

ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Empreendimentos Eólicos

*Algumas estatísticas obtidas da simulação da
geração eólica na região Nordeste*



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Secretário de Petróleo, Gás Natural e

Combustíveis Renováveis

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Geologia, Mineração e

Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz

ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Empreendimentos Eólicos

*Algumas estatísticas obtidas da
simulação da geração eólica na região
Nordeste*



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Luiz Augusto Nobrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714

Edifício Brasília Trade Center

70711-902- Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nobrega Barroso

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Juarez Castrillon Lopes

Equipe Técnica

Flávio Rosa


Gustavo Haydt

Nº EPE-DEE-RE-107/2016-rev0

Data: 13 de dezembro de 2016

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

 Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Projeto</i> ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO		
<i>Área de Estudo</i> EMPREENDIMENTOS EÓLICOS		
<i>Sub-área de estudo</i> Algumas estatísticas obtidas da simulação da geração eólica na região Nordeste		
<i>Ref. Interna</i> EPE-DEE-RE-107/2016		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	13/12/2016	Emissão original

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")

SUMÁRIO

1 OBJETIVO.....	1
2 INTRODUÇÃO.....	2
3 METODOLOGIA.....	5
4 RESULTADOS.....	7
4.1. Sazonalidade e Variação Interanual.....	7
4.2. Amplitude e frequência das variações de potência	8
4.3. Duração e frequência das calmarias.....	10
4.4. Permanência e distribuição horária da potência gerada	11
4.5. Outras estatísticas da potência: geração máxima simultânea	13
5 CONCLUSÕES.....	16

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")

1 OBJETIVO

O objetivo desta nesta Nota Técnica é apresentar algumas estatísticas sobre o comportamento temporal da geração eólica que proporcionem uma base numérica confiável para inferências sobre as consequências do comportamento temporal dessa fonte sobre o sistema elétrico da região Nordeste.

2 INTRODUÇÃO

A inserção em larga escala da geração de energia elétrica de fontes randômicas, não estocáveis e parcialmente incontrolláveis como a solar fotovoltaica e a eólica, impõe uma revisão de alguns métodos e práticas do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica.

Especificamente em relação à fonte eólica, quando vista como recurso energético, isto é, quando integralizada no tempo em períodos de duração mensal e maiores, pode mostrar-se menos variável, mais previsível e menos incerta que a fonte hídrica, igualmente condicionada por fenômenos climáticos. Nesse aspecto, grosso modo, as usinas eólicas podem ser comparadas a usinas hidrelétricas a fio-d'água, a serem incorporadas aos modelos de oferta de energia elétrica ora em uso.

Os gráficos mostrados na Figura 1 permitem comparar a Energia Natural Afluyente (ENA) à região Sul com a densidade energética do vento no estado do Rio Grande do Sul entre janeiro de 2012 e junho de 2016, onde o valor 100% corresponde à média do período: o coeficiente de variação da densidade de potência do vento (dada em W/m^2 pela expressão $P = 0,5.p.v^3$) é pouco superior à um terço do coeficiente de variação da ENA.

Idêntica constatação quanto à menor variabilidade da energia eólica seria feita se comparada a densidade energética do vento em parques individualizados com as vazões dos rios Jacuí ou Uruguai.

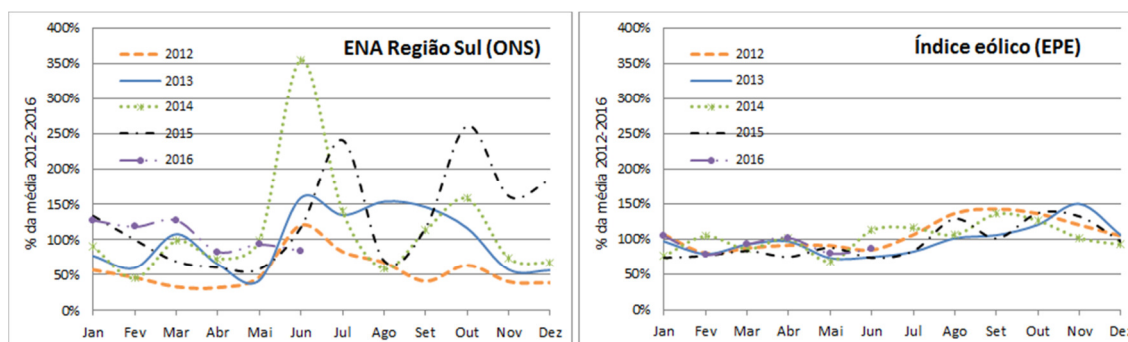


Figura 1 - Energia natural afluyente e índice de energia do vento no Rio Grande do Sul

No entanto, quando parques eólicos são vistos como fonte de potência destinada ao atendimento da demanda elétrica instantânea, uma situação diversa se revela.

A geração de um único parque ao longo da primeira semana do mês de setembro de 2014, mostrada na Figura 2, evidencia a extrema variabilidade da geração eólica: quase que diariamente a geração do parque excursiona entre zero e 100% da potência instalada.

