

Avaliação Probabilística da Reserva Operativa em Sistemas Eólicos Híbridos com Armazenamento de Energia na Presença de Veículos Elétricos

José F. C. Castro *

Armando M. Leite da Silva**

* *Universidade Federal de Pernambuco, UFPE, Pernambuco, Brasil*

** *Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ, Brasil*

e-mail: filho.castro.@ufpe.br armando@ele.puc-rio.br

Abstract: This paper evaluates the use of energy storage systems integrated to wind generation to increase the operating reserve of an electrical power network, in order to improve the short-term operation and reduce the risk of load interruption. The spinning reserve levels, which are required to ensure the system reliability, are assessed through risk indices evaluated using Monte Carlo simulation and cross-entropy method. Electrical vehicles insertion in the power network is represented as uncertainties in the short-term load model. The proposed method is applied to the IEEE-RTS-Wind system and the corresponding results are suitably discussed.

Resumo: Este artigo avalia o uso de tecnologias de armazenamento de energia integrado à geração eólica para aumentar a reserva operativa de sistemas de energia elétrica, a fim de melhorar a operação de curto prazo e reduzir o risco de interrupção da carga. Os níveis de reserva girante, necessários para garantir a confiabilidade do sistema, são avaliados por meio de índices de risco estimados pelo método de simulação Monte Carlo e técnicas de Entropia Cruzada (CE - Cross-Entropy). A inserção de veículos elétricos na rede elétrica é representada como incerteza no modelo de carga de curto prazo. O método proposto é aplicado ao sistema IEEE-RTS-Wind e os resultados correspondentes são adequadamente discutidos.

Keywords: Electric vehicles; energy storage systems; Monte Carlo simulation; operating reserve requirements; reliability.

Palavras-chaves: Veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia, simulação Monte Carlo, requisitos de reservas operativas, confiabilidade.

1. INTRODUÇÃO

A reserva girante (RG) é a parte da reserva operativa fornecida por geradores disponíveis (sincronizados) no sistema elétrico e podem prontamente receber carga durante eventos tais como: falhas de unidades de geração, aumentos não previstos de demanda, bem como flutuações de curto-prazo de fontes renováveis (Billinton et al., 1996), (Leite da Silva et al., 2010).

O método PJM (Anstine et al., 1963), proposto pela PJM Interconnection LLC em 1963, foi o primeiro a incorporar a ideia de risco, definido como a probabilidade da geração despachada não atender à demanda, para avaliar os requisitos de reserva. Uma vez adotado um nível de risco aceitável, o objetivo é mantê-lo através da adequada programação de unidades de geração.

Devido à inserção cada vez maior de fontes de energia renovável, a ampliação da variabilidade na disponibilidade de geração tem impactado na complexidade da operação do sistema de energia (Leite da Silva et al., 2010), (Matos et al., 2009), (González-Fernández et al., 2011), (González-Fernández et al., 2014). Como resultado, as incertezas básicas

associadas à RG têm apresentado maior ênfase, justificando ainda mais o uso de métodos probabilísticos, avaliação de múltiplos cenários e técnicas avançadas de simulação para estimar riscos (Billinton et al., 1996).

Uma das estratégias para mitigar a intermitência de fontes renováveis é empregar sistemas de armazenamento de energia, como recurso extra em momentos de baixa disponibilidade dessas fontes (e.g., baixa velocidade dos ventos). Em horários de alta capacidade de produção de energia, os sistemas de armazenamento podem ser recarregados. Assim, além de evitar possíveis desperdícios de geração, os sistemas de armazenamento permitem o uso mais racional da rede (Xiaokang et al., 2016).

Além das fontes renováveis, tecnologias de redes inteligentes e mais recentemente veículos elétricos (EVs - Electric Vehicles) vem ganhando espaço como uma solução adequada para remediar problemas associados ao emprego de recursos fósseis poluentes ou não sustentáveis (Boulanger et al., 2011), (DOE, 2019). No entanto, a substituição de veículos com motor a combustão interna por EVs pode influenciar de forma significativa no crescimento da carga do sistema nos próximos anos (Bremermann et al., 2012 e 2014).

