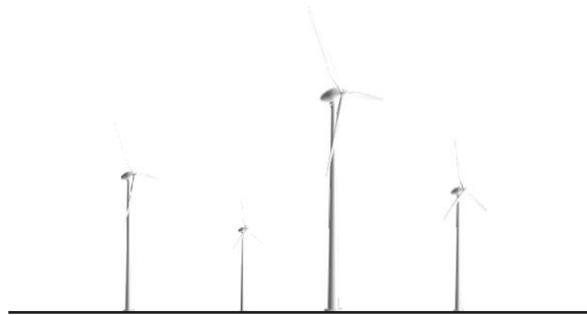


Potencial Eólico

do Estado do

RIO GRANDE DO NORTE





Potencial Eólico

do Estado do

RIO GRANDE DO NORTE

2003



Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento COSERN - ANEEL

Odilon A. Camargo do Amarante
Fabiano de Jesus Lima da Silva
Luiz Gonzaga Rios Filho



Manuel Júlio Bautista Vidal



Apresentação

Este Atlas Eólico resulta da iniciativa da COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte, em seu programa de Pesquisa e Desenvolvimento, com o suporte da IBENBRASIL - Iberdrola Empreendimentos do Brasil S.A. Entre 2002 e 2003 foi conduzido um programa de medições realizado em 8 torres de 48 metros de altura, com anemometria em dois níveis e instrumentos calibrados em túnel de vento com certificação MEASNET. A coleta dos dados foi realizada por telemetria via satélites de baixa órbita (Orbcomm), visando maximizar a confiabilidade e taxa de recuperação dos dados. As torres foram instaladas em locais representativos das principais áreas e também das extremidades geográficas do estado, criteriosamente selecionados por geoprocessamento e inspeção em campo, e sua operação cobriu um ciclo climatológico completo.

O potencial eólico do Rio Grande do Norte foi calculado a partir das medições anemométricas, interpoladas para todo o território através de modelamento de mesoescala (MesoMap) e simulação tridimensional de camada-limite atmosférica, sobre modelos de terreno na resolução horizontal de 250m x 250m. Os mapas temáticos resultantes mostram os principais parâmetros estatísticos da velocidade e direção dos ventos, bem como seus regimes diurnos e sazonais, sobre uma base cartográfica georreferenciada, para todo o território potiguar. As informações são apresentadas em escalas temáticas com 256 níveis de cor, buscando maximizar o detalhamento qualitativo e quantitativo da informação. Aos mapas do potencial eólico estão sobrepostos a malha viária, centros urbanos e principais consumidores de energia elétrica, e o sistema elétrico estadual existente - geração, transmissão e subestações. Assim, este Atlas buscou estabelecer a referência mais atual para estudos, planejamento e projetos a partir desta fonte energética; adicionalmente, espera-se que as informações aqui contidas possam subsidiar estudos de outras áreas, tais como arquitetura, agronomia, biologia e ciências ambientais.

A partir de todos os dados compilados, este Atlas apresenta análises e projeções, compondo o diagnóstico mais atual sobre as possibilidades de inserção da fonte eólica na matriz energética estadual e suas potenciais externalidades como benefício à população do Estado do Rio Grande do Norte. Ressalta-se a identificação das áreas mais favoráveis, trazendo informações estratégicas para futuros cenários da expansão eólio-elétrica no Estado.

Especiais agradecimentos à visão e apoio da COSERN, e a toda a equipe participante da IBENBRASIL, pelas contribuições valiosas à realização deste Atlas.

Índice

1.	INTRODUÇÃO		
	1.1	O Estado do Rio Grande do Norte	01
	1.2	Demografia e Consumo de Energia Elétrica	02
	1.3	Infra-Estrutura	04
	1.4	Climatologia	06
2.	FUNDAMENTOS		
	2.1	A Energia do Vento	09
	2.2	Tecnologia	10
	2.3	Potenciais Eólicos	12
3.	METODOLOGIA		
	3.1	O Processo de Mapeamento	15
	3.2	Medições Anemométricas	18
	3.3	Modelos de Terreno	21
4.	O POTENCIAL EÓLICO DO RIO GRANDE DO NORTE		
	4.1	Regimes de Vento	25
	4.2	Mapas do Potencial Eólico	27
	4.3	Potencial Eólico Estimado	51
	4.4	Análise	53
5.	REFERÊNCIAS		55
	APÊNDICE		57

1. INTRODUÇÃO

1.1 O Estado do Rio Grande do Norte

Localizado no extremo nordeste do Brasil (Fig. 1.1.1), o Estado do Rio Grande do Norte está situado entre os paralelos $6^{\circ}58'57''\text{S}$ e $4^{\circ}49'53''\text{S}$ e os meridianos $38^{\circ}34'54''\text{W}$ e $34^{\circ}58'08''\text{W}$, ocupando uma área territorial de 53.307 km^2 ,^[23] o que representa 0,62% do território brasileiro. Seus limites são formados com o Oceano Atlântico ao leste e norte, e com os Estados da Paraíba, ao sul, e Ceará, a oeste.

O litoral, com extensão da ordem de 400 km, apresenta uma grande área de dunas e formações arenosas, orientadas segundo a direção dos ventos alísios, intensos e constantes nesta região da costa brasileira. Com exceção da porção sudeste, onde o clima semi-úmido propicia um maior desenvolvimento da vegetação verde, o restante do território do Rio Grande do Norte possui clima semi-árido, com mais de 7 meses de duração do período seco anual, resultando no domínio da vegetação xerófila seca e esparsa - a Caatinga.

A Figura 1.1.2 apresenta uma síntese das características geográficas do Estado do Rio Grande do Norte, através do mosaico Landsat 5 sobreposto ao modelo de relevo do Estado, com a escala vertical exagerada em 10 vezes para efeito de melhor visualização.



Fig. 1.1.1

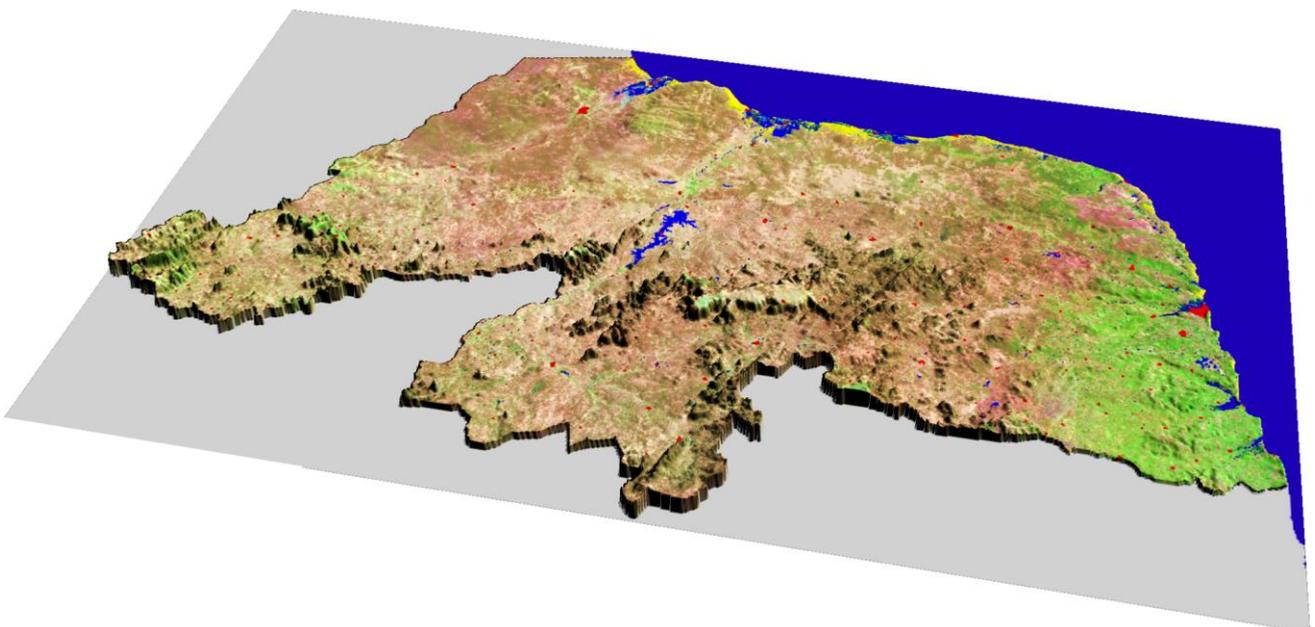


Fig. 1.1.2

1.2 Demografia e Consumo de Energia Elétrica

O Estado do Rio Grande do Norte é dividido em 8 Zonas Administrativas^[23]. Natal, a capital, faz parte da zona do Litoral Oriental. Na presente seção, a Capital é considerada separadamente, por ter um porte muito maior que as demais cidades de sua zona.

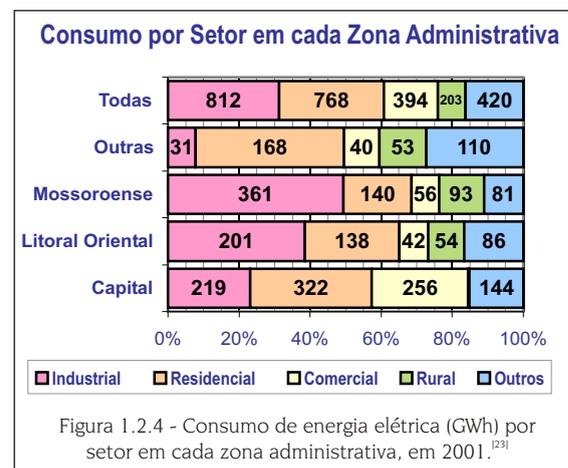
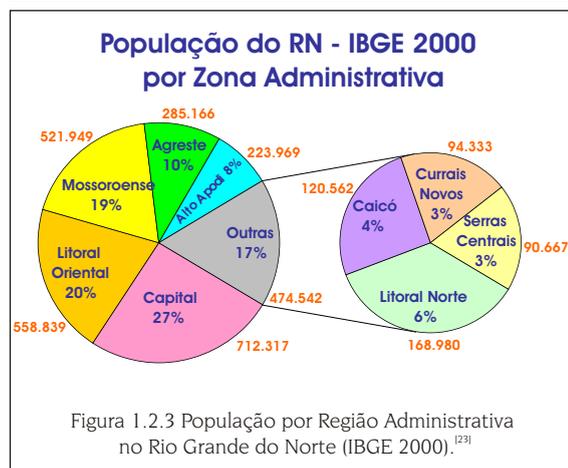
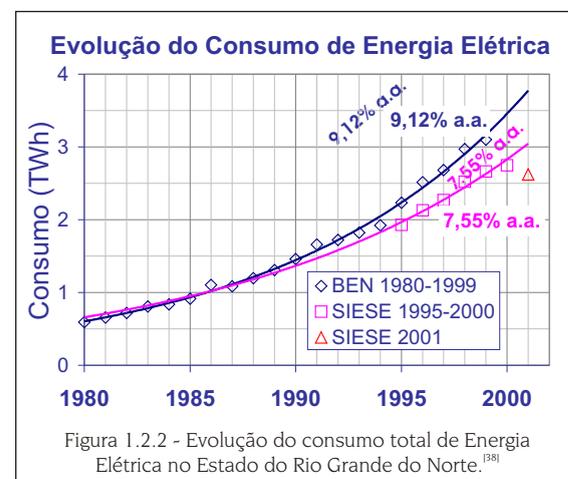
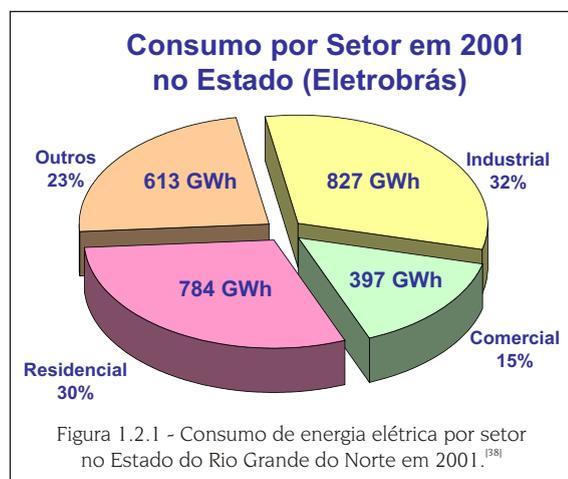
O Censo 2000 do IBGE^[25] indicou, uma população de 2.776.782 habitantes no Estado, sendo 73,3% urbana e 26,7% rural. Na década de 1991 a 2000, a taxa média de crescimento populacional foi de 1,55%/ano.^[23, 25] A Figura 1.2.3 mostra a distribuição da população em 2000 (IBGE) pelas zonas administrativas. A Capital contém mais de um quarto da população total e sua zona, a do Litoral Oriental, quase a metade. A zona Mossoroense tem de um quinto e a do Agreste, cerca de um décimo.

Em 1999, a população economicamente ativa era de 1.166.462, sendo 9,44% na agropecuária, 43,27% na indústria e 47,29% no setor de serviços. Nesse ano o PIB foi de R\$ 7,57 bilhões, representando um aumento de 5,74% em relação a 1998, bem acima da média nacional, e um PIB per capita de R\$ 2.757,00.^[26] O consumo

anual de energia elétrica no Estado foi de 2.621 GWh em 2001,^[38] representando 5,8% do consumo da Região Nordeste, que possui como grandes consumidores a Bahia e o Maranhão. A Figura 1.2.1 mostra a distribuição do consumo de energia elétrica pelos setores de atividade econômica: a fração do setor industrial fica um pouco abaixo do valor da Região Nordeste; o consumo do setor residencial (com 30%) é quase igual ao industrial (32%), e o setor comercial representa cerca de 15% do consumo estadual. A Figura 1.2.2 mostra que o consumo de energia elétrica no Estado vinha crescendo com uma taxa entre 7,5%^[38] e 9,0%^[24] ao ano, no período de 1980 a 2000. Com o racionamento de 2001, o consumo teve uma queda de 4,7% em relação ao ano anterior.

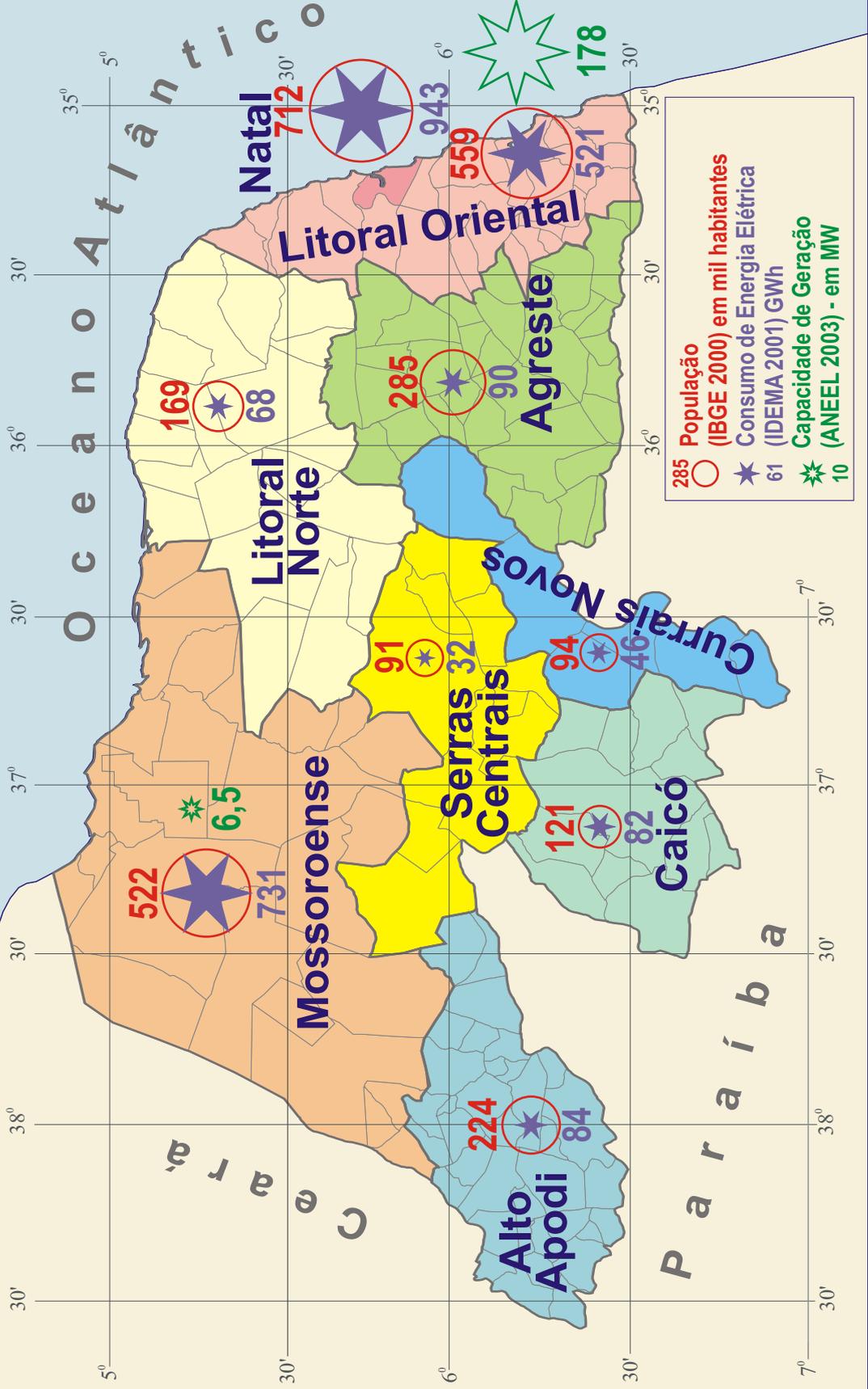
A Figura 1.2.4 mostra a distribuição do consumo total de energia elétrica por setor nas zonas administrativas, em 2001.^[23] Os três grandes consumidores, a Capital, o restante do Litoral Oriental e a zona Mossoroense, respondem por 84,5% do consumo Estadual. Esta última tem um consumo industrial maior que a Capital.

O mapa da página ao lado mostra: população em 2000;^[23] consumo de energia elétrica em 2001^[23] e a capacidade instalada de geração de energia elétrica em 2003,^[22] para cada zona administrativa.



Rio Grande do Norte

População e Consumo de Energia Elétrica



1.3 Infra-Estrutura

Rodovias: Há no Estado 4.252 km de rodovias pavimentadas, federais, estaduais e municipais.^[26]

Terminais Telefônicos: 340 mil fixos e 263 mil móveis, em 1999.^[26]

Domicílios: total de 631 mil em 1997, sendo 68,8% urbanos e 31,2% rurais. 88,5% são servidos por abastecimento de água, 27,0% por esgoto e 93,1% por coleta de lixo.^[26]

Saúde: em 1999 havia 2,63 leitos e 1,10 médicos para cada mil habitantes.^[26]

Sistema Elétrico: O Estado do Rio Grande do Norte se encontra na extremidade nordeste do sistema interligado nacional, sendo atendido principalmente pela energia gerada pela CHESF nas usinas hidrelétricas do Rio São Francisco. O

Estado conta com poucos rios perenes, praticamente inexistindo aproveitamentos hidrelétricos em seu território.

A capacidade instalada de geração elétrica no Estado é de 184,14 MW e provém de cinco usinas termoeletricas: na Zona Mossoroense uma usina de 6,50 MW a gás natural; e, na Zona do Litoral Oriental, 151.20 MW em duas usinas a óleo diesel mais 26,44 MW em duas usinas a bagaço de cana.^[22] Está em construção uma usina termoeletrica a gás natural em Alto Rodrigues, Zona Mossoroense, com capacidade prevista de 347,40 MW.^[22]

A Figura 1.3.1 mostra a situação do Estado do Rio Grande do Norte no sistema elétrico interligado nacional, com a localização das principais usinas.

Na página ao lado é apresentado o mapa da infra-estrutura básica do Estado do Rio Grande do Norte: sistema elétrico e malha viária.

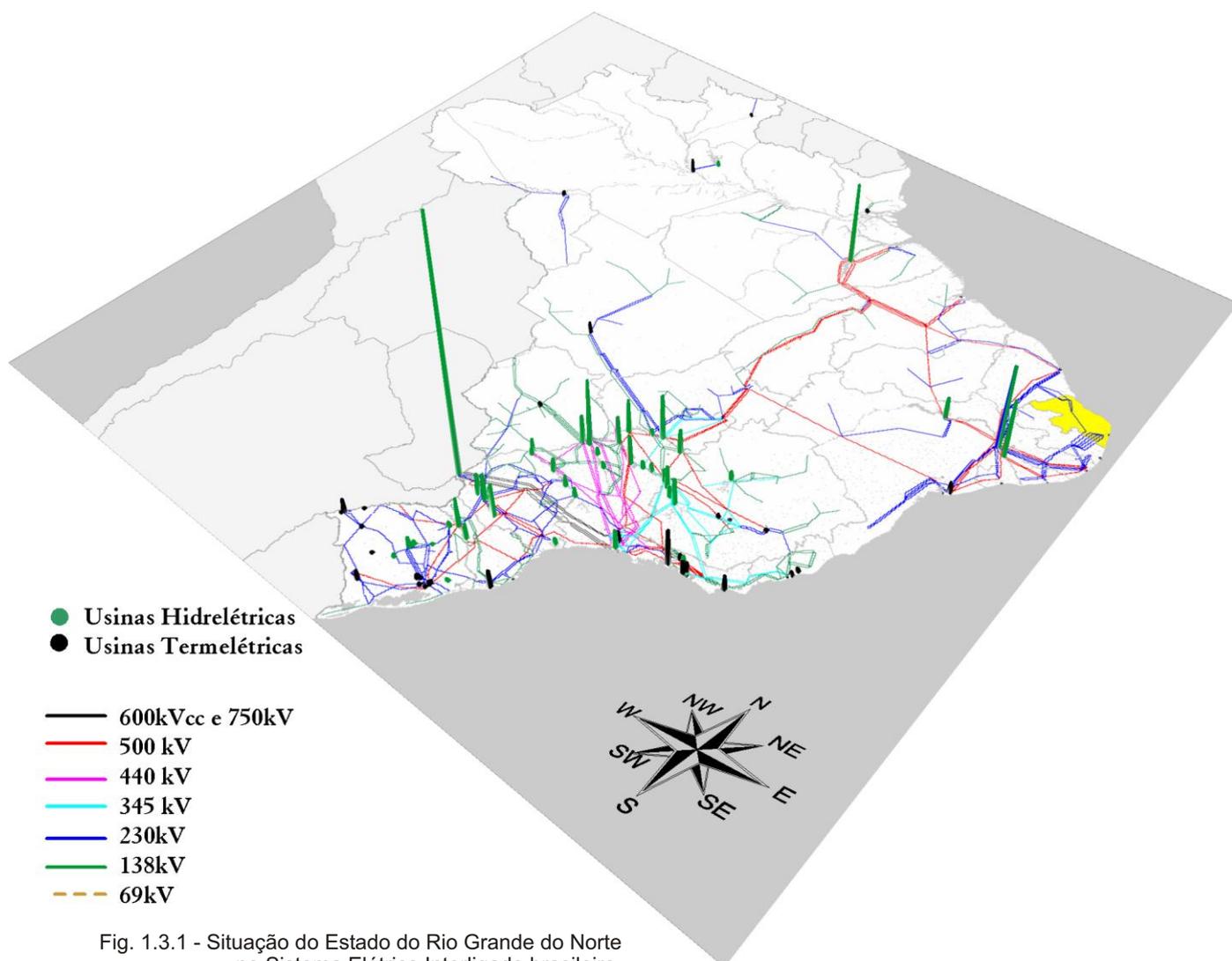
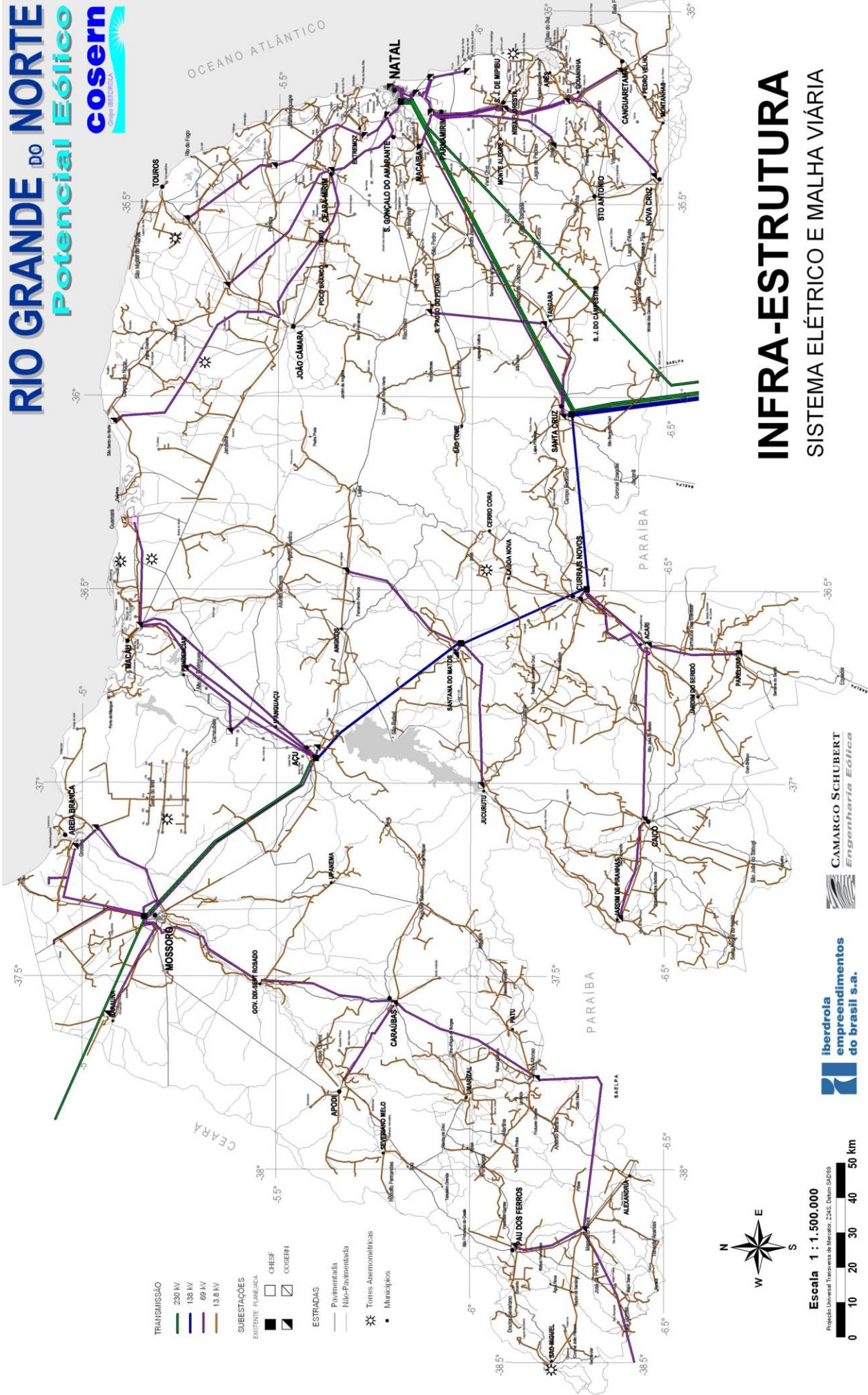


Fig. 1.3.1 - Situação do Estado do Rio Grande do Norte no Sistema Elétrico Interligado brasileiro.