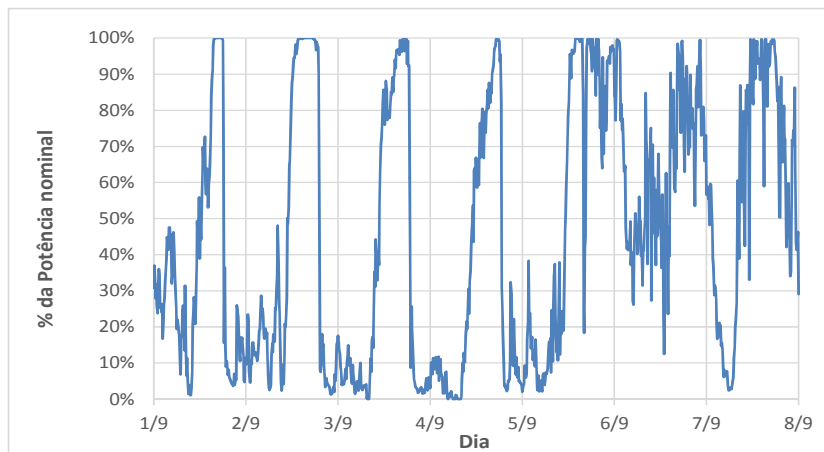


Figura 2 – Geração simulada de um parque eólico no litoral da região Nordeste

No entanto, a geração simultânea de um conjunto numeroso de parques eólicos geograficamente dispersos é significativamente menos variável que a de um único parque.

A Figura 3 mostra a simulação da demanda do subsistema Nordeste ao longo da primeira semana de setembro de 2014 e ao longo do dia 4 de setembro, escalonada para o ano de 2018 com base nas projeções do PDE 2023.

Na mesma figura mostra-se a simulação da geração do conjunto de parques da região Nordeste, igualmente escalonada para o montante de potência já contratado nos leilões de energia realizados até 2015, acrescida dos parques eólicos do Proinfa e dos parques em construção, em projeto e também já contratados no mercado livre. A referência 100% está referida à demanda máxima de 14.681 MW estimada no PDE.

O perfil diário da demanda líquida resultante a ser atendida pelas fontes despacháveis é mostrado na curva em linha preta ("Net").

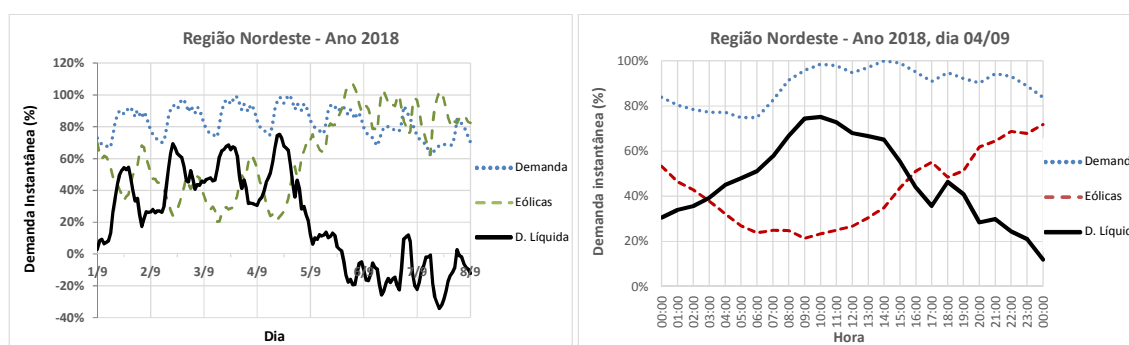


Figura 3 – Demanda instantânea vista pela geração despachável

Destaca-se da Figura 3 que já em 2018 a geração eólica instalada na região Nordeste pode superar a demanda regional por muitas horas consecutivas. O gráfico à esquerda mostra o momento em que o excedente de potência eólica supera a demanda em cerca de 5.000 MW.

Destaca-se também a impossibilidade de alocação, na curva de carga vista pelas fontes despacháveis, de usinas "de base" ou de usinas de "ponta", assim como dificilmente se

identifica um ciclo diário característico. As variações da demanda vistas pelas fontes despacháveis ao longo do dia são consideravelmente amplificadas e a demanda máxima pode ocorrer a qualquer hora, inclusive na madrugada.

Igualmente merece atenção a velocidade de tomada de carga (*ramp up*) que seria imposta às usinas despacháveis face às variações conjuntas de potência da carga e da fonte eólica, como se observa nas últimas horas do dia 06/09.

Assim como há períodos de excedentes de geração eólica, há igualmente períodos de calma durante os quais a potência produzida pelo conjunto de parques eólicos é mínima, como será visto no Capítulo 4.

Vista a região Nordeste como um sistema isolado do SIN, já em 2018 o despacho da geração convencional térmica e hidráulica local poderia variar de modo randômico entre valores próximos à potência máxima disponível e zero ao longo do dia, situação evidentemente insustentável, que reforça a importância das linhas de interligação com outras regiões.

Esses aspectos destacados, que tendem a se acentuar com a maior oferta também da geração solar fotovoltaica, concentrada ou distribuída, mostram a necessidade crescente de estreita ligação entre estudos energéticos e estudos elétricos para sustentar um planejamento da expansão que projete um parque gerador com adequada flexibilidade para acompanhar as variações da demanda líquida ao longo do dia e com suficiente margem de reserva de potência para controle da frequência, para cobrir erros de previsão da geração não despachável e para *back up* nos períodos de calma.

3 METODOLOGIA

Os resultados mostrados nesta Nota Técnica foram obtidos por simulação da geração dos parques eólicos em operação ou em processo de instalação, a partir dos registros climáticos mantidos na base de dados anemométricos AMA. Excluem, portanto, os parques eólicos do PROINFA e os parques negociados no mercado livre.

A metodologia de simulação é extremamente simples, mas conduz a resultados suficientemente precisos para orientar os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico.

Com base nas médias de 10 minutos da velocidade de vento e demais parâmetros climáticos de interesse medidos nas estações anemométricas dos parques eólicos vencedores dos leilões promovidos pelo MME, e com base nas curvas de potência dos modelos de aerogeradores usados nesses parques, estima-se a geração de um único gerador posicionado no local das medições. Admite-se que a geração assim calculada e escalonada pelo número de máquinas instaladas no parque, é representativa da geração de todo o parque eólico.

