

# Well-Being Analysis Applied to the Study of Composite Systems Flexibility Considering Wind Energy Sources

L. C. Resende, *Member, IEEE*, R. F. Nascimento, W. S. Sales, F. A. Assis, L. C. Nascimento

**Abstract**—This paper presents a methodology to evaluate, via well-being analysis, the flexibility of composite electrical systems, considering wind energy sources. By adding wind farms to different system bars, it is possible to assess which configuration provides the best adequacy and safety level for the system. The evaluation is based on probabilistic indices of Loss of Load Expectation (LOLE) and Expected Marginal State (EMS). Such indices are obtained by well-being analysis, combining deterministic criteria with probabilistic methods. Non-Sequential Monte Carlo Simulation is used to consider the probabilistic and intermittent characteristics of wind sources. The methodology is applied to the IEEE-RTS test system.

**Index Terms**—Transmission System Flexibility, Well-Being Analysis, Wind Sources, Composite Reliability.

## I. INTRODUÇÃO

A preservação do meio ambiente e o emprego de fontes alternativas de energia “limpa” e com menor custo de produção em detrimento do uso de combustíveis fósseis têm sido tema recorrente nos últimos anos em pesquisas, em congressos e em debates da população consumidora de modo geral [1]-[2]. Nos sistemas elétricos não tem sido diferente. Cada vez mais, centros geradores baseados em fontes renováveis (e.g. eólica e solar) têm sido agregados à matriz energética de diversos países. Em especial, a energia eólica vem ganhando bastante destaque no cenário energético mundial, devido a fatores como: elevada disponibilidade de recurso natural renovável; baixo impacto no meio ambiente; políticas públicas de incentivo e desenvolvimento tecnológico. No Brasil, a expansão da energia eólica teve um acréscimo de 33% em 2016, chegando a 10,13 GW de capacidade instalada, correspondendo a 6,7% da capacidade total instalada no país [3]. O Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE2027, aponta para uma capacidade eólica instalada de 26,67 GW no país em 2024, respondendo por 12,7% do total [4].

Dado o crescimento expressivo e ampla difusão da energia eólica, considera-se de extrema importância que esse tipo de energia seja corretamente caracterizado e representado

no âmbito do planejamento da operação energética, o que pode ser alcançado por várias formas. Normalmente utiliza-se um modelo matemático baseado nos parâmetros construtivos dos aerogeradores, responsável pela conversão da velocidade média dos ventos em potência elétrica gerada [5]. A velocidade dos ventos utilizada nesse modelo pode ser obtida por meio de banco de dados de séries históricas de ventos, ou estimada por um modelo autorregressivo de médias móveis (ARMA), como proposto em [6]. Outra possibilidade consiste na utilização de séries históricas horárias de ventos, convertidas diretamente para potência elétrica gerada, em p.u.

Além de benefícios, a rápida expansão dessa fonte tem trazido também desafios para a operação, dentre os quais se pode destacar: alta variabilidade, inclusive intermitências em algumas plantas em intervalos curtos de tempo (rampa e rajadas); e difícil previsibilidade, não só na etapa da programação diária (D-1), como durante a operação em tempo real [7]-[8]. Isso se reflete na forma de incertezas durante o planejamento e operação de sistemas elétricos, pois, devido à característica aleatória dos ventos, podem ocorrer flutuações na potência elétrica gerada. Dessa forma, fica evidente a necessidade de estudos acerca da qualidade da energia e da confiabilidade de sistemas elétricos com grande participação de fontes renováveis, visando o melhor aproveitamento dos recursos sem prejudicar o fornecimento.

Do ponto de vista da confiabilidade de sistemas elétricos de potência, a grande preocupação consiste em avaliar a adequação do sistema, isto é, se ele possui recursos (geração) suficiente para atender a uma demanda de carga, dentro de seus limites operacionais. Em caso positivo, a operação é classificada como sucesso; caso a geração não seja suficiente, ou a violação de algum limite operacional resulte em corte de carga, o estado operativo é classificado como falha ou risco. Em geral, essa avaliação pode ser feita por meio de métodos determinísticos ou probabilísticos. Métodos determinísticos utilizam situações críticas e/ou específicas, como a saída de uma grande unidade geradora, para avaliar o comportamento do sistema. Esses métodos têm características bastante atrativas, como implementação direta e o fácil entendimento dos resultados obtidos. Sua maior fraqueza é que não capturam a natureza estocástica da operação do sistema e podem levar a resultados muito conservativos ou pouco significativos [9]. Por outro lado, métodos probabilísticos consideram o comportamento aleatório dos componentes do sistema, como a carga e os equipamentos de geração e transmissão, por meio de seus dados estocásticos e fornecem estimativas dos índices

L. C. de Resende, Universidade Federal de São João del-Rei, São João del-Rei, MG, Brasil, lresende@ufsj.edu.br.

R. F. do Nascimento, Universidade Federal de São João del-Rei, São João del-Rei, MG, Brasil, facion@ufsj.edu.br

W. S. Sales, Universidade Federal de São João del-Rei, São João del-Rei, MG, Brasil, warlleysales@ufsj.edu.br.

F. A. Assis, Universidade Federal de São João del-Rei, São João del-Rei, MG, Brasil, fernandoassis@ufsj.edu.br.

L. C. Nascimento, Universidade Federal de São João del-Rei, São João del-Rei – MG, Brasil, nascimentolc@ufsj.edu.br.

*Corresponding author: Leonidas Chaves de Resende*

de confiabilidade baseadas nos riscos associados à operação. Dentre eles, destacam-se a Simulação Monte Carlo Sequencial e Não-Sequencial [10].

