

INCLUSÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

EDIMAR J. OLIVEIRA, ANA F. P. DA COSTA, MARIA L. M. LATUF, LEONARDO W. DE OLIVEIRA

Departamento de Energia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)
Campus UFJF – Plataforma 5, 36036-330, Juiz de Fora, MG, Brasil
edimar.oliveira@ufjf.edu.br, ana.procopio@engenharia.ufjf.br,
maria.latuf@engenharia.ufjf.br, leonardo.willer@ufjf.edu.br

LUIZ A. F. MANSO

Departamento de Energia Elétrica, Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ)
Rua Dr. Jose Bastos, 51 - Centro, 36307-352, São João del-Rei, MG, Brasil
lmanso@ufsjsj.edu.br

Abstract. This paper proposes a methodology to include in a probabilistic load flow the operation of wind farms in order to evaluate the impact of this renewable source on the electric power system quantities, such as the power flows in the transmission lines, the generation capacity reserve and the voltage profile of the network. Therefore, the load flow will be solved by the Newton Raphson associated with the Monte Carlo methods where the active power load is modeled through the peak values and the uncertainty around them are represented by the Normal Distribution Function, with a standard deviation of 10%. The wind farm is modeled using the Weibull Probability Distribution Function. The New England test system will be used to evaluate the effectiveness of the proposed methodology.

Keywords: Wind power generation, Probabilistic load flow, Reinforcement of transmission lines, Generation capacity reserve, Voltage profile.

Resumo. Este artigo tem como objetivo inserir no fluxo de carga probabilístico a operação de parques eólicos a fim de avaliar o impacto desta fonte renovável nas grandezas do sistema elétrico de potência, destacando-se aí os fluxos de potência nas linhas, a reserva de capacidade de geração e o perfil de tensão da rede. Para tanto, o fluxo de carga será resolvido pelo método de *Newton Raphson* associado a simulação de Monte Carlo não sequencial, onde os dados de carga adotados são os valores de pico e a incerteza em torno destes valores são representadas pela Função de Distribuição de probabilidade Normal (FDN) com desvio padrão de 10%. O parque eólico é modelado através da Distribuição de probabilidade *Weibull*. O sistema *New England* será utilizado para testar a eficácia da metodologia proposta.

Palavras-chave: Geração eólica, Fluxo de potência probabilístico, Reforço de linhas de transmissão, Capacidade de Geração, Perfil de tensão.

1 Introdução

O ritmo do crescimento da energia eólica no Brasil é um fato extremamente notável nos últimos anos. Os investimentos no setor começaram por volta de 2005 e, em menos de 10 anos, o Brasil atingiu a potência instalada de 13 GW, quase a mesma potência da hidrelétrica de Itaipu (14 GW). Por isso, torna-se cada vez mais necessário um estudo aprofundado da penetração dessa promissora fonte de energia renovável para avaliar os impactos que ela pode causar no sistema elétrico brasileiro.

Devido a relevância do tema, alguns trabalhos seguem essa linha de pesquisa (Ledesma e Usaola, 2002), (Karki e Po, 2007), (Ahsan et al, 2012). Alguns autores focam em métodos de calcular o fluxo de potência probabilístico sem considerar a geração eólica (Leite da Silva et. al, 1984; Leite da Silva et. al, 1990). Além disso, apresentam uma aplicação da técnica probabilística para a expansão do planejamento de sistemas de energia, focado em reforços de linha, através da simulação de Monte Carlo. Uma evolução da técnica probabilística de fluxo de carga é através de uma tecnologia de convolução de domínio de frequência discreta (Allan et. al, 2003). Tal método possui maior precisão, ao mesmo tempo em que proporciona uma redução na velocidade computacional.

Incluindo a geração eólica às operações hidráulica e térmica, deve-se avaliar a influência nos processos de decisão operativa. Nessa avaliação pode ser considerada não apenas as incertezas decorrentes da indisponibilidade de unidades geradoras, mas também flutuações das fontes renováveis, diferentes classes de reserva, estratégias operacionais e critérios de reserva pré-especificados (Leite da Silva et. al, 2007).

Estudos da utilização da capacidade de armazenamento de água podem ser realizados a fim de melhorar os ganhos econômicos operacionais do parque eólico e atenuar as variações de produção de energia ativa devido à intermitência do recurso de energia eólica. Castronuovo e Lopes (2004) propuseram um algoritmo para identificar o melhor funcionamento operacional diário. Isso pode levar a uma elevação no lucro operacional econômico diário do parque eólico bem como a mudanças de produção de energia operacional que são devido às flutuações naturais do perfil de energia.