Em outros trabalhos, como nos índices de vento publicados pela EPE nos boletins trimestrais de energia eólica, tem-se descontado cerca de 10% da geração mensal assim calculada a título de perdas de qualquer natureza e pelo fato de nem todas as máquinas o parque eólico observarem o mesmo vento registrado na torre anemométrica.

A comparação com os registros da geração mensal de parques em operação comercial indicou que um desconto entre 2% e 4% a título de perdas produz, como média geral dos parques, resultados mais próximos da real produção mensal de energia. Porém, o ajuste do desconto pela energia produzida em um mês acaba por reduzir a geração máxima instantânea simulada para compensar registros errôneos, limitações de potência ou saídas de máquina, forçadas ou programadas, que ocorrem no cotidiano de um parque eólico. Nessa situação, optou-se por desconsiderar qualquer perda de energia nas simulações apresentadas nesta Nota Técnica.

Uma comparação do resultado da simulação com a operação real de um parque eólico da região nordeste durante o ano de 2013 é mostrada nos gráficos 1 e 2. O gráfico 1, que relaciona a velocidade medida do vento com a potência gerada, mostra a curva de potência teórica da máquina para densidade do ar de 1,225 kg/m³, a curva de potência resultante da simulação e a curva obtida da operação real.

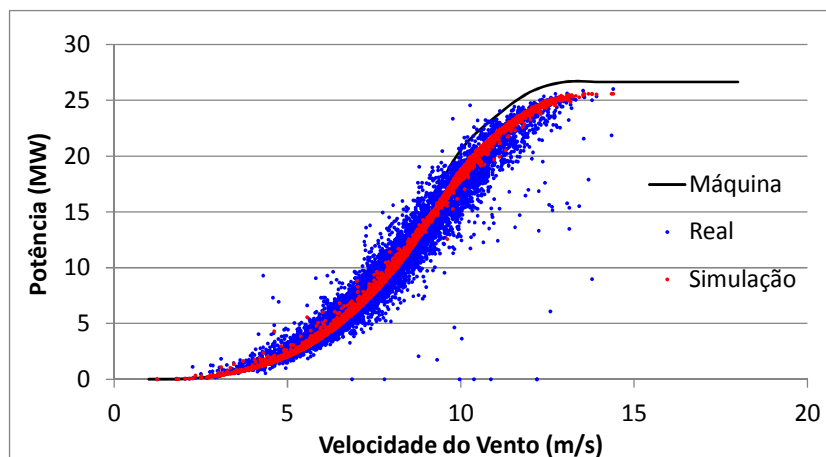


Gráfico 1 – Comparação entre a simulação e a operação real de um parque eólico

O gráfico 2 mostra os resultados da simulação e da operação ao longo da segunda semana de janeiro de 2013, onde se percebe com clareza a operação do parque com número reduzido de unidades geradoras nos dias 28 a 30.

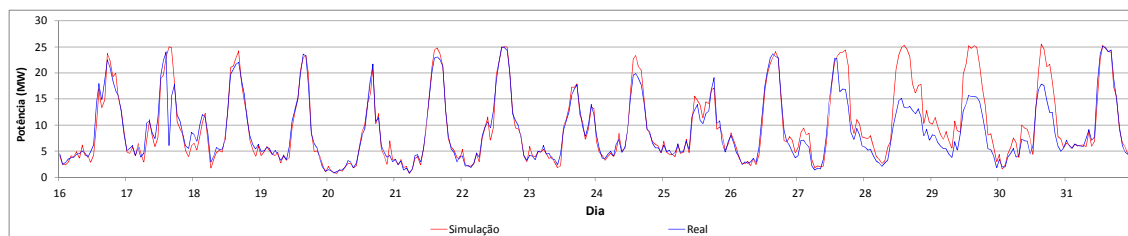


Gráfico 2 – Comparação de resultado da simulação e da operação real de parque eólico

Como as medições realizadas nas estações anemométricas da base de dados são sincronizadas, o resultado da soma simples da geração simulada individual dos parques naturalmente incorpora os efeitos da dispersão espacial da geração eólica.

Esta Nota trata apenas da geração dos parques eólicos instalados na região Nordeste do Brasil cujas medições anemométricas foram iniciadas até 01/01/2015 e que estão atualizadas até 31/01/2016.

As simulações abrangem o período de janeiro de 2012 a fevereiro de 2016, ao longo do qual a potência simulada passou de 1.293 MW em 2012 para 1.981 MW em 2013, 3.449 MW em 2014 e 4.462 MW em 2015, que caracterizam quatro “configurações” espaciais diferentes do conjunto eólico da região Nordeste.

4 RESULTADOS

Do resultado da simulação da geração dos parques eólicos foram registrados a potência máxima simultânea e mínima simultânea do conjunto dos parques eólicos da região Nordeste, as variações de potência entre intervalos de 10 minutos, a duração e frequência dos períodos de calmaria e índices estatísticos da disponibilidade horária da geração eólica.

Exceto os períodos de calmaria, expressos em horas, todos os demais resultados são expressos como percentual da potência simulada.

4.1. Sazonalidade e Variação Interanual

O gráfico 3 mostra o perfil sazonal da densidade de potência dos ventos no Litoral Nordeste ao longo do histórico disponível.