TRANSMISSÃO
 230 KV
 138 KV
 69 KV
 13,8 KV

SUBESTAÇÕES
 EXISTENTE PLANEJADA
 CHESF
 COSERN

ESTRADAS
 Pavimentada
 Não-Pavimentada
 Torres Aeronômicas
 Municipais



Escala 1 : 1.500.000
 Propriedade Universal Transversal de Mercator, 2245, Datum SAD89
 0 10 20 30 40 50 Km



INFRA-ESTRUTURA

SISTEMA ELÉTRICO E MALHA VIÁRIA

1.4 Climatologia

O Estado do Rio Grande do Norte se caracteriza por um clima quente semi-árido na maior parte de seu território, passando a quente semi-úmido em sua porção litorânea oriental, ao sul do Cabo de São Roque.^[41] A seguir, são apresentadas as principais características climáticas de temperatura e precipitação no Estado.

Precipitação: A Figura 1.4.1 apresenta as médias climatológicas de precipitação sazonal no Estado do Rio Grande do Norte,^[37] onde pode-se notar a clara tendência a outonos chuvosos e primaveras secas. A área interior do Estado, com clima quente semi-árido, tem períodos secos anuais com duração de 7 a 8 meses, sendo esta condição mais severa nos extremos sudoeste e centro-sul do território potiguar.

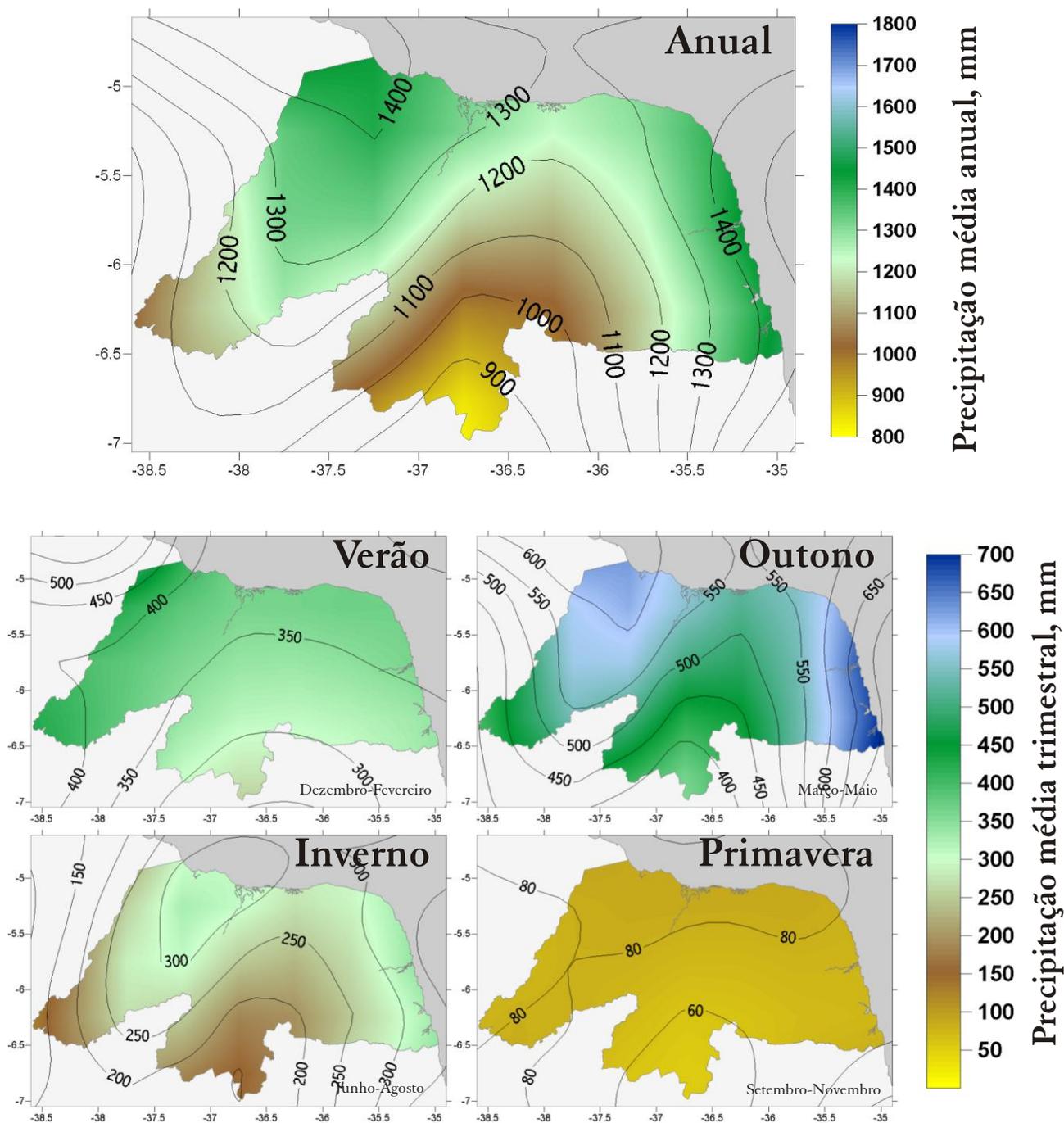


Fig. 1.4.1 - Precipitação média trimestral e anual no Estado do Rio Grande do Norte, baseada em médias climatológicas de 60 anos.^[37]

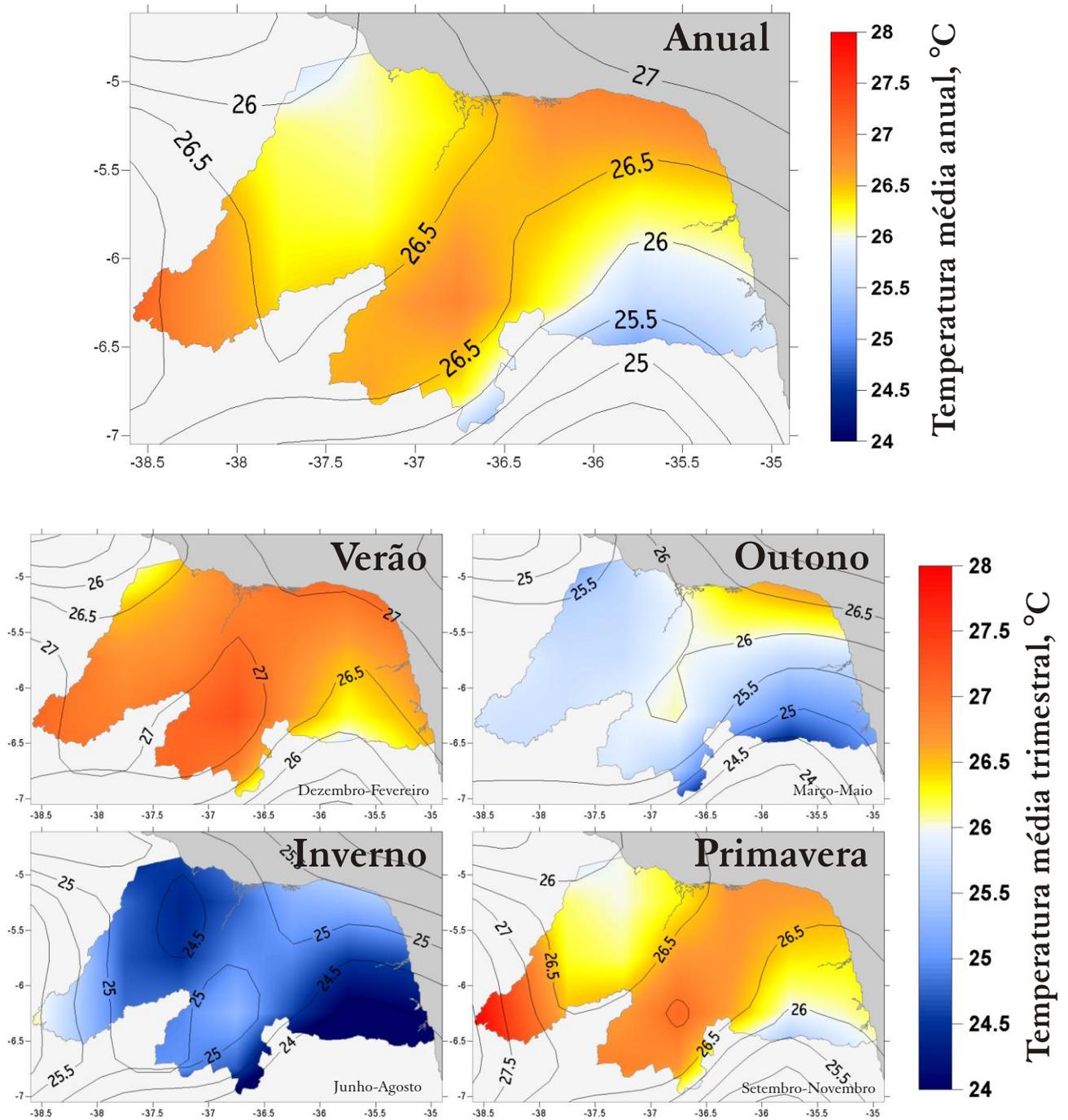


Fig. 1.4.2 - Temperatura média anual e sazonal no Estado do Rio Grande do Norte, baseada em médias climatológicas de 60 anos.^[37]

Temperatura: O mapa de temperatura média anual, apresentado na Figura 1.4.2,^[37] indica uma pequena variação de temperatura ao longo das diferentes extremidades do Estado, onde os valores máximos se encontram nos extremos sudoeste, área central e litoral nordeste. A variação sazonal das temperaturas, também apresentada na Figura 1.4.2, mostra que a

amplitude térmica sazonal é inferior a 2°C, devido à proximidade entre o Estado do Rio Grande do Norte e a faixa equatorial.

2. FUNDAMENTOS

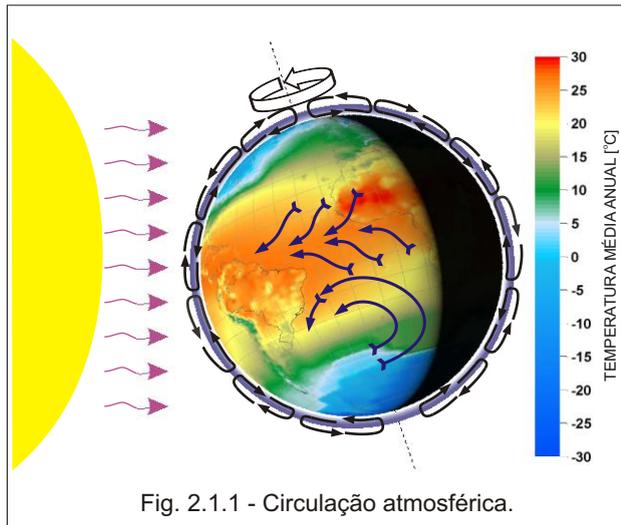


Fig. 2.1.1 - Circulação atmosférica.

2.1 A Energia do Vento

Em sua aparente imprevisibilidade, o vento resulta da contínua circulação das camadas de ar da atmosfera, sob a ação predominante da energia radiante do Sol e da rotação da Terra (Figura 2.1.1).

Dentre os mecanismos atuantes na formação dos ventos, destacam-se os aquecimentos desiguais da superfície terrestre, que ocorrem tanto em escala global (diferentes latitudes, estações do ano e ciclo dia-noite), quanto local (mar-terra, montanha-vale). Desse fato resulta que as velocidades e direções de vento apresentam tendências sazonais e diurnas bem definidas, dentro de seu caráter estocástico.

O vento pode variar bastante no intervalo de horas ou dias, porém, em termos estatísticos, tenderá a um regime diurno predominante,

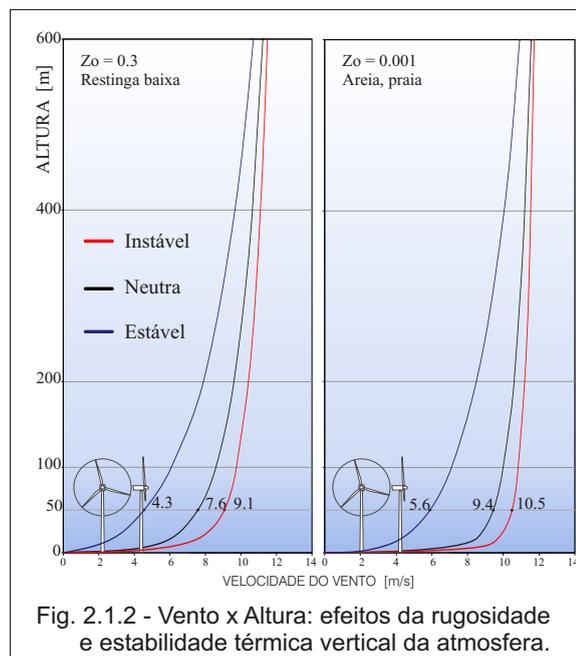


Fig. 2.1.2 - Vento x Altura: efeitos da rugosidade e estabilidade térmica vertical da atmosfera.

regido por influências locais (microescala) e regionais (mesoescala). No intervalo de meses ou anos, os regimes de vento passam a apresentar notável regularidade, tendo um regime sazonal bem definido ao longo do ano. Ao longo de décadas, em geral, as velocidades médias anuais apresentam variações inferiores a 10% da média de longo prazo.^[1] Os regimes anuais e sazonais são predominantemente controlados pelas grandes escalas atmosféricas: a escala sinótica e a circulação geral planetária.^[17]

Em alturas de até 100m, de interesse para o aproveitamento energético, o vento é afetado de forma acentuada pelas condições de relevo e de rugosidade aerodinâmica do terreno, presença de obstáculos e estabilidade térmica vertical. No exemplo da Figura 2.1.2, são ilustradas as velocidades na camada-limite atmosférica em dois locais planos e contíguos, com cobertura de areia e restinga, respectivamente. Nota-se a grande dependência do perfil vertical de velocidade do vento com a altura, a rugosidade do terreno e a estabilidade térmica vertical da atmosfera (se estável, neutra ou instavelmente estratificada).

Uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento, que passa através da área varrida pelo rotor, e a transforma em energia elétrica. A potência elétrica é função do cubo da velocidade do vento v

$$P = \frac{1}{2} \rho A_r v^3 C_p \quad (\text{Watts})$$

onde: ρ - densidade do ar (1,225 kg/m³ no nível do mar e a 15°C); A_r - área varrida pelo rotor ($\pi D^2/4$, D é o diâmetro do rotor); C_p - coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (valor máximo teórico = 0,593, na prática atinge 0,45 e é variável com o vento, rotação, e parâmetros de controle da turbina); η - eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas e elétricas (~0,93-0,98).

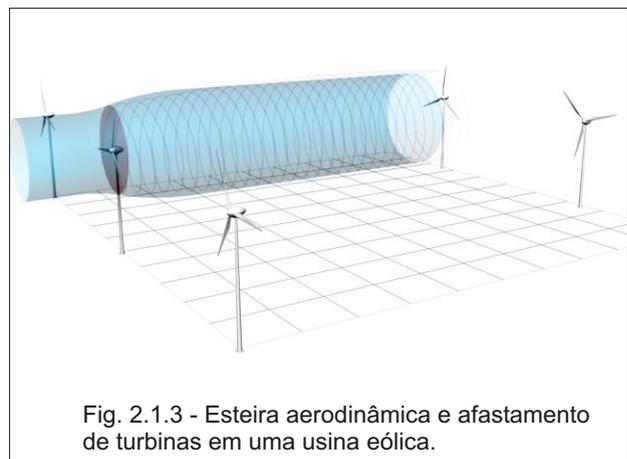


Fig. 2.1.3 - Esteira aerodinâmica e afastamento de turbinas em uma usina eólica.

Ao absorver a energia cinética, o rotor reduz a velocidade do vento imediatamente a jusante do disco; gradualmente essa velocidade se recupera, ao se misturar com as massas de ar do escoamento livre. Das forças de sustentação aerodinâmica nas pás do rotor resulta uma esteira helicoidal de vórtices, a qual também gradualmente se dissipa (Figura 2.1.3). Após alguma distância a jusante, o escoamento praticamente recupera a velocidade original e turbinas adicionais podem ser instaladas, sem perdas energéticas significativas. Na prática, essa distância varia com a velocidade do vento, condições de operação da turbina, rugosidade e complexidade do terreno, e com a estabilidade térmica da atmosfera.

2.2 Tecnologia

Com o acentuado crescimento do mercado mundial de energia eólica nos últimos anos, os geradores eólicos encontram-se em franco desenvolvimento tecnológico, tendo como principal tendência o aumento progressivo nas dimensões e capacidades das turbinas. A Figura 2.2.1 mostra a montagem de uma turbina de



Fig. 2.2.1: Montagem de turbina de grande porte.

grande porte, com 3,6 MW de capacidade nominal. Na figura 2.2.2 são ilustradas as dimensões de turbinas disponíveis atualmente no mercado mundial, comparando-as com as do Boeing 747. Pode-se considerar que as turbinas eólicas com capacidade de até 2000kW já estão

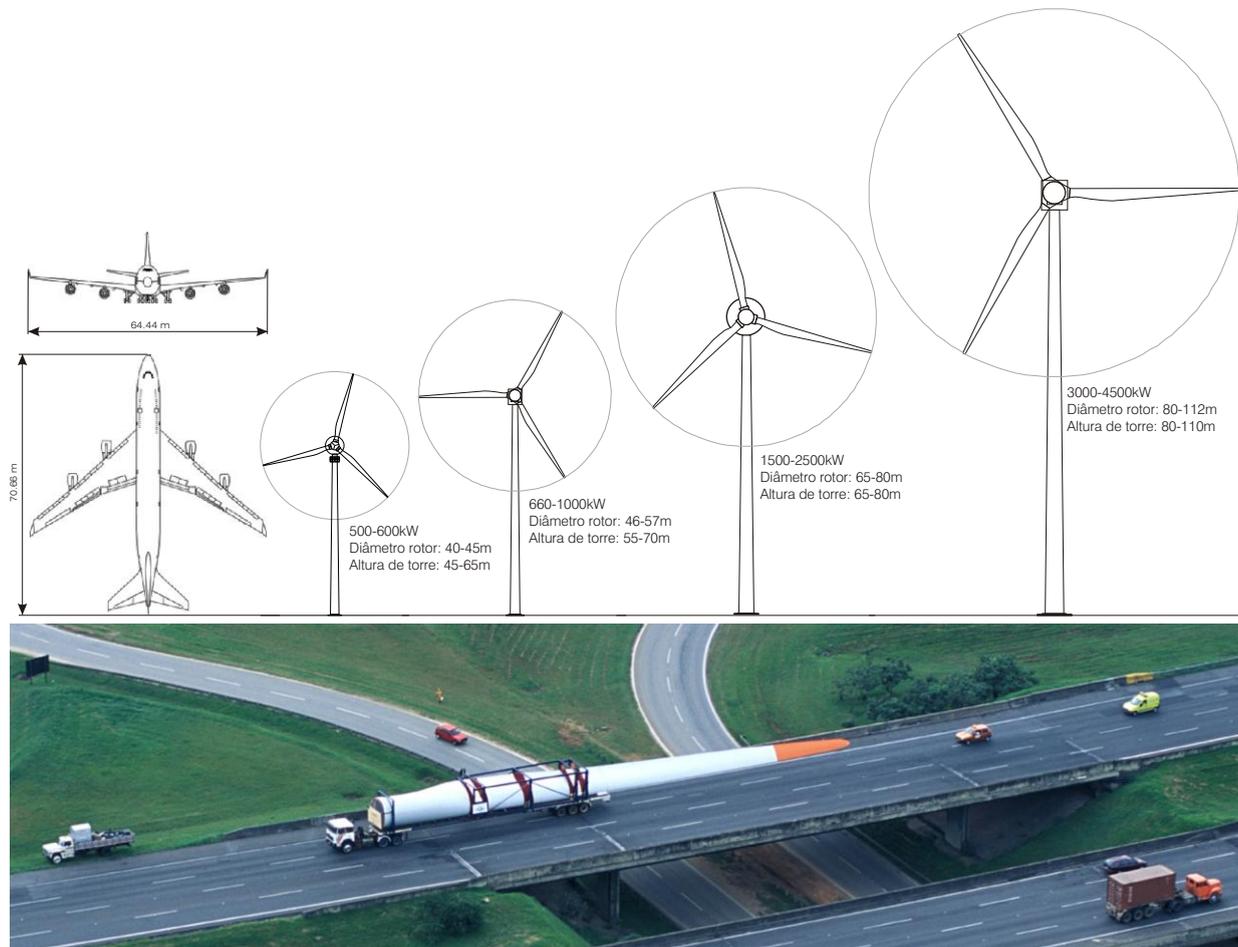


Fig. 2.2.2: Dimensões típicas das turbinas eólicas no mercado atual, comparadas às da aeronave *Boeing 747*. Na foto, é mostrado o transporte rodoviário de uma pá de rotor eólico de diâmetro superior a 100m.

tecnologicamente consolidadas, pela quantidade de máquinas já operacionais no mundo. As maiores turbinas ilustradas, apesar de já disponíveis no mercado e com diversas unidades instaladas, ainda podem ser consideradas como na etapa de consolidação tecnológica. Os rotores das turbinas eólicas são fabricados em materiais compostos, com tecnologias e requisitos de peso, rigidez e aerodinâmica típicos de estruturas aeronáuticas. A velocidade angular do rotor é inversamente proporcional ao diâmetro D . Usualmente, a rotação é otimizada no projeto, para minimizar a emissão de ruído aerodinâmico pelas pás. Uma fórmula aproximada para avaliação da rotação nominal de operação de uma turbina eólica é dada por^[5]

$$rpm = \frac{895}{D} + 6,9 \quad D \text{ em metros}$$

À medida em que a tecnologia propicia dimensões maiores para as turbinas, a rotação se reduz: os diâmetros de rotores no mercado atual variam entre 40m e 100m, resultando em rotações da ordem de 30rpm a 15rpm, respectivamente. As baixas rotações atuais tornam as pás visíveis e evitáveis por pássaros em voo. Turbinas eólicas satisfazem os requisitos de ruído, mesmo quando instaladas a distâncias da ordem de 300m de áreas residenciais. Estes aspectos contribuem para que a tecnologia eólio-elétrica apresente o mínimo impacto ambiental, entre as fontes de geração aptas à escala de GigaWatts.

O progressivo aumento nos diâmetros das turbinas traz aumentos generalizados no peso das máquinas. O peso de todo o conjunto que fica no topo da torre (rotor e nacelle - mancais, gerador, sistemas) pode ser estimado de forma aproximada pela fórmula^[5]

$$\text{Peso(rotor + nacelle)} = \frac{D^2}{57,8} \quad (\text{Toneladas})$$

Por essa aproximação, o peso do conjunto no topo da torre é da ordem de 30 toneladas para máquinas de 40m de diâmetro, e será da ordem de 170 toneladas para turbinas de 100m de diâmetro. Dessas ordens de grandeza e da análise da expansão do mercado eólico (Figura 2.2.5), pode-se concluir que a geração eólio-elétrica constitui uma indústria importante no consumo de aço e resinas para materiais compostos, com geração de empregos em todo o ciclo produtivo.

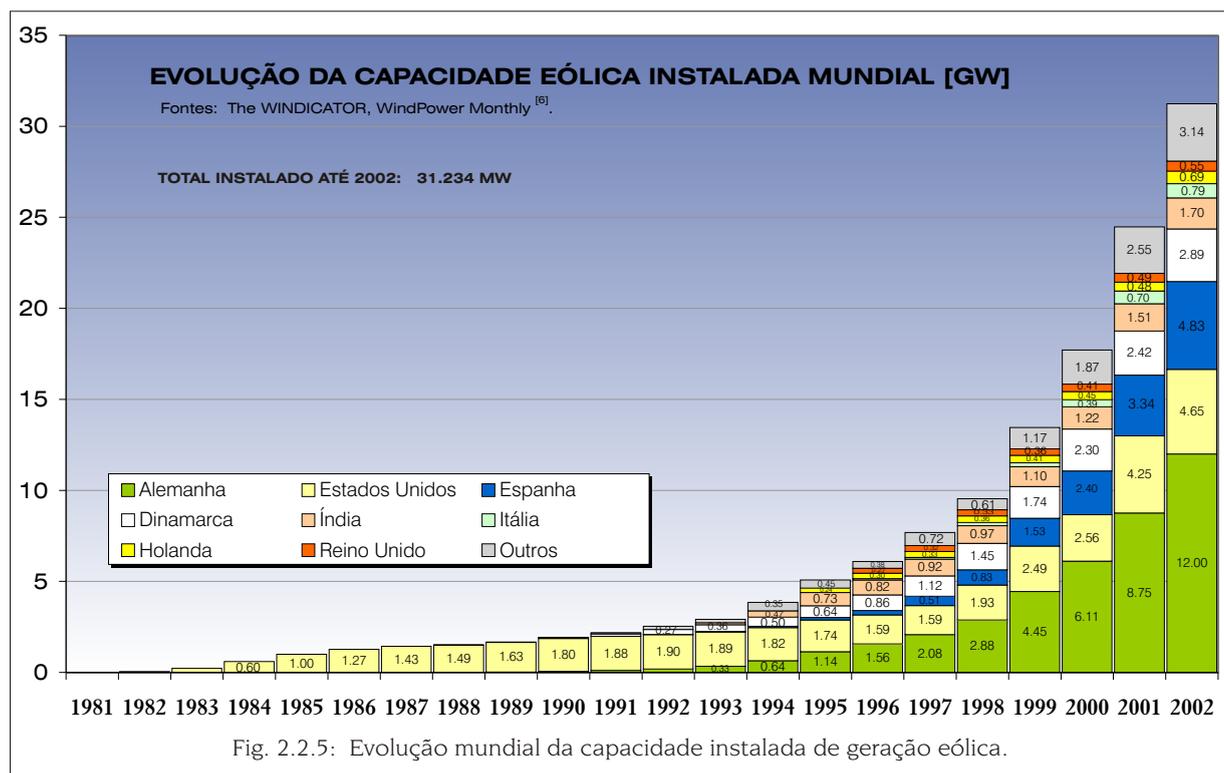
Uma usina eólio-elétrica (UEE) é um conjunto de turbinas eólicas dispostas adequadamente em uma mesma área. Essa proximidade geográfica tem a vantagem econômica da diluição de custos: arrendamento de área, fundações, aluguel de guindastes e custos de montagem, linhas de transmissão, equipes de operação e manutenção, e estoques de reposição. Usinas eólicas com turbinas de projeto consolidado e equipes de manutenção adequadamente capacitadas apresentam fatores de disponibilidade próximos de 98%.



