

Avaliação da Reserva Operativa em Sistemas com Elevada Penetração de Fontes Renováveis via Simulação Monte Carlo Quase Sequencial

José F. Costa Castro^{1,2}

¹ Superintendência de Transmissão de Energia, EPE

² Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio
Rio de Janeiro, Brasil

Armando M. Leite da Silva

Departamento de Engenharia Elétrica,
Pontifícia Univ. Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio
Rio de Janeiro, Brasil

Resumo—Este artigo apresenta uma metodologia de avaliação dos montantes de reserva girante em sistemas com elevada penetração de energias renováveis. Os índices de risco associados são estimados cronologicamente, utilizando-se séries históricas e previstas, através de simulação Monte Carlo quase sequencial. Devido à raridade dos eventos em questão e ao elevado custo computacional das avaliações de risco, os parâmetros da simulação são otimamente distorcidos com base nos conceitos de entropia cruzada e das técnicas de redução de variância via amostragem por importância. Propõe-se também um critério de segurança associado à distribuição de probabilidade dos níveis de reserva. O método desenvolvido é aplicado ao sistema IEEE RTS, devidamente modificado com a substituição de geração térmica por eólica, possibilitando a análise do comportamento das fontes renováveis. Os resultados demonstram a eficácia da ferramenta proposta, uma vez que foi possível avaliar cronologicamente, de forma computacionalmente eficiente e considerando os critérios de risco e de segurança, a reserva em vários cenários de um sistema com fontes de geração intermitentes.

Palavras-chave— Fontes renováveis, Entropia cruzada, Reserva girante, Simulação Monte Carlo quase sequencial.

I. INTRODUÇÃO

A reserva girante é a parcela da reserva operativa proveniente de geradores sincronizados, e interligados à rede de transmissão, aptos a suprir a demanda na ocorrência de falhas de unidades de geração, erros na previsão de carga e variações de capacidade de geração de fontes renováveis [1], [2]. O método PJM foi o primeiro a propor a avaliação do risco de curto-prazo de não suprimento da demanda como subsídio para determinação dos requisitos de reserva operativa [3]. O objetivo da metodologia é, através da programação do despacho das unidades de geração, manter o índice de risco dentro dos limites previamente estabelecidos e definidos como aceitáveis.

A flutuação de capacidade de geração decorrente da elevada penetração de fontes renováveis, principalmente eólica e solar/fotovoltaica, tem tornado o planejamento da operação dos sistemas cada vez mais complexo, em função do aumento do número de variáveis aleatórias [2], [4]-[6]. As incertezas associadas ao problema do dimensionamento da reserva girante têm sido acentuadas, justificando ainda mais o uso de métodos probabilísticos [1].

O risco, probabilidade de não suprimento da demanda, pode ser estimado por meio de duas representações distintas: es-

paço de estados e modelos cronológicos. Enumeração e simulação Monte Carlo (SMC) não sequencial são exemplos de métodos baseados em representação por espaço de estados [1], onde modelos Markovianos são usados para reproduzir o comportamento estocástico dos equipamentos do sistema (geradores, linhas de transmissão, etc.). Os estados são selecionados e avaliados de acordo com a sua probabilidade de ocorrência, sem considerar a sequência histórica dos eventos [2]. Devido ao elevado número de estados necessários para representar realisticamente sistemas complexos, o uso da SMC, nestes casos, é preferível em relação às técnicas de enumeração [7], [8].

A avaliação de eventos com correlação temporal (e.g., variação da capacidade de geração de fontes eólicas em função da disponibilidade do vento) requer o emprego de algoritmos baseados em modelos cronológicos, tal como a SMC sequencial ou cronológica. Métodos baseados na SMC cronológica são mais robustos para avaliar sistemas com forte dependência da sequência de ocorrência dos eventos, comparados aos métodos de SMC não sequencial. No entanto, o esforço computacional é significativamente maior, podendo ser impraticável, como em análises envolvendo eventos raros (probabilidades da ordem de 10^{-5}). Para superar a barreira associada ao elevado custo computacional das simulações sequenciais, métodos híbridos de SMC, tais como a SMC pseudocronológica e pseudo-sequencial têm sido propostos [9], [10].

A simulação pseudo-sequencial [9] retém a flexibilidade e eficácia dos métodos de SMC sequenciais, além de apresentar maior eficiência. No entanto, o ganho computacional obtido ao se aplicar tais conceitos não é suficiente para que apresentem o mesmo nível de eficiência computacional dos algoritmos não sequenciais. Por meio de uma modelagem apropriada do sistema de potência, a simulação pseudocronológica [10] é capaz de representar cargas variantes, durações de interrupções, entre outros aspectos tempo-dependentes, além de reter a eficiência computacional característica dos métodos de SMC não sequencial.

