CONSIDERAÇÃO DE CENÁRIOS DE GERAÇÃO EÓLICA EM AVALIAÇÕES PROBABILÍSTICAS DE DESEMPENHO DO SIN

Thatiana Conceição Justino
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL
thatiana@cepel.br

Albert Cordeiro Geber de Melo
Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ
albert.melo@ime.uerj.br

José Francisco Moreira Pessanha
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL
francisc@cepel.br

Maria Elvira Piñeiro Maceira
Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ
melvira@ime.uerj.br

RESUMO

O Brasil, assim como diversos países, tem experimentado um aumento da participação das fontes de geração intermitentes, tais como as usinas eólicas e solares, em sua matriz elétrica. A integração destas fontes a sistemas de energia elétrica representa um desafio devido à grande variabilidade das velocidades de ventos e da irradiância solar, o que pode impactar as condições de suprimento à demanda de potência. Estas condições podem ser avaliadas por meio de um modelo probabilístico para a análise de confiabilidade multi-área, tal como o modelo computacional CONFINT. Contudo, atualmente o CONFINT representa a geração das usinas eólicas por uma geração média. Assim, este trabalho tem como objetivo descrever um aprimoramento da avaliação de confiabilidade realizada pelo modelo CONFINT, por meio da consideração de cenários de produção de energia dos parques eólicos, oriundos da versão do modelo NEWAVE que representa a incerteza da fonte eólica.

PALAVRAS CHAVE. Geração eólica, Fontes intermitentes, Análise de confiabilidade multi-área.

PO na Área de Energia, Simulação, Estatística e Modelos Probabilísticos

ABSTRACT

Brazil, as well as several countries, has experienced an increase in the share of intermittent generation sources, such as wind and solar plants, in its electricity mix. The integration of these sources to power systems represents a challenge due to the great variability of wind speeds and solar irradiance, which can impact the power demand supply conditions. These conditions can be evaluated using a probabilistic model for multi-area reliability analysis, such as the CONFINT model. However, currently CONFINT represents the wind power production by an average generation. Thus, this work aims to describe an improvement of the reliability assessment carried out by the CONFINT model, through the consideration of the wind power production scenarios, obtained from the NEWAVE model version that represents the wind uncertainty.

KEYWORDS. Wind Power, Intermittent sources, Multiarea reliability analysis.

OR in Energy, Simulation, Statistic and Probabilistic Models

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175206
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175206

1. Introdução

O Brasil, assim como diversos países, tem experimentado um aumento da participação das fontes de geração intermitentes, tais como as usinas eólicas e solares, em sua matriz elétrica. Na última década, a geração eólica, por exemplo, cresceu 13 vezes, alcançando hoje 22,3 GW de capacidade instalada e tornando-se a fonte com a segunda maior participação (12%) na matriz elétrica brasileira. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031 [MME e EPE 2022], a previsão é que, até 2031, esta fonte cresça 1,5 vezes e alcance 39,3 GW (13%).

O avanço da expansão da geração eólica se deve, principalmente, a energia gerada por esta fonte ser limpa e renovável, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa que tem sido, nos últimos anos, uma preocupação mundial. Adicionalmente, esta fonte se torna ainda mais atraente pelo seu insumo, o vento, ter custo nulo e pela redução do seu custo de implantação devido aos avanços tecnológicos.

No entanto, a integração de fontes intermitentes, como a eólica, a sistemas de energia elétrica representa um desafio devido à incerteza da velocidade do vento, o que pode impactar na adequabilidade do atendimento à potência do sistema.

Não obstante os modelos utilizados para auxiliar os estudos de planejamento da expansão e da operação do sistema de geração brasileiro já representarem diversas características do sistema [Maceira et al. 2023], é recomendável que nas avaliações de atendimento à demanda de ponta esses modelos passem a incluir os efeitos da intermitência e da incerteza das fontes eólicas, especialmente, em um sistema como o brasileiro que vem reduzindo a capacidade de regularização proporcionada pelas usinas hidrelétricas, a principal fonte utilizada na alocação de reserva operativa e no seguimento à carga.

