



Universidade Federal de Campina Grande  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Departamento de Engenharia Elétrica



Francisco Luiz de Oliveira Júnior

# **Curvas de carga típicas, velocidade do vento e energia eólica no nordeste do Brasil**

Campina Grande, Paraíba

Outubro de 2013

Francisco Luiz de Oliveira Júnior

**Curvas de carga típicas, velocidade do vento e energia  
eólica no nordeste do Brasil**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica  
da Universidade Federal de Campina Grande  
como parte dos requisitos necessários para a  
obtenção do grau de Bacharel em Ciências  
no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Energias Renováveis

Orientador:

Prof. M. Sc. Leimar de Oliveira

Campina Grande, Paraíba

Outubro de 2013

**Francisco Luiz de Oliveira Júnior**

**Curvas de carga típicas, velocidade do vento e energia  
eólica no Nordeste do Brasil**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande como  
parte dos requisitos necessários para a obtenção do  
grau de Bacharel em Ciências no Domínio da  
Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Energias Renováveis

Aprovado em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_.

Professor Avaliador  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho aos meus pais que me fizeram acreditar na realização dos meus sonhos e me apoiaram nos momentos difíceis.

E, à minha amada, Gabryelle Keith Avelino Cruz, que com ternura e devoção me fez compreender que o amanhã é possível.

## Agradecimentos

A realização deste trabalho seria inimaginável se não fosse o carinho e a abnegação de pessoas que me são próximas e/ou que trilham o caminho que leva à ampliação do conhecimento.

Quero, por isso, formular os meus sinceros agradecimentos ao Professor M. Sc. Leimar de Oliveira que, além de orientar, foi um companheiro e amigo, que disponibilizou o seu extraordinário conhecimento e paciência infinita para auxiliar na formação da estrutura deste trabalho.

Igualmente e na mesma dimensão, externo a minha gratidão à minha irmã, Dra. Maria Betânia Leal de Oliveira, coorientadora, que, não obstante a distância espacial que se interpõe entre nós, ofereceu subsídios e indicou procedimentos que embasam o presente trabalho.

Agradecimento especial, eivado de muito amor e carinho, para Gabryelle Keith Avelino Cruz que, solícita e pacientemente, sempre esteve ao meu lado, apoiando e estimulando para a consecução deste TCC, sem barreiras de qualquer indicador temporal.

Finalmente, uma vida se constrói com a soma dos milhões ou bilhões de momentos vividos. Nesse ínterim, recebemos contribuições e gozamos da amizade de muitas pessoas. No âmbito acadêmico são inúmeros os companheiros e companheiras de cujas amizades fui e sou merecedor, e que contribuíram para a pessoa que sou, em todos os ângulos considerados. A todos e a todas o meu muito obrigado.

## Resumo

Neste estudo foram avaliadas as curvas de carga elétricas anuais de 2009 a 2012, e diária típica das estações inverno e verão de 2009, e a relação com a velocidade do vento na mesma escala temporal, no Nordeste do Brasil, para verificar a possibilidade de se utilizar a geração de energia eólica nos meses e horários de máxima demanda de energia como fonte alternativa para complementar a energia gerada por hidrelétricas. Os resultados apontaram padrões semelhantes para as curvas de carga anuais de demanda de energia do Subsistema Nordeste, nos últimos quatro anos, sendo evidente um crescimento ano a ano que, comparado com o acumulado anual para 2009, foi de 7,6, 8,4 e 14,9% para 2010, 2011 e 2012, respectivamente. Para todos os anos ainda foi verificado um aumento na demanda de energia nos meses de primavera e verão. As curvas de carga diária para dias típicos de junho e dezembro apontaram um maior consumo de energia elétrica em dezembro, tanto durante o dia quanto à noite, e menor em junho, meses que representam as estações de verão e inverno da região, respectivamente. A direção predominante do vento para todos os meses do ano variou entre nordeste e sudeste em todas as capitais do Nordeste, com médias anuais da velocidade do vento acima de 3,0 m/s nos estados Rio Grande do Norte, Alagoas e Ceará, e de apenas 1,6 m/s no Piauí. No período de janeiro de 2009 a dezembro de 2012, os ciclos anuais apresentaram sazonalidade semelhante entre os anos, com valores médios mensais mais intensos no segundo semestre de cada ano, que foram de até 5,8 m/s, verificados em Paranaíba, litoral do Piauí. Porém os extremos de velocidade mais intensa e mais fraca variam de um ano para outro. No caso dos valores horários para os meses dezembro e junho de 2009, os ventos foram mais intensos durante o dia, com valores de até 7,9 m/s, verificados em São Luis, no mês de dezembro.

**Palavras-chave:** Demanda de energia, Intensidade do vento, Energia eólica.

## Abstract

On this study were evaluated the annual energy curve from 2009 to 2012 and the typical daily energy demand curve on winter and summer months of 2009, and the relationship with the wind speed at the same time-scale, in northeastern Brazil, to verify the possibility of use the wind power generation in the months and times of maximum energy demand as an alternative source to supplement the energy generated by hydropower. The results revealed similar patterns for the annual energy demand curve on the Northeast Subsystem, in the last four years, with an evident growth year by year which was 7.6 , 8.4 and 14.9 % for 2010 , 2011 and 2012 compared with the cumulative annual for 2009. For the years was verified an increase on the energy demand during spring and summer months. The daily load curves for typical days in June and December showed a higher consumption of electricity in December , both during the day and night , and the lowest in June, months that represent the seasons of summer and winter in the region , respectively. The predominant wind direction for all months of the year ranged between northeast and southeast in all the capitals of the Northeast , with annual average wind speed above 3.0 m/s in the Rio Grande do Norte, Ceará and Alagoas states, and only 1.6 m/s in Piauí. From January 2009 to December 2012 , the annual cycles showed similar seasonality between the years, with monthly average more intense in the second half of each year, which were up to 5.8 m/s , recorded in Parnaíba, Piauí coast, however the more and weak intense vary from one year to another. In the case of hourly values for the months December and June 2009, the winds were more intense during the day, with values of up to 7.9 m/s, checked in São Luis during December.

**Keywords:** Energy demand, Wind intensity, Wind power.

## Lista de Figuras

Figura 1. Curva de carga dada pela demanda $D=D(t)$ em função do tempo. ....	4
Figura 2 - Curvas de carga típicas para consumidores: (a) residencial, (b) comercial, (c) industrial, (d) iluminação pública. Fonte: Coutinho, 2010.....	6
Figura 3. Curva de carga do Sistema Nacional Interligado (SIN) para jogo de Copa das Confederações FIFA 2013 – Brasil x Japão, em Brasília no dia 15/06/2013. Fonte: ONS, 2013.....	7
Figura 4. Células de circulação meridional: 1- Hadley; 2- Ferrel; 3- Polar. Fonte: NOAA. ....	8
Figura 5. Circulação geral média da atmosfera para os meses janeiro (a) e julho (b). L são os centros de baixa pressão e H os centros de alta pressão. FONTE: (Lutgens & Tarbuck, 2001). ....	10
Figura 6. Seção vertical da atmosfera próximo à costa mostrando as brisas marítima (a) e terrestre (b). As linhas horizontais representam níveis de pressão e as setas a direção do vento. A escala vertical está reduzida em 20 vezes. Fonte: Varejão, 2006. ...	11
Figura 7. Curvas de carga anuais para demanda de energia do subsistema nordeste, referentes ao período de 2009 a 2012. ....	15
Figura 8. Curvas de carga diárias típicas para o Subsistema Nordeste referente aos meses junho e dezembro de 2009. FONTE: ONS. ....	17

Figura 9. Direção média mensal do vento (o) para o período de 1961-1990, de acordo com as normais climatológicas do Instituto Nacional de Meteorologia. 0° – norte, 45° – nordeste, 90° – leste, 135° – sudeste, 180° – sul. ....	19
Figura 10. Intensidade média mensal do vento para o período de 1961-1990, de acordo com as normais climatológicas do Instituto Nacional de Meteorologia. ....	20
Figura 11. Variabilidade temporal da intensidade do vento média mensal no período de janeiro de 2009 a dezembro de 2012. ....	21
Figura 12. Ciclos diários médios típicos da intensidade do vento (m/s) para os meses junho e dezembro de 2009.. ....	22

## Lista de Tabelas

Tabela 1. Estações meteorológicas de responsabilidade do INMET cujos dados de velocidade do vento foram utilizados neste estudo. .... 14

Tabela 2. Aeroportos cujos dados de velocidade do vento foram utilizados neste estudo. .... 14

## Lista de Siglas

AIE .....	Agência Internacional de Energia
ABEEólica .....	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL .....	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDMEP .....	Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa
CHESF.....	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
INMET .....	Instituto Nacional de Meteorologia
ONS .....	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE .....	Plano Decenal de Expansão de Energia
SIN .....	Sistema Interligado Nacional
USC .....	Usina Siderúrgica Cearense
WMO .....	World Meteorological Organization
ZCIT .....	Zona de Convergência Intertropical

## Sumário

1. Introdução.....	1
1.1. Objetivos.....	3
1.2. Organização do Trabalho.....	3
2. Revisão de Literatura.....	4
2.1. Curva de carga.....	4
2.2. Origem dos ventos.....	7
2.3. Potencial eólico do NE.....	11
3. Material e Métodos.....	13
4. Resultados e Discussão.....	15
4.1. Curva de carga para NE.....	15
4.2. Direção e velocidade do vento no NE.....	18
4.3. Relação entre a curva de carga e o vento no NE.....	22
5. Conclusões.....	25
6. Referências Bibliográficas.....	26

## 1. Introdução

A energia elétrica está presente em todos os usos energéticos finais dos consumidores e certamente é a que mais contribui para o desenvolvimento e o bem estar da sociedade. De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), cerca de 18% da população mundial, ainda não têm acesso à eletricidade, indicando que esta fonte energética deverá ter uma expansão acentuada nas próximas décadas.

No Brasil, o consumo de eletricidade cresceu a uma taxa média de 5,8% ao ano, de 1973 a 2011, com evolução média de 6,3% para o consumo residencial e de 4,0% para o industrial, evidenciando um maior uso social da energia (Filho, 2013). Considerando os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2021, tem-se uma previsão de crescimento moderado do consumo de energia elétrica de 4,9% ao ano, embora eventos como a Copa do Mundo de 2014, as Olimpíadas de 2016 e o desenvolvimento do pré-sal possam alavancar o crescimento da demanda de energia (MME, 2012).

