

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

MAPAS DE COMPLEMENTARIDADE DOS POTENCIAIS SOLAR E EÓLICO NO
ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

por

GILBERTO PIANEZZOLA

Dissertação para obtenção do Título de Mestre em Engenharia

Porto Alegre, Julho de 2006

**MAPAS DE COMPLEMENTARIDADE DOS POTENCIAIS SOLAR E EÓLICO NO
ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL**

por

GILBERTO PIANEZZOLA

Graduado em Engenharia Civil

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador Prof. Dr. Arno Krenzinger

Comissão de Avaliação

Prof. Dr. Jorge Antonio Villar Alé – PUC/RS

Prof. Dra. Adriane Prisco Petry – PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Alexandre Beluco – IPH/UFRGS

Prof. Dr. Flávio José Lorini
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 12 de Julho de 2006.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Nabor e Elza Gemma, que sempre estiveram ao meu lado.
Ao meu filho, Guilherme Luís, que sempre esteve presente em meus pensamentos.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Professor Dr. Arno Krenzinger, pelo apoio, compreensão, indicações, sugestões e críticas que contribuíram ao desenvolvimento e conclusão desta Dissertação.

Aos colegas do Laboratório de Energia Solar desta Universidade por suas contribuições e pela amizade.

Aos bolsistas de Iniciação Científica Patric Daniel Neis e Gustavo Feyh Ribeiro pelo apoio nos trabalhos de informática.

Aos secretários do PROMEC pela colaboração e atenção.

A todos aqueles que de uma forma ou de outra, contribuíram para a realização deste Trabalho.

RESUMO

A energia solar e a energia eólica são fontes de energias renováveis com potencial inesgotável e que não liberam contaminantes ao meio ambiente. O uso destas energias em conjunto, explorando a sua complementaridade, pode viabilizar economicamente e permitir um uso confiável deste sistema, denominado sistema híbrido fotovoltaico-eólico, podendo ser um sistema autônomo de geração de energia elétrica. Dependendo das aplicações, o sistema híbrido fotovoltaico-eólico pode apresentar vantagens em comparação ao sistema que utiliza somente uma das fontes de energia solar ou eólica, dito singelo. A elaboração de mapas de complementaridade dos potenciais solar e eólico no Estado do Rio Grande do Sul, permitiria um melhor aproveitamento de sistemas híbridos fotovoltaico-eólico neste Estado do Brasil. O uso desses mapas é de grande valia para a identificação de potenciais locais geográficos para o emprego de sistemas híbridos fotovoltaico-eólico no Estado do Rio Grande do Sul. Através de uma pesquisa dos dados existentes e dos métodos utilizados para estimar a radiação solar e a velocidade dos ventos, obtiveram-se valores das médias trimestrais correspondentes às quatro estações do ano (verão, outono, inverno e primavera) e a média anual, que possibilitaram a elaboração dos mapas de complementaridade dos potenciais solar e eólico para serem utilizados em sistemas híbridos fotovoltaico-eólico no Estado do Rio Grande do Sul para estes períodos.

A metodologia utilizada para a obtenção dos dados de mapas da velocidade dos ventos a 10 metros de altura no Estado do Rio Grande do Sul fez uso de um programa de leitura de mapas de velocidade do vento a 50 metros de altura e de rugosidade e, após foi feita a correção para obtenção da velocidade do vento a 10 metros de altura. Os dados referentes à radiação solar horizontal também sofreram uma correção da inclinação, para a obtenção da radiação incidente em uma superfície inclinada, de forma a obter-se o melhor rendimento do módulo fotovoltaico. A conclusão obtida é que existem regiões no Estado do Rio Grande do Sul que apresentam um potencial energético fotovoltaico-eólico que viabilizariam o uso dos sistemas híbridos fotovoltaico-eólico, possibilitando uma opção a mais para o uso de energias alternativas.

ABSCTRACT

Wind and Solar energy are renewable and environmental friendly energy sources with inexhaustible potential.

The usage of such sources combined, taking advantage of their complementarity, can make a hybrid eolic-photovoltaic arrangement, operating as a stand-alone electricity generation system, to be economically viable and technically reliable.

Depending on the application, a hybrid eolic-photovoltaic system can be advantageous when compared to a single eolic or solar system.

The development of wind to solar complementarity maps for the State of Rio Grande do Sul is very important to a better utilization of such systems at this region of Brazil.

After a survey of the existing data and methods for estimating the solar radiation and wind speed distribution, the values of the trimestral averages corresponding to the four seasons of the year (Summer, Autumn, Winter and Spring) and the yearly average were calculated, allowing the development of the wind and solar resources complementarity maps to be used in the sizing of eolic-photovoltaic systems.

The methodology used to obtain wind speed data at 10 m height consisted in scanning 50 m height wind speed maps and rugosity maps, and then correcting this data to the elevation of 10 m.

The horizontal solar radiation data was also modified to obtain the incident tilted radiation for a better yield of the photovoltaic modules in Winter.

The conclusion is that there are regions in Rio Grande do Sul in which the implementation of eolic-photovoltaic hybrid systems are more recommendable than single photovoltaic or wind systems, thus allowing an additional option for the usage of renewable energy sources.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO.....	01
1.1	JUSTIFICATIVA.....	03
1.2	OBJETIVOS.....	03
1.3	ESCOPO DO TRABALHO.....	04
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	06
2.1	POTENCIAL SOLAR.....	06
2.2	POTENCIAL EÓLICO.....	11
2.3	POTENCIAL PARA SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	21
2.4	SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO-EÓLICO AUTÔNOMO.....	25
2.4.1	Geração fotovoltaica.....	26
2.4.2	Geração eólica.....	27
2.4.3	Rede de distribuição de energia elétrica.....	28
2.4.4	Dispositivo de acumulação de energia.....	28
2.4.5	Cargas elétricas do consumidor final.....	32
2.4.6	Tipo proposto de sistema híbrido fotovoltaico-eólico.....	33
3.	POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR E EÓLICO.....	36
3.1	IRRADIAÇÃO SOLAR.....	36
3.1.1	Hora solar.....	37
3.1.2	Fator de correção da excentricidade da órbita da Terra.....	38
3.1.3	Irradiação solar sobre uma superfície horizontal na camada limite atmosférica.....	38
3.1.4	Irradiação solar na superfície terrestre.....	39
3.1.5	Irradiação solar incidente em superfícies terrestres inclinadas.....	40
3.1.6	Irradiação direta incidente em uma superfície inclinada.....	41
3.1.7	Irradiação refletida pelo solo incidente em uma superfície inclinada – albedo.....	42
3.1.8	Irradiação difusa incidente em uma superfície inclinada.....	42

3.1.9	Metodologia para obtenção da energia solar em uma superfície inclinada a partir da energia solar horizontal.....	42
3.2	VELOCIDADE DO VENTO.....	48
3.2.1	Estimativa para a potência elétrica média pela área de captação das pás coletoras em função da velocidade do vento a 10 metros de altura e fator de forma de weibull igual a 2,50.....	52
3.2.2	Cálculo da energia eólica diária convertida em energia elétrica pela área de captação das pás coletoras em função da velocidade do vento a 10 metros de altura e fator de forma de weibull igual a 2,50.....	56
4.	ELABORAÇÃO DOS MAPAS DE COMPLEMENTARIDADE DOS POTENCIAIS SOLAR E EÓLICO.....	58
4.1	COMPLEMENTARIDADE DOS POTENCIAIS SOLAR E EÓLICO.....	58
4.2	DETERMINAÇÃO DOS ÍNDICES DE COMPLEMENTARIDADE.....	58
4.2.1	Determinação do índice de complementaridade de amplitude.....	59
4.2.2	Determinação do índice de complementaridade de tempo e energia.....	60
4.2.3	Determinação do índice de complementaridade total.....	62
4.3	METODOLOGIA PARA A LEITURA DOS MAPAS CONSULTADOS.....	62
4.4	ERROS DEVIDO A SIMPLIFICAÇÕES E LEITURA DOS MAPAS.....	65
5.	MAPAS DOS ÍNDICES DE COMPLEMENTARIDADE PARA O ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL.....	66
6.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	76
6.1	CONCLUSÕES.....	76
6.2	RECOMENDAÇÕES.....	77
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	78

LISTA DE SÍMBOLOS

<i>A</i>	Área de captação das pás coletoras	[m ²]
----------	--	-------------------

Ah_c	Ampères-hora consumidos pela bateria em um período de tempo.....	[Ah]
Ah_g	Ampères-hora gerados pela bateria em um período de tempo.....	[Ah]
C	Capacidade disponível da célula	[Ah]
C	Capacidade disponível da bateria	[Ah]
C_{10}	Capacidade da célula no regime de 10 horas	[Ah]
CA	Corrente alternada.....	[-]
CC	Corrente contínua.....	[-]
c_p	Coefficiente de potência da turbina eólica.....	[-]
d_n	Dia do ano.....	[-]
EC	Estado de carga da célula.....	[-]
E_v	Energia eólica média diária.....	[Wh/m ²]
EOT	Equação do tempo.....	[min]
$\overline{E_v}$	Energia eólica média diária.....	[Wh/m ²]
$E_{em\acute{a}x}$	Valor máximo de energia eólica disponível entre as 4 estações do ano.....	[Wh/m ²]
$E_{em\grave{i}n}$	Valor mínimo de energia eólica disponível entre as 4 estações do ano.....	[Wh/m ²]
$E_{sm\acute{a}x}$	Valor máximo de energia solar disponível entre as 4 estações do ano.....	[Wh/m ²]
$E_{sm\grave{i}n}$	Valor mínimo de energia solar disponível entre as 4 estações do ano.....	[Wh/m ²]
E_s	Energia solar.....	[Wh/m ²]
E_e	Energia eólica.....	[Wh/m ²]
$\overline{E_e}$	energia eólica média diária convertida em energia elétrica	[MJ/m ²]
k	índice de anisotropia.....	[-]
k	Fator de forma da função de densidade de probabilidade de Weibull.....	[-]
k_e	Fator padrão de energia.....	[-]
$\overline{K_d}$	Fração difusa.....	[-]
$\overline{K_t}$	Índice de claridade.....	[-]
G	Irradiância global.....	[W/m ²]
G_b	Irradiância direta.....	[W/m ²]
G_d	Irradiância difusa.....	[W/m ²]
G_o	Irradiância extraterrestre sobre a superfície horizontal.....	[W/m ²]

G_{on}	Irradiância extraterrestre normal à superfície.....	[W/m ²]
G_{SC}	Constante solar.....	[W/m ²]
h	Altura considerada em relação ao solo	[W/m ²]
h_{ref}	Altura de referência de medição da velocidade do vento.....	[W/m ²]
i_a	Índice de amplitude.....	[W/m ²]
i_{et}	Índice de complementaridade de tempo e energia.....	[W/m ²]
H	Irradiação global mensal.....	[W/m ²]
$\overline{H_b}$	Irradiação global direta diária em média mensal.....	[W/m ²]
\overline{H}	Irradiação global diária em média mensal.....	[W/m ²]
$\overline{H_T}$	Irradiação global inclinada diária em média mensal.....	[W/m ²]
$\overline{H_d}$	Irradiação difusa diária em média mensal.....	[Wh/m ²]
H_o	Irradiação extraterrestre diária.....	[Wh/m ²]
$\overline{H_o}$	Irradiação extraterrestre diária em média mensal.....	[Wh/m ²]
I	Irradiação global horária.....	[Wh/m ²]
I_{10}	Corrente da célula no regime de 10 h.....	[A]
I_{100}	Corrente da bateria no regime de 100 h.....	[A]
I_b	Corrente elétrica de descarga da célula.....	[A]
I_b	Corrente elétrica de carga da bateria.....	[A]
I_{bn}	Irradiação direta normal horária.....	[W/m ²]
I_{bT}	Irradiação direta horária na superfície inclinada.....	[W/m ²]
I_d	Irradiação difusa horária.....	[W/m ²]
I_{dT}	Irradiação difusa horária na superfície inclinada.....	[W/m ²]
I_o	Irradiação extraterrestre horária.....	[W/m ²]
I_{on}	Irradiação normal extraterrestre horária.....	[W/m ²]
I_{rT}	Irradiação refletida horária na superfície inclinada.....	[W/m ²]
I_T	Irradiação horária na superfície inclinada.....	[W/m ²]
L	Longitude geográfica.....	[°]
L_{obs}	Meridiano local.....	[°]
L_{std}	Meridiano no qual a hora local está baseada.....	[°]

m_a	Massa de ar.....	[-]
PD	Profundidade de descarga da bateria.....	[-]
P_V	Potência mecânica disponível para a velocidade V	[W]
\overline{P}_V	Potência mecânica média disponível para a velocidade \overline{V}	[W]
\overline{P}_E	Potência elétrica média disponível para a velocidade \overline{V}	[W]
Q	Carga consumida durante um determinado período de tempo	[Ah]
\overline{R}_b	Fator de correção.....	[-]
t	Hora oficial.....	[h]
t_S	Hora solar.....	[h]
V_{db}	Tensão de uma célula durante a descarga.....	[V]
V	Velocidade do vento.....	[m/s]
V_{ref}	Velocidade do vento medida na altura de referência	[m/s]
\overline{V}	Velocidade média do vento	[m/s]
z_0	Comprimento de rugosidade.....	[m]
α	Altura solar.....	[°]
β	Ângulo de inclinação da superfície.....	[°]
δ	Declinação.....	[°]
ε_o	Fator de correção da excentricidade da órbita da Terra.....	[-]
ϕ	Latitude.....	[°]
Γ	Ângulo diário.....	[°]
Γ	Função Gamma.....	[-]
η_c	Eficiência de conversão eletromecânica	[-]
η_c	Eficiência faradaica de carga.....	[-]
θ	Ângulo de incidência.....	[°]
θ_z	Ângulo de zênite.....	[°]
ρ	Albedo.....	[-]
ρ	Massa específica do ar.....	[kg/m ³]
ω	Ângulo horário.....	[°]
ω_S	Ângulo de pôr-do-sol.....	[°]
ω_{st}	Ângulo de pôr-do-sol da superfície inclinada.....	[°]

ΔT	Variação da temperatura em relação a 25°C.....	[C°]
τ	Período de tempo.....	[h]

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig.	TÍTULO	Pág.
2.1	Mapa do potencial solar do México.....	07
2.2	Mapa da radiação solar global diária - Média anual típica.....	08
2.3	Mapa da radiação solar global diária - Média anual típica	09
2.4	Mapa de radiação solar global horizontal média anual diária para o Rio Grande do Sul.....	11
2.5	Mapa eólico da Dinamarca.....	12
2.6	Mapa do potencial eólico da costa sudeste da região de Yucatan, México..	13
2.7	Mapa da velocidade média anual do vento a 50m de altura.....	14
2.8	Mapa da localização dos 25 anemógrafos digitais.....	15
2.9	Mapa da rugosidade do Estado do Paraná.....	16
2.10	Mapa da velocidade média anual do vento a 50m de altura na Ilha do Mel.	16
2.11	Mapa do potencial eólico sazonal da Bahia.....	17
2.12	Mapa do potencial eólico sazonal do Rio de Janeiro.....	18
2.13	Mapa do potencial eólico anual a 50m de altura no Estado do Rio Grande do Sul.....	19
2.14	Mapa do potencial eólico sazonal a 50m de altura no Estado do Rio Grande do Sul.....	20
2.15	Mapa da rugosidade no Estado do Rio Grande do Sul.....	20
2.16	Mapa da radiação solar global para o estado do Pará.....	22
2.17	Mapa da velocidade média para o estado do Pará.....	22
2.18	Mapa dos sistemas híbridos de geração de energia para o estado do Pará....	23
2.19	Mapa da complementaridade no tempo entre as disponibilidades hídrica e solar, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul.....	24
2.20	Mapa da complementaridade entre as amplitudes de variação das disponibilidades hídrica e solar, calculado com base em dados de	

	precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul.....	24
2.21	Mapa da complementaridade total entre as disponibilidades hídrica e solar, avaliada pelo índice de complementaridade, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul.....	25
2.22	Configuração híbrida de dois barramentos para o atendimento de cargas em CC e CA.....	33
2.23	Associação dos módulos fotovoltaicos no sistema híbrido.....	34
2.24	Configuração do banco de baterias.....	34
3.1	Radiação solar inclinada a 45° Anual.....	45
3.2	Radiação solar inclinada a 45° no verão.....	46
3.3	Radiação solar inclinada a 45° no outono.....	46
3.4	Radiação solar inclinada a 45° no inverno.....	47
3.5	Radiação solar inclinada a 45° na primavera.....	47
3.6	Velocidade média anual do vento a 10m de altura.....	50
3.7	Velocidade média no verão do vento a 10m de altura.....	50
3.8	Velocidade média no outono do vento a 10m de altura.....	51
3.9	Velocidade média no inverno do vento a 10m de altura.....	51
3.10	Velocidade média na primavera do vento a 10m de altura.....	52
3.11	Mapa do fator de forma k anual.....	54
4.1	Comportamento do índice de complementaridade de amplitudes em função do δ_c , para δ_s igual a 1,5.....	60
4.2	Sentido da varredura de leitura.....	63
4.3	Nove pixels componentes da média.....	63
5.1	Índice de complementaridade de amplitude.....	68
5.2	Índice de complementaridade de tempo e energia entre inverno e primavera.....	69
5.3	Índice de complementaridade de tempo e energia entre inverno e verão.....	70
5.4	Índice de complementaridade de tempo e energia entre outono e inverno.....	71
5.5	Índice de complementaridade de tempo e energia entre outono e primavera.....	72
5.6	Índice de complementaridade de tempo e energia entre outono e verão.....	73
5.7	Índice de complementaridade de tempo e energia entre primavera e verão.....	74

5.8	Índice de complementaridade total.....	75
-----	--	----

LISTA DE TABELAS

Tab.	TÍTULO	Pág.
3.1	Albedo de algumas superfícies.....	41
3.2	Dia típico do mês.....	43
3.3	Valores para rugosidade em função do tipo de terreno.....	49
3.4	Valores extremos encontrados para velocidade média em m/s a 10 metros de altura.....	54
3.5	Valores para velocidade do vento para diferentes valores de forma k de <i>Weibull</i>	55

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é indispensável para a evolução do modo de vida do ser humano, possibilitando alternativas para a adaptação ao ambiente em que vive e atendimento às suas necessidades. Devido à escassez ou a dificuldade de obtenção de um dado recurso energético o ser humano está sempre em busca de outros meios de obter a energia elétrica que necessita. A evolução do mundo após o uso da energia elétrica foi surpreendente, de tal forma que, essa energia passou a ser um recurso indispensável e estratégico para o desenvolvimento socioeconômico de muitos países e regiões.

No nosso País a maior parte dos recursos energéticos se localiza em regiões pouco desenvolvidas, distantes dos grandes centros consumidores, o que encarece consideravelmente o transporte dessa energia. Adicionalmente, muitas vezes, estas regiões possuem reservas ambientais com uma grande biodiversidade que devem ser preservadas, fato que restringe a sua ocupação em zonas que podem ocasionar grandes impactos ambientais sujeitos a restrições ambientais.

A descentralização das fontes energéticas é uma opção interessante para vencer o desafio do crescente aumento do consumo mundial de energia que tem obrigado aos países a construção de novas usinas hidroelétricas e ao aumento na demanda pelo consumo de derivados do petróleo.

Para o funcionamento de uma usina hidroelétrica é necessária a acumulação da água na forma de um lago originando grandes áreas alagadas, impróprias para a agricultura, pecuária, habitação, enfim, reduzindo o potencial destas áreas, além de acarretar um grande impacto ambiental.

O confronto armado entre as nações do mundo pela posse dos locais geográficos onde existem grandes reservas de petróleo faz com que o preço pago pela humanidade seja muito alto: milhares de seres humanos morrem nestes conflitos sangrentos e deslocam populações inteiras em busca de segurança para continuar a viver.

Outra opção de aumento da geração de energia seriam as usinas atômicas porém, a dificuldade de encontrar um destino final aos resíduos provenientes das mesmas, conhecido como lixo atômico, aliado ao risco de um desastre nuclear de proporções semelhantes ou superiores aos já acontecidos desde o início do uso desta tecnologia e ao alto custo de operação das usinas tornam, essa opção extremamente complexa e de difícil operacionalização.

A utilização de fontes renováveis, tais como a energia solar e a energia eólica apresentam-se como uma contribuição à diversificação da matriz energética brasileira, altamente

dependente das hidroelétricas e que apresenta a vantagem de não necessitar a importação de petróleo e seus derivados de regiões no mundo tradicionalmente sujeitas a crises políticas e conflitos. O uso destas fontes renováveis pode ser uma das formas de auxiliar a estabilização do clima no nosso planeta, fazendo frente às mudanças climáticas causadoras de prejuízos ao meio ambiente e à economia mundial, diminuindo o consumo dos combustíveis fósseis, agentes causadores do efeito estufa, um dos principais responsáveis pelo aumento global da temperatura.

Outro grande apelo ao uso destas fontes energéticas é o grande potencial disponível, o que permitiria um aumento considerável da geração da energia num curto período de tempo, em comparação temporal com a implantação das outras formas de geração, acompanhando o crescente aumento da demanda energética necessária ao crescimento econômico mundial. O fato dos dispositivos utilizados na geração de energia das fontes renováveis, solar e eólica, serem facilmente adaptáveis às linhas de montagem propicia a produção em larga escala destes componentes pelo setor industrial. Esta semelhança fica aparente na comparação da montagem de um aerogerador e um automóvel, ambos possuem um gerador elétrico, caixas de transmissão, um sistema de controle eletrônico e um sistema de freio, possibilitando o uso da capacidade ociosa da indústria automobilística.

Os royalties recebidos pelos proprietários das terras, sem a necessidade de qualquer investimento de sua parte, para a concessão de autorização para a instalação de geradores de energia a partir de fontes renováveis mostram-se uma interessante fonte de renda se comparada com os riscos da agricultura e da pecuária.

Uma característica da disponibilidade das fontes renováveis é sua abundância na natureza e independência da situação econômica, política e social dos países, propiciando, muitas vezes, que regiões inóspitas ou inviáveis sob o ponto de vista econômico possam ter um grande potencial a ser explorado.

Apesar de terem custos de geração definidos em longo prazo, já que não são influenciadas por oscilações de preços de combustíveis fósseis, as maiores partes dos países não possui aporte financeiro para a implementação destas tecnologias.

A utilização somente da energia solar ou da energia eólica apresentaria uma irregularidade temporal e de amplitude que exigiria um dimensionamento de seus componentes com elevados custos iniciais. Uma alternativa viável é a utilização de equipamentos fotovoltaicos e eólicos unificados num único sistema, denominado híbrido, o que permitiria uma complementaridade. Esta complementaridade poderia ser obtida da diferença entre os períodos de disponibilidade das fontes de energia solar e eólica, de modo a satisfazer a demanda, obtendo-se dessa forma um aumento da confiabilidade e economia do sistema como um todo.

O conhecimento da disponibilidade da energia solar e eólica auxiliaria na identificação de potenciais locais geográficos para a utilização de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico.

1.1 JUSTIFICATIVA

Atualmente dispõe-se de dados isolados de radiação solar e velocidades dos ventos no Estado do Rio Grande do Sul, o que dificulta uma análise mais específica para uso de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico neste Estado.

Para a identificação de locais geográficos viáveis para o uso de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico torna-se necessário o conhecimento concomitantemente do potencial solar e eólico no local geográfico onde será gerada a energia elétrica neste sistema, explorando a complementaridade de ambas fontes energéticas.

A representação desta complementaridade na forma de mapas pode facilitar a análise para implementar sistemas autônomos de pequeno porte.

1.2 OBJETIVOS

Esta dissertação tem por objetivos a elaboração de mapas para o Estado do Rio Grande do Sul de:

- ✓ Radiação solar média sobre um plano inclinado a 45°, orientação norte, para os meses centrais das 4 estações climáticas do ano e anual;
- ✓ Velocidade média do vento a 10 metros de altura para as 4 estações climáticas do ano e anual;
- ✓ Índice de complementaridade de amplitude;
- ✓ Índice de complementaridade de tempo e energia;
- ✓ Índice de complementaridade total.

Esses mapas podem auxiliar na localização de possíveis locais para um melhor aproveitamento no emprego de sistemas híbridos fotovoltaico-eólico no Estado do Rio Grande do Sul.

Para a elaboração dos mapas foram concretizadas diversas etapas a serem destacadas:

1. Utilização de um programa computacional elaborado no Laboratório de Energia Solar da UFRGS para a leitura dos dados dos mapas da radiação solar horizontal, velocidade do

vento a 50 metros de altura e da rugosidade da superfície terrestre no Estado do Rio Grande do Sul;

2. Correção da velocidade dos ventos a 50 metros de altura do solo para 10 metros de altura do solo;
3. Elaboração dos mapas da velocidade dos ventos a 10 metros de altura do solo;
4. Cálculo da energia eólica anual e das quatro estações do ano (verão, outono, inverno e primavera) para ventos a 10 metros de altura do solo;
5. Correção da radiação solar horizontal anual e dos meses centrais das quatro estações do ano para radiação incidente em uma superfície inclinada a 45° ;
6. Elaboração dos mapas da radiação incidente em uma superfície inclinada a 45° ;
7. Cálculo dos índices de complementaridade entre as quatro estações do ano;
8. Elaboração dos mapas de complementaridade.

1.3 ESCOPO DA DISSERTAÇÃO

Esta Dissertação está constituída desta introdução e mais 5 capítulos que tratam da obtenção de energia elétrica a partir de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico, da estimativa de tal potencial, dos principais componentes de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico, das etapas para a obtenção de dados dos mapas de velocidade do vento a 50 metros de altura, rugosidade e radiação solar horizontal e da elaboração dos mapas de complementaridade do potencial solar e eólico do Estado do Rio Grande do Sul.

O capítulo 2 contém uma revisão bibliográfica dos trabalhos referentes a mapas e atlas sobre o potencial solar, eólico e solar-eólico em alguns locais do globo terrestre. Trata do sistema híbrido fotovoltaico-eólico autônomo, da geração fotovoltaica e eólica, é feita uma análise do dispositivo de acumulação de energia e de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico.

O capítulo 3 contém uma análise da radiação solar na superfície da Terra e os elementos básicos necessários para sua compreensão, apresenta a metodologia para a obtenção da radiação solar em uma superfície inclinada a partir da radiação solar horizontal, trata ainda sobre a velocidade do vento, a correção da velocidade do vento a 50 metros de altura para 10 metros de altura utilizando a rugosidade e o fator de forma de Weibull. Apresenta os mapas da velocidade dos ventos a 10 metros de altura do solo e da radiação incidente em uma superfície inclinada a 45° . É determinado o potencial eólico a partir da informação da velocidade do vento local.

O capítulo 4 apresenta a metodologia para a determinação dos índices de complementaridade e para a leitura dos mapas de velocidade do vento a 50 metros de altura, rugosidade e radiação solar horizontal. São comentados os erros possíveis devido às simplificações e leituras dos mapas.

O capítulo 5 apresenta os seguintes mapas para o Estado do Rio Grande do Sul:

- ✓ Índice de complementaridade de amplitude;
- ✓ Índice de complementaridade de tempo e energia;
- ✓ Índice de complementaridade total.

O capítulo 6 apresenta as conclusões e recomendações para trabalhos futuros desta Dissertação.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 POTENCIAL SOLAR

A busca por trabalhos sobre dados de irradiação solar incidente nas diversas regiões do mundo para estimativa do potencial energético proveniente do Sol resulta em mapas e atlas solarimétricos em diferentes localidades.

A medida da irradiação solar incidente sobre uma região possibilita avaliar com precisão o potencial solar da região em estudo, porém, devido à ausência dos dados da irradiação solar incidente ou ao pequeno intervalo temporal dos dados existentes, utilizam-se outros dados tais como as horas de brilho do Sol, como constatado em trabalhos citados a seguir.

Em 1965, Bennett *et. al.*, se dedicou à confecção de mapas mensais de médias diárias de radiação solar para os Estados Unidos da América fazendo uso de correlações com a média mensal de horas de sol e de equações com algumas particularidades, tais como levar em consideração a presença de neve e a cobertura de nuvens.

Em 1987, a Organização Latino Americana de Energia - OLADE, publicou o Atlas de Climatologia Solar para a América Latina e Caribe, elaborado a partir de medidas de insolação, devido à escassez das medidas de irradiação solar. O Atlas possui 12 cartas mensais por sub-região e para a radiação global máxima média mensal e radiação máxima direta média mensal.

Em 2000, o Sandia National Laboratories – SNL, no desenvolvimento do Mexico Renewable Energy Program (MREP) apresentou mapas para o México de radiação solar média anual direta, global, difusa, inclinada e percentual de cobertura de nuvens, conforme Figura 2.1 . A radiação solar média diária foi calculada a partir de dados de satélite e/ou observações terrestres de cobertura de nuvens, vapor d'água precipitado, albedo, pressão atmosférica e ozônio. Os dados da porcentagem média de cobertura de nuvens durante as horas de insolação para a elaboração dos mapas foram obtidos de um satélite de órbita polar construído pela United States Air Force e de observações terrestres. A grade de resolução é de 40km. Outra fonte de dados foi o acervo do National Renewable Energy Laboratory, pertencente ao U.S. Department of Energy.