Entretanto, a classificação de um estado operativo em sucesso ou falha pode não fornecer informação completa a respeito da real situação do sistema. Isto é, a avaliação convencional não é capaz de informar o quão distante um estado de sucesso encontra-se da fronteira sucesso/falha, por exemplo. Como mencionado anteriormente, devido à grande variabilidade dos ventos, podem ocorrer variações na potência elétrica disponível nas centrais eólicas ao longo do dia. Em alguns casos, essa flutuação pode ser suficiente para que um estado transite entre a fronteira de sucesso para falha. Nessa situação, o operador só seria informado dessa condição preliminar quando, de fato, ela já tivesse acontecido, ou seja, após o sistema transitar para o estado de falha.

Uma alternativa presente na literatura é a chamada “*Health Analysis*” [11]-[12], Análise de Bem-Estar (*Well-Being Analysis*) [13] ou Confiabilidade Preventiva [14], que, além da análise de adequação do sistema, fornece informação quanto ao nível de segurança, ou bem-estar do mesmo. Ela combina critérios determinísticos com métodos probabilísticos de forma a classificar os estados de sucesso em saudáveis (*Health*) e marginais (*Marginal*). Estados saudáveis são estados operativos de sucesso que se encontram longe da fronteira sucesso/falha, enquanto os estados marginais são aqueles próximos a essa fronteira, isto é, estados saudáveis, mas que estão muito próximos de chegar a um estado de falha.

A confiabilidade preventiva tem sido tema recorrente em diversas pesquisas na literatura e pode ser vista como uma extensão da confiabilidade convencional. A técnica tem sido aplicada em estudos de adequação e segurança de sistemas de geração e transmissão [14]-[15], sistemas de geração e compostos, com participação de energias renováveis [16]-[17] e sistemas de grande porte [18]. Outra área de aplicação desta técnica é o planejamento da expansão, no qual a confiabilidade preventiva pode ser empregada no cálculo de índices relacionados ao custo de segurança do sistema [19], na avaliação da flexibilidade de sistemas de transmissão [20], ou no impacto de fontes intermitentes de energia elétrica [21]. Neste sentido, é de suma importância que a definição de planos de expansão seja realizada objetivando, além da minimização de custos gerais de investimento e de operação, obter um sistema flexível do ponto de vista de sua operação em tempo real, dada a variabilidade e a flutuação da geração proveniente de fontes intermitentes de energia [8]. Portanto, o impacto da inserção de fontes de geração intermitente deve ser analisado em diferentes perspectivas, envolvendo, por exemplo, os estudos de despacho econômico e de distribuição ótima dos fluxos de potência [22]-[23]; despacho de potência reativa [24]-[25]; e as análises de estabilidade de tensão [26].

Dessa forma, a tendência de crescimento da energia eólica no mundo, a necessidade de uma avaliação mais profunda de sistemas compostos por fontes renováveis e as informações oferecidas pela análise via confiabilidade preventiva, podem ser relacionadas, o que proporciona uma série de possibilidades a serem estudadas.

Sendo assim, este artigo tem como principal objetivo avaliar

a flexibilidade de sistemas compostos com base nos seus níveis de adequação e segurança, definidos pelos índices de expectativa de perda de carga (LOLE) e expectativa de estados marginais (EMS), respectivamente. Este estudo envolve a adição de diferentes níveis de geração eólica em diferentes localidades (barras) do sistema, considerando também diferentes condições de vento. Para isso, são consideradas séries históricas representando a capacidade de geração eólica em p.u., em uma determinada região para condições de pouco, médio e muito vento [27]. É utilizada a Simulação Monte Carlo Não-Sequencial de forma a representar diferentes estados operativos do sistema, baseados na disponibilidade de seus equipamentos. Uma lista de contingências composta pela saída individual de equipamentos de geração e transmissão é utilizada na análise da confiabilidade preventiva. A metodologia é aplicada no sistema teste IEEE-RTS de 24 barras [28].

O estudo probabilístico realizado no presente trabalho configura uma fase do planejamento da expansão que visa, principalmente, a identificação e a análise de viabilidade de potenciais investimentos para o sistema, fase essa que costuma ser caracterizada por um número mais elevado de opções de reforços a serem examinadas. Nesta fase, a segurança do sistema é, portanto, avaliada apenas em termos de adequação estática. Após eliminação de opções de reforços menos atrativas, os estudos posteriores de planejamento da expansão devem contemplar também as análises e os requisitos em termos de estabilidade, a fim de garantir a operacionalidade adequada do sistema elétrico.

Contribuições do trabalho: o artigo aborda a flexibilidade de sistemas compostos de geração e transmissão para a inserção cada vez mais acentuada de fontes renováveis intermitentes, como parques eólicos. Esse tema é relevante, dado o desafio atual, em que a matriz energética possui parcela significativa de fontes renováveis intermitentes. A principal contribuição é a aplicação dos conceitos da análise de bem-estar como ferramenta auxiliar no processo de tomada de decisão para o planejamento de inserção de fontes de geração renovável. Vale destacar, que essa ferramenta se limita a investigar o impacto da inserção de geração renovável nos índices de confiabilidade tradicionais e bem-estar para sistemas compostos. Portanto, as configurações de expansão indicadas pela metodologia proposta devem, posteriormente, ser submetidas a estudos mais específicos para verificar, por exemplo, os impactos causados pela inserção de geração eólica na estabilidade de tensão do sistema.