Baseando-se nos aspectos necessários para manter a eficiência computacional da simulação não sequencial e da SMC pseudocronológica, e também observando os conceitos de entropia cruzada da teoria da informação [11], o método quase sequencial CE (cross-entropy) utiliza um modelo Markoviano multinível não agregado [10] para representar o comportamento cronológico da carga e das incertezas associadas à flutuação da capacidade de geração das fontes renováveis, principalmente as eólicas por apresentarem maior volatilidade [12].

A simulação Monte Carlo quase sequencial [12] foi recentemente aplicada na análise dos requisitos de reserva estática. A avaliação de índices de confiabilidade da capacidade de geração foi realizada, mantendo os mesmos níveis de eficiência computacional da SMC não sequencial. As incertezas associadas às variações de carga, ao comportamento estocástico das unidades de geração e a flutuação da capacidade das fontes renováveis foram representadas cronologicamente por meio de um modelo Markoviano multiníveis de estados não agregados [10]. Considerando ainda o problema da reserva estática, o método quase sequencial foi estendido para incluir os conceitos de entropia cruzada [11], [12], mantendo a capacidade de avaliar os índices de confiabilidade, i.e., LOLP, LOLF, EENS, etc., considerando aspectos cronológicos e espaciais, tais como: cargas variantes, flutuação de capacidade de geração (e.g., fontes eólicas, hidráulicas, fotovoltaicas), e rotinas de manutenção.

O método CE [7], [11], [17], um algoritmo adaptativo para estimação de eventos raros e otimização combinatorial baseado na minimização da entropia cruzada entre duas distribuições de probabilidade, foi aplicado na estimação dos parâmetros ótimos ou quase ótimos do estimador via amostragem por importância. O método CE foi também aplicado na análise da operação no curto prazo (algumas horas), considerando falhas no sistema de transmissão [13].

Este artigo apresenta uma nova metodologia que estende os conceitos propostos em [12] para o problema de avaliação dos requisitos de reserva girante, em sistemas com elevada penetração de fontes renováveis. O risco probabilístico de curto prazo do não suprimento da demanda é avaliado a partir da cronologia das séries estocásticas envolvidas, sendo proposto também um critério de segurança associado à distribuição de probabilidade dos cenários de reserva de geração. Os índices de risco são estimados através da SMC quase sequencial via método da entropia cruzada. O algoritmo proposto é aplicado ao sistema IEEE RTS 79 [14], devidamente modificado pela inserção de geração eólica.

II. RESERVA GIRANTE CONSIDERANDO FONTES RENOVÁVEIS

O montante de geração programado, para o atendimento da demanda, deve ser tal que o sistema possua uma margem de reserva suficiente para suportar a perda de capacidade de geração ou aumentos súbitos na demanda, sem haver necessidade de cortar carga [1]. Em sistemas com elevada penetração de energia renovável, a reserva de geração também desempenha a importante função de habilitar o sistema para suportar as variações de capacidade de geração devido à volatilidade da velocidade dos ventos, da irradiação solar e das vazões hidráulicas.

A. Avaliação do Índice de Risco

A reserva girante R , requerida para prover um determinado nível de confiabilidade no intervalo de tempo t , é função da capacidade de geração sincronizada G^{sinc} , que é composta de NU unidades cuja fonte pode ser, por exemplo, hidráulica, térmica, solar, eólica, entre outras. Assim,

$$G^{sinc}(t, NU) = G_{hidro}(t) + G_{termo}(t) + G_{eolica}(t). \quad (1)$$

A variável aleatória R é função também da taxa de falha de cada uma das unidades sincronizadas durante o intervalo t , da carga L equivalente do sistema e dos erros de previsão das variáveis envolvidas no problema [13], i.e.,

$$R(G^{sinc}, L, t) = G^{spin}(C, \lambda, t) - L(t, \delta), \quad (2)$$

onde C representa o vetor de capacidade dos geradores, λ as taxas de falha e δ os erros de previsão de carga observados no período de tempo considerado.

Devidos às incertezas inerentes à avaliação da reserva de geração, a aplicação de métodos probabilísticos torna-se essencial [1], [2]. O risco, de acordo com o método PJM [3], é definido como a probabilidade da reserva ser negativa durante o *lead time* t , ou seja,

$$\text{Risco}(R, G^{sinc}, L, t) = P\{R(G^{sinc}, L, t) < 0\}. \quad (3)$$

Dados os recursos energéticos disponíveis, em termos de capacidade de geração térmica e renovável, o operador deve sincronizar uma quantidade apropriada de unidades para atender ao critério de risco estabelecido,

$$\text{Risco}(R, G^{sinc}, L, t) < \text{Risco}_{\max}, \quad (4)$$

i.e., o risco de corte de carga deve ser, sempre que possível, inferior ao risco máximo admissível, i.e., $\text{Risco}_{\max}$, para os cenários considerados.