No âmbito nacional destacam-se os seguintes trabalhos:

Em 1979, Nunes et al., citado em GTES, 1999, apresentaram o trabalho “Estudo da Distribuição da Radiação Solar Incidente sobre o Brasil”. Os autores adaptaram para as peculiaridades do Brasil o modelo desenvolvido por Bennett para os Estados Unidos, que obtêm

a radiação solar global utilizando-se de um equacionamento do número de horas de insolação, altitude, latitude e época do ano. Foram elaborados mapas mensais, constituídos de isolinhas, foram feitos ajustes dos dados calculados considerando a nebulosidade a partir de fotos de satélites.

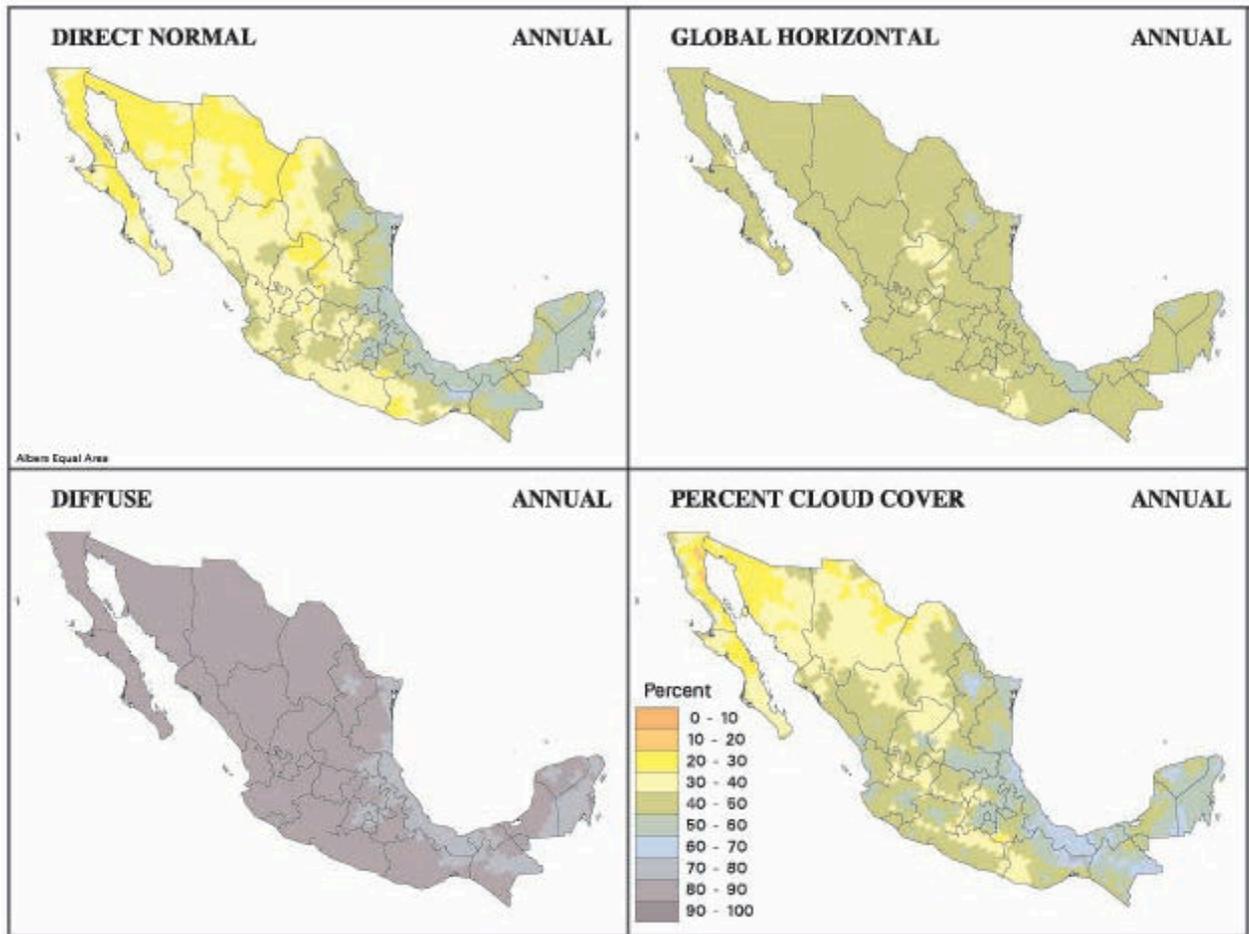


Figura 2.1 Mapa do potencial solar do México Fonte: SNL, 2002.

Em 1998, Colle e Pereira, como pesquisadores principais, juntamente com o INMET e o LABSOLAR-UFSC, lançaram o Atlas de Irradiação Solar do Brasil. Este Atlas foi confeccionado a partir de dados dos satélites METEOSAT-2, METEOSAT-3 e GOES-8, sendo esses dados validados por estações de medição terrestres. O Atlas possui mapas mensais de radiação solar, mapas mensais de variabilidades diários em cada mês e mapas de irradiação média anual típica para o intervalo de 10 anos. Apresenta ainda mapas de variabilidade mensal da irradiação anual e variabilidade diária da irradiação mensal, em percentuais. Na Figura 2.2 é apresentada uma adaptação do Mapa da radiação solar global diária – Média anual típica.

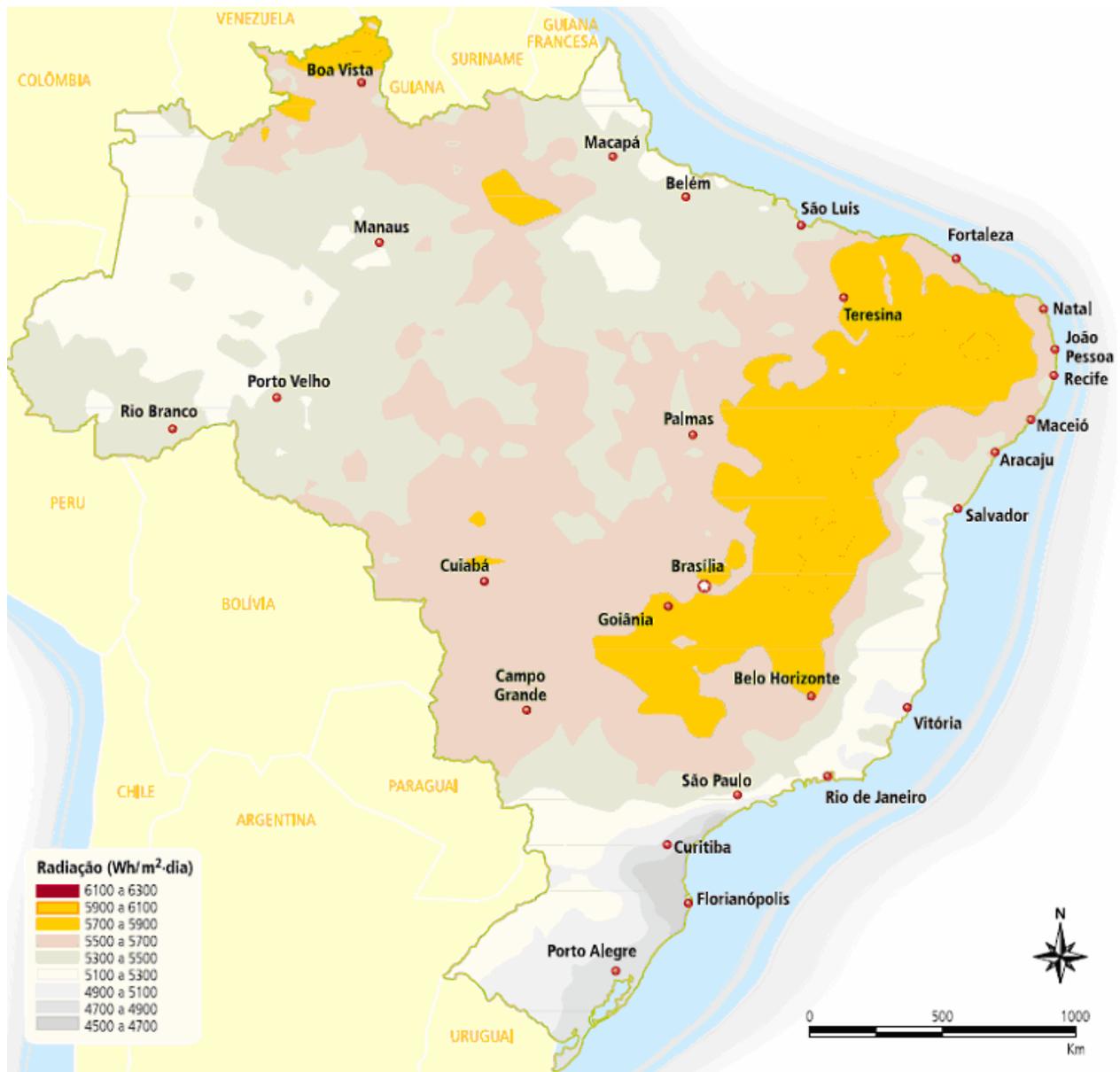


Figura 2.2 Mapa da radiação solar global diária - Média anual típica

Fonte: INMET, 1998 (adaptado).

Sob coordenação de Tiba, em 2000, a Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, com o apoio do Ministério de Minas e Energia, CEPEL/Eletróbrás e CRESESB lançaram o Atlas Solarimétrico do Brasil. Na Figura 2.3 é apresentado o Mapa da radiação solar global diária - Média anual típica. O Atlas foi confeccionado tendo como referência mapas do Brasil elaborados pelo IBGE. É apresentada uma estimativa da radiação solar incidente no país, resultante da interpolação e extrapolação de dados obtidos em estações solarimétricas do INMET distribuídas em vários pontos do território nacional além de dados obtidos de órgãos estaduais e universidades espalhadas pelo Brasil. Foram utilizados valores médios de radiação solar obtido em países limítrofes.

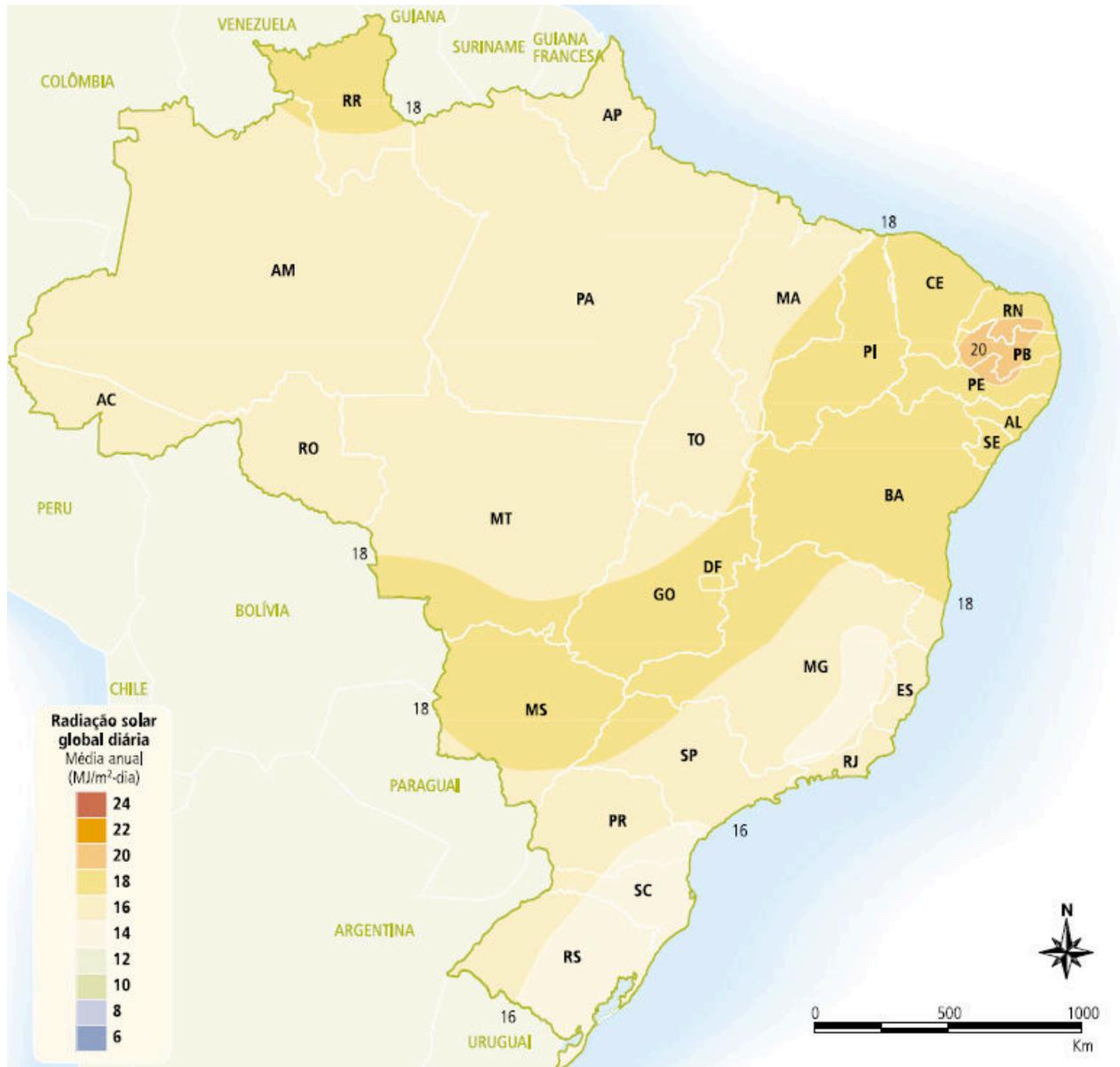


Figura 2.3 Mapa da radiação solar global diária - Média anual típica

Fonte: CRESESB, 2000 (adaptado).

Nos trabalhos realizados para base de dados para o Estado do Rio Grande do Sul é constatada a escassez de dados.

Em 1989, o Instituto de Pesquisas Agronômicas, IPAGRO, hoje, FEPAGRO, publicou um Atlas Agroclimático do Rio Grande do Sul. Dentre as variáveis agroclimáticas destacam-se as cartas de isolinhas de radiação solar global e insolação. As cartas de isolinhas de radiação solar global apresentam uma distribuição espacial média diária e as cartas de isolinhas de insolação possuem uma distribuição espacial do número de horas de brilho de Sol mensal e anual.

Kessler e Corbela, 1979 , apresentaram no 2º Congresso Latino-Americano de Energia Solar mapas de radiação solar diária total média mensal sobre superfície horizontal para o Rio Grande do Sul para os 12 meses do ano. Os dados foram obtidos de 25 estações do IPAGRO. Devido às estações de medida do IPAGRO não possuírem os dados de todo o período de tempo necessário para a elaboração dos mapas, assim como a não existência de estações de medida em algumas cidades foi necessário realizar uma estimativa dos dados ausentes.

Alguns desses trabalhos foram citados em Martinazzo, 2004, que apresentou modelos de estimativa de radiação solar para elaboração de mapas solarimétricos com o intuito de traçar mapas de radiação solar para o Estado do Rio Grande do Sul. É feita uma análise da aplicação de diversos modelos estatísticos de estimativa de radiação solar ao banco de dados do Leste dos Estados Unidos da América, SAMSON. Foram utilizados os dados das estações agroclimáticas do Rio Grande do Sul, pertencentes a FEPAGRO e INMET bem como UFPel/EMBRAPA/INMET, convertidos em médias mensais de insolação, radiação solar global horizontal, umidade e temperatura média.

A metodologia dos modelos de estimativas, aplicada por Martinazzo, baseia-se no Método dos Mínimos Quadrados, sendo realizadas correlações mensais e anuais e seus resultados validados através de validação cruzada. O mapa do Estado do Rio Grande do Sul utilizado como fundo para a elaboração dos mapas solarimétricos é uma projeção cilíndrica equatorial, onde os meridianos e paralelos são igualmente espaçados. O mapa apresenta uma resolução de $0,5 \text{ MJ/m}^2$ ou 139 kWh e isolinhas traçadas para diferenças de $1,0 \text{ MJ/m}^2$ ou 278 kWh . O método de interpolação de Kriging foi adotado no traçado dos mapas. A radiação dos pontos sobre o oceano é obtida apenas da interpolação feita pelo programa SURFER, pois não existem pontos medidos nesta região.

Martinazzo observa algumas concentrações localizadas de radiação solar global horizontal nos mapas que são devidas à proximidade da estação de medidas de radiação solar horizontal utilizada como referencial. Segundo Martinazzo, devido a metodologia utilizada para o traçado, e a incerteza nos valores medidos, não é possível afirmar a origem desta concentração. Foram obtidos mapas mensais de médias mensais de radiação solar global horizontal diária e um mapa da média anual de radiação solar global horizontal diária para o Estado do Rio Grande do Sul. Na Figura 2.4 é apresentado o Mapa de radiação solar global horizontal média anual diária para o Rio Grande do Sul, onde se destacam as linhas de iso-radiação.

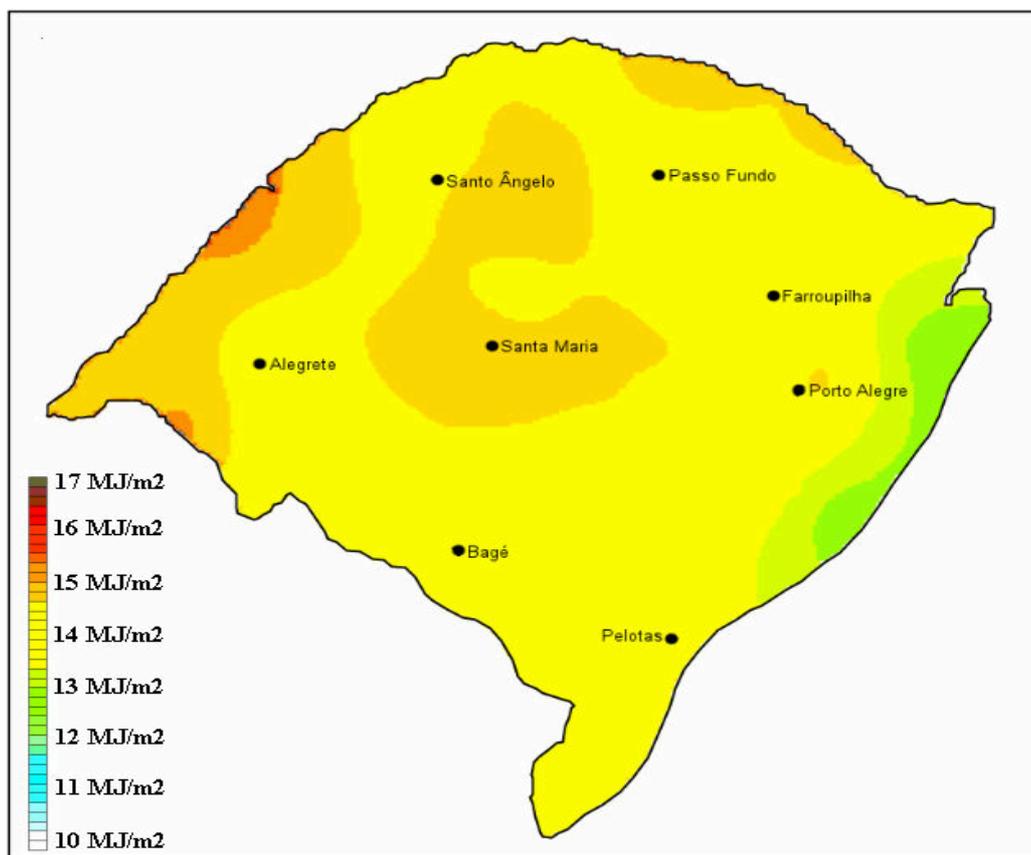


Figura 2.4 Adaptado do mapa de radiação solar global horizontal média anual diária para o Rio Grande do Sul. Fonte: Martinazzo, 2004.

2.2 POTENCIAL EÓLICO

A busca por trabalhos sobre o potencial eólico nas diversas regiões do mundo para estimativa do potencial energético proveniente do vento resulta em mapas e atlas eólicos em diferentes localidades.

O mapa eólico da Dinamarca (WINDPOWER, 2005), apresentado na Figura 2.5, elaborado pela Danish Wind Industry Association com a colaboração do departamento eólico do Risoe National Laboratory, 1999, apresenta a velocidade média dos ventos, a potência eólica disponível por metro quadrado de área de captação e as direções do vento dominante, levando em consideração as características do terreno. O território da Dinamarca, que possui 44.000 km^2 , foi dividido em 1,1 milhões de quadrados com 200m x 200m cada um, tendo-se calculado a velocidade média em cada um destes quadrados, denotando o elevado grau de resolução deste mapa. Este mapa foi elaborado para assessorar os municípios dinamarqueses na distribuição por zonas dos aerogeradores, para que o governo da Dinamarca possa cumprir seu plano de abastecer em 50% a energia elétrica do País com energia eólica no ano de 2030. O cálculo de um mapa eólico de uma grande área como esta, de forma tão detalhada, foi possível devido a uma base de

mapas digitais extremamente detalhados na escala de 1: 25.000 e de elaborados programas computacionais. Posteriormente, os resultados foram reajustados utilizando dados estatísticos de várias centrais de geração de energia eólica, que utilizam aerogeradores, espalhados por todo o País, cujos dados de produção de energia estão disponíveis.

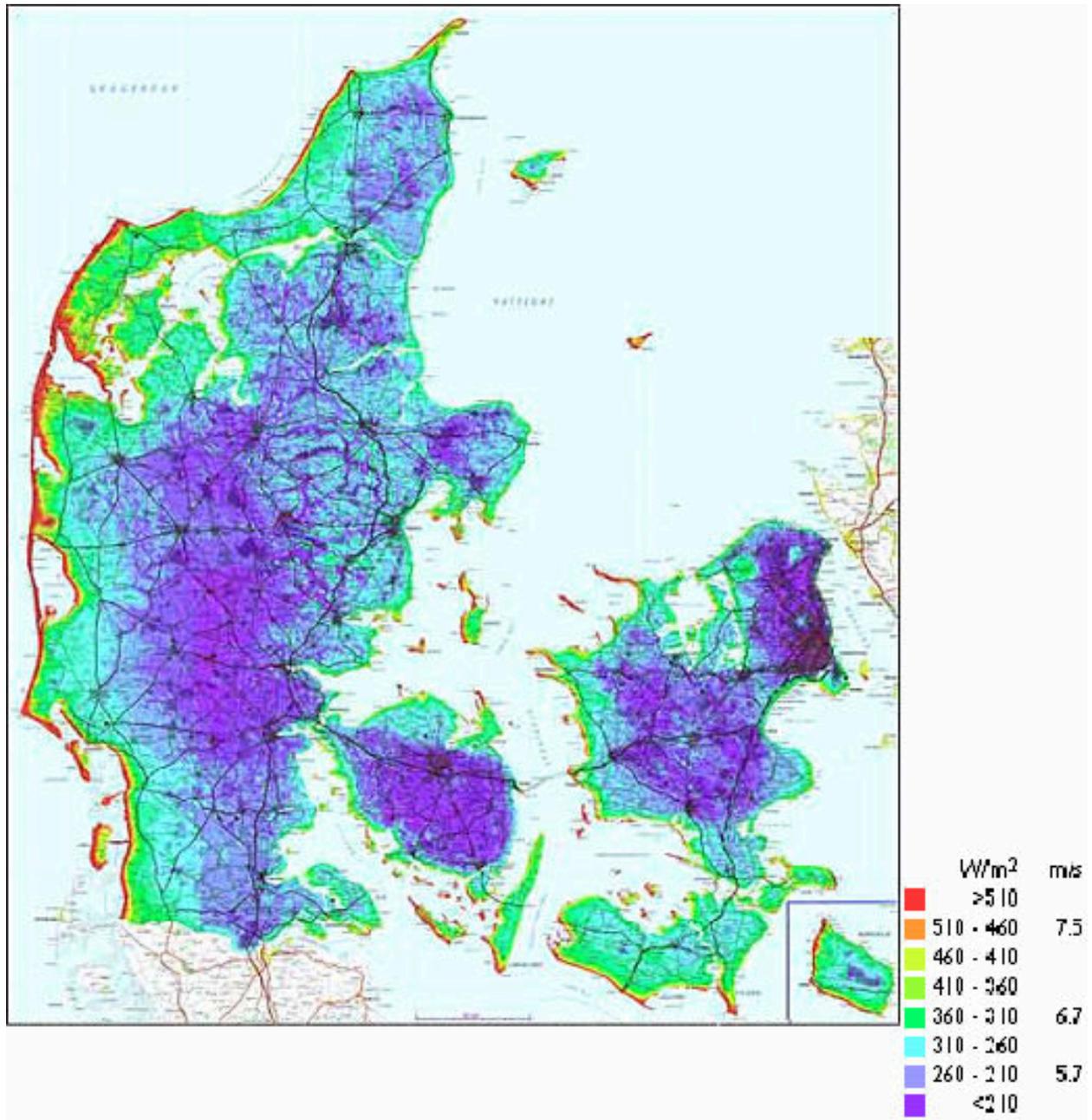


Figura 2.5 Mapa eólico da Dinamarca

Fonte: WINDPOWER, 2005

Em 2000, o Sandia National Laboratories - SNL, no desenvolvimento do Mexico Renewable Energy Program (MREP) apresentou mapas para o México de potencial eólico a 30m

de altura, tendo como fator de Weibull 2,0 . Na Figura 2.6 é apresentado um destes mapas, o Mapa do potencial eólico da costa sudeste da região de Yucatan, México.

Os dados para a elaboração dos mapas foram obtidos de um satélite construído pela United States Air Force e de observações terrestres. Outra fonte de dados foi o acervo do National Renewable Energy Laboratory, pertencente ao U.S. Department of Energy.

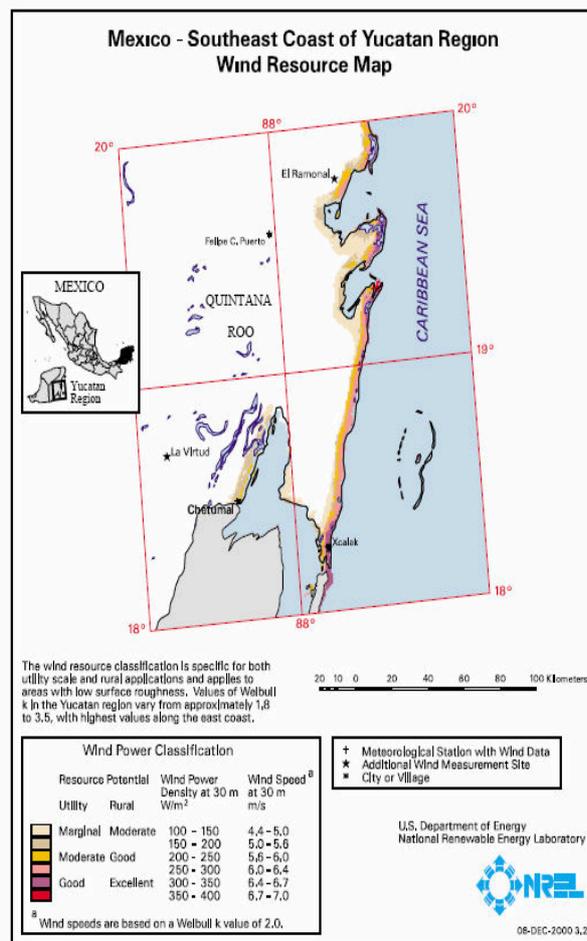


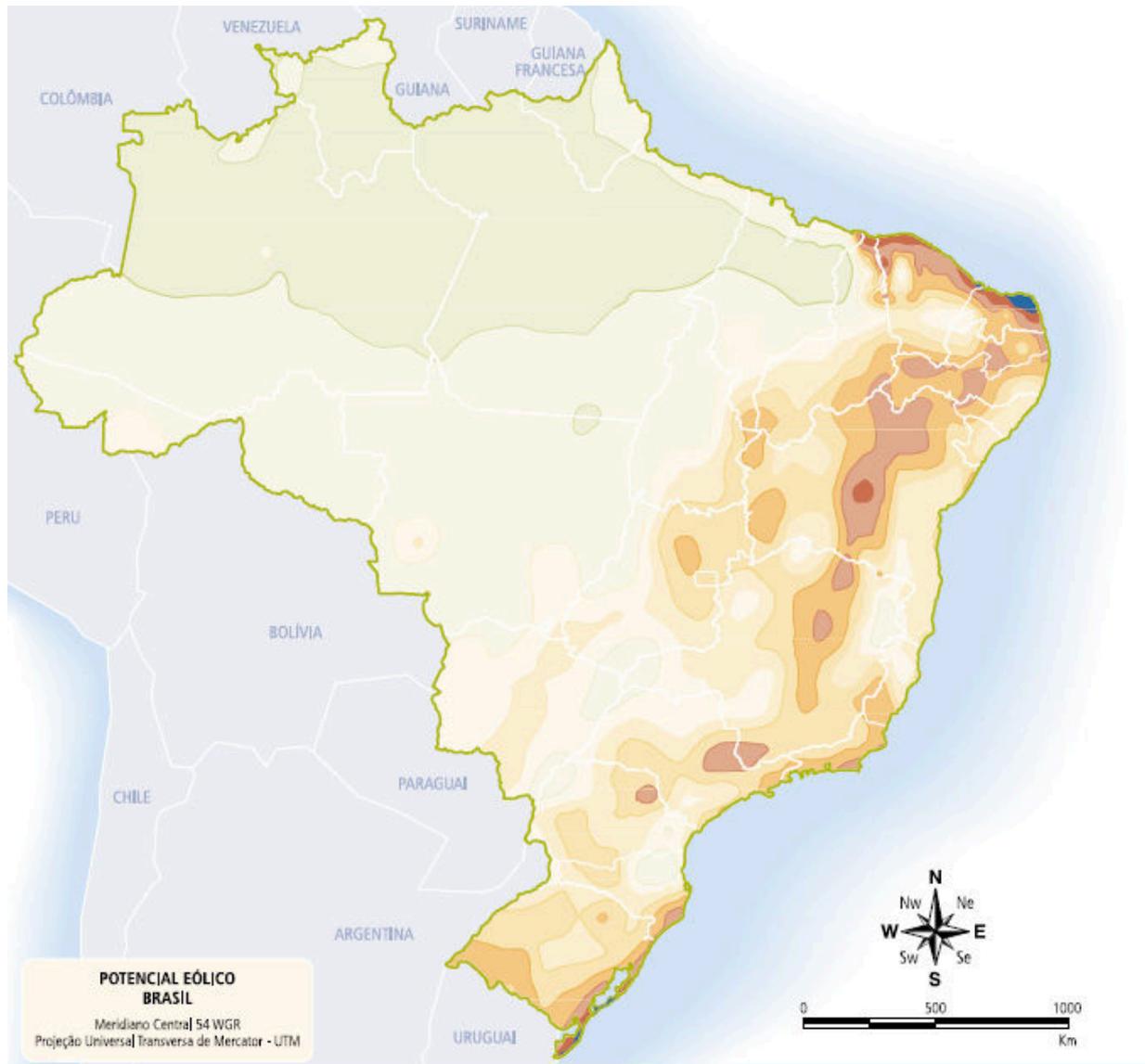
Figura 2.6 Mapa do potencial eólico da costa sudeste da região de Yucatan, México

Fonte: SNL, 2002.