A partir da análise da inserção da geração desse tipo de energia, deve-se propor alternativas de forma a reduzir o impacto das incertezas associadas. Usaola (2010) propôs uma aproximação que utiliza propriedades dos momentos estatísticos e expansão *Cornish-Fisher* para enfrentar os problemas do fluxo de potência devido à alta incerteza da produção de

energia. Leite da Silva et. al (2010) propôs uma metodologia baseada em Simulação cronológica de Monte Carlo para avaliar o funcionamento dos requisitos de reserva de sistemas geradores com grandes quantidades de fontes de energia renováveis.

A aplicação de metodologias probabilísticas para avaliar os requisitos de reserva de sistemas de geração com grande penetração de fontes de energia renováveis é recorrente. A modelagem da geração eólica pode ser realizada através de modelos de *Markov* com múltiplos estados, quando se adota a representação a espaço de estados, ou por meio de séries históricas de vento, se a representação cronológica é utilizada (Matos, 2009).

A distribuição de *Weibull* é amplamente utilizada com a finalidade de representar séries de vento. Tsouchnikas e Hatzigiriou (2006) abordaram a análise probabilística dos sistemas de energia com parques eólicos conectados. Nesse caso, a representação da incerteza de carga é através de uma distribuição normal e as séries de vento, através de uma distribuição de *Weibull*. Dessa forma os autores conseguiram analisar a porcentagem de penetração de vento máxima a ser inserida no sistema elétrico sem causar nenhum tipo de dano, considerando horários de carga leve e pesada.

Feng et. al (2009) descreveu modelos de parques eólicos e aprimorou alguns métodos para a estimativa dos parâmetros da distribuição *Weibull*, considerando a resolução de um fluxo de potência probabilístico que lida com as incertezas de geração de vento, carga e disponibilidade de geração em sistemas de energia. Usaola (2009) realizou simulações da carga que utilizam a simulação de Monte Carlo e distribuição de *Weibull* para estudos de longo prazo do vento.

De forma similar, Daratha e Gupta (2017) formularam o fluxo de carga trifásico desequilibrado probabilístico para o sistema de transmissão, considerando o método da estimativa de ponto e simulação de Monte Carlo para verificar o rendimento computacional. Nesse estudo também foi levado em conta a geração eólica com geradores de indução. Ambos os métodos utilizados foram realizados com um sistema afetado ou não pela geração eólica. A modelagem desse tipo de geração foi realizada através da distribuição de probabilidade de *Weibull* assimétrica e observação do perfil de tensão. Já a modelagem de carga foi realizada por meio da distribuição normal. Foi observado que a utilização do método da estimativa de pontos, nesse caso, apresentou uma melhoria no desempenho computacional, quando comparado ao uso da simulação de Monte Carlo.

Recentemente, foi proposto o fluxo de potência cronológico (Manso, 2012), o qual utiliza séries históricas de geração e demanda juntamente com simulações de Monte Carlo. Leite da Silva (2012) aplicou o método utilizado por (Manso, 2012) associado ao estudo de confiabilidade do sistema.

Seguindo esta linha de pesquisa, o presente artigo trata da influência da geração eólica na

operação do sistema utilizando fluxo de potência probabilístico através de simulação de Monte Carlo. A capacidade de reserva de geração (térmica / hidráulica) e os reforços nas linhas de transmissão são estudados, bem como o perfil de tensão para acomodar a penetração de parques eólicos no sistema, onde a localização do parque eólico é também considerada na análise. Para tanto, a demanda é modelada através dos valores de pico da carga e as incertezas em torno desse valor são representadas pela Função de Distribuição de Probabilidade Normal (FDN), já a geração eólica é representada pela Função de Distribuição de *Weibull* (FDW). Assim sendo, a contribuição do artigo consiste em avaliar o impacto da alocação da usina eólica juntamente com aspectos relacionados aos reforços nas linhas de transmissão devido ao aumento de fluxo, assim como a variação de tensão e capacidade de reserva de geração.

2 Metodologia Proposta

A metodologia proposta consiste em inserir os modelos de geração eólica e de incertezas da carga no problema de fluxo de potência a fim de verificar o comportamento do sistema diante de alta penetração de geração eólica. O fluxo de potência é amplamente utilizado por empresas do setor elétrico e pesquisadores, principalmente para análise da operação de sistemas elétricos de potência.

2.1 Modelagem da Geração Eólica

A modelagem da velocidade do vento adotada neste artigo consiste na utilização da função de distribuição de probabilidade de *Weibull* (FDW), conforme mostra a Equação (1):

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

- v Variável aleatória de velocidade do vento em m/s ;
- k Fator de forma que é positivo e adimensional;
- c Parâmetro de escala que é maior que 1 e é dado em m/s .
- f Função de distribuição de probabilidade em s/m .

O fator de forma é tipicamente escolhido entre 1 e 3, e neste artigo será utilizado 2,3 que é o valor recomendado pela ANEEL. Para uma dada velocidade do vento, um fator de forma pequeno indica uma distribuição relativamente larga das velocidades do vento em torno da velocidade média, enquanto que um fator de forma elevado indica o contrário. Já o parâmetro de escala está relacionado com a velocidade média do vento, podendo ser calculado através da Equação (2):

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1 + 1/k)} \quad (2)$$

\bar{v} Velocidade média do vento em m/s ;
 Γ Função de distribuição de probabilidade Gamma.