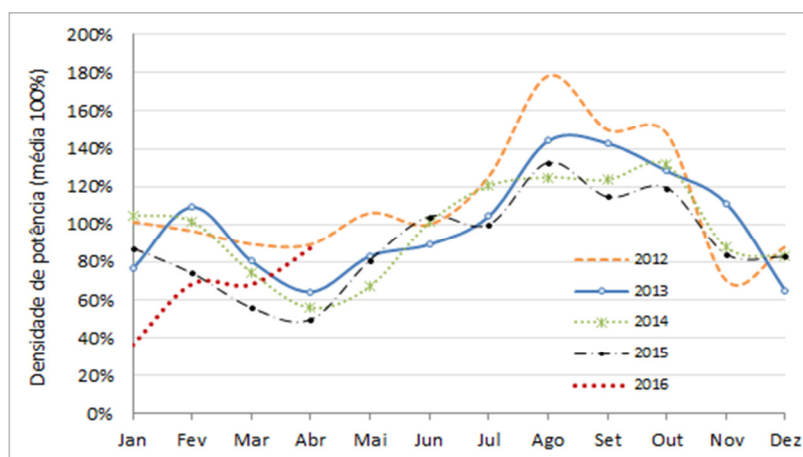


Gráfico 3 - Índice histórico da densidade de potência dos ventos no Nordeste.

Nos meses de junho a outubro costumam ocorrer os ventos de maior velocidade, mas raramente em velocidade suficiente para provocar o desligamento temporário de unidades geradoras por ação da proteção (*cut off*). É entre novembro e maio que ocorrem as condições menos favoráveis à geração eólica, destacando-se no histórico como particularmente ruins o primeiro trimestre e o mês de janeiro de 2016.

Caracteristicamente os meses de outubro e novembro marcam a rápida transição entre as estações de maior e menor disponibilidade eólica, efeito ainda mais acentuado na Bahia.

De 2012 para 2015 a densidade energética anual média na região reduziu-se de um máximo de 493 W/m² para 399 W/m² em 2015, ano mais desfavorável para a geração eólica observado no curto período histórico disponível (gráfico 4).

O coeficiente de variação interanual no período, igual a 8,9%, não difere do valor esperado de longo prazo e evidencia a confiabilidade dessa fonte primária de energia. Esse número é cerca de 1/3 daquele exibido pela ENA no Rio Grande do Sul no mesmo período.

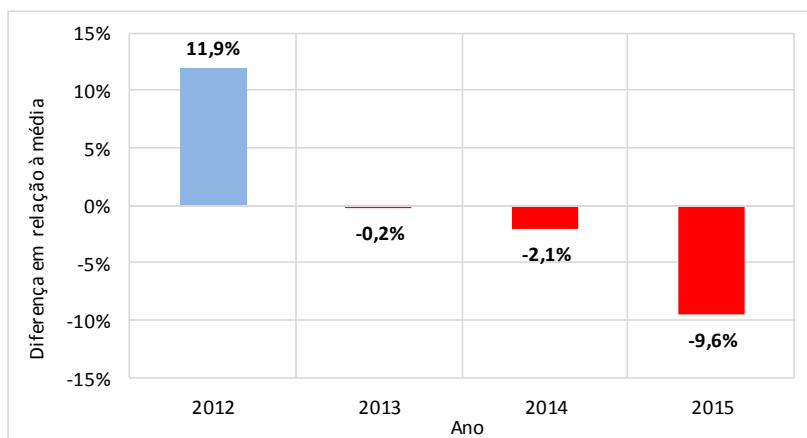


Gráfico 4 – Variação interanual da densidade de potência

4.2. Amplitude e frequência das variações de potência

O gráfico 5 relaciona a amplitude das variações de potência com a frequência de ocorrência em dois intervalos de tempo - 10 minutos e uma hora -, no período de treze meses de janeiro de 2015 a fevereiro de 2016, simulada a potência de 4.461,6 MW.

Entre intervalos de 10 minutos, as maiores variações tiveram amplitude de ± 380 MW (ou $\pm 8,5\%$ da potência simulada) e 94% das ocorrências tiveram amplitude entre 2% e -2% da potência simulada.

Entre intervalos de 1 hora, as maiores variações observadas alcançaram -18,3% e 27,2% da potência simulada, respectivamente -816 MW e 1.212 MW. Apenas cerca de 5% das variações de potência em intervalo de 1 hora excederam $\pm 8\%$ da potência simulada.

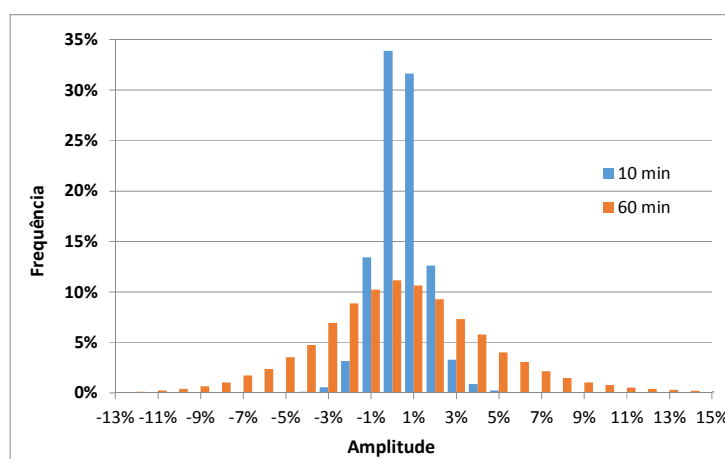


Gráfico 5 – Frequência e amplitude das variações de potência.

Dois fatores determinam a frequência e amplitude das variações de potência: a disponibilidade do recurso primário, evidentemente, e a dispersão geográfica dos parques eólicos.

A parcela debitada ao vento foi quantificada simulando-se a configuração de parques de 2012, que totalizava 1.292,9 MW, nos anos de 2013, 2014 e 2015. Os resultados

mostraram que a máxima variação em intervalo de 60 minutos foi de 28,9% em 2012, 36,9% em 2013, 31,8% em 2014 e 37,3% em 2015, todas ocorridas nos meses de novembro, exceto em 2015, quando a máxima variação ocorreu em outubro.

