



**XXIII SNTPEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPL/04  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu – PR

**GRUPO – VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL**

**CONFIABILIDADE DA ENERGIA EÓLICA PARA O ATENDIMENTO À CARGA  
NA REGIÃO NORDESTE**

**Alonso José Torres de Lima Silva (\*)**  
Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

**João Guilherme de Carvalho Costa**  
Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

**RESUMO**

Este trabalho apresenta o cenário atual e uma previsão para o futuro da inserção de geração eólica na Região Nordeste. Analisa-se a confiabilidade deste tipo de energia para o atendimento à carga, levando-se em conta sua variabilidade e incerteza característica, além das variações na demanda e nas gerações hidráulica e térmica. Em seguida, é feita uma avaliação probabilística dos parques eólicos do Nordeste, onde indicadores de desempenho do sistema de geração eólica são obtidos através de um programa computacional baseado em simulação Monte Carlo para seleção dos estados operativos das unidades geradoras, níveis de carga e velocidades dos ventos.

**PALAVRAS-CHAVE**

Confiabilidade, demanda, geração eólica, simulação Monte Carlo.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A conexão de parques eólicos no Nordeste do Brasil vem atender a uma necessidade cada vez maior da sociedade por energia elétrica, de forma limpa, renovável, duradoura e acessível. Atualmente, a energia eólica atende a todos esses requisitos, e vive um momento de forte expansão. A capacidade instalada de geração eólica no Brasil é de 6 GW e, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica [1] deve ultrapassar a marca de 9 GW até o fim de 2015.

Como qualquer tecnologia que passa a integrar um determinado ambiente, esse tipo de geração suscita dúvidas, desconfiças e questionamentos, não só da sociedade, como também do corpo técnico das empresas do setor elétrico. A integração entre a geração eólica e os tipos mais tradicionais de geração no Brasil, como a hidráulica e, mais recentemente a térmica, levanta questionamentos [2] como: “A energia eólica é confiável?”; “Até que percentual da capacidade instalada de um sistema pode ser proveniente de centrais eólicas?”, e; “Em um sistema com fontes de diversificadas de geração, qual a contribuição dos parques eólicos para o nível de confiabilidade?”.

Quando a confiabilidade de um sistema de geração é analisada, deve-se verificar sua adequação ao atendimento da carga, que representa o objetivo primordial de qualquer sistema elétrico [3]. Para isto, é fundamental modelar adequadamente o comportamento da carga, observando seu perfil diário e o comportamento sazonal [4]. Neste trabalho, pretende-se determinar a parcela da carga atendida pela geração eólica na Região Nordeste, levando-se em consideração os diversos aspectos rotineiros da operação de um sistema elétrico.

Inicialmente, analisam-se dados históricos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Os valores considerados contemplam medições horárias de consumo, geração hidráulica, térmica, eólica e fluxos de potência nas interligações do sistema com as áreas vizinhas no período compreendido entre 1º de janeiro e 31 de dezembro de 2014. Análises estatísticas são realizadas para quantificar a contribuição de cada fonte de geração para o atendimento da carga, bem como sua intermitência ao longo do período considerado. Faz-se uma comparação entre o

(\*) Rua da Aurora, n° 1343, Santo Amaro – CEP 50040-090 – Recife, PE – Brasil  
Tel: (+55 81) 3217-8832 – Fax: (+55 81) 3217-8801 – Email: alonso@ons.org.br

comportamento da geração eólica e a hidráulica, mais tradicional no setor e tida como mais confiável, devido à sua melhor previsibilidade. Busca-se ainda mostrar que a geração eólica não visa, e nem pode, substituir a hidráulica, mas deve ser planejada como fonte complementar, para diversificar a matriz energética e auxiliar na manutenção do nível de confiabilidade ao sistema.

Como o “combustível” usado em um parque eólico é o vento, é imprescindível que as usinas sejam instaladas em locais com bom regime de ventos, possibilitando uma produção energética maior. No caso do Nordeste, apesar da recente construção de parques eólicos em outros sítios no período escolhido para a realização da pesquisa, o maior montante de geração eólica está concentrado no litoral dos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, com boa participação de instalações localizadas no oeste da Bahia.