A Figura 1 mostra um gráfico típico de velocidade de vento obtido através da distribuição de *Weibull*. Para tanto, foi utilizado o comando *wblrnd* do Matlab R2015® que tem por finalidade gerar valores aleatórios seguindo essa distribuição. O símbolo estrela mostra o valor médio da velocidade do vento. Pode-se observar que o ponto médio não coincide com o ponto máximo da envoltória, que foi obtida por meio do comando *histfit*.

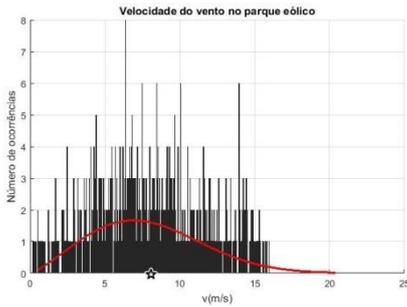


Figura 1. Gráfico típico da velocidade do vento.

Após definida a velocidade do vento, pela FDW, é realizada a interpolação com os dados de potência da turbina utilizada no sistema, a fim de obter a potência ativa gerada no parque eólico. Essa interpolação é feita através do comando *interp1* do Matlab, que combina a velocidade do vento encontrada com os dados fornecidos pelo fabricante da turbina escolhida, encontrando assim a potência a ser gerada de acordo com o vento naquele instante.

2.2 Modelagem da Carga Ativa e Reativa

Os dados de carga adotados neste trabalho são os valores de pico. No entanto, as incertezas em torno destes valores são representadas pela Função de Distribuição de Probabilidade Normal (FDN). Esta função é representada como mostrado na Equação (3).

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right], x \in (-\infty, \infty) \quad (3)$$

μ Média da função;
 σ Desvio padrão.

Para determinar as distribuições, é preciso obter o valor médio e o desvio padrão da carga (Demanda). Neste trabalho, adotaram-se como valores médios os valores nominais obtidos do arquivo de dados do sistema e foi considerado um desvio de 10% para todas as variações das cargas. Assim, a FDN foi obtida para representar as incertezas em torno do pico de potência ativa.

A demanda de potência reativa foi calculada considerando o fator de potência em todas as barras

do sistema constante e igual a 0,92 indutivo. A Figura 2 mostra uma curva típica de densidade de probabilidade Normal para as incertezas correspondentes a potência ativa, obtida através da função *normrnd* do Matlab. Já a Figura 3 representa a potência reativa. O símbolo estrela, marcado na abscissa das figuras, representa os valores médios das potências.

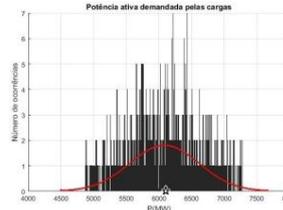


Figura 2. Gráfico típico da potência ativa demandada.



Figura 3. Gráfico típico da potência reativa demandada.

2.3 Modelo de Equações de Fluxo de Potência

Depois de definidas as variáveis estocásticas do problema, o fluxo de potência é utilizado para determinar os possíveis estados da rede. Para tanto, as Equações (4) e (5) representam o modelo estático da rede.

$$Y = f(X) \quad (4)$$

$$Z = g(X) \quad (5)$$

Onde, no caso do fluxo de carga probabilístico, Y é o vetor de entradas aleatórias (injeção ativa e reativa); X é o vetor aleatório de estado (tensão e ângulo); Z é o vetor de entradas aleatórias (fluxo de potência). E as funções f e g representam o fluxo de carga.

2.4 Despacho dos Geradores Hidráulicos

Para estabelecer uma dependência entre a potência gerada entre as usinas hidrelétricas, foi adotada uma relação de potências ativas despachadas em cada planta proporcional à potência máxima da usina. Ou seja:

$$Pgi - \left(\frac{Pgmax^i}{Pgmax^{ref}}\right) * Pg^{ref} = 0 \quad (6)$$

Onde, Pgi é a potência ativa gerada na usina i ; $Pgmax^i$ representa a potência máxima gerada na usina i . Pg^{ref} e $Pgmax^{ref}$ representam a potência ativa gerada na usina de referência e a potência máxima, respectivamente.

