:coordinates = "XLONG XLAT" ;
float PHB(Time, bottom_top_stag, south_north, west_east) ;
float T(Time, bottom_top, south_north, west_east) ;
  T:FieldType = 104 ;
  T:MemoryOrder = "XYZ" ;
  T:description = "perturbation potential temperature (theta-t0)" ;
  T:units = "K" ;
  T:stagger = "" ;
  T:coordinates = "XLONG XLAT" ;

```

```

float HFX_FORCE(Time) ;
float P(Time, bottom_top, south_north, west_east) ;
  P:FieldType = 104 ;
  P:MemoryOrder = "XYZ" ;
  P:description = "perturbation pressure" ;
  P:units = "Pa" ;
  P:stagger = "" ;
  P:coordinates = "XLONG XLAT" ;
float PB(Time, bottom_top, south_north, west_east) ;
  PB:FieldType = 104 ;
  PB:MemoryOrder = "XYZ" ;
  PB:description = "BASE STATE PRESSURE" ;
  PB:units = "Pa" ;
  PB:stagger = "" ;
  PB:coordinates = "XLONG XLAT" ;
float P_HYD(Time, bottom_top, south_north, west_east) ;
  P_HYD:FieldType = 104 ;
  P_HYD:MemoryOrder = "XYZ" ;
  P_HYD:description = "hydrostatic pressure" ;
  P_HYD:units = "Pa" ;
  P_HYD:stagger = "" ;
  P_HYD:coordinates = "XLONG XLAT" ;
float Q2(Time, south_north, west_east) ;
  Q2:FieldType = 104 ;
  Q2:MemoryOrder = "XY " ;
  Q2:description = "QV at 2 M" ;
  Q2:units = "kg kg-1" ;
  Q2:stagger = "" ;
  Q2:coordinates = "XLONG XLAT" ;
float T2(Time, south_north, west_east) ;
  T2:FieldType = 104 ;
  T2:MemoryOrder = "XY " ;
  T2:description = "TEMP at 2 M" ;
  T2:units = "K" ;

```



```

T2:stagger = "" ;
T2:coordinates = "XLONG XLAT" ;
float TH2(Time, south_north, west_east) ;
TH2:FieldType = 104 ;
TH2:MemoryOrder = "XY " ;
TH2:description = "POT TEMP at 2 M" ;
TH2:units = "K" ;
TH2:stagger = "" ;
TH2:coordinates = "XLONG XLAT" ;
float PSFC(Time, south_north, west_east) ;
PSFC:FieldType = 104 ;
PSFC:MemoryOrder = "XY " ;
PSFC:description = "SFC PRESSURE" ;
PSFC:units = "Pa" ;
PSFC:stagger = "" ;
PSFC:coordinates = "XLONG XLAT" ;
float U10(Time, south_north, west_east) ;
U10:FieldType = 104 ;
U10:MemoryOrder = "XY " ;
U10:description = "U at 10 M" ;
U10:units = "m s-1" ;
U10:stagger = "" ;
U10:coordinates = "XLONG XLAT" ;
float V10(Time, south_north, west_east) ;
V10:FieldType = 104 ;
V10:MemoryOrder = "XY " ;
V10:description = "V at 10 M" ;
V10:units = "m s-1" ;
V10:stagger = "" ;
V10:coordinates = "XLONG XLAT" ;
float QVAPOR(Time, bottom_top, south_north, west_east) ;
QVAPOR:FieldType = 104 ;
QVAPOR:MemoryOrder = "XYZ" ;
QVAPOR:description = "Water vapor mixing ratio" ;

```

```

QVAPOR:units = "kg kg-1" ;
QVAPOR:stagger = "" ;
QVAPOR:coordinates = "XLONG XLAT" ;
.....ETC.....ETC.....
.....

```

// global attributes:

```

:TITLE = " OUTPUT FROM WRF V3.3 MODEL" ;
:START_DATE = "2011-01-01_00:00:00" ;
:SIMULATION_START_DATE = "2011-01-01_00:00:00" ;
:WEST-EAST_GRID_DIMENSION = 295 ;
:SOUTH-NORTH_GRID_DIMENSION = 300 ;
:BOTTOM-TOP_GRID_DIMENSION = 31 ;
:DX = 18000.f ;
:DY = 18000.f ;
:GRIDTYPE = "C" ;
:DIFF_OPT = 1 ;
:KM_OPT = 4 ;
:DAMP_OPT = 0 ;
:DAMPCOEF = 0.2f ;
:KHDIF = 0.f ;
:KVDIF = 0.f ;
:MP_PHYSICS = 2 ;
:RA_LW_PHYSICS = 1 ;
:RA_SW_PHYSICS = 1 ;
:SF_SFCLAY_PHYSICS = 7 ;
:SF_SURFACE_PHYSICS = 7 ;
:BL_PBL_PHYSICS = 7 ;
:CU_PHYSICS = 2 ;
:SURFACE_INPUT_SOURCE = 1 ;
:SST_UPDATE = 0 ;
:GRID_FDDA = 0 ;
:GFDDA_INTERVAL_M = 0 ;
:GFDDA_END_H = 0 ;

```

```
:GRID_SFDDA = 0 ;
:SGFDDA_INTERVAL_M = 0 ;
:SGFDDA_END_H = 0 ;
:SF_URBAN_PHYSICS = 0 ;
:FEEDBACK = 1 ;
:SMOOTH_OPTION = 0 ;
:SWRAD_SCAT = 1.f ;
:W_DAMPING = 0 ;
:MOIST_ADV_OPT = 1 ;
:SCALAR_ADV_OPT = 1 ;
:TKE_ADV_OPT = 1 ;
:DIFF_6TH_OPT = 0 ;
:DIFF_6TH_FACTOR = 0.12f ;
:OBS_NUDGE_OPT = 0 ;
:BUCKET_MM = -1.f ;
:BUCKET_J = -1.f ;
:PREC_ACC_DT = 0.f ;
:OMLCALL = 0 ;
:ISFTCFLX = 0 ;
:ISHALLOW = 0 ;
:DFI_OPT = 0 ;
:SHCU_PHYSICS = 0 ;
:WEST-EAST_PATCH_START_UNSTAG = 1 ;
:WEST-EAST_PATCH_END_UNSTAG = 294 ;
:WEST-EAST_PATCH_START_STAG = 1 ;
:WEST-EAST_PATCH_END_STAG = 295 ;
:SOUTH-NORTH_PATCH_START_UNSTAG = 1 ;
:SOUTH-NORTH_PATCH_END_UNSTAG = 299 ;
:SOUTH-NORTH_PATCH_START_STAG = 1 ;
:SOUTH-NORTH_PATCH_END_STAG = 300 ;
:BOTTOM-TOP_PATCH_START_UNSTAG = 1 ;
:BOTTOM-TOP_PATCH_END_UNSTAG = 30 ;
:BOTTOM-TOP_PATCH_START_STAG = 1 ;
:BOTTOM-TOP_PATCH_END_STAG = 31 ;
```