Apesar dos benefícios para o meio ambiente, a inserção de recursos energéticos distribuídos e intermitentes, que podem ser interpretados como incertezas de curto prazo, aumenta ainda mais a complexidade da avaliação de risco para estudo de planejamento da RG. Neste sentido, devido ao número de estados necessários para representar o comportamento estocástico do sistema de potência de maneira realista, o uso da simulação Monte Carlo (SMC) para estimar índices de risco é mais atraente do que as técnicas de enumeração (Leite da Silva et al., 2010b). A eficiência computacional da SMC, que pode ser prejudicada nas análises considerando curtos períodos de tempo devido à raridade de eventos de falha, é substancialmente aprimorada pelo uso de técnicas de redução de variância, como o método de entropia cruzada (CE), (Leite da Silva et al., 2010b). Entre as técnicas de SMC, a SMC Quase Sequencial via CE (Leite da Silva et al., 2010c) é um método com a capacidade de avaliar índices de confiabilidade, considerando vários aspectos cronológicos e espaciais, tais como: cargas variáveis, flutuações de capacidade de geração (por exemplo, fontes hidrelétricas, eólicas e solares), dinâmica de operação de sistemas de armazenamento de energia e comportamento de recarga dos EVs.

Neste contexto, este artigo apresenta um novo método para avaliar o risco de interrupção do suprimento por insuficiência de RG em sistemas com alta penetração de energia renovável, considerando a presença de sistemas de armazenamento e também incertezas associadas à recarga de EVs. A probabilidade de não atender a demanda é avaliada para o curto-prazo e estimada por meio de SMC Quase Sequencial, onde os parâmetros correspondentes são distorcidos de maneira ideal com base no método CE (SMC-QS-CE).

2. AVALIAÇÃO DOS REQUISITOS DE RESERVA GIRANTES VIA TÉCNICAS DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO

O risco de interrupção do suprimento, isto é, a probabilidade de perda de carga, pode ser avaliado por diferentes métodos: por exemplo, enumeração de estados e SMC. A abordagem via enumeração ou via SMC Não Sequencial empregam modelos de Markov para representar o comportamento estocástico de transições de nível de carga e os estados operativos dos equipamentos. Com esses modelos, os estados são selecionados (por enumeração ou amostragem estatística, respectivamente) e avaliados desconsiderando a sequência histórica de eventos. Para avaliar eventos com correlação temporal (ou seja, memória) e espacial, como no caso de fontes renováveis, são necessários algoritmos baseados em modelos cronológicos, como a SMC Sequencial que apesar de ser uma técnica robusta, o esforço computacional é elevado. Por outro lado, a SMC Quase Sequencial (QS) é extremamente eficiente do ponto de vista computacional e também altamente precisa para modelar aspectos práticos relacionados à avaliação da confiabilidade de sistemas de energia com fontes renováveis integradas (Leite da Silva et al., 2010c), (Leite da Silva et al., 2016).

Os equipamentos de transmissão desempenham um papel crítico na confiabilidade geral do sistema e, conseqüentemente, impactam nos requisitos de reserva, uma vez

que falhas na rede e outras restrições podem limitar o suprimento à carga, mesmo quando há um alto nível de geração disponível. Assim, para ser mais consistente com a realidade operativa, alguns métodos de avaliação de RG têm considerado as restrições de transmissão, tal como proposto em (Leite da Silva et al., 2018). Embora a inclusão dessas restrições aumente severamente a complexidade da avaliação probabilística dos requisitos de RG, o nível de adequação da só poderia ser adequadamente mensurado por ferramentas baseadas na confiabilidade da transmissão (Nível Hierárquico II). Uma das vantagens da modelagem de transmissão é a possibilidade de avaliar riscos com base na localização de fontes de geração e carga.