Fig. 2.2.3: Fabricação de pás em materiais compostos, para rotores de turbinas eólicas.



Fig. 2.2.4: Usinas eólicas, detalhes de nacelle, cubo e rotor, e interior da nacelle: caixa de engrenagens, gerador e painéis de controle.



Usualmente, a geração elétrica se inicia com velocidades de vento da ordem de 2,5 - 3,0 m/s; abaixo desses valores o conteúdo energético do vento não justifica aproveitamento. Velocidades superiores a aproximadamente 12,0 - 15,0 m/s ativam o sistema automático de limitação de potência da máquina, que pode ser por controle de ângulo de passo das pás ou por estol aerodinâmico, dependendo do modelo de turbina. Em ventos muito fortes ($v > 25$ m/s, por exemplo) atua o sistema automático de proteção. Ventos muito fortes têm ocorrência rara e negligenciável em termos de aproveitamento, e a turbulência associada é indesejável para a estrutura da máquina; neste caso a rotação das pás é reduzida (por passo ou estol) e o sistema elétrico é desconectado da rede elétrica. Turbinas eólicas de grande porte têm controle inteiramente automático, através de atuadores rápidos, softwares e microprocessadores alimentados por sensores duplos em todos os parâmetros relevantes. Normalmente, utiliza-se a telemetria de dados para monitoramento de operação e auxílio a diagnósticos/manutenção.

2.3 Potenciais Eólicos

O aproveitamento da energia eólica requer extensões de área adequada, com velocidades médias anuais de vento que viabilizem a

instalação de usinas. Como a produção de energia é bastante dependente das velocidades de vento, a avaliação da viabilidade técnica e econômica de empreendimentos eólicos requer uma predição confiável da energia gerada na usina. Para tanto, a determinação do recurso eólico usualmente requer uma rede anemométrica qualificada (equipamentos com alta confiabilidade, durabilidade e adequadamente dispostos em torres de medições altas, 50 a 70m, com anemômetros previamente calibrados em túnel de vento e um sistema eficiente de coleta de dados e verificação de falhas),^[7, 8] operando por um período mínimo de 1 ano. Para a extrapolação dos dados para toda a área, são necessários modelos numéricos representativos da topografia e rugosidade da extensão abrangida. Complementarmente deve-se realizar, sempre que possível, estudos de representatividade climatológica dos dados medidos, através de estudos de correlação e ajustes a partir de dados de medições de longo prazo próximos ao local, avaliando-se as variações interanuais do vento e o seu impacto na geração energética ao longo de toda a vida útil da usina (tipicamente 20 anos). É recomendável que as medições anemométricas sejam mantidas por todo o período de operação da usina, possibilitando um acompanhamento contínuo do desempenho das turbinas e melhorando as estimativas de longo prazo.

Usualmente, o cálculo da produção energética e a localização das turbinas (*micrositing*) dentro de uma usina eólica leva em consideração a curva de potência certificada por órgãos homologadores independentes (e.g. DEWI, WINDTEST KWK GmbH, Risoe), a influência da altitude e temperatura na densidade local do ar, o fator de disponibilidade esperado e a avaliação das perdas energéticas por interferência aerodinâmica entre rotores.^[9, 10] O cálculo do campo de velocidades em toda a área da usina é usualmente realizado por modelos numéricos de simulação de camada-limite^[11 a 15], que extrapolam os dados anemométricos

efetivamente medidos, utilizando modelos detalhados de relevo e rugosidade, avaliando ainda, a influência da estabilidade térmica vertical da atmosfera. O processo de otimização envolve o compromisso entre a maximização da energia gerada e o aproveitamento dos fatores condicionantes do terreno e infra-estrutura.

A Figura 2.3.1 ilustra o processo de otimização e *micrositing* de usinas eólicas.

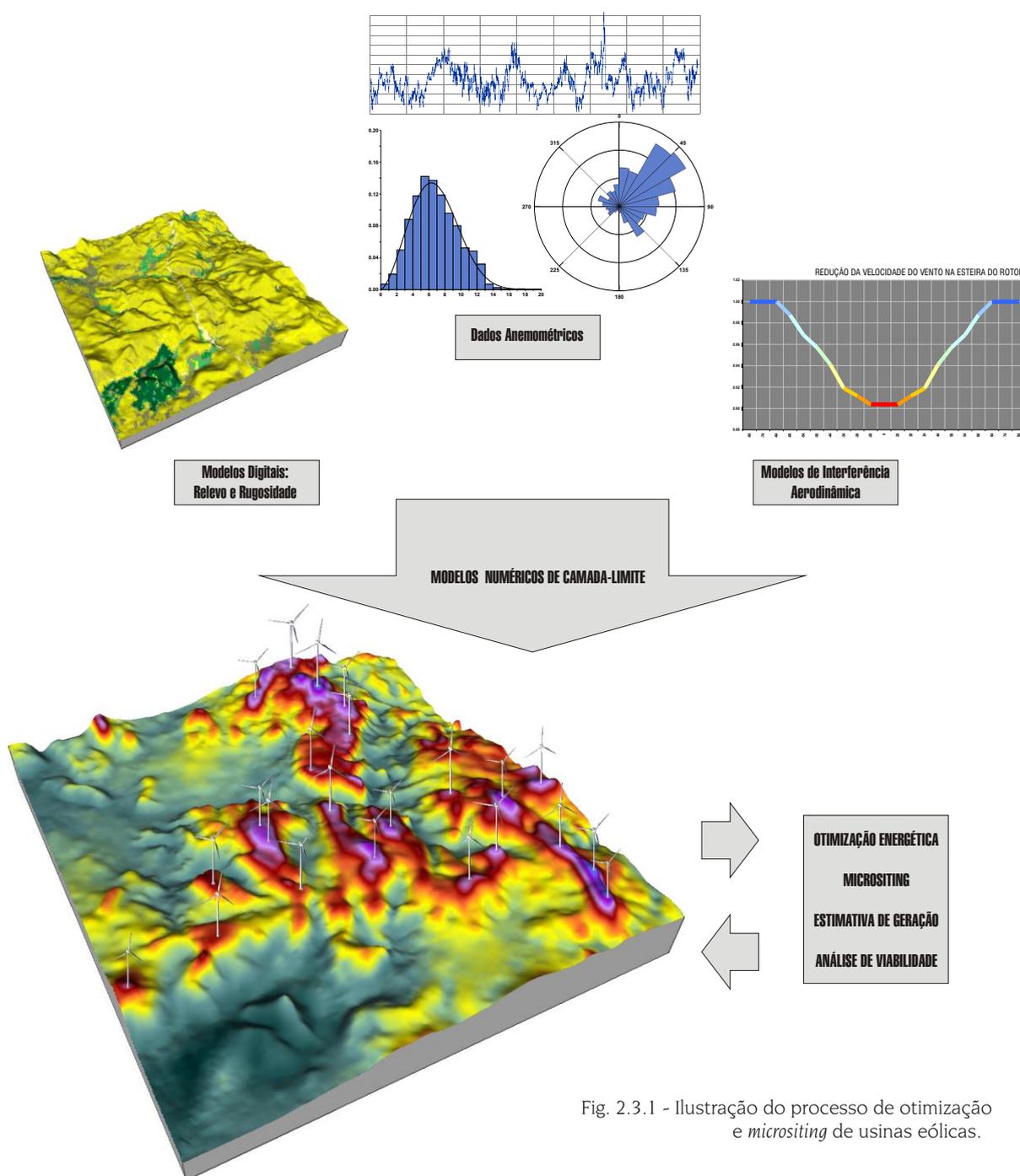


Fig. 2.3.1 - Ilustração do processo de otimização e *micrositing* de usinas eólicas.

3. METODOLOGIA

3.1 O Processo de Mapeamento

O mapeamento do potencial eólico do Estado do Rio Grande do Norte foi realizado a partir de uma rede de medições anemométricas e de um modelo numérico de simulação da camada-limite atmosférica, calculado sobre modelos digitais de terreno na resolução horizontal de 250m x 250m. O modelo numérico aplicado foi o MesoMap,^[33] neste caso, constituído por modelamento de mesoescala (MASS) na resolução horizontal de 3.6km x 3.6km, e posterior interpolação para a resolução final por modelamento tridimensional de camada-limite (WindMap).^[15]

3.1.1 O Sistema MesoMap

O MesoMap é um conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica, bases de dados meteorológicos e geográficos, redes de computadores e sistemas de armazenamento. O sistema foi desenvolvido nos Estados Unidos pela TrueWind Solutions com suporte do NYSERDA (*New York State Energy Research and Development Authority*) e DoE (*US Department of Energy*). Além do projeto inicial de mapeamento eólico do Estado de Nova York, o MesoMap tem sido utilizado em projetos similares nas Américas do Norte e Central, Europa e Ásia e foi utilizado para o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.^[19]

O MesoMap tem sido continuamente aferido por medições anemométricas em variados regimes de vento e oferece notáveis vantagens sobre métodos tradicionais (e.g. WAsP). Primeiro, porque obtém representatividade para grandes áreas continentais sem a necessidade de dados anemométricos de superfície efetivamente medidos - fator importante para regiões onde medições consistentes e confiáveis são raras. Segundo, por modelar importantes fenômenos meteorológicos não considerados em modelos mais simplificados de escoamento de ventos (por exemplo, WAsP - Jackson-Hunt,^[11] ou WindMap - NOABL).^[12] Estes fenômenos incluem, entre outros, ondas orográficas, ventos convectivos, brisas marinhas e lacustres e ventos térmicos descendentes de montanhas. Finalmente, o MesoMap simula diretamente os regimes de vento de longo prazo, eliminando a incerteza intrínseca de ajustes climatológicos baseados em correlações de registros de vento de curto e longo prazo, obtidos por medições em superfície.

O Modelo de Mesoescala: O núcleo do sistema MesoMap é o MASS (*Mesoscale Atmospheric Simulation System*),^[33] que é um modelo numérico de mesoescala similar aos modelos de previsão do tempo ETA e MM5, incorporando os princípios físicos fundamentais da dinâmica atmosférica, que incluem:

- princípios de conservação de massa, *momentum* e energia;
- fluxos de calor e mudanças de fase do vapor d'água;
- módulo de energia cinética turbulenta, que simula os efeitos viscosos e de estabilidade térmica sobre o gradiente vertical de vento.

Como é um modelo atmosférico dinâmico, o MASS exige grande demanda computacional, como o uso de supercomputador ou rede de múltiplos processadores em paralelo. Adicionalmente, o MASS também está acoplado a dois módulos de cálculo: o *ForeWind*, um modelo dinâmico de camada-limite viscosa, e o WindMap,^[15] que é um modelo de simulação tridimensional de escoamento não-divergente (conservação de massa), com interface para dados geográficos de geoprocessamento (SIG) de alta resolução. Para áreas e casos específicos, um destes dois módulos é escolhido para aumentar a resolução espacial das simulações do MASS.

Dados de Entrada: Um amplo conjunto de dados meteorológicos e geográficos é utilizado como entrada para o MASS. Os principais dados geográficos de entrada são a topografia, uso do solo e índice de vegetação por diferença normalizada (IVDN). Os principais dados de entrada meteorológicos foram os provenientes de reanálises, radiossondagens e temperaturas sobre a terra e oceanos. Entre estes, têm maior importância as reanálises, que são constituídas de um banco de dados em malha geográfica global. No modelamento deste estudo foi utilizado o banco de dados de reanálises produzido pelo *US National Center for Atmospheric Research (NCAR)*. Estes dados contêm seqüências de parâmetros meteorológicos dos principais níveis de toda a atmosfera terrestre, em intervalos de 6 horas e resolução de 200km x 200km. Em conjunto com dados existentes de radiossondas e temperaturas da superfície terrestre, os dados de reanálises estabelecem as condições de contorno iniciais, bem como, condições de contorno laterais atualizadas para a progressão das simulações do MASS. Entretanto, o modelo

determina por si só a evolução das condições meteorológicas dentro da região em estudo, com base nas interações entre os distintos elementos da atmosfera e entre a atmosfera e a superfície terrestre.

Como os dados de reanálises são estabelecidos em uma malha com resolução horizontal relativamente baixa, de 200km, o sistema MesoMap precisa ser rodado de forma sucessiva em áreas que são subdivididas em mosaicos de resolução gradualmente maior, onde cada malha utiliza como dados de entrada os parâmetros da respectiva região anterior, até que a resolução desejada seja atingida.

3.1.2 O Modelo WindMap

A partir dos modelos digitais de terreno (relevo e rugosidade), dos dados das medições anemométricas e do resultado do modelamento de mesoescala MASS, as velocidades médias e direções de vento são calculadas para a resolução final pelo software WindMap.^[15]

Desenvolvimento recente dos métodos baseados na equação da continuidade (conservação de massa ou escoamento não-divergente), originários do NOABL (*Numerical Objective Analysis of Boundary Layer*),^[12] o WindMap utiliza o método dos elementos finitos para calcular o campo de velocidade do escoamento em todo o domínio de cálculo, que constitui-se de uma malha tridimensional de pontos sobre o terreno. O grid (malha tridimensional de pontos de cálculo) é gerado utilizando-se um sistema de coordenadas

conformes ao terreno e que permite um maior refinamento da malha próximo à superfície do mesmo.

Juntamente com os dados efetivamente medidos nas torres anemométricas, os sumários estatísticos das simulações MASS compõem as condições de contorno e dados de inicialização, constituindo-se de estatísticas por direção numa malha regular de 3.6km x 3.6km, para distintos níveis de altura sobre o terreno (10m, 25m, 50m, 75m, 100m, 200m e 500m). A partir de um campo inicial de velocidades de vento, a condição de continuidade é satisfeita, de forma iterativa, pela solução do sistema de equações diferenciais parciais, até que o valor da divergência do campo de velocidades esteja abaixo de um certo nível de tolerância. O modelamento de ventos pela formulação da equação da continuidade não resolve as equações fundamentais que determinam a influência da estratificação térmica da atmosfera no escoamento; entretanto, o WindMap contém ferramentas que reproduzem estes efeitos, considerando altura de camada-limite, perfil logarítmico de velocidade vertical e características de estabilidade térmica da atmosfera baseadas na *Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov*.^[32] No modo de otimização, um algoritmo iterativo converge (em termos do mínimo erro quadrático médio) o valor da razão de estabilidade térmica vertical de atmosfera, para os valores correspondentes das condições de contorno (estações anemométricas e resultados do MASS). O WindMap permite ainda o uso de um Modelo de Correlação para separar áreas com regimes distintos de vento, por exemplo, áreas costeiras sujeitas às brisas marinhas.

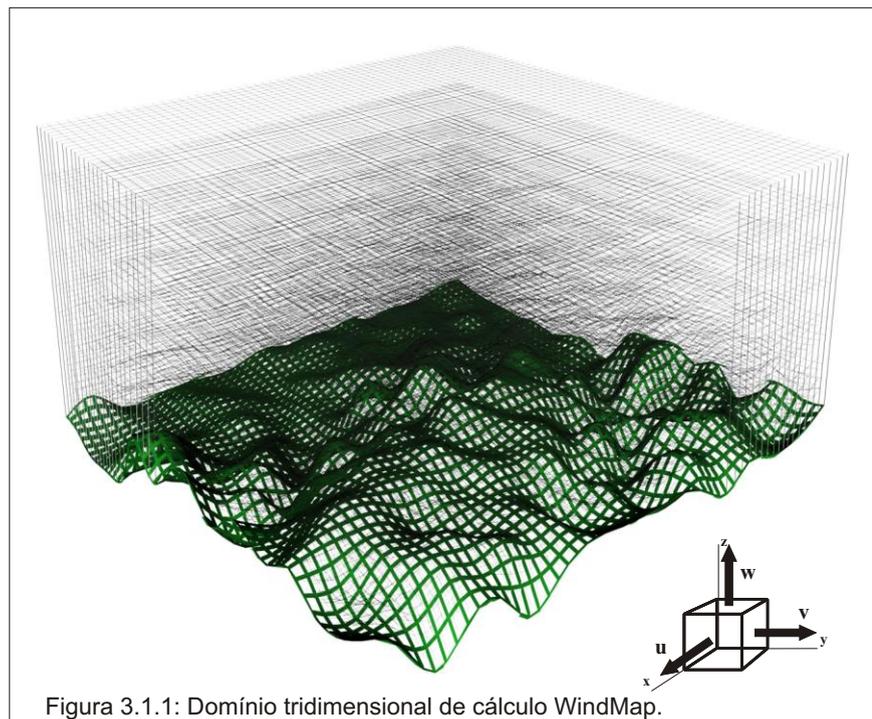


Figura 3.1.1: Domínio tridimensional de cálculo WindMap.

O processo de cálculo é realizado por elementos finitos, em um domínio tridimensional, conforme a Figura 3.1.1. O terreno é representado por uma malha regular de m elementos no sentido N-S, n elementos no sentido L-O. No sentido vertical são definidos w elementos, e o espaçamento vertical entre nós da malha pode ter variação logarítmica ou geométrica, de forma a concentrar mais elementos na proximidade da superfície do solo, onde ocorrem os gradientes mais significativos.

O resultado do cálculo é um campo de velocidades não-divergente, ou seja, que satisfaz a equação da

continuidade, ou conservação de massa, conforme a equação diferencial

$$\frac{u}{x} + \frac{v}{y} + \frac{w}{z} = 0$$

Supondo-se uma condição inicial de campo de escoamento divergente, definida localmente em um dado elemento pelas componentes u_0, v_0, w_0 . As componentes ajustadas de velocidade não-divergente podem ser definidas como

$$u = u_0 + \bar{u} \quad v = v_0 + \bar{v} \quad w = w_0 + \bar{w}$$

onde $\bar{u}, \bar{v}, \bar{w}$ definem a correção necessária para eliminar a divergência local do escoamento, e são representadas respectivamente por

$$\bar{u} = \frac{u_h}{x} \quad \bar{v} = \frac{v_h}{y} \quad \bar{w} = \frac{w_v}{z}$$

O potencial de velocidade de perturbação é resultante das influências do terreno no campo de escoamento, bem como de eventuais erros introduzidos nas condições de inicialização do modelo. Os coeficientes u_h e v_h modelam o desvio entre as condições de estabilidade térmica vertical *real e neutra* da atmosfera. Para

$$u_h = v_h = \text{constante}$$

as velocidades de perturbação adicionam uma correção irrotacional ao campo de escoamento, e, assim, a vorticidade inicialmente presente no campo de escoamento é eliminada. A determinação do potencial de velocidade é realizada a partir da equação da continuidade, forçando o escoamento a ser não-divergente. Maiores detalhes sobre os algoritmos e métodos de solução adotados no modelo NOABL/WindMap são apresentados na Referência [12].

O perfil de velocidade vertical do vento pode ser aproximado pela Lei Logarítmica segundo a relação^[32]

$$u(z) = \frac{u_*}{0.4} \ln \frac{z}{z_0}$$

onde $u(z)$ é a velocidade do vento na altura z , z_0 é a rugosidade do terreno, 0.4 é a constante de Von Kármán e u_* é a *velocidade de atrito*. A expressão anterior leva em consideração apenas a influência da rugosidade no perfil de velocidade, negligenciando o efeito da estratificação térmica da atmosfera e, portanto, desvios significativos podem ocorrer em relação ao perfil de velocidade real da atmosfera.

A *Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov* descreve um perfil mais geral da velocidade vertical, levando em consideração os efeitos da rugosidade e da estabilidade térmica, expressando-se matematicamente por^[32]

$$u(z) = \frac{u_*}{0.4} \ln \frac{z}{z_0} + \frac{z}{L}$$

onde $\frac{z}{L}$ é uma função empírica da estratificação térmica da atmosfera (Businger, 1973; Dyer, 1974) e L é o comprimento de estabilidade de *Obukhov*. O software WindMap realiza, através da escolha de diferentes valores de L , a simulação de condições de atmosferas neutra, instável e estável. A referência [32] apresenta as funções de similaridade $(\frac{z}{L})$ para as diferentes condições de estabilidade atmosférica.

No Apêndice são apresentadas algumas fórmulas úteis para o cálculo do perfil de velocidade vertical na camada-limite atmosférica.

Nos cálculos do presente mapeamento, os parâmetros de estabilidade térmica vertical da atmosfera foram estimados pelos resultados do modelo de mesoescala e dados anemométricos medidos.

Resultados do Mapeamento: O modelamento de mesoescala foi realizado para todo o território do Estado do Rio Grande do Norte na resolução horizontal de 3.6 km, permitindo a simulação de mecanismos tais como brisas marinhas, descolamento de escoamento em relevos complexos, brisas montanha-vale, entre outros. Os mapas de potencial eólico anual foram calculados a partir de simulações produzidas pelo MesoMap para 360 dias, extraídos aleatoriamente de um período de 15 anos, de forma a considerar cada mês e estação do ano de forma representativa. A interpolação para a resolução final foi realizada pelo WindMap, utilizando-se modelos digitais de terreno e rugosidade, desenvolvidos em resolução horizontal de 250m x 250m, a partir de cartas topográficas vetorizadas, imagens de satélite, modelos de vegetação e uso do solo e amostragens em campo.

Os principais resultados da simulação são as velocidades médias anuais e sazonais, calculadas a 50m, 75m e 100m de altura sobre o terreno, rosas-dos-ventos (frequência e velocidade média por direção) e parâmetros das distribuições estatísticas de vento. Estes resultados são apresentados nos mapas temáticos do Capítulo 4 para todo o território potiguar.

Efeitos de Subescala: Como todo método numérico de simulação, o método não é sensível às variáveis cujas dimensões características sejam inferiores ao tamanho da malha de cálculo utilizada (resolução dos modelos de relevo e rugosidade, por exemplo), ou seja, os *efeitos de subgrade* ou *subescala*, não podem ser adequadamente resolvidos, gerando discrepâncias em relação ao valor esperado real da variável em análise.

No presente mapeamento, os resultados apresentam as variáveis médias obtidas com uma malha de 250m x 250m. Apesar da relativa alta resolução, desvios significativos em torno das médias podem ocorrer, devido às características locais de subescala e eventuais obstáculos.

Filtragem dos Efeitos de Subescala: Ao utilizar-se dados de medição na composição do modelo atmosférico (que introduz as condições de contorno e iniciais no modelo numérico), deve-se observar que um anemômetro mede as *condições locais* de vento, e estas são afetadas pelas condições de relevo, rugosidade e obstáculos, que podem ter grandes variações na escala de metros, e assim, introduzir erros pelo efeito de subescala. Para avaliar e filtrar essas influências de relevo e rugosidade na subescala, o presente Atlas utilizou metodologia desenvolvida pela Camargo-Schubert a partir do software WindMap. Os pontos centrais desta metodologia aplicados ao presente mapeamento são:

a) filtragem dos efeitos de subescala através da integração de modelos de terreno em alta resolução (50m x 50m ou 100m x 100m), numa área de 10km x 10km no entorno de cada estação, gerando parâmetros médios no modelo atmosférico que sejam compatíveis com o modelo final, na resolução de 250m x 250m. O modelo de alta resolução é resolvido pelo WindMap e integrado através de recursos de geoprocessamento, obtendo-se valores médios locais das variáveis de interesse;

b) Na solução *WindMap* sobre o modelo de alta resolução, também são avaliados - de forma iterativa, para cada estação - os parâmetros de estabilidade térmica vertical da atmosfera e a altura da camada-limite, que complementam o modelo de escoamento atmosférico.

3.2 Medições Anemométricas

O presente mapeamento contou com uma rede qualificada de 8 torres anemométricas e um período de 16 meses de medições. As torres foram instaladas em locais criteriosamente selecionados, representativos das principais regiões do Estado, em áreas de baixa rugosidade e devidamente afastadas de obstáculos. Para a escolha das regiões mais representativas, foi realizado um mapeamento eólico preliminar de todo o Estado, que evidenciou as áreas mais representativas e promissoras para a instalação de torres anemométricas. Estas áreas foram inspecionadas *in loco*, definindo-se a posição

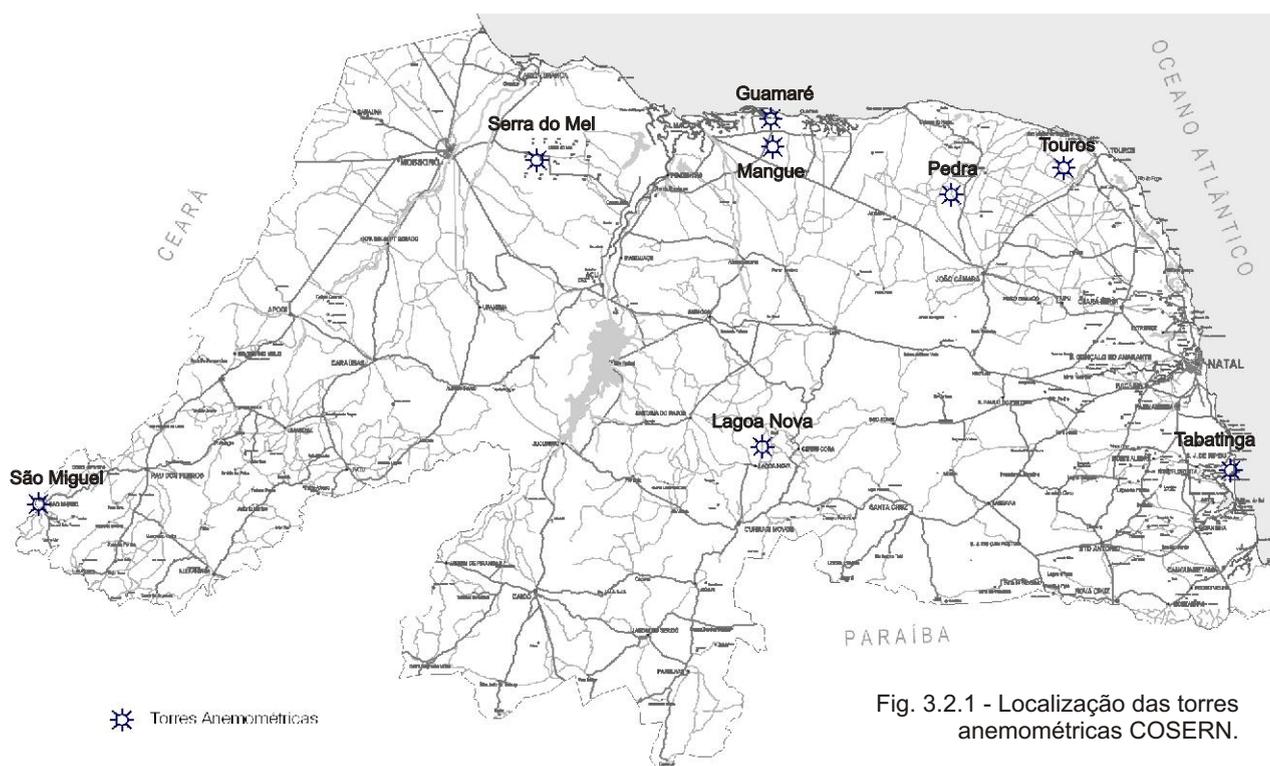


Fig. 3.2.1 - Localização das torres anemométricas COSERN.

definitiva das torres com o auxílio de GPS (Sistema de Posicionamento Global), imagens de satélite, modelos de topografia e mapa eólico preliminar. Foram instaladas 4 torres ao longo do litoral (estações de Guamaré, Mangue, Tabatinga e Touros) e 4 torres no interior, sendo uma delas na região das Serras Centrais (Lagoa Nova) e outra no extremo oeste do Estado (São Miguel). A Figura 3.2.1 apresenta a posição de instalação das torres anemométricas no Estado.