Neste sentido, seria interessante que os modelos probabilísticos para a análise de confiabilidade multi-área , além de considerar os eventos aleatórios que afetam estes estudos como, por exemplo, falhas nos componentes do sistema, variações na carga e perda de potência por deplecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, possam representar de forma adequada a incerteza inerente à geração eólica.

Para tais análises pode-se utilizar o modelo CONFINT [Melo et al. 1993], [Justino et al. 2016] que foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para realizar a avaliação da confiabilidade de sistemas interligados (ou multi-área) de grande porte. Em adição, aos aspectos citados, o CONFINT permite ainda que a análise de atendimento à ponta seja alinhada à aferição do atendimento à energia, utilizando as séries de potências das usinas hidrelétricas, obtidas pelo processamento sequencial dos modelos para planejamento da operação de longo e médio prazos – NEWAVE [Maceira et al. 2018a] e para simulação da operação a usinas individualizadas – SUISHI [Maceira et al. 2018b] – utilizando afluências históricas ou sintéticas. Entre os resultados fornecidos pelo CONFINT incluem-se diversos índices de desempenho do sistema e as métricas do critério de garantia de suprimento de potência utilizados nos estudos de planejamento da expansão e da operação: a probabilidade de perda de carga (LOLP – *Loss of Load Probability*) em base anual e o *Value at Risk* Condicional da Potência Não Suprida do Sistema, $CVaR_{\alpha\%}$ (PNS) mensal, onde α é nível de confiança [Justino e Melo 2022].

Assim como nos estudos oficiais de planejamento da expansão e da operação da geração, o CONFINT representa a geração das usinas eólicas por meio da geração média projetada para cada mês/semana do horizonte de estudo.

Desta forma, este trabalho tem como objetivo descrever um aprimoramento na representação da fonte eólica, considerando a incerteza associada à sua produção, por meio da utilização de diversos cenários de geração dos parques eólicos. Adicionalmente, são apresentados os resultados de sua aplicação em uma configuração real do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O presente trabalho está organizado em cinco seções, sendo a primeira esta breve introdução. A análise da confiabilidade de sistemas interligados é introduzida na seção 2. Na sequência, a proposta de representação da incerteza eólica é descrita na seção 3. A aplicação da metodologia é apresentada por meio de um estudo de caso na seção 4. Por fim, a seção 5 resume as principais conclusões do trabalho.

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175206
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175206

2. Análise da Confiabilidade de Sistemas Interligados

A avaliação da confiabilidade de sistemas interligados é uma etapa importante de estudos de planejamento da expansão e da operação do sistema geração, pois auxilia na verificação da adequabilidade do atendimento à demanda de potência do SIN. No planejamento da expansão, por exemplo, após a definição do cronograma de implantação de usinas e interligações entre subsistemas, para suprimento do mercado de energia previsto, realiza-se a análise de atendimento à demanda de ponta onde é definida a margem global da reserva de geração (diferença entre a potência total disponível e o pico de demanda) para cada estágio do horizonte de planejamento, seguida da avaliação do impacto das restrições de intercâmbio de potência entre subsistemas.

O modelo computacional CONFINT, desenvolvido pelo CEPEL para realizar a análise de confiabilidade de sistemas interligados de grande porte com predominância hidrelétrica, pode auxiliar nos estudos associados ao atendimento à demanda de ponta [Melo et al. 1993], [Justino et al. 2016], [Justino e Melo 2022]. O modelo considera perda de potência por deplecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, saídas forçadas de unidades geradoras, manutenção programada, curva de carga do sistema, além de falhas e limites de capacidade nos intercâmbios de potência entre os diversos subsistemas ou regiões interligadas