O elevado consumo de energia na atualidade associado com a grande dependência dos recursos não renováveis revela-se um dos grandes problemas enfrentados mundialmente. A geração de energia eólica possui caráter não poluente uma vez que a geração de 1.649 GWh de energia extraída dos ventos, em substituição a outras fontes convencionais, evitaria o lançamento de  $1,3 \times 10^6$  toneladas de CO<sub>2</sub> na atmosfera terrestre (Garcia *et al.*, 1998), o que representaria contribuição de grande importância para o ambiente global, uma vez que a maior fração de dióxido de carbono resultante de atividades antropogênicas é oriunda da queima de combustíveis fósseis (Oliveira, 2009). Em 2011, o consumo mundial de energia foi equivalente a cerca de 13 bilhões de toneladas de petróleo, dos quais 81% foram oriundos de combustíveis fósseis que resultaram na emissão de 31 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, o que representa 65% de todo CO<sub>2</sub> emitidos no mundo nesse ano (Filho, 2013).

Frente a este aumento crescente da demanda de energia, as reservas mundiais de combustíveis fósseis poderão se esgotar dentro de algumas décadas. Por isso, algumas nações têm dedicado atenção especial aos projetos que buscam a utilização de fontes de energia alternativas, como a geração de energia eólica e energia solar. A energia eólica tem se destacado dentre as fontes alternativas para a geração de energia, não apenas por ser vista como uma fonte limpa e renovável, mas também por ser considerada uma alternativa economicamente viável quando comparada com outras fontes de energia renováveis, como a energia solar.

A energia eólica vem sendo utilizada para geração de energia elétrica, em escala comercial, desde a década de 1970, após a primeira grande crise do petróleo, quando diversos países, inclusive o Brasil, se interessaram em buscar fontes alternativas de energia para diminuir a dependência do petróleo e do carvão (Amarante *et al.*, 2013). Desde então, o aprimoramento das tecnologias e o grande aumento da preocupação com o meio ambiente colocou em destaque o estudo e o uso do potencial dos ventos.

Atualmente são 140 usinas instaladas no Brasil, com capacidade para gerar 3.399 MW de potência elétrica, valor que representa aproximadamente 3% da matriz energética brasileira. Isso correspondente a uma redução na emissão de CO<sub>2</sub> para a atmosfera de 2.923.572 T/ano. O estado do Rio Grande do Norte lidera em número de parques eólicos instalados e em construção (ABEEólica, 2013). Apesar das limitações (já que é preciso um fenômeno da natureza para funcionar, às vezes não gerando energia em momentos necessários, o que torna difícil a integração da produção dessa tecnologia), o uso desta fonte de energia vem sendo largamente explorado em regiões onde a intensidade da velocidade do vento é alta e relativamente constante, como no Nordeste do Brasil (Amarante *et al.*, 2013).

A região Nordeste do Brasil, principalmente a costa, caracteriza-se como uma região propícia para geração de energia eólica devido aos ventos alísios persistentes e intensos que atingem sua costa durante todo o ano (Morais, 2004; Nunes, 2012). Esses ventos são resultados da circulação geral planetária da atmosfera (Amarante *et al.*, 2013) adicionado com a atuação de sistemas de circulação local, como as brisas marítimas (Arrit, 1993), que resultam do aquecimento e resfriamento diferenciais que se estabelecem entre a terra e a água (Fedorova, 2001). No litoral nordeste do Brasil, os ventos médios anuais chegam a superar 8m/s (dos Santos, 2006), dependendo da época do ano, como resultado dos efeitos globais (alísios) e locais (brisas).

Dessa forma, entender as curvas de demanda de energia para a região do Nordeste do Brasil e as variações tanto sazonais como diárias da velocidade do vento são importantes para analisar a possibilidade de se utilizar energia gerada pela ação dos ventos para complementar a energia gerada pelas hidrelétricas, principalmente nos horários de máxima demanda de energia, potencializando a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro.

## 1.1. Objetivos

O objetivo principal deste estudo foi avaliar a curva de carga típica diária e anual de demanda de energia elétrica para a região Nordeste do Brasil e verificar a possibilidade do uso da energia eólica em meses e horários de pico de demanda com o propósito de evitar sobrecargas no sistema geral de fornecimento de energia.

Como objetivos específicos, pretende-se analisar as curvas de carga típica diária de energia elétrica, em junho e dezembro de 2009, e a curva de carga anual de energia elétrica dos anos 2009 a 2012, na região Nordeste; analisar a velocidade do vento nas capitais do nordeste brasileiro em termos de médias climatológicas e relacionar com a estação do ano; analisar o ciclo diário médio da velocidade do vento para as capitais do Nordeste para junho e dezembro de 2009, e avaliar o potencial do uso da energia eólica para geração de energia elétrica nos períodos de máxima demanda de energia, em termos diários e sazonais.

## 1.2. Organização do trabalho

Na seção dois deste Trabalho de Conclusão de Curso (seção seguinte) é feita uma revisão conceitual das curvas de carga de energia elétrica e esboça uma visão panorâmica do consumo de energia elétrica em um determinado sistema, com o propósito de compreender a definição e formação de um sistema de potência elétrica. O processo de formação dos ventos e a sua influência na definição do comportamento térmico de uma região, além do potencial dos ventos que ocorrem no Nordeste do Brasil para geração de energia eólica, também serão abordados. A seção três faz referência ao método e aos materiais utilizados no desenvolvimento deste trabalho. A seção quatro refere-se aos resultados encontrados neste estudo faz um estudo em termos de curvas de carga de energia elétrica da região nordeste do Brasil, com ênfase no potencial dos ventos nas cidades litorâneas e a possibilidade do seu aproveitamento na geração de energia eólica como alternativa para colaborar na manutenção do equilíbrio do potencial elétrico da região. A quinta seção traz as conclusões do autor depreendido da análise desenvolvida, onde fica evidente que, com investigação mais acurada, é possível mapear o comportamento do vento na região nordeste, com a finalidade de explorá-lo melhor na busca de geração de energia.

## 2. Revisão de Literatura

### 2.1. Curva de Carga

A curva de carga de uma região fornece informações da quantidade de energia elétrica utilizada pelos consumidores de um sistema elétrico de potência durante um determinado período de tempo. Por definição, a curva de carga é a curva da demanda em função do tempo. A priori, o gráfico é formado por degraus de valores médios de potência elétrica consumida (normalmente expressa em kilowatts (kW) ou megawatts (MW)) em intervalos de tempo regulares,  $\Delta t$ . Então, a curva definida é resultado da união dos pontos médios das bases superiores dos degraus (Figura 1). A área abaixo desse gráfico corresponde ao consumo de energia elétrica.

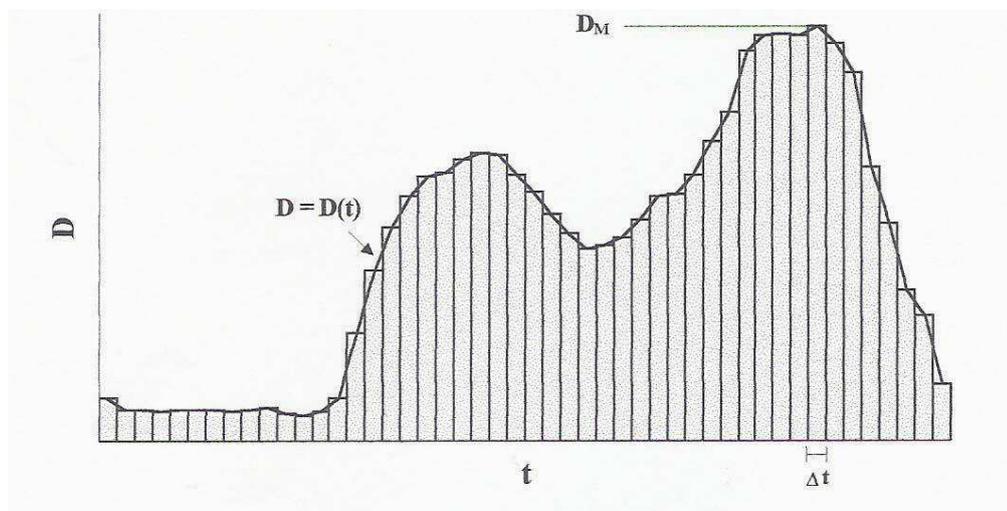


Figura 1: Curva de carga dada pela demanda  $D=D(t)$  em função do tempo.

O consumo de energia normalmente apresenta uma curva que pode ser segmentada por momentos distintos de baixo, médio e alto consumo, e que depende da hora do dia. Adicionalmente, a curva de carga diária não é a mesma todos os dias da semana, porém a diferença só é significativa quando se compara a curva de carga de um dia útil com a de um dia de fim de semana. Ao longo de um dia útil existem grandes variações de demanda, com baixo consumo durante a madrugada (00:00 às 06:00 horas), consumo médio durante o dia (06:00 às 18:00 horas), enquanto que de 18:00 às 24:00 horas tem-se o estabelecimento do

horário de consumo máximo de energia – devido à justaposição do consumo residencial mais intenso com o consumo industrial, comercial e de serviço (Costa, 2006).

O horário brasileiro de verão, que consiste em adiantar em uma hora a Hora Legal (oficial) de determinados estados, é adotado para limitar a máxima carga a que o sistema elétrico fica sujeito. Adicionalmente, a adoção do horário de verão possibilita uma certa economia de energia ao país. Apesar dessa relevante motivação técnica, existem ainda, críticas de pessoas a essa iniciativa, alegando que suas justificativas são insubsistentes ou, apesar de válidas, são insuficientes diante dos efeitos colaterais que o Horário de Verão tem sobre a vida das pessoas.

Em termos mensais, a curva de carga para uma determinada região varia com as estações do ano (Costa, 2006), uma vez que variáveis meteorológicas como a umidade do ar, luminosidade e a temperatura do ar têm uma influência direta nas curvas de carga. No caso da sazonalidade da temperatura, tem-se que em dias quentes o uso de ar-condicionado causa o aumento da carga demandada, e por outro lado, em dias frios esse aumento de carga é causado pelo uso de aquecedores de ambiente.

Além disso, cada tipo de consumidor, seja ele residencial, comercial, industrial ou iluminação pública, tem uma característica de consumo particular (Coutinho, 2013). Para um consumidor residencial, a curva de carga caracteriza-se por um consumo praticamente constante durante o dia inteiro (lâmpadas e eletrodomésticos) com um aumento no fim da tarde e um pico de demanda entre 18:00 e 21:00 horas, provocado principalmente pelo uso do chuveiro elétrico (Figura 2a).

Para o setor comercial, a curva de carga apresenta um crescimento de demanda durante o horário comercial, mantendo-se praticamente constante durante todo o dia, apresentando um leve declínio no horário de almoço. A demanda desse consumidor é praticamente para iluminação e refrigeração (Figura 2b).