Variações em relação ao método PJM foram propostas com o intuito de considerar unidades de partida rápida, perdas parciais de geração das unidades, cargas interruptíveis, limites na capacidade de assistência em sistemas interligados, falhas e restrições de transmissão, entre outros aspectos [1], [13] e [15].

B. Critério de Segurança

Em sistemas de energia elétrica com fontes renováveis (intermitentes e voláteis), como as fazendas eólicas, pode não ser possível garantir que o sistema atenda ao critério de risco em alguns cenários altamente desfavoráveis. Isto pode ocorrer, por exemplo, quando em simultaneidade ao aumento da carga houver diminuição da velocidade dos ventos (menor geração eólica). Dependendo da probabilidade de ocorrência destes casos, em decorrência das restrições de capacidade de geração instalada, pode não ser economicamente viável ou mesmo impraticável, programar reserva suficiente para garantir um valor de risco menor que o máximo permissível. Para contornar esse problema, pode-se adotar uma estratégia de segurança baseada em um índice de risco admissível I_{safety} , que pode ser definida como,

$$P\{\text{Risco}(R, G^{sinc}, L, t) < \text{Risco}_{\max}\} > I_{\text{safety}}, \quad (5)$$

onde $P\{\cdot\}$ indica a probabilidade de atendimento do critério de risco. Tal critério pode ser entendido como uma estratégia para regular a suscetibilidade do operador à violação do risco. Em outras palavras, no planejamento da operação são programadas unidades garantindo que o critério de risco seja atendido com uma determinada probabilidade (e.g., $I_{\text{safety}} = 0.95$). A probabilidade de não satisfazer o critério de risco é no máximo igual a 1 (um) subtraído do índice de segurança admissível, i.e., “ $1 - I_{\text{safety}}$ ” (e.g., 0,05 ou 5%).

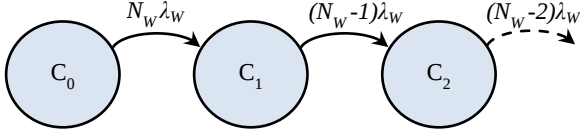


Fig. 1. Modelo multiestados de curto-prazo – Geração eólica.

C. Representação da Geração Eólica no Curto Prazo

Em avaliações de reserva estática, o comportamento estocástico das unidades de geração pode ser aferido via um modelo Markoviano de dois estados (*up* e *down*), especificado pelas taxas de falha (λ) e reparo (μ) [1], [2]. No caso de avaliações de curto prazo, como no caso da reserva operativa, o diagrama de estados pode ser modificado para incorporar os conceitos do método PJM. Durante o *lead-time* não é possível reparar unidades que saíram de operação de forma não programada (saída forçada/falha), portanto, $\mu=0$. A probabilidade de falha de uma unidade de geração, no intervalo $[0, t]$, i.e., $P_{falha}(t)$, pode ser obtida por [1], [2]:

$$P_{falha}(t) \approx P(t_{Up} \leq t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (6)$$

Se $\lambda t \ll 1$, para intervalos de até umas poucas horas, a equação (6) pode ser aproximada por $P_{falha}(t) \approx \lambda t$. O produto λt é usualmente conhecido como ORR (*outage replacement rate*) ou taxa de reposição [18] e representa a probabilidade de uma unidade de geração falhar durante o intervalo t e não ser possível repará-la ou efetuar sua substituição por uma unidade reserva. Unidades convencionais (térmicas e hidráulicas) podem ser representadas pelo modelo de dois estados, com probabilidades dadas por: $P_{Up} = 1 - \text{ORR}$ e $P_{falha} = \text{ORR}$. As fazendas eólicas, por outro lado, supondo N_w aerogeradores idênticos, podem ser representadas nos estudos considerando o curto prazo via modelos de estados agregados [2], como mostrado na Fig. 1. A probabilidade de encontrar n unidades falhadas no intervalo $[0, t]$, $P_n(t)$, é dada por,

$$P_n(t) = \binom{N_w}{n} \times (1 - \text{ORR})^{N_w - n} \times (\text{ORR})^n, \quad (7)$$

onde $\binom{N_w}{n}$ é o coeficiente binomial.

Dado o estado inicial do modelo agregado da fazenda eólica, mostrado na Fig. 1, a transição ocorre unidirecionalmente para estados de menor potência em consequência da saída/falha de unidades e da ausência de reparo. Na Fig. 1, C_0 representa o estado de maior capacidade de geração, C_1 o segundo maior e assim sucessivamente. Pode-se empregar SMC e/ou técnicas de enumeração.