## 2.0 - ESTUDOS COMPARATIVOS BASEADOS NO HISTÓRICO DE OPERAÇÃO

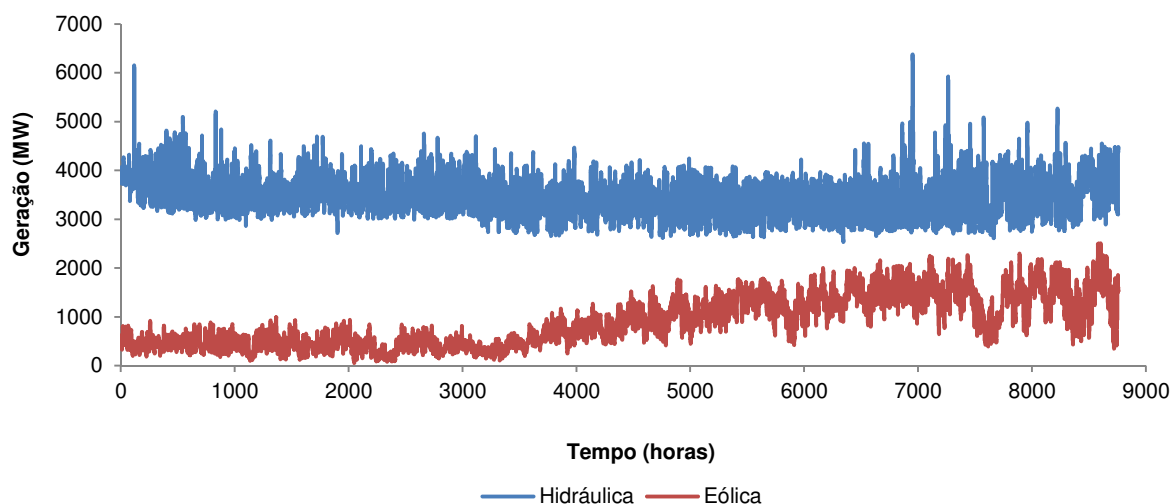
Considerando que a fonte de energia mais tradicional utilizada no Brasil é a hidráulica, pode-se utilizá-la como base para comparação com novas fontes, neste caso, a eólica. Realizando-se uma comparação da variabilidade entre as mesmas, assim como com a demanda da região Nordeste, pode-se traçar um perfil de atendimento destas fontes à carga. A geração térmica e os intercâmbios também podem ser vistos como uma fonte de suprimento de energia, levando em consideração que estas parcelas podem ser utilizadas no fechamento do balanço de potência. Para isso, consideram-se todas as situações operativas do sistema ao longo do período, como contingências e restrições de geração e transmissão por quaisquer motivos, além das ocorrências no Sistema Interligado Nacional (SIN). Como os dados obtidos pelo programa PI (histórico utilizado pelo ONS) retratam a própria operação, todas as consequências desses fatores, inerentes a qualquer sistema elétrico, entram na análise realizada.

### 2.1 Geração Eólica x Geração Hidráulica

A geração hidráulica tem tido sua participação proporcionalmente reduzida (apesar de ainda ser a mais significativa) na matriz energética brasileira. Questões associadas ao regime hidrológico devem ser modeladas, já que fazem parte do risco associado a esta fonte. Da mesma forma, a imprevisibilidade do vento deve ser considerada, pois influencia diretamente na capacidade de geração de potência nos parques eólicos.

#### 2.1.1 Comparação em Base Anual

No Nordeste, a geração hidráulica é aproximadamente 4 vezes maior que a eólica, que ainda vive um momento de expansão. Contudo, a geração eólica, em alguns momentos do período analisado, ultrapassa 2000 MW injetados no SIN, o que aumenta sua inserção momentânea em relação à geração hidráulica, como pode ser visto na Fig. 1.



**Fig. 1 – Histórico das gerações eólica e hidráulica do Nordeste em base anual.**

Na Fig. 1, observam-se elevações pontuais na geração hidráulica, explicadas pelo fechamento do atendimento à demanda do Nordeste, decorrente do processo de otimização energética. A energia eólica, apesar de ter menor inserção que a hidráulica, apresenta uma variação proporcionalmente menor quando se considera um período de tempo maior, como neste histórico de 1 ano. Esta percepção reforça a ideia de que a geração eólica apresenta boa regularidade e confiabilidade para um horizonte de tempo longo, mesmo sendo não despachável [5]. À medida que o número de parques eólicos aumentar, a curva de geração eólica tenderá a apresentar um patamar mais elevado, trazendo, no longo prazo, maior contribuição ao atendimento à demanda. Segundo dados do Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica 2015-2017 do ONS [6], considerando-se o montante de geração eólico já leilado para o Nordeste, a potência instalada na região chegará a 10.641 MW em 2018.

### 2.1.2 Comparação em Base Diária

Ao se trabalhar com um período de tempo menor, neste caso, de 24 horas, pode-se notar que a geração hidráulica apresenta uma menor variação proporcional de seus valores, independentemente da estação do ano. Para ilustrar esse fato, foram selecionados aleatoriamente quatro dias de medição, como mostram as Fig. 2 a 5. Observe que o perfil da geração eólica varia de acordo com a hora do dia, e, também, no decorrer dos meses, já que os ventos em um determinado horário são diferentes para estações distintas.

Os gráficos das Figuras 2 a 5 mostram que a variação diária da geração hidráulica é maior em valores absolutos, pois apresenta picos e vales mais acentuados. Contudo, deve-se atentar para a relatividade entre os valores. Por exemplo, no dia 1º de Maio de 2014, a geração hidráulica variou entre 3000 e 4300 MW, enquanto a geração eólica variou entre 277 e 580 MW. Os dados mostram que o valor mais baixo de geração hidráulica é cerca de 70% do seu valor máximo nesse dia. Quando se analisa a geração eólica, é possível perceber que o valor mais baixo do montante injetado é de aproximadamente 45% do máximo, como visto na Fig. 2. Os percentuais mostram que, no intervalo considerado, a variação relativa da geração eólica é superior à da hidráulica. As mesmas características podem ser observadas nos dias 1º de fevereiro, 1º de Agosto e 1º de Dezembro de 2014, ilustrados nas Fig. 3, 4 e 5, respectivamente.