2.5 Critério de Parada

O instante no qual o processo de simulação foi interrompido teve como base o nível de incerteza relativa da estimativa (Manso, 2012). As Equações (7), (8), (9) e (10) definem o passo a passo para o cálculo desta incerteza relativa.

$$V\{\tilde{E}[F_T(U)]\} = \frac{V[F_T(U)]}{N} \quad (7)$$

$$V[F_T(U)] = \frac{\sum_{i=1}^N \{F_T(U_i) - \tilde{E}[F_T(U)]\}^2}{N - 1} \quad (8)$$

$$\tilde{E}[F_T(U)] = \frac{\sum_{i=1}^N [F_T(U_i)]}{N} \quad (9)$$

$$\beta = \frac{\sqrt{V\{\tilde{E}[F_T(U)]\}}}{\tilde{E}[F_T(U)]} * 100 \quad (10)$$

F_T	Função teste;
N	Número de iterações;
$V[F_T(U)]$	Variância da função teste;
$\tilde{E}[F_T(U)]$	Valor esperado da função teste;
$V\{\tilde{E}[F_T(U)]\}$	Variância do valor esperado da função teste;
β	Coefficiente de variação.

Para a aplicação do critério de parada da Simulação de Monte Carlo não sequencial, a função teste (FT) foi representada pela potência ativa gerada pelo parque eólico.

Com o intuito de não realizar simulações desnecessárias ou abaixo do que realmente é preciso, utiliza-se o coeficiente de variação β como critério de parada. O objetivo deste coeficiente é estabelecer o momento correto em que o número mínimo de iterações é alcançado, sem com que ocorra prejuízo quanto à coerência do resultado a ser demonstrado pelo programa, fato que aumenta a credibilidade da simulação.

3 Estudo de Casos

O estudo de caso foi conduzido utilizando-se o sistema *New England* descrito na Figura 4. Este sistema contém 39 barras, 46 linhas e 10 geradores. Os dados para este sistema podem ser obtidos em Gaia (2012). Para o estudo da penetração de energia eólica, foi adicionada ao sistema uma usina eólica contendo 10 geradores de 100 MW.

O gerador de referência está situado na barra 30. A Figura 4 mostra que esta barra está situada em uma região que contém vários geradores. Situação similar ocorre com o gerador da barra 34, parte inferior da figura. Já a parte central da figura é considerada uma região de carga.

A tensão em todas as barras de geração, com exceção da geração eólica, foi controlada em 1.05 p.u. para todas as simulações. A curva de capacidade será avaliada através dos resultados obtidos com as simulações.

Em todas as simulações, a geração eólica será representada pela Figura 5, onde a função *Weibull* foi obtida através da simulação de 1144 pontos. Este número de iterações foi obtido através do critério de

parada β , menor ou igual a 3%. Já a potência reativa do parque eólico foi obtida considerando o fator de potência igual a 0,92 indutivo. O resultado é mostrado na Figura 6. O ponto na abscissa marcado com estrela nas figuras representa o valor médio da geração.

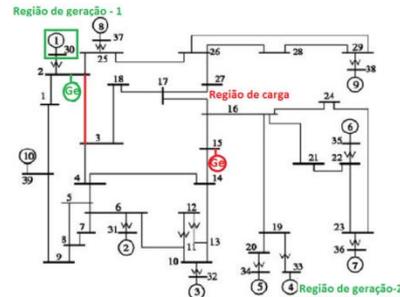


Figura 4. Diagrama unifilar do sistema *New England*.

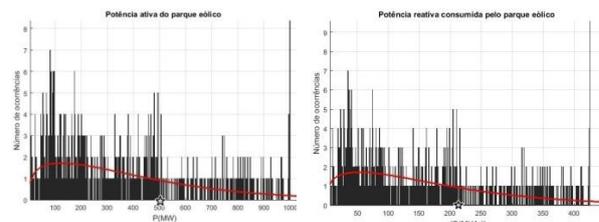


Figura 5. Gráfico da potência ativa do parque eólico.

Figura 6. Gráfico da potência reativa do parque eólico.

Para a representação das demandas de potência ativa e reativa, em cada barra de carga do sistema, foi utilizada a FDN apresentada previamente nas Figuras 2 e 3.

Para cada ponto das curvas de distribuição Normal e *Weibull*, o fluxo de carga é executado para determinar o estado da rede correspondente ao ponto das curvas. Ao final, ter-se-á 1144 estados da rede para serem considerados nas análises.

Adicionalmente, foi realizada uma Simulação Determinística (SD) considerando a carga média e a geração eólica média (Ponto marcado com uma estrela em todas as figuras). Este resultado será utilizado para verificar as distorções causadas pela Geração Eólica (GE) no fluxo de carga determinístico.

Para as simulações do fluxo de potência, o tempo de processamento foi em média de 0.7 segundos para cada valor de carga e geração eólica. O *software* utilizado foi o MATLAB R2015a em um computador de processador Intel® Core™ i3 - 2350M CPU 2.3 GHz e memória de 4GB RAM.

Os seguintes casos foram simulados:

CASO-1: Sistema Original Sem Geração Eólica

Este caso foi simulado considerando a ausência da geração eólica. O objetivo é comparar o sistema original com os casos onde serão inseridos a geração eólica.