## II. CONFIABILIDADE PREVENTIVA

### A. Conceitos Básicos

A confiabilidade preventiva é uma extensão natural da avaliação da confiabilidade convencional. Nela, os estados de sucesso são classificados em estados saudáveis ou marginais, por meio da aplicação de um critério determinístico em conjunto com uma análise probabilística. O critério determinístico para a avaliação da confiabilidade preventiva de sistemas compostos consiste numa lista de contingências composta por elementos da geração e da transmissão.

Várias considerações podem ser feitas durante a construção dessa lista, tais como o conhecimento prévio do operador

sobre o sistema, a probabilidade, a severidade e a frequência de falhas, etc. É importante ressaltar que, quanto maior e mais completa é a lista de contingências, melhores são os resultados, porém, o esforço computacional exigido também será maior, devido ao número elevado de análises adicionais. Por outro lado, uma lista pequena, ou pobre, pode proporcionar resultados fracos e errôneos, visto que o objetivo dessa análise é informar ao operador quando o sistema se encontra em um estado marginal e ainda, evitar transições bruscas de estados saudáveis para a falha. Dessa forma, é importante que haja um certo equilíbrio na composição dessa lista. Além disso, uma vez que variações bruscas da carga podem alterar o estado do sistema, é também comum considerar a variação da carga entre dois estados na lista de contingências.

O critério de classificação de estados de sucesso em saudáveis ou marginais ocorre da seguinte forma. Dado a ocorrência de um estado operativo de sucesso, o mesmo é submetido à aplicação individual de todos os critérios determinísticos que compõem a lista de contingências. Se o sistema operar sem que haja corte de carga, ou que algum limite operacional seja violado, quando submetido à lista de contingências, então, o estado é classificado como saudável. Se a aplicação de qualquer um dos componentes da lista resultar em corte de carga, mesmo o sistema operando dentro dos limites, o estado é dito marginal. Por fim, da mesma forma como na confiabilidade convencional, se em um dado estado, a carga do sistema exceder a geração disponível, ou uma ou mais restrições operacionais forem violadas, o sistema se encontra em um estado de falha (ou de risco).

A confiabilidade preventiva pode, então, ser avaliada sob a forma de estimativas de índices probabilísticos como: probabilidade de estados saudáveis ( $P_h$ ), de estados marginais ( $P_m$ ) e de estados de falha (LOLP); frequência de estados saudáveis ( $Freq_h$ ), de estados marginais ( $Freq_m$ ) e de estados de falha (LOLF); duração de estados saudáveis ( $EMH$ ), de estados marginais ( $EMS$ ) e de estados de falha (LOLD).

### B. Confiabilidade Preventiva via Simulação Monte Carlo

Os índices de confiabilidade preventiva são obtidos por meio de estimativas de funções teste específicas para probabilidade, frequência e duração dos estados saudáveis, marginais e de falha [14]. A seguir são reproduzidas as funções teste utilizadas para o cálculo das probabilidades dos estados saudáveis, marginais e de falha:

#### 1) Estados Saudáveis:

$$F_h(x^k) = \begin{cases} 1, & \text{se } x^k \text{ for saudável} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (1)$$

#### 2) Estados Marginais:

$$F_m(x^k) = \begin{cases} 1, & \text{se } x^k \text{ for marginal} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2)$$

#### 3) Estados de Falha:

$$F_r(x^k) = \begin{cases} 1, & \text{se } x^k \text{ for de falha} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3)$$

Os valores esperados para a probabilidade de estados saudáveis, marginais e de falha são obtidos por:

$$E(P_h) = \frac{1}{NS} \sum_{i=1}^{NS} F_h(x_i) \quad (4)$$

$$E(P_m) = \frac{1}{NS} \sum_{i=1}^{NS} F_m(x_i) \quad (5)$$

$$E(P_r) = \frac{1}{NS} \sum_{i=1}^{NS} F_r(x_i) \quad (6)$$

onde NS corresponde ao número de simulações realizadas pela simulação Monte Carlo não-sequencial. Nota-se que,  $P_r$  corresponde ao índice LOLP calculado pela confiabilidade convencional.

O algoritmo da avaliação da confiabilidade preventiva via simulação Monte Carlo não-sequencial é, então, definido pelos seguintes passos:

- Sorteie um estado operativo do sistema com base na distribuição probabilística de falha/reparo de seus equipamentos de geração e transmissão;
- Faça análise de desempenho do sistema para o estado amostrado, por meio de estudos de fluxo de potência. Se necessário, acione medidas corretivas, tais como redespacho de geração, corte de carga etc. Se o estado for de falha, estime  $P_r$ ,  $Freq_h$ ,  $Freq_r$  e siga para o passo d. Caso contrário, continue no passo c;
- Submeta o estado amostrado ao critério determinístico (i.e., à lista de contingências), se ele for saudável, estime  $P_h$ , caso contrário, estime  $P_m$ ,  $Freq_m$  e  $Freq_h$ ;
- Avalie a convergência do processo de simulação. Caso tenha sido alcançada estime todos os índices de interesse e finalize o processo, caso contrário, retorne ao passo a.