No caso do setor industrial (Figura 2c), percebe-se que este consumidor apresenta um consumo elevado e constante durante as 24 horas do dia, caracterizando-se por uma expressiva redução no horário de ponta de 18:00 às 21:00 horas, devido à utilização de métodos para redução nos custos, por ser cobrada uma tarifa superior nesse horário para esse tipo de consumidor. Normalmente os métodos utilizados pelas indústrias para redução na ponta é o uso de energia não limpa (geralmente usam geradores a diesel). A demanda é praticamente para o consumo de motores, que representa aproximadamente 50% da energia consumida, e para a iluminação, que também é responsável por boa parte do consumo. Já no

caso do consumo de energia para iluminação pública (Figura 2d) observa-se claramente demanda apenas no período noturno.

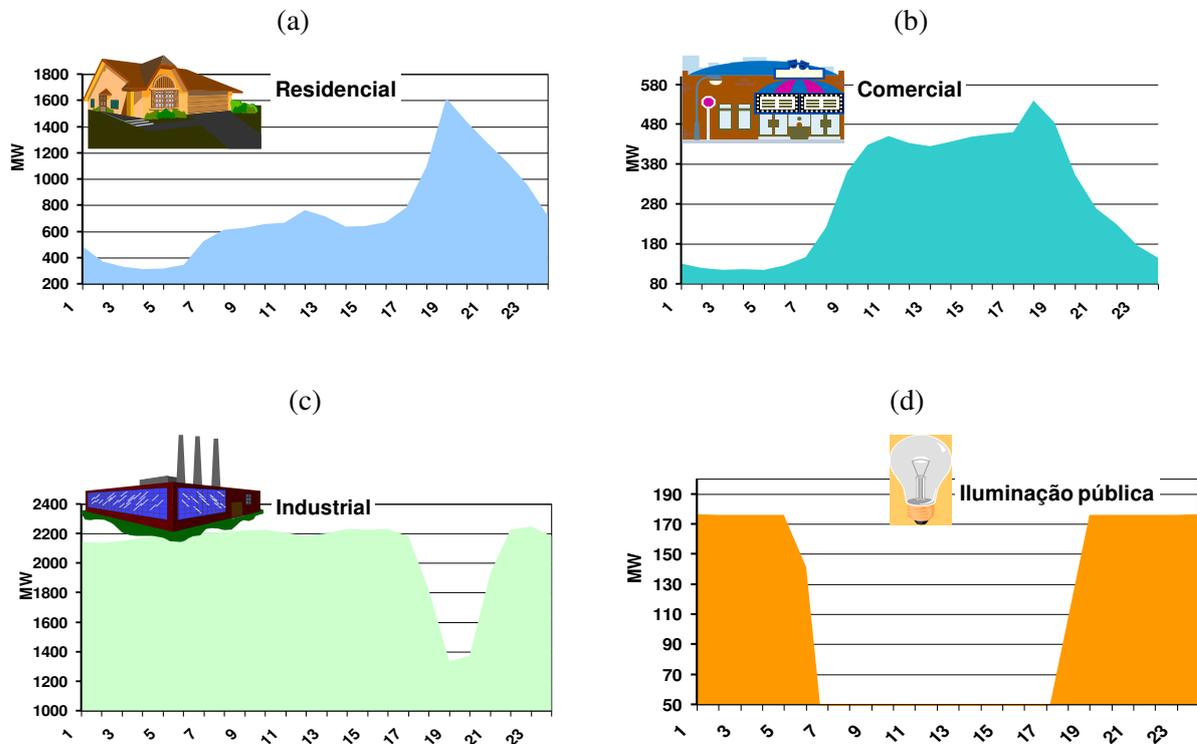


Figura 2 - Curvas de carga típicas para consumidores: (a) residencial, (b) comercial, (c) industrial, (d) iluminação pública. Fonte: Coutinho, 2010.

Além do comportamento nesses setores, outras questões influenciam no comportamento da curva de carga diária de uma região, como por exemplo, a entrada e a saída da iluminação pública, que se diferenciam nos períodos verão e inverno em função do horário de verão; a influência da temperatura que modifica os hábitos das pessoas; o final de novelas de grande audiência, dias de jogos de futebol da seleção brasileira, etc.

No dia do jogo da Copa das Confederações 2013 – Brasil x Japão, realizado em 15/06/2013, por exemplo, em função do horário e da expectativa da sociedade em geral, foram observadas algumas variações no comportamento do consumo de energia do Sistema Interligado Nacional – SIN quando comparadas as curvas de carga do sábado anterior e a do sábado dia 15/06/2013 (Figura 3). Já antes do horário do jogo e por todo o primeiro e segundo tempo, a demanda de energia apresentava ligeira variação quando comparado ao sábado

típico. No intervalo do jogo observa-se um aumento mais acentuado no montante de carga, com crescimento de 2000 MW em 8 minutos. Logo após o término do jogo, verificou-se a retomada normal do consumo de energia para o horário, com aumento do consumo de 5210 MW, em 33 minutos.

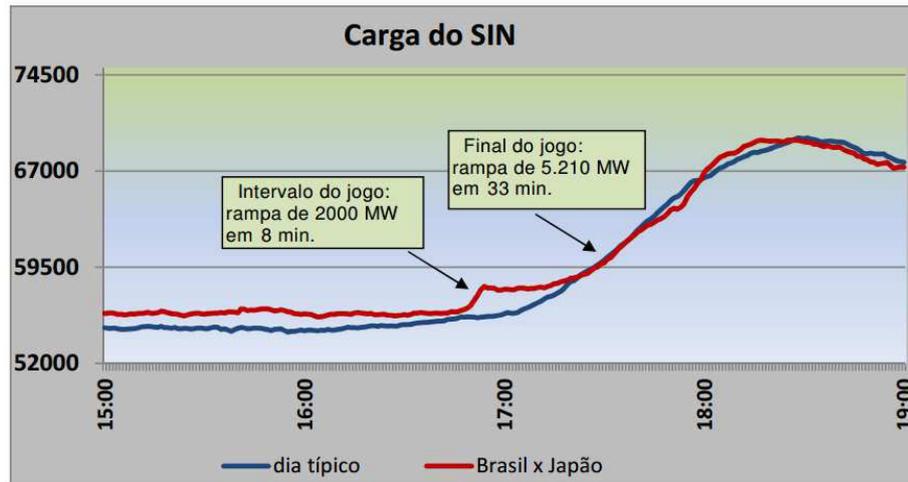


Figura 3. Curva de carga do Sistema Nacional Interligado (SIN) para jogo de Copa das Confederações FIFA 2013 – Brasil x Japão, em Brasília no dia 15/06/2013. Fonte: ONS, 2013.

O mapeamento da curva de carga é fundamental para o planejamento estratégico de distribuição de energia, pois a partir deste é possível conhecer o perfil da demanda diária por energia elétrica das unidades consumidoras, conhecimento este que produz subsídios para a concessionária realizar uma previsão de contratação de demanda, principalmente na ponta, buscando maior eficiência do sistema e garantia do suprimento seguro e confiável da rede.

## 2.2. Origem dos Ventos

Os ventos são causados por diferenças na pressão atmosférica. O ar quente é menos denso do que o ar frio, e por isso exerce uma menor pressão. Dessa forma, o ar quente logo acima da superfície é empurrado para cima pelo ar frio que vem das camadas mais próximas à

superfície relativamente mais fria. Relacionado com este gradiente horizontal de pressão, no nordeste do Brasil, definem-se dois tipos principais de ventos: globais e locais.

Os ventos globais são resultado do aquecimento diferencial da superfície terrestre, maior nos trópicos do que nos polos, gerando diferenças no gradiente de pressão atmosférica que mantém a atmosfera em contínuo movimento. De forma a eliminar as diferenças de pressão, com deslocamento do vento de regiões de alta pressão (menos aquecidas) para regiões de baixa pressão (mais aquecidas), tem-se a remoção da energia térmica das regiões de maior ganho (regiões tropicais), e transportando-a para as regiões de menor ganho (regiões polares). No lugar de uma única célula de circulação entre os polos e equador, tem-se três diferentes células de circulação meridional: Hadley, Ferrel e Polar (Figura 4), que resultam do aquecimento diferencial da superfície da terra adicionado ao efeito da força de coriolis. Entre cada uma destas células de circulação existem faixas de alta (em torno de  $30^{\circ}$  N / S de latitude e em cada polo) e de baixa pressão (no equador e entre  $50^{\circ}$  e  $60^{\circ}$  N / S) à superfície (NOAA).

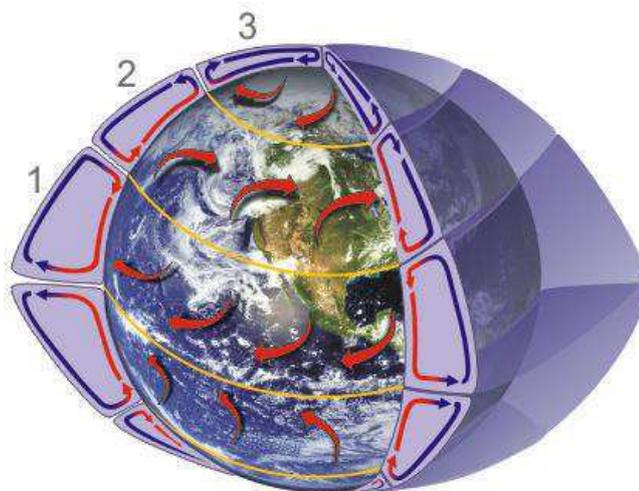


Figura 4. Células de circulação meridional: 1- Hadley; 2- Ferrel; 3- Polar. Fonte: NOAA.

Ao verificarmos um mapa de pressão atmosférica à superfície, é possível identificar estes centros de alta e baixa pressão que modificam de posição e intensidade de verão para inverno como reflexo das diferenças de temperatura de uma estação para outra (Figura 5). No inverno, as temperaturas são mais elevadas nos oceanos e menos nos continentes, resultando na migração dos centros de alta para os continentes e de baixa para os oceanos. No verão, os centros de altas localizam-se sobre os oceanos e os de baixa sobre os continentes.