No âmbito nacional destacam-se os seguintes trabalhos:

Em 1998, o Centro Brasileiro de Energia Eólica - CBEE, da Universidade Federal do Pernambuco, lançou a primeira versão do Atlas Eólico da Região Nordeste do Brasil, cuja continuidade deste trabalho resultou no Panorama do Potencial Eólico no Brasil, com o objetivo principal de desenvolver modelos atmosféricos, analisar dados de ventos e elaborar mapas eólicos confiáveis para a região. Os recursos eólicos referem-se à velocidade média do vento e energia eólica média a uma altura de 50m acima da superfície para 5 condições topográficas

distintas: zona costeira, campo aberto, mata, morro e montanha. Na Figura 2.7 temos o Mapa da velocidade média anual do vento a 50m de altura.



		Velocidade média do vento (m/s) 50 m acima do nível da superfície				
		Mata	Campo Aberto	Zona Costeira	Morro	Montanha
Classes de energia	4	 > 6,0	> 7,0	> 8,0	> 9,0	> 11,0
	3	 4,5 - 6,0	6,0 - 7,0	6,0 - 7,0	7,5 - 9,0	8,5 - 11,0
	2	 3,0 - 4,5	4,5 - 6,0	4,5 - 6,0	6,0 - 7,5	7,0 - 8,5
	1	 < 3,0	< 4,5	< 4,5	< 6,0	< 7,0

NOTAS:
 Mata indica áreas de vegetação nativa, com arbustos e árvores altas.
 Campo aberto refere-se a áreas planas de pastagens, plantações e/ou vegetação baixa, sem muitas árvores altas.
 Zonas costeiras são áreas de praia, normalmente com larga faixa de areia, onde o vento incide predominantemente no sentido mar-terra.
 Morros são áreas de relevo levemente ondulado, relativamente complexo e de pouca vegetação ou pasto.
 Montanhas representam áreas de relevo complexo com altas montanhas. O potencial eólico é dado para locais nos topos das montanhas em condições favoráveis para o fluxo de vento.

Figura 2.7 Mapa da velocidade média anual do vento a 50m de altura

Fonte: Feitosa, 2003. (adaptado)

Em 1999, a Companhia Paranaense de Energia - COPEL, publicou o mapa eólico do Estado do Paraná. Por meio Projeto VENTAR foram obtidas medidas anemométricas de 25

anemógrafos digitais, instalados em locais selecionados dentro do Estado do Paraná, conforme Figura 2.8 , sendo realizados ajustes e correlação destes dados medidos, em relação às médias climatológicas de longo prazo (15 anos) registradas pelas estações da rede meteorológica do IAPAR e, posteriormente extrapolados para o território paranaense a partir da superposição dos seguintes modelos geográficos do Estado do Paraná: Modelo Digital de Relevo, elaborado a partir do banco de dados topográficos do Centro de Hidráulica e Hidrologia Professor Parigot de Souza- CEHPAR-COPEL/UFPR; Modelo Digital de Rugosidade, visualizado na Figura 2.9 e elaborado pela associação de parâmetros de rugosidade às diversas classes de cobertura vegetal indicadas no mapa do uso do solo do Estado do Paraná da Secretaria de Estado do Meio Ambiente - SEMA e pelo Laboratório Integrado de Sensoriamento Remoto do Paraná - LISERP; Base Cartográfica, fornecida pela SEMA/LISERP e SANEPAR. O mapa temático resultante foi realizado originalmente na resolução de 2 x 2 km (área mínima de representatividade), e apresenta as condições médias previstas para 50 metros de altura. O mapa do potencial eólico na Ilha do Mel, mostra as grandes variações que a velocidade média anual do vento pode apresentar na distância de poucas dezenas de metros, pela influência de relevo, rugosidade e eventual presença de obstáculos. Na Figura 2.10 temos o Mapa da velocidade média anual do vento a 50m de altura na Ilha do Mel.



Figura 2.8 Mapa da localização dos 25 anemógrafos digitais

Fonte: COPEL, 1999.

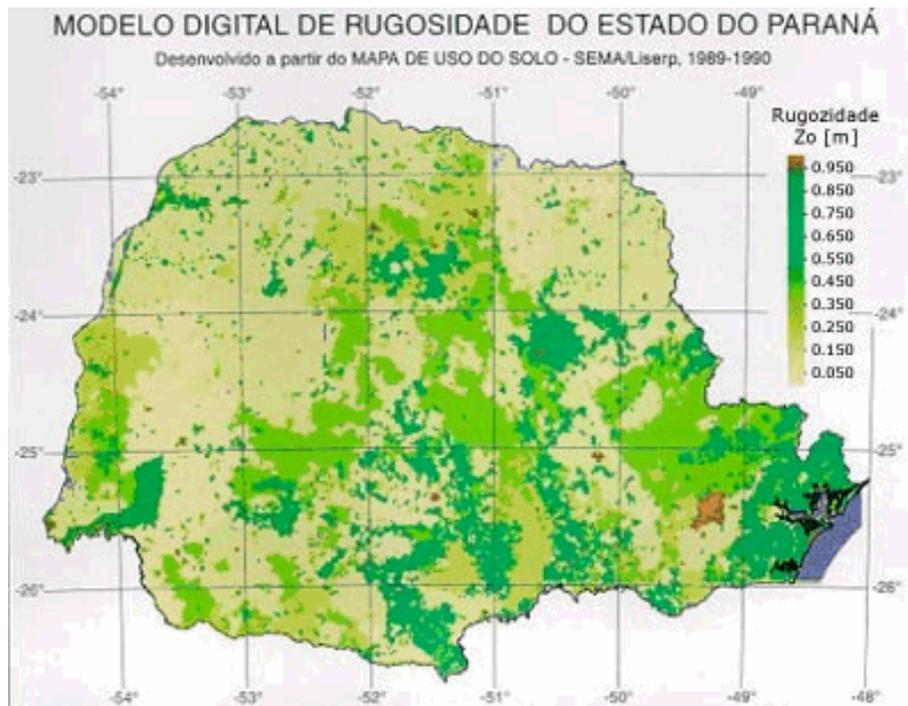


Figura 2.9 Mapa da rugosidade do Estado do Paraná

Fonte: COPEL, 1999.



Figura 2.10 Mapa da velocidade média anual do vento a 50m de altura na Ilha do Mel

Fonte: COPEL, 1999.

Em 2001, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB/CEPEL (CRESESB, 2004), lança o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, desenvolvido com o software de modelamento numérico dos ventos de superfície, MesoMap, software que simula a dinâmica atmosférica dos regimes de vento e variáveis meteorológicas correlatas a partir de amostragens representativas de um banco de dados validado. O software inclui condicionantes geográficas como relevo, rugosidade induzida por classes de vegetação e uso do solo, interações térmicas entre a superfície terrestre e a atmosfera. Os resultados dessas simulações são apresentados em

mapas temáticos por escalas de cores, representando os regimes de vento e fluxos de potência eólica anual e sazonal na altura de 50 metros, na resolução horizontal de 1km x 1km, para todo o país.

Em 2002, a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, publicou o Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia, desenvolvido a partir do mapeamento eólico do Estado da Bahia em resolução 1km x 1km com medições anemométricas realizadas pela COELBA em 26 locais, utilizando torres de 20m e 30m de altura e outras medições existentes, considerando os parâmetros fundamentais de influência: relevo, rugosidade, altura de camada-limite e estabilidade térmica da atmosfera. Os dados foram compilados e validados, por análises de correlação e filtragem, gerando um modelo atmosférico. Em cada estação anemométrica, os dados medidos são influenciados pelas condições locais de relevo e rugosidade, sendo elaborados Modelos de Relevo e Rugosidade na resolução 1km x 1km. A partir dos modelos: Atmosférico, Relevo e Rugosidade, o software WindMap calculou os mapas de potencial eólico do Estado da Bahia. Os mapas resultantes apresentam o potencial eólico para cada quilômetro quadrado do território da Bahia, nas alturas de 50m e 70m anual, potencial eólico sazonal na altura de 50m, potencial eólico para alturas de 10, 30, 50 e 70m, direções predominantes dos ventos e fator de forma Weibull. O Mapa do potencial eólico sazonal pode ser visualizado na Figura 2.11 .

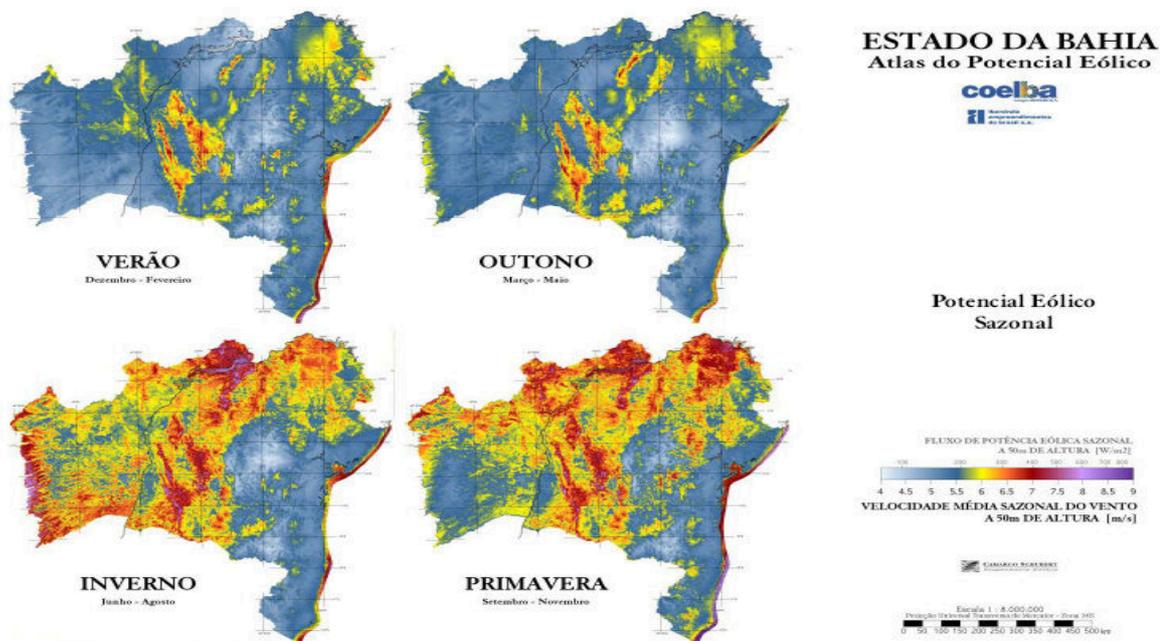


Figura 2.11 Mapa do potencial eólico sazonal da Bahia

Fonte: COELBA, 2002.

Em 2002, a Secretaria de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo do Governo do Estado do Rio de Janeiro - SEINPE, promoveu o Atlas do Potencial Eólico do Estado do Rio de Janeiro, como suporte ao planejamento do Governo estadual e à atração e agilização de investimentos, indicando as melhores áreas e principais informações relevantes sobre o potencial eólico do Estado do Rio de Janeiro. Este Atlas apresenta mapas do potencial eólico do Estado do Rio de Janeiro na resolução horizontal de 200m x 200m. Este mapeamento foi viabilizado através do Projeto de Incentivo ao Uso de Fontes Alternativas de Energia e à Conservação de Energia no Estado do Rio de Janeiro, realizado com o suporte e gerenciamento da SFE - Sociedade Fluminense de Energia (Usina Termelétrica Eletrobolt), através de Termo de Cooperação Técnica e Financeira. Foram utilizados neste trabalho dados anemométricos medidos em torres altas e locais representativos, por parte das empresas SIIF Énergies do Brasil, Gamesa Energia Brasil e SeaWest do Brasil. Os mapas temáticos apresentam o potencial eólico do Estado do Rio de Janeiro através de parâmetros estatísticos de velocidade e direção dos ventos, bem como seus regimes diurnos e sazonais. Aos mapas do potencial eólico estão sobrepostos a malha viária, os centros urbanos e principais consumidores de energia elétrica, o sistema elétrico estadual existente - geração, transmissão e subestações - e as áreas com restrições ambientais (parques, reservas). Na Figura 2.12 temos o Mapa do potencial eólico sazonal do Rio de Janeiro.

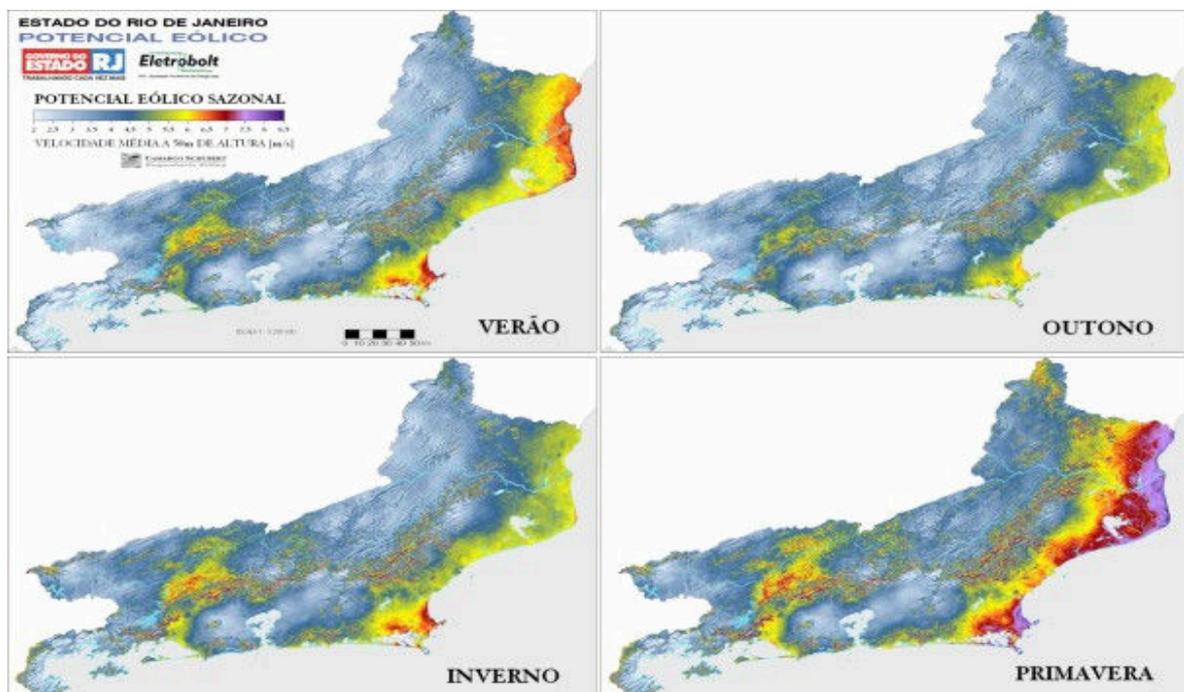


Figura 2.12 Mapa do potencial eólico sazonal do Rio de Janeiro

Fonte: SEINPE, 2005.

Em 2002, a Secretária de Energia, Minas e Comunicações do RS - SEMC, publicou o Atlas Eólico do Estado do Rio Grande do Sul, desenvolvido a partir de dados fornecidos pelas empresas: Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, Wobben WindPower Indústria e Comércio Ltda., Gamesa Energia, Energias Renováveis do Brasil Ltda. – ERB, e Cooperativa Regional de Eletrificação Teutônia – CERTEL. Nas Figuras 2.13, 2.14 e 2.15 apresentamos alguns dos mapas disponíveis. Foram utilizados dados anemométricos de 21 torres com alturas de 40m a 50m, instaladas em locais especialmente selecionados e equipadas com instrumentação específica para medições qualificadas para a elaboração do Atlas, em um intervalo de tempo igual ou superior a 12 meses, validados por comparações climatológicas e filtragem de efeitos locais de topografia e rugosidade. As interpolações dos regimes de ventos para o restante do Estado do Rio Grande do Sul foram realizadas por modelamento de meso escala MesoMap, através de simulações computacionais dos principais processos físicos atuantes na movimentação da atmosfera, balizada por banco de dados meteorológicos validados e consolidados, representativos para 15 anos, originando um Modelo Atmosférico. Foram desenvolvidos modelos digitais do relevo, a partir da base de dados GLOBE (NOAA) e da rugosidade, pela interpretação de imagens de satélite LANDSAT5, do Estado do Rio Grande do Sul na resolução 1km x 1km, ambos parâmetros de grande influência nos regimes de vento de cada local. A partir dos modelos digitais de relevo, rugosidade e do modelo atmosférico, as velocidades e direções médias de vento são calculadas para a resolução final de 1km x 1km pelo software WindMap. Os mapas resultantes apresentam o potencial eólico sazonal e anual para cada quilômetro quadrado do Estado do Rio Grande do Sul, nas alturas de 50m, 75m e 100m, frequências, velocidades e direções anuais, potencial eólico *offshore* sobre lagoas e mar, fator de forma Weibull, incertezas nas velocidades médias e ventos extremos a 30m e 50m de altura.

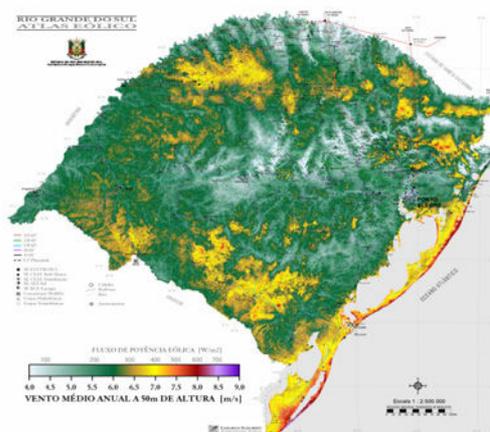


Figura 2.13 Mapa do potencial eólico anual a 50m de altura no Estado do Rio Grande do Sul

Fonte: SEMC, 2002.

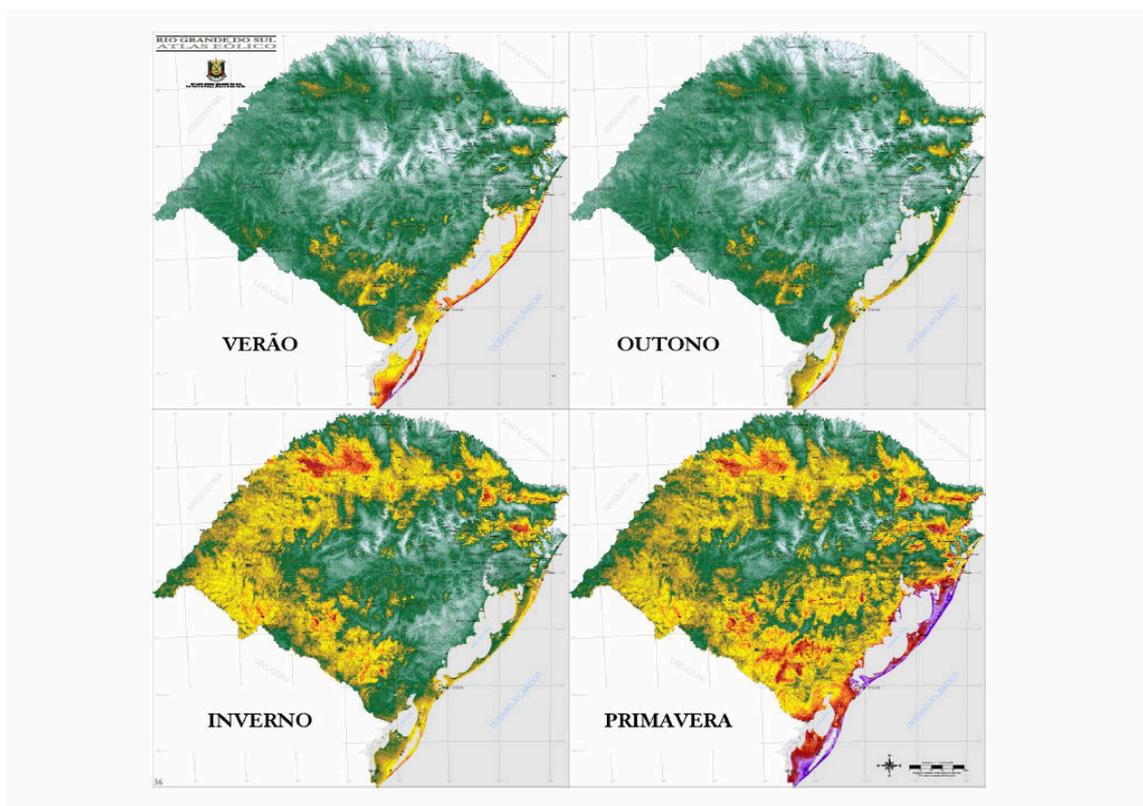


Figura 2.14 Mapa do potencial eólico sazonal a 50m de altura no Estado do Rio Grande do Sul
Fonte: SEMC, 2002.

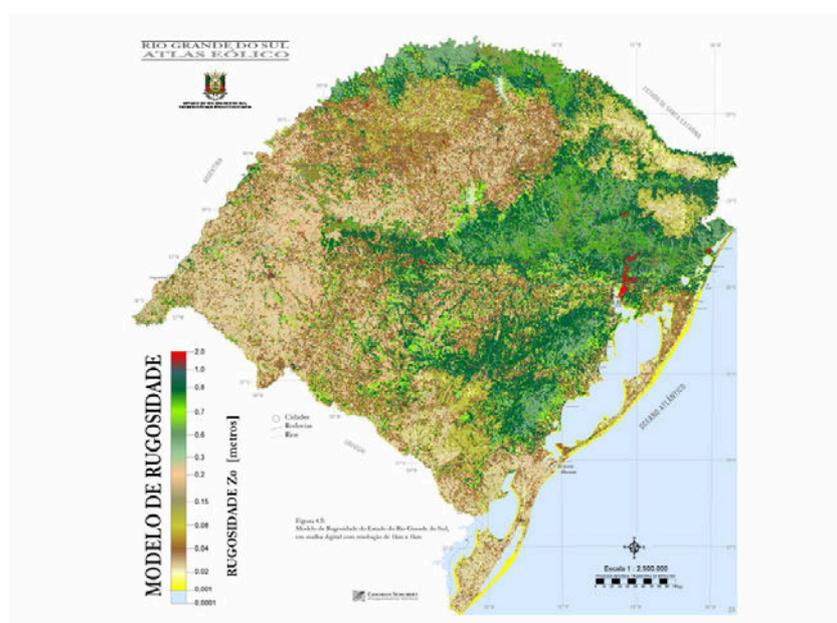


Figura 2.15 Mapa da rugosidade no Estado do Rio Grande do Sul
Fonte: SEMC, 2002.

Em 2005, O Núcleo Tecnológico de Energia e Meio Ambiente da Universidade Pontifícia Católica do Rio Grande do Sul - NUTEMA, apresentou o Atlas de Energia de Parques

Eólicos do Rio Grande do Sul, que resulta em mapas de energia anual gerada (EAG) e fator de capacidade (FC), para alguns tipos de aerogeradores comerciais. O fator de capacidade relaciona a energia anual gerada do aerogerador com a máxima energia que poderá fornecer a máquina trabalhando a sua potência nominal. Este trabalho tem como base os mapas do Atlas Eólicos do Estado do Rio Grande do Sul, SEMC, 2002, especificamente os mapas de velocidade média anual a 50 m de altura, fator de forma da distribuição de Weibull, temperatura média anual, modelo de rugosidade e modelo de relevo.

2.3 POTENCIAL PARA SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Em 1999, o Instituto de Engenharia de Sistema e Computadores - INESC e Universidade Federal do Pará - UFPa, desenvolveram o projeto: Metodologias Integradas para o Mapeamento de Energias Alternativas no Estado do Pará - MEAPA, que teve como objetivo principal desenvolver novas tecnologias de análise, baseadas em SIG - Sistemas de Informação Geográfica, para elaboração e acompanhamento de planos de integração de energias renováveis, resultou em mapas que possibilitam uma comparação de soluções de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos autônomos, eólicos autônomos e híbridos, sendo considerados, neste caso, híbridos os sistemas: fotovoltaico/diesel, eólico/diesel ou fotovoltaico/ eólico/diesel, sendo todas as possibilidades analisadas sob vários critérios, tais como: econômicos, confiabilidade, ambientais e diversidade energética. Foram estabelecidos cenários econômicos, de carga demandada, características de cada sistema, de potencial solar e eólico (média anual), parâmetros da bateria e parâmetros do inversor. Devido à inexistência ou incerteza nos parâmetros a utilizar, para avaliação da confiabilidade e do impacto ambiental, apenas foram realizados estudos considerando exclusivamente critérios econômicos, cuja avaliação consiste na estimativa dos custos da energia produzida pelo sistema e fornecida ao consumidor tendo em conta todas as componentes de custo, durante a instalação e o tempo de funcionamento do sistema. Os valores de custo da energia calculados com esta metodologia só poderão ser comparáveis com outros custos da energia, calculados por outros métodos, se forem usados os mesmos parâmetros, as mesmas componentes de custo e os mesmos cenários de consumo. Os resultados obtidos foram mapas da velocidade média mensal e anual a 30m de altura, radiação global mensal e anual, do custo da energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico, custo da energia elétrica gerada por um sistema eólico, melhor sistema a ser adotado para diferentes demandas energéticas e custo para os diferentes sistemas híbridos. Alguns desses mapas podem ser visualizados nas Figuras 2.16 , 2.17 e 2.18 .



Figura 2.16 Mapa da radiação solar global para o Estado do Pará

Fonte: INESC e UFPa, 1999.



Figura 2.17 Mapa da velocidade média para o Estado do Pará

Fonte: INESC e UFPa, 1999.



Figura 2.18 Mapa dos sistemas híbridos de geração de energia para o Estado do Pará

Fonte: INESC e UFPA, 1999.

Beluco, em 2001, apresenta o mapa da complementaridade no tempo, nas amplitudes de variação e total, visualizados nas Figuras 2.19 , 2.20 e 2.21, entre as disponibilidades hídrica e solar para o Estado do Rio Grande do Sul que, apesar de não se tratar de um sistema híbrido solar-eólico, o desenvolvimento dos índices de complementaridade no tempo, na amplitude e total serviram de inspiração para o cálculo de índices semelhantes de complementaridade dos potenciais solar e eólico desta dissertação. Beluco calculou esses índices com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal no Estado do Rio Grande do Sul, em termos de avaliação, o índice de complementaridade no tempo indica o intervalo de tempo entre os valores mínimos das disponibilidades das duas fontes energéticas e o índice de complementaridade na amplitude nos permite avaliar a relação entre as proporções dos valores máximos e mínimos das duas funções de disponibilidade energética. Beluco, apresenta ainda um índice de complementaridade de energia, para avaliar a proporção entre os valores médios das funções de disponibilidade. O índice de complementaridade total é obtido pela multiplicação dos índices de complementaridade no tempo, na amplitude e de energia, sendo que, em seu trabalho, considerou o índice de complementaridade de energia com valor unitário para o cálculo do índice de complementaridade total. O desenvolvimento das equações para a

obtenção dos respectivos índices de complementaridade está demonstrado em seu trabalho e abaixo seguem os mapas resultantes.