Como descrito anteriormente, nos últimos anos, outros aspectos relevantes relacionados aos níveis de reservas operativas têm recebido atenção: i) uso de sistemas de armazenamento de energia, que podem ajudar a mitigar a volatilidade de fontes renováveis; ii) adoção em escala de EVs, o que aumenta as incertezas da carga. Embora os sistemas de armazenamento possam reduzir o efeito da intermitência de geração devido a, por exemplo, fontes de energia eólica, conseqüentemente reduzindo o risco de perda de carga, a inserção de EVs tende a aumentar a volatilidade da carga, pois a recarga de baterias de carros pode ocorrer em qualquer ponto de localização da rede e virtualmente a qualquer momento. Assim, para mitigar o risco de redução de carga, um nível adequado de reserva de geração deve ser comprometido para permitir serviços confiáveis aos clientes, mesmo em cenários críticos de inserção de EVs. Na próxima subseção, será apresentada a modelagem da reserva operativa considerando, além da variabilidade de fontes renováveis, a presença de sistemas de armazenamento e EVs.

2.1 Sistemas de Armazenamento de Energia e Veículos Elétricos

O montante de geração programado para atender à demanda deve ser tal que o sistema deve ter uma margem de reserva suficiente para suportar perdas de capacidade de geração e transmissão ou aumentos imprevistos na demanda, devido a comportamentos inesperados de carregamento de EVs e também ao carregamento e descarregamento de sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS - *Battery Energy Storage System*).

Em sistemas com alta penetração de energia renovável, a reserva de geração também desempenha um papel significativo, permitindo que o sistema suporte mudanças na capacidade de geração devido à intermitência das entradas hidráulicas, velocidade do vento etc. A reserva de geração necessária para garantir um nível aceitável de confiabilidade durante um *lead time* t (Billinton et al., 1996) é função da capacidade de geração despachada, composta por unidades geradoras entre diferentes tipos de fontes térmicas e renováveis (por exemplo, hidrelétrica, eólica, solar e outras) (Leite da Silva et al., 2016), (Leite da Silva et al., 2018).

Em termos de modelagem, o principal efeito da presença de sistemas de armazenamento de energia é adicionar uma parcela de geração despachável na reserva associada à quanti-

dade de capacidade firme disponível. A reserva girante R^{Spin} , que garante um nível de confiabilidade especificado no horizonte, é função das unidades geradoras sincronizadas G^{Spin} , da carga equivalente do sistema L e das perdas de transmissão ΔP_{losses} . Em sistemas com BESS e EVs, duas variáveis adicionais devem ser consideradas: a energia disponível associada à geração armazenada (ΔG_{ST}) e as incertezas relacionadas à demanda das estações de carregamento de EVs lentas / rápidas (ΔL_{EVs}), ou seja,

$$R^{Spin}(G^{Spin}, C^{Trans}, L, t) = G^{Spin}(C_G, \lambda_G, C_T, \lambda_T, t) \pm \Delta G_{ST} - L(\delta, t) - \Delta P_{losses}(t) \pm \Delta L_{EVs}, \quad (1)$$

onde C_G e λ_G são os vetores de capacidade de geração e taxa de falhas das unidades geradoras; C_T e λ_T são os vetores de capacidade de transmissão e taxa de falhas dos componentes de transmissão, e δ representa os erros de previsão usuais associados à carga para cada tempo t .

O número de unidades despachadas em um determinado intervalo é função da capacidade individual dos geradores disponíveis. Para unidades térmicas é utilizada a capacidade nominal. Para os geradores que dependem de recursos variáveis (hídrico, eólica, etc.), suas capacidades correspondentes também dependem da disponibilidade de suas fontes primárias (entradas de água, velocidade do vento etc.). No entanto, se associada à ESS (*Energy Storage Systems*), a variação da capacidade disponível pode ser razoavelmente controlada.

2.2 Índices de Risco

Para avaliar a quantidade de reserva necessária, podem ser utilizados índices de risco (Anstine et al., 1963). O risco é definido como a probabilidade da reserva girante ser menor que zero (reserva negativa significa que a geração disponível é insuficiente para lidar com a demanda requerida) dentro de t , portanto,

$$\text{Risco}_{GT} = P\{R(G^{Spin}, C^{Trans}, L, t) < 0\} < \text{Risco}_{GT}^{\text{Max}} \quad (2)$$

onde R é a variável aleatória definida anteriormente por (1), considerando as restrições de capacidade de transmissão, C^{Trans} , carga L e as incertezas da demanda (especificada por barramento). Com base nos recursos disponíveis em termos de capacidade de geração, armazenamento e transmissão, o operador do sistema deve garantir que o Risco_{GT} seja menor que o valor pré-especificado $\text{Risco}_{GT}^{\text{Max}}$.