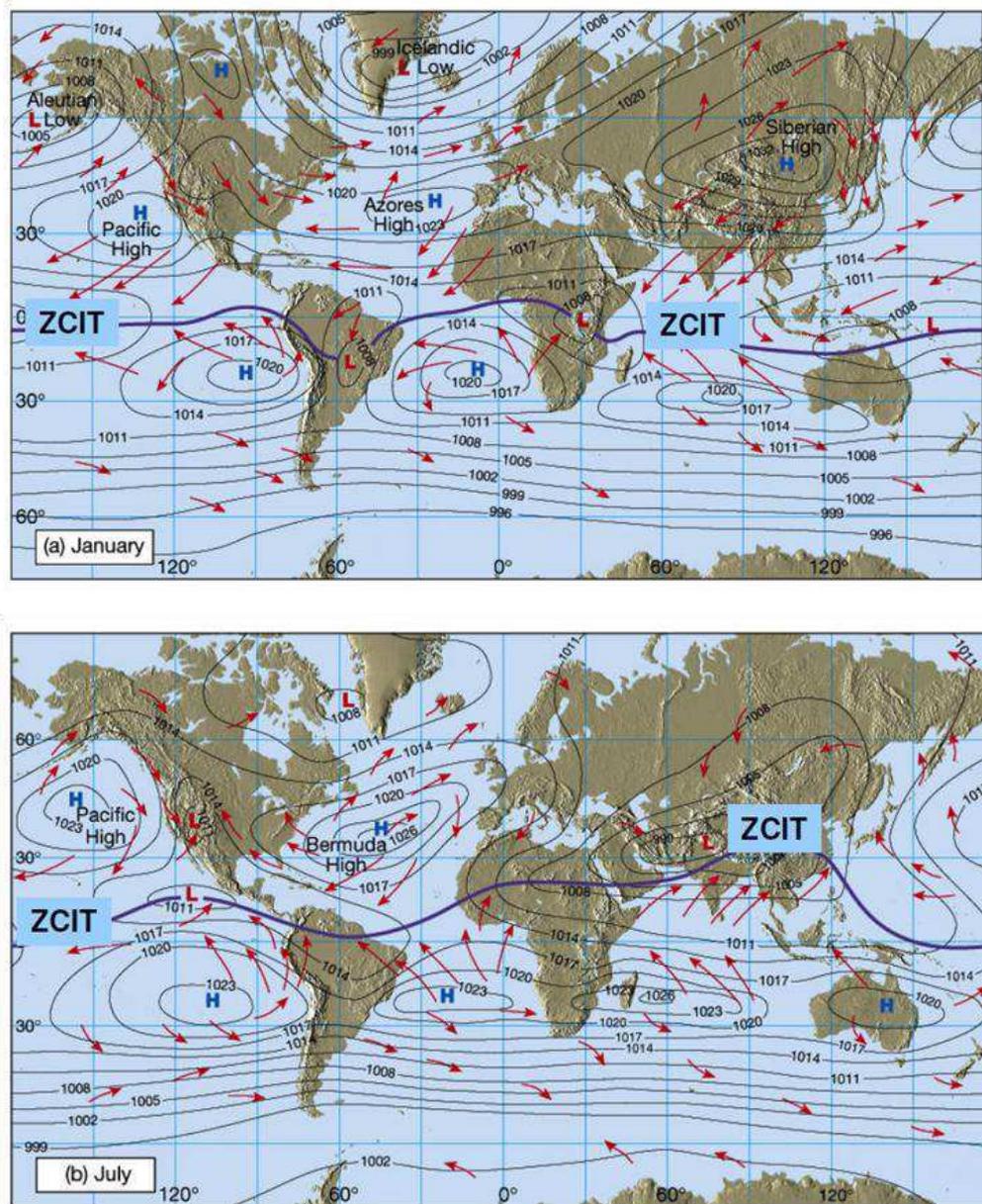


Figura 5. Circulação geral média da atmosfera para os meses janeiro (a) e julho (b). L são os centros de baixa pressão e H os centros de alta pressão. FONTE: (Lutgens & Tarbuck, 2001).

As células de alta pressão sobre os oceanos são semipermanentes e o ar oriundo das altas subtropicais do Oceano Atlântico Norte e Sul (em torno de  $30^{\circ}$  N e  $30^{\circ}$  S), desloca-se em direção à zona equatorial de baixa pressão dando origem aos ventos alísios de nordeste no Hemisfério Norte e aos alísios de sudeste no Hemisfério Sul, que se estendem entre as latitudes  $10^{\circ}$ - $25^{\circ}$  N e  $5^{\circ}$ - $20^{\circ}$  S, e atingem a costa do nordeste do Brasil. A intensidade destes ventos, que atingem o nordeste brasileiro, é mais significativa nos meses de inverno dos respectivos hemisférios (em dezembro, Hemisfério Norte, alísios de nordeste; em junho,

Hemisfério Sul, alísios de sudeste), devido ao maior contraste de temperatura entre as regiões subtropicais e tropicais nestes períodos do ano. A zona de confluência desses ventos alísios de nordeste e sudeste chama-se de Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), sistema responsável pelo regime de precipitação no extremo norte do país.

Os ventos alísios são responsáveis pela abundante intensidade do vento, principalmente nas regiões do litoral nordestino (Morais, 2004), particularmente no norte dessa região (Gille *et al.*, 2005), destacando-se o litoral entre as cidades de São Luis, MA e Natal, RN (Nunes, 2012). Como resultado da atuação dos ventos alísios, os ventos que atingem a costa da região nordeste do Brasil apresentam velocidade médias de no mínimo 6 m/s (Pedro, 2012) e a direção predominante do vento é de Leste, com flutuações para Nordeste e Sudeste (Barbosa *et al.*, 2002).

Em uma escala local, os ventos são resultado do aquecimento diferencial em uma pequena região que resultam alterações na pressão atmosférica. No caso de regiões costeiras, como no litoral do nordeste brasileiro, estão associados às diferenças de temperatura entre continente e oceano que geram um gradiente horizontal de pressão, impulsionando a velocidade do vento e dando origem às brisas marítimas e terrestres (Vianello e Alves, 1991).

Durante o dia, o continente aquece mais que o oceano devido às ondas e correntes que distribuem o calor verticalmente nos oceanos, e também devido ao alto calor específico da água e de parte do calor ser usado para evaporação. O continente mais aquecido gera uma área de baixa pressão enquanto que sobre os oceanos tem-se uma pressão relativamente alta, resultando em um gradiente horizontal de pressão que por sua vez induz o escoamento do ar no sentido oceano-continente, a brisa marítima (Figura 6a), que podem atingir até cerca de 300 km para dentro do continente (Kousky, 1980).

Por outro lado, no período noturno, devido ao resfriamento mais intenso das regiões continentais quando comparado com os oceanos, faz com que o ar mais aquecido se encontre agora acima do mar e seja então empurrado pelo ar frio proveniente do continente, resultando no escoamento do ar no sentido continente-oceano, a brisa terrestre (Figura 6b).

No nordeste do Brasil devido aos ventos de escala global (alísios) serem persistentes e intensos durante todo o ano, as brisas contribuem para alterar a direção e intensidade do vento, e, dependendo da orientação da costa, pode contribuir para ventos mais intensos que os alísios (Varejão, 2001). No litoral norte-nordeste da região nordeste, que vai do litoral do Maranhão ao Rio Grande do Norte, os ventos médios anuais variam entre 6 e 9 m/s, enquanto que no litoral nordeste-sudeste, do Rio Grande do Norte à Bahia, as velocidades médias anuais decrescem até cerca de 6 m/s (Amarante *et al.*, 2001).

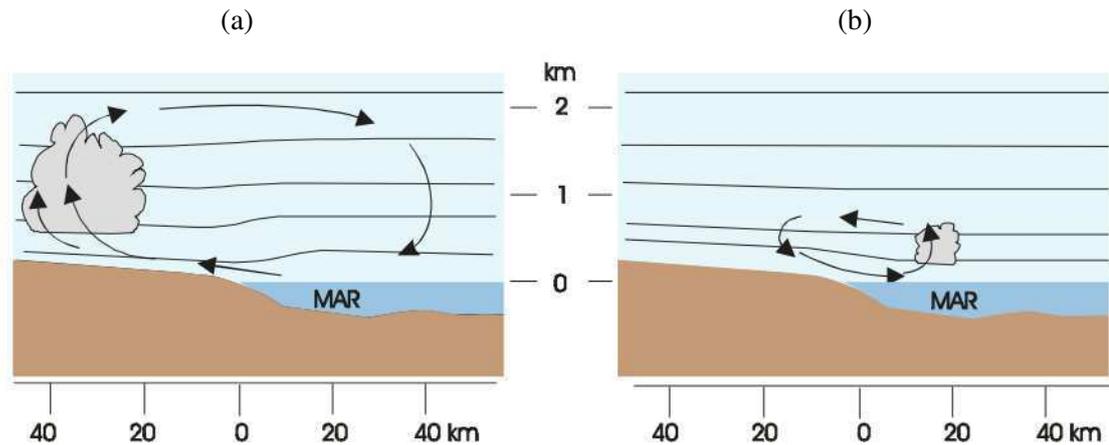


Figura 6. Seção vertical da atmosfera próxima à costa mostrando as brisas marítima (a) e terrestre (b). As linhas horizontais representam níveis de pressão e as setas a direção do vento. A escala vertical está reduzida em 20 vezes. Fonte: Varejão, 2006.

### 2.3. Potencial Eólico da Região Nordeste

No Brasil, o uso do vento como fonte de energia vem sendo largamente explorado e tem ganhado espaço como uma forma alternativa de produção de energia renovável, uma vez que sua utilização pode complementar as outras formas convencionais de geração de eletricidade em regiões. O aproveitamento da força dos ventos ocorre por meio da conversão da energia cinética, através do giro das pás de uma turbina eólica, em energia cinética de rotação, para a geração de eletricidade (ANEEL, 2005). No entanto, é necessário que os ventos sejam constantes (sem grandes períodos de calmarias), ocorram em uma intensidade mínima de 28 km/h ou 7,8 m/s, e tenham uma direção predominante, ou seja, sem mudanças abruptas (Greenpeace, 2013).

A partir da década de 70, o potencial eólico do Brasil se tornou objeto de estudo de aproveitamento energético. Ao analisar dados de velocidade do vento medidos em aeroportos brasileiros a 10 metros de altura, o Instituto de Atividades Espaciais revelou em 1976 médias anuais de 4m/s para o nordeste do Brasil, o que já induzia que esta região era promissora para realização de projetos piloto para geração de energia eólica (Amarante *et al.*, 2001).

Nos anos seguintes mais pesquisas foram desenvolvidas sobre energia eólica. A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), após o processamento dos registros de

velocidade do vento de 81 estações meteorológicas para o período de 1977 a 1981, revelou que as maiores velocidades médias anuais, a 10 metros, foram encontradas para Macau (RN) e Caetité (BA). Utilizadas medidas de velocidade do vento realizadas em torres superiores a 20 metros no nordeste do Brasil, em regiões que já eram apontadas como promissoras para geração de energia eólica, em 1996, foi realizado um estudo do potencial eólico que comprovou o litoral do Ceará e do Rio Grande do Norte como regiões de ventos adequados para implantação de turbinas eólicas (Amarante *et al.*, 2001).