No CONFINT, o sistema de potência é representado por um modelo de fluxo linear em redes com arcos capacitados, e a análise de adequação dos estados do sistema é realizada através do Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo [Ford e Fulkerson 1962]. Os índices de confiabilidade são calculados analiticamente pelo método de Integração Direta [Oliveira et al. 1987],[Lee 1987] ou por simulação estocástica (simulação Monte Carlo) [Endrenyi 1978],[Singh e Lago-Gonzalez 1988]. Este programa calcula os índices de confiabilidade básicos como a probabilidade de perda de carga (LOLP - *Loss of Load Probability*), o número esperado de horas de déficit de potência (LOLE - *Loss of Load Expectation*), o valor esperado de potência não suprida (EPNS - *Expected Power Not Supplied*), o valor esperado de energia não suprida (EENS - *Expected Energy Not Supplied*) e os índices de frequência e duração (F&D) como a frequência de perda de carga (LOLF - *Loss of Load Frequency*) e o valor esperado de duração de perda de carga (LOLD - *Loss of Load Duration*). Estes índices são calculados para o sistema interligado, para cada subsistema e para cada patamar da curva de carga considerada, assim como com a representação do sistema por barra única (sem considerar a rede de transmissão). Em adição aos índices de confiabilidade mais conhecidos, o CONFINT calcula o índice de sensibilidade das interligações. Este índice identifica quais interligações podem contribuir para redução dos índices de confiabilidades globais no caso de reforços dos troncos de interligação. Estes índices são calculados em base mensal ou semanal, dependendo do tipo de estudo realizado. As métricas do critério de garantia de suprimento de potência utilizados nos estudos de planejamento da expansão e da operação – LOLP em base anual e $CVaR_{\alpha\%}$(PNS) mensal – também são calculadas pelo modelo [Justino e Melo 2022].

Os estados do sistema avaliados pelo CONFINT são compostos por: (i) estados das unidades geradoras; (ii) estados das interligações entre os subsistemas; (iii) patamar da curva de carga; e (iv) cenário hidrológico (indica a potência disponível em cada unidade geradora das usinas hidrelétricas).

Em sistemas com predominância hidrelétrica, como o sistema brasileiro, a potência disponível de cada usina hidrelétrica depende da altura de queda e do volume armazenado no reservatório da usina. Por sua vez, estes parâmetros dependem das afluências ao reservatório da usina. Assim, as potências disponíveis das usinas hidrelétricas devem ser determinadas através de simulação com um modelo que represente as usinas de forma individualizada. A execução coordenada dos modelos NEWAVE [Maceira et al. 2018a] e SUISHI [Maceira et al. 2018b], provê esta informação para cada série hidrológica e para cada mês do horizonte de planejamento. Primeiro, obtém-se a política de operação associada a uma dada configuração do sistema, através da execução do NEWAVE, e, a partir desta política, executa-se o modo de simulação hidrotérmica do SUISHI para definir uma amostra das potências disponíveis das usinas hidrelétricas para cada mês do horizonte de estudo.

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175206
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175206

3. Representação da Incerteza Eólica na Confiabilidade de Sistemas Interligados

A matriz elétrica brasileira apresenta uma alta participação de fontes renováveis, respondendo por mais de 80% do consumo de eletricidade do país, e com preponderância da tecnologia hidroelétrica. As fontes intermitentes, especialmente a eólica, têm experimentado um crescimento acelerado, requerendo que as metodologias e os modelos utilizados para o planejamento da expansão e da operação de sistemas de geração representem de forma adequada as características desta fonte.

A integração de fontes intermitentes, como a eólica, a sistemas de energia elétrica representa um desafio devido à incerteza da velocidade do vento, o que pode impactar as condições de suprimento à demanda de potência.

Atualmente, assim como nos estudos oficiais de planejamento da expansão e da operação da geração, o modelo CONFINT representa a geração das usinas eólicas de forma aproximada, por meio da geração média projetada para cada mês do horizonte de estudo. Neste sentido, o objetivo deste trabalho é descrever um aprimoramento na representação da incerteza da fonte eólica por meio da utilização de séries sintéticas ou cenários de produção de energia das usinas eólicas gerados pelo modelo NEWAVE [Maceira et al. 2020], [Maceira et al. 2023].