O efeito da dispersão geográfica foi quantificado simulando-se o ano de 2015 com quatro configurações diferentes de parques eólicos, obtendo-se os resultados mostrados na tabela 1. Estas simulações apontaram o mês de outubro de 2015 como o pior do histórico em termos de amplitude da variação da potência.

Potência Simulada (MW)				
	1.292,9	1.981,6	3.448,6	4.461,6
10 min	15,1% / -13,2%	11,8% / -12,5%	10,3% / -10,4%	8,3% / -8,6%
30 min	29,6% / -20,5%	20,7% / -19,5%	21,5% / -20,7%	19,3% / -16,4%
60 min	37,3% / -26,6%	31,9% / -24,6%	29,5% / -22,3%	27,2% / -18,3%

Tabela 1 – Variações máximas de potência em intervalos de tempo

Curiosamente as variações negativas de potência (reduções de geração) nos intervalos de tempo superiores a 10 minutos são menores que as variações positivas. Essa é uma constatação que tem consequência importante: as variações positivas, embora mais amplas, não demandam capacidade de *ramp up* das usinas despacháveis.

As maiores variações negativas da potência em 2015 foram de 816 MW em intervalo de 60 minutos (ou 13,6 MW/minuto) e 384 MW em intervalo de 10 minutos (ou 38,4 MW/minuto). Para comparação, a demanda da região Nordeste em 2015 chegou a registrar variação de até 1.600 MW em intervalo de 60 minutos, ou 27 MW/minuto.

Apesar da diversificação promovida pela expansão da fronteira de exploração do potencial eólico atenuar as variações extremas em percentual da potência instalada, em valores absolutos essas variações ainda são crescentes, como apresentado no Gráfico 6.

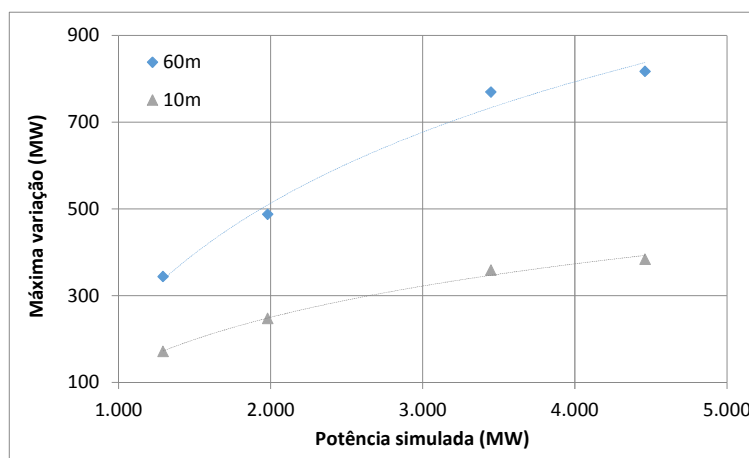


Gráfico 6 – Máxima variação horária de potência

A extrapolação das curvas mostradas sugere que com a expansão da potência eólica para 12.400 MW (igual à máxima demanda instantânea registrada pelo ONS no Nordeste em 2015¹), a maior redução da potência eólica em intervalo de 10 minutos se situaria entre 570 e 800 MW (ou entre 57 MW/min e 80 MW/min) e em intervalo de 60 minutos entre 1.250 MW e 1.850 MW (21 MW/min e 30 MW/min respectivamente).

4.3. Duração e frequência das calmarias

A duração dos períodos de calmaria aqui considerada é o tempo em que a potência gerada pelo conjunto de parques eólicos não supera certo percentual da potência total simulada.

O gráfico 7 mostra a duração máxima das calmarias no período de treze meses de janeiro de 2015 a fevereiro de 2016, simulada a potência de 4.461,6 MW, e o gráfico 8 mostra a frequência de ocorrência e a duração das calmarias. O mês de janeiro de 2016 foi incluído na simulação por ser o mais desfavorável para a geração eólica em todo o histórico disponível.

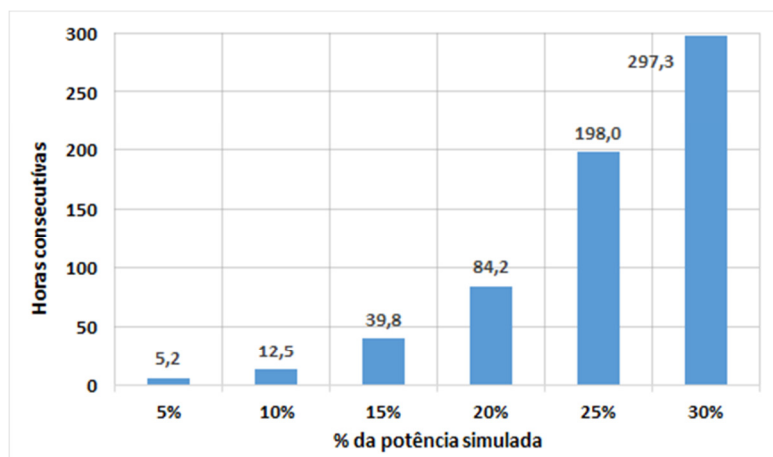


Gráfico 7 – Duração máxima dos períodos de calmaria.

As calmarias mais intensas, que reduziram a geração de todo o conjunto de parques do Nordeste a menos de 5% da potência total simulada, foram poucas. De fato, apenas 6 (seis) ocorrências com duração igual ou superior a uma hora foram verificadas, a máxima com duração de pouco mais de 5 horas consecutivas.

Calmarias menos intensas, que reduziram a geração eólica no Nordeste a um máximo de 20% da potência simulada ocorreram 82 vezes, 8 das quais com duração igual ou superior a 20 horas consecutivas e 7 com duração entre 12 e 20 horas consecutivas.

¹ ONS, Boletim Diário da Operação acessado em 03/11/2016, Demanda Máxima Instantânea em MW.