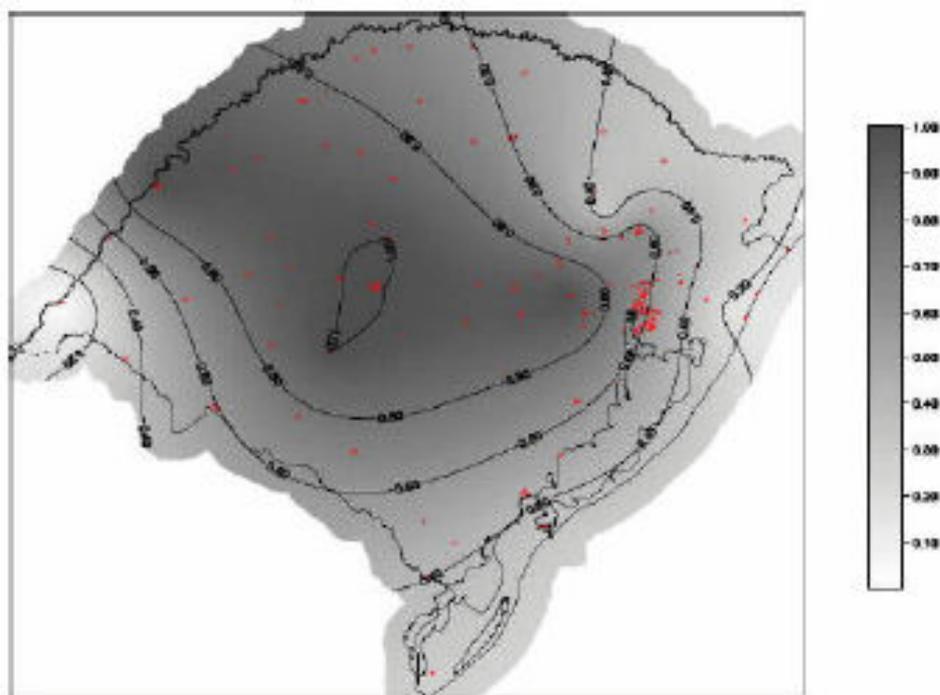


Figura 2.19 Mapa da complementaridade no tempo entre as disponibilidades hídrica e solar, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul Fonte: Beluco, 2001.

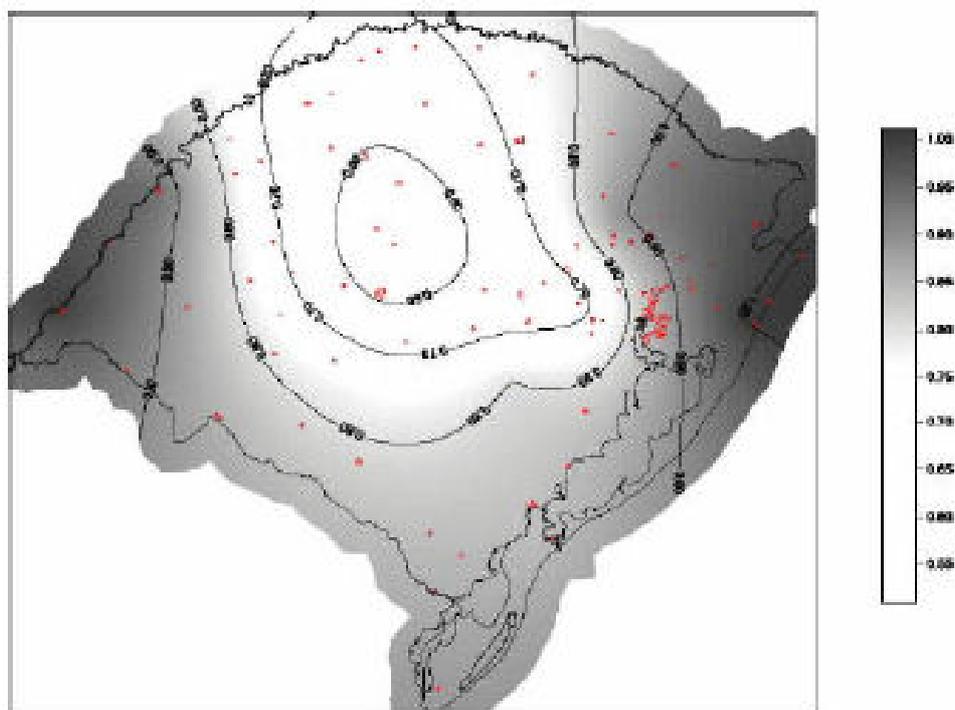


Figura 2.20 Mapa da complementaridade entre as amplitudes de variação das disponibilidades hídrica e solar, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul Fonte: Beluco, 2001.

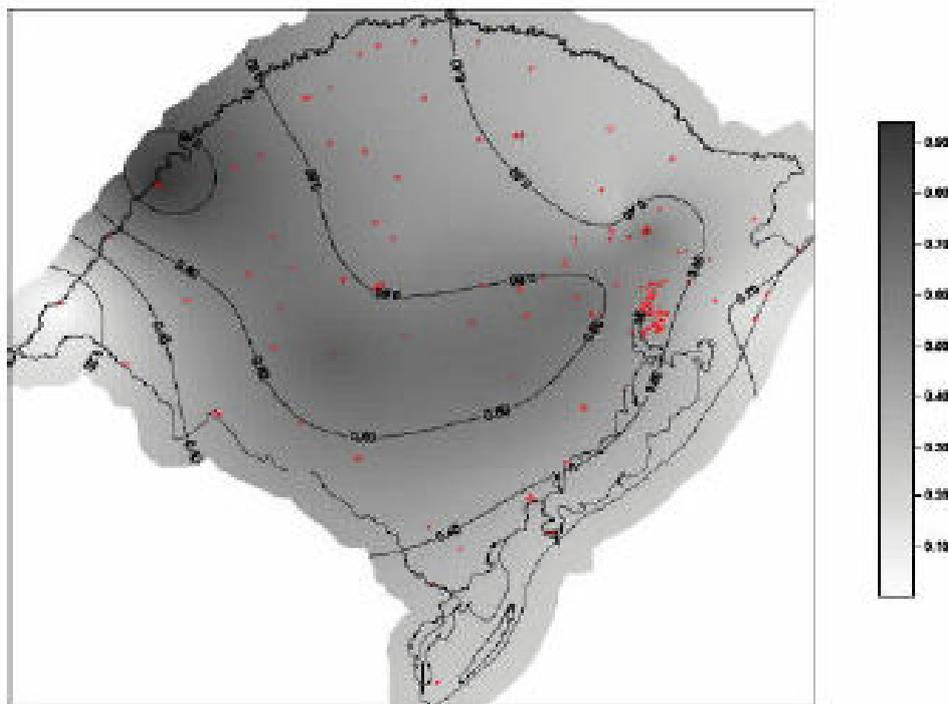


Figura 2.21 Mapa da complementaridade total entre as disponibilidades hídrica e solar, avaliada pelo índice de complementaridade, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul
Fonte: Beluco, 2001.

2.4 SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO-EÓLICO AUTÔNOMO

A utilização somente de um sistema isolado: fotovoltaico ou eólico, exige um dimensionamento para os momentos em que a disponibilidade energética não se fizer presente (não há um valor considerável de irradiação solar ou da velocidade do vento para a geração da energia demandada pelo consumidor), de forma a termos uma confiabilidade aceitável do sistema, porém, isso elevaria os custos da instalação inviabilizando muitas vezes seu uso.

Um sistema híbrido fotovoltaico-eólico autônomo faz uso de ambas fontes geradoras de energia: solar e eólica, e não possui ligação com a rede elétrica da concessionária local. Estas fontes geradoras podem operar em conjunto ou isoladas entre si, o que pode lhes conferir uma complementaridade quanto à forma de geração de energia elétrica. Devido à complexidade desta complementaridade, há a necessidade de um sistema de monitoramento e controle que venha a facilitar a operação e a interligação destas fontes de energia.

O uso de um dispositivo de acumulação de energia é vital para armazenamento da energia gerada, a fim de suprir o consumidor quando na ausência da geração de energia ou na falta de um dos componentes (radiação solar ou vento) necessários para a geração de energia.

A ausência da geração de energia poderia ser devido à manutenção dos equipamentos responsáveis pela geração.

A energia elétrica necessária para as cargas elétricas do consumidor final é a razão da existência de todo o sistema híbrido fotovoltaico-eólico autônomo.

2.4.1 Geração fotovoltaica

Um gerador fotovoltaico é composto de uma ou mais unidades básicas, denominadas módulos fotovoltaicos. O módulo fotovoltaico é um dispositivo devidamente projetado constituído de uma associação de células de silício, responsáveis pela conversão da energia solar em energia elétrica.

Existem diferentes tecnologias para a obtenção das células de silício e de outros materiais de forma a contemplar o custo mais baixo ou a melhor eficiência. Estas tecnologias estão em constante evolução para permitir uma produção em larga escala, o que permitiria uma abrupta queda nos custos dos módulos fotovoltaicos.

A evolução significativa do módulo fotovoltaico aliado ao seu decrescente custo desde as suas primeiras utilizações tem alavancado o crescimento e desenvolvimento de novas tecnologias ampliando o seu uso na geração de sistemas de baixa potência. O decréscimo substancial dos custos dos módulos deve-se a esforços combinados da indústria, das organizações públicas e governamentais, através de programas de incentivo ao uso de fontes renováveis de energia, propiciando dessa forma um crescimento ano após ano do mercado consumidor mundial.

Um nicho de mercado bastante explorado pelo sistema fotovoltaico autônomo é constituído pelas aplicações em regiões isoladas ou em aplicações isoladas com necessidade de grande autonomia.

O uso amplamente difundido em regiões remotas é devido a modularidade do sistema fotovoltaico autônomo permitindo que seja transportado e instalado com facilidade, além do fato de não apresentar peças móveis, propiciando longos períodos sem manutenção e baixo número de avarias, bem como ser facilmente encontrado no comércio sistemas fotovoltaicos autônomos para alimentação de pequenas habitações isoladas.

A potência produzida por um sistema fotovoltaico é proporcional à área de captação da irradiação solar do local portanto, quanto maior a quantidade de módulos fotovoltaicos, maior é a potência gerada pelo sistema.

O nível de tensão elétrica na carga de baterias não depende do valor da irradiação solar, as células fotovoltaicas são fabricadas para operar a determinados níveis de tensão, porém é possível controlar este nível de tensão elétrica partir da associação de módulos fotovoltaicos

em série, assim como um incremento da corrente gerada pode ser obtido através da ligação de uma quantidade maior de módulos fotovoltaicos em paralelo.

Uma associação série e/ou paralelo dos módulos fotovoltaicos permitirá um melhor aproveitamento da potência gerada. A potência disponível é proporcional à tensão e corrente obtidas da associação dos módulos fotovoltaicos, compatibilizando as mesmas com as necessárias para as etapas seguintes do sistema. Os parâmetros de saída são em corrente contínua.

Podem ser implementados inversores, equipamentos estes que convertem a tensão contínua (*CC*) de saída em tensão alternada (*CA*), permitindo um controle sobre o sinal elétrico de saída do sistema. O uso dos inversores é consagrado quando o consumo é mais elevado, tendo consumidores como refrigeradores, motores, etc. Para cargas de consumo menor as perdas também são menores, não havendo a necessidade de inversores.

2.4.2 Geração eólica

Um gerador eólico é normalmente composto de um aerogerador, máquina esta que realiza a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica.

As partes constituintes de um aerogerador são:

- O conjunto das pás, denominado rotor, que devem ter como características: baixo peso, alta resistência e um considerável rendimento aerodinâmico;
- Cubo, conectado às pás, transmite as forças, conjugados e vibrações atuantes sobre as pás para o eixo do rotor;
- Eixo do rotor, normalmente acoplado a uma caixa de engrenagem;
- Caixa de engrenagem, atua como elemento de ligação entre a baixa rotação do eixo do rotor e a elevada rotação do eixo do gerador elétrico;
- Gerador elétrico, é o responsável pela geração da eletricidade;
- Unidades de controle, responsáveis pelo acionamento do deslocamento angular das pás em torno do eixo, entre outras funções;
- Circuitos eletrônicos, responsáveis pelo fornecimento da energia elétrica dentro dos padrões exigidos de qualidade;
- Torre, possui a função de sustentar e propiciar ao aerogerador uma altura maior, na busca de maiores potências eólicas, que são proporcionais à altura e menores turbulências devido aos obstáculos locais.

Existe uma ampla gama de modelos de aerogeradores no mercado, cada qual com suas peculiaridades e características quanto a sua instalação e operação.

Os aerogeradores possuem conversores de potência que lhes permitem fornecer parâmetros de saída em *CA* e/ou *CC*, dependendo da aplicação projetada. Se os aerogeradores forem *CC* e o consumo for elevado será conveniente a utilização de um inversor pois os aparelhos elétricos *CA* possuem um custo menor que os *CC*. A qualidade dos parâmetros de saída implica na complexidade e custo do sistema eólico.

A potência elétrica teoricamente obtida de um aerogerador varia com o cubo da velocidade do vento, ou seja, ao dobrar-se a velocidade do vento, aumenta-se em oito vezes a potência elétrica teórica. A equação (2.1) demonstra a potência elétrica média pela área de captação das pás coletoras, sendo detalhada no capítulo 3:

$$\frac{\overline{P}_E}{A} = \frac{1}{2} \overline{C_p} \eta_c \rho k_e \overline{V}^3 \quad (2.1)$$

2.4.3 Rede de distribuição de energia elétrica

O consumidor final receberá através da rede de distribuição a energia elétrica necessária para a sua utilização.

A rede de distribuição poderá ser em *CC* ou *CA*, dependendo das características das cargas elétricas que o consumidor final irá utilizar e da distância entre os geradores fotovoltaico-eólicos e cargas elétricas.

Os valores da tensão e corrente da rede de distribuição devem ser tais que permitam o transporte da energia elétrica com o mínimo de perdas através dos condutores e elementos conversores/transformadores, para que obtenhamos a máxima transferência de potência.

2.4.4 Dispositivo de acumulação de energia

Devido à instabilidade na disponibilidade dos componentes (radiação solar ou vento) necessários para a geração de energia, é primordial o uso de um dispositivo de armazenamento de energia, a fim de garantir o suprimento constante da mesma para o consumidor final nos momentos em que a demanda é maior que a geração ou quando da necessidade de manutenção dos geradores, o que tornaria nula a geração de energia.

Nos momentos em que a geração é superior a demanda, o excedente será armazenado no dispositivo de armazenamento de energia.

O uso de um grupamento de baterias de acumulação química é o mais difundido como dispositivo de armazenamento de energia, devido ao seu baixo custo, manutenção, confiabilidade e facilidade de operação.

A bateria de acumulação química possui a característica de converter a energia química acumulada em energia elétrica. A unidade básica de uma bateria é o que denominá-se de célula, que é constituída por um recipiente onde se encontram dois eletrodos imersos numa solução eletrolítica, conhecidos como materiais ativos, encarregados da transformação da energia química em elétrica ou vice-versa, segundo estejam em estado de carga ou descarga. A tensão nominal de uma célula é de 2V, de tal forma que, para a obtenção de tensões maiores torna-se necessário associar as células em série, formando o que denominamos bateria, comumente constituída por seis células em série, a qual nos fornece uma tensão de 12V.

Para uma melhor compreensão da bateria e obter o melhor rendimento da mesma é necessário o conhecimento dos termos pertinentes a uma bateria:

Carga/Descarga: processos de conversão de energia elétrica em química (carga) quando é fornecida uma corrente elétrica à bateria, proveniente de uma fonte externa ou, de energia química em elétrica (descarga) quando uma carga elétrica retira corrente elétrica da bateria.

Capacidade Nominal: valor da carga da bateria, expresso em Ah, indicado pelo fabricante para uma bateria nova, plenamente carregada, numa determinada situação de corrente de descarga.

Capacidade Disponível: valor da carga da bateria, expresso em Ah que pode ser fornecido por uma bateria no seu atual estado de carga, sob uma condição específica de utilização.

Capacidade Energética: quantidade de energia expressa em Wh que pode ser retirada de uma bateria plenamente carregada.

Profundidade de Descarga: total de Ampères-hora que foi retirado de uma bateria a partir do estado de plena carga, expresso como uma percentagem da capacidade nominal.

Regime de carga/descarga: valor da corrente elétrica fornecida/retirada durante a carga/descarga para restabelecer/consumir a capacidade disponível da bateria. Está geralmente normalizado para a capacidade nominal da bateria. Por exemplo, numa bateria de 300 Ah de capacidade nominal, cujo tempo de descarga é de 100 horas tem-se como Regime de Descarga igual à Capacidade Nominal dividida pelo Tempo de Descarga:

$$I_{100} = \frac{300Ah}{100h} = 3A \quad (2.2)$$

Autodescarga: perda da capacidade disponível de uma bateria, após um longo período de tempo durante o qual a mesma não foi conectada a uma carga elétrica.

Ciclo: seqüência de carga/descarga para uma profundidade e regime de descarga determinado.

Ciclo de vida: número de ciclos que uma bateria pode suportar sob determinadas condições de operação.

Vida útil: período de tempo durante o qual uma bateria é capaz de trabalhar sob determinadas condições, mantendo a capacidade e o nível de rendimento.

Rendimento energético: relação entre a energia extraída da bateria durante a descarga e a energia requerida para restabelecer o estado de carga ao início do processo.

Rendimento faradaico: relação entre a quantidade de Ampères-hora retirada de uma bateria durante a descarga e a quantidade necessária para restaurar o estado de carga inicial.

Estado de Carga de uma bateria: capacidade disponível na bateria, expressa como uma porcentagem da capacidade nominal, seu valor varia de 0 a 1. Por exemplo, se 30 Ah foram extraídos de uma bateria de capacidade nominal de 100 Ah, completamente carregada, o novo estado de carga é 0,70 (70 % da capacidade nominal). Será o valor complementar da profundidade de descarga.

Dentre os modelos existentes para aproximar o comportamento de uma bateria, o de Copetti *et. al.*, 1993, é um modelo de comportamento externo apropriado para simulações. Este modelo é normalizado em relação à capacidade da célula e, por não precisar de parâmetros específicos, pode ser aplicável a baterias de qualquer tamanho. O modelo relaciona a tensão, a corrente, o estado de carga e a temperatura das baterias.

A tensão de uma célula durante a descarga (V_{db}) para este modelo é:

$$V_{db} = [2,085 - 0,12(1 - EC)] - \frac{I_b}{C_{10}} \left[\frac{4}{1 + I_b^{1,3}} + \frac{0,27}{EC^{1,5}} + 0,2 \right] (1 - 0,007 - \Delta T) \quad (2.3)$$

onde:

V_{db} é tensão de uma célula durante a descarga;

EC é o estado de carga da célula;

I_b é a corrente elétrica de descarga da célula;

ΔT representa a variação da temperatura em relação a 25°C;

C_{10} é a capacidade disponível da célula no regime de 10 horas.

O estado de carga de uma célula pode ser determinado como:

$$EC = \left(1 - \frac{Q}{C}\right) = \left(1 - \frac{I_b t}{C}\right) \quad (2.4)$$

onde:

Q é a carga consumida durante um determinado período de tempo;

t é um período de tempo;

C é capacidade disponível da célula.

O quociente entre a carga consumida e a capacidade disponível da bateria C , representa a profundidade de descarga da mesma:

$$PD = \frac{Q}{C} = 1 - EC \quad (2.5)$$

Durante a descarga a eficiência faradaica é assumida como sendo de 100%, porém, a capacidade disponível é limitada pela razão de correntes e pela temperatura. A seguinte equação é normalizada em relação à corrente de descarga no regime de 10 horas:

$$\frac{C}{C_{10}} = \frac{1,67}{1 + 0,67 \left(\frac{I_b}{I_{10}}\right)^{0,9}} (1 + 0,005 \Delta T) \quad (2.6)$$

onde:

I_{10} é o regime de descarga da célula, para um tempo de 10 horas;

Segundo Copetti *et. al.*, 1993, devido à dificuldade de calcular o estado de carga de uma célula, durante a carga, é necessário definir uma eficiência faradaica de carga dependente do estado de carga em um período anterior e da razão de correntes:

$$\eta_c = 1 - \exp \left[\frac{a}{b + I_b / I_{10}} (1 - EC) \right] \quad (2.7)$$

onde:

η_c é eficiência faradaica de carga;

EC é o estado de carga;

I_b é a corrente elétrica de carga da bateria

Para células de placas positivas tubulares e baixo conteúdo de Antimônio, como as analisadas por Copetti *et al.*, $a = 20,73$ e $b = 0,55$.

$$EC_t = EC_{t-1} + \eta_c \frac{Ah_g - Ah_c}{C} \quad (2.8)$$

onde:

Ah_g são os Ampères-hora gerados no período de tempo t ;

Ah_c são os Ampères-hora consumidos no período de tempo t ;

η_c é eficiência faradaica de carga;

EC_t é o estado de carga atual;

EC_{t-1} é o estado de carga num momento anterior.

Para evitar que ocorram os estados de sobre-descarga ou sobrecarga na bateria, momentos estes nos quais são ultrapassados os limites de tensão nas células, que causarão danos irreversíveis às mesmas, diminuindo substancialmente a vida útil da bateria, é necessário controlar o estado de carga ao longo do tempo. Este controle poderá ser feito por um Controlador de Carga, que é um dispositivo eletrônico que gerencia a demanda energética dos geradores para o banco de baterias e deste para as cargas elétricas do consumidor final.

2.4.5 Cargas elétricas do consumidor final

O mercado oferece uma ampla variedade de equipamentos que possuem a opção de serem alimentados por CC e/ou CA , tais como: lâmpadas, resistências elétricas, motores elétricos, equipamentos audiovisuais e eletrodomésticos.

O consumo de energia total das cargas elétricas do consumidor final irá ser o fator determinante do dimensionamento do sistema híbrido fotovoltaico-eólico autônomo.

Na aquisição dos equipamentos utilizados pelo consumidor final, além de se levar em consideração o custo e o consumo de energia dos mesmos, a eficiência energética também é um item importante para que a relação custo-benefício da instalação do sistema fique mais favorável. As lâmpadas devem ser do tipo fluorescente, por apresentarem melhor rendimento do que as incandescentes. Deve-se evitar o uso de refrigeradores nas instalações de pequeno porte pois, seu consumo tornará a relação custo-benefício muito elevada.

2.4.6 Tipo proposto de sistema híbrido fotovoltaico-eólico

Quando a energia elétrica é obtida de locais distantes dos consumidores, o custo do transporte, muitas vezes, torna inviável seu acesso a consumidores menos privilegiados financeiramente, sendo necessário o incentivo de órgãos governamentais para que esses consumidores possam usufruir os benefícios da energia elétrica.

O sistema híbrido fotovoltaico-eólico proposto é tipo autônomo de pequeno porte por ser uma alternativa muito interessante de fornecimento de energia a residências, vilarejos, postos avançados das forças armadas, enfim, a uma grande gama de consumidores situados em locais remotos ou estratégicos.

O fato de que se pode modificar o total de energia disponibilizada mediante a alteração no número de módulos fotovoltaicos, aerogeradores e dispositivos de armazenamento de energia, que acompanhariam a variação da demanda energética devido ao aumento/diminuição de consumo das cargas elétricas do(s) consumidor(es) final(is), permite uma versatilidade e dinamicidade a este sistema de geração de energia.

Em 2004, Hernández, apresentou um sistema híbrido constituído pelos seguintes componentes: um aerogerador de potência nominal aproximada de 400 W, um painel com 8 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de potências que variam entre os 46 e os 65 W, um controlador de carga, um banco de baterias automotivas de chumbo-ácido, livres de manutenção de 300 Ah e um conjunto de cargas de corrente contínua e corrente alternada (alimentadas através de um inversor senoidal). A tensão do sistema é de 24 V e é do tipo contínua. A configuração do sistema de Hernández é visualizada na Figura 2.22 .

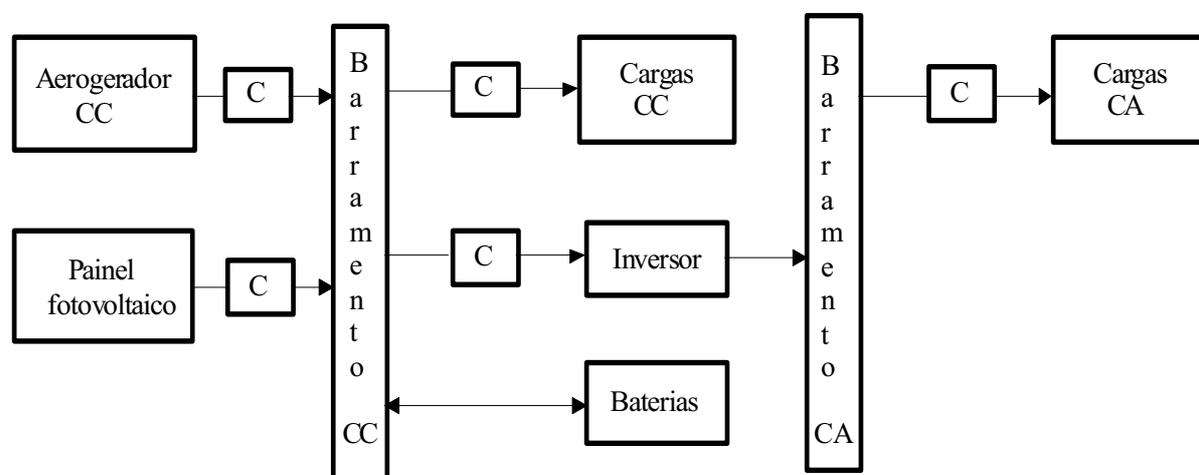


Figura 2.22 Configuração híbrida de dois barramentos para o atendimento de cargas em CC e CA. Fonte: Hernández, 2004.

O gerador elétrico do aerogerador é formado por um alternador trifásico, um circuito eletrônico interno tem incorporado um retificador cuja função é proporcionar uma corrente de saída do tipo contínua. O aerogerador conta com um controlador de carga interno que gerencia o fornecimento de corrente elétrica para as baterias.

Para a obtenção de uma tensão de 24 V na saída dos módulos, dois deles devem ser colocados em série passando esse conjunto fornecer 24 V. Um valor maior de corrente elétrica é obtido colocando-se os 4 conjuntos obtidos em paralelo conforme a Figura 2.23 .

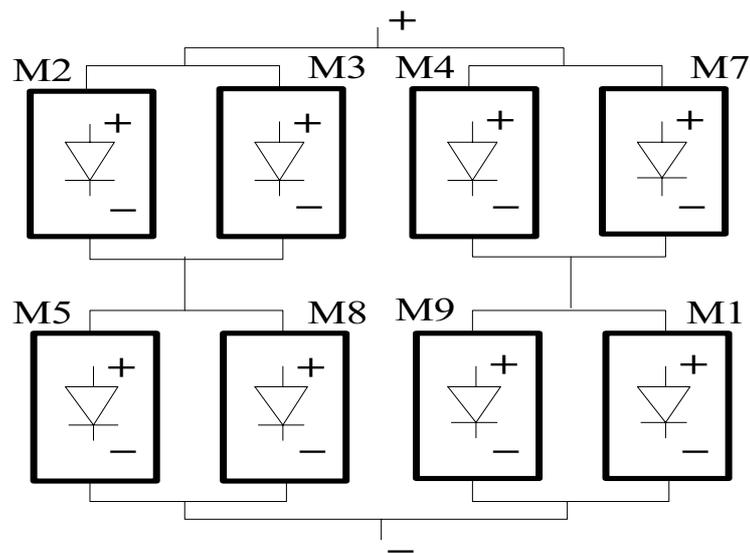


Figura 2.23 Associação dos módulos fotovoltaicos no sistema híbrido Fonte: Hernández, 2004.

O banco de baterias consiste de duas baterias de 12 V e 150 Ah de capacidade conectadas em série formando um conjunto que fornecerá 24 V; ao serem colocados dois desses conjuntos em paralelo obtêm-se a capacidade total do banco de 300 Ah, a configuração é visualizada na Figura 2.24 .

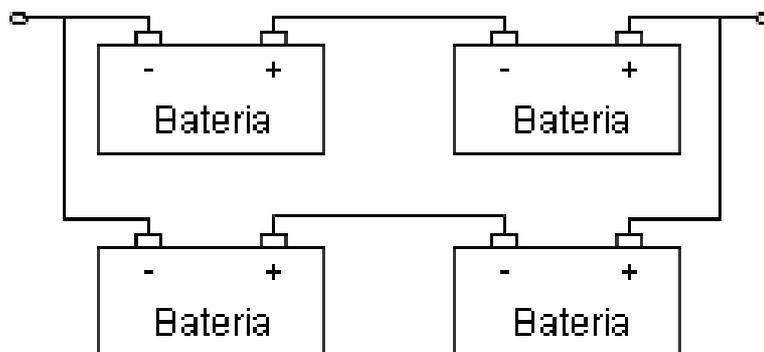


Figura 2.24 Configuração do banco de baterias Fonte: Hernández, 2004.

A proteção do banco de baterias contra cargas e descargas excessivas será desempenhada pelo controlador de carga que atuará quando a tensão alcançar um valor previamente determinado.

O painel fotovoltaico e o aerogerador fornecem energia elétrica através do barramento de corrente contínua às cargas do mesmo tipo e ao banco de baterias. O banco de baterias pode absorver o excedente da energia gerada pelos geradores solar e eólico ou se a demanda for superior à energia fornecida pelos geradores, o banco de baterias pode suprir o déficit. A condição para que os dois últimos casos sejam efetivamente realizados é que o estado de carga do banco de baterias esteja na faixa de operação aceita pelo controlador de carga.

O sistema híbrido de Hernández pode servir de inspiração para um possível sistema híbrido tipo autônomo de pequeno porte a ser contemplado com o estudo dos mapas dos índices de complementaridade resultantes dessa dissertação.

3. POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR E EÓLICO

3.1 IRRADIAÇÃO SOLAR

Devido à distância entre a Terra e o Sol, as radiações eletromagnéticas provenientes da emissão solar atingem a superfície terrestre de forma paralela e uniforme. Na superfície terrestre a irradiância solar é a quantidade de energia radiante que atinge uma unidade de área de superfície por unidade de tempo. O símbolo para irradiância é G e sua unidade de medida é o W/m^2 .