O NEWAVE é um modelo, baseado em programação dinâmica dual estocástica (PDDE), cujo objetivo é determinar, para todos os meses do período de planejamento, a alocação ótima das usinas hidrelétricas e termelétricas que minimiza o valor esperado do custo total de operação (custo de geração térmica mais custo de déficit de energia) considerando mecanismos de aversão a risco. Entre as etapas de execução do modelo está a geração integrada de séries sintéticas multivariadas mensais de afluências aos reservatórios das usinas hidrelétricas e velocidades de ventos nos parques eólicos [Maceira et al. 2020], [Maceira et al. 2023].

A geração de séries sintéticas de afluências [Maceira e Bezerra 1997] já existia no NEWAVE desde o início do seu desenvolvimento, porém, a geração integrada com as velocidades de vento foi desenvolvida recentemente em [Maceira et al. 2020], [Maceira et al. 2023]. Esta metodologia é composta por quatro etapas interligadas: (i) agrupamento estatístico dos regimes de ventos e definição dos parques eólicos equivalentes (PEEs); (ii) avaliação de funções de transferência (FTMs) entre médias mensais de velocidade de vento e produção eólica, a partir do levantamento das curvas de potência probabilísticas mensais dos PEEs; (iii) geração de séries sintéticas de velocidades de ventos correlacionadas às afluências aos reservatórios das hidroelétricas; e (iv) representação das produções eólicas mensais no algoritmo PDDE do modelo NEWAVE.

As séries sintéticas de afluências empregadas no modelo NEWAVE são geradas ajustando-se um modelo auto-regressivo periódico da ordem p, PAR(p). Para evitar o aumento do número de variáveis de estado do algoritmo PDDE, em um primeiro momento, a estrutura de correlação temporal porventura verificada no processo estocástico das velocidades médias mensais dos ventos (m/s) em algum PEE não está sendo considerada de forma explícita no modelo de geração de séries sintéticas de ventos. Assim, as velocidades do vento podem ser modeladas como uma regressão das energias/vazões afluentes dos períodos atuais ou anteriores, ou média, mais um resíduo, incluindo também a correlação cruzada entre as afluências às hidrelétricas e as velocidades do vento dos parques eólicos.

Estas séries são utilizadas para estimar a produção das usinas hidrelétricas e dos parques eólicos a serem consideradas no problema de despacho mensal do modelo. Após o cálculo da estratégia de operação, é realizada uma simulação da operação do sistema adotando 2.000 cenários hidrológicos e de velocidades dos ventos. A partir desta simulação são produzidas estatísticas (valores esperados, desvios padrão, distribuições de frequências etc.) associadas a diversos indicadores de desempenho do sistema, entre eles estão a geração hidrelétrica, térmica e eólica.

Desde modo, além de utilizar as séries de potência disponível para as usinas hidrelétricas calculadas pelo modelo SUISHI, o CONFINT passou a utilizar 2.000 cenários de produção de energia elétrica dos parques eólicos obtidos a partir da simulação final do NEWAVE. A Figura 1 apresenta um diagrama esquemático da avaliação da confiabilidade de sistemas interligados considerando os cenários de produção eólica.

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175206
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175206

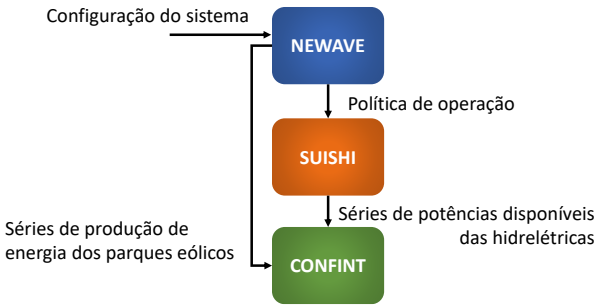


Figura 1. Procedimento para avaliação da confiabilidade multi-area

4. Estudo de Caso

Para avaliar o impacto da representação da incerteza eólica na análise de confiabilidade multi-área com o modelo CONFINT, utilizou-se uma configuração modificada do Plano Mensal de Operação (PMO) de fevereiro de 2019, elaborado pelo Operador Nacional do Sistemas Elétrico (ONS), onde o sistema é composto pelos subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. Portanto, os resultados apresentados têm caráter apenas indicativo.