CASO-2: Sistema Com Geração Eólica Alocada na Barra-15

Neste caso foi realizada a alocação da usina eólica nas proximidades de um centro de carga como pode ser observado no diagrama unifilar representado pela Figura 4.

CASO-3: Sistema Com Geração de Eólica Aloçada na Barra-2

Neste caso foi realizada a alocação da usina eólica nas proximidades de um centro de geração, barra-2.

Para os casos 2 e 3, a simulação do ponto médio (SD) para a potência da planta eólica foi considerada igual a 500 MW, porém a capacidade total da planta é de 1000 MW, o que corresponde a 17% da capacidade total de geração do sistema. Em ambos os casos, a potência reativa do parque eólico foi calculada considerando o fator de potência igual a 0,92 indutivo.

Para todas as simulações, serão analisados os fluxos de potência nas linhas de transmissão, os despachos dos sistemas de geração e as tensões em algumas barras do sistema.

3.1 Resultados para Fluxo de Potência na Linha 2-3

A Figura 7(a) mostra o histograma e a envoltória Normal correspondente ao fluxo de potência ativa na linha 2-3 para o CASO-1, sem penetração de geração eólica. Esta linha conecta o centro de geração-1 ao centro de carga. O ponto marcado com uma estrela corresponde à solução do fluxo de carga considerando a carga média do sistema (SD). É importante observar que o ponto médio coincide com o ponto máximo da envoltória. Este aspecto mostra que o resultado obtido com o fluxo de carga determinístico (SD) é aderente ao resultado do fluxo de carga probabilístico para o CASO-1.

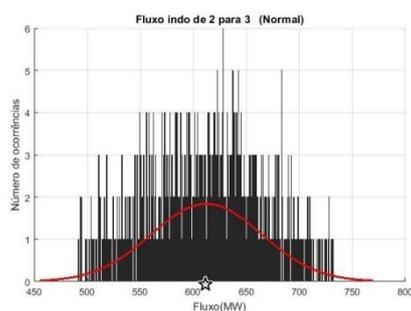


Figura 7(a). CASO-1. Fluxo na linha 2-3.

Já a Figura 7(b) mostra o histograma e a envoltória Weibull correspondente ao fluxo de potência ativa na linha 2-3 para o CASO-2, com penetração de 17% de geração eólica no centro de carga. O ponto marcado com uma estrela corresponde à solução do fluxo de carga determinístico (SD) considerando a carga média do sistema. Diferente do CASO-1, o ponto médio não coincide com o ponto máximo da envoltória. Isto aconteceu devido à inserção de geração eólica

representada pela distribuição Weibull. Em outras palavras, os resultados ficam distorcidos acompanhando o efeito da geração eólica. Como consequência, existe agora uma grande diferença entre o resultado do fluxo determinístico (SD) e o valor máximo da envoltória. A Figura 7(b) mostra que o fluxo determinístico, marcado em estrela, em um estudo de planejamento considerando a média (CASO-1), uma linha de transmissão de 250 MW seria suficiente. Porém, considerando a flutuação da eólica, a capacidade desta linha de transmissão deveria ser de 280 MW.

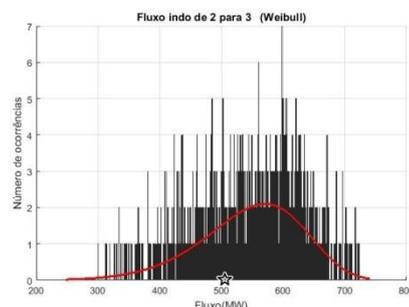


Figura 7(b). CASO-2. Fluxo na linha 2-3.

A outra simulação analisa o fluxo de potência ativa na linha 2-3 para o CASO-3, veja Figura 7(c), que corresponde à penetração de 17% de geração eólica no centro de geração-1. O ponto marcado com uma estrela corresponde à solução do fluxo de carga determinístico considerando a carga média do sistema, requerendo uma capacidade média da linha em torno de 850 MW. Este ponto não coincide com o ponto máximo da envoltória da distribuição Weibull, equivalente a 790 MW. Conforme esperado, ocorreu um aumento do fluxo do centro de geração para a carga devido à localização da geração eólica. Neste caso, o resultado determinístico requer em média uma capacidade adicional da linha de cerca de 60 MW, quando comparado com o resultado probabilístico com inserção de geração eólica.

A análise dos reforços na linha 2-3 mostra que o SD emite um sinal econômico errado em ambos os casos analisados, ora investindo a mais e em outras situações investindo menos que o necessário. Isto ocorre devido a distorção causada pela FDW nas variáveis do sistema.

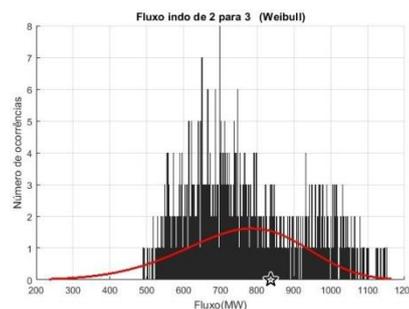


Figura 7(c). CASO-3: Fluxo na linha 2-3.