Os ventos alísios que atingem a costa brasileira durante todo o ano determinam o potencial eólico da região Nordeste (Morais, 2004), destacando-se o litoral entre as cidades de São Luis, MA e Natal, RN (Nunes, 2012). Os ventos médios anuais chegam a superar 8m/s, o fator de capacidade das usinas eólicas atinge 40% e em alguns meses chega a atingir até 60% (dos Santos, 2006), variação que está relacionada com o inverno austral. Em termos de densidade de potência eólica média horária associada à direção predominante do vento, tem-se menor potencial em Teresina e maior em Natal, quando comparadas as capitais no nordeste brasileiro (Barbosa *et al.*, 2002).

### 3. Material e Métodos

As curvas de carga anuais foram geradas utilizando os dados de demanda mensal de energia para a região nordeste do Brasil referente ao período de janeiro de 2009 a dezembro 2012, disponibilizados no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para uma avaliação da curva de carga diária, foram obtidas as curvas de carga típicas diárias para junho e dezembro de 2009, através do relatório: Análise da carga consolidada para os estudos do Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica - Ciclo 2008-2010.

Dados climatológicos de intensidade e direção do vento, médias mensais para o período de 1961 a 1990 (INMET, 2009), foram necessários para permitir uma caracterização geral em termos de variabilidade espacial e sazonal da intensidade e direção média mensal do vento nas capitais do nordeste do Brasil. A direção do vento será apresentada de acordo com a rosa dos ventos, que é a representação gráfica dos pontos cardiais: norte (N), sul (S), leste (L), oeste (O); e as posições intermediárias aos pontos cardeais: nordeste (NE) - entre o norte e o leste, noroeste (NO) - entre o norte e o oeste, sudeste (SE) - entre o sul e o leste, sudoeste (SO) - entre o sul e o oeste.

Uma análise da variabilidade temporal da velocidade do vento para o período de janeiro de 2009 a dezembro de 2012 foi realizada utilizando os dados mensais de intensidade média do vento registrados nas capitais do nordeste, exceto Maceió, por não conter informações para esse período, e Teresina, que foi substituída por Paranaíba que também se localiza no estado do Piauí, porém mais próximo do litoral, cujas coordenadas geográficas são apresentadas na Tabela 1. Estas informações foram obtidas através do Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Para avaliar a velocidade do vento no nordeste do Brasil em escala de tempo diária em relação às curvas de cargas para dias típicos, foi gerado um ciclo diário médio da velocidade do vento para as capitais do nordeste do Brasil para os meses junho e dezembro de 2009 utilizando dados de velocidade do vento registrados nos aeroportos das capitais (Tabela 2), disponibilizados no site <http://www.wunderground.com>. Tanto as estações que fazem parte da Rede de estações do Instituto Nacional de Meteorologia, quanto as estações que se encontram instaladas no aeroporto, obedecem às normas de instalação determinada pela Organização Meteorológica Mundial (World Meteorological Organization - WMO), que determina uma

altura de 10 metros acima da superfície para posicionamento dos sensores de direção e velocidade do vento (WMO, 2008).

Tabela 1. Estações meteorológicas de responsabilidade do INMET cujos dados de velocidade do vento foram utilizados neste estudo.

<b>Estação</b>	<b>Estado</b>	<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>	<b>Altitude (m)</b>
Salvador	Bahia	13° 00' S	38° 30' W	51,4
Fortaleza	Ceará	03° 45' S	38° 33' W	26,5
São Luis	Maranhão	02° 32' S	44° 13' W	50,9
João Pessoa	Paraíba	07° 06' S	34° 52' W	7,4
Recife	Pernambuco	08° 03' S	34° 57' W	10,0
Teresina	Piauí	05° 05' S	42° 49' W	74,4
Natal	Rio Grande do Norte	05° 55' S	35° 12' W	48,6
Aracaju	Sergipe	10° 57' S	37° 03' W	4,7
Parnaíba	Piauí	03° 04' S	41° 47' W	57,0

Tabela 2. Aeroportos cujos dados de velocidade do vento foram utilizados neste estudo.

<b>Capital</b>	<b>Estado</b>	<b>Código Aeroporto</b>	<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>	<b>Altitude (m)</b>
Salvador	Bahia	SBSV	13,0° S	38,5° W	51,0
Fortaleza	Ceará	SBFZ	3,8° S	38,6° W	26,0
São Luis	Maranhão	SBSL	2,5° S	44,3° W	51,0
João Pessoa	Paraíba	SBJP	7,1° S	34,9° W	7,0
Recife	Pernambuco	SBRF	8,1° S	34,8° W	19,0
Teresina	Piauí	SBTE	5,1° S	42,8° W	74,0
Natal	Rio Grande do Norte	SBNT	5,8° S	35,2° W	45,0
Aracaju	Sergipe	SBAR	10,9° S	37,0° W	6,0
Maceió	Alagoas	SBMO	9,5° S	35,8° W	115,0

## 4. Resultados e Discussão

### 4.1. Curva de carga para o NE

As curvas de carga anuais para demanda de energia do Subsistema Nordeste, para os últimos quatro anos, em geral apresentam comportamento semelhante, com demanda relativamente maior a partir de agosto, justificado basicamente pelo o início dos meses de calor e influência dos consumidores horosazonais, que são empresas que intensificam sua produção a partir do início do segundo semestre uma vez que seus produtos têm maior procura devido a festividades como dia das crianças e final de ano.

Em termos de demanda acumulada para cada ano, observa-se uma taxa de crescimento, de 7,6% para 2010 em relação a 2009, de 0,7% de 2011 em relação a 2010 e de 6,0% de 2012 em relação a 2011. De acordo com o ONS, essa variação significativa de 2009 para 2010 é explicada principalmente pelo aumento da produção industrial iniciado a partir do 2º semestre de 2009 e intensificada ao longo de 2010, pela entrada em operação, no final de 2009, da Usina Siderúrgica Cearense (USC), responsável pela elevação da taxa de crescimento do Nordeste em 2010, como também pelo incremento do consumo decorrente da aquisição de equipamentos eletrodomésticos como parte do aumento de gastos pelas famílias e das atividades comerciais. (ONS, Boletim de Carga Anual 2010).

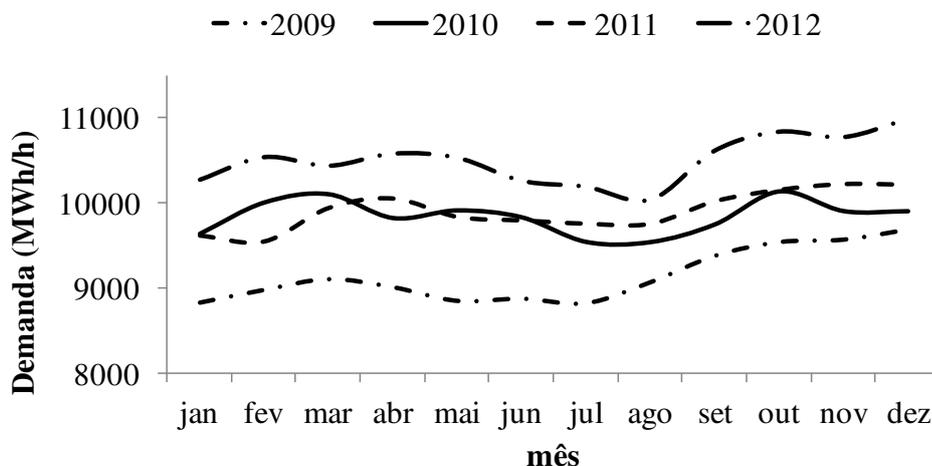


Figura 7. Curvas de carga anuais para demanda de energia do subsistema nordeste, referentes ao período de 2009 a 2012.

Para 2010 e 2011 foram observadas curvas de demanda com pequena variação entre os anos quando comparado com os demais, com cruzamento das curvas em alguns meses do ano, resultado de maior demanda em 2010 no início do ano, e maior em 2011 durante todo o segundo semestre. No caso de 2010, em abril os valores de carga de energia acarretaram uma variação negativa de 4,6% em relação ao mês anterior, reflexo, principalmente, da ocorrência de chuvas acima da média histórica, que reduziram o desconforto térmico observado no mês de março. Já em agosto foi verificada uma variação negativa mais acentuada, de 1,8% em relação ao mês anterior (julho), por causa da ocorrência de temperaturas inferiores as esperadas para essa época do ano nas cidades de Salvador e Recife e também a redução de carga de alguns consumidores livres da Rede Básica, devido a paradas não programadas para manutenção. Enquanto que em outubro uma variação positiva de 5,2% em relação aos valores do mesmo mês do ano anterior, foi devido ao aumento da produção industrial iniciada a partir do 2º semestre de 2009 e intensificada ao longo de 2010, como já citado anteriormente, resultado do crescimento do consumo residencial e comercial impulsionado pelo aumento de renda (ONS, Boletim de Carga Mensal 2010).

Observando a curva anual de 2011, temos que em fevereiro foi registrada uma variação negativa de 2,2% em relação ao mesmo mês do ano anterior, justificado pelo ONS, como sendo devido à saída de um consumidor livre da Rede Básica Novelis (empresa de produção de laminados e reciclagem de alumínio) com carga de 88,0 MW médios que representa cerca de 1,0%. Em maio, uma variação negativa foi verificada em relação ao mesmo mês do ano anterior, explicada em parte pela continuação das chuvas intensas na região e ocorrência de temperaturas inferiores as verificadas nesse mesmo mês do ano anterior (ONS, Boletim de Carga Mensal 2011). Para 2012, a variação significativa em relação à 2011 pode ser justificado pelo o aumento da carga de refrigeração e irrigação provocada pelo tempo seco que persistiu sobre as áreas litorâneas, como também pela manutenção do desempenho econômico da região.

Em termos de curvas de carga referentes aos meses de junho e dezembro de 2009 foi observado um maior consumo de energia elétrica em dezembro (Figura 8), que é o mês de início da estação de verão, e menor em junho quando se tem o inverno da região. Há alguns anos no Brasil implanta-se o sistema de horário de verão nos meses característicos da estação. Utiliza-se dessa estratégia com o propósito de prover reduções nos gastos de energia e maior aproveitamento da luz natural disponível na época. Inicialmente todo território nacional era abrangido por essa estratégia, mas há alguns anos as regiões Norte e Nordeste não são inclusas. No entanto, o ONS, como órgão de representação nacional, utiliza como referência o

horário de Brasília, o que justifica o fato das curvas de carga do mês de dezembro (mês típico de verão) estar sempre uma hora à frente das curvas do mês de junho (mês típico de inverno).