Supondo N_{AW} unidades eólicas operando, é possível estimar o montante de geração eólica no instante t , i.e., GC_{wind} , para cada caso da série histórica correspondente,

$$GC_{wind}(N_{AW}, t) = CF_{wind}(t) \times \sum_{i=1}^{N_{AW}} G_{wind_i}. \quad (8)$$

A eq. (8) expressa o comportamento estocástico dos geradores de uma fazenda eólica. A variação desse tipo de fonte é resultado da combinação da flutuação da capacidade de geração disponível (capturado pelo fator de capacidade, CF_{wind}), consequência da intermitência dos recursos energéticos na sua

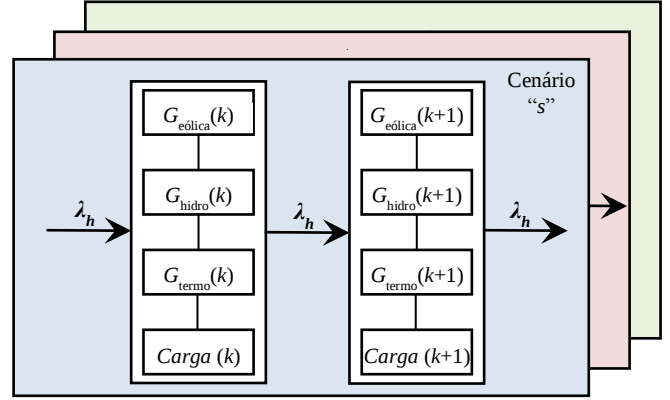


Fig. 2. Modelo multinível não agregado geração-carga tempo-sequencial.

forma primária (e.g., ausência de ventos) e do número de unidades operativas do grupo, que pode variar em função de falhas e manutenções.

III. SIMULAÇÃO MONTE CARLO QUASE SEQUENCIAL VIA MÉTODO DA ENTROPIA CRUZADA

Métodos baseados em SMC [11], [16], não sequenciais ou sequenciais, são considerados ferramentas robustas na avaliação de risco de sistemas complexos. A simulação não sequencial é capaz de avaliar os índices de confiabilidade de grandes sistemas de potência com elevada eficiência [7], [8].

Para capturar a correlação temporal dos eventos, no entanto sem perder a eficiência computacional característica dos métodos baseados na SMC não sequencial, a SMC quase sequencial [12] representa o comportamento cronológico do sistema de potência por meio de um modelo Markoviano não agregado de níveis múltiplos [10].

Um modelo tempo-sequencial geração-carga, utilizado neste trabalho, pode ser observado na Fig. 2. Os diferentes níveis de capacidade de geração e de carga são representados por estados sequencialmente conectados na mesma ordem cronológica, que aparecem nas séries históricas (ou previstas) de geração eólica, hidráulica, etc., e pelos níveis de carga correspondentes. Dado um cenário “s”, um intervalo de tempo $[0, t]$ pode ser discretizado em k subintervalos de duração h (e.g., em horas). Cada período, representado por um grupo de estados no modelo, é amostrado seguindo a taxa de transição temporal λ_h .

A ideia central da SMC quase sequencial [12] é rastrear a variação de carga para capturar a dependência temporal da capacidade de geração das fontes renováveis (geradores eólicos). Baseado no modelo de simulação proposto é possível capturar qualquer evento com correlação temporal. No entanto, o esforço computacional pode ser elevado, consequência da baixa probabilidade dos eventos de corte de carga nas análises de curto prazo [7]. O custo computacional pode ser significativamente diminuído otimizando os parâmetros da SMC, distorcendo as taxas de reposição (ORR) dos equipamentos, por meio da aplicação dos conceitos de entropia cruzada [11]. O índice de risco pode ser estimado usando técnicas de amostragem por importância (IS) [7], [13]. Assim,

$$\text{Risco} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) < L\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}_i, \mathbf{p}, \mathbf{q}), \quad (9)$$

onde $\mathbf{W}(\mathbf{X}_i, \mathbf{p}, \mathbf{q})$ é a razão de verossimilhança, $\mathbf{q}$ é o vetor de ORRs distorcidas, i.e., os elementos de $\mathbf{q}$ são obtidos modificando os elementos de $\mathbf{p}$, com o intuito de amostrar aqueles mais importantes durante a SMC quase sequencial via IS.