As torres, com 50m de altura, foram equipadas com anemômetros em 2 níveis (30 e 48m) e 1 sensor de direção a 48m. Foram utilizados anemômetros com padrão de qualidade internacional, usuais em avaliações de potencial eólico e projetos de usinas. Todos os anemômetros foram calibrados em túnel de vento certificado pela organização internacional MEASNET (DEWI, Alemanha). Em cada torre foi instalado um comunicador de satélite e um sistema de integração entre os sistemas de medição e comunicação.

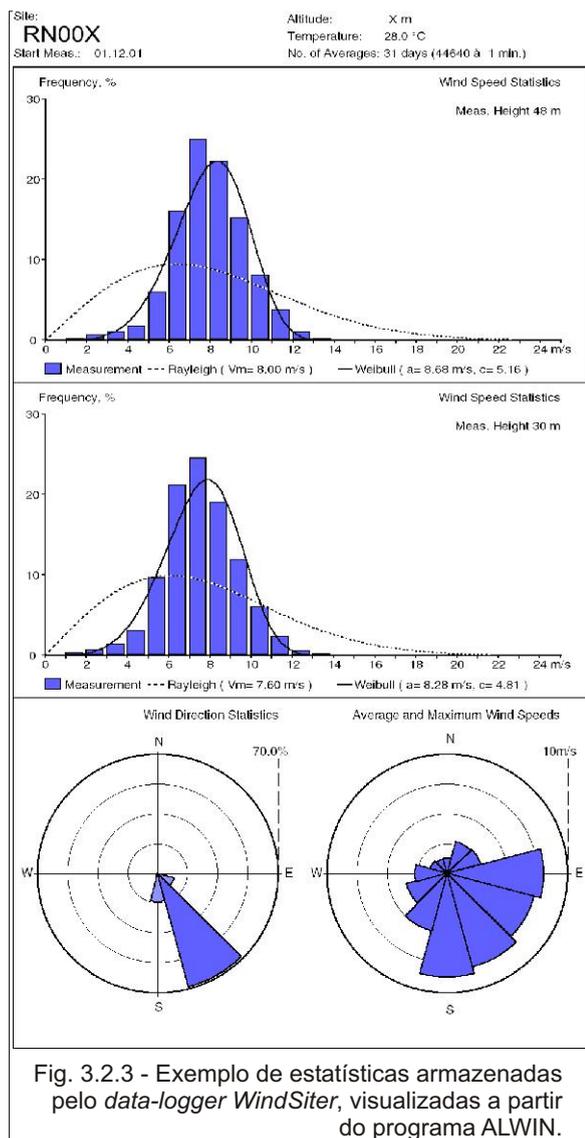
A Figura 3.2.2 mostra detalhes de uma torre anemométrica da COSERN.

Em cada período de medição são registrados os histogramas de velocidade e as velocidades médias e máximas (rajadas) nas duas alturas de medição, rosas-dos-ventos (frequências de ocorrência e velocidades médias por direção), frequência de calmarias e velocidades médias horárias (regime diurno). Na Figura 3.2.3 são apresentados sumários estatísticos de medições realizadas durante o período de 1 mês.

Telemetria de Dados: No caso geral de medições anemométricas para avaliações e estudos de viabilidade de potenciais eólicos, as torres são instaladas em locais remotos da rede, sendo que em alguns casos o acesso é possível apenas com veículos com tração integral - o que em casos normais requer visitas mensais de técnicos para a coleta dos dados através de computadores portáteis. Apesar da robustez dos sensores (anemômetros e *data-loggers*) e do seu atendimento por baterias e coletores fotovoltaicos, muitos fatores possíveis podem causar a interrupção da coleta dos dados: descargas atmosféricas, falhas de componentes, atrito em anemômetros, vandalismo, etc. Por outro lado, para que a medição anemométrica em um dado local tenha representatividade climatológica, os registros devem cobrir um período mínimo de 12 meses - ou um ciclo climatológico completo com o mínimo de perda ou falha de dados no período (alta taxa de recuperação de dados). Como a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento, estimativas de potencial e geração elétrica são bastante sensíveis à exatidão dos parâmetros medidos. Perdas ou falhas nos dados sempre



Fig. 3.2.2 - Torre de monitoramento anemométrico de 50 metros de altura.



introduzem incertezas nos resultados finais do projeto, comprometendo a exatidão dos resultados almejados - ou requerendo o prolongamento do período de medições, representando custos adicionais e prejuízos ao projeto.

Para assegurar o máximo aproveitamento da campanha de medições para o Atlas Eólico do Rio Grande do Norte, a telemetria satelital - utilizando rede de satélites de baixa órbita (sistema desenvolvido pela MITSAT) - foi utilizada de forma pioneira no programa de medições anemométricas.

A telemetria se insere em projetos de medições anemométricas visando otimizar dois aspectos relevantes:

(a) Maximização da taxa de recuperação de dados: um bloco sucinto de dados diários é transmitido para a central da COSERN em Natal, permitindo a avaliação do status de funcionamento de todo o sistema (

anemômetros, sensores de direção e *data-loggers*). Assim, em caso de falha, as medidas corretivas poderão ser acionadas no dia seguinte, possibilitando que falhas eventuais não ultrapassem o período de poucos dias. Esta maximização da taxa de recuperação dos dados tem grande importância em um projeto com duração pouco superior a 12 meses, onde se almeja que a exatidão dos dados seja também compatível com estudos de viabilidade de usinas eólicas.

(b) Redução de custos com a coleta dos dados: viagens semanais ou mensais a todas as estações, no caso das torres do Rio Grande do Norte, significam cerca de 700 km percorridos por técnico capacitado, com computador portátil para a realização das leituras. Em projetos com mais de 1 ano de duração, os custos normalmente associados a esta coleta periódica são significativos dentro do total do projeto. A telemetria também contribui para a redução destes custos, ao dispensar estes deslocamentos.

Tratamento e Validação dos dados: Os dados anemométricos foram auditados utilizando rotinas e algoritmos de validação e verificação, de modo a excluírem-se possíveis falhas (e.g. atrito em anemômetros) ou incoerências nos registros. Após os testes de validação, os registros considerados *suspeitos* ou *ausentes* foram analisados caso a caso; no caso de redundância de sensores (neste caso, em diferentes alturas), os valores rejeitados foram extrapolados por análises da correlação serial e/ou da distribuição estatística dos registros correspondentes do outro sensor. Após a análise, os dados foram agrupados e consolidados no modelo atmosférico utilizado no mapeamento do Estado do Rio Grande do Norte.

Representatividade Climatológica: O modelamento MesoMap utilizado para este Atlas amostrou dados meteorológicos de reanálise de 15 anos - abrangência razoável considerando-se sua representatividade em relação à vida útil de usinas eólicas. Por outro lado, os dados anemométricos considerados são bastante recentes (de Novembro/2001 a Fevereiro/2003) e cobriram um período pouco superior a um ciclo climatológico mínimo de 12 meses. Assim, tornou-se necessária uma avaliação da representatividade do período medido e da eventual necessidade de ajustes climatológicos. Tal avaliação requer dados consistentes, representativos do longo prazo e com a maior abrangência possível - idealmente da ordem de décadas. Para ajustes climatológicos, tais dados também devem possuir um período de simultaneidade com os dados de curto prazo, permitindo a avaliação das correlações entre as séries medidas.

Entre os registros de longo prazo disponíveis, sobressaíram os dados de medições indiretas de ventos de superfície sobre o oceano (fonte: NASA, NOAA). Tais medições têm sido possíveis desde 1987, através de sensoriamento remoto a partir de satélites. Os ventos são inferidos por medições de altura e deslocamento das ondas, utilizando algoritmos que têm sido calibrados por medições diretas realizadas em bóias meteorológicas. Tais dados também existem no período simultâneo às medições de referência do presente Atlas, e foram utilizados para ajustes climatológicos apenas nas estações litorâneas, cujo regime de ventos é fortemente controlado pela interação das brisas oceânicas e terrestres. Os respectivos coeficientes de correlação das séries mensais de velocidade de vento no período de Nov/01 a Fev/03, situaram-se entre 0,76 e 0,97, com valor médio de 0,87 e desvio padrão de 0,09, o que induz a uma aceitável consistência nestes ajustes climatológicos. Para as demais estações, os coeficientes climatológicos foram estimados a partir dos coeficientes de ajuste das estações litorâneas.

A Figura 3.2.4 mostra a abrangência temporal dos registros anemométricos considerados.

3.3 Modelos de Terreno

Os regimes de vento são fortemente influenciados pela topografia e rugosidade do terreno. A acurácia dos resultados é afetada diretamente pela qualidade dos modelos digitais empregados; além disso, os modelos devem ser

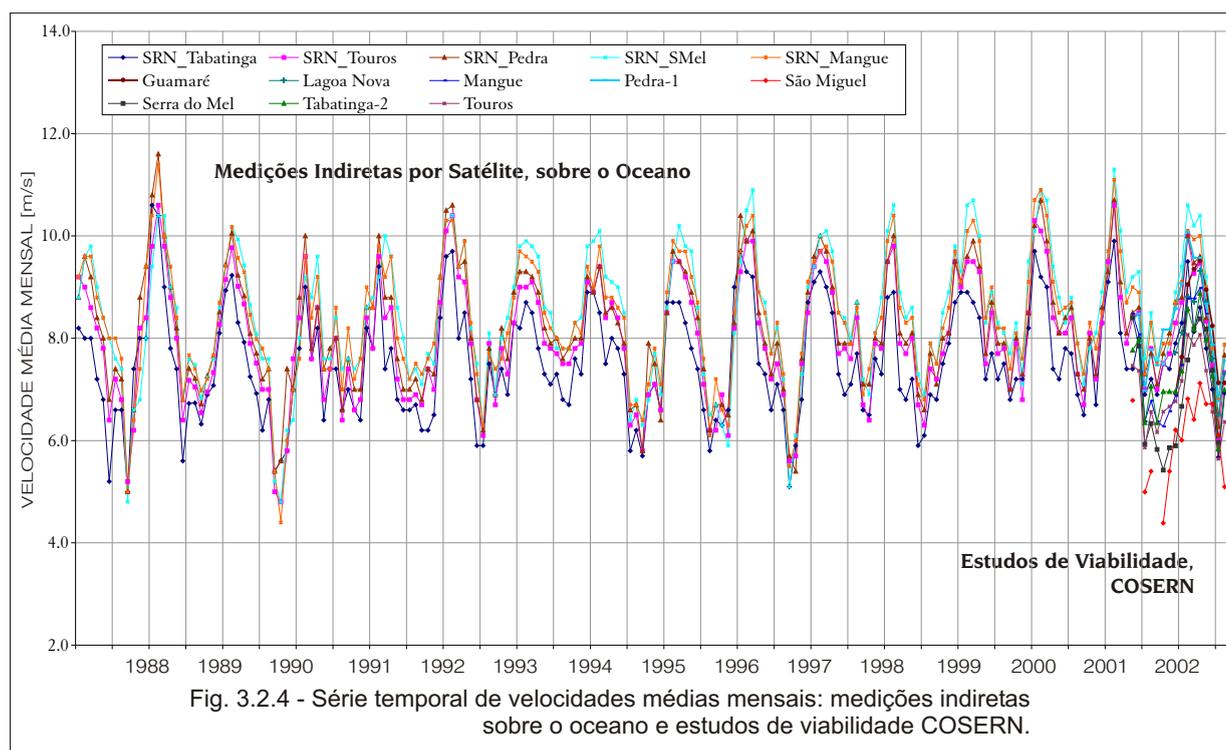
georreferenciados, de modo a possibilitar o sincronismo das variáveis de terreno e atmosféricas, realizando-se também, amostragens de validação em campo e comparações com modelos já existentes.

3.3.1 Modelo de Relevo

O Modelo Digital de Relevo, apresentado na página a seguir, foi elaborado a partir de cartas vetorizadas IBGE, em escala 1 : 100.000, abrangendo toda a área do Estado, em resolução 250m x 250m.

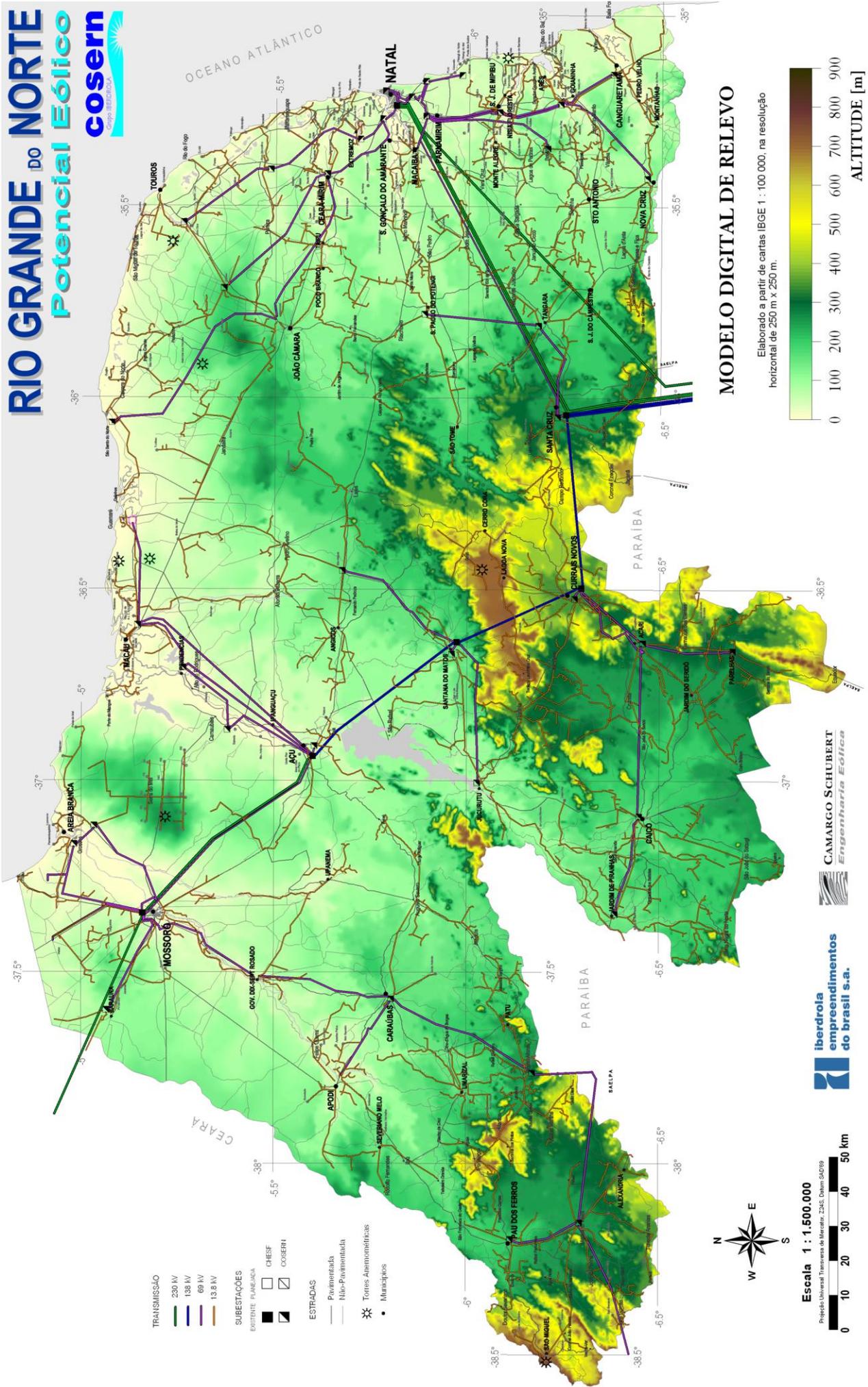
3.3.2 Modelo de Rugosidade

O Modelo Digital de Rugosidade do Estado do Rio Grande do Norte, foi elaborado em resolução horizontal de 250m x 250m, a partir de interpretação do mosaico de imagens LANDSAT5, aferições por comparação com o Mapa de Vegetação do Brasil (IBGE) e com o Modelo de Uso do Solo desenvolvido pela USGS, Universidade de Nebraska e o *Joint Research Centre* da Comissão Européia, e aferições por amostragens em campo das áreas mais representativas. Estes mapas são apresentados a seguir.



RIO GRANDE DO NORTE

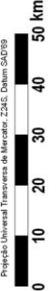
Potencial Eólico

- TRANSMISSÃO**
- 230 KV
 - 138 KV
 - 69 KV
 - 13,8 KV
- SUBESTAÇÕES**
- ESTRUTURA FUNDADA**
- CHESF
 - COSEERN
- ESTRADAS**
- Pavimentada
 - Não-Pavimentada
- Torres Aeronômicas**
- Municípios



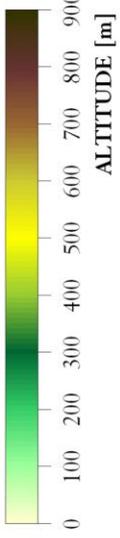
Escala 1 : 1.500.000



Projeção Universal Transversa de Mercator - UTM, Datum SAD69

MODELO DIGITAL DE RELEVO

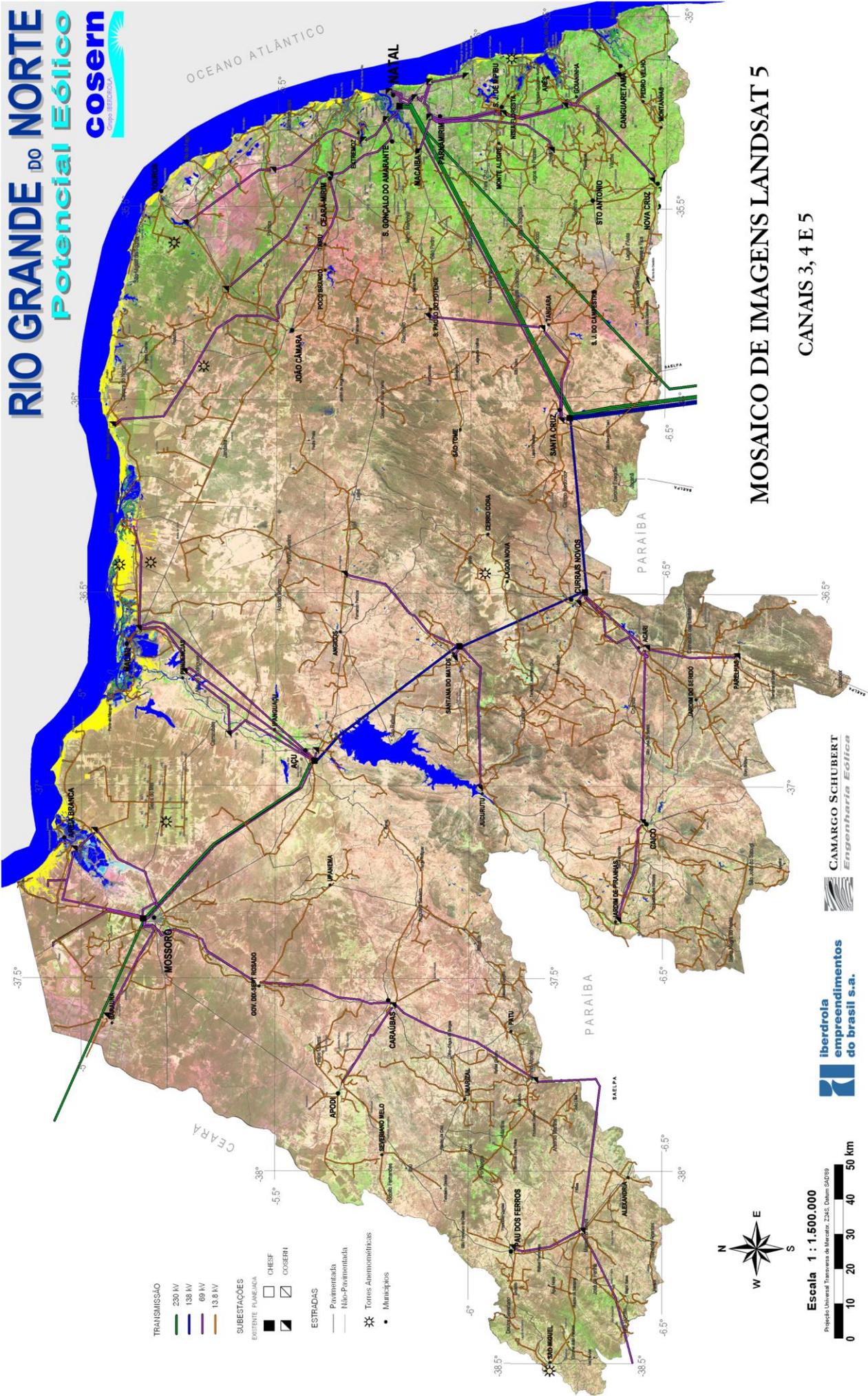
Elaborado a partir de cartas IBGE 1 : 100 000, na resolução horizontal de 250 m x 250 m.



RIO GRANDE DO NORTE

Potencial Eólico

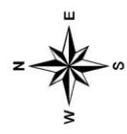
cosern



MOSAICO DE IMAGENS LANDSAT 5
 CANAIS 3, 4 E 5

Escala 1 : 1.500.000

Projeção Universal Transversa de Mercator - UTM, Datum SAD59



4. O POTENCIAL EÓLICO DO RIO GRANDE DO NORTE

4.1 Regimes de Vento

A distribuição geral dos ventos sobre o Brasil, e que afeta o Estado do Rio Grande do Norte, é controlada pelas grandes escalas atmosféricas: a escala sinótica e a circulação geral planetária.^[17] Este perfil geral apresenta variações significativas na mesoescala e na microescala,^[17] devido à diversidade das características do terreno, tais como geometria e altitude, presença de obstáculos, cobertura vegetal, albedo, e existência de grandes extensões de massas de água. Estes fatores atuantes nas escalas menores podem resultar em regimes de vento locais bastante distintos.

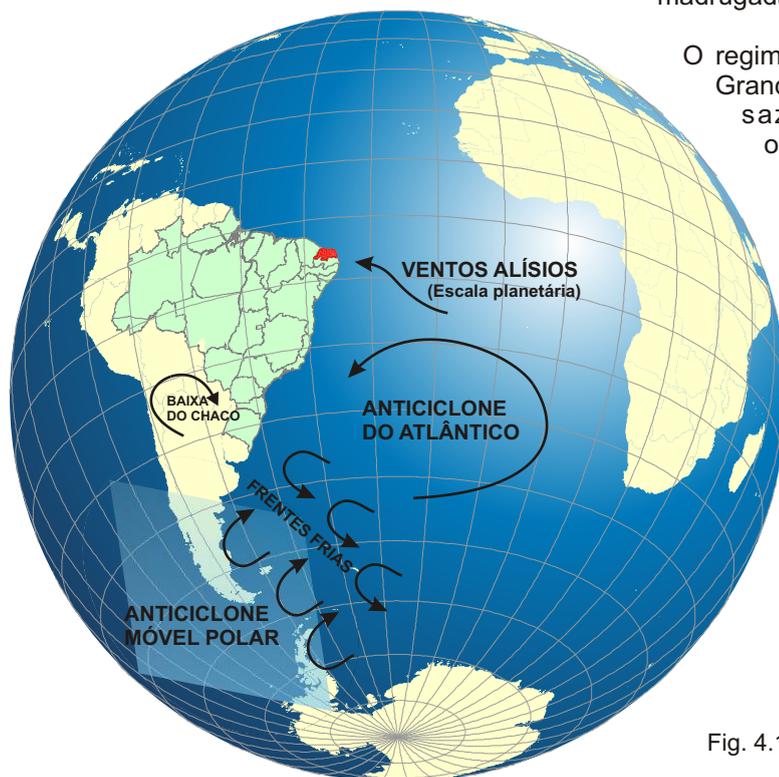
O Estado do Rio Grande do Norte está situado numa zona de predomínio dos ventos alísios (Figura 4.1.1), resultando em ventos com grande constância (ver Mapa de Fator de Forma de Weibull Anual, Capítulo 4, página 22), e com acentuada ocorrência de direções sudeste e leste (Mapa de Rosa-dos-Ventos, Freqüências x Direção, Capítulo 4, página 25). Aos ventos alísios (atuante na escala planetária) sobrepõem-se a influência sinótica do centro de alta pressão do Atlântico (Anticiclone Atlântico) e os mecanismos de mesoescala, tais como as

brisas marinhas, terrestres e lacustres, brisas montanha-vale e jatos noturnos.

Nas regiões serranas ocorrem também as acelerações orográficas e ocasionais canalizações do escoamento entre passos de montanhas, bem como uma variada e complexa interação entre o deslocamento atmosférico e as formações montanhosas. Nestas áreas, os ventos mais intensos são geralmente encontrados nos cumes e cristas das elevações, onde o efeito de compressão do escoamento atmosférico é mais acentuado.