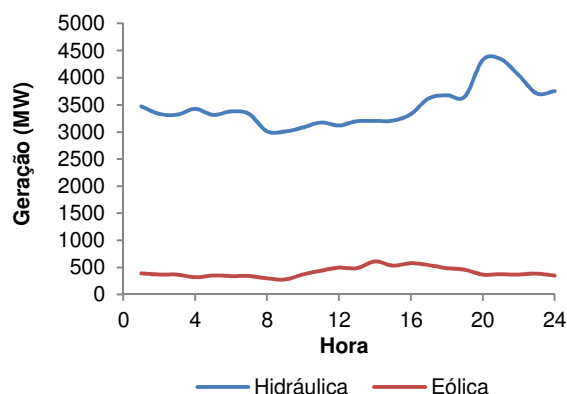


Fig. 2 – Dados de 1º de maio de 2014.

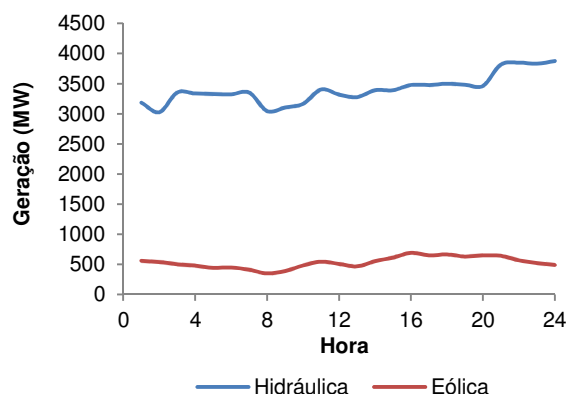


Fig. 3 – Dados de 1º de fevereiro

de 2014.

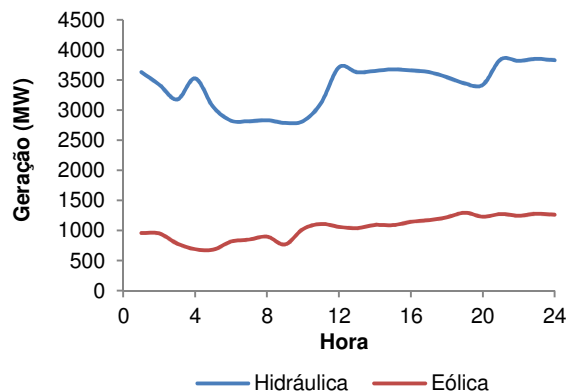


Fig. 4 – Dados de 1º de agosto de 2014.

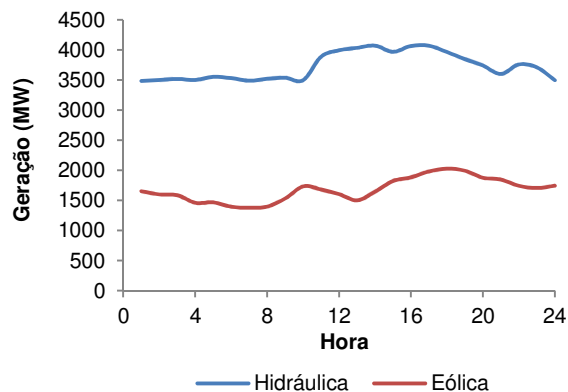


Fig. 5 – Dados de 1º de dezembro

de 2014.

Pode-se observar na Fig. 5, que no período de ponta do dia 1º de dezembro, às 18h, a geração eólica chega perto de 1900 MW e se mantém nesse patamar por algumas horas, enquanto a geração hidráulica se encontra pouco abaixo de 4000 MW. Nesta comparação, a geração eólica tem uma inserção instantânea equivalente a aproximadamente 50% da hidráulica. Nesse mesmo dia e horário, a demanda do Nordeste é de 10.500 MW. Logo, quase 18% desse montante são atendidos pela geração eólica. Com a conexão de novos parques eólicos (o que pode ser notado ao se comparar os patamares de geração eólica nas Fig. 3 e 5) e já tendo sido explorado o potencial hidráulico do Nordeste, espera-se que em alguns anos essas curvas indiquem uma inserção eólica maior. Salienta-se que no período pesquisado, o Nordeste enfrentou (e ainda vem enfrentando) uma seca bastante severa, apresentando baixos níveis de armazenamento de água nos reservatórios. Outro fator interessante a se observar é a inexistência de valor zero para a geração eólica nos dias selecionados. Isso não significa dizer que nenhum parque teve sua geração zerada, o que ocorre com relativa frequência, mas o conjunto eólico como um todo tem uma probabilidade muito pequena de apresentar uma geração próxima de zero, pelo menos nessa região. No intervalo pesquisado em