D. Estratégia de Inicialização

Um método empírico determinístico historicamente utilizado para determinar o montante de reserva é o método da maior máquina, pelo qual se deve sincronizar um montante de reserva girante no mínimo igual ao valor da potência da maior máquina existente no sistema [1]. Devido ao elevado esforço computacional necessário para avaliar índice de risco, propõe-se uma estratégia de inicialização do número de unidades baseado neste método. Durante o processo de dimensionamento da reserva, adicionam-se unidades sincronizadas uma de cada vez e reavalia-se o índice de risco até que o critério de risco pré-estabelecido seja satisfeito. Este procedimento pode ser acelerado filtrando a quantidade de cenários a serem analisados. Usando os conceitos do método da maior máquina para estimar o número inicial de máquinas que serão despachadas na primeira iteração do processo de avaliação das alternativas, pode-se adotar a seguinte heurística para determinar o número inicial de unidades (NU_{ini}),

$$NU_{ini} = n \in \{1, N_{GU} \mid G^{sinc}(n) - L \geq \max_i(GC_i)\}, \quad (10)$$

i.e., n é um valor entre 1 e número total de geradores disponíveis, N_{GU} , escolhido de forma que a reserva será no mínimo igual à capacidade de geração da maior máquina do sistema. Outra regra ou heurística poderá ser utilizada para determinar o montante de geração inicial.

E. Algoritmo da SMC Quase Sequencial

O algoritmo para avaliação da reserva girante baseado na QS-SMC via método CE é resumidamente descrito nos oito passos a seguir:

Passo 1: Ler os parâmetros gerais, i.e.: N_{GU} , $\mathbf{C}$ (vetor de capacidade dos geradores convencionais e eólicos), λ_h , λ_w (taxas de transição), k (número de intervalos da sequência cronológica), N_{WS} (número de séries eólicas), I_{safety} , dados históricos de geração eólica das séries e valores previstos para a carga em cada intervalo da sequência $L = \{L_1, \dots, L_k\}$. Definir a ordem de mérito das unidades de geração pelo menor custo, ou por alguma outra estratégia. Definir os parâmetros do método CE: ρ (parâmetro de múltiplos níveis), α (coeficiente de amortecimento) e N_{CE} (número de amostras da iteração de distorção via CE). Iniciar o processo iterativo para avaliar a reserva girante para a sequência da série; Repetir os passos de 2 a 7, para todos os períodos ($h = 1, \dots, k$) pelo número de séries eólicas N_{WS} ;

Passo 2: Calcular o número inicial de unidades com base no método da maior máquina e despachar NU_{ini} geradores;

Passo 3: Definir a variável **ORR**, vetor de ORRs das unidades de geração do sistema; Executar o método CE para definir o vetor de parâmetros distorcidos, $\mathbf{q}$. Iniciar o contador de iterações da SMC, $N:=0$;

Passo 4: Atualizar $N:=N+1$; Avaliar $I_{\{S(\mathbf{X}_N) < L\}}$ para verificar se houve corte de carga na amostra simulada, a razão de verossimilhança $\mathbf{W}$, e o estimador não tendencioso do índice de risco definido na eq. (9);

Passo 5: Avaliar o coeficiente de variação associado ao índice de risco. Se a incerteza da estimação é aceitável ou $N \geq N_{MAX}$ (máximo número de iterações do MCS-IS), ir para o próximo passo; caso contrário, retornar ao passo anterior;

Passo 6: Atualizar o montante de reserva e verificar se o risco estimado na iteração é inferior ao valor máximo aceitável. Em caso afirmativo, o montante de reserva da iteração atende ao requisito estabelecido e o processo de dimensionamento está concluído. Caso contrário, ir para a próxima iteração;

Passo 7: Verificar se $n < N_{GU}$, indicando que o sistema ainda possui reserva estática para ser convertida em reserva girante. Neste caso, adicionar a próxima unidade, $n:=n+1$, e retornar para o Passo 4. Caso contrário ($n = N_{GU}$, i.e., toda capacidade de geração já está sendo utilizada), notificar que não foi possível atender ao critério de risco e finalizar o processo;

Passo 8: Analisar a adequação do critério de segurança definido em (5) e imprimir os resultados das séries simuladas.

IV. RESULTADOS NÚMERICOS

O método proposto foi aplicado ao sistema teste IEEE (IEEE RTS - Reliability Test System) [14] com modificações. O tempo de processamento (lead time) é de 8 horas. Assume-se que nesse intervalo de tempo não é possível substituir unidades que tenham saído de operação devido a falhas. O coeficiente de variação β , associado às incertezas na estimação do índice de risco, é no máximo igual a um por cento, i.e., $\beta \leq 1\%$ [2]. Os valores definidos para os parâmetros do método CE são [7]: $\alpha = 0,999$, $\rho = 0,01$, e $N_{CE} = 5 \times 10^4$. Todos os algoritmos foram implementados usando a linguagem Fortran 90 e executados em um processador Intel Core i7.

F. IEEE RTS – Geração Eólica e cenários de Carga

O Sistema IEEE-RTS é composto de 32 unidades de geração, com capacidade instalada total de 3405 MW e carga máxima de 2850 MW. A reserva estática é, portanto, de 555MW no pico de carga. O Sistema RTS-IEEE Eólico (ou IEEE Wind) foi obtido pela substituição de uma unidade térmica a carvão de 350 MW, por uma fazenda eólica formada por 763 unidades de 2 MW (capacidade nominal), para possibilitar a análise de casos envolvendo fontes renováveis (eólicas) [2].