A irradiação é a energia recebida por uma superfície qualquer durante um certo período de tempo, que totalizaria a soma da irradiância neste período. O símbolo para irradiação diária é H e para irradiação horária é I , sendo sua unidade de medida Wh/m^2 ou J/m^2 .

A irradiação extraterrestre e a irradiância extraterrestre podem ser obtidas mediante relações matemáticas envolvendo funções trigonométricas de ângulos definidos na relação geométrica entre o Sol e a Terra. As mesmas grandezas para a superfície da Terra dependem também das condições climáticas.

As relações matemáticas citadas, e seus respectivos ângulos são apresentados em Iqbal, 1983. A seguir apresentam-se algumas definições importantes que terão uso nesta dissertação.

- *Latitude*, ϕ : posição angular do observador em relação ao equador terrestre, sendo positivo ao norte e negativo ao sul (máximos $\pm 90^\circ$).
- *Longitude*, L : arco do equador terrestre compreendido entre o meridiano que passa por Greenwich e o meridiano que passa pelo observador. Varia de 0° a 180° Leste ou Oeste, a partir de Greenwich. *Meridiano* é uma linha vertical imaginária traçada de pólo a pólo que passa por um ponto de referência.
- *Declinação*, δ : ângulo formado em entre a direção dos raios solares (ao meio dia solar) e o plano do equador (máximos $\pm 23,45^\circ$). É devida ao fato de que o eixo de rotação da Terra apresenta uma inclinação permanente de $23,45^\circ$ em relação ao plano da trajetória de translação. O *meio dia solar* é o instante em que o meridiano do observador cruza a linha que une os centros do Sol e da Terra (linha Sol-Terra).
- *Ângulo horário*, ω : distância angular entre o meridiano do observador e o meridiano do Sol. É considerado negativo na manhã e positivo na tarde, ao meio dia $\omega = 0^\circ$ (máximos $\pm 180^\circ$), avançando 15° a cada hora.
- *Ângulo diário*, Γ : ângulo da trajetória percorrida diariamente pela Terra.

- *Ângulo de incidência, θ* : é o ângulo formado entre a normal a uma superfície e direção dos raios solares.
- *Ângulo de inclinação da superfície, β* : é o ângulo formado entre o plano horizontal e a superfície em questão.
- *Constante solar, G_{SC}* : é a energia por unidade de tempo e de área recebida por uma superfície normal aos raios solares afastada do Sol a uma distância média da distância Sol-Terra. Seu valor tem sido estimado por vários procedimentos, sendo o de 1.367 W/m² o aceito pelo Centro Mundial de Radiação (WRC) na atualidade.
- *Tempo ou hora solar, t_s* : tempo empregado para definir a hora no dia solar. Está baseado no movimento angular aparente do Sol. A hora 12 para um ponto qualquer acontece ao meio dia solar.
- *Ângulo de pôr-do-sol, ω_s* : valor do ângulo horário para o pôr-do-sol. É idêntico em magnitude ao ângulo de nascer do sol, porém com sinal invertido, conforme convenção adotada para o ângulo horário (máximos $\pm 180^\circ$).
- *Altura solar, α* : ângulo formado entre a direção dos raios solares e o plano horizontal. No nascer e pôr-do-sol vale 0° , podendo alcançar um máximo de 90° ao meio dia solar (nas zonas onde é possível que a declinação coincida com a latitude).
- *Ângulo de zênite, θ_z* : ângulo formado entre a vertical do observador e a direção dos raios solares. É o complemento da altura solar ($\theta_z = 90 - \alpha$).
- *Massa de ar, m_a* : Comprimento relativo entre a trajetória dos raios solares na atmosfera e a espessura da mesma. Seu valor é igual a 1 quando o Sol está no Zênite (MA1) e a superfície ao nível do mar. Outros valores são referidos como MA1,5, MA2, etc.

3.1.1 Hora solar

O tempo a ser especificado nas relações que se seguem é referenciado ao movimento angular aparente do Sol através da abóbada celeste, sendo que o meio dia solar é o instante em que o Sol está sob o meridiano do observador.

A primeira correção a ser realizada é devido à diferença diária (em minutos) entre a hora solar e a local, devido a esta última ter sempre 24 horas. Esta correção será feita mediante a equação do tempo:

$$EOT = 229,18(0,000075 + 0,001868\cos\Gamma - 0,032077\text{sen}\Gamma - 0,014615\cos 2\Gamma - 0,04089\text{sen} 2\Gamma)$$

(3.1)

onde:

$$\Gamma = 2\pi \frac{d - 1}{365} \quad (3.2)$$

Acrescentando ainda a correção da diferença entre a longitude do meridiano local (L_{obs}) e a longitude padrão para a hora oficial (L_{std}) obtemos a seguinte equação:

$$t_s = t + 4(L_{std} - L_{obs}) + EOT \quad (3.3)$$

onde d_n é o dia do ano Juliano (1 é 1º de janeiro), t é a hora oficial local e t_s é a hora solar.

3.1.2 Fator de correção da excentricidade da órbita da terra

Devido à órbita da Terra não ser circular, a irradiância que atinge as superfícies normais ao feixe dos raios solares varia ao longo do ano, alterando o seu valor em relação ao valor da constante solar.

O fator de correção da excentricidade da órbita da Terra, ε_o , relaciona a distância Sol-Terra do dia desejado com o valor da distância na qual a irradiação tem o valor de G_{SC} (distância média), obtendo-se dessa forma o valor exato da irradiância extraterrestre normal à superfície, G_{on} , conforme a equação:

$$\varepsilon_o = \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365,25}\right) \right] \quad (3.4)$$

$$G_{on} = G_{SC} \varepsilon_o \quad (3.5)$$

3.1.3 Irradiação solar sobre uma superfície horizontal na camada limite atmosférica

A irradiância extraterrestre sobre uma superfície horizontal, G_o , é obtida através das seguintes equações:

$$G_o = G_{on} \cos\theta_z \quad (3.6)$$

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \text{sen} \phi \text{sen} \delta \quad (3.7)$$

$$\omega = 15(t_s - 12) \quad (3.8)$$

O valor da irradiação extraterrestre recebida durante o dia, H_o , é obtida a partir da integração da irradiância entre o nascer e o pôr-do-sol:

$$H_o = G_{SC} \varepsilon_o \left[\cos \phi \cos \delta \text{sen} \omega_s + \frac{\pi}{180 \omega_s \text{sen} \phi \text{sen} \delta} \right] \frac{24}{\pi} \quad (3.9)$$

O valor da irradiação extraterrestre horária, I_o , é obtida a partir da integração do período compreendido entre o ângulo horário da hora inicial (ω_1) e final (ω_2).

$$I_o = G_{SC} \varepsilon_o \left[\cos \phi \cos \delta (\text{sen} \omega_2 - \text{sen} \omega_1) + \frac{\pi}{180(\omega_2 - \omega_1) \text{sen} \phi \text{sen} \delta} \right] \frac{12}{\pi} \quad (3.10)$$

3.1.4 Irradiação solar na superfície terrestre

A ocorrência de absorções, dispersões e reflexões da irradiação solar na superfície terrestre, devido à composição variável da atmosfera e das diferentes características dos elementos constituintes da superfície terrestre, não possibilitam o cálculo dos valores de irradiância ou irradiação com a mesma exatidão a partir das equações que envolvem a constante solar.

A consequência desse fato é que a irradiação incidente sobre uma superfície horizontal, chamada de *irradiação global* ou total, G , passará a ter duas componentes: uma que não sofrerá mudança na sua direção, chamada de *irradiação direta*, G_b , e outra que foi desviada de sua trajetória original devido aos fenômenos relatados no parágrafo anterior, chamada de *irradiação difusa* G_d . Portanto a *irradiação global* será dada pela equação:

$$G = G_b + G_d \quad (3.11)$$

Todas essas irradiações podem ser determinadas com uso de instrumentos apropriados. O pirheliômetro é utilizado para a medição da irradiação solar direta, com incidência normal. O piranômetro é utilizado para a medição da irradiação solar global.

Além desses instrumentos podê-se obter medidas através da radiação de infravermelho, radiação de ultravioleta e de duração da luz do Sol (insolação).

A duração da luz do Sol é o intervalo de tempo no qual o disco solar não é obstruído por nuvens, sendo essa medida utilizada para caracterizar o clima de uma região, o que torna popular o seu uso, possibilitando uma estimativa da irradiação solar global. Pode ser medida por instrumento simples e de baixo custo, sendo um dos mais conhecidos o registrador Campbell-Stokes, que permite a medição da intensidade da radiação através da queima de uma tira de papel produzindo uma marca.

Independente do instrumento a ser utilizado na medição da irradiação solar é fundamental que o mesmo esteja calibrado para que o valor medido seja o mais próximo do real.

3.1.5 Irradiação solar incidente em superfícies terrestres inclinadas

Se o plano receptor estiver posicionado perpendicularmente aos raios solares o mesmo receberá a máxima irradiância naquele momento. Este plano receptor deve, portanto, ter uma inclinação que, ao longo do ano permita a melhor recepção da irradiância.

Devido a esta inclinação, o percentual da irradiação difusa que compõe a irradiação global é incrementado pela irradiação refletida pelos elementos constituintes da superfície terrestre.

Este percentual dependerá do coeficiente de reflexão desses elementos. A relação entre a irradiação refletida e a irradiação incidente irá determinar este coeficiente, ao qual denominamos albedo, ρ . Na ausência de uma medição da relação entre a irradiação refletida e a irradiação incidente pode-se obter um valor de albedo de diferentes superfícies previamente estimados em tabelas, tais como a tabela 3.1 .

Devido ao fato da maioria dos dados de irradiação solar coletados no passado e no presente serem medições sobre uma superfície horizontal, há a necessidade de métodos apropriados para transpor esses dados para uma superfície inclinada.

A irradiação global horária incidente em uma superfície terrestre inclinada, I_T , é obtida mediante o somatório de três parcelas: a direta, I_{bT} , cujos feixes provem diretamente do Sol ; a difusa, I_{dT} , oriunda do hemisfério celeste e a refletida (de albedo), I_{rT} , proveniente dos

elementos constituintes da superfície terrestre. Portanto a equação que determina a irradiação global incidente em uma superfície inclinada será dada como:

$$I_T = I_{bT} + I_{dT} + I_{rT} \quad (3.12)$$

Tabela 3.1 Albedo de algumas superfícies

Superfície	Albedo %	Superfície	Albedo %
Água (Sol alto)	3 – 7	Gelo no mar	30 – 40
Água (Sol baixo)	15 – 65	Neve fresca	75 – 95
Areia	20 – 40	Neve velha	40 – 70
Areia amarelenta	35	Nuvens	30 – 85
Areia branca	34 – 40	Rodovia preta	5 – 10
Areia de rio	43	Terra arada umedecida	14
Areia cinza	18 – 23	Terra cultivada	10 – 30
Areia ligeira fina	37	Terra cinza seca	25 – 30
Bosques	10 – 18	Terra cinza umedecida	10 – 20
Desertos	25 – 30	Terra sem vegetação	4 – 25
Ervas	16 – 26	Terra negra seca/umedecida	14 / 8
Floresta de coníferas	5 – 15	Tundra	15 – 20
Gelo glacial	20 – 40	Planeta Terra	32

Fontes: Cabrerizo, 1987, CIEMAT, 1995, Moram e Morgan, 1991

3.1.6 Irradiação direta incidente em uma superfície inclinada

Tendo-se o valor da irradiação direta horizontal, I_{bn} , a irradiação direta em uma superfície inclinada, I_{bT} , é dada pela equação:

$$I_{bT} = I_b \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3.13)$$

3.1.7 Irradiação refletida pelo solo incidente em uma superfície inclinada – albedo

Tendo-se o valor da irradiação global horária horizontal, I , a refletância do solo ρ , a irradiação refletida pelo solo em uma superfície inclinada, I_{rT} e do ângulo β em relação à horizontal, é dada pela equação:

$$I_{rT} = \frac{1}{2} I \rho (1 - \cos \beta) \quad (3.14)$$

3.1.8 Irradiação difusa incidente em uma superfície inclinada

Para a compreensão da irradiação difusa incidente em uma superfície inclinada são utilizadas correlações que originam diferentes modelos utilizados na determinação de seu valor.

Abaixo são citados alguns dos modelos:

- Modelo Isotrópico;
- Modelo de Klucher;
- Modelo de Hay e McKay;
- Modelo de Perez.

O Modelo Isotrópico é o mais simples de todos e considera a radiação difusa uniformemente distribuída no hemisfério celeste.

3.1.9 Metodologia para obtenção da energia solar em uma superfície inclinada a partir da energia solar horizontal

Nessa dissertação a metodologia utilizada para o cálculo da irradiação solar inclinada a partir da irradiação solar horizontal no mês central da estação do ano, \overline{H} , foi a do Modelo Isotrópico considerando a inclinação do módulo fotovoltaico igual a 45° .

Inicialmente é determinado o dia típico d_n do mês central para cada estação do ano a partir do dia típico do mês a partir da tabela 3.2 .

Considerou-se, para o hemisfério sul, a inclinação β igual a -45° , e a latitude ϕ para o Estado do Rio Grande do Sul igual a -30° e o albedo ρ sendo 0,2 .

Tabela 3.2 Dia típico do mês

Mês	Dia Característico	Declinação, δ	Dia típico do mês, d_n
Jan	17	-20,90	17
Fev	16	-13,00	47
Mar	16	-02,40	75
Abr	15	09,40	105
Mai	15	18,80	135
Jun	11	23,10	162
Jul	17	21,20	198
Ago	16	13,50	228
Set	15	02,20	258
Out	15	-09,60	288
Nov	14	-18,90	318
Dez	10	-23,00	344

Adaptada de Duffie e Beckman, 1991.

A declinação solar pode ser calculada pela Equação de Cooper, 1969, segundo Duffie e Beckman, 1991:

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left(\frac{360}{365} (d_n + 284) \right) \quad (3.15)$$

Após é calculado o ângulo de pôr-do-sol, ω_s através da equação:

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (3.16)$$

A irradiação extraterrestre média mensal extraterrestre, $\overline{H_o}$, é obtida mediante a Equação (3.17), utilizando o dia médio do mês nas Eq. (3.15) e Eq. (3.4). Nesse dia o valor de H_o está mais próximo do valor médio da irradiação extraterrestre do mês.

$$\overline{H_o} = G_{SC} \varepsilon_o \left[\cos \phi \cos \delta \operatorname{sen} \omega_s + \frac{\pi}{180 \omega_s \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \delta} \right] \frac{24}{\pi} \quad (3.17)$$

Devido a distribuição da irradiação ao longo do ano apresentar uma tendência sazonal com flutuações diárias superpostas é necessário tornar essa distribuição independente da época do ano, através da divisão da irradiação global horizontal média pela extraterrestre horizontal média, resultando no índice de claridade (transmitância da atmosfera), $\overline{K_t}$. A equação (3.18) permite o cálculo de $\overline{K_t}$.

$$\overline{K_t} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_o}} \quad (3.18)$$

Num dia nublado, a irradiação global horizontal recebida nos indicaria a irradiação difusa mediante um índice apropriado, $\overline{K_d}$, que está correlacionado com o índice de claridade, $\overline{K_t}$. A equação (3.19) permite o cálculo da fração difusa, $\overline{K_d}$.

$$\overline{K_d} = \frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} \quad (3.19)$$

Se $\omega_s < 1,4208$, sendo este valor em radianos deverá ser utilizada a equação:

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1,391 - 3,56\overline{K_t} + 4,189(\overline{K_t})^2 - 2,137(\overline{K_t})^3 \quad (3.20)$$

senão:

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1,311 - 3,022\overline{K_t} + 3,427(\overline{K_t})^2 - 1,821(\overline{K_t})^3 \quad (3.21)$$

O valor do ângulo de pôr-do-sol da superfície inclinada, ω_{st} , é obtido inicialmente a partir do cálculo do valor intermediário ω_{s2} através da equação (3.22):

$$\omega_{s2} = \arccos(-\tan(\phi - \beta)\tan\delta) \quad (3.22)$$

De posse deste valor, compara-se ω_s com ω_{s2} e se $\omega_s < \omega_{s2}$ então $\omega_{st} = \omega_s$ senão $\omega_{st} = \omega_{s2}$.

Para calcular a irradiação diária direta sobre uma superfície inclinada utiliza-se o fator de correção, $\overline{R_b}$

$$\overline{R_b} = \frac{\cos(\phi + \beta)\cos\delta\cos\omega_{St} + \omega_{St}\sin(\phi + \beta)\sin\delta}{\cos\phi\cos\delta\cos\omega_S + \omega_S\sin\phi\sin\delta} \quad (3.23)$$

o qual será utilizado na equação (3.24) para determinar, para o dia típico de um mês, o cálculo da irradiação solar média inclinada no mês central de cada estação do ano, $\overline{H_T}$.

$$\overline{H_T} = \overline{H_b R_b} + \overline{H_d} \frac{(1 + \cos\beta)}{2} + \overline{H} \frac{(1 - \cos\beta)}{2} \rho \quad (3.24)$$

A partir dos valores calculados geram-se os mapas da energia solar estimada em uma superfície inclinada (anual e das quatro estações do ano para Estado do Rio Grande do Sul) em MJ/m², apresentados respectivamente nas figuras 3.1 , 3.2 , 3.3 , 3.4 e 3.5 .

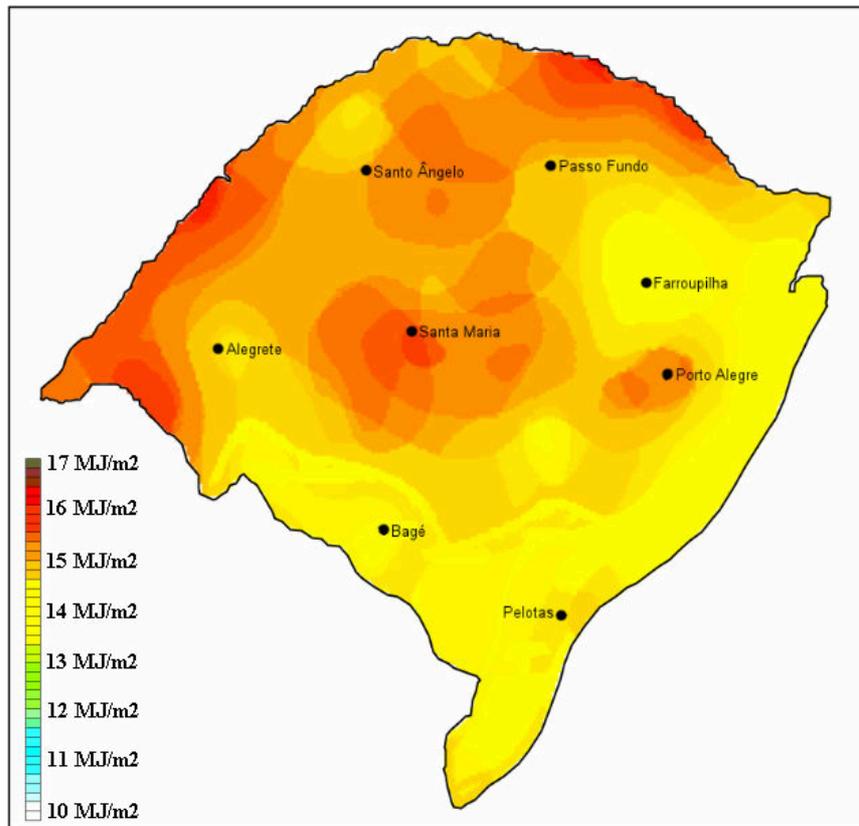


Figura 3.1 Radiação solar inclinada a 45° Anual

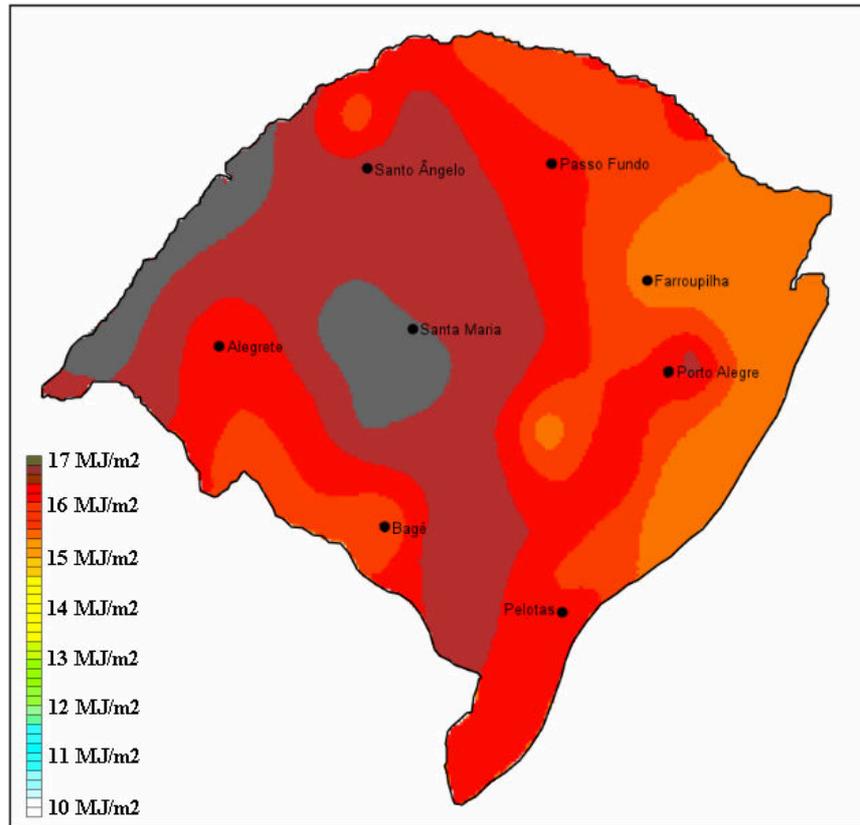


Figura 3.2 Radiação solar inclinada a 45° no Verão

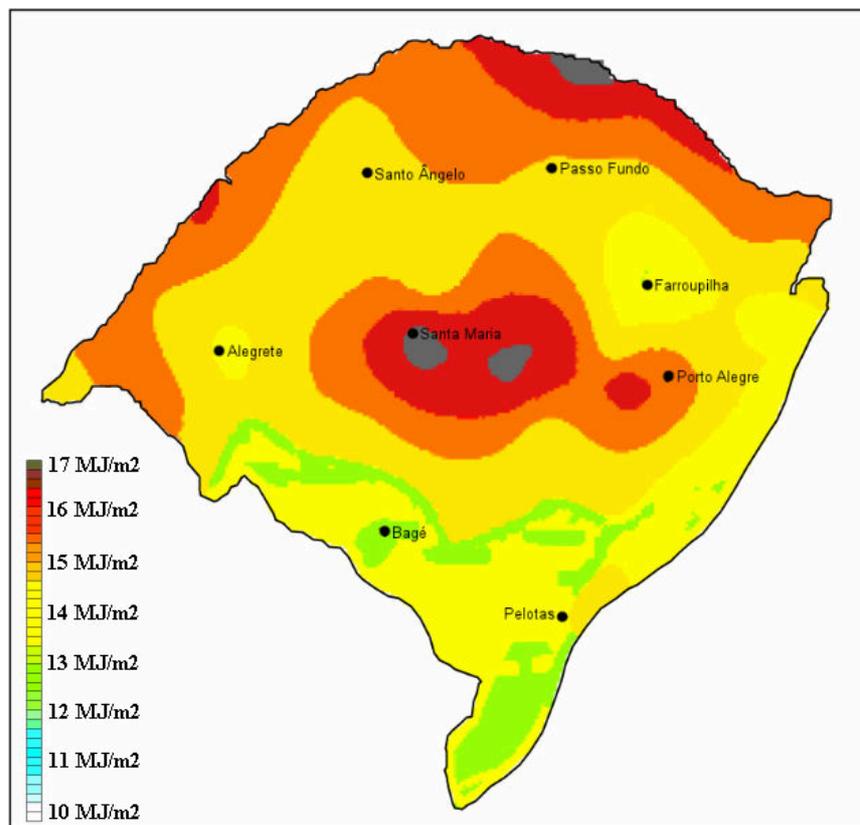


Figura 3.3 Radiação solar inclinada a 45° no Outono

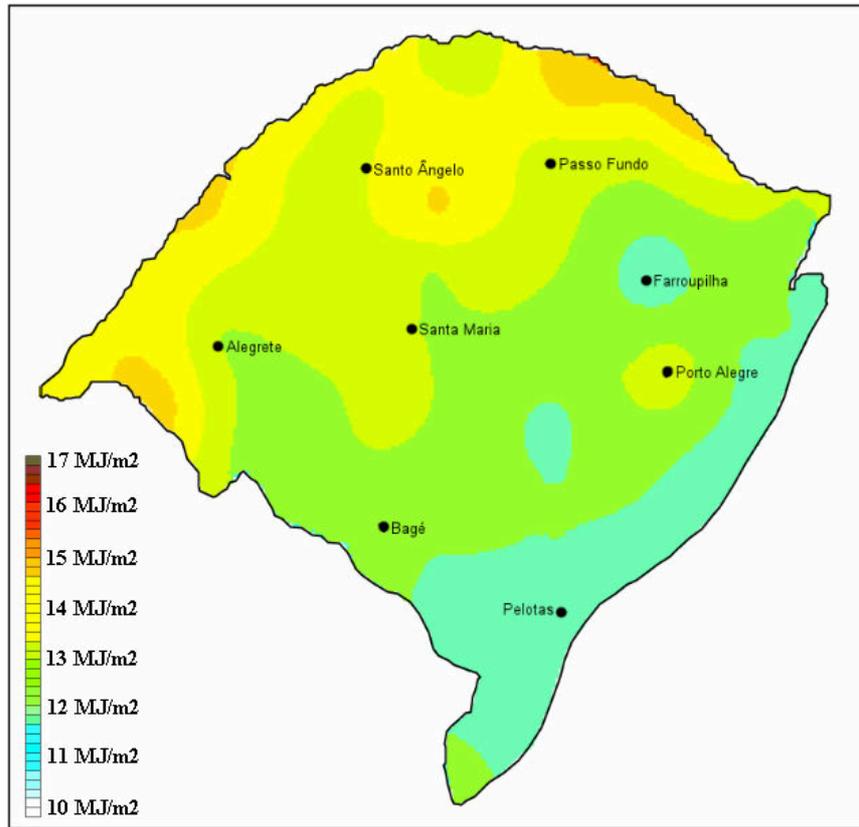


Figura 3.4 Radiação solar inclinada a 45° no Inverno

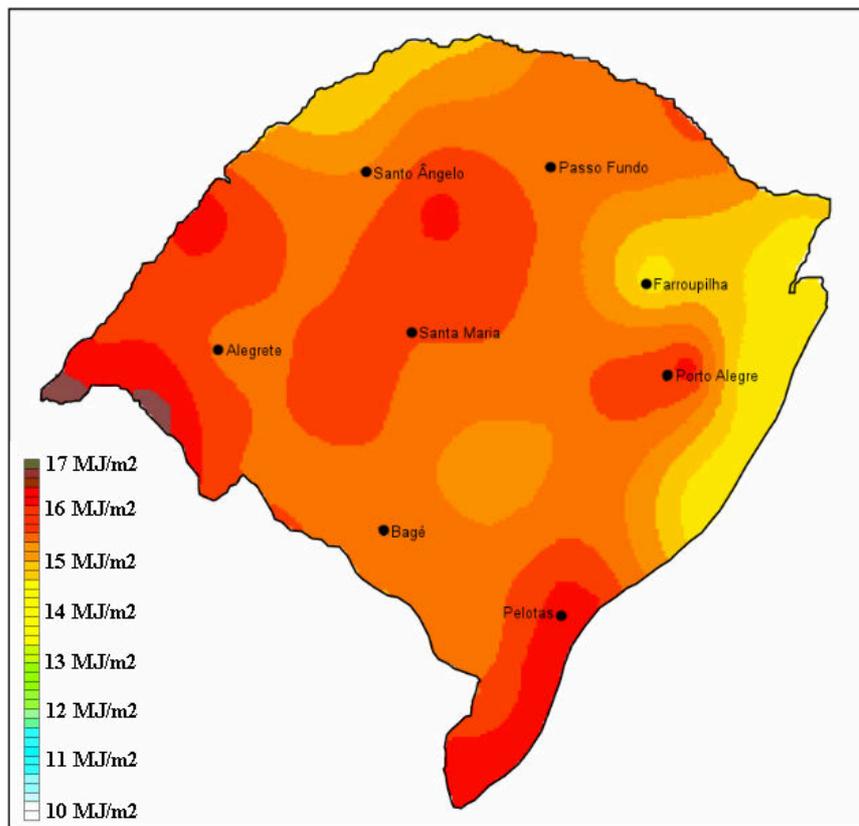


Figura 3.5 Radiação solar inclinada a 45° na Primavera

3.2 VELOCIDADE DO VENTO

A radiação solar promove o aquecimento dos diferentes elementos existentes na Terra, devido as suas variadas capacidades caloríficas ocorrem gradientes de temperaturas entre eles que, forçam os deslocamentos de massas de ar, aos quais denominamos de vento.

Estes deslocamentos podem ser globais (da região equatorial para os pólos) ou locais (da terra para o mar e/ou da montanha para o vale).