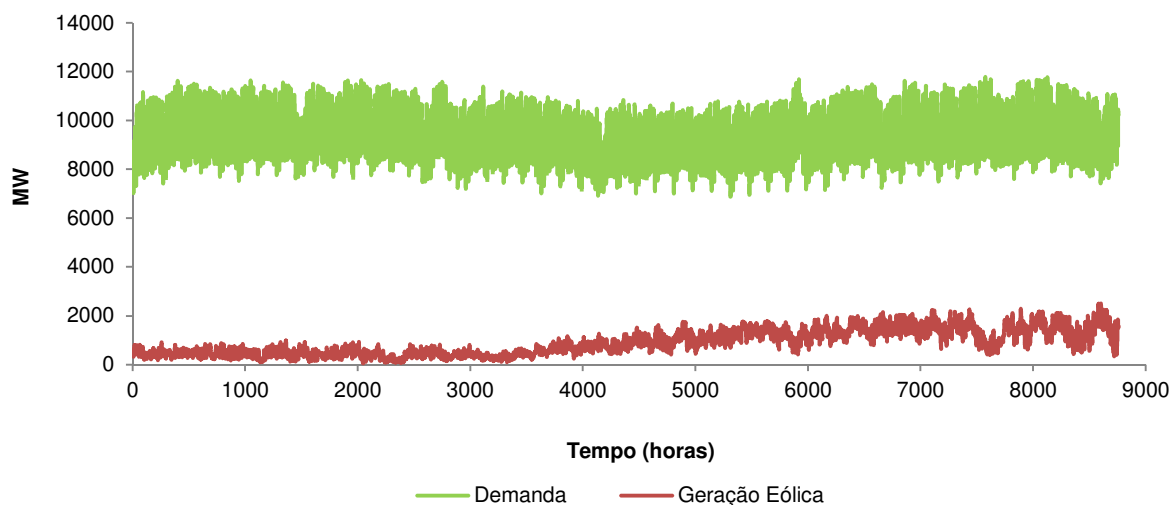
nenhum momento o total de geração eólica se anulou. Pode-se concluir que mesmo com sua inconstância natural, os ventos apresentam um regime, até certo ponto, bem comportado, e que tende a ser mais confiável à medida que mais parques eólicos forem instalados no Nordeste.

## 2.2 Geração Eólica x Demanda da Região Nordeste

Qualquer forma de geração tem um único propósito: o atendimento à demanda da região e, de uma forma geral, às necessidades do sistema elétrico. Como a análise apresentada neste trabalho é restrita à região Nordeste, considera-se apenas a carga localizada nessa região. Assim, os dados da demanda do Nordeste foram coletados e comparados à geração eólica, para permitir a avaliação da sua contribuição no atendimento à carga. Essa análise ilustra a confiabilidade deste tipo de fonte, uma vez que é possível observar os montantes mínimos e máximos instantâneos de carga atendidos exclusivamente pela geração eólica.

### 2.2.1 Comparação em Base Anual

A Fig. 6 mostra que a geração eólica ainda apresenta valores relativamente baixos se comparada à demanda total do Nordeste, diferentemente do que ocorre em alguns países como Dinamarca, Espanha e Portugal, onde a geração eólica contribui, respectivamente, com 34%, 21% e 20% da demanda [7].

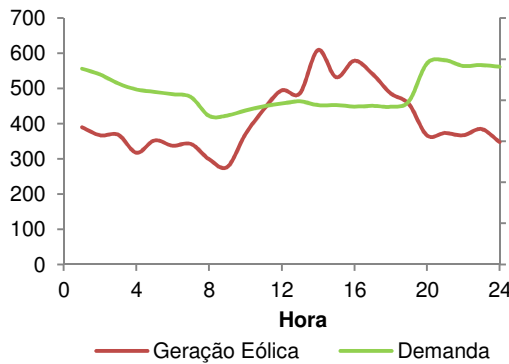


**Fig. 6 – Geração eólica e demanda do Nordeste em base anual.**

Note na Fig. 6, que a geração eólica atinge cerca de 20% da demanda em determinados momentos, o que representa um valor de inserção considerável. Por exemplo, no dia 13 de outubro de 2014, às 17 horas, o montante de potência injetado pela geração eólica é de 2022 MW, frente a uma demanda de 10.239 MW. Neste momento específico, a geração eólica é responsável pelo atendimento de 17,74% da carga do Nordeste. Considerando-se todo o ano de 2014, pode-se concluir que a geração eólica foi responsável pelo atendimento de 9,5% da energia demandada na Região Nordeste, com uma contribuição de aproximadamente 8000 GWh.