Considerando um fator de capacidade de 0,23 para a geração eólica, o montante de geração do sistema original é, em média, mantido. O número total de unidades de geração é de 794 (32 geradores do sistema original menos uma unidade térmica a carvão mais 763 aerogeradores eólicos). A capacidade instalada total é de 4581 MW (3405MW – 350 MW + 1526 MW). Foram considerados dois níveis de carga, 80% da carga pico na primeira hora e 90% na segunda hora.

Na Tabela I, o fator de capacidade da fazenda eólica é dado para cinco cenários: favorável, normal, desfavorável, decrescente e crescente. Os três primeiros cenários representam condições climáticas/energéticas que se diferenciam, em essência, pelo valor médio disponibilizado da energia disponibilizada. O cenário desfavorável apresenta o menor valor médio para os fatores de capacidade. Os cenários normal e favo-

TABELA I: DADOS CRONOLÓGICOS: GERAÇÃO EÓLICA E CARGA

Tempo Seq.	Nível de Carga (pu)	Cenários de Capacidade de Geração Eólica (pu)				
		Favorável	Normal	Desfavorável	Decrescente	Crescente
1	0,80	0,293	0,168	0,091	0,465	0,119
2	0,80	0,323	0,169	0,102	0,433	0,196
3	0,80	0,243	0,189	0,114	0,378	0,251
4	0,80	0,315	0,155	0,124	0,337	0,289
5	0,90	0,288	0,167	0,103	0,289	0,337
6	0,90	0,287	0,141	0,094	0,251	0,378
7	0,90	0,259	0,176	0,099	0,196	0,433
8	0,90	0,272	0,176	0,105	0,119	0,465
Média:		0,285	0,168	0,104	0,309	0,309
Desv. padrão:		0,027	0,014	0,011	0,118	0,118

rável apresentam maior média que o cenário desfavorável (pior caso). No entanto, há também maior variação (maior volatilidade). Os cenários crescente/decrescente representam condições em que há rápido aumento/decréscimo da capacidade de geração, consequência de variação da velocidade do vento. A variação da geração eólica bem como a curva de carga prevista podem ser observadas na Fig. 3.

Devido à elevada volatilidade das fontes eólicas, em que a potência disponível pode variar significativamente em curtos intervalos de tempo (minutos), uma sequência cronológica de duas horas é discretizada em oito intervalos de 15 (quinze) minutos e para cada um destes intervalos é atribuído um índice numérico de 1 a 8, conforme se pode observar na primeira coluna da Tabela I. O primeiro intervalo, cujo índice é 1, representa o período de 00:00 até 00:15, e assim sucessivamente. Em cada ponto da sequência, avalia-se a adequação do montante de reserva para as próximas duas horas, dadas as previsões de carga e de energia disponível para geração eólica (e suas incertezas associadas), hidráulica e térmica.

G. Resultados

Na Fig. 4 é possível observar o comportamento do índice de risco de não suprimento da demanda do sistema, em função do tempo na sequência cronológica, com as 794 unidades sincronizadas. O índice de risco reflete apropriadamente o grau de adequação do montante de reserve em cada um dos cenários. Como pode ser observado na Fig. 4, há um aumento do risco quando o nível da carga é elevado de 80 para 90%. Os casos mais severos, com valores de risco na região próxima de 10^{-4} , ocorrem quando simultaneamente há elevação da carga e queda da capacidade eólica. Observando a curva do risco para o cenário “desfavorável” é possível perceber que mesmo quando o sistema está operando com carga leve (80%), pode ser necessária uma maior quantidade de reserva para compensar a baixa capacidade de geração eólica.

O valor dimensionado de reserva e o risco, em cada um dos cinco cenários equiprováveis das séries avaliadas, podem ser observados nas Figs. 5(a) e 5(b), respectivamente (foram considerados dois valores de risco admissível: 10^{-3} e 10^{-4}). Assumindo $Risco_{max}=10^{-3}$, foi possível garantir o critério de risco em todos os casos analisados. No entanto, isso não é verdade com o critério de risco de 10^{-4} , uma vez que em dois

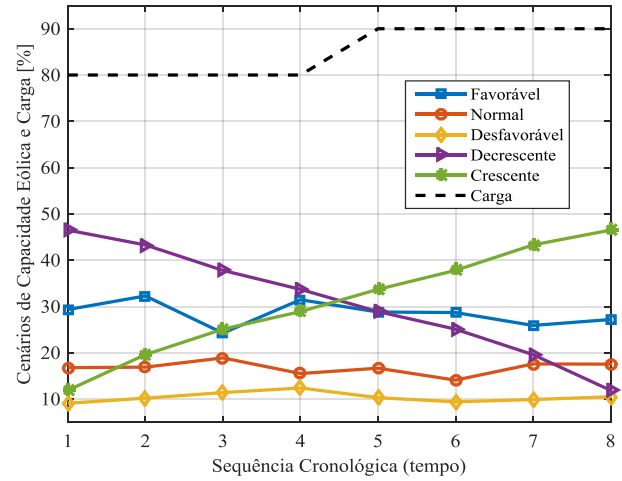


Fig. 3. Dados de entrada – Sequencia de cenários de vento e níveis de carga.