## III. METODOLOGIA PROPOSTA

O trabalho apresentado é uma extensão de [14] aplicado no estudo da flexibilidade de sistemas compostos. Por meio da possibilidade de adição de energia proveniente de fontes eólicas em diferentes barramentos do sistema, busca-se verificar quais configurações resultantes são capazes de absorver, distribuir e operar melhor, o que resulta em níveis apropriados de adequação e/ou de segurança. Para a adequação, a avaliação é feita por meio do índice de expectativa de perda de carga ( $LOLE - Loss of Load Expectation$ ). Já para a segurança, a avaliação é feita pelo índice de expectativa de estados marginais ( $EMS - Expected Marginal State$ ). Esses dois índices são obtidos da seguinte forma:

$$LOLE = P_r \times 8760 \text{ [h/ano]} \quad (7)$$

$$EMS = P_m \times 8760 \text{ [h/ano]} \quad (8)$$

e correspondem, respectivamente, em horas por ano aos valores esperados de perda de carga e de residência em estados marginais.

Os índices de (7) e (8) obtidos para cada configuração avaliada são comparados à valores de referência, normalmente definidos pelo operador do sistema elétrico, com base em

normas de operação ou de acordo com valores desejados. Neste artigo, os valores de referência para os índices de adequação e segurança são definidos por meio da análise de confiabilidade preventiva da configuração original do sistema em estudo. Para considerar localidades diferentes são definidos os barramentos do sistema com possibilidade de injeção de energia eólica. São considerados, também, regimes de pouco vento, vento médio e muito vento, com o objetivo de verificar a suscetibilidade do sistema frente às variações que ocorrem com o vento. Porém, como o objetivo é avaliar a flexibilidade da transmissão, durante as análises considera-se que todas as barras selecionadas estão submetidas ao mesmo regime eólico, resultando no mesmo perfil de capacidade eólica disponível.

A seguir são apresentados os modelos utilizados, bem como outras considerações que foram adotadas neste estudo.

### A. Geração Eólica

Uma central de geração eólica possui um número elevado de turbinas, as quais normalmente são de mesmo modelo, possuindo assim, as mesmas taxas de falha e reparo. Visando uma melhoria no desempenho computacional, essas unidades podem ser agrupadas em um modelo equivalente de múltiplos estados, conforme apresentado em [29]. Para considerar a variabilidade dos ventos, a capacidade máxima disponível por fonte eólica é ajustada por meio de séries históricas [21] que fornecem a potência elétrica em p.u. de um aerogerador, de acordo com a velocidade do vento na região. Para cada regime de vento são utilizadas séries eólicas equiprováveis. A Fig. 1 ilustra as funções densidade de probabilidade para as três condições eólicas utilizadas: pouco vento, vento médio e muito vento. É possível perceber da Fig. 1 que à medida que a condição do vento melhora, a probabilidade de ocorrer capacidades disponíveis de potência eólica para valores acima de 0,5 pu aumenta. Vale destacar que, para o presente trabalho, foram considerados os mesmos regimes de vento em todas as regiões com geração eólica. Tal estratégia visa examinar o sistema em termos de flexibilidade da rede, sem considerar as influências de possíveis cenários distintos de disponibilidade da fonte energética. Contudo, a metodologia proposta permite a utilização de diferentes séries eólicas para cada região do sistema

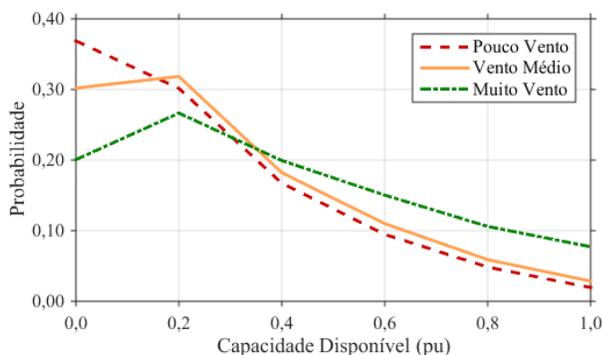


Fig. 1. Função Densidade de probabilidade - Geração eólica.

Em relação aos parâmetros estocásticos, foram considerados dados de uma turbina eólica típica disponível no mercado, cujas características são apresentadas na Tabela I.

TABELA I  
DADOS DE UMA UNIDADE EÓLICA

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	2,5 MW
Taxa de Falha	4 falhas/ano
Tempo Médio de Reparo	90 horas

### B. Geração Hidrelétrica

Um modelo Markoviano a dois estados é utilizado para representar o processo de falha/reparo das unidades hidrelétricas de geração. Adicionalmente, visando representar a variação da potência das usinas hidrelétricas, a capacidade disponível dessas usinas é ajustada por uma série histórica de aflúências [30], que fornece, em p.u., a variação da potência das hidrelétricas em função do nível de armazenamento dos reservatórios. As séries históricas utilizadas neste trabalho representam a potência média mensal produzida pelas usinas hidrelétricas. São utilizados 5 anos hidrológicos diferentes e suas probabilidades de ocorrência são consideradas equiprováveis. A Fig. 2 ilustra as séries históricas de flutuação da potência hidrelétrica.