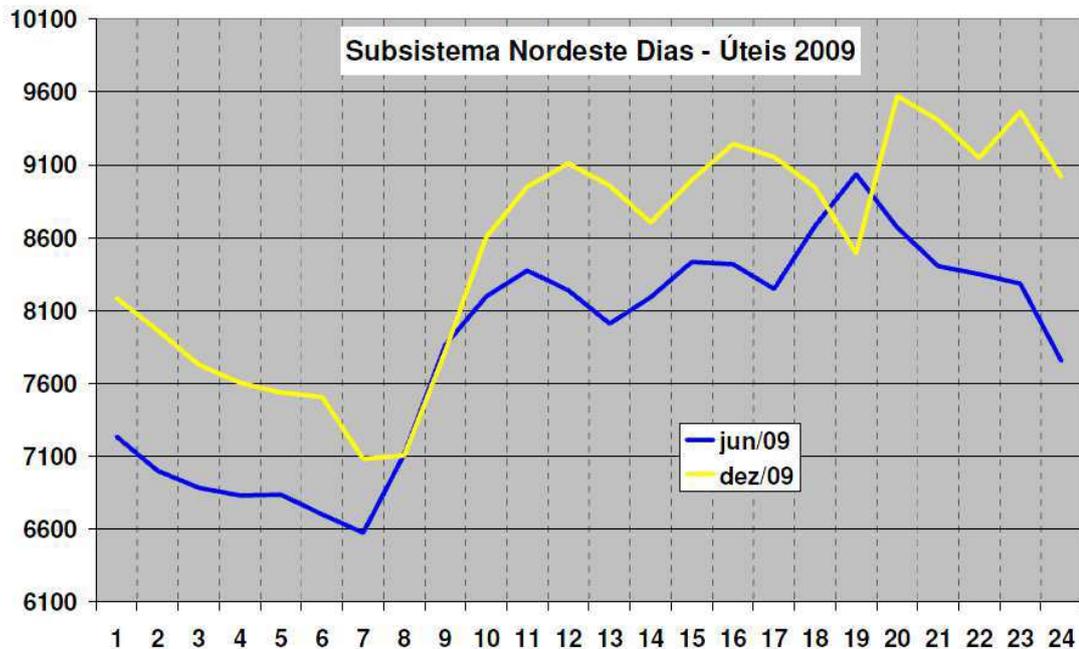


Figura 8. Curvas de carga diárias típicas para o Subsistema Nordeste referente aos meses junho e dezembro de 2009. FONTE: ONS.

Em junho observa-se uma demanda inferior a dezembro, justificado pelo fato das temperaturas serem inferiores nesta época do ano no Nordeste, o que leva à redução do uso de aparelhos de ar-condicionado que são equipamentos que demandam grande gasto de energia. Devido à temperatura do ar não atingir níveis muito baixos nos meses de inverno na região Nordeste, como verificado nas regiões Sul e Sudeste, o uso de aquecedores não é necessário. Além disso, em dezembro, durante a madrugada, a maior demanda é justificada principalmente pelas festividades de final de ano que exigem um maior gasto com iluminação decorativa. Convém ressaltar que nesse mês, a partir das 18 horas, a demanda de carga é sempre maior, pelo mesmo motivo.

Antes das 07h00min observa-se uma queda na curva de carga para ambos os meses, que está associada ao desligamento dos aparelhos que estavam ligados durante a noite como ventiladores e ar condicionados e também ao desligamento da iluminação, principalmente da iluminação pública. No mês de dezembro, nesse intervalo, a curva cai mais rápida e fica praticamente estacionada por um período da ordem de 1 hora, enquanto que em junho é mais

lenta, fato que está associado ao uso do chuveiro elétrico nas horas iniciais do dia devido ao clima frio.

A partir das 07:00 horas, para junho, e das 08:00 horas, para dezembro, tem-se uma crescimento da demanda de energia que atinge o primeiro valor máximo por volta das 11:00 e 12:00 horas, respectivamente. Duas horas depois tem uma queda e volta a crescer atingindo outro máximo por volta das 15:00 e 16:00 horas, o que pode ser explicado pelo intervalo para o almoço.

Há uma queda na demanda por volta das 15:30 horas no mês de junho e 16:30 horas no mês de dezembro. Este declínio se estende por mais tempo em dezembro (não tão expressivamente), o que é explicado pelo retardo do acionamento da iluminação, uma vez que no nos dias de verão há disponibilidade de luz natural por mais tempo. O valor extremo (demanda máxima) ocorre em junho, por volta das 18:30 horas, enquanto que em dezembro ocorre por volta das 19:30 horas.

Se levarmos em conta o fato do horário tomado como referência pelo ONS ser o horário de Brasília, como citado anteriormente, tem-se que os valores extremos ocorrem no mesmo horário, o que nos leva a concluir que as curvas apresentam praticamente o mesmo comportamento independente da estação do ano. E nos certifica que o horário de verão não exerce fortes influências no subsistema Nordeste.

## **4.2. Direção e Velocidade do vento no NE**

A direção predominante do vento nas capitais do nordeste do Brasil (Figura 9), no período de 1961 a 1990 (INMET, 2009), varia de nordeste ( $45^{\circ}$ ) para sudeste ( $135^{\circ}$ ), como resultados da atuação dos ventos alísios. Na PB e PI a direção predominante do vento é de sudeste durante todo o ano enquanto que em PE e RN é de sudeste em 10 meses e de leste ( $90^{\circ}$ ) em novembro e dezembro, respectivamente, que são meses de verão do hemisfério sul. Em AL e SE é de leste nos primeiros e últimos meses do ano, enquanto que nos demais meses é de sudeste. Na BA, predomina de sudeste, porém em novembro e dezembro é de nordeste, o que pode ser justificado pelas dimensões do Estado e pelo fato do mesmo estar submetido à ação de diferentes sistemas meteorológicos, tais como: sistemas frontais, alta semipermanente do Atlântico sul, ondas de leste, etc. (Barbosa, 2002). No estado do CE a direção é de leste

com meses de vento calmo (março a maio) enquanto que no MA é de nordeste na maioria dos meses, com ventos calmos em abril e maio e vento de leste em junho.

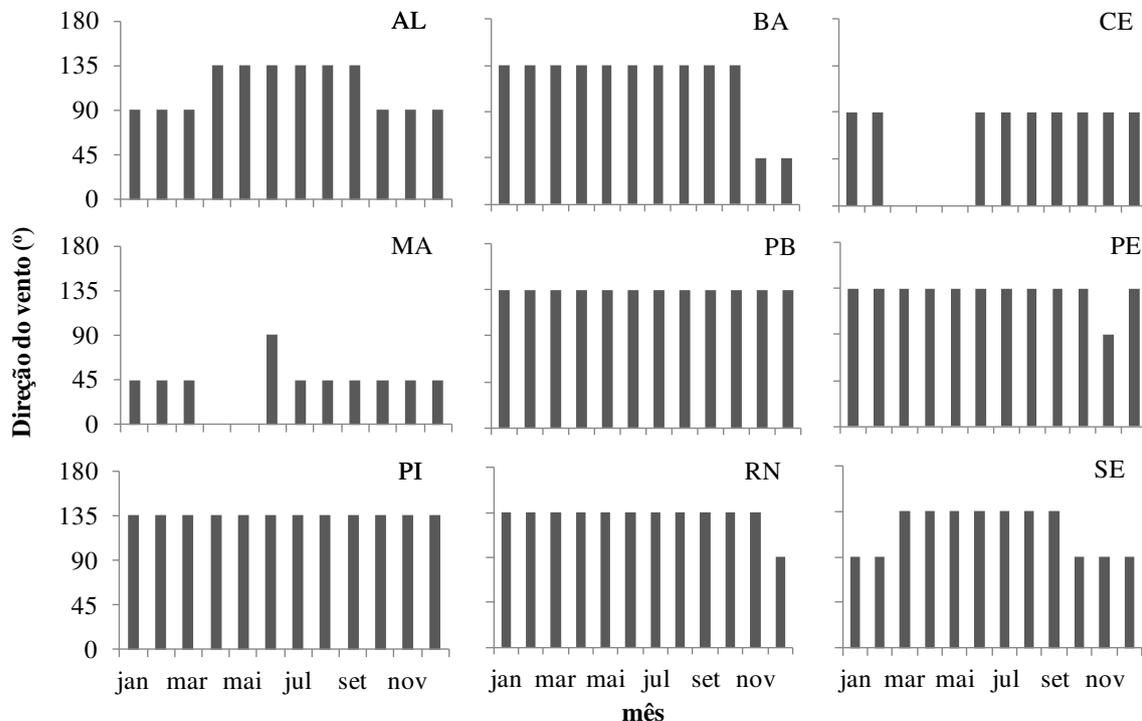


Figura 09. Direção média mensal do vento ( $^{\circ}$ ) para o período de 1961-1990, de acordo com as normais climatológicas do Instituto Nacional de Meteorologia.  $0^{\circ}$  – norte,  $45^{\circ}$  – nordeste,  $90^{\circ}$  – leste,  $135^{\circ}$  – sudeste,  $180^{\circ}$  – sul.

A intensidade do vento para capitais da região nordeste no período de 1961 a 1990 (INMET, 2009), apresenta valores anuais variando de 1,6 a 4,4 m/s, em Teresina, PI, e Natal, RN, respectivamente (Figura 10), com um segundo máximo tendo sido verificado em Maceió, onde o valor médio anual foi de 3,7 m/s. Em termos de ciclo anual, ventos mais intensos são observados no segundo semestre do ano e menores no primeiro com uma variação acima de 2,0 m/s para CE, MA e RN e abaixo de 1,0 m/s para BA e PI.

Em Natal, RN, as médias mensais são superiores às das demais capitais do nordeste durante todo o ano, com variação entre 3,2 m/s (abril) e 5,3 m/s (setembro), devido à atuação dos ventos alísios resultantes da circulação da Alta Subtropical do Atlântico Sul, seguido de Maceió (AL), que apresenta variação de 3,0 a 4,5 m/s em abril e novembro, nessa ordem. Já para Teresina, PI, os valores médios mensais não ultrapassaram 1,8 m/s o que está associado à

sua localização, cerca de 348 km do litoral do Piauí, cujas características de relevo e cobertura vegetal atuam na atenuação dos ventos alísios que atingem a costa, os quais sofrem um efeito de freio que reduz sua intensidade à medida que se afastam do litoral.