### 2.2.2 Comparação em Base Diária

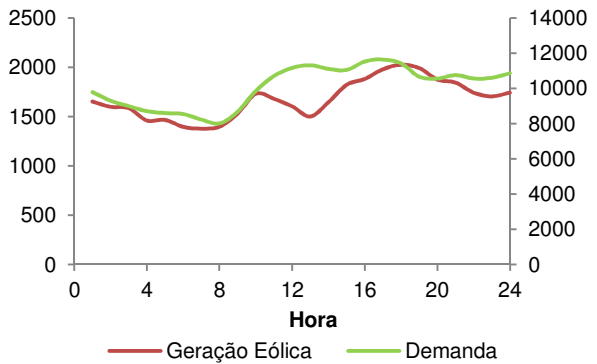
Quando se analisa o período de um dia inteiro, com 24 medições de geração e consumo, percebe-se como a curva de geração varia em função da hora. Para isso, foram tomados aleatoriamente dois dias, de modo a exemplificar as referidas variações em duas estações distintas. Nesta análise, tem-se, hora a hora, a contribuição da geração eólica para o atendimento à carga.



**Fig. 7 – Dados do dia 1º de maio de 2014.**

de 2014.

Como visto nas Fig. 7 e 8, independentemente da estação do ano, a geração eólica no Nordeste apresenta tipicamente valores mais elevados à tarde e/ou no início da noite, coincidindo, de certa forma, com o horário de ponta da carga na região. Essa característica é muito útil, pois no momento em que o sistema mais precisa de geração, os parques eólicos podem prover parte dessa necessidade. De um modo aproximado, a curva da geração eólica acompanha a curva de carga, com valores mais baixos pela manhã e mais elevados à tarde e à noite. O aumento no patamar da geração na Fig. 8 em relação à Fig. 7 se deve tanto à entrada em operação de novos empreendimentos em geração eólica, quanto à maior velocidade dos ventos no segundo semestre de 2014. Ao se analisarem os dados de 1º de dezembro, ilustrados na Fig. 8, percebe-se que às 6 horas, a carga é de aproximadamente 8000 MW, enquanto a geração eólica vale 1400 MW. Neste momento, a geração eólica é responsável pelo atendimento de 17% da carga. Às 18 horas, a carga é de 10.500 MW e a geração eólica vale quase 2000 MW. Isto mostra que, instantaneamente, a geração eólica é responsável pelo atendimento de 19% da demanda.



**Fig. 8 – Dados do dia 1º de dezembro**

### 3.0 - ANÁLISE DA DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA DO PARQUE EÓLICO DO NORDESTE

#### 3.1 Confiabilidade de Sistemas de Geração

A aplicação de metodologias probabilísticas à análise de confiabilidade de sistemas de geração tornou-se evidente a partir da década de 1940, com a publicação de artigos sobre o método da perda de carga e o método da frequência e duração, utilizados até hoje em estudos de planejamento [9]. Na ocasião, foram propostos métodos analíticos, i.e., baseados em enumeração de estados [10] e outros que usam simulação Monte Carlo [11], onde os estados do sistema são amostrados proporcionalmente às suas probabilidades de ocorrência. Com o passar do tempo e o aumento da capacidade de processamento dos computadores, novas metodologias analíticas e de simulação surgiram, envolvendo sistemas de geração de grande porte [12] e sistemas de geração-transmissão [13].

Apesar de muitos desenvolvimentos já terem sido feitos na área da geração, a necessidade de estudos ainda se faz presente devido à diversificação da matriz energética de vários países, com a crescente participação de fontes renováveis. As usinas eólicas, por exemplo, são formadas por dezenas de geradores de pequena capacidade, e independentes entre si, mas que podem ser afetados simultaneamente por fatores externos como a velocidade do vento [14]. As peculiaridades de cada tipo de geração têm motivado a elaboração de novos modelos ou a adaptação de modelos tradicionais à nova realidade dos sistemas elétricos de potência.

A metodologia utilizada neste trabalho aplica a simulação Monte Carlo não sequencial [15] para fazer a seleção dos estados operativos dos geradores, definir as velocidades dos ventos e o valor da carga a serem analisados a cada condição amostrada para o sistema. Os objetivos principais são cálculo de indicadores de desempenho do parque eólico e a avaliação de sua contribuição para o suprimento da carga.

#### 3.2 Metodologia de Cálculo

##### 3.2.1 Índices de Desempenho

De acordo com [8], os índices descritos a seguir (baseados na energia produzida) podem ser utilizados, sob a ótica da empresa geradora, na avaliação do desempenho das usinas eólicas. São eles:

- **IWP (Installed Wind Power):** Corresponde à potência total instalada na usina ou parque eólico, em MW ou GW, e calculada como a soma das potências nominais de todos os geradores do sistema.
- **IWE (Installed Wind Energy):** É a máxima energia que poderia ser gerada no parque eólico no período de um ano. Corresponde o produto do índice IWP por 8760 horas, sendo expresso em MWh ou GWh.