As demandas máximas adotadas para os subsistemas foram calculadas com base em informações de projeção de demanda do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029 [MME e EPE 2020]. As simulações foram realizadas considerando a ponta de carga do SIN.

Também foram consideradas a Reserva de Potência Operativa – RPO de 5% (1% referente à regulação primária e 4% referente a variações na carga) e a Reserva de Potência referente à variabilidade da geração Eólica – REOL para os subsistemas Nordeste (6% da geração eólica prevista) e Sul (15% da geração eólica prevista).

Os dados de estatísticas de falha das unidades geradoras são apresentados na Tabela 1, para as usinas hidrelétricas, e na Tabela 2, para as usinas termelétricas. Os dados de estatísticas de falha das interligações são apresentados na Tabela 3. Esses dados foram obtidos da referência [Porto & Sá 2005].

Para o caso com incerteza eólica, foram considerados 5 parques eólicos equivalentes (PEEs) com diferentes regimes de ventos, sendo três no Nordeste, totalizando 14054 MW de potência instalada, e dois no Sul, totalizando 1943 MW.

Tabela 1. Indisponibilidades forçadas das unidades geradoras das usinas hidrelétricas

Capacidade das unidades geradoras (MW)	Indisponibilidade Forçada (%)
10 - 60	2,3924
60 - 200	3,0729
200 - 500	0,4353
> 500	4,0914

Tabela 2. Indisponibilidades forçadas das unidades geradoras das usinas termelétricas

Tipo de combustível	Indisp. Forçada (%)
Nuclear	22,4305
Gas	0,6409
Diesel	25,7565
Carvão	18,1170
Outros	1,0240

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175206
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175206

Tabela 3. Indisponibilidades forçadas das interligações

Interligação	Indisp. Forçada (%)
Sudeste – Sul	não tem falhas
Sudeste – Nordeste	0,0602
Sudeste – Imperatriz	0,2475
Nordeste – Imperatriz	0,1043
Norte – Imperatriz	0,1563
Sudeste – Norte	não tem falhas

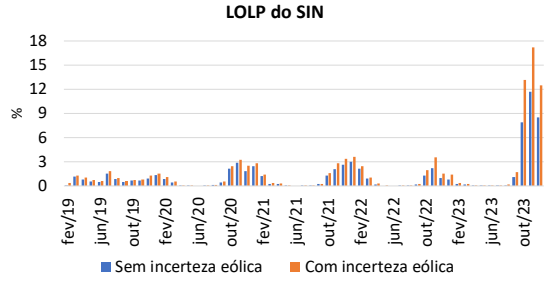
4.1. Resultados da Análise de Confiabilidade

Nesta seção são apresentados os índices de confiabilidade LOLP (probabilidade de perda de carga) e EPNS (valor esperado da potência não suprida) úteis para a análise de atendimento à demanda de ponta nos estudos de planejamento da expansão e da operação do sistema de geração de energia elétrica.

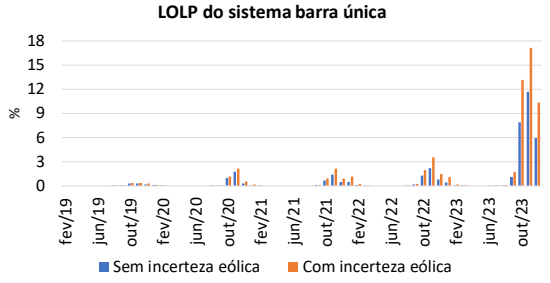
A Figura 2 apresenta os valores do índice LOLP mensal, calculado sem (azul) e com (laranja) a representação da incerteza eólica. No caso das Figuras 2(a) e 2(b), este índice se refere ao SIN, considerando a representação do sistema interligado e barra única, respectivamente; ao passo que as Figuras 2(c) e 2(d) apresentam a LOLP para os subsistemas Nordeste e Sul, respectivamente.