Os dados do comportamento do vento na região de instalação do aerogerador são vitais para a estimativa do potencial de geração de energia elétrica do mesmo.

O valor da velocidade do vento é obtido através de um instrumento chamado anemômetro, que pode ser de conchas ou de hélice.

Esse anemômetro deve ter sua calibração atualizada para garantia da exatidão da medida. O ponto ideal para a disposição de um anemômetro é no topo da torre de medição porém, pode-se utilizar o recurso de medir em diferentes alturas para a determinação da rugosidade do terreno. Devido às diferenças no relevo, o escoamento das massas de ar apresenta grande variação junto ao solo, principalmente quando existirem obstáculos com alturas consideráveis, devido a esta característica a velocidade do vento não apresenta uma uniformidade na verticalidade.

Conforme citado em Carvalho, *et. al.*, 2003, a velocidade V do vento em uma altura h qualquer pode ser estimada através de diversas relações, uma delas, conhecida como lei logarítmica, descreve o perfil da velocidade através da equação:

$$V(h) = V_{ref} \frac{\ln(h/z_0)}{\ln(h_{ref}/z_0)} \quad (3.25)$$

onde:

V é a velocidade do vento calculada na altura h ;

h é a altura na qual se deseja saber a velocidade do vento;

h_{ref} é a altura de referência de medição da velocidade do vento;

V_{ref} é a velocidade do vento medida nesta altura de referência;

z_0 é a rugosidade.

A rugosidade nos indica a altura na qual a velocidade do vento é zero, seu valor varia em função do tipo de terreno, conforme valores aproximados mostrados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 Valores para rugosidade em função do tipo de terreno

Tipo de terreno	z_0 (em metros)
Lagos, mar aberto.	0,0001
Superfícies com areia (lisa)	0,0003
Superfícies com neve (lisa)	0,001
Pradaria, campo.	0,01
Vegetação rasteira	0,1
Muitas árvores e/ou arbustos	0,2
Subúrbios	0,5
Cidade, floresta.	1,0

Fonte: Carvalho, P., 2003. Geração eólica.

A utilização da equação (3.25) não leva em consideração a temperatura e a pressão atmosférica, fatores estes que também influenciam a velocidade do vento, portanto, deve-se levar em consideração esta limitação.

Nesta dissertação a velocidade do vento a 10 metros de altura será estimada a partir dos valores da velocidade do vento a 50 metros de altura, obtidos do mapa anual e das quatro estações do ano, e da rugosidade provenientes do Atlas eólico do Estado do Rio Grande do Sul, mediante a equação (3.25).

A metodologia utilizada para a obtenção dos dados dos mapas da velocidade do vento a 50 metros de altura e da rugosidade é descrita no capítulo 4.

A partir dos valores calculados geram-se os mapas da velocidade do vento em m/s (anual e das quatro estações do ano para Estado do Rio Grande do Sul) estimada a 10 metros de altura apresentados respectivamente nas figuras 3.6 , 3.7 , 3.8 , 3.9 e 3.10 .

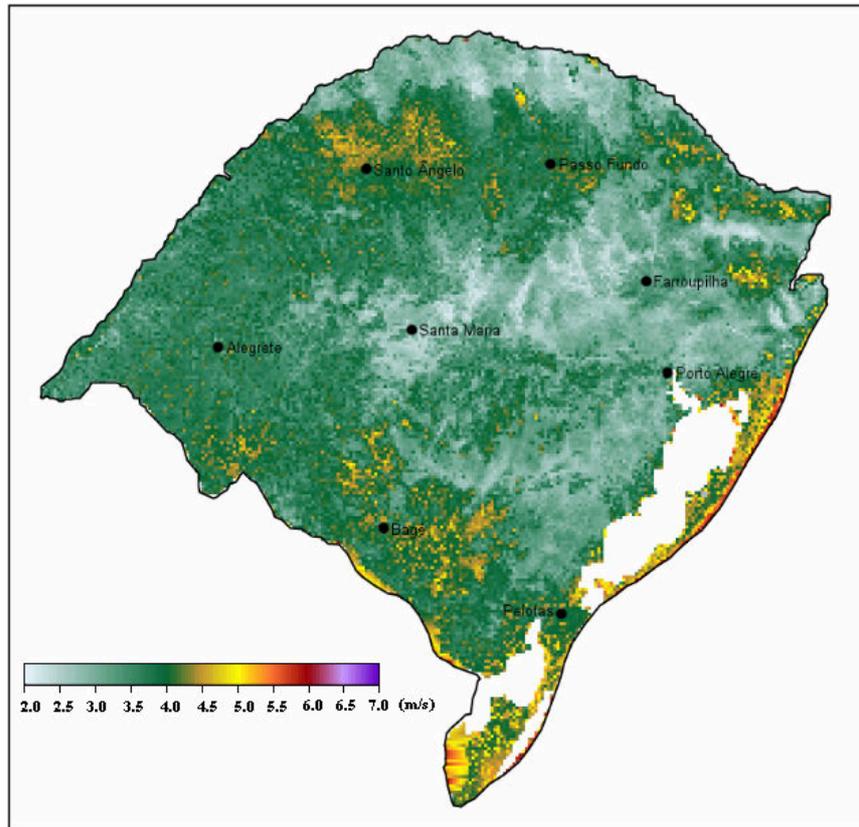


Figura 3.6 Velocidade média anual do vento a 10m de altura

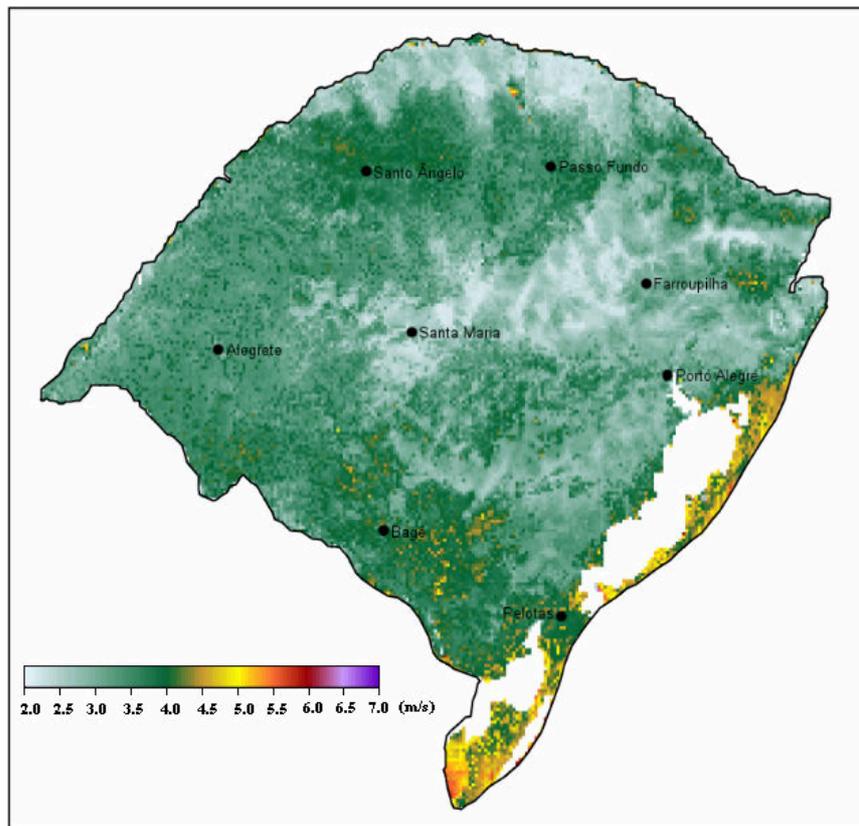


Figura 3.7 Velocidade média no verão do vento a 10m de altura

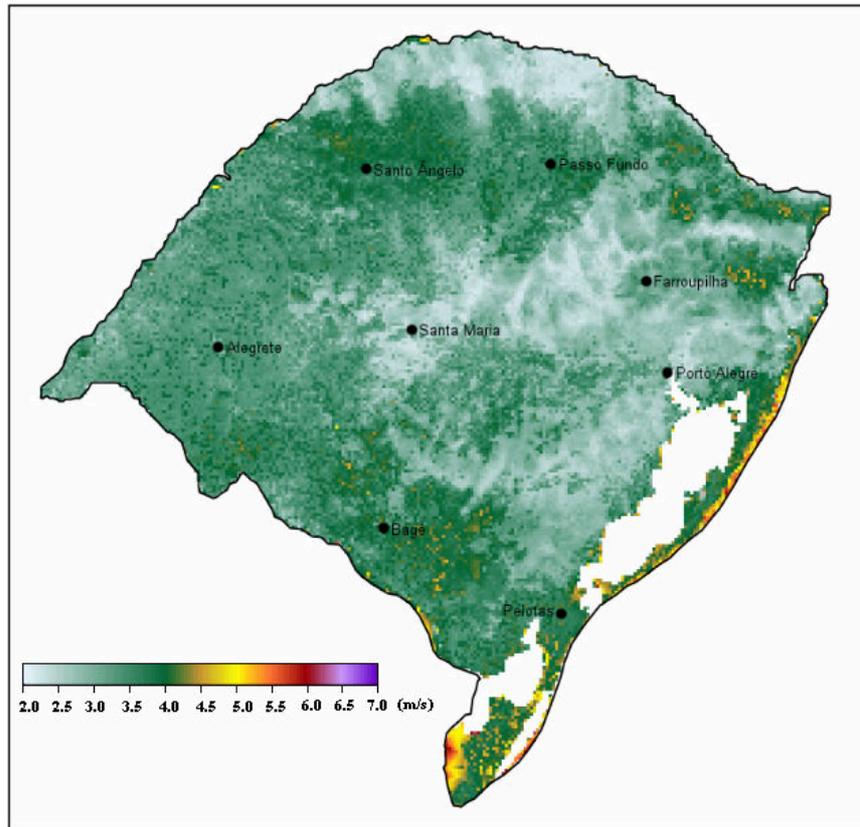


Figura 3.8 Velocidade média no outono do vento a 10m de altura

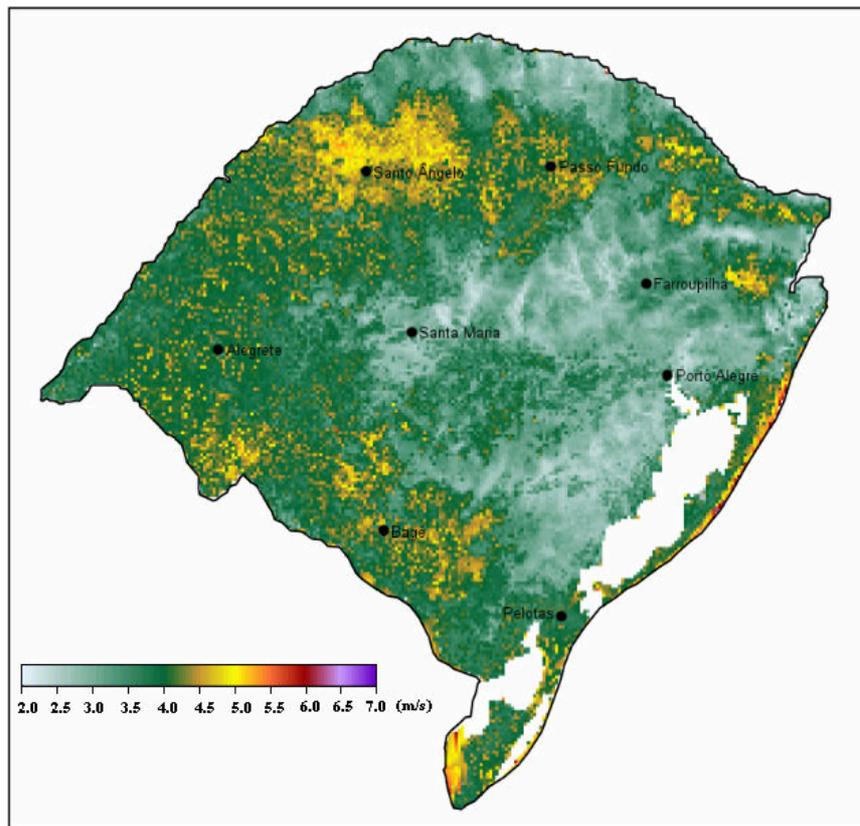


Figura 3.9 Velocidade média no inverno do vento a 10m de altura

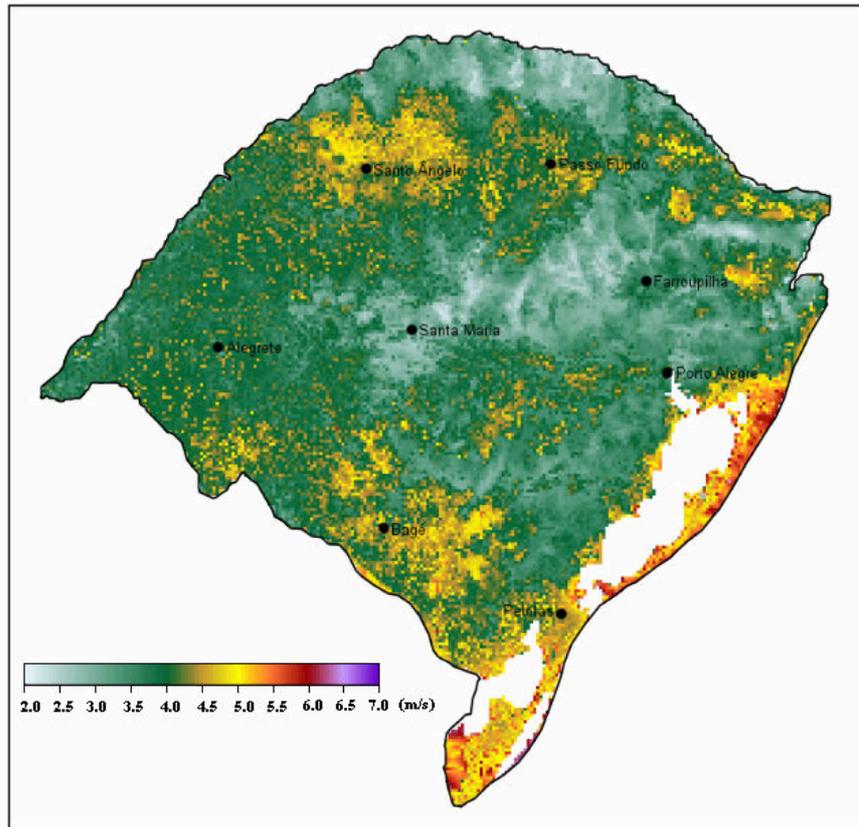


Figura 3.10 Velocidade média na primavera do vento a 10m de altura

3.2.1 Estimativa para a potência elétrica média pela área de captação das pás coletoras em função da velocidade do vento a 10 metros de altura e fator de forma de weibull igual a 2,50

A potência mecânica do vento disponível por unidade de área de captação das pás coletoras, a partir da velocidade do vento, é obtida através da equação (3.26):

$$\frac{P_v}{A} = \frac{1}{2} C_p \rho V^3 \quad (3.26)$$

onde:

$\frac{P_v}{A}$ é a potência mecânica disponível em relação à área de captação das pás coletoras (W/m^2);

C_p é o coeficiente de potência;

ρ é a massa específica do ar ($1,225 \text{ kg}/\text{m}^3$, em condições atmosféricas normais);

V é a velocidade frontal do vento (m/s).

O coeficiente de potência, C_p , é a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás coletoras, ou seja, um rendimento aerodinâmico.

Para estimar a potência a ser produzida utiliza-se um histograma da velocidade do vento no local da instalação.

Dependendo da forma final assumida, o histograma da velocidade do vento pode ser aproximado através de uma função de distribuição de frequência, sendo a mais empregada para este fim a função de densidade de probabilidade de Weibull.

Uma forma simples de estimar a potência mecânica média do vento disponível por unidade de área de captação das pás coletoras a partir da velocidade média do vento é através da equação (3.27):

$$\frac{\overline{P}_v}{A} = \frac{1}{2} \overline{C}_p \rho k_e \overline{V}^3 \quad (3.27)$$

onde:

$\frac{\overline{P}_v}{A}$ é a potência mecânica média disponível em relação à área de captação das pás coletoras, em (W/m²);

\overline{C}_p é o coeficiente de potência médio;

ρ é a massa específica do ar (1,225 kg/m³, em condições atmosféricas normais);

\overline{V} é a velocidade média frontal do vento (m/s);

k_e é o fator padrão de energia obtido através de:

$$k_e = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.28)$$

onde k é um fator adimensional conhecido como fator de forma de Weibull e Γ representa a função Gamma, cujos valores aparecem tabelados (por exemplo, Spiegel, 1973) para diferentes valores do seu argumento.

Na Figura 3.11 visualiza-se o mapa do fator de forma k anual obtido do Atlas eólico do Estado do Rio Grande do Sul.

Constata-se que adotando um fator de forma k de *Weibull* uniforme de 2,50 para todo o Estado do Rio Grande do Sul tem-se uma margem de erro pequena frente às outras margens de erro existentes neste trabalho, em função da imprecisão dos dados obtidos.

A tabela 3.4 apresenta os valores extremos (em m/s) encontrados para a velocidade estimada a 10 metros de altura para o Estado do Rio Grande do Sul adotando um fator de forma k de *Weibull* uniforme de 2,50 para todo o Estado do Rio Grande do Sul:

Tabela 3.4 Valores extremos encontrados para velocidade média em m/s a 10 metros de altura

	Máximo	Mínimo
Velocidade média anual	6,30	2,06
Velocidade média verão	6,33	2,06
Velocidade média outono	6,24	1,96
Velocidade média inverno	6,50	2,06
Velocidade média primavera	7,12	2,11

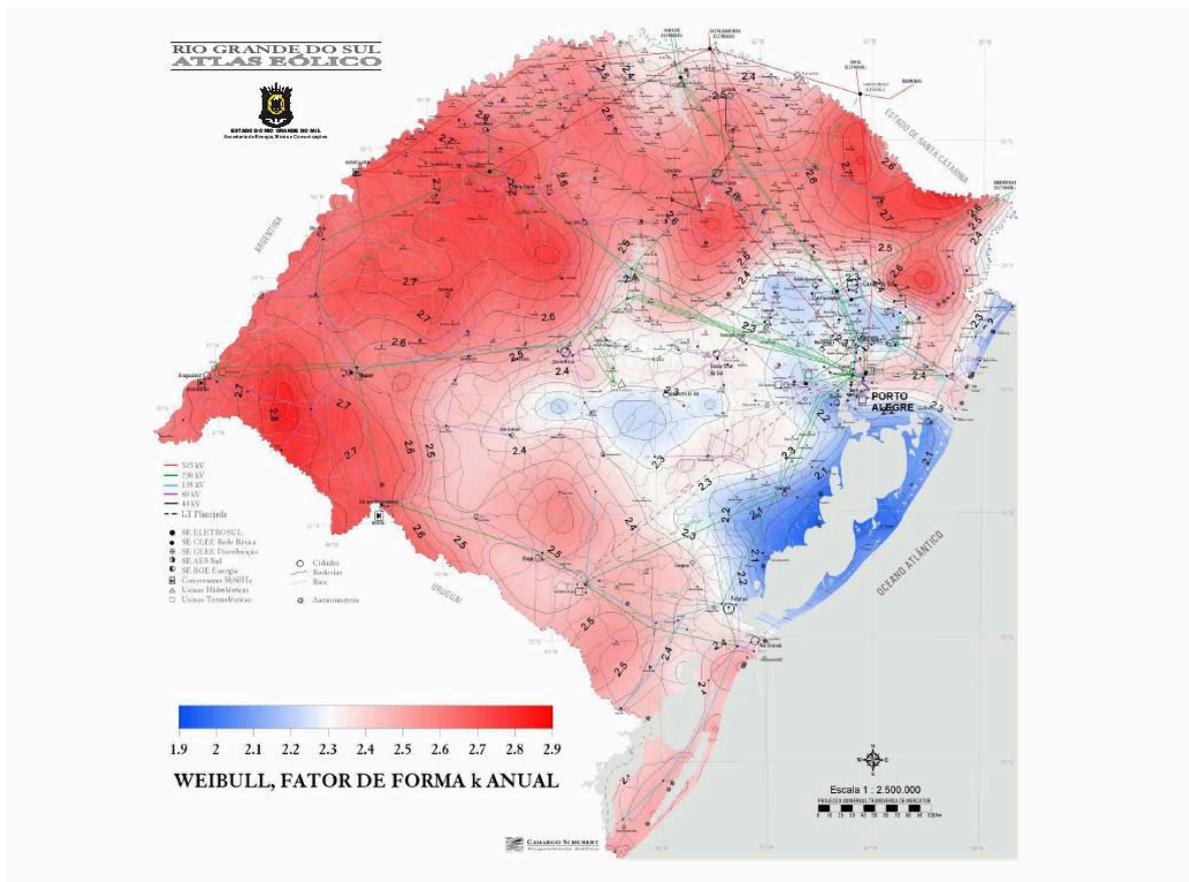


Figura 3.11 Mapa do fator de forma k anual

Fonte: SEMC, 2002.

A tabela 3.5 apresenta a correspondência entre valores de fluxo de potência eólica e velocidade média do vento, para diferentes fatores de forma k de *Weibull*. Considerando nível do mar, temperatura do ar igual a 15 °C e a massa específica do ar 1,225 kg/m³. Na tabela pode-se constatar que pequenas variações na escolha de k não tem forte impacto na energia disponível.

Conforme visualiza-se na tabela 3.5 para a obtenção de um mesmo fluxo de potência eólica, ao adotar-se um fator de forma k de *Weibull* de 2,50, em vez de um fator de forma k de *Weibull* de 2,30, a velocidade do vento deveria ter um valor 2,02 % maior do que a velocidade necessária.

Adotando-se um fator de forma k de *Weibull* de 2,50, em vez de um fator de forma k de *Weibull* de 2,70, a velocidade do vento deveria ter um valor 1,80 % menor do que a velocidade necessária.

Tabela 3.5. Valores para velocidade do vento para diferentes valores de forma k de *Weibull*

Fluxo de potência Eólica (W/m ²)	Velocidade do Vento (m/s)		
	Weibull 2,30	Weibull 2,50	Weibull 2,70
k_e calculado	1,67	1,57	1,49
0	0	0	0
10	2,14	2,18	2,22
20	2,69	2,75	2,80
30	3,08	3,14	3,20
40	3,39	3,46	3,52
50	3,65	3,73	3,79
100	4,60	4,70	4,78
120	4,89	4,99	5,08
140	5,15	5,25	5,35
160	5,38	5,49	5,59
180	5,60	5,71	5,81
200	5,80	5,92	6,02
250	6,24	6,37	6,49
300	6,63	6,77	6,89
350	6,98	7,13	7,26

O cálculo da potência elétrica média pela área de captação das pás coletoras em função da velocidade do vento é realizado através da equação (3.29):

$$\frac{\overline{P}_E}{A} = \frac{1}{2} \overline{C}_p \eta_c \rho k_e \overline{V}^3 \quad (3.29)$$

onde:

$\frac{\overline{P}_E}{A}$ a potência elétrica média pela área de captação das pás coletoras (W/m²);

\overline{C}_p é o coeficiente de potência médio;

η_c é a eficiência de conversão eletromecânica;

ρ é a massa específica do ar (1,225 kg/m³, em condições atmosféricas normais);

k_e é o fator padrão de energia;

\overline{V} é a velocidade média frontal do vento (m/s).

3.2.2 Cálculo da energia eólica diária convertida em energia elétrica pela área de captação das pás coletoras em função da velocidade do vento a 10 metros de altura e fator de forma de weibull igual a 2,50

A energia eólica média diária, convertida em energia elétrica, é obtida mediante:

$$\frac{\overline{E}_E}{A} = \frac{\overline{P}_E}{A} \tau \quad (3.30)$$

onde:

$\frac{\overline{E}_E}{A}$ é a energia eólica média diária convertida em energia elétrica pela área de captação das pás coletoras (MJ/m²);

$\frac{\overline{P}_E}{A}$ a potência elétrica média pela área de captação das pás coletoras (W/m²);

τ é o período considerado, no caso de um dia inteiro: 24 horas (ou 86.400 segundos).

Neste trabalho para a obtenção da energia eólica média diária, convertida em energia elétrica, para a velocidade do vento a 10 metros de altura, foi considerado o valor unitário para os coeficiente de potência médio, $\overline{C_p}$ e eficiência de conversão eletromecânica η_c ; para o fator de forma k de *Weibull* foi adotado 2,50 e para a massa específica do ar, ρ , 1,225 kg/m³, cujo valor corresponde as condições atmosféricas normais. Estes valores de $\overline{C_p}$ e η_c não são realísticos, mas foram adotados para que o resultado não fosse dependente da qualidade das máquinas selecionadas. Evidentemente haverá um fator de correção para cada equipamento, que será justamente o produto $\overline{C_p} \times \eta_c$.

4. ELABORAÇÃO DOS MAPAS DE COMPLEMENTARIDADE DOS POTENCIAIS SOLAR E EÓLICO

4.1 COMPLEMENTARIDADE DOS POTENCIAIS SOLAR E EÓLICO

Para o dimensionamento de um sistema singelo de geração de energia a partir da energia solar deve ser considerados o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, a eficiência do sistema, a radiação solar disponível, o tempo considerado e a área da superfície dos módulos.

Para o dimensionamento de um sistema singelo de geração de energia a partir da energia eólica deve ser considerados a velocidade média do vento na altura do aerogerador, a eficiência de conversão eletromecânica, a massa específica do ar, o coeficiente de potência médio, o fator padrão de energia, o tempo considerado e a área de captação das pás coletoras.

No dimensionamento de um sistema singelo de geração de energia, solar ou eólica, são considerados somente o potencial da fonte geradora, as características do sistema e o tempo disponível da fonte geradora.

No caso de um sistema híbrido a energia total gerada será a soma das energias solar e eólica devendo-se levar ainda em consideração a sua complementaridade de amplitude e temporal.

Para que seja explorada a característica da complementaridade entre as fontes de energia solar e eólica torna-se necessário conhecer as disponibilidades energéticas quanto a sua variação de amplitude, aos períodos considerados e os valores de amplitude estimados.

A complementaridade entre as fontes de energia solar e eólica pode ser quantificada mediante índices apropriados.

Neste trabalho foram determinados três índices, o índice de complementaridade de amplitude, o índice de complementaridade de energia e tempo e o índice de complementaridade total.

4.2 DETERMINAÇÃO DOS ÍNDICES DE COMPLEMENTARIDADE

Os dados básicos para determinar os índices de complementaridade são os mapas para cada uma das 4 estações climáticas do ano e o anual. Não havendo mapas mensais de velocidade do vento, os dados da radiação solar foram condensados também em 4 estações.

4.2.1 Determinação do índice de complementaridade de amplitude

Conforme Beluco, 2001 , o índice de complementaridade entre as amplitudes, i_a , avalia a relação entre as proporções dos valores máximos e mínimos de duas funções de disponibilidade energética.

Do trabalho de Beluco, 2001 , foi adaptada a equação (4.1) para calcular o índice de complementaridade entre as amplitudes, i_a :

$$i_a = \frac{1}{2} \left[1 - \frac{(\delta_e - \delta_s)^2}{(1 - \delta_s)^2} \right] \cdot \left\{ 1 - \tanh \left[2^8 (\delta_e - \delta_s) \right] \right\} + \frac{1}{2} \left[\frac{(1 - \delta_s)^2}{(1 - \delta_s)^2 + (\delta_e - \delta_s)^2} \right] \cdot \left\{ 1 + \tanh \left[2^8 (\delta_e - \delta_s) \right] \right\} \quad (4.1)$$

$$\delta_e = 1 + \frac{E_{em\acute{a}x} - E_{emin}}{E_{em\acute{a}x}} \quad , \quad \delta_s = 1 + \frac{E_{sm\acute{a}x} - E_{smin}}{E_{sm\acute{a}x}} \quad (4.2)$$

onde:

$E_{em\acute{a}x}$ é o valor máximo de energia eólica disponível entre as 4 estações do ano;

E_{emin} é o valor mínimo de energia eólica disponível entre as 4 estações do ano;

$E_{sm\acute{a}x}$ é o valor máximo de energia solar disponível entre as 4 estações do ano;

E_{smin} é o valor mínimo de energia solar disponível entre as 4 estações do ano.

No denominador das equações para os cálculos de δ_e e δ_s foi utilizado o valor da máxima energia disponível eólica e solar.

Neste trabalho o índice de complementaridade entre as amplitudes, i_a , encontrado é multiplicado pelo valor dez, de tal forma que este índice é igual a dez quando as proporções dos valores máximos e mínimos das duas funções de disponibilidade energética forem iguais e, conforme sejam diferentes, o índice se afasta do dez, tendendo a zero.

Na Figura 4.1 visualiza-se o comportamento do índice de complementaridade de amplitude em função do δ_e , para δ_s igual a 1,5. Quando o valor de δ_e é de 1,5 o índice de complementaridade de amplitude atinge seu valor máximo: 10,0 , evidenciando que as proporções entre as amplitudes são iguais, porém, somente considerando o valor do índice não identifica-se os valores individuais das disponibilidades energéticas das fontes solar e eólica.

Quando δ_e for um valor diferente de 1,5 o índice de complementaridade de amplitude afasta-se do valor máximo tendendo a zero.