- **EAW** (*Expected Available Wind Energy*): É o valor esperado da energia contida no vento (em MWh ou GWh), i.e., que seria fornecida ao sistema em um ano, se as unidades geradoras fossem 100% confiáveis.
- **EGW** (*Expected Generated Wind Energy*): Corresponde ao valor esperado da energia produzida em um ano, levando em consideração a variabilidade do vento e as saídas forçadas dos geradores.
- **WGAF** (*Wind Generation Availability Factor*): O fator de disponibilidade da geração eólica relaciona a energia efetivamente produzida e a máxima energia que poderia ser produzida pela usina no mesmo ano. Assim:

$$WGAF = \frac{EGWE}{IWE} \quad (1)$$

Além dos indicadores acima, pode-se comparar a geração eólica à energia demandada no período, de forma a se obter o fator de participação da geração eólica (FPE) no atendimento à carga. Assim, tem-se:

$$FPE = \frac{EGWE}{EC} \quad (2)$$

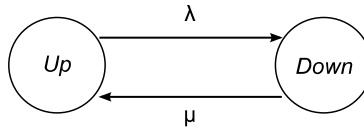
onde EC corresponde à energia total consumida pela carga ao longo do ano.

### 3.2.2 Modelo dos Geradores

Em um parque eólico, cada usina é composta de um determinado número de geradores idênticos, cada qual representado por um modelo de dois estados (*Up* e *Down*), como ilustrado na Fig. 9, onde  $\lambda$  é a taxa de falha (em falhas por ano) e  $\mu$  é a taxa de reparo (em reparos por ano). Da teoria dos processos estocásticos [9], pode-se mostrar que a disponibilidade ( $P_G$ ) e indisponibilidade ( $Q_G$ ) de cada gerador são calculadas, respectivamente, por:

$$P_G = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad \text{e} \quad Q_G = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (3)$$

Os valores de  $P_G$  e  $Q_G$  correspondem, respectivamente, às proporções do tempo em que se encontra o gerador em operação, ou fora de operação para a realização de ações de reparo ou manutenção. Deve-se notar que as taxas de falha e reparo são extraídas de bancos de dados das empresas proprietárias dos geradores, pois refletem diversos fatores, como regime de operação, condições ambientais, política de manutenção etc. Assim, para cada usina devem ser calculadas taxas e, conseqüentemente, os valores de disponibilidade e indisponibilidade dos geradores.



**Fig. 9 – Modelo de dois estados para o gerador eólico.**

### 3.2.3 Modelos da Carga e Série de Ventos

Nas aplicações da simulação Monte Carlo não sequencial, a demanda e as velocidades dos ventos em diferentes regiões do sistema podem ser representadas em um modelo de Markov não agregado [16] com 8760 estados (um para cada hora do ano) conectados sequencialmente na mesma ordem de ocorrência do histórico, como mostra a Fig. 10, onde  $L(i)$  é a carga do sistema durante a hora  $i$  e  $V_R(i)$  é a velocidade do vento da região  $R$  durante a hora  $i$ . Este modelo permite representar, aproximadamente, a cronologia original da carga e dos ventos, fazendo com que estes permaneçam, em média, uma hora em cada estado.

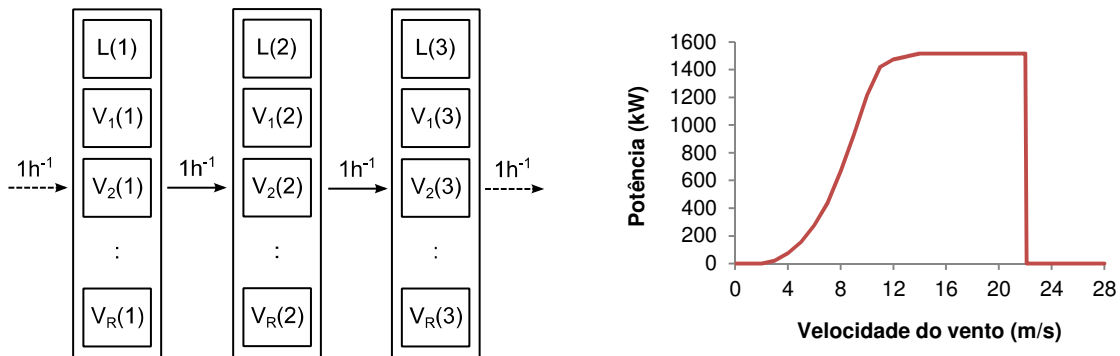


Fig. 10 – Modelo Markoviano para carga e vento.

Fig. 11 – Curva de potência de um gerador eólico.

A relação entre a potência gerada elétrica e a velocidade do vento é definida pela curva de potência, fornecida pelo fabricante do gerador. A Fig. 11 ilustra a curva de um gerador do parque eólico do Nordeste, onde se observa a existência de uma velocidade de ativação, na qual o gerador começa a fornecer potência; a velocidade nominal, a partir da qual a potência gerada é idealmente constante e igual à nominal; e a velocidade de corte, a partir da qual o gerador é desativado para garantir sua integridade física em condições de ventos muito fortes.

### 3.2.3 Algoritmo Baseado em Simulação Monte Carlo Não Sequencial

Os passos necessários ao cálculo dos índices de desempenho são resumidamente mostrados a seguir.