2.3 Modelo de Curto-Prazo para Geração Renovável e Carga

Com base nas taxas de falha especificadas para cada equipamento (λ), um modelo de Markov de dois estados pode ser empregado para representar o ciclo Up/Down (Disponibilidade/Falha) das unidades térmicas e hidrelétricas. Este modelo também pode ser usado para avaliar a confiabilidade de BESS e estações de recarga de EVs.

No caso de unidades hidrelétricas, a capacidade disponível quando a unidade está no estado “Up” é definida mensal-

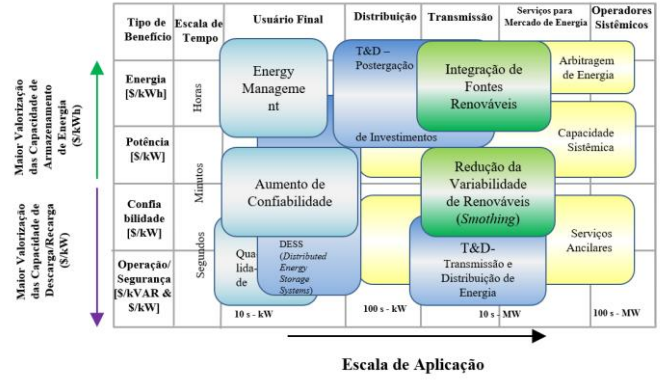


Fig. 1. Aplicações de tecnologias de armazenamento em redes elétricas (Adaptado de EPRI, 2010).

mente, de acordo com as séries hidrológicas ativas na simulação. Em análises de longo prazo, polinômios podem ser usados para converter os volumes de armazenamento em capacidades de energia disponíveis (Leite da Silva et al., 2010), (Matos et al., 2009). No caso de parques eólicos, é possível usar um modelo de curto prazo de vários estados para representar o comportamento estocástico do grupo (Leite da Silva et al., 2016) - (Leite da Silva et al., 2018). Dado o estado inicial do modelo agregado do parque eólico, ocorrem transições para estados de energia mais baixa como resultado de falhas na unidade, na ausência de reparo do equipamento. A capacidade disponível de geração de energia eólica, relacionada às séries históricas dos parques eólicos, pode ser estimada como o produto do fator de capacidade (que captura a intermitência de energia em sua forma primária) e o número de unidades eólicas disponíveis no grupo no tempo especificado. Representações semelhantes podem ser usadas para outras fontes renováveis, por exemplo, usinas fotovoltaicas (UFV).

Em relação ao modelo de carga, a SMC-QS-CE usa sequências de carga cronológicas para um período específico (por exemplo, ano, dia etc.), resultante da previsão do consumo total no período em estudo. Incertezas na previsão de carga de curto prazo podem ser incluídas (Leite da Silva et al., 2010), (Matos et al., 2009).

3. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO NO CONTEXTO DE ESTUDOS DE RESERVA GIRANTE

Os sistemas de armazenamento de energia são vistos como a nova fronteira no desenvolvimento de sistemas modernos de energia. Sua integração e participação aumentaram nos últimos anos, não apenas pela superação de barreiras técnicas, mas também pela redução significativa dos custos de aquisição para implementação em escala comercial. As aplicações de armazenamento em sistemas elétricos podem ser divididas em duas categorias principais. A primeira está associada à prestação de serviços de suporte em termos de desempenho elétrico (serviços auxiliares), enquanto a segunda está associada ao problema de gerenciar e controlar o suprimento de energia ao longo do tempo, conforme ilustrado na Fig. 1 (EPRI, 2010).