Analisando, à princípio, a LOLP do SIN para o caso sem a incerteza eólica (em azul), verifica-se que este índice apresenta um comportamento sazonal com valores mais elevados no período de junho a novembro (meses do período seco) de cada ano do horizonte de estudo. Nota-se que, com exceção do ano de 2023, os demais anos apresentam valores de LOLP inferiores a 5%. Embora uma das métricas do critério de suprimento de potência vigente seja a LOLP em base anual $\leq 5\%$, pode-se considerar que valores de LOLP mensais inferiores a 5% indicam que não haverá problemas no atendimento à ponta. Por outro lado, no ano de 2023 observa-se valores de LOLP do SIN maiores que 5% indicando a necessidade de reforços na geração e/ou na transmissão. Como a LOLP do sistema barra única possui valores similares ao do sistema interligado, deve-se avaliar reforços no sistema de geração. Esta condição se acentua quando a incerteza na geração eólica é considerada.

Observa-se que, em todo horizonte de estudo, os valores da LOLP do caso com incerteza eólica (em laranja) são maiores que os dos índices calculados para o caso sem a incerteza. Este comportamento é acentuado no final do horizonte de estudo devido ao aumento na participação da fonte eólica ao longo do horizonte de estudo, alcançando uma diferença de 5,5 pontos percentuais em novembro/2023 onde ocorre o maior valor da LOLP (11,7% para o caso sem incerteza eólica e 17,2% para o caso com incerteza). Para o susbsistema Nordeste, por exemplo, no caso sem a incerteza eólica, o valor de produção eólica média aumenta aproximadamente 17% (passando de 5444 MWmedios em 2019 para 6411 MWmédios em 2023). Os índices LOLP para o sistema barra única e para os subsistemas Sul e Nordeste apresentam comportamentos semelhantes.

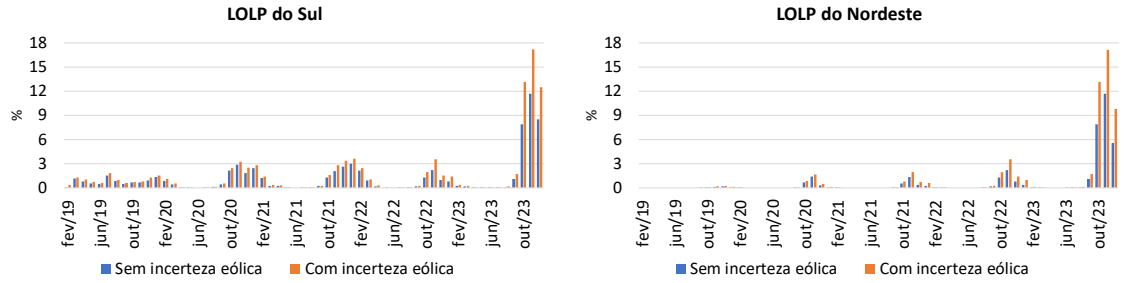


(a)



(b)

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175206
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175206



(c) (d)

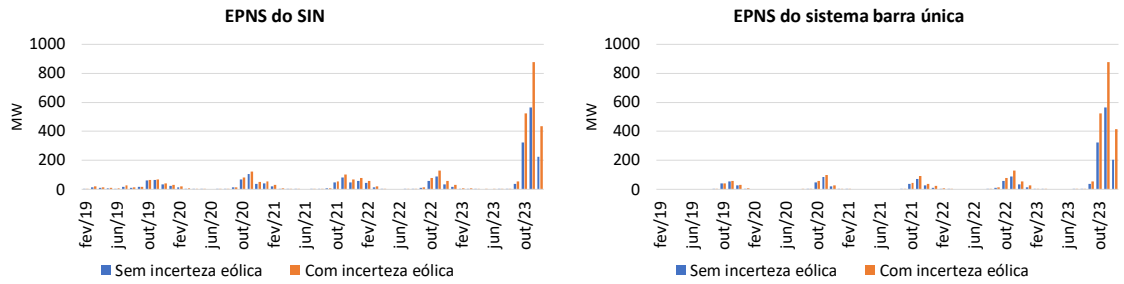
Figura 2. Índices LOLP: (a) SIN; (b) sistema barra única; (c) Sul; e (d) Nordeste.