As regiões com ventos médios anuais mais intensos no Estado (Figura 4.1.2 e mapas de potencial eólico do Capítulo 4 - páginas 35, 37 e 39), situam-se ao longo dos litorais norte e nordeste, nas áreas elevadas a nordeste do Estado, e nos elevados das Serras Centrais.

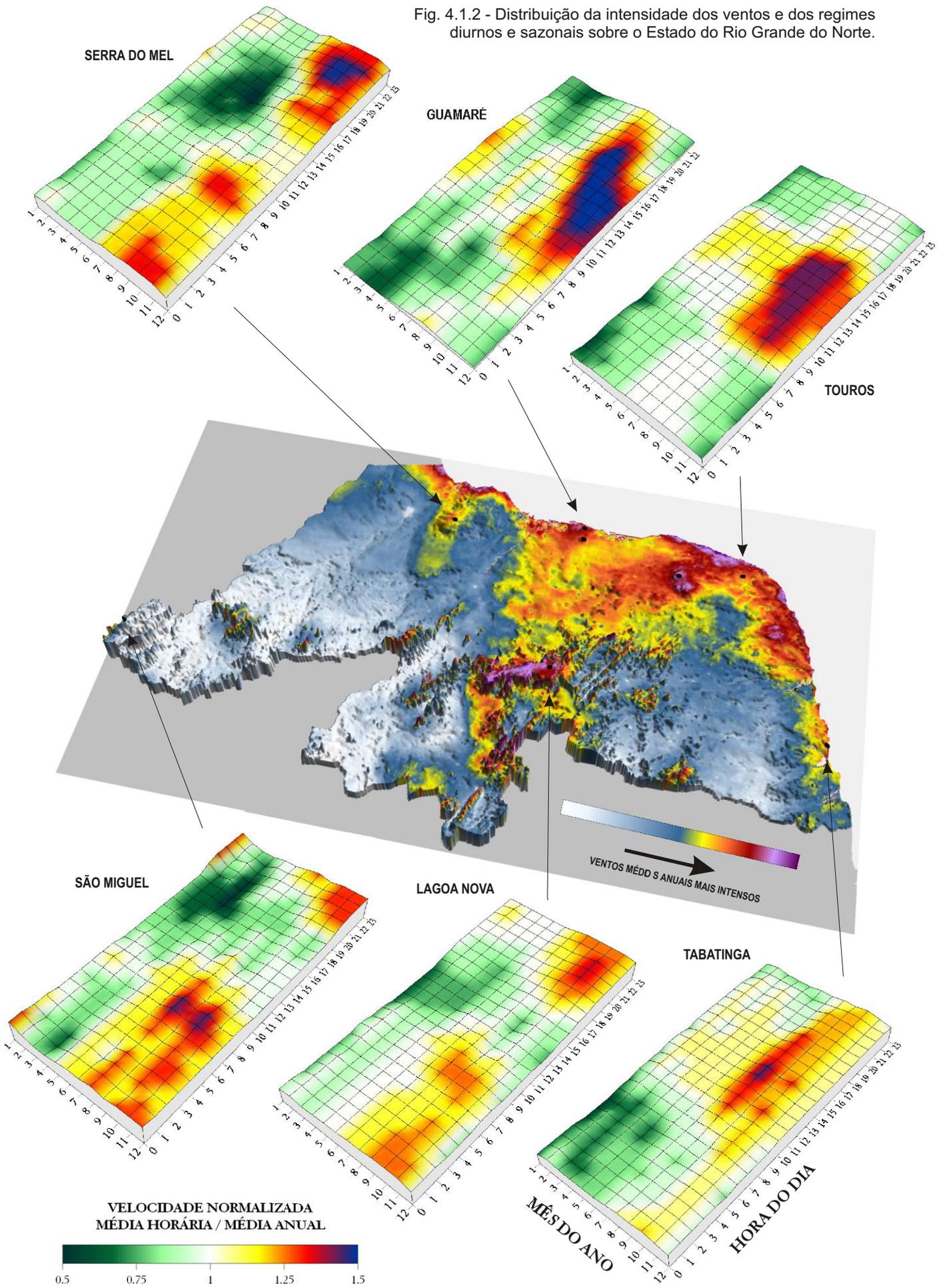
Ao longo do litoral, a influência da mesoescala é mais pronunciada, atuando através das brisas marinhas e terrestres, criando um ciclo diurno característico. De modo geral, os ventos mais intensos ocorrem no período que se estende do final da manhã ao meio da tarde (Figura 4.1.2). Já nas regiões serranas, longe da influência oceânica, o vento tende a apresentar maiores intensidades durante a noite e início da madrugada, e também no início da manhã.



O regime de ventos sobre o Estado do Rio Grande do Norte apresenta uma grande sazonalidade, em geral, com a ocorrência de ventos mais intensos nos meses de final de inverno e primavera (agosto a novembro), e mais brandos nos meses de final de verão e outono (fevereiro a maio), conforme pode ser visto nos Mapas Sazonais do Capítulo 4 - páginas 41, 43 e 45 - e na Figura 4.1.2.

Fig. 4.1.1 - Mecanismos dominantes no regime de ventos brasileiro e potiguar.

Fig. 4.1.2 - Distribuição da intensidade dos ventos e dos regimes diurnos e sazonais sobre o Estado do Rio Grande do Norte.



4.2 MAPAS EÓLICOS DO RIO GRANDE DO NORTE

4.2.1 ROSA-DOS-VENTOS ANUAL, FREQUÊNCIAS X DIREÇÃO

4.2.2 ROSA-DOS-VENTOS ANUAL, VELOCIDADES X DIREÇÃO

4.2.3 DENSIDADE DO AR, MÉDIA ANUAL

4.2.4 POTENCIAL EÓLICO A 50 metros DE ALTURA

4.2.5 POTENCIAL EÓLICO A 75 metros DE ALTURA

4.2.6 POTENCIAL EÓLICO A 100 metros DE ALTURA

4.2.7 FATOR DE FORMA DE WEIBULL ANUAL

4.2.8 POTENCIAL EÓLICO SAZONAL A 50 metros

4.2.9 POTENCIAL EÓLICO SAZONAL A 75 metros

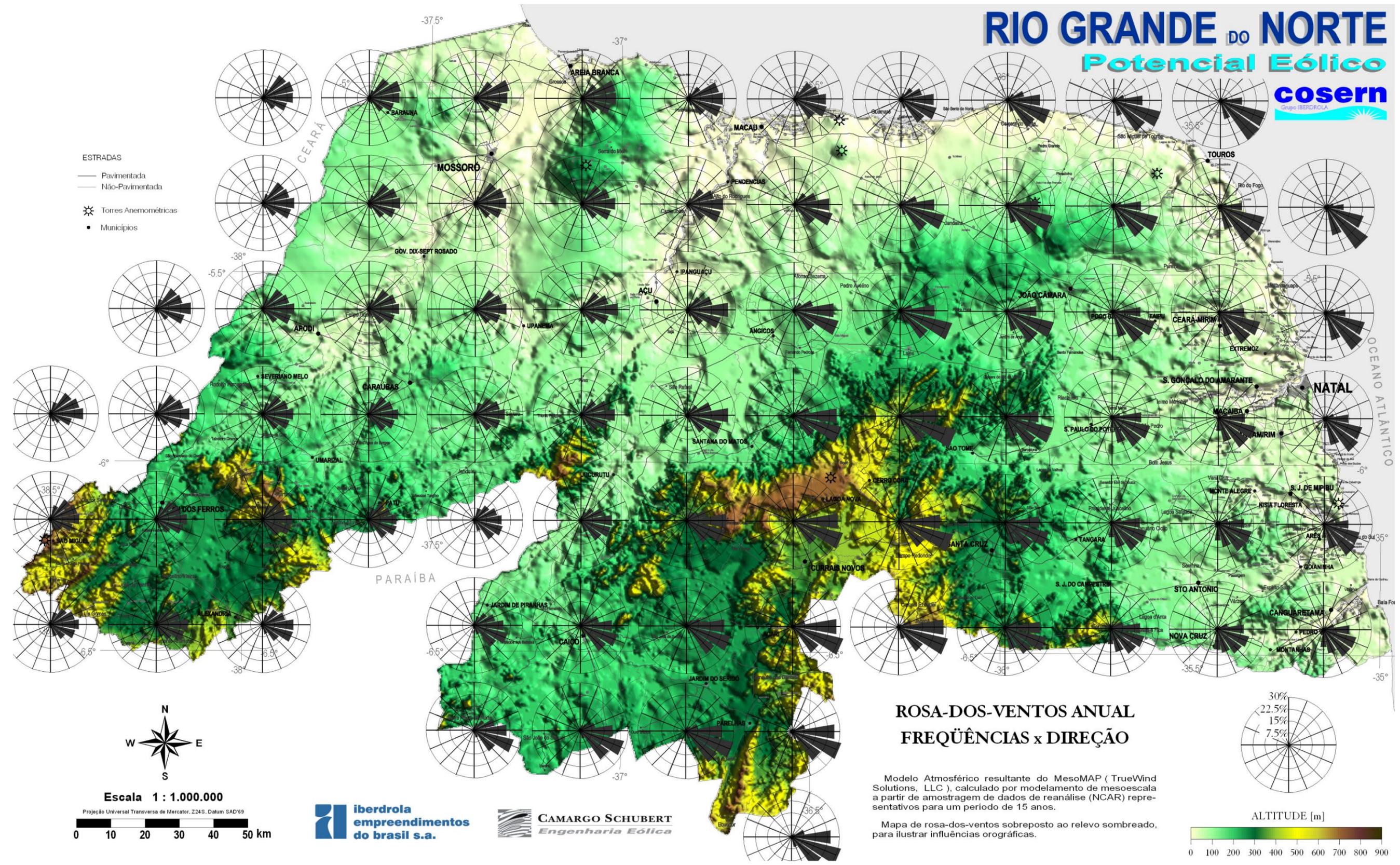
4.2.10 POTENCIAL EÓLICO SAZONAL A 100 metros

4.2.11 FATOR DE FORMA DE WEIBULL SAZONAL

RIO GRANDE DO NORTE

Potencial Eólico

cosern
Grupo TEREPICUA

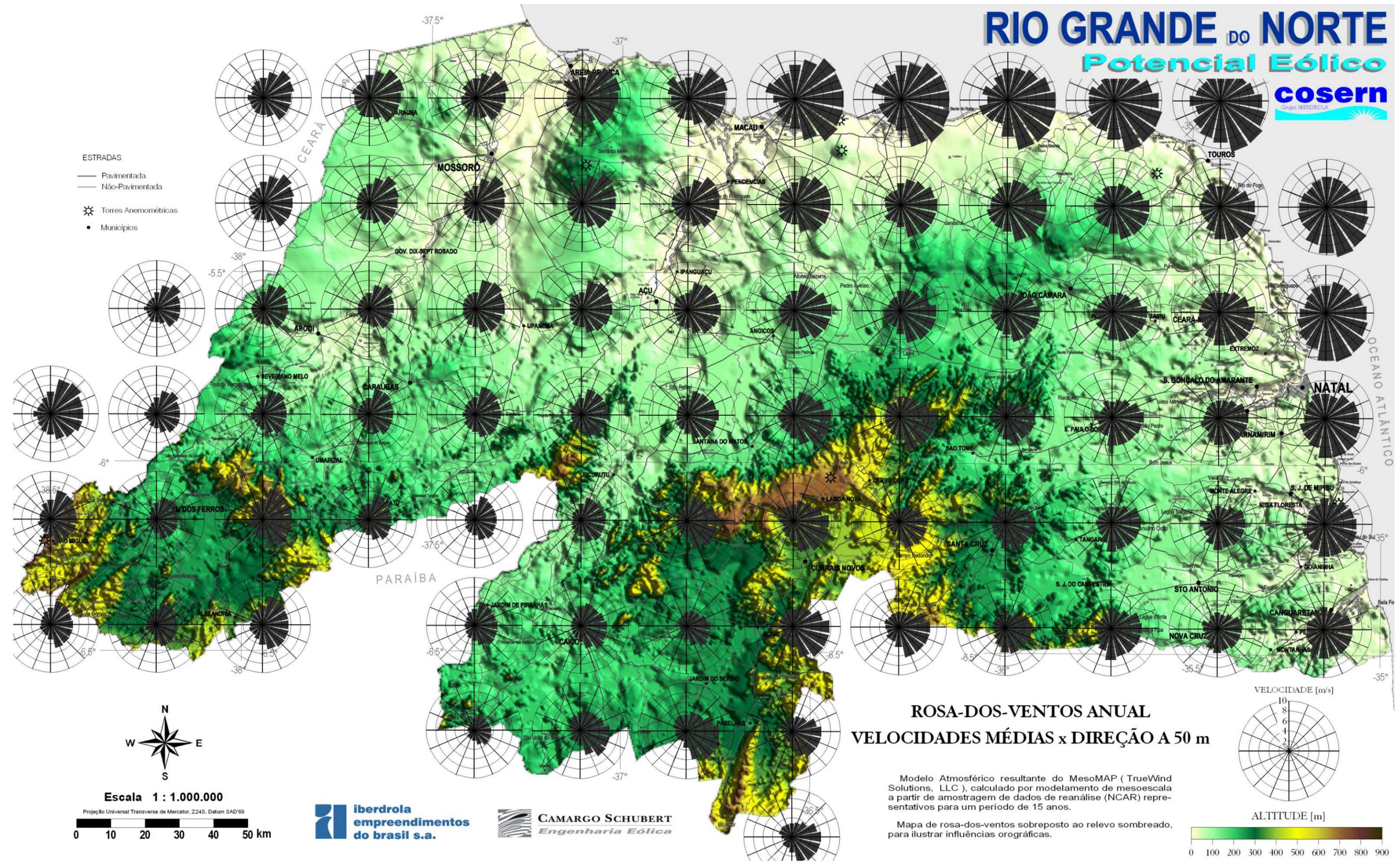


ROSA-DOS-VENTOS ANUAL, FREQÜÊNCIAS X DIREÇÃO

RIO GRANDE DO NORTE

Potencial Eólico

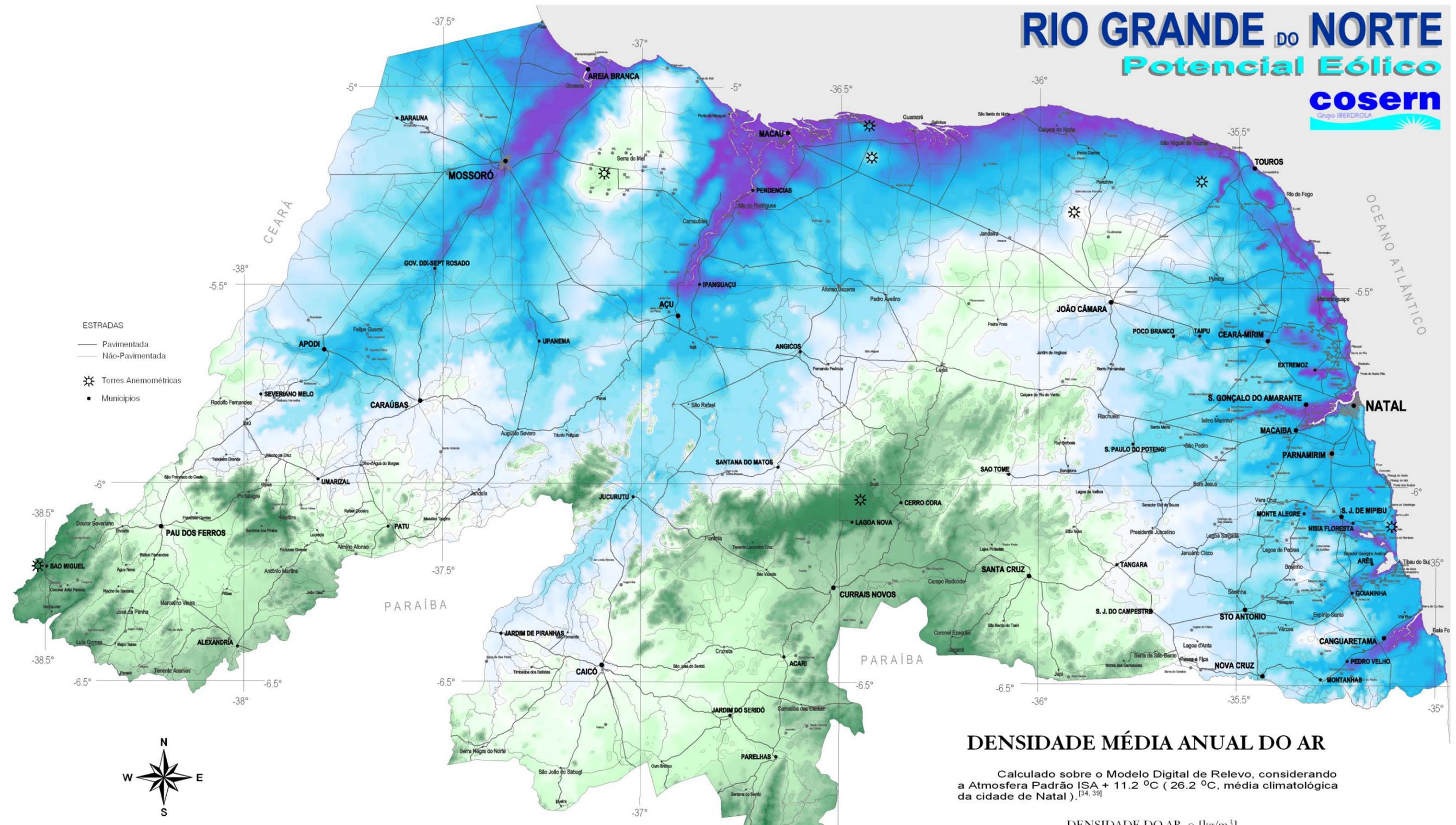
cosern
Grupo TERCEIRA



ROSA-DOS-VENTOS ANUAL, VELOCIDADES MÉDIAS x DIREÇÃO

RIO GRANDE DO NORTE

Potencial Eólico



- ESTRADAS
- Pavimentada
 - Não-Pavimentada
 - ☼ Torres Anemométricas
 - Municípios

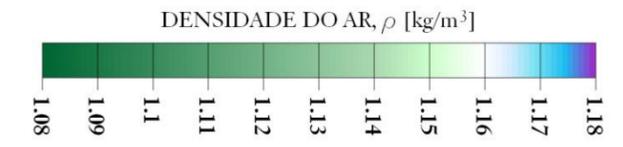


Escala 1 : 1.000.000
 Projeção Universal Transversa de Mercator, Z24S, Datum SAD'99
 0 10 20 30 40 50 km



DENSIDADE MÉDIA ANUAL DO AR

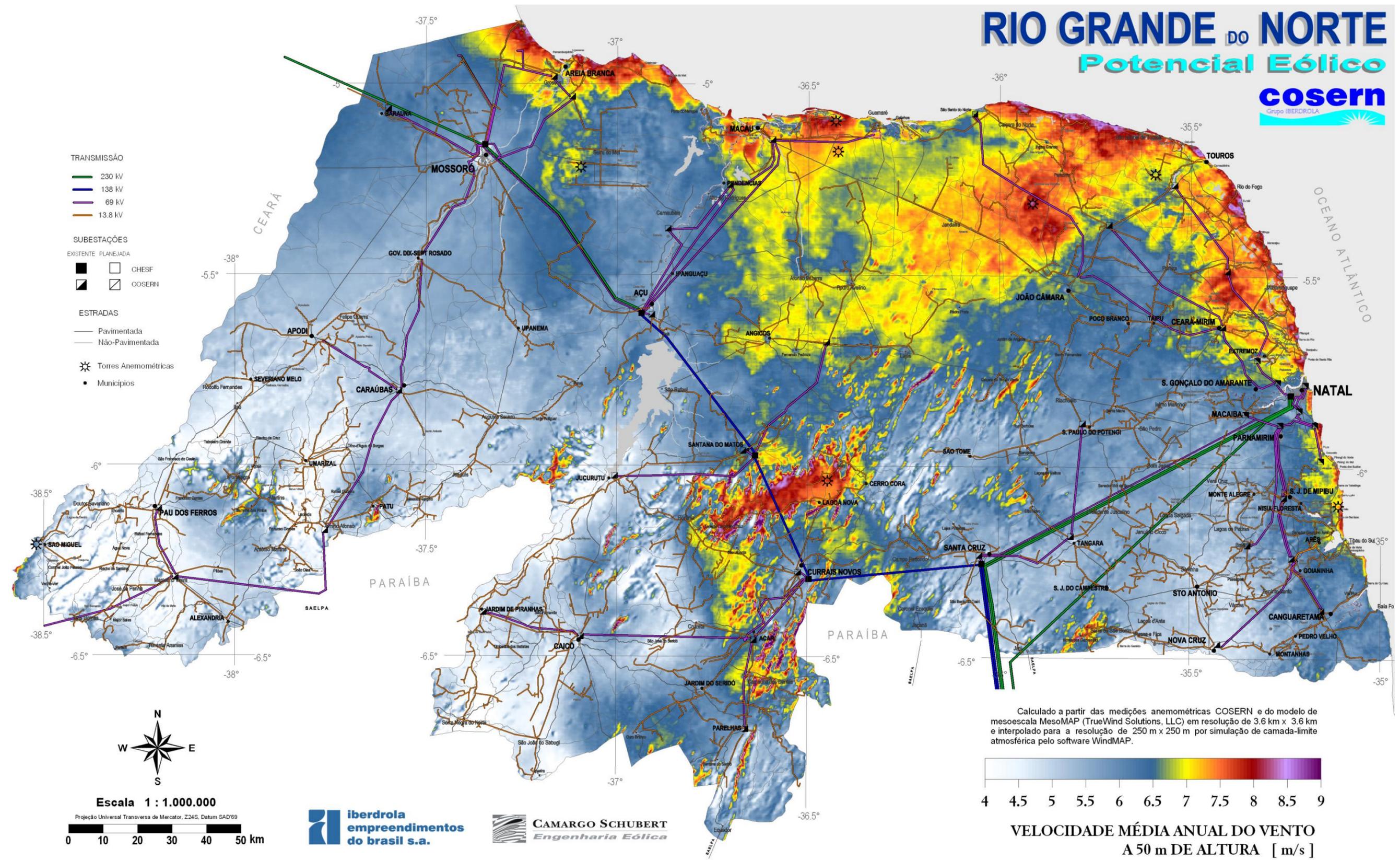
Calculado sobre o Modelo Digital de Relevo, considerando a Atmosfera Padrão ISA + 11.2 °C (26.2 °C, média climatológica da cidade de Natal).^[34, 39]



DENSIDADE DO AR, MÉDIA ANUAL

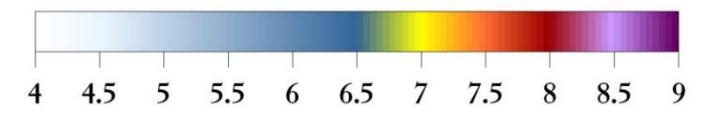
RIO GRANDE DO NORTE

Potencial Eólico



- TRANSMISSÃO**
- 230 kV
 - 138 kV
 - 69 kV
 - 13.8 kV
- SUBESTAÇÕES**
- EXISTENTE PLANEJADA
- CHESF
 - COSERN
- ESTRADAS**
- Pavimentada
 - Não-Pavimentada
- Torres Anemométricas
- Municípios

Calculado a partir das medições anemométricas COSERN e do modelo de mesoescala MesoMAP (TrueWind Solutions, LLC) em resolução de 3.6 km x 3.6 km e interpolado para a resolução de 250 m x 250 m por simulação de camada-limite atmosférica pelo software WindMAP.



VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO
A 50 m DE ALTURA [m/s]

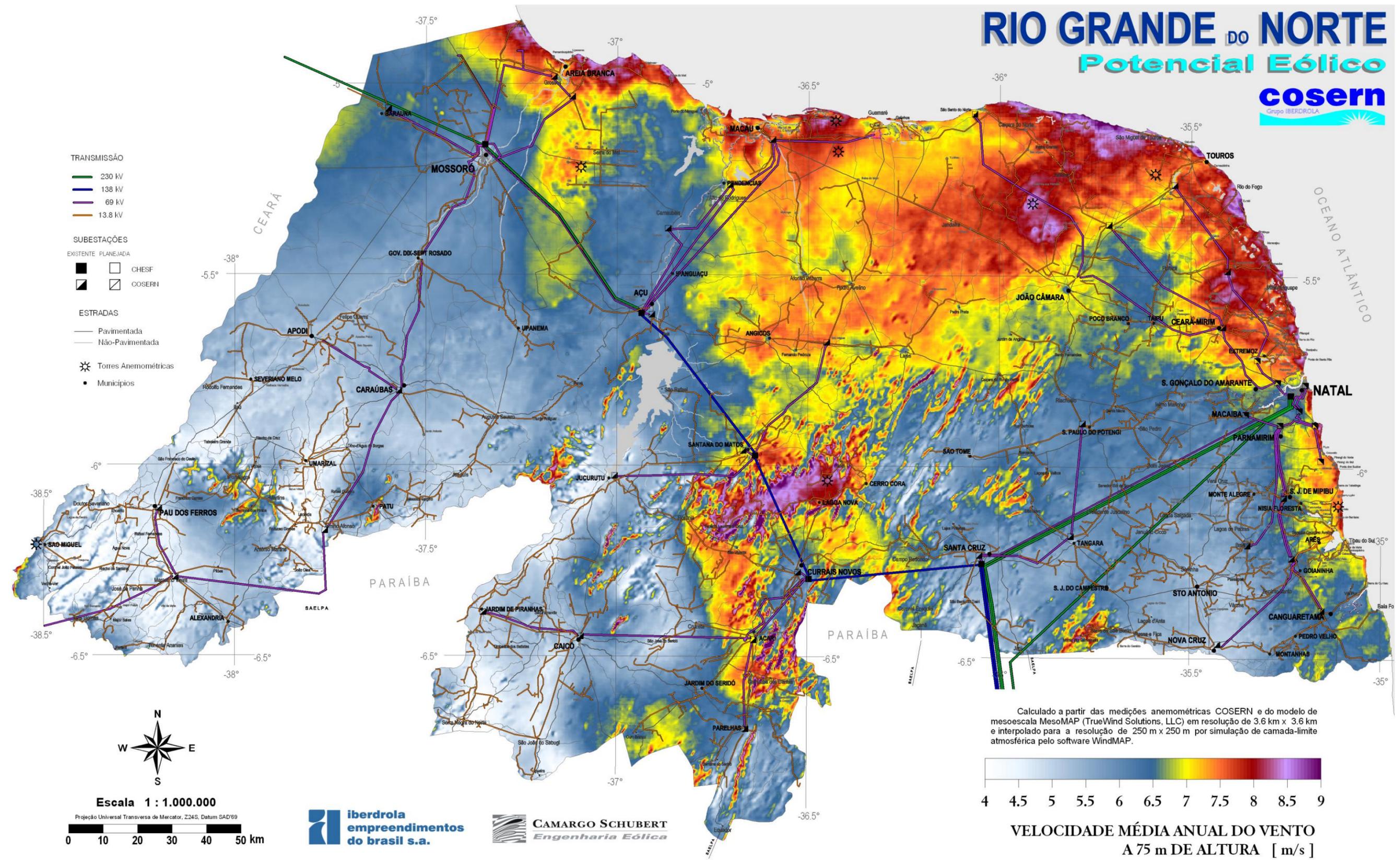
Escala 1 : 1.000.000
Projeção Universal Transversa de Mercator, Z24S, Datum SAD'69
0 10 20 30 40 50 km



POTENCIAL EÓLICO A 50 metros DE ALTURA

RIO GRANDE DO NORTE

Potencial Eólico



- TRANSMISSÃO**
- 230 kV
 - 138 kV
 - 69 kV
 - 13.8 kV
- SUBESTAÇÕES**
- EXISTENTE PLANEJADA
- CHESF
 - COSERN
- ESTRADAS**
- Pavimentada
 - Não-Pavimentada
- Torres Anemométricas
- Municípios



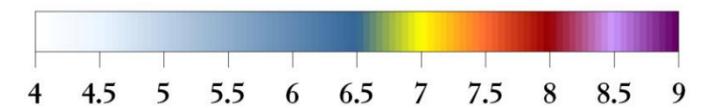
Escala 1 : 1.000.000

Projeção Universal Transversa de Mercator, Z24S, Datum SAD'69

0 10 20 30 40 50 km



Calculado a partir das medições anemométricas COSERN e do modelo de mesoescala MesoMAP (TrueWind Solutions, LLC) em resolução de 3.6 km x 3.6 km e interpolado para a resolução de 250 m x 250 m por simulação de camada-limite atmosférica pelo software WindMAP.