1. Faça o número de simulações  $N_S = 0$ ;
2. Sorteie os estados dos geradores com base em suas indisponibilidades, e uma hora (entre 1 e 8760) para definir a carga e as velocidades dos ventos de todas as regiões; Atualizar  $N_S$ ;
3. Avalie a potência disponível no parque eólico na condição amostrada;
4. Atualize as estimativas dos índices de desempenho;
5. Verifique a convergência da simulação;
6. Se o processo tiver convergido, *pare*, caso contrário, *retorne* ao passo 2.

A convergência da simulação Monte Carlo é verificada através do coeficiente de variação  $\beta$  [15], que corresponde à relação entre o desvio-padrão da média amostral do índice monitorado e seu valor esperado, sendo normalmente expresso em termos percentuais. Este algoritmo foi implementado em um programa computacional em ambiente MATLAB e utilizado nas aplicações numéricas apresentadas na seção seguinte.

### 3.3 Resultados Obtidos

O parque eólico considerado na aplicação do programa possui 1616 geradores divididos em 98 usinas que totalizam uma capacidade instalada de 2,95 GW. A configuração analisada corresponde ao status do parque de geração eólica do Nordeste no último trimestre de 2014, em que foram contabilizadas apenas as usinas em operação comercial. Nesse ano, foram adicionados mais de 3 GW de geração eólica, incluindo as usinas em fase de testes. Os dados de vento foram representados em curvas de velocidade média de cinco regiões com características climáticas semelhantes, pois as medições próprias de muitas usinas estavam incompletas ou apresentavam valores inconsistentes. A carga corresponde aos valores de medição de 2014, representados graficamente na Fig. 6.

A aplicação do programa resulta nos índices: IWP = 2,95 GW, IWE = 25.883,52 GWh e EAWE = 13.501,67 GWh. O cálculo dos índices EGWE, WGAF e FPE por sua vez, exige o conhecimento das indisponibilidades dos geradores. Como não se obteve acesso a esses parâmetros, realizou-se uma análise de sensibilidade em relação à indisponibilidade, que, por simplicidade, foi admitida igual para todas as unidades geradoras. Os resultados obtidos em cada avaliação (Casos A a E) são apresentados na Tabela 1.

TABELA 1 – ÍNDICES DE DESEMPENHO DO PARQUE EÓLICO: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

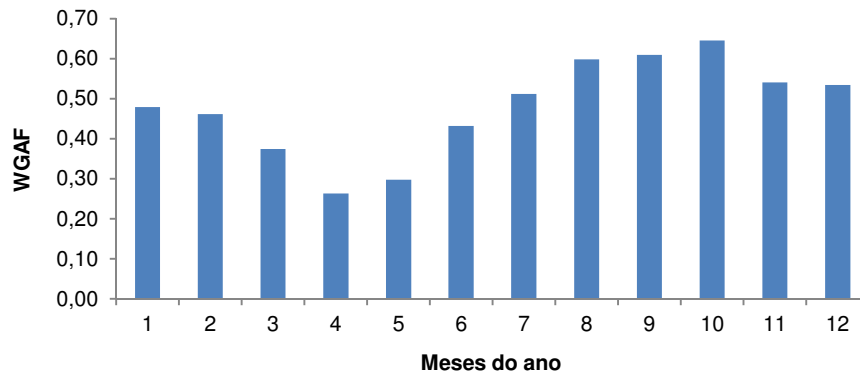
Caso	Indisponibilidade	EGWE (GWh)	WGAF	FPE
A	0,00	13.501,67	0,5216	16,1%
B	0,02	13.231,50	0,5112	15,7%
C	0,04	12.961,53	0,5008	15,4%
D	0,08	12.421,58	0,4799	14,8%
E	0,16	11.341,61	0,4382	13,5%

Em cada aplicação foram realizadas 140.000 simulações, que demandaram um tempo de processamento de aproximadamente 11 segundos em um computador com processador Intel Core i7 e memória RAM de 8 GB. Admitiu-se como critério de parada, um coeficiente de variação  $\beta \leq 0,1\%$  para o índice EGWE. Como esperado, para maiores valores de indisponibilidade dos geradores, foram obtidos menores valores de EGWE, WGAF e FPE.

Tomando como exemplo os indicadores obtidos com  $Q_G = 0,08$  (Caso D), tem-se que o valor esperado da energia produzida em um ano é de 12.421,58 GWh, o que equivale a 14,8% da energia consumida na Região Nordeste em 2014. Note que, este percentual não é igual ao calculado a partir dos dados da operação (que resultou em 9,5%), já que ele representa um valor esperado, i.e., uma média. Além disso, a configuração testada na simulação (mantida fixa ao longo do ano) só foi alcançada pelo parque eólico do Nordeste no último trimestre de 2014.



A Fig. 12 mostra, em relação ao Caso C, os valores mensais do índice WGAF obtidos por simulação Monte Carlo, onde se pode notar os períodos de menor e maior capacidade de geração de energia, em função dos ventos.