O índice EPNS do SIN, do sistema barra única e dos subsistemas Nordeste e Sul para os casos sem e com a representação da incerteza eólica é apresentado na Figura 3. A EPNS do SIN para o caso sem incerteza eólica (em azul na Figura 3(a)) apresenta um comportamento sazonal semelhante a LOLP, com valores mais elevados no período seco, alcançando 564,6 MW em novembro/2023. No entanto, esse valor representa apenas 0,55% da carga do SIN (103.371 MW). Assim, embora a probabilidade de perda de carga seja alta para este mês, o valor esperado da potência não suprida é pequeno. Ao considerar a incerteza na geração eólica este montante aumenta para 877,2 MW.

Verifica-se também que a diferença entre os valores obtidos para os casos com e sem a incerteza eólica aumentam ao longo de horizonte de estudo, sendo a maior diferença observada também em novembro/2023 (312,6 MW).

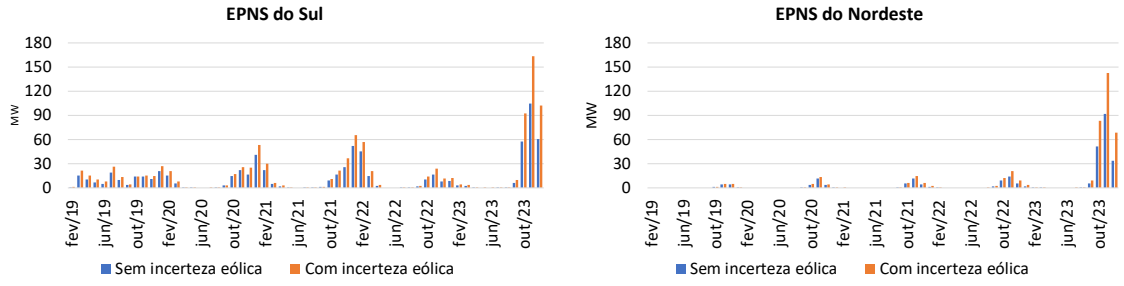
A EPNS do sistema barra única, e dos subsistemas Sul e Nordeste nas Figuras 3(b), 3(c) e 3(d), respectivamente, apresentam comportamento semelhante ao da EPNS do SIN.

Estes resultados apontam a necessidade de se representar a incerteza da produção eólica. Por exemplo, observando as Figuras 2(a) e 2(c), nota-se que os índices LOLP do SIN e do Sul têm comportamento e valores praticamente idênticos, evidenciando que o Sul participa do principal modo de falha do sistema. Talvez, isto ocorra devido a uma deficiência no sistema de geração ou nas interligações. A EPNS do Sul pode fornecer uma estimativa do montante de reforço que seria necessário para o sistema de geração. Considerando o mês com maior valor de EPNS (novembro/2023), se a representação da incerteza eólica não fosse considerada, essa estimativa poderia ser subestimada (indicando 58 MW a menos).



(a) (b)

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175206
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175206



(c) (d)

Figura 3. Índices EPNS: (a) SIN; (b) sistema barra única; (c) Sul; e (d) Nordeste.

5. Conclusões

Este trabalho teve como objetivo descrever um aprimoramento na representação da fonte eólica, a fim de considerar a incerteza inerente à produção de energia desta fonte, em estudos de avaliação da confiabilidade de sistemas interligados.

Para tal, o modelo computacional CONFINT passou a considerar 2.000 cenários de produção de energia elétrica dos parques eólicos obtidos a partir da simulação final do NEWAVE, que considera séries de velocidade de ventos produzidas por um gerador integrado de séries sintéticas multivariadas mensais de afluências aos reservatórios das usinas hidrelétricas e velocidades de ventos nos parques eólicos.

Um estudo de caso foi realizado para uma configuração real do SIN e comparando os índices de confiabilidade de dois casos: com e sem a representação da incerteza eólica. Observou-se que o caso com a modelagem da incerteza eólica apresentou índices de confiabilidade com valores maiores que os calculados para o caso sem incerteza eólica. A diferença entre os índices dos dois casos foi maior no último ano de estudo devido ao aumento na participação da fonte eólica ao longo do horizonte de estudo.