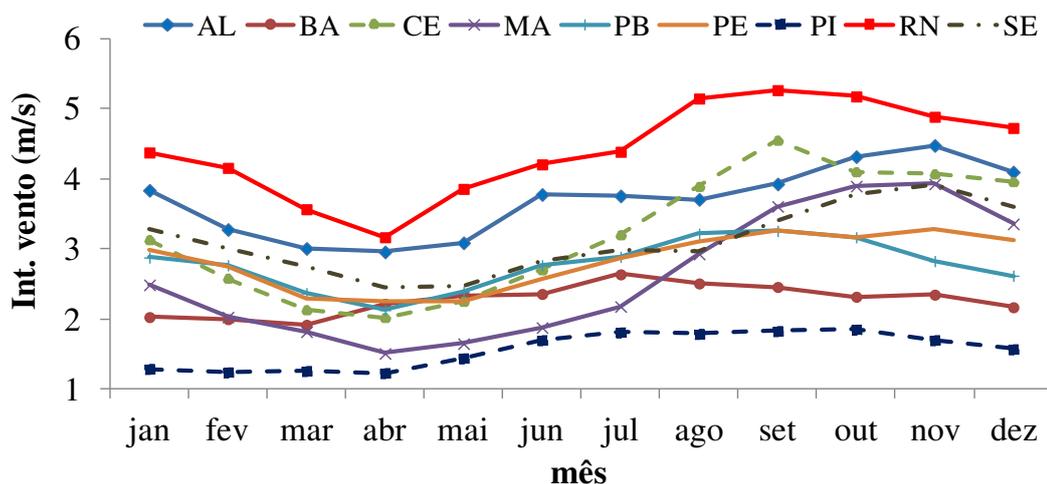


Figura 10. Intensidade média mensal do vento para o período de 1961-1990, de acordo com as normais climatológicas do Instituto Nacional de Meteorologia.

A partir dos dados de velocidade do vento registrados pelo INMET no período de janeiro de 2009 a dezembro de 2012, substituindo a estação de Teresina por Parnaíba que se encontra mais próximo do litoral, foi observado que existe uma variabilidade inter e intra-anual desta variável, no Nordeste do Brasil (Figura 11). O ciclo anual apresenta sazonalidade semelhante entre os anos, porém os extremos de velocidade mais intensa e mais fraca variam de um ano para outro.

Uma maior intensidade média mensal do vento foi verificada no PI, nos meses novembro (2009 e 2010) e dezembro (2011 e 2012), quando atingiu, em média, cerca de 6 m/s, com uma maior variação entre os maiores e menores valores mensais para cada ano, quando comparado com as demais localidades. No caso do RN, picos elevados da velocidade do vento média mensal, da ordem de 5,0 m/s, também foram evidentes em novembro de 2009, setembro de 2010, setembro de 2011 e fevereiro de 2012, porém, nos meses com ventos menos intensos (abril de 2009, março de 2010, abril de 2011 e setembro de 2012) a velocidade do vento foi de no mínimo 2,1 m/s, que correspondem a ventos mais intensos quando comparado com PI. No CE, os ventos mais intensos foram da ordem de 4,0 m/s e os

menos intensos atingiram 1,3 m/s, enquanto que na Paraíba esta variação foi de 3,6 a 1,8 m/s. Nos estados PE, CE e SE foi observada uma sazonalidade, porém com pequena variação. Na BA os ventos foram predominantemente inferiores a 2,0 m/s durante todo o ano, quando comparado com PI e RN, o que concorda com a climatologia de cada localidade, verificado anteriormente.

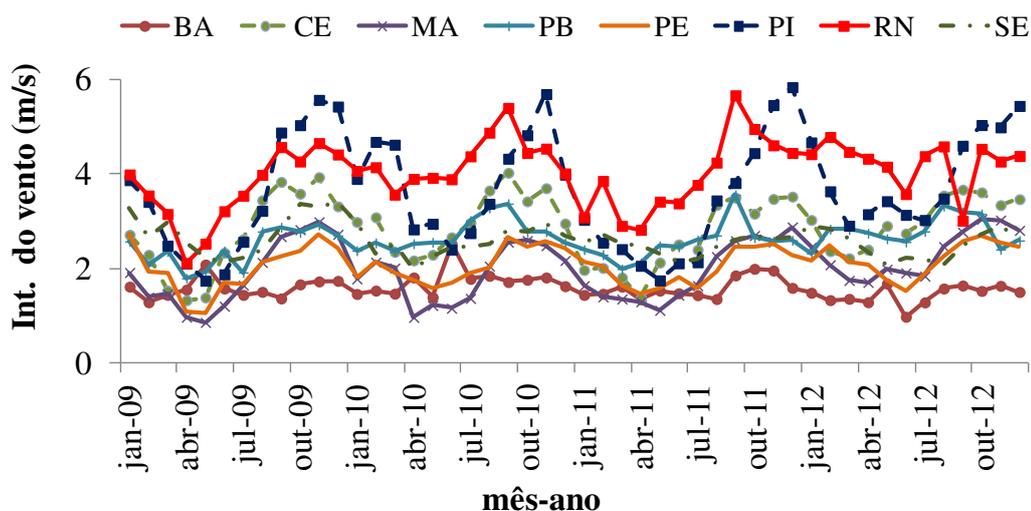


Figura 11. Variabilidade temporal da intensidade do vento média mensal no período de janeiro de 2009 a dezembro de 2012.

Considerando agora a curva diária típica de velocidade do vento para os meses de maior e menor demanda de energia para a região Nordeste do Brasil, junho e dezembro, para o ano de 2009, foram observados ventos mais intensos durante o dia, com variação horária distinta entre as capitais (Figura 12). Em Maceió as curvas diárias médias para dezembro e junho revelaram valores máximos de 7,1 e 4,9 m/s, ocorridos às 16:00 e 13:00 horas, respectivamente. Para Salvador, a velocidade do vento foi relativamente maior que Maceió no período de 00:00 às 06:00 horas, enquanto que durante o dia apresentou valores semelhante, com vento mais intenso no mês de dezembro, verão na região. No caso de São Luis, a velocidade do vento se mostrou mais intensa em dezembro em todos os horários do dia quando atingiu 7,1 m/s às 16 horas, enquanto que em junho não passou de 3,7 m/s. Da mesma forma, em Fortaleza o vento foi menos intenso em junho durante todo o dia porém com valores máximos em dezembro e junho de 3,0 m/s (13:00 horas) e 2,4 m/s (15:00 horas),

respectivamente. Em João Pessoa e Teresina a velocidade durante o dia foi mais intensa em junho, mês de inverno da região, não tendo ultrapassado 3,3 m/s. Por outro lado, em Natal, assim como verificado para São Luis, o vento foi mais intenso em dezembro em todos os horários do dia, porém com pequena diferença em relação a junho. Já em Aracajú, a intensidade do vento apresentou um ciclo diário com pequena amplitude para os dois meses embora sejam visíveis valores ligeiramente superiores no mês de dezembro, quando não ultrapassou 3,2 m/s.

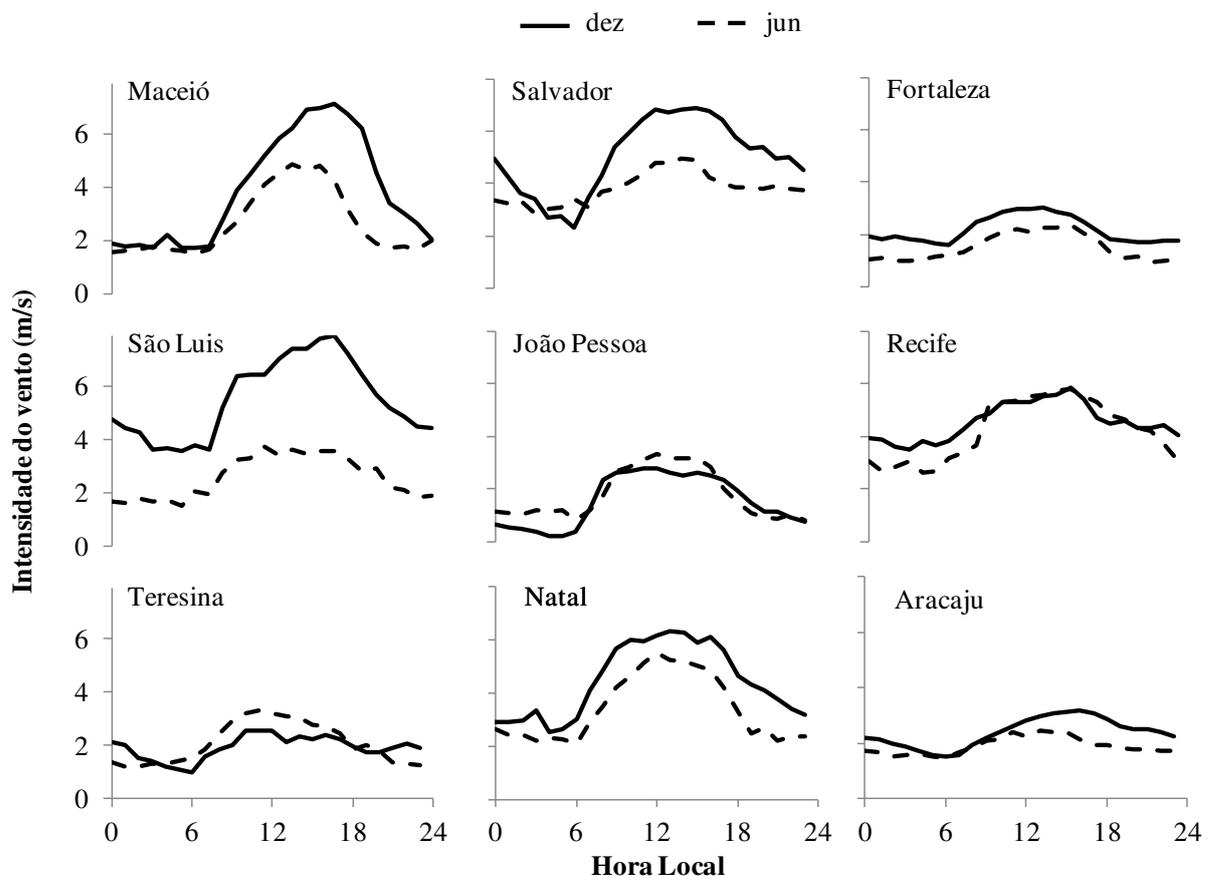


Figura 12. Ciclos diários típicos da intensidade do vento (m/s) para os meses junho e dezembro de 2009.

#### 4.3. Relação entre a curva de carga e o vento no NE

Para identificação de regiões promissoras para geração de energia eólica, tem-se utilizado o critério inicial de intensidade do vento média anual de 4,0 m/s (Amarante *et al.*, 2001), o que nos revela que, de acordo com a climatologia do INMET para os últimos 30

anos (INMET, 2009), as capitais Maceió e Natal, atendem esta necessidade em pelo menos uma parte do ano. Em Maceió, as médias mensais foram acima de 4,0 m/s nos últimos 4 meses do ano, enquanto que em Natal só foi abaixo de 4,0 m/s em março e abril. Por outro lado, embora em Fortaleza a média anual tenha sido de 3,2 m/s, as médias mensais atingiram 4,0 m/s de agosto a dezembro.