Entre as várias tecnologias de armazenamento de energia (e.g., por ar comprimido, hidrelétrico bombeado, térmico, baterias eletroquímicas, etc.), as baterias eletroquímicas têm alto potencial devido à possibilidade de serem usadas de maneira distribuída e com alto benefício sistêmico. Assim, os ESSs via baterias (isto é, BESS) surgiram como uma das tecnologias mais promissoras para permitir grande integração de fontes renováveis variáveis em sistemas de maneira sustentável/equilibrada. De acordo com o banco de dados global de armazenamento de energia do *Department of Energy* (DOE, EUA, 2019), em setembro de 2019, as instalações globais de armazenamento de energia em bateria atingiram mais de 3,2 GW, com mais de 900 projetos em todo o mundo.

A Figura 2 apresenta o princípio de operação de um sistema que integra o BESS e o parque eólico. O resultado é que o parque eólico pode fornecer energia, reduzindo as flutuações da capacidade. Quando as turbinas eólicas produzem mais que a capacidade contratada do parque, as baterias são recarregadas. Por outro lado, quando a velocidade do vento é mais lenta ou nula e a produção da planta tende a ser reduzida, as baterias são programadas para despachar a reserva de energia armazenada anteriormente. Portanto, o sistema deve ser dimensionado adequadamente para que os ciclos de carga e descarga possam ser ajustados à capacidade de armazenamento, de modo a não exceder os limites de capacidade máxima/mínima das células eletroquímicas.

Como apresentado em (Sparacino et al., 2012), a capacidade do BESS em uma dada taxa de descarga I_i pode estar relacionada a uma taxa de descarga conhecida I_n por:

$$C_i = C_n \left(I_n / I_i \right)^{n-1} \quad (3)$$

$$C_{Di} = I_i \times t \quad (4)$$

$$SOC = 1 - C_{Di} / C_i \quad (5)$$

onde C_i é capacidade da bateria, C_n é capacidade nominal da bateria, C_{Di} é capacidade à taxa I_i no tempo t , SOC é o estado de carga para uma taxa constante de descarga e n é uma constante determinada pela tecnologia da bateria. Para uma taxa de descarga não é constante, o SOC pode ser avaliado em pequenos intervalos de tempo por:

$$\Delta SOC_k = \int_{\Delta t} \Delta P_{wind}, \quad (6)$$

$$SOC_k = SOC_{k-1} + \Delta SOC_k \quad (7)$$

onde ΔP_{wind} é a diferença entre a geração eólica requerida e a potência disponível em função da variação do vento e SOC_k é o estado de carga da rede em um intervalo de tempo k^{th} .

4. RESERVA GIRANTE E OS VEÍCULOS ELÉTRICOS

Devido ao desenvolvimento e à crescente integração de recursos energéticos distribuídos, o setor elétrico passou por profundas transformações nos últimos anos. Nesse sentido, os veículos elétricos podem causar mudanças drásticas e

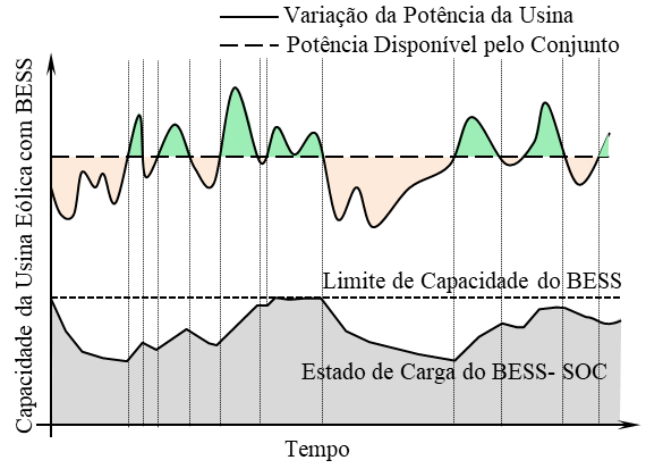


Fig. 2. Comportamento operativo do conjunto usina eólica com o sistema de armazenamento BESS.