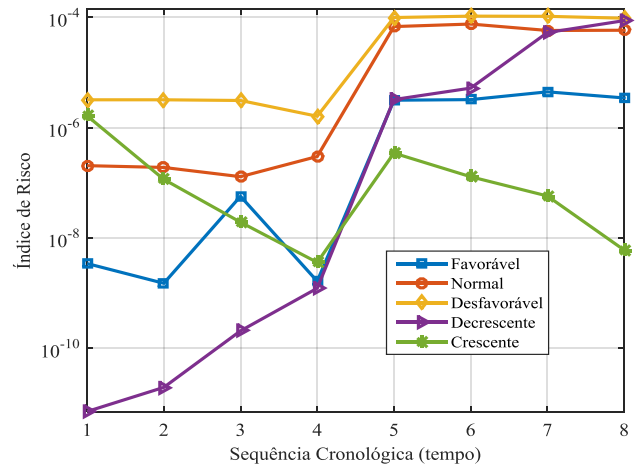


Fig. 4. Variações do índice de risco nas series eólicas.

casos houve violação do limite máximo aceitável de risco; ambos em condições de série de vento desfavoráveis. A probabilidade de não atendimento do índice de risco foi $2/40 = 0.05$. Em outras palavras, é possível afirmar que o critério de risco é atendido com fator de segurança de 0,95 ($I_{safety} = 0,95$). Apesar da violação do critério de risco especificado, pelo critério de segurança, os cenários simulados podem ser considerados adequados com 95% de margem de segurança.

O histograma de frequência relativa do risco é mostrado nas Figs. 6(a) e 6(b), considerando os dois critérios de risco adotados: 10^{-3} e 10^{-4} . Como mencionado anteriormente, apenas no caso em que o risco aceitável é de 10^{-3} é possível garantir o critério em todos os cenários (100% de segurança). No caso do critério de 10^{-4} , Fig. 6(b), haverá violação em 5% dos casos do critério de risco máximo aceitável.

O algoritmo integrado QS-SMC-CE proposto gastou, em média, menos de cinco segundos de tempo de CPU por avaliação dos montantes de reserva girante. Considerando todos os cinco cenários, 95 e 188 avaliações foram necessárias para os 2 critérios de risco adotados, i.e., 10^{-3} e 10^{-4} , respectivamente. Trata-se de indubitavelmente de um bom desempenho.

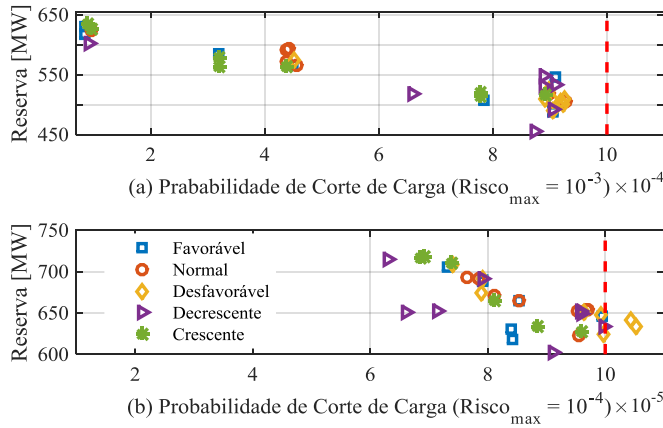


Fig. 5. Comportamento do índice de risco em função da reserva girante nas séries de vento dos cenários considerados.

V. CONCLUSÕES

Uma nova metodologia para a avaliação da reserva girante em sistemas com elevada penetração de energia renovável foi proposta. A volatilidade das fontes renováveis, em particular a variação da capacidade dos geradores eólicos, é representada por um modelo tempo-sequencial de geração e carga combinados, desenvolvido especificamente para estudos com horizonte de tempo de planejamento de curto-prazo. Em virtude do aumento significativo das incertezas associadas às fontes renováveis, um novo critério de segurança é também discutido, como complemento às técnicas tradicionais de avaliação de reserva baseadas no método PJM.