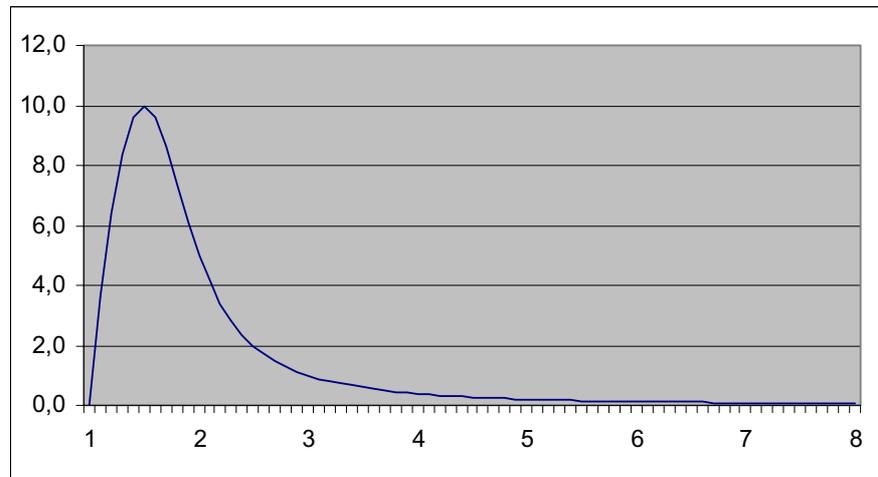


Figura 4.1 Comportamento do índice de complementaridade de amplitudes em função do δ_e , para δ_s igual a 1,5

4.2.2 Determinação do índice de complementaridade de tempo e energia

Conforme Beluco, 2001, a complementaridade no tempo pode existir quando as disponibilidades energéticas de duas ou mais fontes apresentam períodos que se complementam ao longo do tempo em uma mesma região.

Neste trabalho foi considerado o período entre as estações climáticas do ano.

É necessário fazer uma ponderação entre as energias solar e eólica para o cálculo do índice de complementaridade de tempo e energia.

Para a ponderação da energia solar é considerado que, aproximadamente, o valor máximo de energia solar diária é de 25 MJ/m^2 , o valor mínimo de 9 MJ/m^2 e o valor médio anual de 17 MJ/m^2 , e substituindo esses valores na equação:

$$E_s = \frac{E_{sm\acute{a}x} - E_{sm\grave{i}n}}{E_{sm\acute{e}d}} \quad (4.3)$$

obtém-se $E_s = 0,94$, que na ponderação das energias disponíveis, vai ser considerado como valor unitário.

Para a ponderação da energia eólica foi considerado que, aproximadamente o valor referencial da máxima e da mínima velocidade do vento respectivamente igual a 8 m/s e 4 m/s ,

seria obtida aproximadamente uma faixa para a energia eólica entre 50 MJ/m² e 6 MJ/m². Considerando o valor médio anual de energia eólica de 22 MJ/m² e, substituindo esses valores na equação:

$$E_e = \frac{E_{emáx} - E_{emin}}{E_{eméd}} \quad (4.4)$$

obtem-se o valor de $E_e = 2$, que será o considerado na ponderação das energias disponíveis.

Fazendo-se a ponderação entre as energias solar e eólica é obtido:

$$i_{et} = E_s \cdot \frac{E_e}{2} \quad (4.5)$$

O índice de complementaridade de tempo e energia é definido como:

$$i_{et} = \frac{E_{s1} - E_{s2}}{E_{sA}} \cdot \frac{E_{e2} - E_{e1}}{2E_{eA}} \quad (4.6)$$

onde:

i_{et} é o índice de complementaridade de tempo e energia;

E_{s1} é o valor de energia solar disponível correspondente a uma determinada estação do ano;

E_{s2} é o valor de energia solar disponível correspondente à outra estação do ano;

E_{sA} é o valor de energia solar disponível anual;

E_{e1} é o valor de energia eólica disponível correspondente a uma determinada estação do ano;

E_{e2} é o valor de energia eólica disponível correspondente à outra estação do ano;

E_{eA} é o valor de energia eólica disponível anual.

Por exemplo, considerando a estação 1 sendo a primavera e a estação 2 sendo o outono se obtém o cálculo do índice de complementaridade de tempo e energia entre as estações primavera e outono. Neste trabalho o índice de complementaridade de tempo e energia, i_{et} , encontrado é multiplicado pelo valor dez, de tal forma que se este índice apresentar o valor zero significa que não há complementaridade de tempo e energia, das energias solar e eólica, entre estas duas estações do ano. Se apresentar um valor positivo, indicará que há uma complementaridade de tempo e energia entre essas estações. Os cálculos que resultarem valores negativos serão considerados como sendo zero. Se o valor obtido for dez indicará que a

complementaridade entre as fontes energéticas é máxima, ou seja irão se complementar no tempo e energia.

4.2.3 Determinação do índice de complementaridade total

O índice de complementaridade total nos indica o grau de complementaridade entre as disponibilidades energéticas das duas fontes energéticas, avaliando conjuntamente a defasagem no tempo e a proporção entre as amplitudes.

O índice de complementaridade total é obtido mediante a equação:

$$i_t = i_a \cdot i_{et} \quad (4.7)$$

onde:

i_t é o índice de complementaridade total;

i_a é o índice de complementaridade entre as amplitudes;

i_{et} é o índice de complementaridade de tempo e energia.

Os valores para o índice de complementaridade são arbitrados no momento da sua concepção. Nesta dissertação foram escolhidos valores entre 0 e 10 para o índice de complementaridade entre amplitudes e para o índice de complementaridade de tempo e energia. Os limites de valores para o índice de complementaridade total serão, evidentemente, 0 e 100. Um índice 100 para complementaridade total estaria indicando uma zona 100% complementar.

4.3 METODOLOGIA PARA A LEITURA DOS MAPAS CONSULTADOS

As grandezas numéricas são expressas nos mapas através das variações nas cores dos pixels, sendo cada cor associada a um respectivo valor numérico, a utilização de um palete com essas variações nas cores e os respectivos valores correspondentes às mesmas é o referencial para a obtenção dos valores numéricos da grandeza a qual se refere o mapa.

Um programa computacional realiza a leitura das cores nos pixels dos mapas e, através da função específica do Visual Basic.NET: `getpixel(x,y)`, retorna o valor numérico correspondente à cor do pixel, conforme as cores e valores existentes no palete referencial.

A cada grupo de nove pixels é calculada a média dos valores numéricos associados às respectivas cores desse grupo e esse valor médio será atribuído a todos os nove pixels desse grupo.

O programa computacional inicia a leitura a partir do segundo pixel da segunda linha e segue a leitura no sentido da esquerda para a direita; de três em três pixels, até encontrar um pixel com uma cor correspondente do palete de cores, utilizado como referencial, e a partir deste calcula a média dos valores numéricos associados à sua cor e dos outros oito pixels em torno do mesmo, num total de nove pixels, e assim sucessivamente até o final da linha de pixels. A seguir realiza a leitura da terceira linha abaixo, sempre no sentido da esquerda para a direita, seguindo a mesma metodologia descrita acima até a leitura da última linha, conforme visualizado nas Figuras 4.2 e 4.3 .

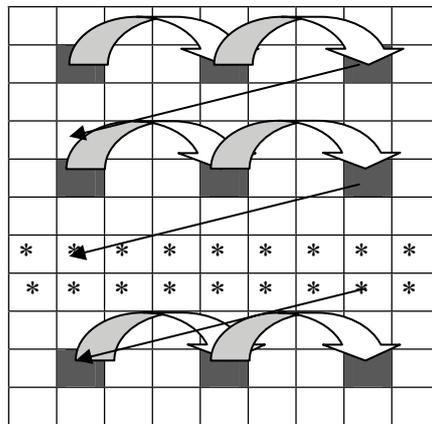


Figura 4.2 Sentido da varredura de leitura

$i - 1, j - 1$	$i - 1, j$	$i - 1, j + 1$
$i, j - 1$	i, j	$i, j + 1$
$i + 1, j - 1$	$i + 1, j$	$i + 1, j + 1$

Figura 4.3 Nove pixels componentes da média

Quando o programa computacional encontra um ou mais pixels sem uma cor correspondente no palete estes pixels são desconsiderados para o cálculo do valor médio do grupo dos nove pixels que se deseja determinar o valor correspondente.

Nos pontos cujas cores nos mapas correspondiam a marcações suplementares tais como redes de transmissão, nomes de cidades, etc., que iriam prejudicar a execução do trabalho

de leitura, foi realizada a substituição dos mesmos manualmente, por pontos com cores correspondentes aos valores no entorno destes pontos existentes no paleta referencial.

Os mapas utilizados como referência para a radiação solar horizontal são os da dissertação de Martinazzo, C. A., 2004 e os mapas para a velocidade do vento a 50 m e da rugosidade são os do Atlas eólico do Estado do Rio Grande do Sul, SEMC - Secretaria de Energia, Minas e Comunicações do estado do Rio Grande do Sul, 2002.

Inicialmente, foi realizada a leitura dos mapas da radiação solar horizontal dos meses centrais das 4 estações do ano e da radiação solar horizontal anual do Estado do Rio Grande do Sul, através de um programa computacional desenvolvido no Laboratório Solar da UFRGS e que implementa a metodologia com a função “getpixel” descrita, para a determinação da disponibilidade da energia solar.

Através do mesmo programa computacional do Laboratório Solar da UFRGS, foi realizada a leitura dos mapas das velocidades do vento a 50 metros de altura nos meses centrais das 4 estações do ano, anual e do mapa da rugosidade do Estado do Rio Grande do Sul, para a determinação da disponibilidade da energia eólica.

Os mapas da velocidade do vento a 50 metros de altura e da rugosidade tiveram seu formato físico adequado aos mapas da radiação solar horizontal, de forma a se obter a mesma quantidade de valores correspondentes.

De cada mapa se obteve uma imagem, que foi convertida em uma planilha com 254 linhas (Latitude) e 251 colunas (longitude) da região correspondente aos dados necessários dos mapas. Cada linha corresponde aproximadamente a 1'35" e cada coluna a 1'54". Há uma correspondência direta entre linhas e latitudes e entre colunas e longitudes. Essas planilhas eletrônicas são adequadas para a realização dos cálculos necessários para as etapas seguintes do trabalho.

A seguir foi feita a transformação dos valores da radiação solar horizontal para radiação solar inclinada a 45°, através da metodologia descrita no capítulo 3.

A etapa seguinte foi o cálculo da velocidade do vento a 10 metros de altura a partir dos dados da velocidade do vento a 50 metros de altura e da rugosidade, a metodologia está descrita no capítulo 3.

Também no capítulo 3 está descrito o cálculo da energia eólica disponível a partir da velocidade do vento a 10 metros de altura.

Os valores da radiação solar inclinada a 45°, velocidade do vento a 10 metros de altura e energia eólica disponível a partir da velocidade do vento a 10 metros de altura são armazenados em planilhas eletrônicas.

Das planilhas com os valores da radiação solar inclinada a 45° de cada estação do ano e dos valores da energia eólica de cada estação do ano são obtidos os valores máximo e mínimo de cada estação para cada planilha e calculam-se os δ_e e δ_s .

Com os valores de δ_e e δ_s , é obtido o índice de complementaridade de amplitude através da equação (4.1) e seus valores armazenados em uma planilha. Desta planilha são gerados os mapas do índice de complementaridade de amplitude para o Estado do Rio Grande do Sul.

Das planilhas com os valores da radiação solar inclinada a 45° e da energia eólica de cada estação do ano e anual é calculado o índice de complementaridade no tempo e energia através da equação (4.6) e seus valores armazenados em uma planilha. Desta planilha são gerados os mapas de complementaridade de tempo e energia para o Estado do Rio Grande do Sul.

Multiplicando os dados das planilhas com os valores do índice de complementaridade de amplitude e do índice de complementaridade no tempo e energia é obtido o índice de complementaridade total através da equação (4.7) para o Estado do Rio Grande do Sul, que constitui nova planilha. Desta planilha são gerados os mapas do índice de complementaridade total para o Estado do Rio Grande do Sul.

4.4 ERROS DEVIDO A SIMPLIFICAÇÕES E LEITURA DOS MAPAS

Na leitura dos mapas da velocidade do vento a 50 metros de altura, da rugosidade e da radiação solar horizontal existem alguns pontos cujas cores o programa computacional de leitura não encontra uma cor correspondente nas cores de referência do paleta, para estes pontos é necessário realizar, na planilha dos valores retornados pelo programa computacional, uma média dos valores próximos para que o valor não apresente diferenças acentuadas do seu entorno. Esse problema ocorre principalmente em alguns pontos situados nas bordas dos mapas.

Na geração dos mapas, a partir das planilhas, o programa computacional pode definir uma cor de um pixel com uma diferença acentuada das cores dos pixels do seu entorno, devendo ser desconsiderado tal erro no mapa.

A limitação das planilhas de valores quanto ao formato de 254 linhas por 251 colunas faz com que o valor numérico resultante seja uma média de um ponto central e dos oito pontos em torno deste ponto central, não representando a totalidade dos pontos existentes nos mapas.

5. MAPAS DOS ÍNDICES DE COMPLEMENTARIDADE PARA O ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

A partir dos valores dos índices de complementaridade calculados geram-se os mapas dos índices de complementaridade apresentados nas Figuras 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7 e 5.8 .

No mapa de complementaridade de amplitude, Figura 5.1 , observa-se que na região norte e oeste do Estado o índice de complementaridade de amplitude apresenta valores baixos, denotando uma frágil complementaridade nos potenciais solar e eólico, todavia no centro-sul do Estado esse índice apresenta uma faixa de valores que indicam uma possível utilização de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico. Nas regiões em que o índice de complementaridade de amplitude apresenta valores baixos pode ser uma indicação de que o uso somente da energia eólica seria mais interessante do que um sistema híbrido fotovoltaico-eólico, porém com este índice não se pode afirmar qual é o potencial eólico existente, esta informação deve ser obtida através de outros meios, tais como, por exemplo, os mapas de velocidade do vento a 10 metros de altura para sistemas eólicos de pequeno porte, além de outras informações essenciais necessárias para se pode afirmar qual é o melhor sistema de geração de energia para determinada região.

No mapa de complementaridade de tempo e energia entre inverno e a primavera, Figura 5.2 , encontra-se valores ínfimos no entorno da Lagoa dos patos, informando que quando uma das fontes energéticas não possui potencial suficiente para suprir a demanda da outra fonte energética não apresenta uma disponibilidade suficiente naquele período para complementar o potencial insuficiente da primeira fonte citada. Neste mapa observa-se ainda que as regiões norte e noroeste do Estado apresentam a maioria dos valores dispersos entre 0 e 1 denotando uma fraca complementaridade de tempo e energia.

A maior complementaridade de tempo e energia é visualizada no mapa de complementaridade de tempo e energia entre inverno e verão, Figura 5.3 , porém não na totalidade do Estado, apresentando novamente a região no entorno da Lagoa dos Patos uma baixa complementaridade de tempo e energia. Os valores de complementaridade de tempo e energia encontrados nas regiões norte e noroeste do Estado, entre 4 a 9, caracterizam uma faixa que pode ser considerada na utilização de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico, levando em conta, obviamente, outros critérios técnicos para tal decisão.

No mapa de complementaridade de tempo e energia entre as estações outono e inverno, Figura 5.4 , identifica-se uma pequena região próxima à cidade de Santa Maria e ao norte do Estado, com valores entre 4 e 8, vislumbrando potenciais locais para utilização de um

sistema híbrido fotovoltaico-eólico. Novamente a região no entorno da Lagoa dos Patos apresenta uma baixa complementaridade de tempo e energia, contudo o restante do Estado apresenta valores numéricos de complementaridade merecedores de um estudo com maiores critérios.

O mapa de complementaridade de tempo e energia entre as estações outono e primavera, Figura 5.5 , apresenta no centro do estado e na região próxima à divisa com o Estado de Santa Catarina os maiores valores de complementaridade, tendo o restante das regiões fraca complementaridade, evidenciada pelos baixos valores encontrados para o índice, provavelmente insuficientemente para a utilização de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico.

No mapa de complementaridade de tempo e energia entre as estações outono e verão, Figura 5.6 , apresenta valores muito baixos de complementaridade, provavelmente insuficiente para a utilização de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico, com exceção de alguns locais próximo à cidade de Farroupilha e em alguns pontos nas extremidades do Estado.

No mapa de complementaridade de tempo e energia entre as estações primavera e verão, Figura 5.7 , apresenta uma concentração de valores em determinadas regiões do Estado, porém, poucos locais apresentam valores numa faixa interessante para o estudo da utilização de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico.

Foram considerados os valores resultantes da multiplicação do índice de complementaridade de amplitude e do índice de complementaridade de tempo e energia, entre as estações inverno e verão, para geração do mapa de complementaridade total visualizado na Figura 5.8 . Neste mapa aparecem regiões com valores interessantes para o estudo do uso de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico, tais como a região formada pelo triângulo cujos vértices seriam as cidades de Bagé, Alegrete e Santa Maria, com valores localizados próximos a 50. Na região do entorno da Lagoa dos Patos fica evidenciada, pelos baixos valores, a inexistência da complementaridade total.

Os mapas de complementaridade evidenciam regiões que podem ser pontos de partida para um estudo mais aprofundado do uso de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico nas mesmas, obviamente não pode ser a única fonte de consulta para esta decisão, devendo-se considerar critérios técnicos, financeiros e aspectos locais da região considerada.

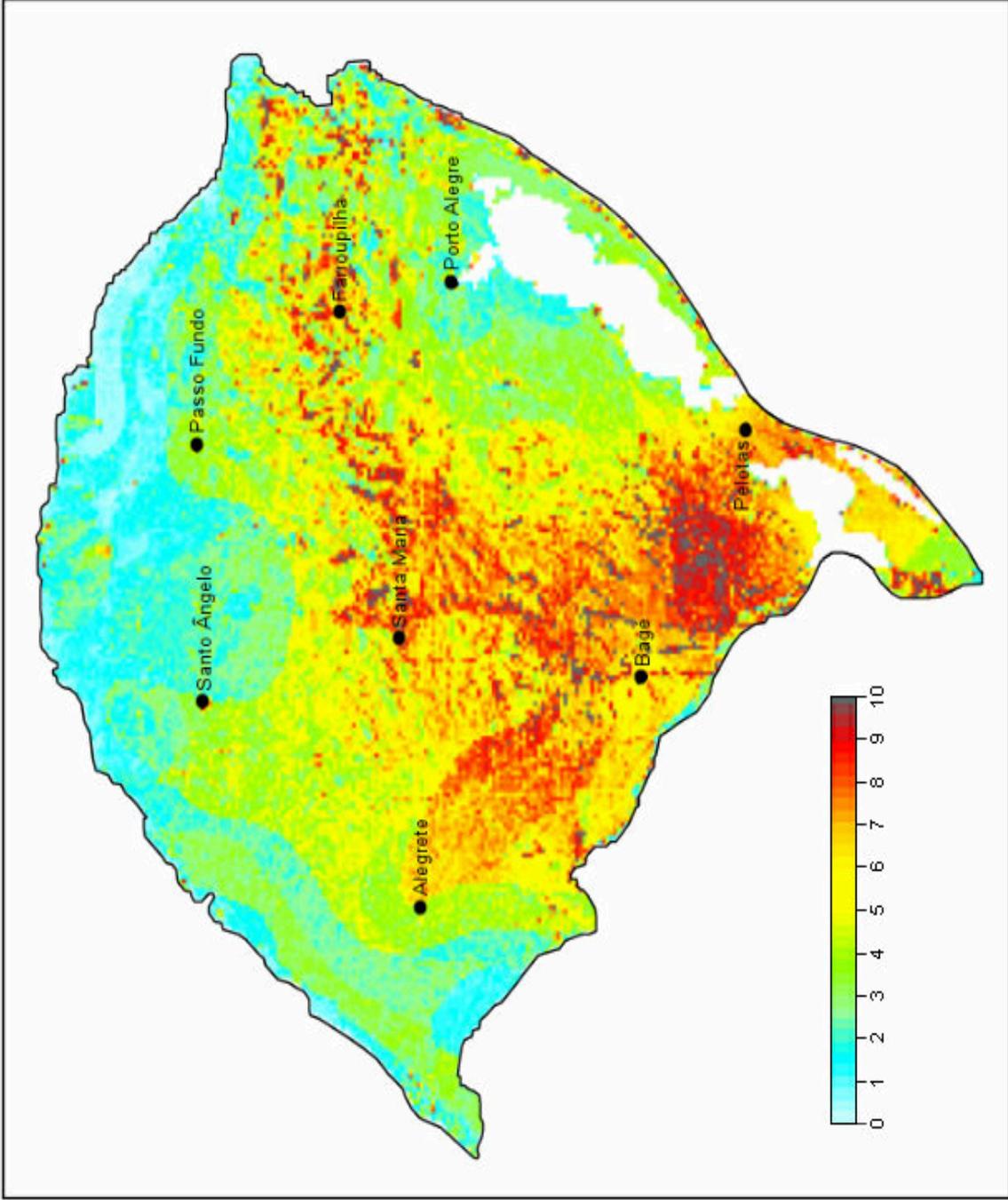


Figura 5.1 Índice de complementaridade de amplitude

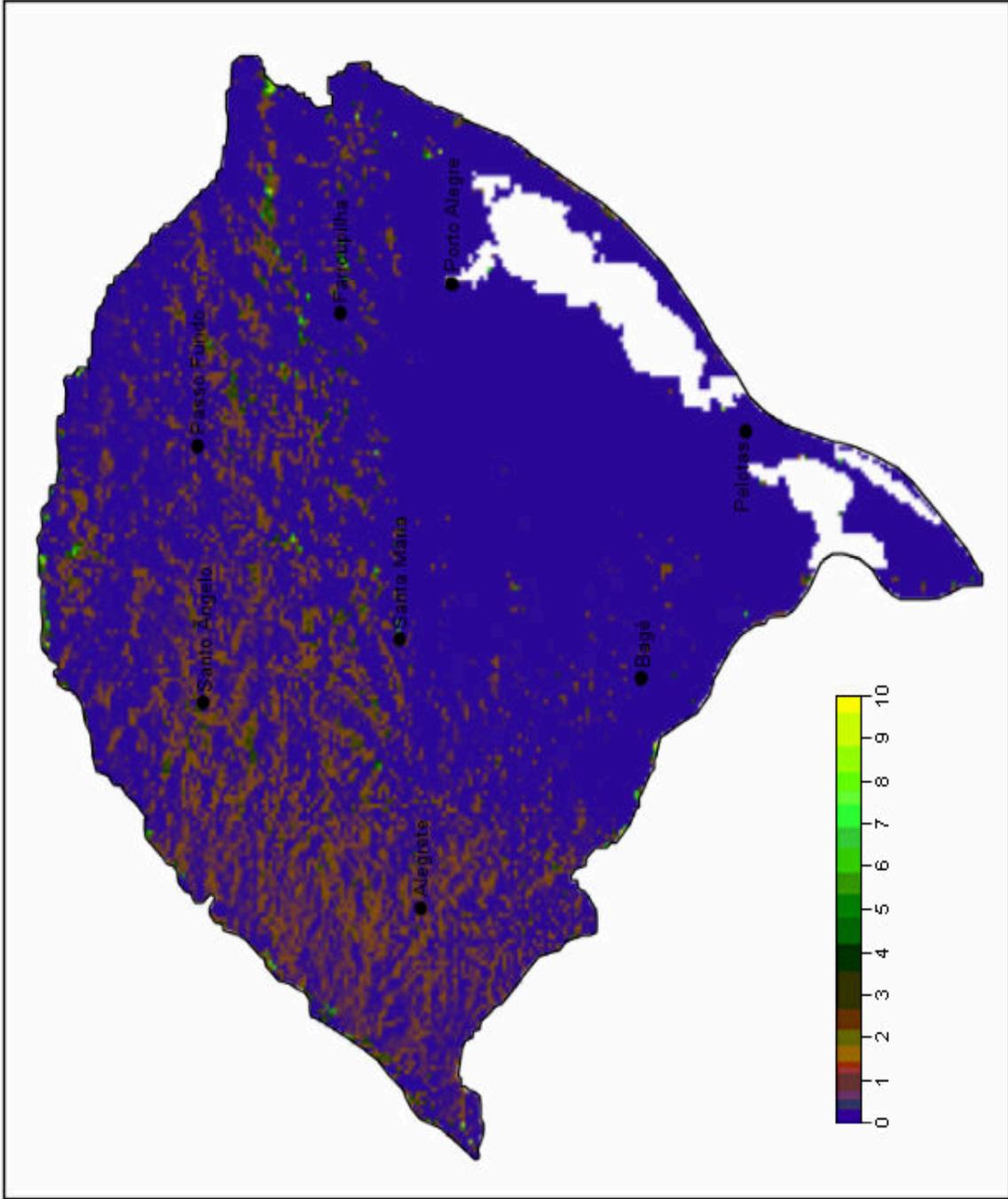


Figura 5.2 Índice de complementaridade de tempo e energia entre inverno e primavera