profundas na concepção de planejamento e operação sistêmica. Como a energia armazenada nas baterias, embora pequena, pode ser alocada em qualquer lugar da rede, os EVs podem auxiliar na operação dos sistemas, fornecendo geração de suporte de rede em momentos críticos, por meio de veículo para rede (V2G – *Vehicle to Grid*) ou veículo para casa (V2H – *Vehicle to Home*) (Sparacino et al., 2012), (Zhou et al., 2013). No entanto, em um estágio inicial do ciclo disruptivo da cadeia de desenvolvimento de EV, devido ao comportamento dos sistemas de recarga, os EVs podem provocar alterações nos requisitos de RG devido à possibilidade de aumento da volatilidade da demanda no curto prazo e à ausência de modelos de mercado consolidados e regulados, possibilitando o comércio de energia via V2G.

Diferentemente dos motores à combustão, os EVs empregam motores elétricos movidos a bateria, que geralmente se recarregam em intervalos de algumas horas. No entanto, através de carregadores rápidos, alguns veículos podem ser carregados em períodos inferiores a 30 minutos. Devido à necessidade de realizar o carregamento rápido, os impactos na rede podem ocorrer como resultado da demanda exigida em curtos períodos de tempo, especialmente no caso de recarga simultânea de vários veículos nas estações de carregamento. O comportamento de carga de curto prazo pode ser representado por:

$$L(t) = \sum_{i=1}^{N_{bus}} [L(i,t) + \gamma \times L(i,t) \times \varepsilon(\mu, \sigma)], \quad (8)$$

onde $L(i, t)$ é a carga no barramento i no intervalo de tempo t , γ é a amplitude do crescimento previsto da carga em função dos veículos que entram na rede e $\varepsilon(\mu, \sigma)$ é um ruído aleatório representativo do comportamento de recarga estocástico em toda a rede elétrica. Uma das maneiras de mitigar o impacto na rede é associar estações de carregamento a alguns módulos de armazenamento local ou fonte de geração, conforme mostrado na Fig. 3. A próxima seção apresenta um método para simular uma rede com fontes renováveis variáveis e sistemas de armazenamento integrados, considerando também o impacto dos EVs na demanda.

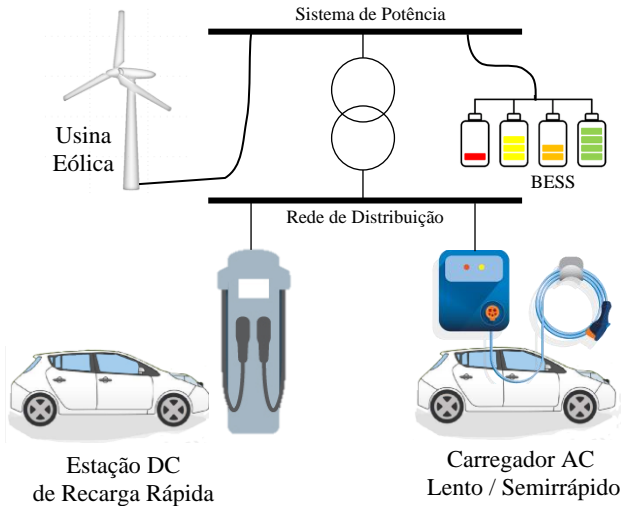


Fig. 3. Integração de EVs no Sistema elétrico.

5. AVALIAÇÃO DO RISCO COMPOSTO GT VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO QUASE SEQUENCIAL VIA CROSS-ENTROPY

Para modelar a correlação espacial e temporal de eventos associados a variações de carga devido a estações de carregamento de EVs, variação de geração de vento e comportamento do BESS, as ferramentas SMC-QS-CE podem ser usadas para lidar com os aspectos cronológicos do sistema de energia, por meio de: um modelo Markov não agregado multinível (Leite da Silva et al., 2016b). Esses conceitos moldam a base do processo de simulação proposto para avaliar o risco e a quantidade necessária de RG. Restrições (e perdas) da capacidade de transmissão também idealmente devem ser consideradas, uma vez que os projetos de armazenamento podem ser estrategicamente alocados para lidar com os gargalos de transmissão em linhas de distribuição.