As séries históricas de flutuações de geração hidrelétrica empregados no estudo configuram, essencialmente, curvas de disponibilidade de capacidade, que permitem analisar incertezas inerentes a este tipo de fonte energética. Portanto, na fase de planejamento em que se enquadra o estudo realizado, não é ainda considerada uma determinada ordem de prioridade de despacho (coordenação hidrotérmica-eólica). De qualquer forma, no sistema analisado estão também presentes fontes de geração térmica. Dessa forma, pode-se considerar em termos de nível operativo, e sem perdas de generalidade, que a eventual injeção de potência proveniente de uma fonte eólica substituiria a potência decorrente de termelétricas, mantendo assim a duração e a capacidade disponível de geração hidrelétrica.

### C. Representação da Carga

A carga do sistema é representada por um modelo markoviano de múltiplos estados, com 8760 níveis horários.

### D. Geração Térmica e Linhas de Transmissão

O processo de falha/reparo das unidades de geração termelétricas e das linhas de transmissão é representado por um modelo de Markov de dois estados. No caso das unidades de geração termelétricas, quando em operação, assume-se que suas capacidades máximas ficam disponíveis.

### E. Lista de Contingências

Conforme mencionado anteriormente, a metodologia de avaliação da confiabilidade preventiva considera o efeito de

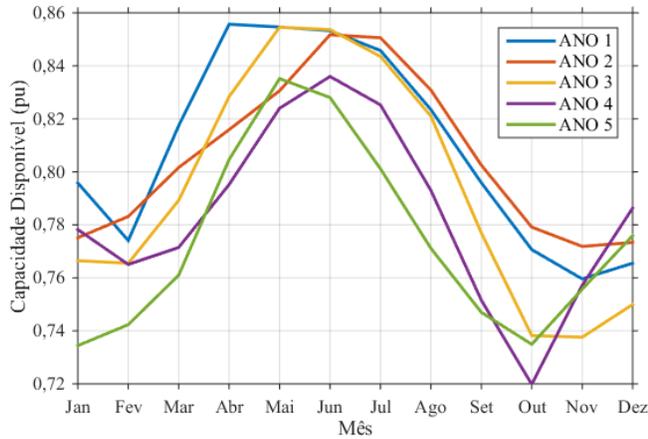


Fig. 2. Séries históricas de flutuação da potência hidrelétrica disponível.

critérios determinísticos na operação dos sistemas elétricos, em meio a uma análise probabilística. Dessa forma, a escolha de um critério determinístico adequado é de extrema importância para uma correta avaliação dos índices estimados.

O critério N-1 é normalmente utilizado na avaliação da confiabilidade preventiva de sistemas somente de geração. Neste caso, a saída da maior unidade geradora é suficiente para a avaliação, visto que esta situação representa o pior cenário em que o sistema poderia operar. Por outro lado, em sistemas compostos de geração e de transmissão, este critério já não é suficiente, devido principalmente às restrições dos circuitos de transmissão. Nestes casos, o critério determinístico para a avaliação da confiabilidade preventiva de sistemas compostos consiste de uma lista de elementos de geração e transmissão.

Uma forma de identificar quais elementos devem compor essa lista é através do monitoramento da frequência de transição entre estados saudáveis e de falha. Como a avaliação é feita considerando a transição de apenas um elemento por vez, caso o elemento em questão contribua para a frequência de transição de estados saudáveis para falha, é de interesse incluí-lo na lista de contingências. Uma lista completa e eficiente é aquela na qual a ocorrência de todos os estados marginais é informada ao operador e não há transições bruscas de estados saudáveis para falha.

Adicionalmente ao critério de monitoramento da frequência de transição, a lista de contingências deve ser elaborada também com base na experiência operativa do sistema, na qual alguns componentes críticos de geração e transmissão são conhecidos. Por fim, destaca-se que, além dos elementos de geração e transmissão, deve também ser considerado o próximo ponto na curva de carga.

#### F. Considerações Finais

A metodologia proposta no presente trabalho visa ao auxílio do planejador da expansão na identificação de potenciais reforços considerando a disponibilidade de fontes renováveis a serem exploradas e, principalmente, a flexibilidade da rede de transporte de energia. Portanto, essa ferramenta se apresenta como uma forte aliada do planejador em fases preliminares de

estudo, quando o número de opções de reforços e os níveis de incertezas associados ao problema são ainda elevados. Nestas fases, a segurança operativa do sistema é avaliada em termos de adequação estática. Entretanto, vale destacar que em estudos subsequentes do planejamento da expansão, demais aspectos relacionados à operacionalidade do sistema, como o de estabilidade transitória, devem também ser levados em consideração [31].

#### IV. RESULTADOS

O sistema IEEE-RTS (*IEEE Reliability Test System*) [28], ilustrado pela Fig. 3, possui 24 barras, 38 circuitos e 32 unidades geradoras alocadas em 14 usinas, totalizando 3405 MW de potência instalada. O valor do pico anual da carga total do sistema é 2850 MW. Ressalta-se que foi utilizado em todos os testes como critério determinístico (e.g. lista de contingências) o seguinte conjunto de eventos, o qual foi obtido a partir da metodologia discutida na Subseção III.E:

- Geração: uma unidade geradora de cada usina localizada das barras 2, 7, 13, 22 e 23.
- Transmissão: um circuito nos ramos 3-24; 10-11; 10-12; 11-13; 14-16 e 15-24.
- Carga: próximo nível da curva prevista para a carga.