De uma forma geral, foi verificado no Nordeste do Brasil que a demanda de energia aumenta no segundo semestre de cada ano, o que foi atribuído à intensificação da produção de indústrias visando datas festivas, ao crescimento do consumo residencial devido ao aumento da temperatura em relação aos meses de inverno, e ao crescimento comercial impulsionado pelo aumento de renda neste período. Coincidentemente, também foi observada uma maior intensidade do vento nos meses de primavera e verão, nas capitais do nordeste do Brasil, com destaque para o litoral dos estados PI, RN e CE, lembrando que a estação de Maceió não possui dados para este período e que para o PI foram utilizados dados de uma estação mais próxima do litoral. Dessa forma, em uma primeira estimativa, constata-se que estes estados, de acordo com este estudo, se revelaram mais favoráveis para investimentos na tecnologia de geração eólica e, assim, utilizar este tipo de energia para reforçar o potencial energético já disponível e minimizar os problemas que venham a ocorrer com o aumento da demanda de energia.

Em termos horários, foi verificado um comportamento semelhante da velocidade do vento entre todas as capitais do Nordeste do Brasil, com maior intensidade a partir das 06:00 horas e decrescendo a partir das 18:00 horas. Se for feito um comparativo destas curvas de vento com as curvas de carga de demandas diárias pode-se observar que a intensidade do vento começa a aumentar mais ou menos ao mesmo tempo em que a demanda de carga diária começa a crescer. As capitais que apresentaram maior intensidade de vento ao longo do dia, foram Maceió, São Luis, Salvador e Natal, apresentando picos diários elevados, principalmente em dezembro, estação de verão na região. No caso de Natal, ainda foi evidente que o vento é intenso tanto durante o dia em um mês de inverno, quando de verão, justificando o elevado potencial eólico dessa região.

Assim como o Rio Grande do Norte, o estado do Ceará já foi apontado como promissor para geração de energia eólica (Amarante *et al.*, 2001), porém os dados aqui apresentados revelaram pequena amplitude diária da velocidade do vento, quando utilizados dados coletados em estações meteorológicas instaladas em aeroportos das capitais. No caso das medidas realizadas com estações do INMET, o Ceará apresentou ventos relativamente intensos nos meses de outono, indicando que o local de realização das medidas interfere na

identificação do potencial eólico das regiões, ou pode ter havido uma modificação do nível de instalação do sensor de velocidade do vento recomendado pela Organização Meteorológica Mundial, que é de 10 metros acima da superfície.

## 5. Conclusões

A partir dos resultados aqui apresentados, pode-se concluir que existe um crescimento ano a ano da demanda de energia para o subsistema Nordeste do Brasil, devido ao ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, o crescimento da população e a aquisição de bens e serviços tecnologicamente mais avançados, o que acelera os estudos em busca de fontes renováveis para geração de mais energia elétrica.

No Nordeste do Brasil, os ventos se caracterizam por apresentarem pequena variação de direção ao longo do ano, e essa persistência associada aos ventos intensos, principalmente nas capitais dos estados Rio Grande do Norte, Alagoas e Ceará, revelam estas regiões como propícias para geração de energia eólica, e assim complementar a energia gerada pelas hidrelétricas, principalmente nos períodos de máxima demanda de energia, potencializando a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro.

O crescimento do consumo residencial e comercial resultado do aumento da temperatura e a intensificação da produção devido a datas festivas no segundo semestre de cada ano, elevam a demanda de energia no Subsistema Nordeste, coincidentemente nos meses de intensidade do vento relativamente mais elevada, o que reforça a viabilidade de utilização da energia eólica nos meses com maior demanda de energia.

O elevado aumento da demanda de energia elétrica tanto no verão quanto no inverno é resultado do uso mais intenso de chuveiros elétricos dos consumidores residenciais e o fato da iluminação (particularmente a iluminação pública) ser acionada por mais tempo em junho, enquanto que em dezembro se deve ao maior uso de ventiladores, de ar condicionado e o uso de iluminação decorativa durante as festividades de final de ano.

Ao mesmo instante que se tem aumento da demanda de energia elétrica durante o dia, observa-se que o vento também se torna mais intenso, principalmente para as cidades Maceió, São Luis, Salvador e Natal, que apresentaram picos diários elevados, em especial no verão, justificando o elevado potencial eólico desses locais.

Por fim, a distância em relação ao litoral e nível de altura da realização das medidas de intensidade do vento interferem na identificação do potencial eólico das regiões, havendo necessidade de realização de estudos mais detalhados em cada um dos estados.

## 6. Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA – ANEEL, 2005. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 2 edição, Brasília, 243 páginas.

ALBUQUERQUE, N. R. & Farias, D. A. A., *Identificação de curvas de carga diária típicas com uso de Mapa de Kohonen e Fuzzy C-Means*. RICA, Revista de Inteligência Computacional Aplicada da PUC- Rio. Rio de Janeiro, 2008.

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; Zack, J.; SÁ, A. L. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Brasília, 2001, 45 pp. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf)>. Acesso em 01 de Julho de 2013.

ARRIT, R. W. *Effects of the largescale flow on characteristic features of the sea breeze*. J. Appl. Meteor. , v.32, p.116-125, 1993.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico - Público. N°7/julho de 2013, São Paulo, 2013. 10 p. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/pdf/Boletim-Dados-ABEolica-julho-2013-Publico.pdf>>. Acesso em 12 de Agosto de 2013.

COSTA, Gilberto Jose Correa. *Iluminação econômica: cálculo e avaliação*. 4 edição, Editora EDIPUCRS, Porto Alegre, 2006, 562 pp.

COUTINHO, P. C. 2010. *A ONS e a Operação do Sistema Interligado Nacional – SIN*. Apresentação: Visita Técnica do Centro de Estudos Jurídicos da Presidência da República - Subchefia para Assuntos Jurídicos da Casa Civil – SAJ. Disponível em: <[www4.planalto.gov.br/centrodeestudos/galeria.../apresentacao-visita-cnos](http://www4.planalto.gov.br/centrodeestudos/galeria.../apresentacao-visita-cnos)>. Acesso em 16 de Setembro de 2013.

DOS SANTOS, A.; RAMOS, D.; DOS SANTOS, N.; OLIVEIRA, P. *Projeto de geração de energia eólica*. Energia eólica. 2006. Disponível em: <<http://cursos.unisanta.br/mecanica/polari/energiaeolicatcc.pdf>>. Acesso em: 15 de Junho de 2013.

FILHO, A. V. 2013. *Energia Elétrica no Brasil: Contexto Atual e Perspectivas*. Ano 6 - número 21 abril-junho 2013.

GARCIA, A.; TORRES, J.L.; PRIETO, E.; DE FRANCISCO, A. *Fitting Wind speed distributions: A case study*. Solar Energy, Freiburg, v.62, n.2, p.139-144, 1998.

GILLE, S. T.; SMITH, S. G. L.; STATOM, N. M. *Global observations of the land breeze*. Geophys. Res. Lett., Washington, v. 32, L05605, 2005.

GREENPEACE. Disponível em:

<[http://www.greenpeace.org.br/tour2004\\_energia/renovaveis.php?pagina=eolica](http://www.greenpeace.org.br/tour2004_energia/renovaveis.php?pagina=eolica)>. Acesso em 10 de Outubro de 2013.

INMET, 2009. *Normais Climatológicas do Brasil 1961-1990* / Organizadores: Andrea Malheiros Ramos, Luiz André Rodrigues dos Santos, Lauro Tadeu Guimarães Fortes. Brasília, DF: INMET, 2009, 465p.

KOUSKY, V. E. *Diurnal rainfall variation in the Northeast Brazil*. Mon. Wea. Rev., Boston, v.108, n.4, p. 488 – 498. 1980

LUTGENS, F. K.; TARBUCK, E. J. 2001. *The Atmosphere. An Introduction to Meteorology*. 8th Edition, Prentice Hall, USA.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, 2012. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326_1.pdf). Acesso em 12 de outubro de 2013.

MORAES, E. C. *Energia eólica no Brasil*. 2004. Disponível em: <<http://www.gabeira.com.br>>. Acesso em: 19 de Agosto de 2013.

NOAA. Disponível em: < <http://www.srh.noaa.gov/jetstream/global/circ.htm>>. Acesso em: 02 de Setembro de 2013.

NUNES, Hugo Miguel Pedro. *Avaliação do potencial eólico ao largo da costa nordeste do Brasil*. 2012. 119 f., il. Dissertação (Mestrado em Geociências Aplicadas)—Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

OLIVEIRA, Gilvan Sampaio de; SILVA, Neilton Fidelis da; HENRIQUES, Rachel. *Mudanças climáticas: ensinosa fundamental e médio*. Coleção explorando o ensino, v. 13. Brasília: MEC, 2009. 348 p. ISBN 978-85-7783-017-6.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Análise da carga consolidada para os estudos do Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica -Ciclo 2008-2010. Disponível em:<[http://www.ons.org.br/analise\\_carga\\_demanda/carga\\_par.aspx](http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/carga_par.aspx)>. Acesso em 05 de Julho de 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Análise da carga consolidada para os estudos do Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica -Ciclo 2009-2010. Disponível em:<[http://www.ons.org.br/analise\\_carga\\_demanda/carga\\_par.aspx](http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/carga_par.aspx)>. Acesso em 05 de Julho de 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Boletim do consumo de energia durante jogo da Copa das Confederações FIFA 2013 – Brasil 3 x 0 Japão | Brasília – 15/06/2013 16h00. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/newsletters/informativos/jun2013/BoletimComportamento\\_ConsumoBrasilxJapao\\_15-06.pdf](http://www.ons.org.br/newsletters/informativos/jun2013/BoletimComportamento_ConsumoBrasilxJapao_15-06.pdf)>. Acesso em 01 de Outubro de 2013.

SILVA, Bernardo B.; ALVES, Jakson J. A.; CAVALCANTI, Enilson P.; DANTAS, Renilson T. *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, v.6, n.3, p.431-439, 2002.

VIANELLO, R. L.; ALVES, A. R. *Meteorologia básica e aplicações*, Viçosa: Imprensa Universitária, 1991. 449 p.

WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION, 2008. *WMO Guide to meteorological instruments and methods of observation*. 7a. edition, 2008. Chapter 5: Measurement of surface wind. Disponível em: <[ftp://ftp.wmo.int/Documents/MediaPublic/Publications/WMO8\\_CIMOguide/Part-I/WMO8\\_Ed2008\\_PartI\\_Ch5\\_Up2010\\_en.pdf](ftp://ftp.wmo.int/Documents/MediaPublic/Publications/WMO8_CIMOguide/PartI/WMO8_Ed2008_PartI_Ch5_Up2010_en.pdf)>. Acesso em 12 de outubro de 2013.