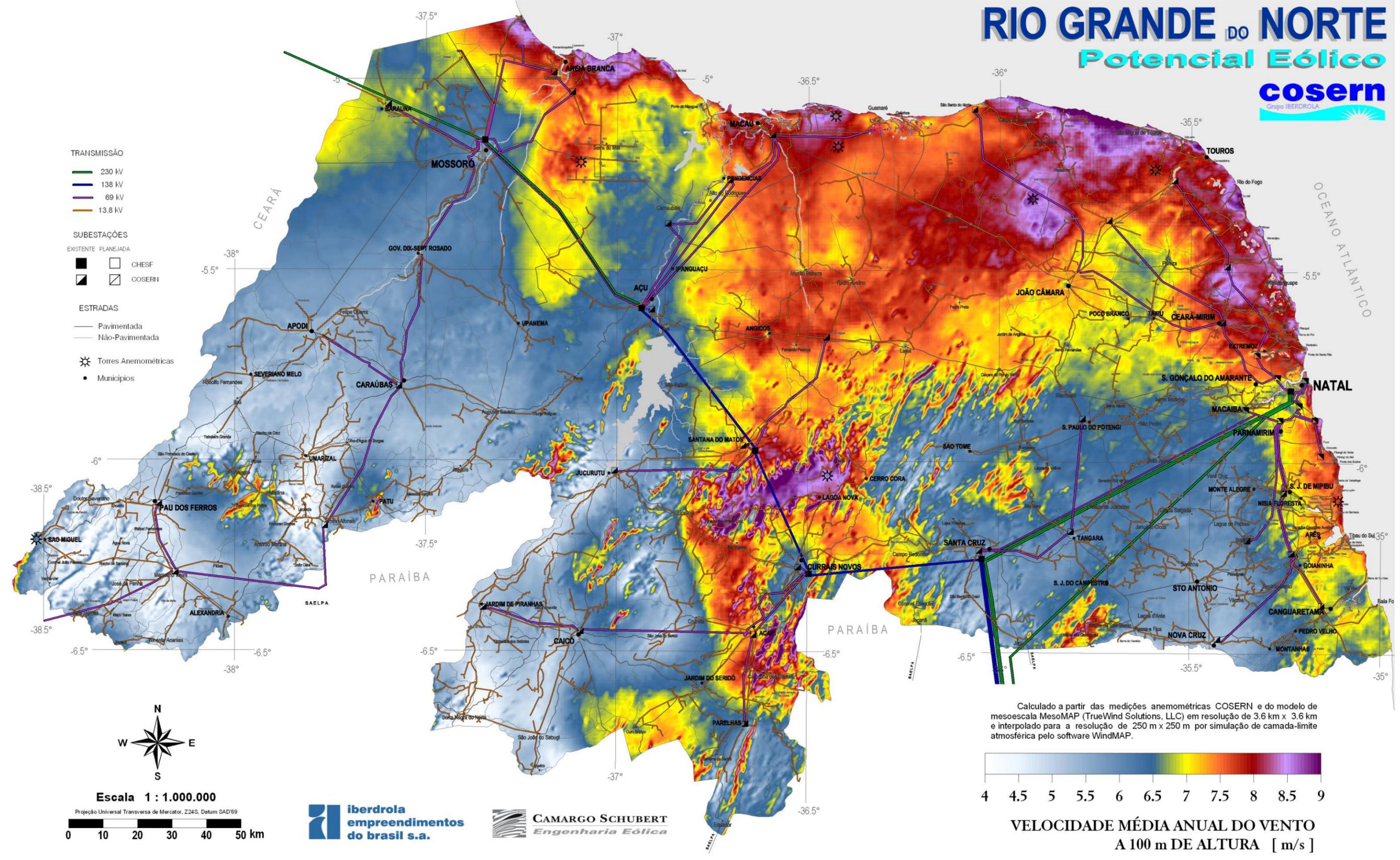


VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO
A 75 m DE ALTURA [m/s]

POTENCIAL EÓLICO A 75 metros DE ALTURA

RIO GRANDE DO NORTE

Potencial Eólico



- TRANSMISSÃO**
- 230 kV
 - 138 kV
 - 69 kV
 - 13.8 kV
- SUBESTAÇÕES**
- EXISTENTE PLANEJADA
- CHESF
 - COSERN
- ESTRADAS**
- Pavimentada
 - Não-Pavimentada
- Torres Anemométricas
- Municípios



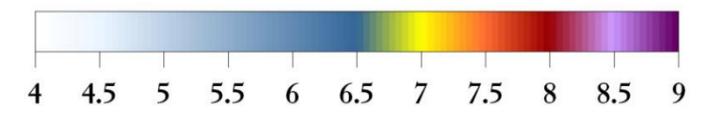
Escala 1 : 1.000.000

Projeção Universal Transversa de Mercator, Z24S, Datum SAD'69

0 10 20 30 40 50 km



Calculado a partir das medições anemométricas COSERN e do modelo de mesoescala MesoMAP (TrueWind Solutions, LLC) em resolução de 3.6 km x 3.6 km e interpolado para a resolução de 250 m x 250 m por simulação de camada-limite atmosférica pelo software WindMAP.

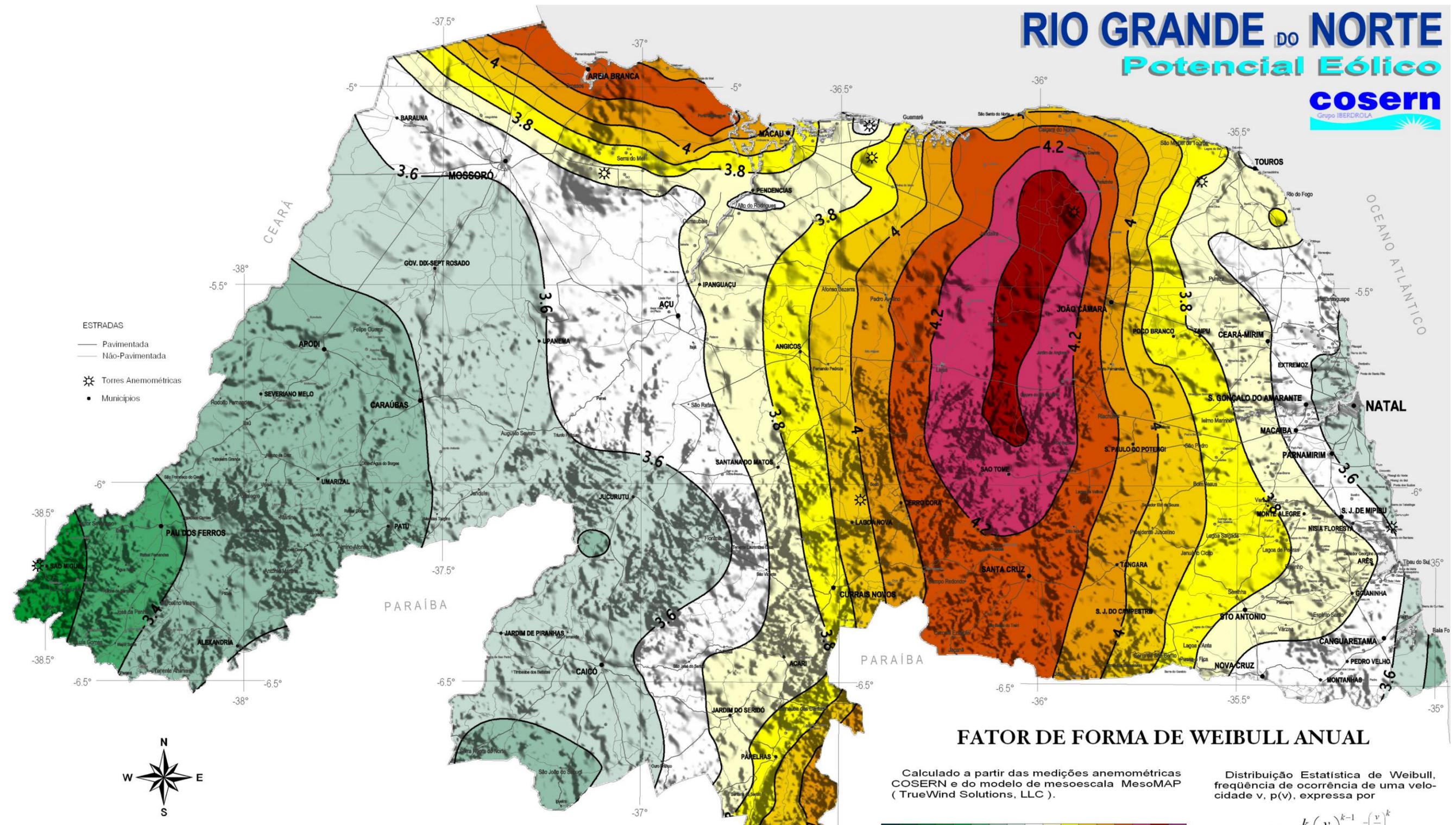


VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO
A 100 m DE ALTURA [m/s]

POTENCIAL EÓLICO A 100 metros DE ALTURA

RIO GRANDE DO NORTE

Potencial Eólico



- ESTRADAS
- Pavimentada
 - Não-Pavimentada
 - ☼ Torres Anemométricas
 - Municípios



Escala 1 : 1.000.000

Projeção Universal Transversa de Mercator, Z24S, Datum SAD'69

0 10 20 30 40 50 km



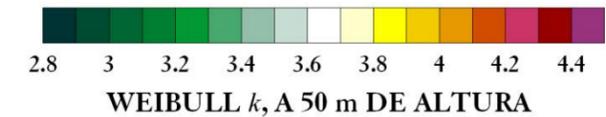
FATOR DE FORMA DE WEIBULL ANUAL

Calculado a partir das medições anemométricas COSERN e do modelo de mesoescala MesoMAP (TrueWind Solutions, LLC).

Distribuição Estatística de Weibull, frequência de ocorrência de uma velocidade v, p(v), expressa por

$$p(v) = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C} \right)^k}$$

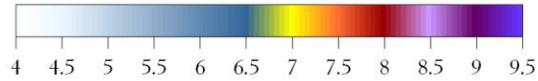
onde C (m/s) é o parâmetro de escala, e k, o parâmetro de forma.



FATOR DE FORMA DE WEIBULL ANUAL

POTENCIAL EÓLICO SAZONAL

VELOCIDADE MÉDIA A 50 m DE ALTURA [m/s]



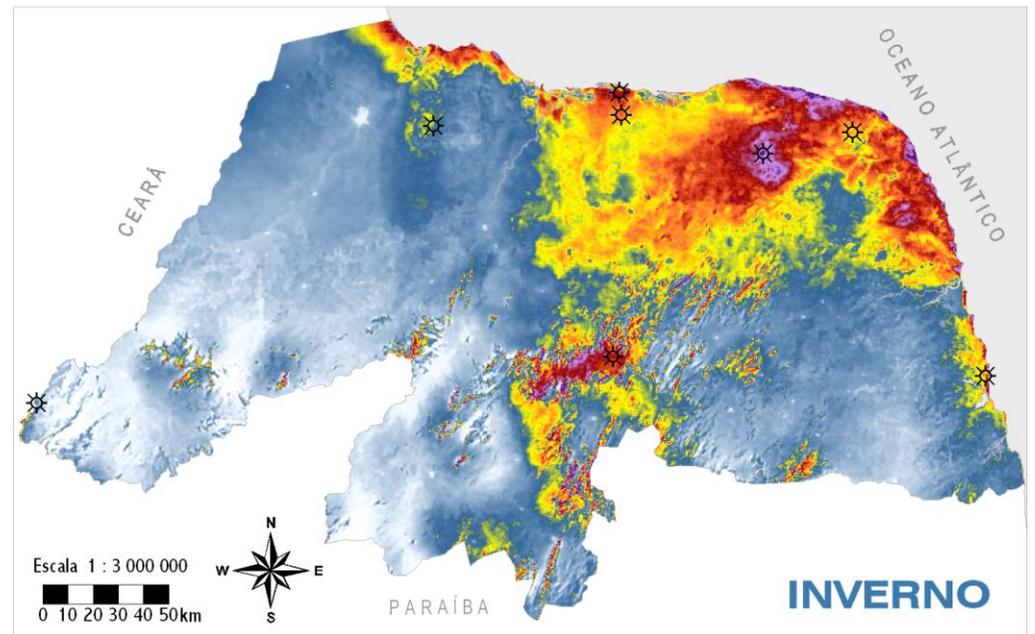
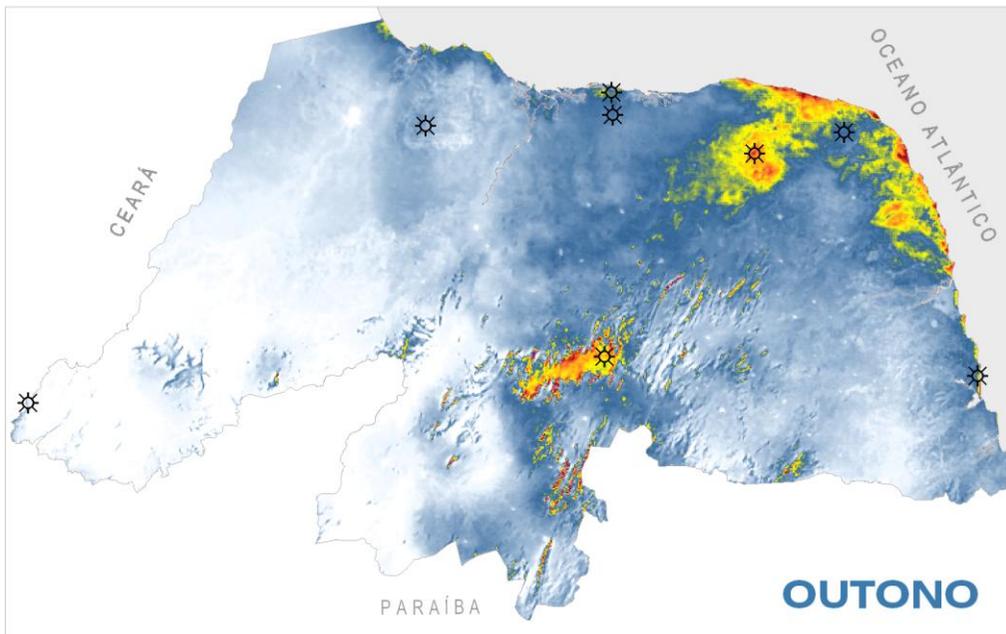
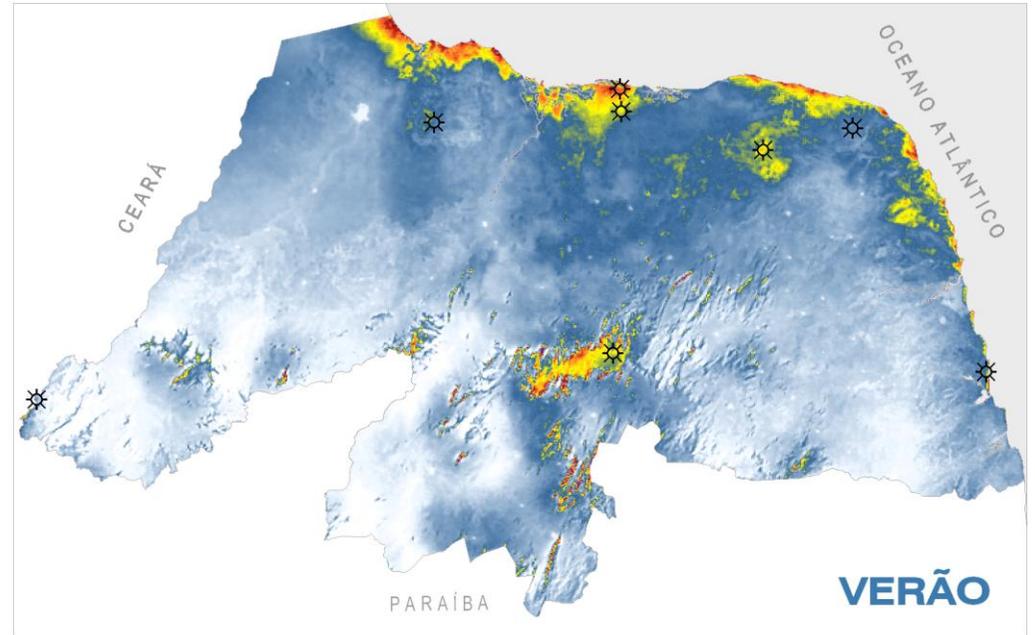
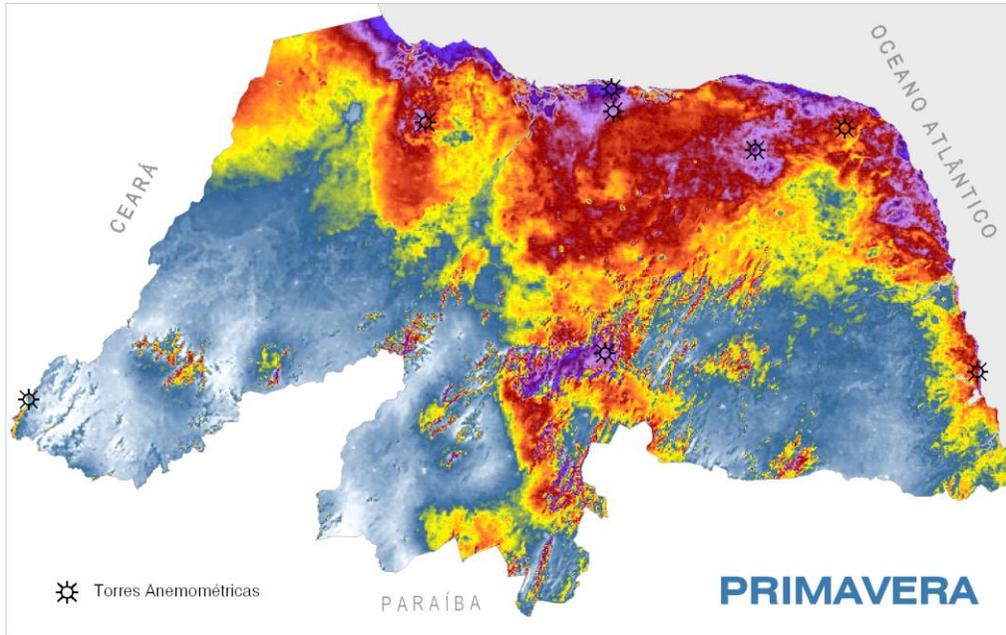
iberdrola
empreendimentos
do brasil s.a.

CAMARGO SCHUBERT
Engenharia Eólica

RIO GRANDE DO NORTE

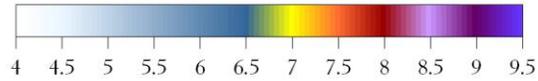
Potencial Eólico

cosern
Grupo IBERDROLA



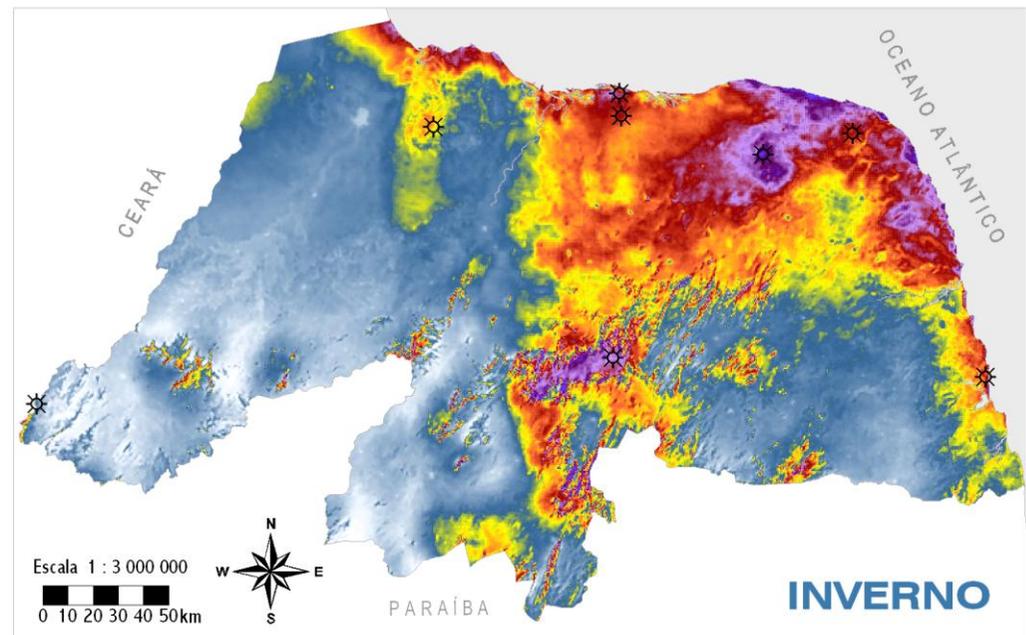
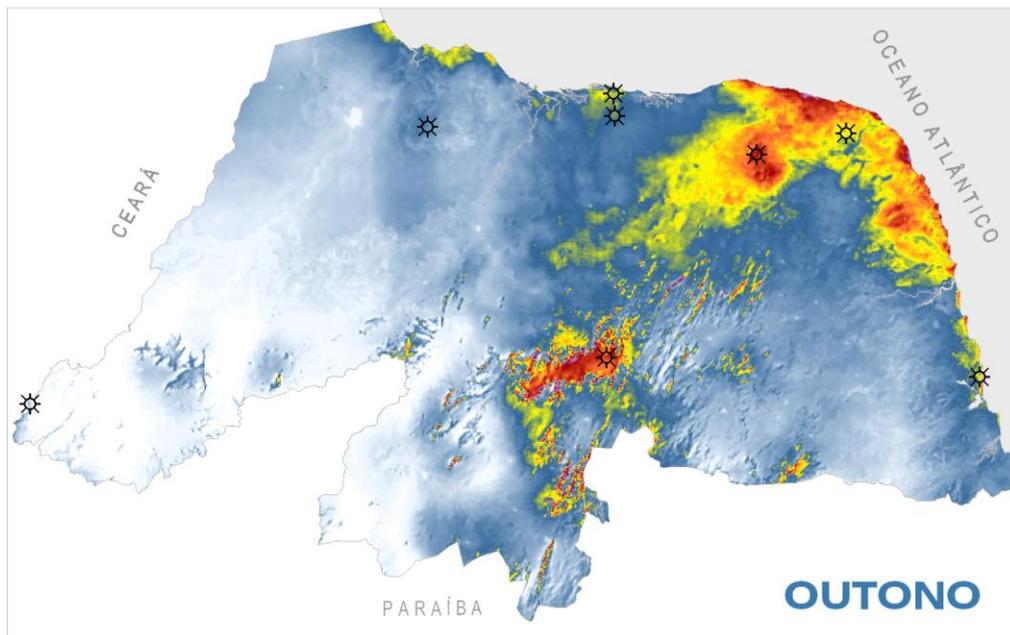
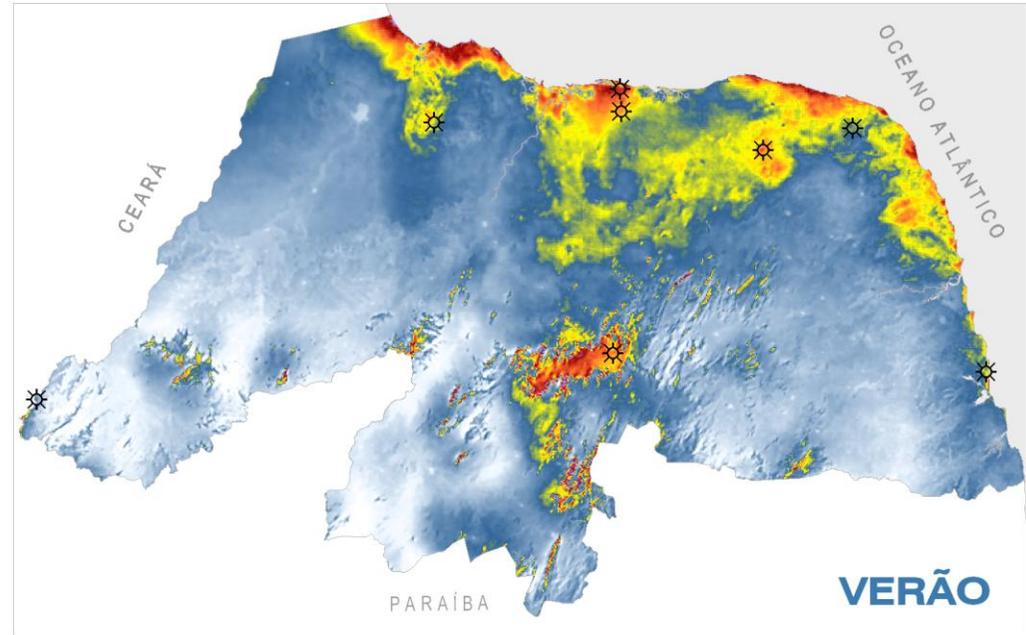
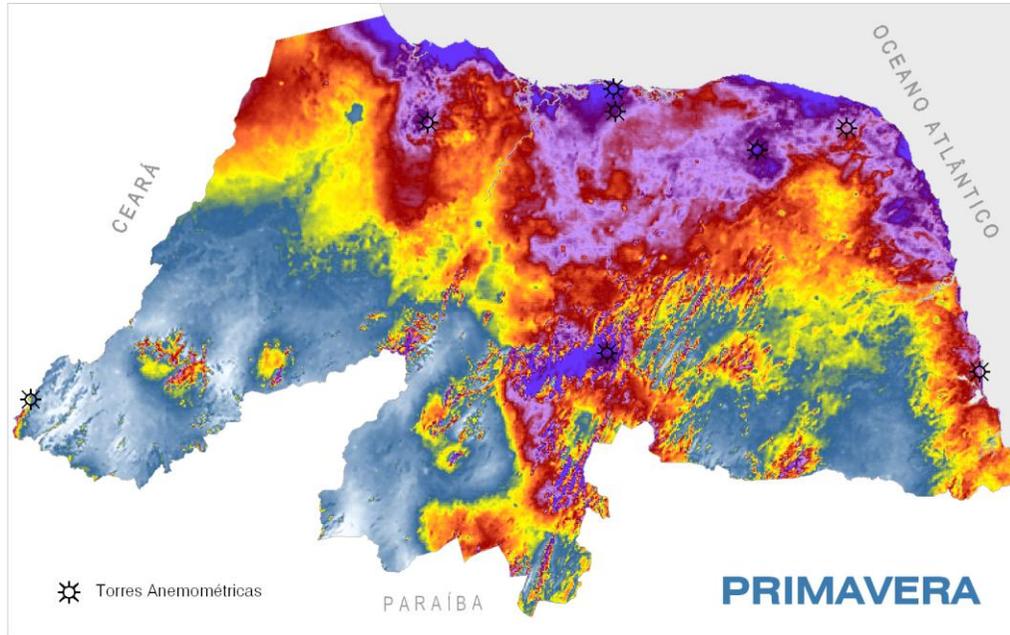
POTENCIAL EÓLICO SAZONAL