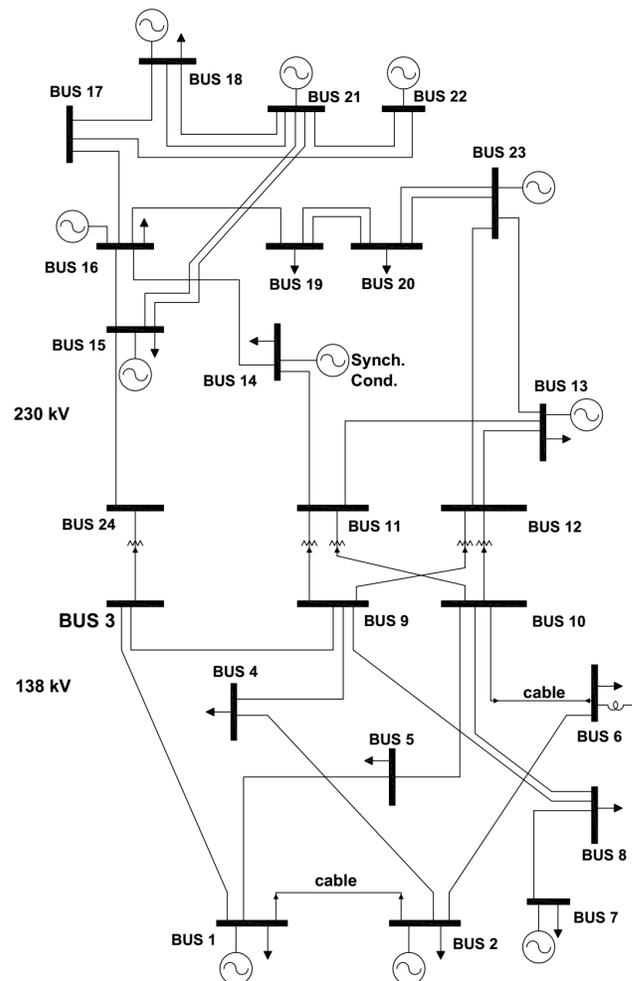


Fig. 3. Diagrama unifilar – Sistema IEEE-RTS [22].

Inicialmente, segundo a metodologia proposta, foram estimados os índices de confiabilidade preventiva do caso base, no qual o sistema opera com sua configuração original e não há acréscimo de energia eólica em nenhum barramento. Os valores obtidos para os índices LOLE e EMS para o caso base são, respectivamente, 16,56h e 177,30h. A partir desses resultados, foram estabelecidos os valores de referência, os quais servem como base para a definição dos limites de adequação (e.g. 10 horas para a LOLE) e segurança (e.g. 80 horas para o EMS) que devem ser atendidos com o acréscimo de potência eólica.

A Tabela II apresenta os resultados obtidos para o cenário de vento médio considerando a inclusão de montantes de geração eólica (e.g. 200, 400 e 600 MW) em diferentes localidades, a saber, barras 8, 13 e 18. Tais barras foram escolhidas de forma a representar as regiões sul (138kV, região com carga maior que geração), centro (230kV, região de fronteira com o sistema sul) e norte do sistema IEEE-RTS (230kV, região com margem de geração positiva). Entretanto, vale comentar que quaisquer outras barras de geração renovável do sistema poderiam ser incluídas nos estudos.

TABELA II  
ÍNDICE DE ADEQUAÇÃO E SEGURANÇA - VENTO MÉDIO

Pot. Eólica Adicionada (MW)	Barra de Conexão	LOLE (h)	EMS (h)
200	8	11,48	129,86
200	13	11,48	130,56
200	18	11,48	130,69
400	8	8,41	100,14
400	13	8,40	99,94
400	18	8,40	100,08
600	8	6,71	82,40
600	13	6,53	81,12
600	18	6,53	80,79

É possível observar que, se somente o critério de adequação fosse considerado, seriam necessários cerca de 400 MW de potência eólica instalada no sistema. Nessa situação, as três barras apresentaram valores praticamente iguais para a LOLE. O critério de segurança poderia ser utilizado como desempate, o qual aponta a barra 13 como sendo a melhor opção para a injeção de potência, visto que a expectativa de estados marginais ficou levemente menor (99,94 horas).

Se o operador decidir que ambos os critérios são imprescindíveis para a operação do sistema, seria necessário um montante superior a 600 MW instalados de potência eólica para que o sistema atendesse aos requisitos pré-especificados. Para esse nível de potência injetada, a melhor opção seria a barra 18, que apresenta resultados para o índice de segurança levemente melhores que a barra 13. A Tabela III apresenta os mesmos índices para uma condição de pouco vento.

Nessa situação, fica evidente uma necessidade de incremento na capacidade instalada, de forma a compensar a potência que deixou de ser gerada devido à diminuição dos ventos na região, visando atingir os valores de referência. Entretanto, percebe-se o mesmo comportamento observado no

TABELA III  
ÍNDICE DE ADEQUAÇÃO E SEGURANÇA - POUCO VENTO

Pot. Eólica Adicionada (MW)	Barra de Conexão	LOLE (h)	EMS (h)
200	8	11,88	133,56
200	13	11,88	133,64
200	18	11,88	132,98
400	8	8,94	105,38
400	13	8,92	105,01
400	18	8,92	105,11
600	8	7,10	88,25
600	13	6,96	87,04
600	18	6,96	86,65
800	8	6,04	76,41
800	13	5,78	73,06
800	18	5,78	73,01

TABELA IV  
ÍNDICE DE ADEQUAÇÃO E SEGURANÇA - MUITO VENTO

Pot. Eólica Adicionada (MW)	Barra de Conexão	LOLE (h)	EMS (h)
200	8	9,86	114,19
200	13	9,86	114,66
200	18	9,86	114,96
400	8	6,48	82,62
400	13	6,43	82,31
400	18	6,43	82,04
600	8	4,80	66,03
600	13	4,49	61,95
600	18	4,49	61,94

caso anterior, quanto à flexibilidade do sistema. A barra 13 é a que apresenta a melhor opção para a injeção de potência, quando somente o critério de adequação é importante para o sistema e o critério de segurança é utilizado como desempate. Se ambos os critérios forem cruciais para a operação, a melhor opção continua sendo a barra 18.