A simulação Monte Carlo sequencial é a ferramenta natural para simular aspectos cronológicos. Entretanto, a modelagem cronológica requer esforço computacional substancialmente maior que aquele apresentado pelas técnicas não-sequencial e quase-sequencial. A Figura 4 ilustra o modelo combinado de geração de carga sequencial no tempo usado neste trabalho (modelo empregado para a implementação da SMC Quase-sequencial). Como pode ser observado, níveis diferentes de capacidade de geração, disponibilidade de armazenamento, integração de EV através de estações de carregamento e níveis de carga e incertezas são representados por estados sequencialmente conectados na ordem cronológica que aparecem nas séries históricas (ou previstas) de hidrelétricas, eólicas, etc. (Leite da Silva et al., 2010c), (Leite da Silva et al., 2016), (Sparacino et al., 2012) (numa SMC Sequencial, diferentemente da SMC-QS, a duração ou ordem cronológica – intervalos entre os estados é sorteada).

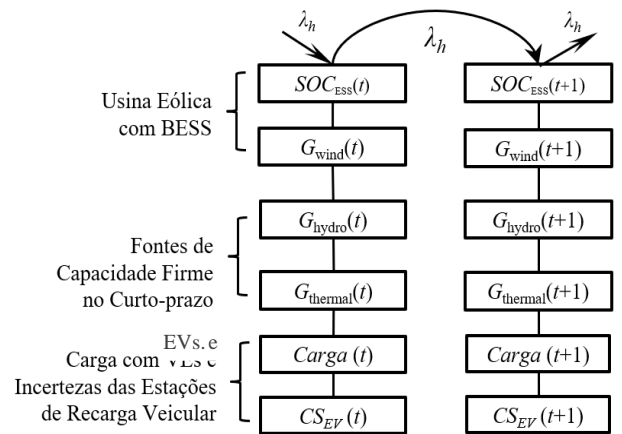


Fig. 4. Modelo Markoviano geração-carga com representação do BESS e das incertezas na demanda devido às estações de recarga dos EVs.

O risco composto de curto prazo (geração e transmissão - GT) definido em (2), pode ser avaliado via o método de CE por (Leite da Silva et al., 2016b):

$$\text{Risco}_{\text{GT}} = \frac{1}{N} \sum_i^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) < L\}} \mathbf{W}_{\text{GT}}(\mathbf{X}_i, \mathbf{u}, \mathbf{v}), \quad (9)$$

onde \mathbf{X}_i é o vetor de estados dos equipamentos do sistema e $I_{\{S(\mathbf{X}_i) < L\}}$ é uma função teste, igual a 1 se o evento $\{S(\mathbf{X}_i) < L\}$ é verdadeiro e 0, caso contrário. $S(\mathbf{X}_i)$ é a função desempenho, que é obtida por meio de um algoritmo de fluxo de potência ótimo (FPO) que verifica se a capacidade de geração disponível e dos equipamentos de transmissão (associadas ao vetor \mathbf{X}_i) atende a demanda L . O parâmetro $\mathbf{W}_{\text{GT}}(\mathbf{X}_i, \mathbf{u}, \mathbf{v})$ é o vetor da razão de verossimilhança.

A ideia básica das técnicas de redução de variância por meio da amostragem de importância é intensificar a captura de eventos que causam maior impacto nas falhas do sistema. Isso pode ser alcançado distorcendo as taxas de falha dos equipamentos mais importantes: unidades geradoras e componentes de transmissão. A aplicação dos conceitos de CE na otimização desses parâmetros torna a SMC estatisticamente eficiente, principalmente para eventos raros, o que é o caso das avaliações de reserva girante, uma vez que as indisponibilidades dos equipamentos são muito pequenas. Conceitos associados a estimativas usando método de amostragem por importância via CE aplicado a sistemas de energia podem ser encontrados em (Leite da Silva et al., 2010b), (Leite da Silva et al., 2018), (Leite da Silva et al., 2016b). Neste trabalho, esses conceitos são adaptados e estendidos à inclusão simultânea de restrições de transmissão, fontes renováveis, representação de armazenamento e comportamento de cobrança de EVs na avaliação de riscos.