Adicionalmente, verificou-se que, dada a grande participação na matriz elétrica do SIN, a não consideração da incerteza eólica pode indicar montantes de reforços de geração e/ou interligações subestimados.

Estes resultados apontaram a necessidade de se representar a incerteza da geração eólica nos estudos de avaliação da confiabilidade de sistemas interligados.

Referências

Endrenyi, J. (1978). Reliability Modeling in Electric Power Systems, John Wiley & Sons, New York, USA.

Ford, L. e Fulkerson, D. (1962). Flows in Networks. Princeton University Press.

Justino, T. C., Marzano, L. G. B., Melo, A. C. G., Maceira, M. E. P., Batista, F. R. S. (2016). Incorporating Multi-Area Reliability Concepts to the Evaluation of the Brazilian Power System Capacity to Supply the Peak Load. In *Anais do 19th Power Systems Computation Conference – PSCC*, Genoa, Italy.

Justino, T. C. e Melo, A. C. G. (2022). Utilizando Conceitos de Confiabilidade de Sistemas Interligados no Cálculo do Critério Geral de Garantia de Suprimento para Aferição da Adequabilidade no Atendimento à Potência no SIN. In *Anais do XV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE*, Foz do Iguaçu.

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175206
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175206

Lee, F. (1987). Multi-Area Reliability Evaluation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2: 848-854.

Maceira, M. E. P. e Bezerra, C. V. (1997). Stochastic Streamflow Model for Hydroelectric Systems. In *Anais do 5th Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS*, Vancouver, Canada.

Maceira, M. E. P., Penna, D. D. J., Diniz A. L., Pinto, R. J., Melo, A. C. G., Vasconcellos, C. V., Cruz, C. B. (2018). Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model. In *Anais do 20th Power System Computation Conference – PSCC*, Dublin, Ireland.

Maceira, M. E. P., Batista, F. R. S., Cerqueira, L. F. E., Olasagasti, R. R., Melo, A. C. G., Marzano, L. G. B. (2018). A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems. In *Anais do 20th Power System Computation Conference – PSCC*, Dublin, Ireland.

Maceira, M. E. P., Melo, A. C. G., Pessanha, J. F. M., Cruz, C. B., Almeida, V. A., Justino, T. C. (2020). Uma Abordagem para a Representação das Incertezas da Fonte de Geração Eólica no Modelo Newave. *Cadernos do IME—Série Estatística*, 48: 1-36.

Maceira, M. E. P., Melo, A. C. G., Pessanha, J. F. M., Cruz, C. B., Almeida, V. A., Justino, T. C. (2023). Combining Monthly Wind and Inflow Uncertainties in the Stochastic Dual Dynamic Programming. *Energy Systems*. Published: 03 June 2023.

Melo, A. C. G., Oliveira, G. C., Cunha, S. H. F., Pereira, M. V. F. (1993). Analytically Based Frequency and Duration Calculations for Multi-Area Reliability Evaluation. In *Anais do 11th Power Systems Computation Conference – PSCC*, Avignon, France.

MME - Ministério de Minas e Energia/EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2020). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Relatório Técnico EPE.

MME - Ministério de Minas e Energia/EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2022). Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Relatório Técnico EPE.

Porto & Sá Consultoria LTDA. (2005). Relatório Final de Aspectos para Modelagem do Sistema Interligado Nacional nas Aplicações do Modelo CONFINT, elaborado para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Oliveira, G. C. S., Cunha, H. F., Pereira, M. V. F. (1987). A Direct Integration for Multi-Area Reliability Evaluation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2: 934-942.

Singh, C. e Lago-Gonzalez, A. (1988). Improved Algorithms for Multi-Area Reliability Evaluation Using the Decomposition / Simulation Approach. In Anais do *IEEE Summer Power Meeting*, paper No. 88 SM 691-8, Portland, USA.

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175206
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175206