A Tabela IV apresenta os resultados para a condição de muito vento, na qual o aumento da potência elétrica disponível devido às melhores condições de vento aponta a barra 8 como sendo a que possui melhor flexibilidade de escoamento dessa potência. Isso quando somente o critério de adequação é importante e a segurança é utilizada como desempate, visto que a barra 8 apresenta o mesmo valor de LOLE que as demais (9,86h), mas possui um valor da expectativa de estados marginais inferior (114,19h), para o caso em que 200 MW são adicionados. Se a adequação e segurança forem tratadas com a mesma importância, a barra 18 continua sendo a melhor opção para a conexão das fontes eólicas.

Com base nesses resultados, é possível afirmar que a barra 18 é a mais flexível, dentre as analisadas, para receber e distribuir a potência elétrica proveniente de fontes eólicas, independentemente das condições dos ventos. A conexão por meio deste barramento, embora apresente resultados de adequação do sistema semelhantes à barra 13, proporciona

níveis de segurança ligeiramente melhores.

## V. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o método de confiabilidade preventiva aplicada ao estudo da flexibilidade de sistemas compostos quanto à inserção de fontes de energia renováveis, em especial a eólica. Além das informações tradicionais referentes ao nível de adequação do sistema, é possível obter informações quanto ao seu nível de segurança. Tais informações se mostraram úteis na tomada de decisões sobre o planejamento e operação de sistemas elétricos, principalmente quando há impasses relacionados ao nível de adequação do mesmo. Adicionalmente, essas informações podem ser utilizadas como critério de melhoria para o sistema, reduzindo o tempo em que o mesmo opera em estados marginais.

Por meio do estudo da flexibilidade, é possível definir qual barramento do sistema é mais apropriado para a entrada de novas usinas de geração eólicas, considerando que os barramentos avaliados estão sob as mesmas condições de vento. O estudo também se mostrou condizente com a realidade, visto que as centrais eólicas estão sujeitas às variações nas intensidades dos ventos ao longo do ano.

Dessa forma, justifica-se a aplicação da confiabilidade preventiva tanto na operação de sistema elétricos, informando sobre a ocorrência de estados marginais, quanto no planejamento, visando configurações mais flexíveis e que proporcionem um grau de segurança maior.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro em parte da CAPES, Código de Financiamento 001, do CNPq, do INERGE e da FAPEMIG. Os autores também expressam sua gratidão pelo suporte educacional da UFSJ.