3.2 Resultados para o Gerador da Barra 30

As Figuras 8(a), 8(b) e 8(c) mostram os gráficos da potência ativa do sistema de geração situado na barra de referência (barra 30), para os três casos propostos para análises.

Observa-se na Figura 8(a) que o resultado do fluxo de potência determinístico (SD), avaliado para carga média (marcado com estrela), corresponde ao valor máximo da envoltória da Função de Probabilidade Normal (FPN). Este aspecto mostra que o fluxo determinístico pode ser usado para tratamento de incertezas que envolvam somente FPN.

Já a Figura 8(b) mostra o resultado para penetração eólica de 17% no centro de carga, barra 15, correspondendo à análise do CASO-2. O resultado mostra que o fluxo determinístico não corresponde aos valores encontrados pelo fluxo probabilístico quando ocorre inserção de geração eólica. Situação similar pode ser verificada na Figura 8(c), CASO-3. Em ambos os casos 2 e 3, a capacidade de geração encontrada pelo fluxo probabilístico deve ser maior que o valor encontrado pelo fluxo determinístico devido à inserção de geração eólica.

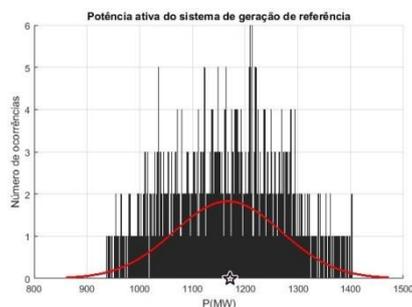


Figura 8(a). CASO-1: Potência ativa Gerador da barra 30.

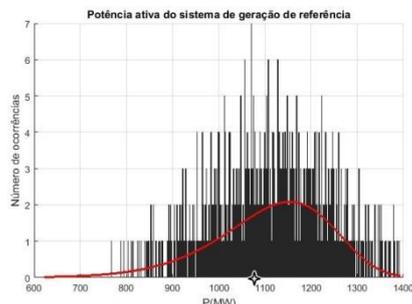


Figura 8(b). CASO-2: Potência ativa Gerador da barra 30.

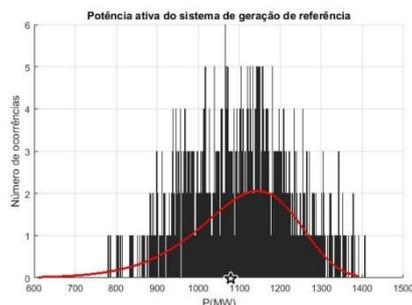


Figura 8(c). CASO-3: Potência ativa Gerador da barra 30.

As Figuras 9(a), 9(b) e 9(c) mostram os resultados obtidos para a potência aparente do sistema de geração situado na barra de referência (barra 30). Esta análise permite avaliar a capacidade que deve ser disponibilizada no sistema de geração na barra de referência. Sem inserção de geração eólica, o fluxo determinístico é aderente ao resultado considerando somente as incertezas de cargas de FDN. No entanto, as Figuras 9(b) e 9(c) mostram que a inserção de geração eólica requer maior capacidade de geração quando comparado com o ponto determinado pelo fluxo determinístico, ponto destacado com uma estrela nas figuras. Situação similar ocorre com outros geradores do sistema.



Figura 9(a). CASO-1: Potência aparente Gerador da barra 30.

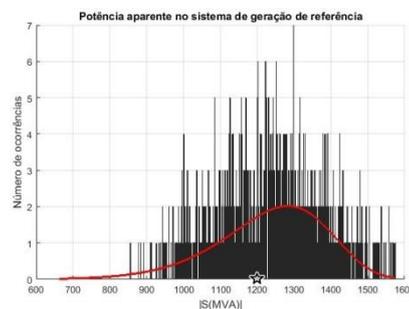


Figura 9(b). CASO-2: Potência aparente Gerador da barra 30.

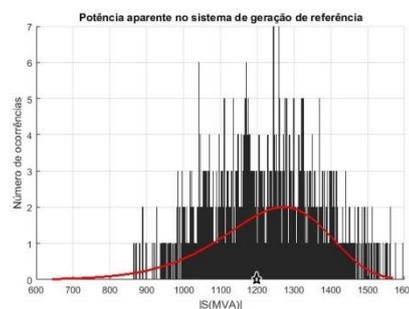


Figura 9(c). CASO-3: Potência aparente Gerador da barra 30.

3.3 Resultados para a Tensão

Nos barramentos onde é conectado o parque eólico pode ocorrer o afundamento de tensão devido ao consumo de potência reativa do gerador eólico. Portanto, será realizada a comparação das tensões nas barras onde a usina eólica será conectada, considerando a unidade eólica sem compensação de potência reativa, ou seja, a tensão poderá variar.