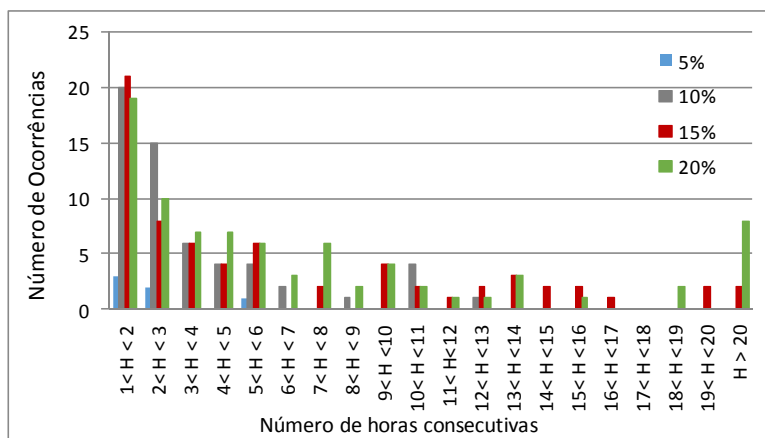


Gráfico 8 – Frequência e duração das calmarias

Novamente a dispersão espacial dos parques eólicos se revela eficiente para reduzir tanto o número de ocorrências quanto a duração das calmarias. A tabela 2 mostra os resultados da simulação do ano de 2015 com duas configurações de potência diferentes, da qual se destaca a redução da duração máxima das calmarias.

	P = 1.292,9 MW			P = 4.461,6 MW		
	5%	10%	20%	5%	10%	20%
Nº de ocorrências	42	83	157	6	51	82
Duração máxima (h)	13,8	29,5	138,7	5,2	12,5	84,2

Tabela 2 – Frequência e duração de calmarias

Vale registrar que ambas as configurações simuladas apontaram como críticos os meses de abril de 2015 e janeiro de 2016: as calmarias mais intensas, que reduziram a potência gerada a até 20% da potência simulada teriam ocorrido em abril e as calmarias menos intensas, porém mais duradouras, que reduziram a geração eólica a valores superiores a 20% da potência instalada, teriam ocorrido em janeiro de 2016.

A frequência de ocorrência e a duração das calmarias mostra a necessidade de *back up* de potência e energia para garantir o atendimento à carga em complementação à disponibilidade eólica.

Um exercício simples revela que uma fonte auxiliar com potência de 2.345 MW e capacidade de acumulação de 1.510 GWh seria capaz de manter constante uma oferta de potência igual à média produzida pela totalidade dos parques eólicos simulados no ano de 2015.

4.4. Permanência e distribuição horária da potência gerada

O gráfico 9 mostra a distribuição de frequência acumulada da potência gerada (em percentual da potência simulada) entre 01 de janeiro de 2015 e 31 de janeiro de 2016, período do histórico menos favorável à geração eólica no qual a máxima potência instantânea (observada em 12/10/2015) não superou 95% da potência simulada.

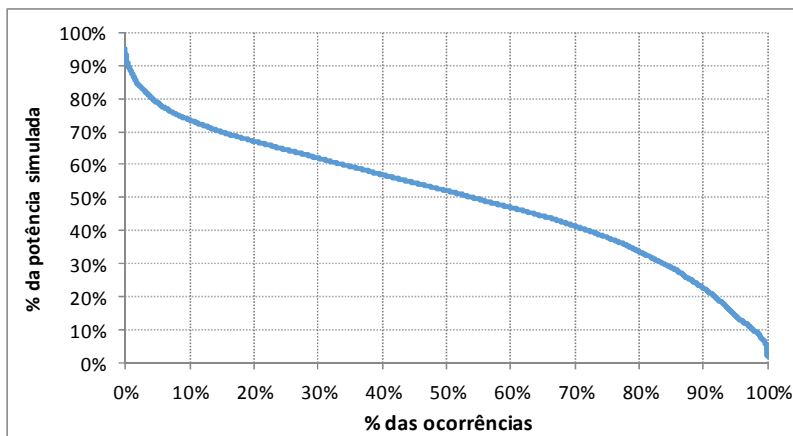


Gráfico 9 – Permanência de potência entre 01/01/2015 e 31/01/2016

Vê-se, por exemplo, que a potência correspondente a 80% do total simulado (3.569 MW) foi excedida em menos de 5% das ocorrências (ou em menos de 5% das 9.504 horas simuladas). No outro extremo da curva, vê-se que por 90% do tempo a potência gerada pelo conjunto de parques eólicos do Nordeste excede 1.010 MW, ou 22,6% do total simulado.

A tabela 3 detalha alguns percentuais de interesse.

% Potência	10%	30%	50%	70%	90%
% Tempo	97,8%	83,9%	54,1%	14,8%	0,5%

Tabela 3 – Percentual da potência instalada excedido em dado % das ocorrências.

A menor potência instantânea de todo o histórico foi observada na manhã de 06 de abril de 2015, quando não alcançou 2% da potência simulada.

A simulação permite discretizar a potência gerada em base de 10 minutos, de acordo com a frequência de ocorrências. O gráfico 10 mostra a distribuição ao longo do dia da potência superada em 50% das ocorrências (P 50%) e da potência superada em 95% das ocorrências (P 95%).