VELOCIDADE MÉDIA A 75 m DE ALTURA [m/s]



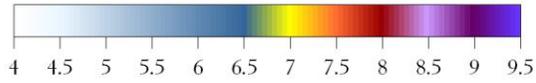
RIO GRANDE DO NORTE

Potencial Eólico



POTENCIAL EÓLICO SAZONAL

VELOCIDADE MÉDIA A 100 m DE ALTURA [m/s]



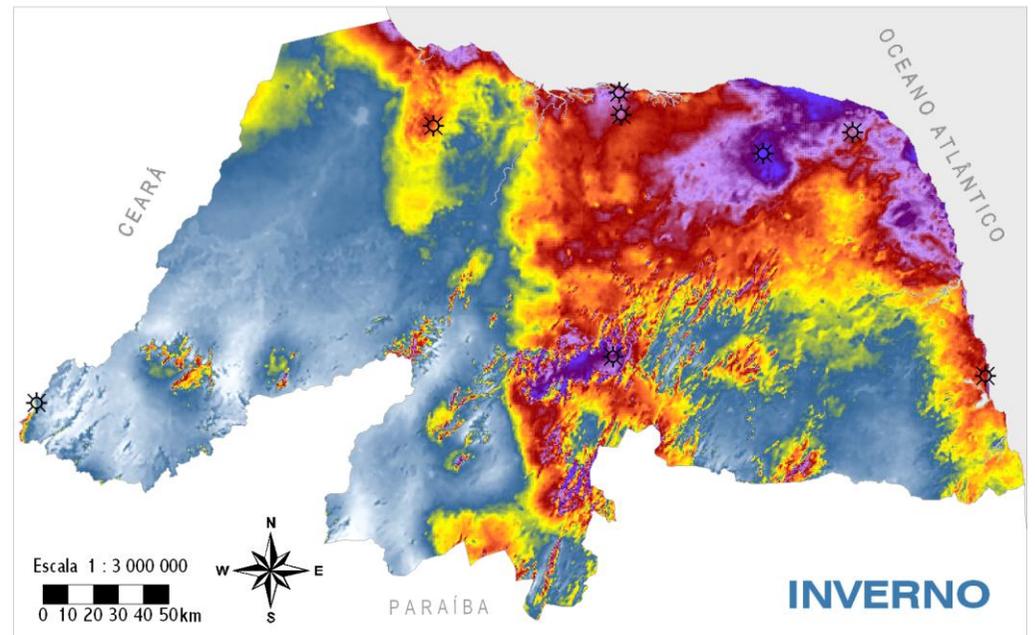
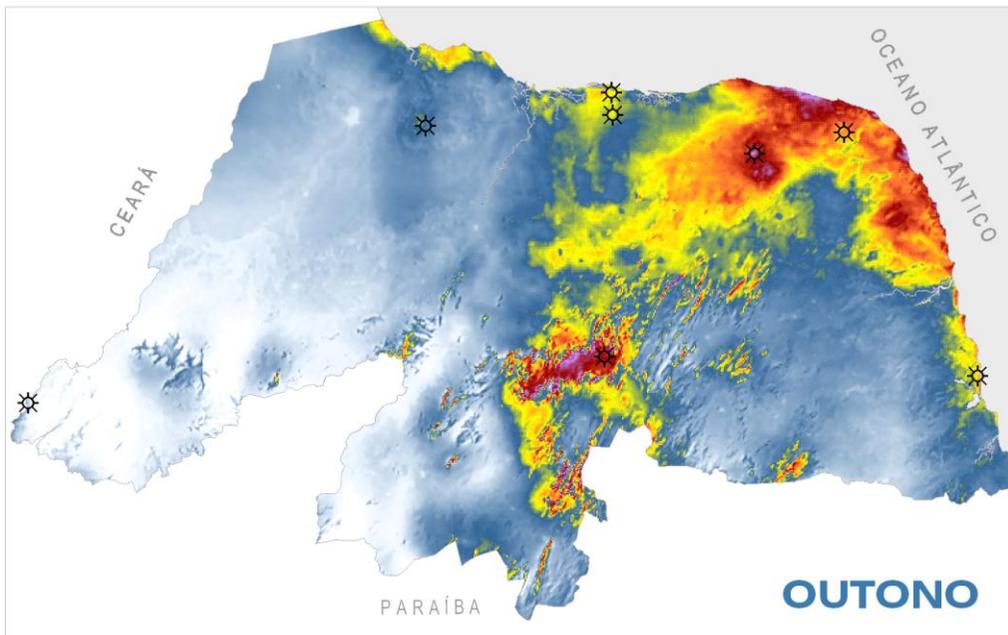
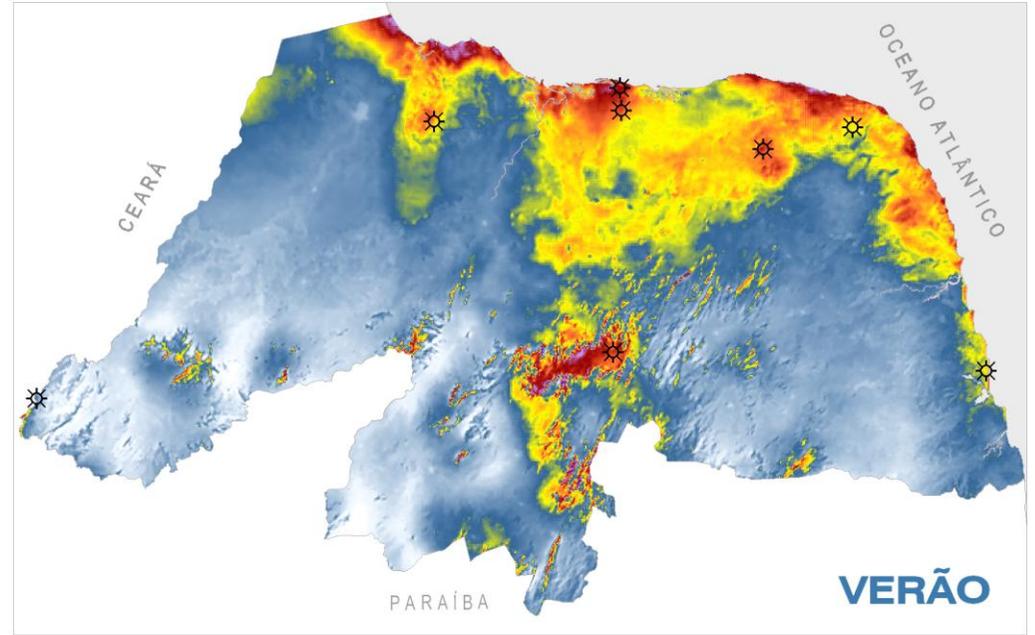
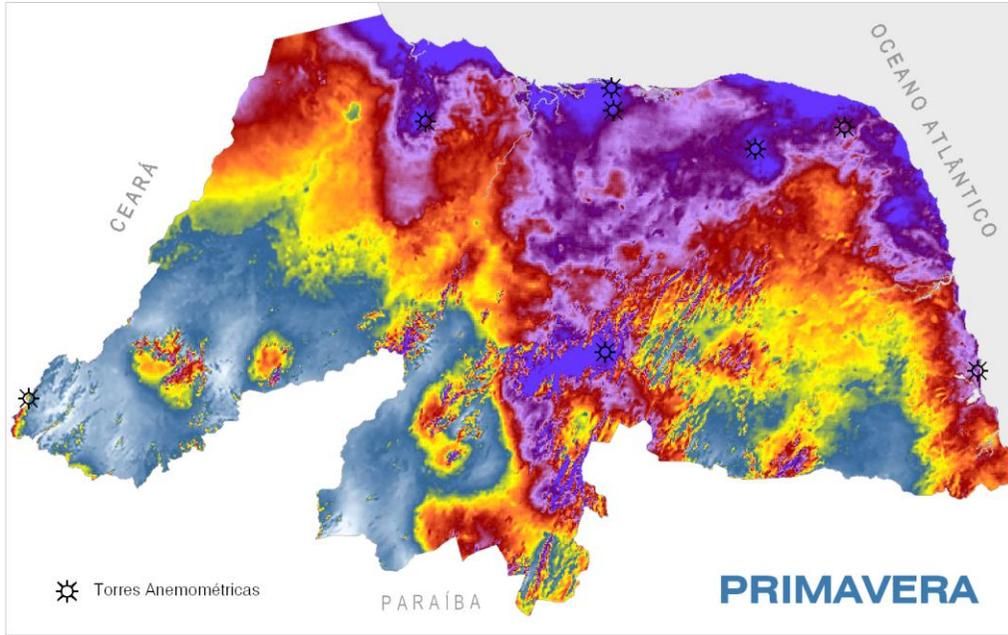
iberdrola
empreendimentos
do brasil s.a.

CAMARGO SCHUBERT
Engenharia Eólica

RIO GRANDE DO NORTE

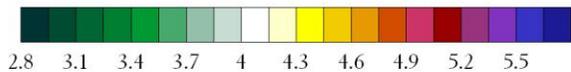
Potencial Eólico

cosern
Grupo IBERDROLA



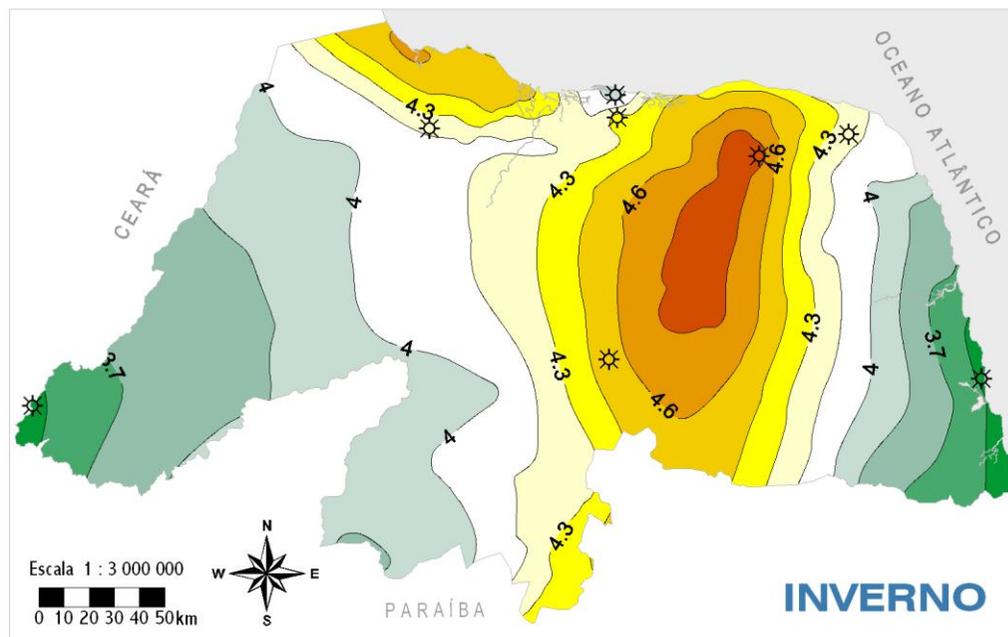
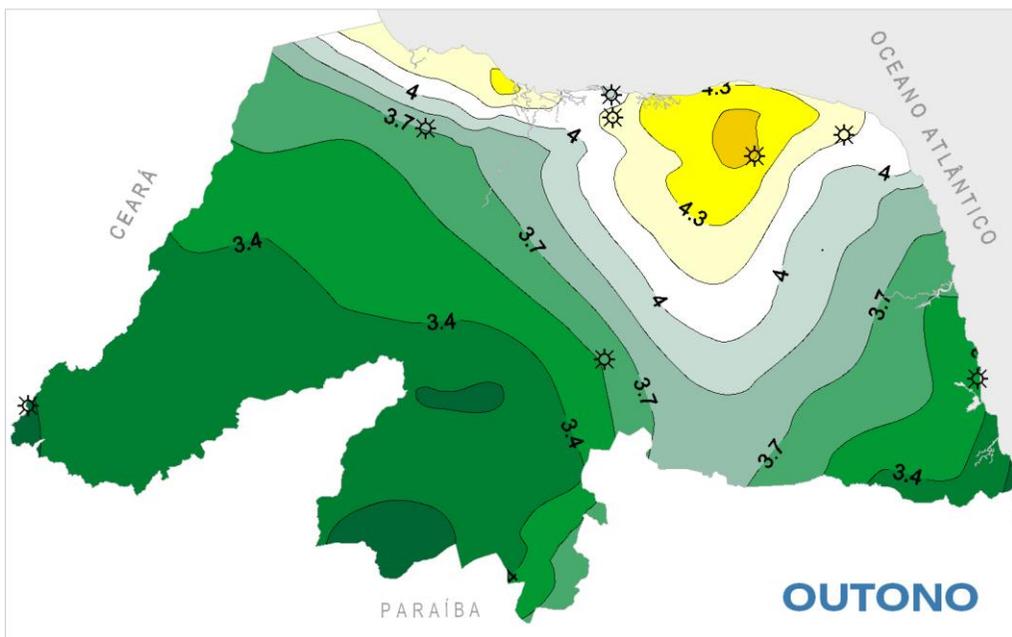
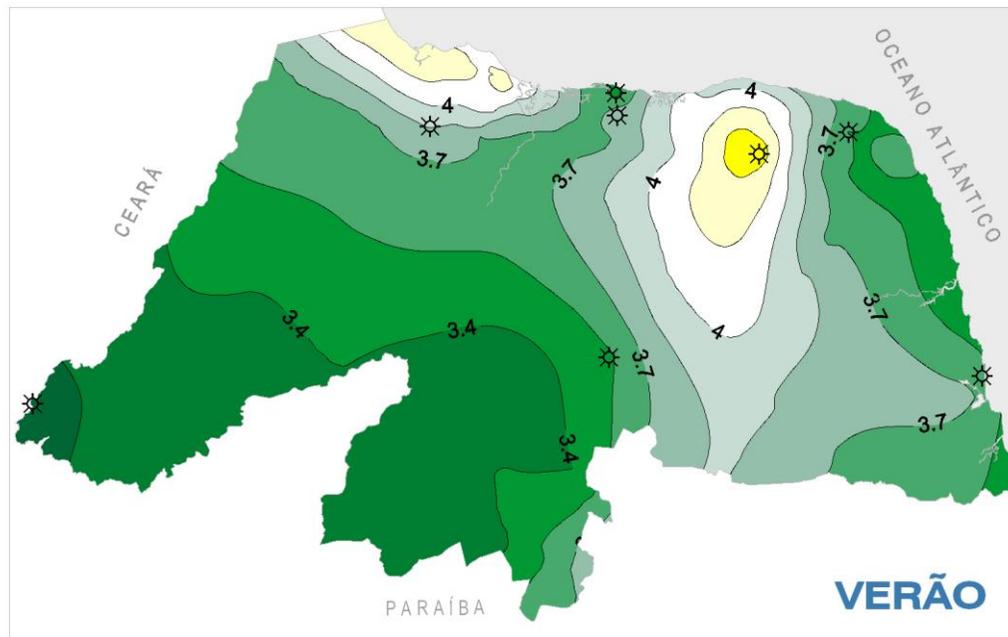
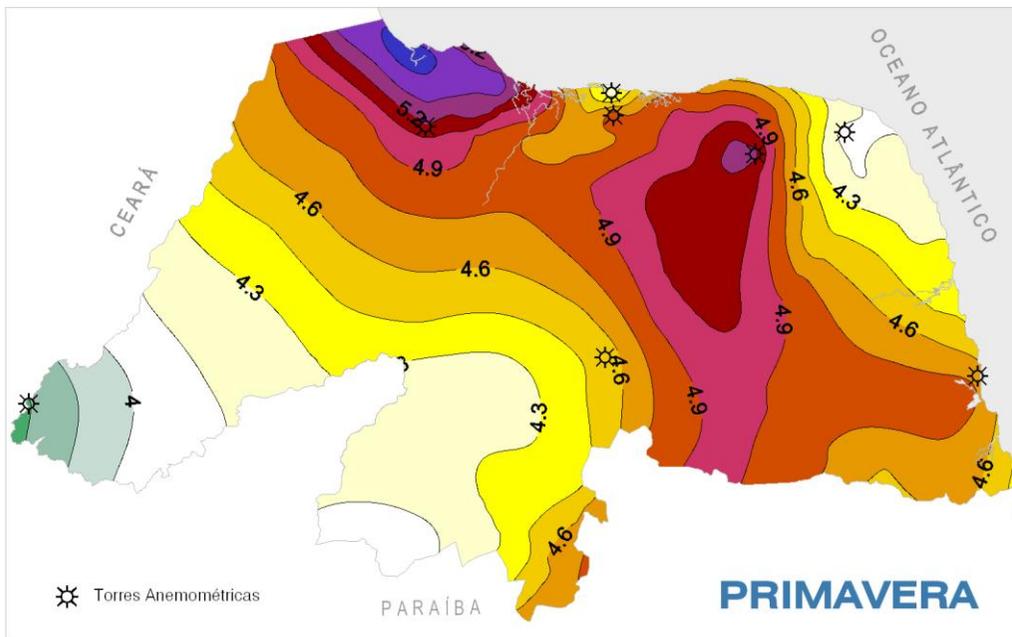
FATOR DE FORMA DE WEIBULL SAZONAL

WEIBULL k , A 50 m DE ALTURA



RIO GRANDE DO NORTE

Potencial Eólico



Escala 1 : 3 000 000
0 10 20 30 40 50km



4.3 O Potencial Eólico Estimado

O potencial eólico do Estado do Rio Grande do Norte foi calculado a partir da integração dos mapas de velocidades médias anuais, utilizando-se recursos de geoprocessamento e cálculos de desempenho e produção de energia de usinas eólicas no estado-da-arte mundial.

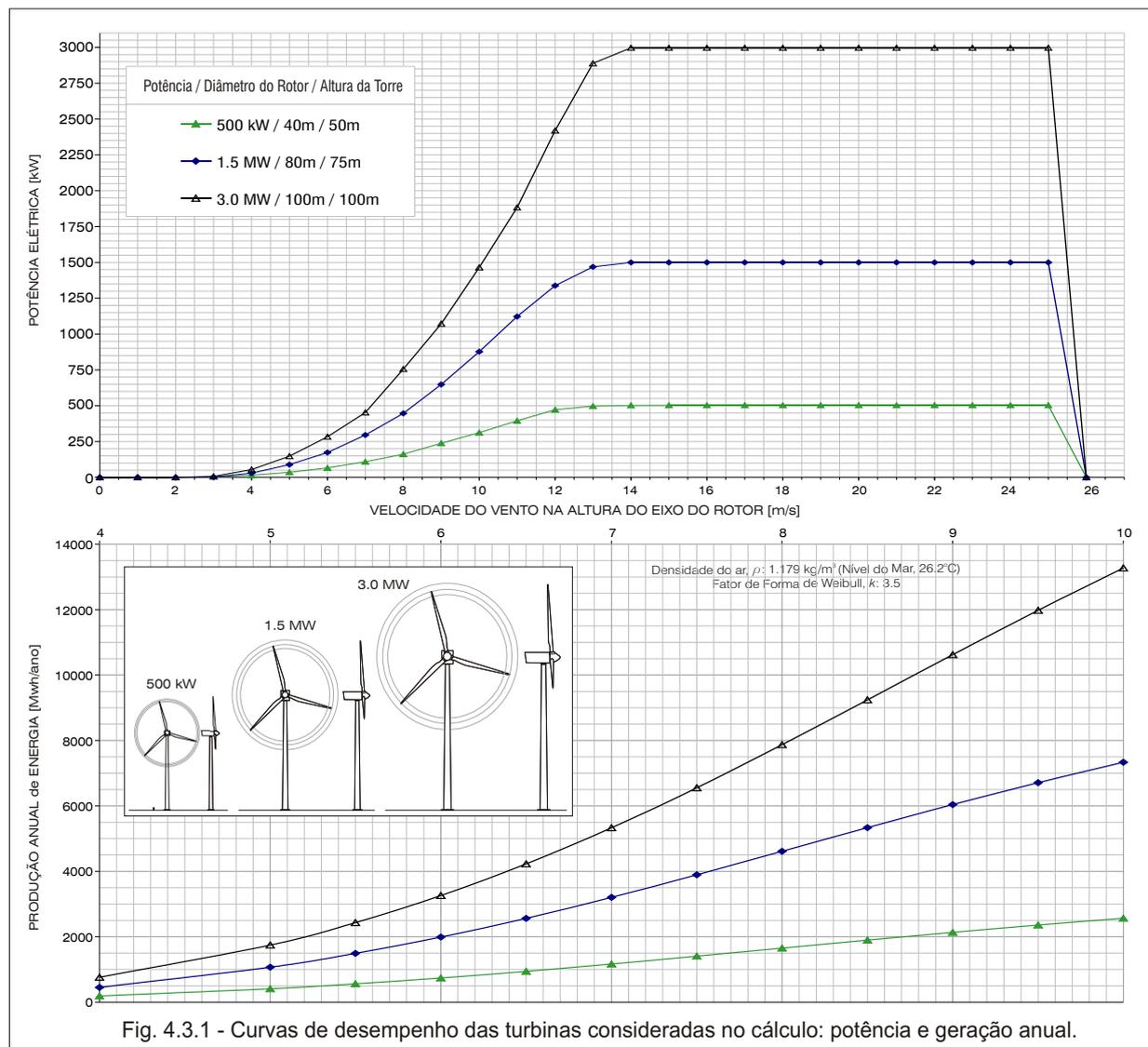
Nesse processo foram adotadas as seguintes considerações:

- Para as velocidades de vento calculadas nas 3 alturas, 50m, 75m e 100m, foram consideradas curvas médias de desempenho de turbinas eólicas comerciais nas classes de 500 kW, 1,5 MW e 3,0 MW, com diâmetros de rotor de 40m, 80m e 100m, e torres de 50m, 75m e 100m de altura, respectivamente. Na Figura 4.3.1 são apresentas as curvas de potência das turbinas consideradas.

- Foi considerada uma taxa de ocupação média de terreno de $1,5 \text{ MW/km}^2$, o que representa cerca de 20% do realizável por usinas eólicas comerciais em terrenos planos, sem restrições de uso do solo (e.g. topografia desfavorável, áreas habitadas, difícil acesso, áreas alagáveis, restrições ambientais) e sem obstáculos^[18a21].

- Para todo o território do Rio Grande do Norte, nos respectivos mapas com resolução de 250m x 250m, foram integradas as áreas com velocidades médias anuais a partir de 6,0m/s, em faixas de 0,5m/s. A integração e o cálculo do potencial de geração foi realizado considerando-se usinas eólicas implantadas em *terra (onshore)*, sendo descartadas as áreas abrangidas pelas principais lagoas, rios, represas e mar.

- Os fatores de capacidade foram corrigidos para o efeito da densidade local do ar, a partir do Mapa de Densidade do Ar.



- Na integração das curvas de potência das turbinas, foram calculadas as distribuições de velocidade do vento locais, considerando os Fatores de Forma de Weibull (k) apresentados no mapa correspondente.
- No cálculo de geração e desempenho de usina foi considerado um fator de disponibilidade de 98%, um fator de eficiência (interferência aerodinâmica entre rotores) de 97% e um fator de perdas de 2%.

A Tabela 4.3.1 apresenta o resultado da integração dos mapas e o Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte. Deve ser observado que os fatores de capacidade e o potencial de geração não apresentarão variações significativas ao utilizar-se curvas de potência de turbinas eólicas com dimensões próximas das consideradas, por exemplo, considerar-se turbinas de 1,2 MW-1,8 MW ao invés de 1,5 MW.

Os limiares mínimos de atratividade para investimentos em geração eólica dependem dos contextos econômicos e institucionais de cada país, variando, em termos de velocidades médias anuais, entre 5,5m/s e 7,0m/s. Tecnicamente, médias anuais a partir de 6,0m/s já constituem condições favoráveis para a operação de usinas eólicas.

Os resultados da integração cumulativa indicam um potencial instalável de 9,6 GW, 19,4 GW e 27,1 GW, para áreas com ventos iguais ou superiores a 7,0m/s (Tabela 4.3.1), nas alturas de 50m, 75m e 100m, respectivamente.