```
:GRID_ID = 1 ;  
:PARENT_ID = 0 ;  
:I_PARENT_START = 1 ;  
:J_PARENT_START = 1 ;  
:PARENT_GRID_RATIO = 1 ;  
:DT = 75.f ;  
:CEN_LAT = -13.45595f ;  
:CEN_LON = -57.70099f ;  
:TRUELAT1 = -13.456f ;  
:TRUELAT2 = -13.456f ;  
:MOAD_CEN_LAT = -13.45595f ;  
:STAND_LON = -57.701f ;  
:POLE_LAT = 90.f ;  
:POLE_LON = 0.f ;  
:GMT = 0.f ;  
:JULYR = 2011 ;  
:JULDAY = 1 ;  
:MAP_PROJ = 1 ;  
:MMINLU = "USGS" ;  
:NUM_LAND_CAT = 24 ;  
:ISWATER = 16 ;  
:ISLAKE = -1 ;  
:ISICE = 24 ;  
:ISURBAN = 1 ;  
:ISOILWATER = 14 ;
```

Apêndice B – Opções do processamento do utilitário iowrf.

-thina A	Amostra dos dados na razão de 1:X Média dos dados são aplicados antes de fornecer o resultado
-thin X	Amostra dos dados na razão de 1:X Sem aplicação de média no resultado
-box{ }	Extraí parte dos dados contidos dentro de uma delimitação X,Y,Z que podem ser controladas independentemente Exemplos: -box x 10 30 y 10 30 z 5 15 -box y 10 30 ; -box x 10 30 z 5 15
-A	Desestagueramento dos dados – sem aplicação de amostragens
-64 bit	Permite manipular arquivos > 2GBytes para acesso a I/O

Apêndice C – Opções do processamento do utilitário read_wrf_nc.

- h/help Informações - auxílio ao comando.
- att Atributos globais.
- m Lista campos disponíveis com mínimo e máximo para cada campo.
 Lista campos disponíveis para cada mínimo e máximo de cada campo.
- M z Os valores mínimo e máximo dos campos em 3D serão para o nível z do campo.
 Lista campos disponíveis de cada instante de tempo e um valor amostrado de cada campo. Valor de amostra no ponto central do domínio do modelo.
- s Lista campos disponíveis de cada instante de tempo e um valor amostrado de cada campo. Valor de amostra no ponto x, y, z do domínio do modelo.
- S x y z amostrado de cada campo. Valor de amostra no ponto x, y, z do domínio do modelo.
- times Tempos disponíveis no arquivo.
- t t1 [t2] Informações apenas do instante t1 ao t2, t2 é opcional.
- v VAR Informações básicas sobre o campo VAR.
- V VAR Informações básicas sobre o campo VAR, e uma listagem de todo campo VAR.
- w VAR Escreve o campo em VAR.out.
 Gera saída temporal. Se tiver apenas um nível use com o -lev xy X Y
- ts VAR VAR . Saídas de séries temporais em X Y || lat lon VAR VAR.
- lev z Requer opção -ts. O z refere-se ao nível desejado.
- rot Requer opção -ts. Rotaciona o vento para coordenadas terrestre.
- diag Diagnóstico das variáveis pressão/altura/temperatura.

Anexo

Anexo A - Sistema de equações do modelo WRF.

Todos os cálculos que são executados pelo WRF com o intuito de simular a atmosfera, são baseados em um conjunto de equações que governam o comportamento termo hidrodinâmico da atmosfera. Ele constitui um sistema de equações altamente não lineares, que não há como resolve-los analiticamente, a não ser com as apropriadas aproximações que são comumente feitas e integrados utilizando métodos numéricos. As variáveis definidas na seção 3.1.3, são apresentadas pelas Equações prognósticas de Euler – que podem ser apresentadas da seguinte forma:

$$\frac{\partial U}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V}u) - \left(\frac{\partial p \varphi_\eta}{\partial x} \right) + \left(\frac{\partial p \varphi_x}{\partial \eta} \right) = F_U \quad \text{Equação 1}$$

$$\frac{\partial V}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V}v) - \left(\frac{\partial p \varphi_\eta}{\partial y} \right) + \left(\frac{\partial p \varphi_y}{\partial \eta} \right) = F_V \quad \text{Equação 2}$$

$$\frac{\partial W}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V}w) - g \left(\frac{\partial p}{\partial \eta} - \mu \right) = F_W \quad \text{Equação 3}$$