Para o CASO-1, sem geração eólica, as Figuras 10(a) e 10(b) mostram o comportamento da tensão nas barras 15 e 2, respectivamente. Observa-se, novamente, a aderência entre o fluxo determinístico (ponto marcado com uma estrela) e o fluxo de maior ocorrência observado na envoltória da FDN. Neste estudo de caso, as tensões permaneceram dentro dos limites operativos.

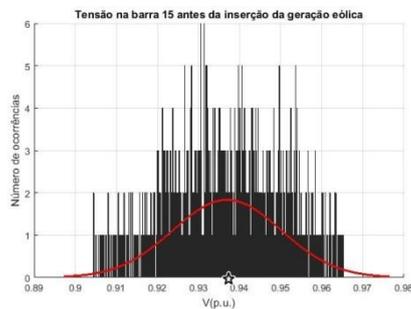


Figura 10(a). CASO 1: Tensão na barra 15.

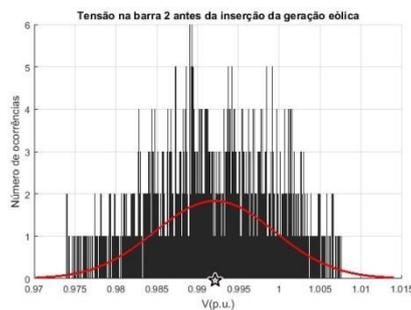


Figura 10(b). CASO 1: Tensão na barra 2.

A Figura 11 mostra a tensão na barra 15 onde está inserida a geração eólica (CASO-2). Esta barra está situada próximo ao centro de carga. Pode-se observar que o ponto médio (marcado em estrela e obtido pelo fluxo determinístico) não coincide com o valor de maior ocorrência da envoltória da FDW. O nível de tensão com a geração eólica na barra 15 é adequado, mantendo-se em níveis operativos adequados. Isto ocorre tendo em vista que a queda de tensão diminuiu devido à injeção de potência ativa da geração eólica próximo ao centro de carga.

Para o CASO-3, onde a geração eólica está alocada na barra 2, próximo ao centro de geração-1, verifica-se na Figura 12 que as tensões mantêm-se em níveis melhores que o CASO-2 devido ao suporte de potência reativa promovido pelos geradores do centro de geração. O resultado da simulação determinística, marcado em estrela na Figura 12, apresenta tensão inferior ao valor obtido através da maior frequência de ocorrência da FDW.

Embora os níveis de tensão tenham sido reduzidos com a inserção da geração eólica em ambos os casos, a maior parte dos valores encontrados então dentro de limites operativos mesmo sem compensação de potência reativa nas barras de geração eólica.

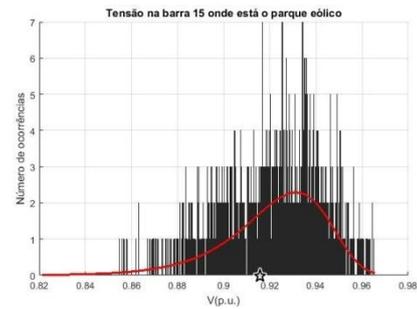


Figura 11. CASO-2: Tensão na barra 15.

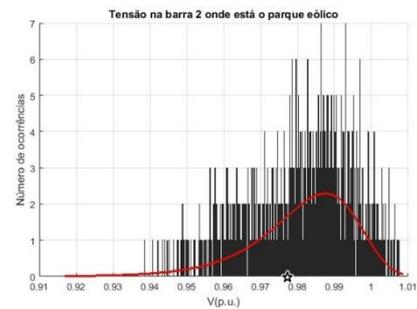


Figura 12. CASO-3: Tensão na barra 2.

4 Conclusão

Este artigo apresentou uma análise da influência da penetração de geração eólica no sistema elétrico de potência. A ferramenta de solução do fluxo de potência foi utilizada para calcular vários pontos operativos do sistema diante das incertezas das cargas e da geração eólica. A partir dos resultados obtidos alguns pontos podem ser enfatizados:

- Os gráficos sem a alocação da usina eólica possuem a envoltória da distribuição de probabilidade Normal (FDN), acompanhando a distribuição de probabilidade das cargas;
- Já os gráficos do sistema quando a geração eólica é considerada, possuem a envoltória da distribuição de probabilidade Weibull (FDW), devido a influência do parque eólico;
- A geração eólica representada pela função de distribuição de Weibull (FDW) foi efetiva para avaliar o impacto nas variáveis do sistema;
- A influência da geração eólica depende da localização do parque. Em geral, a localização próxima aos centros de carga resulta em maiores benefícios para o sistema tendo em vista menor circulação de potência ativa na rede elétrica;
- A localização do parque eólico próximo aos centros de geração resulta em um perfil de tensão mais satisfatório que a localização em centros de carga devido ao suporte de potência reativa promovido pelos geradores;
- O fluxo de potência determinístico (FPD) utilizando valores médios de carga e geração eólica apresenta resultados diferentes do ponto máximo da envoltória da FPW quando a geração eólica é incluída. Portanto, o FPD não é

adequado para análise de sistemas com penetração eólica.