O fator de capacidade médio estimado para as áreas com velocidades médias anuais nas faixas de 7,0-7,5m/s, 7,5-8,0m/s e 8,0-8,5m/s, são respectivamente de 32,0 %, 37,2 % e 41,5 % na altura de 50m.

Como referência comparativa, o sistema elétrico brasileiro possuía uma capacidade total instalada de 84,3 GW até junho de 2003 ^[22], e o total de recursos hidráulicos no Brasil (inventariado mais estimado) é de 143,4 GW ^[24]. O Estado do Rio Grande do Norte possui uma capacidade instalada de 184,1 MW ^[22]. O consumo de energia elétrica no Estado foi de 2,60 TWh no ano de 2001 ^[38], ao passo que a estimativa de geração eólica anual é de 28,5 TWh, 55,9 TWh e 69,3 TWh nas alturas de 50m, 75m e 100m, para velocidades de vento acima de 7,0m/s.

POTENCIAL DE GERAÇÃO EÓLICA

INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADE						INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
ALTURA [m]	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [MW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [GWh]	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [MW]	ENERGIA ANUAL [GWh]
50	6.0-6.5	9934	14901	0.206	26900	≥ 6.0	24085	36127	82285
	6.5-7.0	7776	11665	0.264	26930	≥ 6.5	14151	21227	55385
	7.0-7.5	4425	6638	0.320	18615	≥ 7.0	6375	9562	28455
	7.5-8.0	1546	2319	0.372	7563	≥ 7.5	1950	2925	9840
	8.0-8.5	305	458	0.415	1664	≥ 8.0	404	606	2277
	≥ 8.5	99	149	0.471	613	≥ 8.5	99	149	613
75	6.0-6.5	9892	14838	0.187	24271	≥ 6.0	31770	47655	108031
	6.5-7.0	8924	13386	0.238	27860	≥ 6.5	21878	32817	83761
	7.0-7.5	7488	11233	0.297	29247	≥ 7.0	12954	19431	55901
	7.5-8.0	3843	5765	0.354	17877	≥ 7.5	5465	8198	26654
	8.0-8.5	1316	1973	0.403	6963	≥ 8.0	1622	2434	8776
	≥ 8.5	307	460	0.450	1813	≥ 8.5	307	460	1813
100	6.0-6.5	9751	14627	0.155	19849	≥ 6.0	36924	55385	112681
	6.5-7.0	9119	13678	0.196	23539	≥ 6.5	27172	40758	92832
	7.0-7.5	7685	11528	0.248	25042	≥ 7.0	18053	27080	69293
	7.5-8.0	6673	10010	0.301	26395	≥ 7.5	10368	15552	44251
	8.0-8.5	2732	4098	0.355	12741	≥ 8.0	3695	5543	17857
	≥ 8.5	963	1444	0.404	5116	≥ 8.5	963	1444	5116

Tab. 4.3.1- Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte.

4.4 Análise

O mapeamento do Potencial Eólico do Rio Grande do Norte evidenciou áreas bastante promissoras para empreendimentos eólico-elétricos no Estado (Figura 4.4.1), destacando-se as seguintes:

Área 1, Nordeste do Estado: área extensa e bastante promissora para aproveitamentos eólicos, com velocidades médias anuais entre 8,0 e 8,5m/s (a 50m de altura) nas melhores áreas. Área com vocação para grandes usinas eólicas (dezenas a centenas de Megawatts), necessárias para diluir os custos da interligação ao sistema elétrico regional. O sistema elétrico apresenta linhas de transmissão de 69 kV, que interligam as principais cidades à capital. Os principais centros de consumo são os municípios de Natal (com 712,3 mil habitantes, IBGE 2000^[25]; e um consumo anual de energia de 943,3 GWh, IDEMA 2001^[23]), Parnamirim (124,7 mil; 151,8 GWh), Extremoz (19,6 mil; 133,8 GWh), Macaíba (54,9 mil; 40,7 GWh), São Gonçalo do Amarante (69,4 mil; 35,7 GWh), Ceará-Mirim (62,4 mil; 25,2 GWh), Touros (27,9 mil; 13,2 GWh), João Câmara (29,2 mil; 10,9 GWh), Taipu (11,5 mil; 3,6 GWh), Caiçara do Norte (5,8 mil; 1,6 GWh) e São Bento do Norte (3,4 mil; 1,2 GWh).

Área 2, Litoral Norte-Noroeste: área bastante promissora para aproveitamentos eólicos, com velocidades médias anuais acima de 8,0m/s (a 50m de altura) nas melhores áreas. Área com vocação para grandes usinas eólicas (dezenas a centenas de Megawatts). O sistema elétrico

apresenta linhas de transmissão de 69 kV, que interligam as principais cidades da região; mais ao sul, existe uma linha de 230 kV, interligando as cidades de Açu e Mossoró ao sistema regional. Os principais centros de consumo na região são os municípios de Mossoró (213,8 mil; 348,0 GWh), Guamaré (8,1 mil; 84,4 GWh), Macau (25,7 mil; 30,3 GWh), Areia Branca (22,5 mil; 18,7 GWh) e Grossos (8,2 mil; 8,9 GWh),

Área 3, Serras Centrais: grande área elevada, situada a 700 metros de altitude, possuindo características propícias para aproveitamentos eólicos, com velocidades médias anuais em torno de 8,0m/s (a 50m de altura) nas melhores áreas. Área com vocação para grandes usinas eólicas (dezenas a centenas de Megawatts). O sistema elétrico apresenta algumas linhas de transmissão de 69 kV e uma linha de 138 kV, que interliga as cidades de Santana do Matos e Currais Novos. Os principais centros de consumo na região são os municípios de Currais Novos (40,8 mil; 21,2 GWh), Parelhas (19,3 mil; 10,1 GWh), Jardim do Seridó (12,0 mil; 9,8 GWh), Acari (11,2 mil; 7,0 GWh), Santana do Matos (16,0 mil; 4,3 GWh), Cerro Cora (10,8 mil; 3,7 GWh) e Lagoa Nova (12,1 mil; 2,6 GWh).

Ainda que os resultados apresentados neste Atlas sejam bastante representativos das condições médias anuais do vento sobre o Estado, mapeando as áreas mais promissoras com anemometria qualificada e avançadas técnicas de modelamento e simulação numérica, variações significativas em torno da média podem ocorrer na microescala, uma vez que o

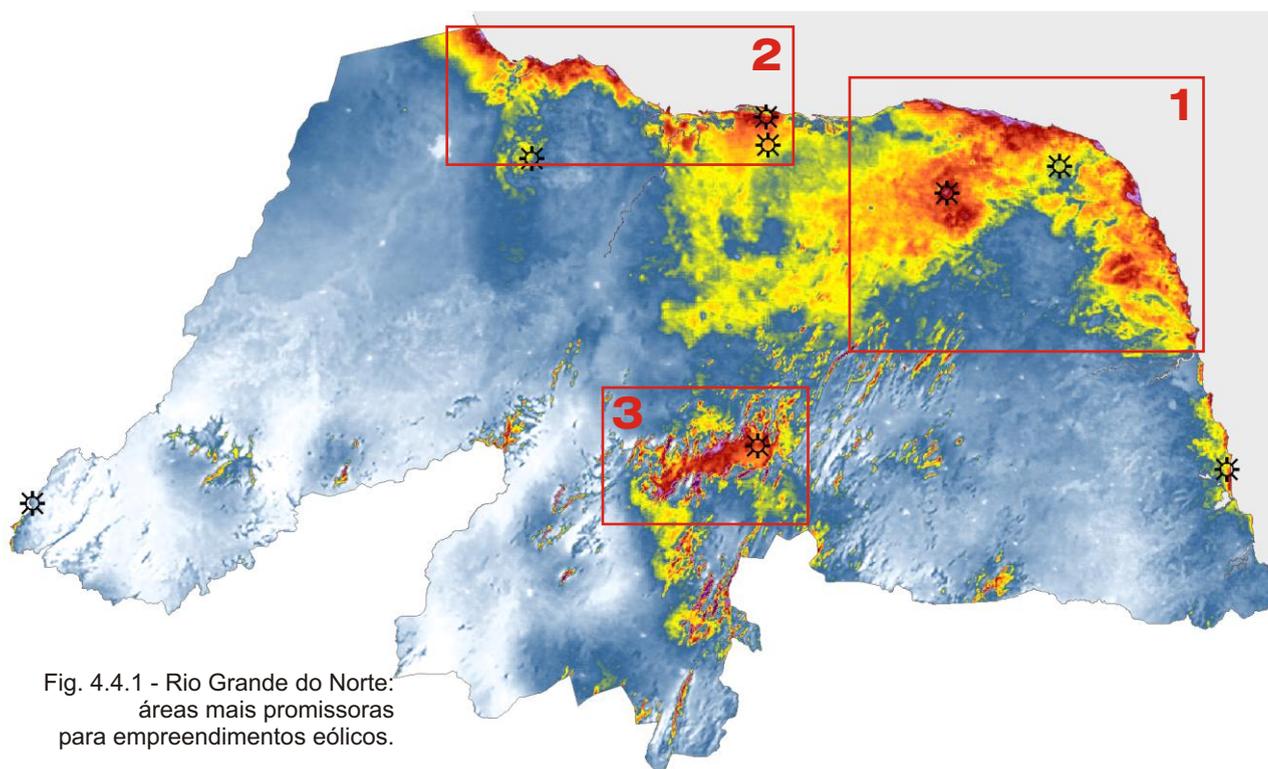


Fig. 4.4.1 - Rio Grande do Norte: áreas mais promissoras para empreendimentos eólicos.

vento é bastante sensível às características locais de relevo, rugosidade e presença de obstáculos. A análise da viabilidade técnica e econômica de implantação de usinas eólicas nas áreas aqui indicadas como mais promissoras requer campanhas de medições e modelamentos específicos, compreendendo medições anemométricas qualificadas nas áreas de projeto e o desenvolvimento de modelos de terreno em alta resolução.

O potencial de geração eólica do Rio Grande do Norte é bastante promissor (9,56 GW a 50m de altura para áreas com ventos iguais ou superiores a 7,0m/s) e poderá ser aproveitado gradativamente, nos limites de inserção do sistema elétrico regional.

De modo complementar, o aproveitamento da energia dos ventos pode alavancar o crescimento econômico e a auto-sustentabilidade energética do Estado do Rio Grande do Norte, gerando energia e qualidade de vida para milhões de pessoas.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Amarante, O.A.C. do, Schultz, D.J., **Wind Energy Resource Map of the State of Paraná, Brazil**. Dewi Magazin, Germany, n. 15, p. 70-75, Aug. 1999.
- [2] Eldridge, F. R., **Wind Machines**. Van Nostrand, 1980.
- [3] Torrey, V., **Wind Catchers, American Windmills of yesterday and tomorrow**. The Stephen Geene Press, 1976.
- [4] Wind Market Status, **WindPower Monthly News Magazine**, Vol. 18, No.3, pp 33-65, March 2002.
- [5] Molly, J. P., Technical Trends in Wind Turbine Development, **DEWI Magazin**, No. 20, pp 52-59, Feb 2002.
- [6] The Windicator, **WindPower Monthly News Magazine**, Vol. 19, No.1, pp 58, January 2003.
- [7] AWS Scientific, Inc., **Wind Resource Assessment Handbook**, National Renewable Energy Laboratory. WindPower '96 Training Seminar Edition, Denver, CO, June 23th, 1996.
- [8] Obermeier, J. L., Blittersdorf, D., **Quality, Precision and Accuracy of the Maximum #40 Anemometer**, presented at the American Wind Energy Association National Conference "WindPower 96" in Denver, Colorado, 23-27 June 1996. Published at AWEA conference proceedings.
- [9] Jensen, N.O., **A Note on Wind Generator Interaction**, Riso National Laboratory, Report Riso-M-2411, Roskilde, Denmark, 1984.
- [10] Frandsen, S., **On the Wind Speed Reduction in the Center of Large Clusters of Wind Turbines**, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, published at European Wind Energy Conference "EWEC 1991" proceedings, Amsterdam, The Netherlands, October 14-18, 1991.
- [11] Troen, I., Mortensen, N. G., Petersen, E. L., **Wind Atlas Analysis and Application Program**, Risoe National Laboratory, Denmark.
- [12] Phillips, G.T. - **A Preliminary User's Guide for the NOABL Objective Analysis Code**, DOE/ET/20280-T1, U.S. Department of Energy, July 1979.
- [13] Markus, M., Bailey, B., **Survey of Wind Flow Models**, National Renewable Energy Laboratory, TAT-5-15208-01, October 1996.
- [14] Barnard, J. C., An Evaluation of Three Models Designed for Siting Wind Turbines in Areas of Complex Terrain, **Solar Energy**, Vol. 46 No.5 pp 283-294, 1991.
- [15] Brower, M., **WindMap™ Version 3.10**, Brower & Company. 2001. <http://www.browerco.com>.
- [16] do Amarante, O.A.C., Rocha, N.A., Schultz, D., Bittencourt, R. e Sugai, M. Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementaridade Entre os Regimes Hidrológico e Eólico. **XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Grupo de Planejamento de Sistemas Elétricos. Foz de Iguaçu, PR - 17-22 Out. 1999.
- [17] Rohatgi, J. S., Nelson, V., **Wind Characteristics - An Analysis for the Generation of Wind Power**, Alternative Energy Institute - West Texas A&M University, 1994.
- [18] do Amarante, O. A. C., **Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará**. SEINFRA/CE. 2001.
- [19] do Amarante, O. A. C., Brower, M., Zack, J., **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, MME /ELETROBRÁS/CEPEL. 2001.
- [20] do Amarante, O. A. C., da Silva, F. J. L., **Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia**, Camargo Schubert Engenharia Eólica, COELBA/Iberdrola Empreendimentos do Brasil. Outubro 2001.
- [21] do Amarante, O. A. C., da Silva, F. J. L., Custódio, R. S., Gravino, N., **Atlas Eólico do Rio Grande do Sul**, SEMC/RS. Agosto 2002.
- [22] ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, <http://www.aneel.gov.br>, consultado em 30/06/2003.
- [23] IDEMA - Instituto de Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente do RN, **Anuário Estatístico do Rio Grande do Norte 2001**, <http://www.idema.rn.gov.br/>, consultado em 10/jun/2003.
- [24] **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2001**. DNDE Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia, Brasil, Brasília, 2001.
- [25] **Censo Demográfico 2000**, IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
- [26] **Atlas do Mercado Brasileiro 2002**, São Paulo, Gazeta Mercantil S.A, março de 2002.
- [27] Milborrow, D., Size Matters - Getting Bigger and Cheaper, **WindPower Monthly News Magazine**. January 2003. pp 35-38.
- [28] **IEA - International Energy Agency**, <http://www.iea.org>, consultado em 10/jun/2002.
- [29] **EWEA - European Wind Energy Association**, <http://www.ewea.org>, consultado em 10/jun/2002.
- [30] **AWEA - American Wind Energy Association**, <http://www.awea.org>, consultado em 10/jun/2003.
- [31] **Danish Wind Energy Industry Association**, <http://www.windpower.org>, consultado em 10/jun/2002.
- [32] Stull, R. B., **An Introduction to Boundary Layer Meteorology**, Atmospheric Sciences Library. Kluwer Academic Publishers, 1991.
- [33] Brower, M., Bailey, B., Zack, J., **Micrositing Using the MesoMap System**, American Wind Energy Association, 2002. <http://www.truewind.com>.
- [34] **U.S. Standard Atmosphere**, National Oceanic and Atmospheric Administration and National Aeronautics and Space Administration, Washington, D.C., 1962.
- [35] **Energia Eólica**, DEWI, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 1998.
- [36] **Programa ELEMAG**, Observatório Nacional-CNPq, Departamento de Geofísica, Rio de Janeiro, RJ.
- [37] Legates, D.R., Willmott, C.J. 1992. **Monthly Average Surface Air Temperature and Precipitation**, Digital Raster Data on a 30 minute Cartesian Orthonormal Geodetic (lat/long) 360x720grid. In: Global Ecosystems Database Version 2.0. Boulder, CO: NOAA National Geophysical Data Center. Forty-eight independent and four derived single attribute spatial layers. 47,846,439 bytes in 194 files. [first published in 1989].
- [38] MME, ANELL, Eletrobrás: Boletim Anual: Síntese 2001 - **SIESE - Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica**, Ministério das Minas e Energia, 2001.
- [39] **INMET - Instituto Nacional de Meteorologia**, <http://www.inmet.gov.br>, consultado em 10/jun/2003.
- [40] **MEASNET - Measuring Network of Wind Energy Institutes**. [Http://www.measnet.com](http://www.measnet.com).
- [41] IBGE-SERGRAF, **Geografia do Brasil volume 2: Região Nordeste**, IBGE-SERGRAF, 1977.

APÊNDICE - FÓRMULAS ÚTEIS

I.1 DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

A Distribuição Estatística de Weibull caracteriza-se por dois parâmetros: um de escala (C, em m/s) e outro de forma (k, adimensional). A frequência de ocorrência de uma velocidade u é representada matematicamente por^[17]

$$f(u) = \frac{k}{C} \frac{u}{C}^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^k}$$

Na Figura II.1 é apresentada a distribuição de Weibull para diferentes fatores de forma. No caso do fator de forma ser igual a 2, deriva-se a Distribuição de Rayleigh, caracterizada apenas pelo fator de escala (C, em m/s), que representa, neste caso, a velocidade média do vento^[17]

$$f(u) = \frac{2}{C} \frac{u}{C} e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^2}$$

Por ser mais geral, a Distribuição de Weibull apresenta melhor aderência às estatísticas de velocidade do vento, uma vez que o fator de forma pode assumir valores bastante superiores a 2.^[18]

A função densidade de probabilidade cumulativa, F(u), associada à probabilidade da velocidade do vento ser maior que u, expressa-se por

$$F(u) = \int_u^{\infty} f(u) du = e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^k}$$

O valor médio ou valor esperado da variável aleatória (valor médio da velocidade do vento) é dado por

$$\bar{u} = \int_0^{\infty} u f(u) du = C \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

onde a Função Gama (G) é definida por

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt$$

A Tabela II.1 apresenta a Função Gama para diversos valores de k.

O Fluxo ou Densidade de Potência Eólica é definido como

$$\bar{E} = \frac{1}{2} \rho \bar{u}^3 \quad (\text{W/m}^2)$$

que, expressando-se em termos da distribuição de Weibull, resulta em

$$\bar{E} = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (\text{W/m}^2)$$

onde ρ é a densidade do ar.^[11]

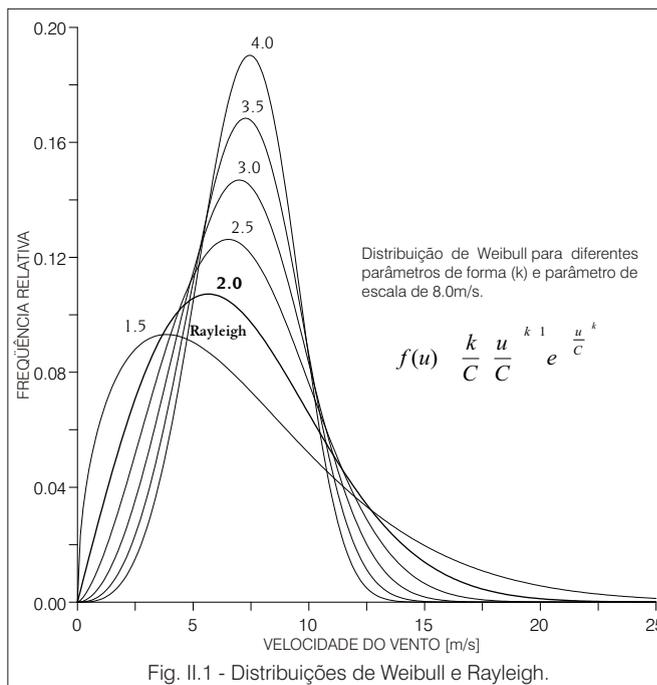


Fig. II.1 - Distribuições de Weibull e Rayleigh.

Tab. II.1 - Função Gama para diferentes valores de k.

k	$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	k	$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$
1.6	0.896574	2.5	0.887264
1.7	0.892245	2.6	0.888210
1.8	0.889287	2.7	0.889283
1.9	0.887363	2.8	0.890451
2.0	0.886227	2.9	0.891690
2.1	0.885694	3.0	0.892980
2.2	0.885625	3.5	0.899747
2.3	0.885915	4.0	0.906402
2.4	0.886482	5.0	0.918169

A Tabela II.2 apresenta a correspondência entre o fluxo de potência eólica e a velocidade média do vento, para diferentes fatores de forma de Weibull.

Tab. II.2 - Variação do fluxo de potência eólica com a velocidade média do vento e o fator de forma de Weibull (k).

FLUXO DE POTÊNCIA EÓLICA [W/m ²]	VELOCIDADE DO VENTO [m/s]						
	Weibull k	1.75	2.00	2.25	2.50	3.00	4.00
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
100	4.2	4.4	4.6	4.7	4.9	5.1	
150	4.8	5.1	5.2	5.4	5.6	5.9	
200	5.3	5.6	5.8	5.9	6.2	6.4	
250	5.7	6.0	6.2	6.4	6.6	6.9	
300	6.1	6.4	6.6	6.8	7.1	7.4	
350	6.4	6.7	6.9	7.1	7.4	7.7	
400	6.7	7.0	7.3	7.5	7.8	8.1	
450	6.9	7.3	7.5	7.8	8.1	8.4	
500	7.2	7.5	7.8	8.0	8.4	8.7	
600	7.6	8.0	8.3	8.5	8.9	9.3	
700	8.0	8.4	8.7	9.0	9.3	9.8	
800	8.4	8.8	9.1	9.4	9.8	10.2	
900	8.7	9.2	9.5	9.8	10.2	10.6	
1000	9.0	9.5	9.8	10.1	10.5	11.0	

Nível do Mar, 15 °C ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$)

I.2 LEI LOGARÍTMICA E RUGOSIDADE

Em condições neutras de estratificação térmica vertical da atmosfera, o perfil de velocidade vertical do vento na camada-limite pode ser aproximado pela *Lei Logarítmica* segundo a relação

$$u(h) = \frac{u_*}{z_o} \ln \frac{h}{z_o}$$

onde $u(h)$ é a velocidade do vento na altura h , z_o é a rugosidade do terreno, 0.4 é a constante de Von Kármán e u_* é a velocidade de atrito.

Escrevendo-se a Lei Logarítmica para representar a velocidade do vento em duas alturas h_1 e h_2 , e dividindo uma expressão pela outra, pode-se relacionar as velocidades do vento em duas alturas

$$\frac{u(h_2)}{u(h_1)} = \frac{\ln(h_2/z_o)}{\ln(h_1/z_o)}$$

Explicitando-se a rugosidade nesta expressão, tem-se

$$z_o = \exp \frac{u(h_2) \ln(h_1) - u(h_1) \ln(h_2)}{u(h_2) - u(h_1)}$$

A velocidade vertical do vento na camada-limite também pode ser expressa em termos da *Lei de Potência* segundo a relação

$$u(h_2) = u(h_1) \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha$$

onde $u(h)$ é a velocidade do vento na altura h e α é o expoente de camada-limite.

Desta relação, pode-se explicitar o expoente de camada-limite em função das velocidades de vento em duas alturas, resultando em

$$\ln \frac{u(h_2)}{u(h_1)} = \alpha \ln \frac{h_2}{h_1}$$

I.3 DENSIDADE DO AR

A potência gerada por uma turbina eólica é função direta da densidade do ar que impulsiona o rotor. As curvas de potência fornecidas pelos fabricantes são usualmente dadas para condições padrão da atmosfera (15°C , nível do mar, densidade do ar de 1.225 kg/m^3). Portanto, o desempenho das máquinas, nas diversas condições de operação, deve ser corrigido para o efeito da variação da densidade com a altitude e a temperatura locais. No Capítulo 4 foi apresentado o mapa de densidade média anual para todo o Estado do Rio Grande do Norte, considerando um perfil vertical de temperatura

segundo a Atmosfera Padrão ISA + $11,2^\circ\text{C}$,^[34] que corresponde à temperatura média anual medida na cidade de Natal ($26,2^\circ\text{C}$),^[39] calculada sobre o modelo de relevo na resolução de $250\text{m} \times 250\text{m}$.

Uma expressão para o cálculo da densidade do ar (ρ , em kg/m^3) a partir da temperatura do ar (T , em $^\circ\text{C}$) e altitude (z , em metros) é dada por

$$\rho = \frac{352.98 \cdot 10^{-3} \cdot z^{5.2624}}{(273.15 + T)^{5.2624}}$$

I.4 PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA (PAE) E FATOR DE CAPACIDADE

A Produção Anual de Energia (PAE) de uma turbina eólica pode ser calculada pela integração das curvas de potência ($P(u)$, em kW) e da frequência de ocorrência das velocidades de vento ($f(u)$)^[35] (Figura II.2)

$$PAE = 8.76 \int_0^N P(u) f(u) du \quad (\text{MWh})$$

$$PAE = 8.76 \sum_{i=1}^N P(u_i) f(u_i) \Delta u_i \quad (\text{MWh})$$

O fator de capacidade é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia teórica que seria gerada considerando-se a potência nominal (P_n) do aerogerador

$$FC = \frac{PAE}{8.76 P_n}$$

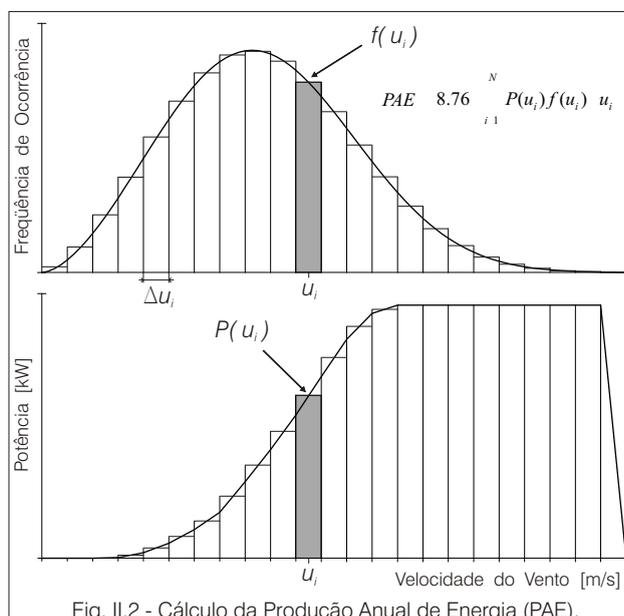


Fig. II.2 - Cálculo da Produção Anual de Energia (PAE).