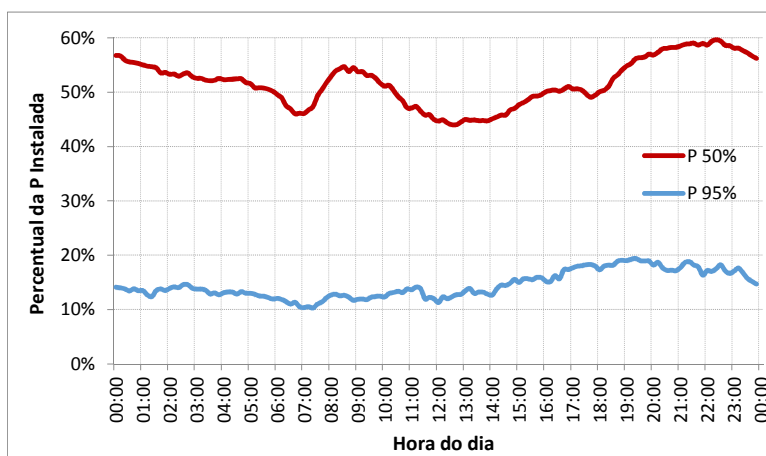


Gráfico 10 – Distribuição horária das potências esperada e “garantida” 95% do tempo

A potência P 95% é mínima por volta de 07:00h (um comportamento típico do vento no litoral nordestino, que acompanha a mudança de direção da brisa marinha) quando alcançou apenas 10,5% da potência simulada. É máxima entre 17:30h e 20:00 horas, tendo atingido 19,5% da potência simulada (866 MW).

A potência esperada (P 50%) atinge seu valor mínimo por volta de 13:00h, muito influenciada pelo comportamento do vento nos parques do interior da região Nordeste, como na Serra de Santana e na Bahia, onde a velocidade do vento em geral é mínima por volta de 15:00h.

A potência esperada tem máxima que alcança quase 60% da potência simulada entre 21:00h e 23:00h, em coincidência com o horário da demanda máxima na região Nordeste.

Vale ressaltar que esses valores foram registrados no ano menos favorável à geração eólica do histórico disponível.

4.5. Outras estatísticas da potência: geração máxima simultânea

De interesse para a análise de condições operacionais da rede de transmissão é a máxima geração simultânea esperada de um conjunto particular ou da totalidade dos parques eólicos de uma região. Alguns estudos sobre margens de escoamento da geração, por exemplo, usam como premissa de despacho 80% da potência eólica instalada.

O gráfico 11 mostra a maior potência instantânea registrada a cada 10 minutos nos anos de 2012 a 2015 em percentual da potência simulada.

Nesses anos, a máxima potência instantânea foi calculada em 98,6%, 97,7%, 95,2% e 95,1% da simulada respectivamente, sempre no mês de outubro. Nota-se que a sequência anual das máximas segue aquela da densidade de potência mostrada anteriormente.

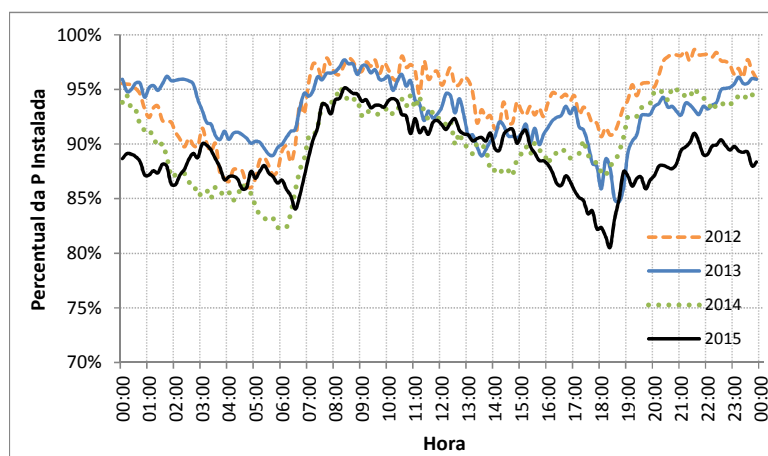


Gráfico 11 – Maior potência instantânea em % da potência simulada

O gráfico 12 mostra a probabilidade de superação do percentual de 80% da potência simulada em intervalo de 10 minutos. É entre 08:00h e 10:00h a maior probabilidade de ocorrência de potência superior a 80% daquela instalada.

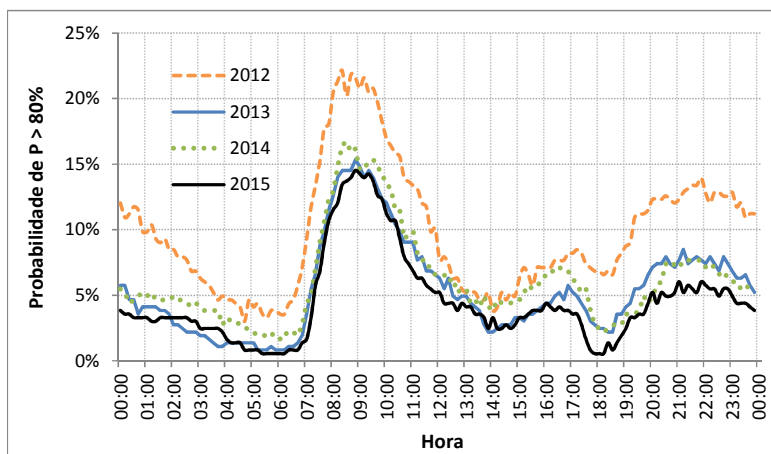


Gráfico 12 – Probabilidade de a potência superar 80% da simulada

Quando computadas as médias de 24 horas, os valores máximos encontrados foram de 88,8%, 89,9%, 85,7% e 84,6% nos anos de 2012 a 2015 respectivamente e ocorreram nos meses de agosto (2012 e 2015), setembro (2014) e outubro (2013).

O gráfico 13 mostra o perfil da potência a cada 10 minutos nesses dias de ocorrência das maiores médias.