**Fig. 12 – Índice WGAF calculado para cada mês.**

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma análise da contribuição da geração eólica ao atendimento à demanda da Região Nordeste durante o ano de 2014. Com base nos dados de medição, constatou-se que o parque eólico foi responsável pelo fornecimento de aproximadamente 8000 GWh, equivalentes a 9,5% da energia consumida na região no período. Os resultados mostraram que a energia eólica é significativa, e espera-se que sua participação aumente nos próximos anos com a inclusão de novas usinas. Verificou-se que algumas considerações sobre a geração eólica não são necessariamente verdadeiras, tais como uma altíssima imprevisibilidade e variabilidade. Essa ideia pode ser suscitada quanto apenas uma central é analisada, mas ao se considerarem usinas em diferentes regiões de um sistema, dificilmente a geração eólica total será nula.

Um ponto de destaque deste tipo de geração frente aos novos projetos de hidrelétricas a fio d'água no Brasil é a sua localização próxima à carga (no norte e sudoeste da região). Com a expansão da transmissão, os sistemas têm ficado mais malhados, o que resulta numa maior permanência da geração quando da ocorrência de contingências de linhas e transformadores. No entanto, a geração eólica não substitui a hidráulica, que tem como vantagem, a possibilidade de armazenamento de energia a partir da capacidade de regularização dos reservatórios.

O programa computacional preparado para a realização das aplicações numéricas deste trabalho foi aplicado ao parque de geração eólica da Região Nordeste, tendo demonstrado resultados consistentes com dados de medição da operação real do sistema. Com essa ferramenta computacional é possível realizar estudos para a avaliação do desempenho futuro do sistema de geração eólica e sua contribuição para o atendimento da carga.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Associação Brasileira de Energia Eólica, disponível no endereço: <http://www.portalabeeolica.org.br/>.
- [2] B. Cova, A. Prudenzi, F. Rizzo, P.C.V. Esmeraldo, "A Comprehensive Approach to Assess the Maximum Feasible Penetration of Non-Programmable RES Generation in Power Systems", XIII SEPOPE, 2014.
- [3] M.T. Schilling, A.M. Leite da Silva, "Risco do Sistema Elétrico Brasileiro: Passado, Presente e Futuro", XIII SEPOPE, 2014.
- [4] S.H.F. Cunha, J.C. Lopes e outros, "Avaliação da Confiabilidade de Parques Eólicos na Região Nordeste", SEPOPE, 2014.
- [5] G. Bruno, E.M. Carlini, R. Salvati e outros, "Operation and Dispatching with Renewables: Key Issues derived from the Italian Experience", XIII SEPOPE, 2014.
- [6] PAR 2015-2017/18 do ONS. Plano de Ampliações e Reforços.
- [7] World Wind Energy Association, disponível no endereço: <http://www.wwindea.org/>.
- [8] R.N. Allan, R. Billinton, "Probabilistic Assessment of Power Systems", Proc. of the IEEE, Vol. 88, No. 2, pp. 140-162, 2000.
- [9] R. Billinton, R.N. Allan, "Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques", 1 ed., NY, Plenum, 1983.
- [10] G. Calabrese, "Generating Reserve Capacity Determined by the Probability Method", AIEEE T. Vol. 66, pp. 1439-1450, 1947.



- [11] C.J. Baldwin, D.P. Gaver, C.H. Hoffman, "Mathematical Models for Use in the Simulation of Power Generation Outages: I – Fundamental Considerations", AIEE Transactions (Power Apparatus and Systems), Vol. 78, pp. 1251-1258, 1959.
- [12] A. M. Leite da Silva, A. C. G. Mello and S. H. F. Cunha, "Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large-scale Hydrothermal Generating Systems", IEE Proceedings, Part C, Vol. 138, No. 1, pp. 94-102, January 1991.
- [13] M. V. F. Pereira and N. J. Balu, "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 80, No. 4, pp. 470-491, April 1992.
- [14] A.M. Leite da Silva, W.S. Sales, L.A.F. Manso, R. Billinton, "Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements with Renewable Sources", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, pp. 106-116, 2010.
- [15] R.Y. Rubinstein and D.P. Kroese, Simulation and the Monte Carlo Methods (2<sup>nd</sup> Edition.). NY: John Wiley and Sons, 2008.
- [16] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, J.C.O. Mello, and R. Billinton, "Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 1, pp. 73-80, February 2000.

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Alonso José Torres de Lima Silva** – Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em 2008 e cursou Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (CESE) em 2013 na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Ingressou no ONS em 2009, onde atua no Centro de Operação do Regional Nordeste (COSR-NE). Atualmente é aluno regular do curso de mestrado em Engenharia Elétrica da UNIFEI.



**João Guilherme de Carvalho Costa** – Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), em 1998, 2000 e 2003, respectivamente. Atualmente, é professor Associado 2 na UNIFEI e membro do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis). Iniciou na carreira docente em 2004, e desde 2014 é coordenador do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UNIFEI.