## REFERÊNCIAS

- [1] H. Johlas, S. Witherby, and J. R. Doyle, "Storage requirements for high grid penetration of wind and solar power for the MISO region of North America: A case study," *Renewable Energy*, vol. 146, pp. 1315–1324, feb 2020.
- [2] M. Dester, "Reliability of Electricity Supply Regarding the Integration of Intermittent Sources in Brazil's Power Mix," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 3, pp. 1302–1307, mar 2016.
- [3] MME, "Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro," Tech. Rep., 2017. [Online]. Available: <http://www.mme.gov.br>
- [4] Empresa de Pesquisa Energética, "Plano Decenal de Energia 2027," Tech. Rep., 2018. [Online]. Available: <http://www.mme.gov.br>
- [5] L. Nanda Kishore and E. Fernandez, "Reliability well-being assessment of PV-wind hybrid system using Monte Carlo simulation," in *2011 International Conference on Emerging Trends in Electrical and Computer Technology*. IEEE, mar 2011, pp. 63–68.
- [6] R. Billinton, H. Chen, and R. Ghajar, "Time-series models for reliability evaluation of power systems including wind energy," *Microelectronics Reliability*, vol. 36, no. 9, pp. 1253–1261, sep 1996.
- [7] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2017/2021 PEN 2017," ONS, Tech. Rep., 2017. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [8] J. Cervantes, T. Dai, and W. Qiao, "Optimal wind power penetration in the real-time energy market operation," in *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, july 2013.
- [9] M. Pereira and N. Balu, "Composite generation/transmission reliability evaluation," *Proc. of the IEEE*, vol. 80, no. 4, pp. 470–491, apr 1992.
- [10] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Boston, MA: Springer US, 1994.
- [11] R. Billinton and Guangbin Lian, "Composite power system health analysis using a security constrained adequacy evaluation procedure," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 2, pp. 936–941, may 1994.
- [12] R. Billinton and M. Fotuhi-Firuzabad, "A basic framework for generating system operating health analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 3, pp. 1610–1617, 1994.
- [13] R. Billinton and R. Karki, "Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1172–1177, 1999.
- [14] A. M. Leite da Silva, L. C. Resende, L. A. F. Manso, and R. Billinton, "Well-Being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 4, pp. 1763–1770, nov 2004.
- [15] L. Goel and C. Feng, "Well-being framework for composite generation and transmission system reliability evaluation," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 146, no. 5, p. 528, 1999.
- [16] A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, W. S. Sales, L. C. Resende, M. J. Aguiar, M. A. Matos, J. A. P. Lopes, and V. Miranda, "Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis considering renewable sources," *European Trans. on Electrical Power*, vol. 17, no. 4, pp. 387–400, jul 2007.
- [17] W. Wangdee, R. Billinton, and Wenyuan Li, "Wind integrated power system well-being analysis," in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE, 2013, pp. 1–5.
- [18] A. M. Leite da Silva, L. C. Resende, and L. A. F. Manso, "Application of Monte Carlo Simulation to Well-Being Analysis of Large Composite Power Systems," in *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. IEEE, jun 2006, pp. 1–6.
- [19] D. Huang and R. Billinton, "Power system reinforcement planning considering wind power and load forecast uncertainty using the well-being analysis framework," in *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*, 2010.
- [20] W. Wangdee, R. Billinton, W. Li, and T. Suwanasri, "Assessing transmission system flexibility associated with wind power integration using well-being analysis," in *2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. IEEE, jul 2014, pp. 1–6.
- [21] W. Wangdee, "Reliability Impact of intermittent renewable energy source integration into power system," in *2014 International Electrical Engineering Congress (iEECON)*. IEEE, mar 2014, pp. 1–4.
- [22] Y. Huo, Y. Zhu, S. Feng, and X. Wu, "Optimal Real-Time Scheduling of Wind Integrated Power System Presented with Storage and Wind Forecast Uncertainties," *Energies*, vol. 8, no. 2, pp. 1080–1100, 2015.
- [23] E. Mohagheghi, A. Gabash, and P. Li, "A Framework for Real-Time Optimal Power Flow Under Wind Energy Penetration," *Energies*, vol. 10, no. 4, 2017.
- [24] E. Mohagheghi, A. Gabash, M. Alramlawi, and P. Li, "Real-Time Optimal Power Flow with Reactive Power Dispatch of Wind Station Using a Reconciliation Algorithm," *Renewable Energies*, vol. 126, pp. 509–523, 2018.
- [25] A. P. C. Mello, L. L. Pfitscher, and D. P. Bernardon, "Coordinated Volt/VAR Control for Real-Time Operation of Smart Distribution Grids," *Electric Power System Research*, vol. 151, pp. 233–242, 2017.
- [26] D. Arias, L. Vargas, and C. Rahmann, "WAMS-Based Voltage Stability Indicator Considering Real-Time Operation," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 5, pp. 1421–1428, 2015.
- [27] KNMI Report, "Koninklijk Netherlands Meteorological Institute (KNMI). KNMI – Climate and Service." [Online]. Available: <http://projects.knmi.nl/klimatologie/onderzoeksgegevens/>
- [28] Probability Methods Subcommittee, "IEEE Reliability Test System," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047–2054, nov 1979.
- [29] A. M. Leite da Silva, W. Sales, L. da Fonseca Manso, and R. Billinton, "Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements With Renewable Sources," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 106–116, feb 2010.
- [30] M. Matos et al., "Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, no. 9, pp. 562–569, oct 2009.
- [31] P. Sohn, M. B. C. Salles, and L. F. C. Alberto, "Transient Stability of Power Systems Under High Penetrations of Wind Power Generation," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 30, 2019.



**Leonidas Chaves de Resende** received the B.Sc. degree from the Federal University of São João del-Rei (UFSJ) in 2000 and the M.Sc. and Ph.D. degrees from the Federal University of Itajubá (UNIFEI), Itajubá, Brazil, in 2002 and 2006, respectively. He is now a Professor at Electrical Engineering Depart. at UFSJ. He now works in Reliability, Monte Carlo Simulation, Power System Planning and Operation, Artificial Neural Networks and Metaheuristics.



**Rafael Facion do Nascimento** received the B.Sc. (2014) and M.Sc. (2017) degrees in Electrical Engineering from the Federal University of São João del Rei, with emphasis in Power Systems Planning and Operation.



**Warley de Sousa Sales** received the B.Sc. degree from the Federal University of São João del-Rei (UFSJ) in 2004 and the M.Sc. and Ph.D. degrees from the Federal University of Itajubá (UNIFEI), Itajubá, Brazil, in 2006 and 2009, respectively. He is currently a professor at Electrical Engineering Department at Federal University of São João del-Rei (UFSJ), where he works in Power Systems Planning and Operation.



**Fernando Aparecido de Assis** was born in Resende Costa, Brazil. He received the B.Sc. and M.Sc. degrees from the Federal University of São João del-Rei (UFSJ), Brazil, in 2012 and 2014, respectively, and the D.Sc. degree from the Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro (PUC-Rio), Brazil, in 2018. From 2017 to 2019, he was a Professor at the Federal Institute of Minas Gerais (IFMG), Brazil. Since 2019, he has been a Professor at the Federal University of São João del-Rei (UFSJ), Brazil.



**Luiz Carlos Nascimento** was born in São Paulo, Brazil, in 1980. He received the B. Sc. and M. Sc. degrees in EE from the State University of São Paulo (UNESP) in 2003 and 2005, respectively, and the Ph.D. degree in EE from UNIFEI in 2009. Since 2010, he has been an Associate Professor at the Electrical Engineering Department, Federal University of São João del-Rei (UFSJ), Brazil. His research interests include reliability assessment and optimization.