A metodologia proposta foi eficiente para avaliar o perfil de tensão, a capacidade das linhas de transmissão e das unidades de geração necessárias para acomodar a operação de parques eólicos situados em diferentes partes do sistema.

5 Desenvolvimentos Futuros

O estudo deve incluir um sistema com mais de um parque eólico para considerar a correlação entre os ventos das diferentes regiões. Adicionalmente, deve ser incluídas restrições de segurança determinística (N-1).

Referências Bibliográficas

- Ahsan, S., Siddiqui, A. S., and Khan, S., (2012, December). Reactive power compensation for integration of wind power in a distribution network. In *Power Electronics (IICPE); 2012 IEEE 5th India International Conference on* (pp. 1-4). IEEE.
- Allan, R. N., Leite da Silva, A. M. and Burchett, R. C., May 1981. Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (5), 2539-2546.
- Brito, J.A.S., Cardoso, E.N., Checcucci, G.S., Franco, J.J.P., Pinheiro, E.L.R., Santana, E.C., Silva, K.F. da and Silva, S.R., November 2003. Análise da Integração de Usinas Eólicas na Rede Elétrica. In: *Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, 02., 2003, Salvador. Anais. Salvador - BA: II-CITENEL, pp.209-214.
- Castronuovo, E. D. and Lopes, J. A. P., (2004). On the Optimization of the Daily Operation of a Wind-hydro Power Plant. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol 19, No. 3; pp. 1599–1606.
- Daratha, N. and Gupta, N., (2017). Probabilistic Three-phase Load Flow for Unbalanced Electrical Systems with Wind Farms. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.87, pp.154-165.
- Leite da Silva, A. M., Arienti, V. L. and Allan, R. N., (1984). Probabilistic load flow considering dependence between input nodal powers. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (6), 1524-1530.
- Leite da Silva, A. M., Ribeiro, S. P., Arienti, V. L., Allan, R. N. and Do Coutto Filho, M. B., (1990). Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(4), 1047-1053.
- Leite da Silva, A. M., Manso, L. A. F.; Sales, W. S., Resende, L. C., Aguiar, M. J., Matos, M. A. and Miranda, V., (2007). Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis considering renewable sources. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 17(4), 387-400.
- Leite da Silva, A., M.; Sales, W. S., Manso, L.A. F. and Billinton, R. February 2010. Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), 106-116.
- Leite da Silva, A. M. et al., 2012. Chronological Power Flow for Planning Transmission Systems Considering Intermittent Sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4), pp. 2314-2322.
- Feng, D.H., Jiang, W. and Yan, Z., September 2009. A Review on Reliability Assessment for Wind Power. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, pp. 2485-2494.
- Gaia, D., Bernardes, B., Oliveira, W., Vieira, J.P.A., Ohana, I. and Bezerra, U., May 2012. Uma Metodologia para Avaliação da Estabilidade Transitória em Tempo Real de Sistemas Elétricos de Potência Usando Árvore de Decisão. Conference: XII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. Rio de Janeiro – RJ.
- Gallego, L.A., Granada, E. M. and Padilha-Feltrin, A., (2012). Fluxo de Potência Trifásico Probabilístico para Redes de Distribuição Usando o Método de Estimativa de Pontos. *SBA Controle & Automação*, 3(2), 179-189.
- Karki, R. and Po, H., (2007). Impact of Wind Power Growth on Capacity Credit. *Elect ComputEng*, pp. 1586-1589.
- Ledesma, P. and Usaola, J., June 2002. Contribution of Variable Speed Wind Turbines to Voltage Control. *Wind Eng*; pp. 347-358.
- Manso, L. A. F. et al., 2012. Avaliação do Desperdício de Energia Eólica Utilizando Fluxo de Potência Cronológico. *CBA Campina Grande*.
- Matos, M., September 2009. Probabilistic Evaluation of Reserve Requirements of Generating Systems With Renewable Power Sources: The Portuguese and Spanish Cases. *Electr Power Energy Syst*, pp. 562-569.
- Tsouchnikas, A. I. and Hatziargyriou, N. D., June 2006. Probabilistic analysis of isolated power systems with wind power penetration limitations. In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2006. PMAPS 2006. International Conference on (pp. 1-6). IEEE.
- Usaola J., (2009). Probabilistic Load Flow in Systems with Wind Generation. *IET Gen. Transm. Distrib.*, Vol. 3, No. 12, pp. 1031-1041.
- Usaola, J., May 2010. Probabilistic Load Flow with Correlated Wind Power Injections. *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 80, No. 5, pp. 528-536.