$$\frac{\partial \Theta}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V}\theta) = F_\Theta \quad \text{Equação 4}$$

$$\frac{\partial \mu}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V}) = 0 \quad \text{Equação 5}$$

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \mu^{-1} [(\mathbf{V} \cdot \nabla \phi) - gW] = 0 \quad \text{Equação 6}$$

com a relação diagnostica para o volume específico dado por:

$$\frac{\partial \phi}{\partial \eta} = -\alpha \mu, \quad \text{Equação 7}$$

e da equação de estado

$$p = p_0 \left(\frac{R_d \theta}{p_0 \alpha} \right)^\gamma . \quad \text{Equação 8}$$

Em (1) – (8), os índices x , y e η denotam diferenciação,

$$\nabla \cdot \mathbf{V}_a = \frac{\partial U_a}{\partial x} + \frac{\partial V_a}{\partial y} + \frac{\partial \Omega_a}{\partial \eta} ,$$

e

$$\mathbf{V} \cdot \nabla_a = U \frac{\partial a}{\partial x} + \frac{\partial a}{\partial y} + \Omega \frac{\partial a}{\partial \eta} ,$$

onde a representa uma variável genérica. $\gamma = \frac{C_p}{C_v} = 1.4$ é a razão entre calores específicos para ar seco, R_d é a constante para o ar seco e p_0 é a pressão de referência (10^5 Pa). Os termos F_U , F_V , F_W e F_Θ representam os da forçante, segundo a física do modelo, mistura turbulenta, projeções esféricas e rotação da Terra. O acoplamento das variáveis é definido como:

$$\mathbf{V} = \mu_d \mathbf{v} , \quad \Omega = \mu_d \dot{\eta} , \quad \Theta = \mu_d \theta . \quad \text{Equação 9}$$

com estas definições a equação de Euler para umidade pode ser escrita como

$$\frac{\partial U}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V}_u) + \mu_d \alpha \frac{\partial p}{\partial x} + \left(\frac{\alpha}{\alpha_d} \right) \frac{\partial p}{\partial \eta} \frac{\partial \varphi}{\partial x} = F_U \quad \text{Equação 10}$$

$$\frac{\partial V}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V}_v) + \mu_d \alpha \frac{\partial p}{\partial y} + \left(\frac{\alpha}{\alpha_d} \right) \frac{\partial p}{\partial \eta} \frac{\partial \varphi}{\partial y} = F_V \quad \text{Equação 11}$$

$$\frac{\partial W}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V}_w) - g \left[\left(\frac{\alpha}{\alpha_d} \right) \frac{\partial p}{\partial \eta} - \mu_d \right] = F_W \quad \text{Equação 12}$$

$$\frac{\partial \Theta}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V} \theta) = F_{\Theta} \quad \text{Equação 13}$$

$$\frac{\partial \mu_d}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V}) = 0 \quad \text{Equação 14}$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} + \mu_d^{-1} [(\mathbf{V} \cdot \nabla \varphi) - gW] = 0 \quad \text{Equação 15}$$

$$\frac{\partial Q_m}{\partial t} + (\nabla \cdot \mathbf{V} q_m) = F_{Q_m} \quad \text{Equação 16}$$

com a equação diagnóstica para o inverso da densidade de ar seco

$$\frac{\partial \phi}{\partial \eta} = -\alpha_d \mu_d \quad \text{Equação 17}$$

e a relação diagnóstica para pressão (vapor mais ar seco)

$$p = p_0 \left(\frac{R_d \theta_m}{p_o \alpha_d} \right)^{\gamma} \quad \text{Equação 18}$$

Nestas equações, α_d é o inverso da densidade de ar seco $\left(\frac{1}{\rho_d} \right)$ e α é o volume específico. Em termos da razão de mistura, expandindo em série de potencia ele é dado por: $\alpha = \alpha_d (1 + q_v + q_c + q_r + q_i + \dots)^{-1}$ onde q_* são razões de mistura do vapor d'água (v), nuvem (c), chuva (r), gelo (i), etc. Além disso, a temperatura adiabática úmida é obtida por: $\theta_m = \theta \left(1 + \left(\frac{R_v}{R_d} \right) q_v \right) \approx \theta (1 + 1.61 q_v)$, e $Q_m = \mu_d q_m$;

$q_m = q_v, q_c, q_i, \dots$