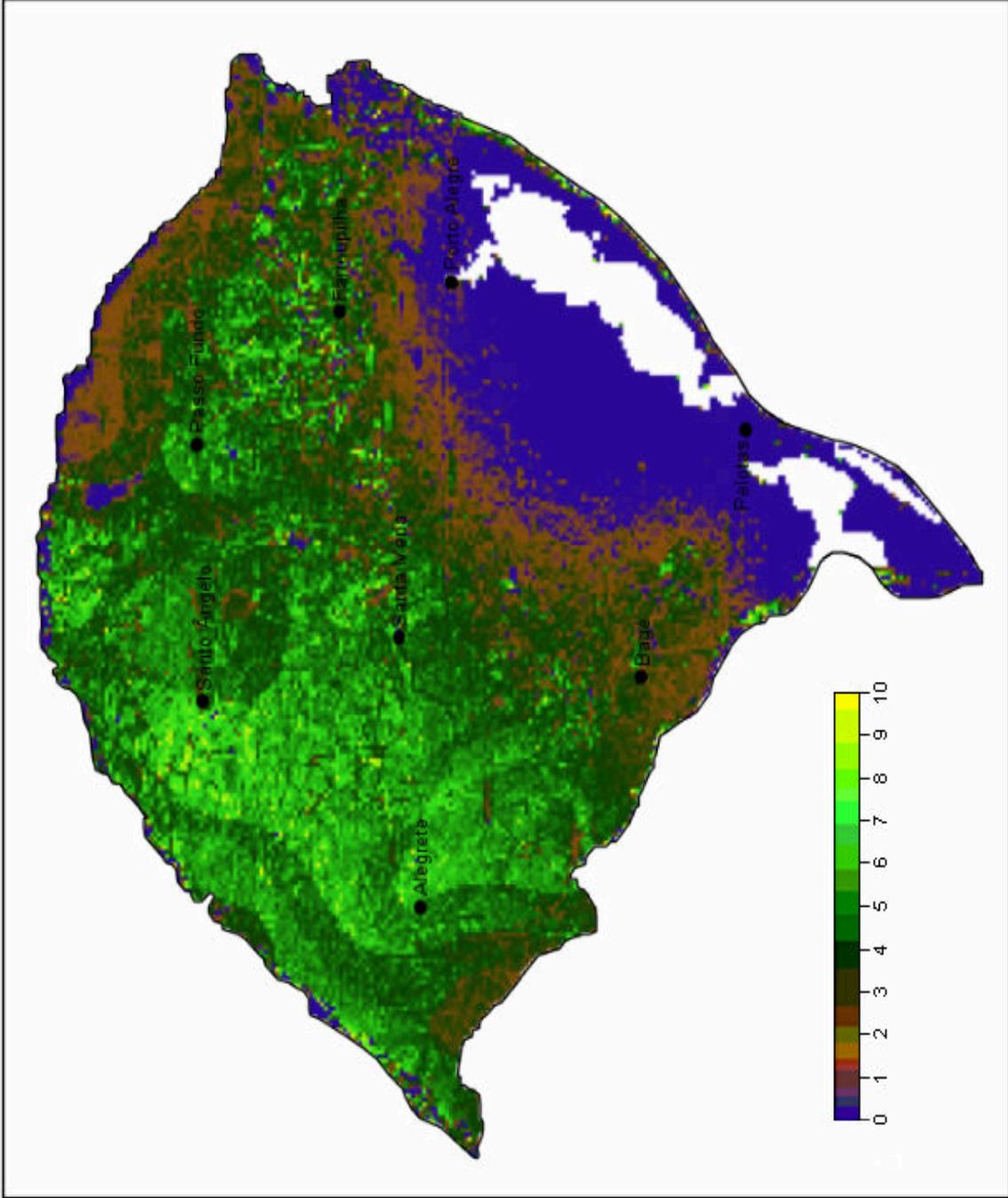


Figura 5.3 Índice de complementaridade de tempo e energia entre inverno e verão

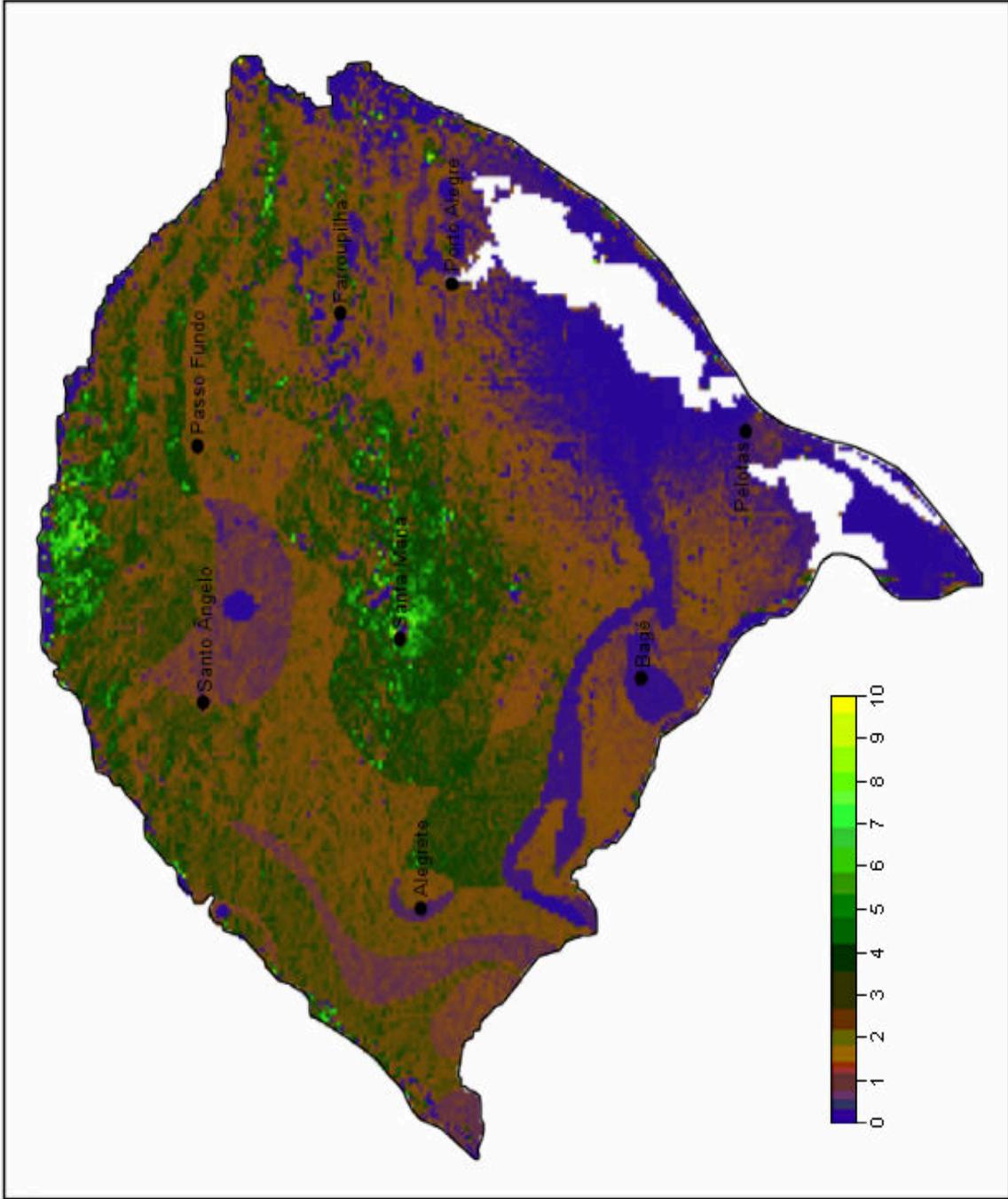


Figura 5.4 Índice de complementaridade de tempo e energia entre outono e inverno

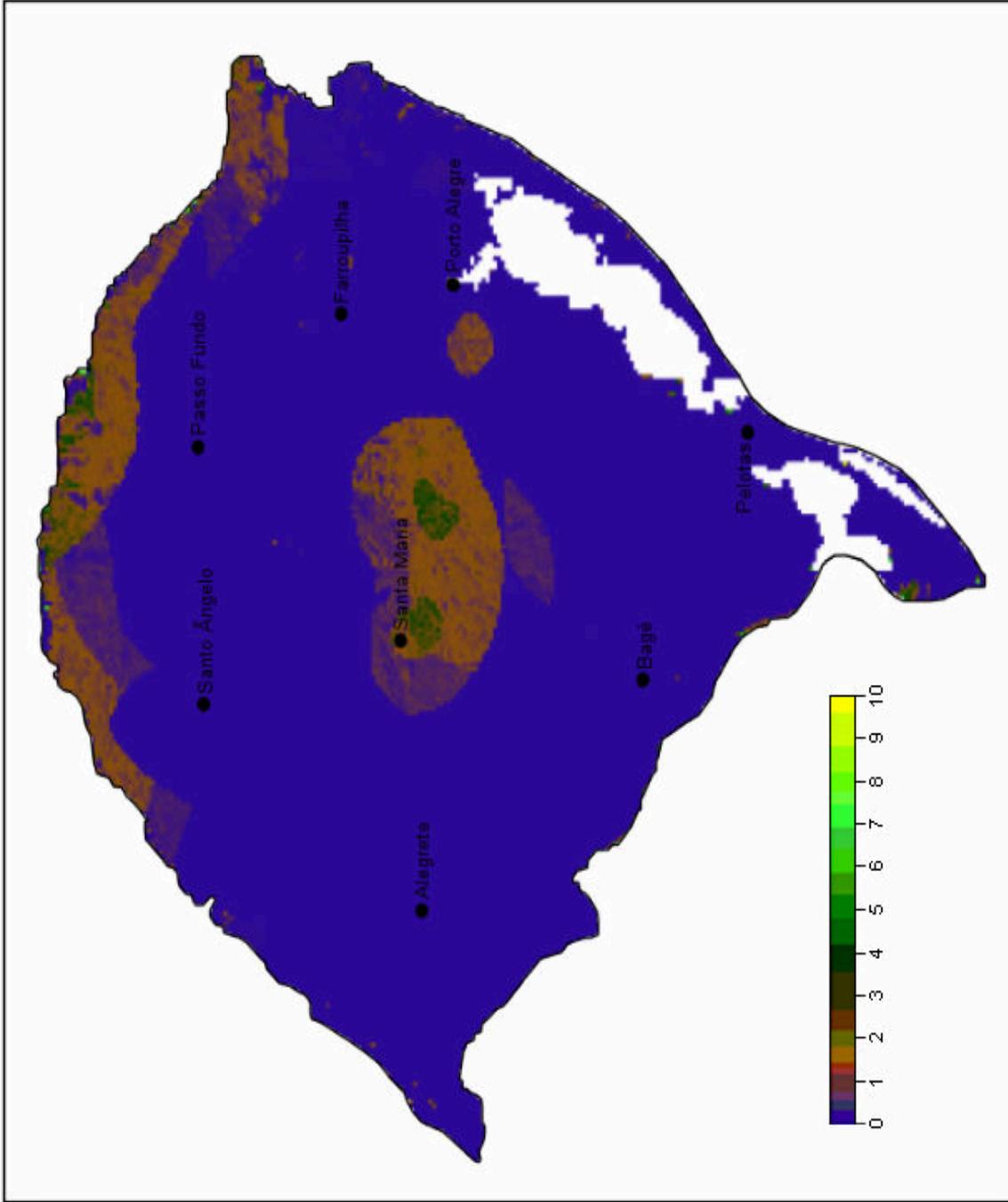


Figura 5.5 Índice de complementaridade de tempo e energia entre outono e primavera

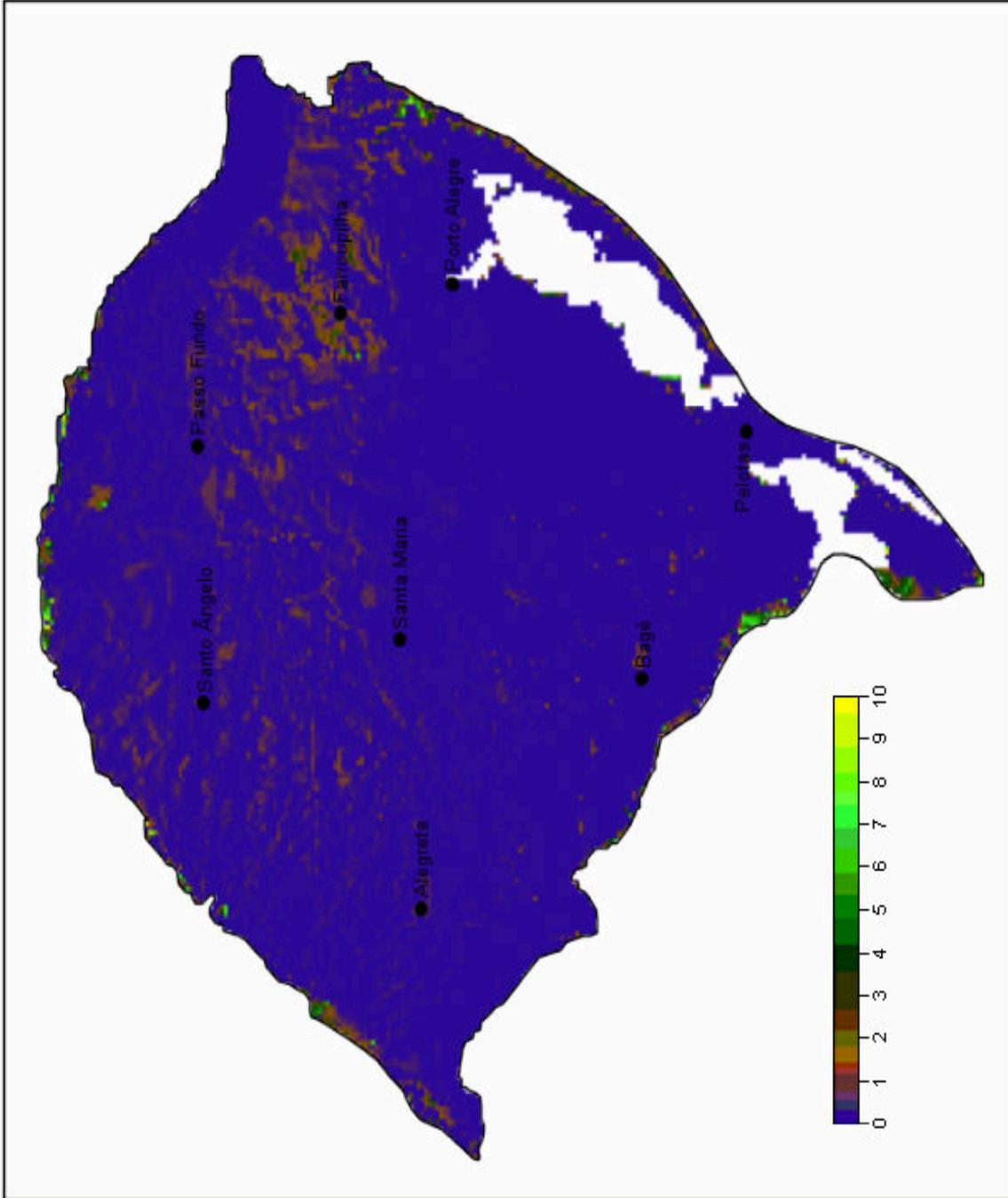


Figura 5.6 Índice de complementaridade de tempo e energia entre outono e verão

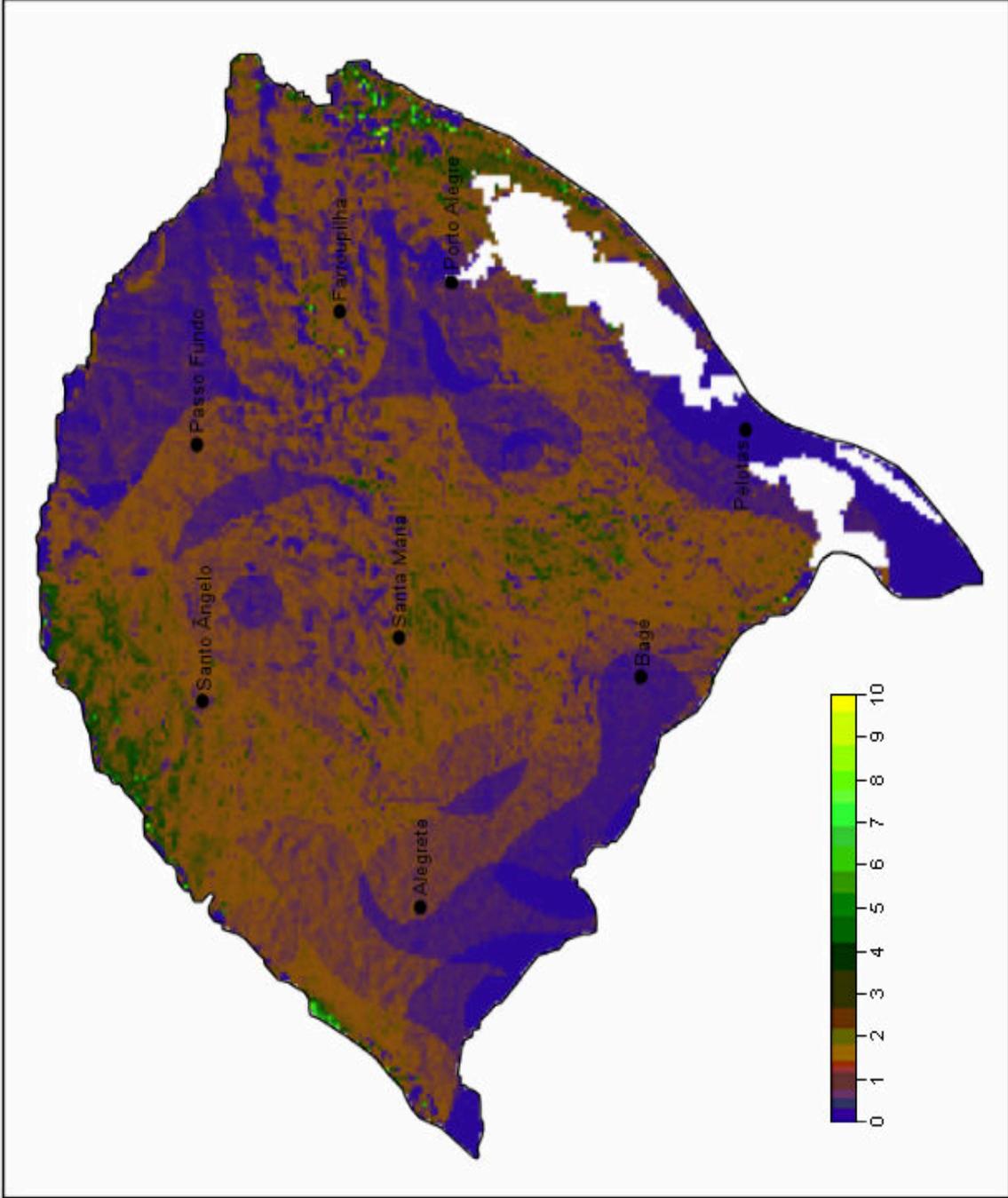


Figura 5.7 Índice de complementaridade de tempo e energia entre primavera e verão

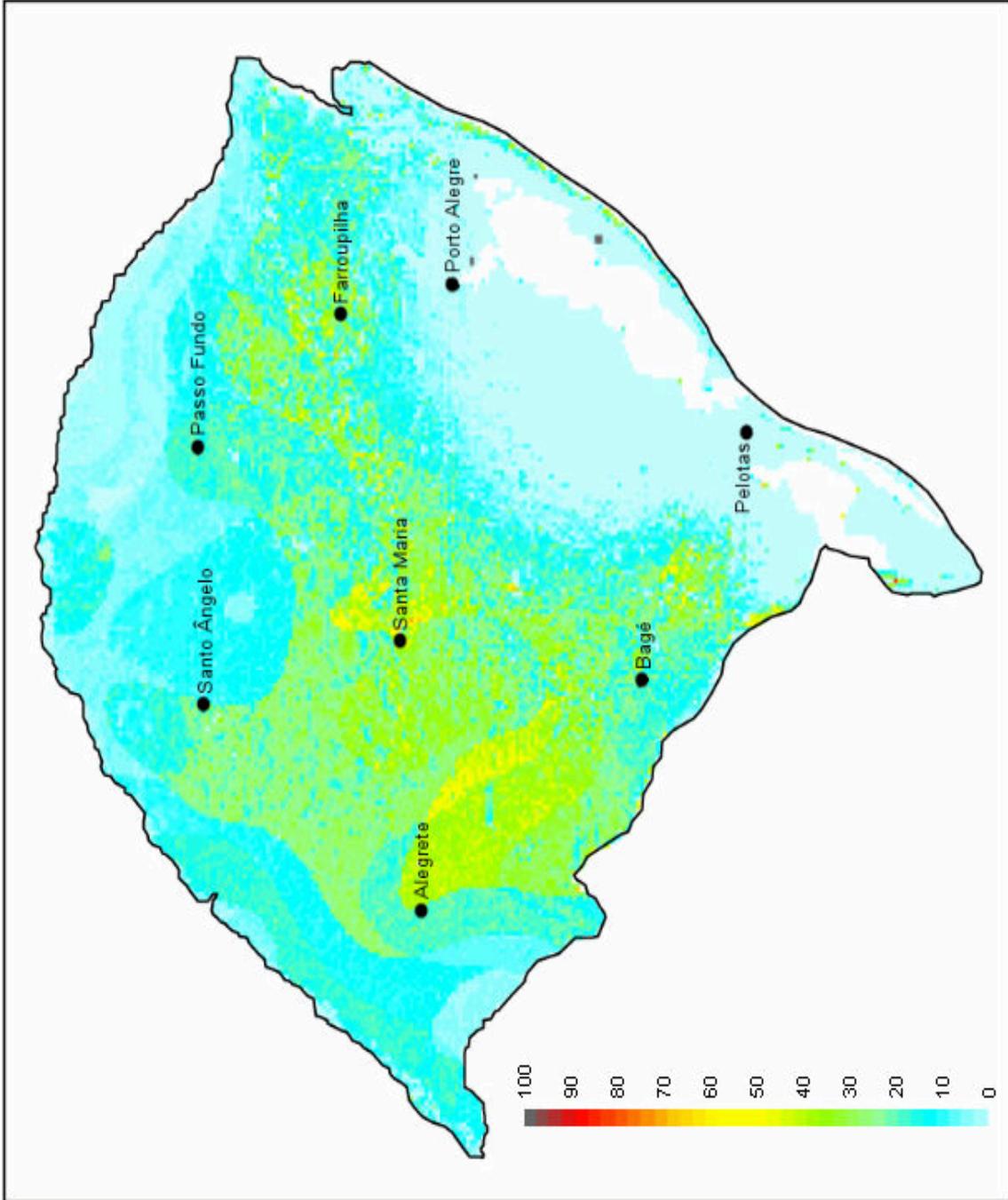


Figura 5.8 Índice de complementaridade total (amplitude x tempo e energia entre as estações)

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 CONCLUSÕES

Foram expostos trabalhos sobre dados de irradiação solar incidente nas diversas regiões do mundo para estimativa do potencial energético proveniente do Sol que resultaram em mapas e atlas solarimétricos em diferentes localidades.

Foram expostos trabalhos sobre o potencial eólico nas diversas regiões do mundo para estimativa do potencial energético proveniente do vento que resultaram em mapas e atlas eólicos em diferentes localidades.

Foi realizado um estudo sobre o potencial eólico e o potencial solar para o Estado do Rio Grande do Sul. Foi realizada a leitura de mapas de velocidade do vento a 50 metros de altura, rugosidade e de radiação solar horizontal para o Estado do Rio Grande do Sul.

Como parte do estudo foram obtidos mapas de potencial eólico a 10 metros de altura e mapas de irradiação solar a 45° de inclinação.

Foi desenvolvida uma metodologia para combinar os dados estudados em mapas de complementaridade, úteis para avaliar quais os locais onde sistemas híbridos eólico-fotovoltaico teriam melhor desempenho.

Foram elaborados seis mapas do índice de complementaridade do tempo e energia para combinações entre as estações climáticas do ano e um mapa do índice de complementaridade de amplitude anual, todos para o Estado do Rio Grande do Sul.

Foi elaborado um mapa do índice de complementaridade total utilizando o índice de complementaridade de amplitude anual e o índice de complementaridade do tempo e energia entre as estações inverno e verão para o Estado do Rio Grande do Sul.

Nos mapas dos índices de complementaridade de tempo e energia pode-se identificar a maior complementaridade entre as estações inverno e verão e a menor entre as estações outono e verão.

Nos mapas dos índices de complementaridade de amplitude pode-se observar que existe uma variação muito grande nos valores. Ao norte do Estado há uma menor complementaridade de amplitude.

Pode-se concluir que os mapas gerados podem ajudar a identificar alguns potenciais locais geográficos para a instalação de um sistema híbrido levando-se em consideração os índices de complementaridade da amplitude e do tempo e energia, determinados através dessa dissertação.

Para representar com maior resolução os resultados obtidos, seria necessária uma quantidade maior de números de pontos na matriz de dados extraída dos mapas.

6.2 RECOMENDAÇÕES

As recomendações para trabalhos futuros que possam vir a utilizar esta dissertação são inúmeras porém apresentamos algumas possíveis sugestões:

- Aumentar a quantidade de linhas e colunas das planilhas utilizadas para o cálculo dos índices de complementaridade de forma a possibilitar que os dados obtidos representem fielmente os valores existentes nos mapas;
- Produzir valores de radiação solar para outras inclinações e para sistemas fotovoltaicos planos com seguimento solar;
- Combinar os mapas com informações de índice de eletrificação rural, exibindo a demanda potencial de sistemas híbridos;
- Utilizar os mapas da massa específica do ar para as estações climáticas e anual para obter valores mais precisos da velocidade do vento;
- Realizar um estudo sobre a relação entre a complementaridade de sistemas híbridos e os custos envolvidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Beluco, A., 2001. “**Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos híbridos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica**”. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Bennett, Iven., 1965.”Monthly Maps of Mean Daily Insolation of the United States”, **Solar Energy**, v. 9. nº 3, pp. 145-158.

Cabrerizo, 1987. “**Instalaciones solares fotovoltaicas**”. PROGENSA. Sevilla, España.

Carvalho, P., 2003. **Geração eólica**; Imprensa Universitária. Universidade Federal do Pernambuco, Fortaleza, Brasil.

CBEE, 1998. Centro Brasileiro de Energia Eólica. “**Atlas Eólico da Região Nordeste**”. Recife: UFPE. Disponível em: <<http://www.eolica.com.br> Acessado em Abril de 2006.

CEPEL, 2001. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. “**Atlas do Potencial eólico Brasileiro**”. Disponível em: <<http://www.cepel.br> Acessado em Abril de 2006.

CIEMAT, 1995. “**Energía solar fotovoltaica**”. Editorial CIEMAT, volumen II. Madrid, España.

COELBA, 2002. Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. “**Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia**”. Disponível em: <<http://www.coelba.com.br> Acessado em Abril de 2006.

Collares-Pereira, M. e Rabl, A. 1979.”The average distribution of solar radiation fraction correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values”, **Solar Energy**, v. 22, nº 2. pp. 155-164

Colle, S. e Pereira, E. B. 1998. “**Atlas de Irradiação Solar do Brasil**”. INMET e LabSolar-UFSC, Florianópolis.

COPEL, 1999. Companhia Paranaense de Energia. “**Mapa Eólico do Estado do Paraná**”. Disponível em: <<http://www.copel.com> Acessado em Abril de 2006.

Copetti, J.B., Lorenzo, E., Chenlo, F., 1993. “A general battery model for PV system simulation”. **Progress in Photovoltaics: research and applications**, 1:283-292.

CRESESB, 2000. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Sálvio Brito. “**Atlas Solarimétrico do Brasil**”. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br> Acessado em Abril de 2006.

Duffie, J.A., Beckman, W.A., 1980. “**Solar Engineering of Thermal Processes**”. John Wiley & Sons.

Duffie, J.A., Beckman, W.A., 1991. “**Solar Engineering of Thermal Processes**”. John Wiley & Sons.

ELETROBRÁS, 2000. “**Atlas Solarimétrico do Brasil**” Disponível em: <<http://www.eletronbras.gov.br> Acessado em Abril de 2006.

Erbs, D.G., Klein, S.A., Duffie, J.A., 1982. “Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation”. **Solar Energy**, 28(4):293-302.

Feitosa, E. A. N. et al., 2003. Panorama do potencial eólico no Brasil. Brasília: ANEEL.

GTES – Grupo de Trabalho de Energia Solar. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. 1999. “**Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**”. CRESESB. Rio de Janeiro.

Habib, M.A., Said, S.A.M. *et al.*, 1999. “Optimization procedure of a hybrid photovoltaic wind energy system”. **Solar Energy**, 24, 919-929.

Hay, J. E., 1979, “Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces”, **Solar Energy**, v. 23, pp. 301-307.

Hernández, F. 2004. “**Análise Experimental e Simulação de Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaicos**”. Porto Alegre. Tese. Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica da UFRGS.

Hernández, F., Krenzinger, A., Ale, J.A.V., 2003. “Instalação experimental para a avaliação de sistemas híbridos eólico fotovoltaicos”. **Fórum de Energia Eletrisol**, Anais em CD-ROM, Novo Hamburgo/RS.

Hernández, F., Krenzinger, A., Ale, J.A.V., 2002. “Bancada experimental para estudo de sistemas híbridos eólico fotovoltaicos”. **AGRENER - 4 Encontro de Energia no Meio Rural**, Anais em CD-ROM, Campinas/SP.

INESC., 1999. Instituto de Engenharia de Sistema e Computadores. “**Metodologias Integradas para o Mapeamento de Energias Alternativas no Estado do Pará**”. Disponível em: <<http://power.inescn.pt/meapa> Acessado em Abril de 2006.

INMET, 1998. Instituto Nacional de Meteorologia. “**Atlas de Irradiação Solar do Brasil**”. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br> Acessado em Abril de 2006.

IPAGRO, 1989. Seção de Ecologia Agrícola. “**Atlas Agroclimático do Estado do Rio Grande do Sul**”. V. 1. Porto Alegre, 1989.

Iqbal, M., 1983. “**An introduction to Solar Energy**”. Academic Press.

Kellogg, W., Nehrir, M.H. *et al.*, 1996. “**Optimal unit sizing for a hybrid wind/photovoltaic generating system**”. Electric Power System Research, 39, 35-38.

Kessler, M. C. e Corbella, O. D., 1979. “Mapas da radiação solar diária total media mensal sobre superfície horizontal para o Rio Grande do Sul para os 12 meses do ano”. **Atas do 2º Congresso Latino-Americano de Energia Solar**. v. 1. pp. 61-80. João Pessoa – Paraíba -BR

Kreith, F. e Kreider, J. F., 1978. “**Principles of Solar Engineering**”, McGraw-Hill Book Company, EUA.

Krenzinger, A., 1998. “**RADIASOL - Programa para a determinação da radiação solar sob superfícies com diferentes ângulos de inclinação**”. Laboratório de Energia Solar, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

Liu, B. Y. H. E. e Jordan R. C. 1960. “The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation”. **Solar Energy**, v.4, n° 3. pp. 1-19.

Macagnan, M. H. 1989. “**Estudo de Modelos de Sintetização de Dados de Radiação Solar**”. Dissertação de Mestrado. UFRGS, Porto Alegre, Brasil.

Martinazzo, C. A., 2004. “**Modelos de Estimativa de Radiação Solar para Elaboração de Mapas Solarimétricos**”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Moram, J.M., Morgan, M.D., 1991. “**Meteorology. The Atmosphere and The Science of Weather**”. Macmillan Publishing Company, third edition. New York, USA.

Moura, J.F.C, 1996. “**Caracterização de baterias automotivas para uso solar fotovoltaico**”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

NUTEMA, 2005. Núcleo Tecnológico de Energia e Meio Ambiente da Universidade Pontifícia Católica do Rio Grande do Sul . “**Atlas de Energia de Parques Eólicos do Rio Grande do Sul**”. Anais do Eletrisul: Fórum de Integração Energética, Porto Alegre, 2005.

OLADE, 1987. Organização Latino Americana de Energia. “**Atlas de Climatologia Solar**”. V. I. Quito – Equador.

Rossini, E. 2002. “ **Caracterização da distribuição de intensidade da radiação solar difusa**”. Porto Alegre. Tese. Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica da UFRGS.

SEINPE, 2002. Secretaria de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo do Governo do Estado do Rio de Janeiro. “**Atlas do Potencial Eólico do Estado do Rio de Janeiro**”. Disponível em:< <http://www.seinpe.rj.gov.br/AtlasEolico> Acessado em Abril de 2006.

SEMC, 2002. Secretaria de Energia, Minas e Comunicações do Estado do Rio Grande do Sul. “**Atlas Eólico do Rio Grande do Sul**”. A. Camargo Odilon e Secretaria de Energia, Minas e Comunicações do Estado do Rio Grande do Sul.

SNL, 2000. Sandia National Laboratories. “**Mapas de potencial solar e eólico do México**”. Disponível em: <<http://www.re.sandia.gov> Acessado em Abril de 2006.

Spiegel, Murray R., 1973. “**Manual de fórmulas e tabelas matemáticas – Coleção Schaum**” ; McGRAW-HILL

Tiba, C. et. al., N., 2000. “**Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres**”, Ed. Universitária da UFPE, Recife.

UFPA, 1999. Universidade Federal do Pará . “**Metodologias Integradas para o Mapeamento de Energias Alternativas no Estado do Pará – MEAPA**”. Disponível em: <<http://www.ufpa.br> Acessado em Março de 2006.

WINDPOWER, 2005. “**Mapa eólico da Dinamarca**”. Disponível em: <<http://www.windpower.org/es/tour/wres/dkmap.htm> Acessado em Março de 2006.