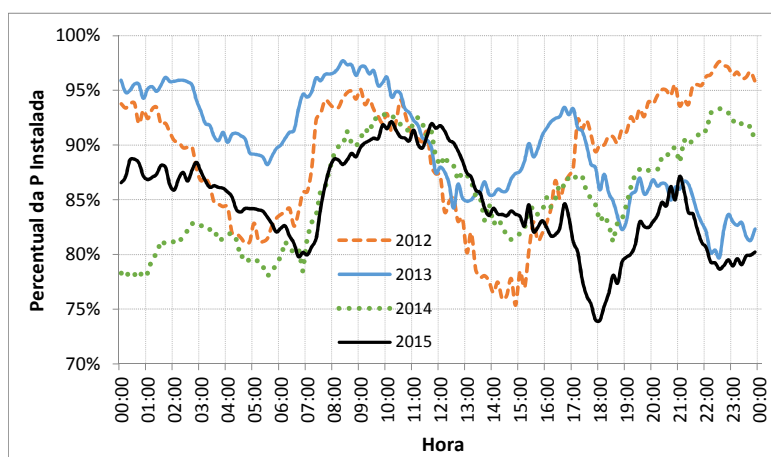


Gráfico 13 – Potência instantânea nos dias de máxima geração

Finalmente, o gráfico 14 mostra a probabilidade de ocorrência de potência instantânea superior a 80% da potência simulada a cada mês dos anos de 2012 a 2015.

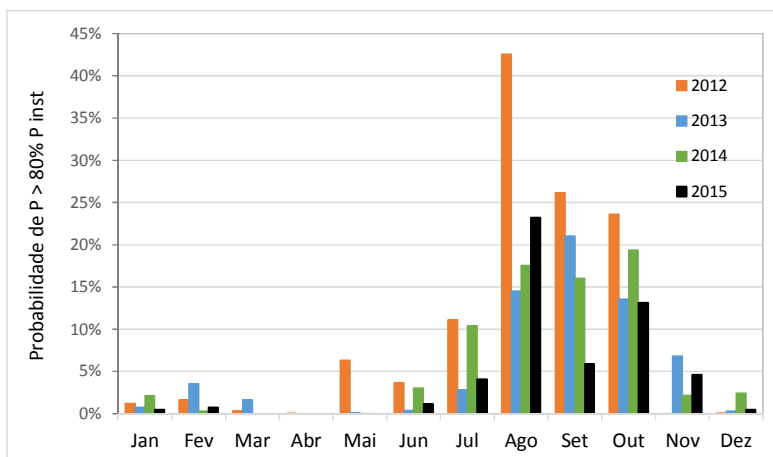


Gráfico 14 – Distribuição mensal da probabilidade de superação do percentual 80%

5 CONCLUSÕES

A inserção da geração eólica em maior escala obriga o planejador do sistema elétrico a considerar, além dos aspectos energéticos de praxe, também aspectos elétricos tradicionalmente afetos à operação do sistema.

Variabilidade de curtíssimo prazo e horas consecutivas de indisponibilidade de uma fonte primária de energia elétrica, por exemplo, até recentemente eram aspectos inéditos para o planejamento da oferta de energia. Também inédita até recentemente era a dispersão geográfica de pequenas unidades geradoras.

Esta Nota quantifica esses aspectos a partir de simulações da geração eólica baseadas em medições anemométricas realizadas em parques eólicos da região Nordeste entre janeiro de 2012 e janeiro de 2016.

Os resultados apresentados enfatizam a importância da distribuição espacial dos parques na atenuação dos efeitos mais perversos da variabilidade e incontabilidade da fonte eólica e, por consequência, também enfatizam a importância da disponibilidade de informações que possibilitem obtê-los.

Sem as informações proporcionadas pela base de dados mantida pela EPE, e em particular o cuidado de manter as medições anemométricas sincronizadas no mesmo momento em todos os parques, não haveria como quantificar adequadamente os efeitos da dispersão geográfica dos parques.

Dos resultados devem ser destacadas a quantificação das variações extremas de potência do conjunto dos parques eólicos e da extensão temporal de períodos de calmaria.

Inicialmente concentrados muito próximos da beira-mar no litoral do Ceará e Rio Grande do Norte, os parques eólicos se expandiram para todo o interior da Bahia e vem ocupando novos espaços nos estados da Paraíba, Pernambuco e Piauí. Nesse processo, agregam diferentes regimes sazonais e horários de vento, e, ainda que de modo randômico (por ser decorrente dos resultados dos leilões de energia), resulta numa tendência de redução da amplitude e frequência das variações de potência e dos tempos de calmaria, com consequente melhora dos indicadores de confiabilidade de potência.

Como mostrado, a maior variação negativa de potência do conjunto de parques eólicos do Nordeste registrada entre 2012 e 2015 é menor que variações diárias da demanda. Nessa situação, excluída eventual coincidência temporal das variações de geração e demanda, a geração eólica ainda não é o fator determinante para o dimensionamento da reserva de potência operativa ou da capacidade de tomada de carga das fontes controláveis da região.

Os períodos de calmaria, por outro lado, são determinantes para o dimensionamento de uma reserva de potência e energia não sincronizada que garanta o atendimento da carga.

Um resultado desta Nota mostra que uma fonte auxiliar capaz de prover o *back up* adequado para a geração eólica nas situações de calmaria necessita alta potência, mas uma capacidade de acumulação de energia relativamente pequena.

Finalmente, as estatísticas horárias sobre a potência produzida pelo conjunto de parques eólicos dão uma medida da pequena confiabilidade da fonte para atendimento à curva diária de demanda e subsídios para que sejam avaliadas premissas de geração simultânea que norteiam os estudos de carregamento do sistema de transmissão.

Com a ampliação da oferta de energia de fontes geograficamente dispersas, variáveis e não controláveis, maior importância para o planejamento do sistema elétrico assume a quantificação estatística do comportamento temporal dessas fontes.