O índice de risco é estimado por meio do algoritmo QS-SMC-CE (simulação Monte Carlo quase sequencial via método da entropia cruzada), onde os parâmetros do estimador são apropriadamente distorcidos com base nos conceitos de entropia cruzada. O método QS-SMC-CE proposto é inicializado por meio de uma heurística baseada no critério da maior máquina. A integração de todas essas ferramentas demonstrou ser uma abordagem altamente eficiente do ponto de vista do esforço computacional, tendo em mente a complexidade inerente aos sistemas reais com geração intermitente.

Os resultados numéricos obtidos com o sistema teste demonstraram a eficácia e robustez do método desenvolvido. Embora apenas geração eólica tenha sido incluída nas análises, é possível incluir outros tipos de fontes, tais como solar/fotovoltaica, entre outras. O método proposto está sendo estendido para incluir o efeito da presença do sistema de transmissão no risco no problema do planejamento da operação de sistemas com elevada penetração de fontes renováveis. Aplicações em sistemas reais também estão sendo realizadas para testar a eficácia do método proposto.

AGRADECIMENTO

Ao engenheiro Dr. Reinaldo A. González-Fernández, Superintendência de Operação, ITAIPU Binacional, pelas discussões durante o desenvolvimento conceitual e computacional deste trabalho.

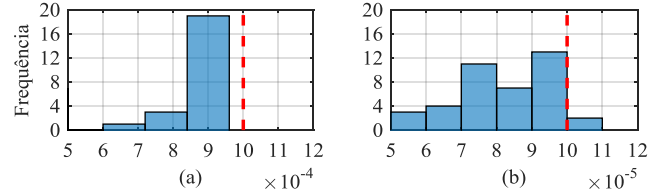


Fig. 6. Histograma do índice de risco, critério estabelecido: 10^{-3} (a) e 10^{-4} (b).

REFERÊNCIAS

- [1] R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability evaluation of power systems*, 2nd ed., New York, NY, USA: Plenum, 1996, pp. 150-181.
- [2] A.M. Leite da Silva, W.S. Sales, L.A.F. 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.
- [3] L.T. Anstine, R.E. Burke, J.E. Casey, R. Holgate, R.S. John, and H.G. Stewart, "Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania—New Jersey—Maryland interconnection," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-82, pp. 726-735, Oct. 1963.
- [4] M. Matos, J. Peças Lopes, M.A. Rosa, et al, "Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases", *Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, no. 9, pp. 562-569, Oct. 2009.
- [5] R.A. González-Fernández and A.M. Leite da Silva, "Cross-entropy method for reliability worth assessment of renewable generating systems," 17th PSCC, Stockholm, Sweden, 22-26 August, 2011.
- [6] R.A. González-Fernández, A.M. Leite da Silva, and R.E. Oviedo-Sanabria, "Generating capacity reliability assessment of the Itaipu hydroelectric plant via sequential Monte Carlo simulation," 18th PSCC, Wroclaw Poland, 18-22 Aug. 2014.
- [7] A.M. Leite da Silva, R.A. González-Fernández, and C. Singh, "Generating capacity reliability evaluation based on Monte Carlo simulation and cross-entropy methods," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 129-137, Feb. 2010.
- [8] W. Li, *Risk Assessment of Power Systems – Models, Methods, and Applications*. New York: IEEE Press, 2005.
- [9] J.C.O. Mello, M.V.F. Pereira, and A.M. Leite da Silva, "Evaluation of reliability with composite system based on pseudo-sequential Monte Carlo simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 3, pp. 1318-1326, Aug. 1994.
- [10] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, J.C.O. Mello, and R. Billinton, "Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 15, no. 1, pp. 73-80, Feb. 2000.
- [11] R.Y. Rubinstein and D.P. Kroese, *Simulation and the Monte Carlo Methods*, 2nd ed., New York, NY, USA: Wiley, 2007.
- [12] A.M. Leite da Silva, R.A. González-Fernández, W.S. Sales, and L.A.F. Manso, "Reliability assessment of time-dependent systems via quasi-sequential Monte Carlo simulation", 11th PMAPS, Singapore, 14-17 June, 2010.
- [13] A.M. Leite da Silva, J.F. Costa Castro, and R.A. Gonzalez Fernandez, "Spinning reserve assessment under transmission constraints based on cross-entropy method," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1624-1632, March. 2016.
- [14] Reliability Test System Task Force of the IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, "IEEE reliability test system," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 1, pp. 2047-2054, 1979.
- [15] R. Billinton, and N.A. Chowdhury, "Operating reserve assessment in interconnected generating system," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp. 106-116, Nov. 1988.
- [16] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power System Using Monte Carlo Methods*. New York: Plenum, 1994.
- [17] R.Y. Rubinstein and D.P. Kroese, "The cross-entropy method: A unified approach to combinatorial optimization, Monte-Carlo Simulation and Machine Learning", *Springer-Verlag*, Nova York, 2004.
- [18] W.S. Sales, "Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica" *Tese de Doutorado*, UNIFEI, MG, 2009.