6. RESULTADOS NUMÉRICOS

Esta seção apresenta os resultados do método proposto aplicado ao sistema IEEE-RTS-Wind. O sistema original

TABELA 1: RESERVA E ÍNDICES DE RISCO NO SISTEMA
IEEE-RTS-WIND: CASO BASE

T_{SEQ}	Cap. Disp. [MW]	RG_G [MW]	Risco $_G$	RG_{GT} [MW]	Risco $_{GT}$
1	3311,23	461,23	0,46425E-04	405,24	0,21846E-02
2	3715,76	865,76	0,10909E-06	786,38	0,23518E-02
3	3425,05	575,05	0,14963E-04	514,58	0,20686E-02
4	3496,01	646,01	0,40371E-05	582,06	0,33003E-03
5	3212,18	362,18	0,36947E-02	309,00	0,39697E-02
6	3270,02	420,02	0,15103E-03	365,33	0,38504E-02
7	3354,10	504,10	0,29668E-04	446,58	0,21387E-02
8	3764,59	914,59	0,36364E-07	829,73	0,24292E-02

IEEE-RTS (IEEE Task Force, 1989) é composto por 32 unidades de geração, com capacidade instalada total de 3405 MW e carga máxima de 2850 MW. A reserva estática (capacidade instalada subtraída da carga) é, portanto, 555MW no pico de carga. O sistema IEEE-RTS-Wind é obtido substituindo a unidade térmica de carvão de 350 MW por um parque eólico com 763 unidades de 2 MW (capacidade nominal). A RG está sendo avaliada para 8 intervalos de 15 minutos cada durante o pico de carga ($t = 2$ horas). Um coeficiente de variação de 1% é utilizado na SMC-QS-CE. Para representar as restrições de capacidade das linhas de transmissão foi empregado um algoritmo de fluxo de potência ótimo – FPO (com estratégias de base reduzida para otimização do esforço computacional), no qual a rede foi modelada de forma linearizada.

Nos próximos tópicos, serão apresentadas avaliações de risco de perda de carga, considerando as condições do sistema nas subseções: 1) variabilidade das fontes eólicas; 2) inserção do BESS e; 3) incertezas de demanda devido à inserção de EVs.

6.1 Avaliação da RG na Presença de Usinas Eólicas

A Tabela 1 mostra a capacidade disponível (Cap. Disp.) durante o período de pico de carga, que é assumido constante (2850 MW) sem incerteza neste caso base. Além disso, são mostradas as seguintes reservas girantes (RG) e seus riscos associados: Risco $_G$, obtido considerando falhas nas unidades geradoras com equipamentos de transmissão totalmente confiáveis e com capacidade ilimitada; e Risco $_{GT}$, obtido considerando falhas de equipamentos de geração e transmissão com capacidade de rede de transmissão, definidas de acordo com os limites de cada linha e do transformador. As diferenças entre RG_G e RG_{GT} representam as perdas de transmissão. Como esperado, o Risco $_{GT}$ é maior que o Risco $_G$, uma vez que a rede de transmissão aumenta naturalmente os riscos de operação do sistema (Leite da Silva et al., 2016b). O Risco $_{GT}$ tende a avaliar o comportamento do sistema de maneira mais consistente e próxima da realidade operacional, por isso será usado para medir a eficácia do BESS na avaliação de RG.

TABELA 2: RG E ÍNDICES DE RISCO – USINA EÓLICA COM BESS

T_{SEQ} [min]	Cap. Disp. [MW]	RG_G [MW]	RG_{GT} [MW]	Risco $_{GT}$
00-15	3355,01	505,01	447,46	0,20854E-02
15-30	3454,96	604,96	543,09	0,21246E-02
30-45	3425,06	575,06	514,58	0,20528E-02
45-60	3454,96	604,96	543,09	0,20899E-02
60-75	3355,01	505,01	447,46	0,21791E-02
75-90	3355,01	505,01	447,46	0,21289E-02
90-105	3355,01	505,01	447,46	0,21345E-02
105-120	3454,96	604,96	543,09	0,21283E-02

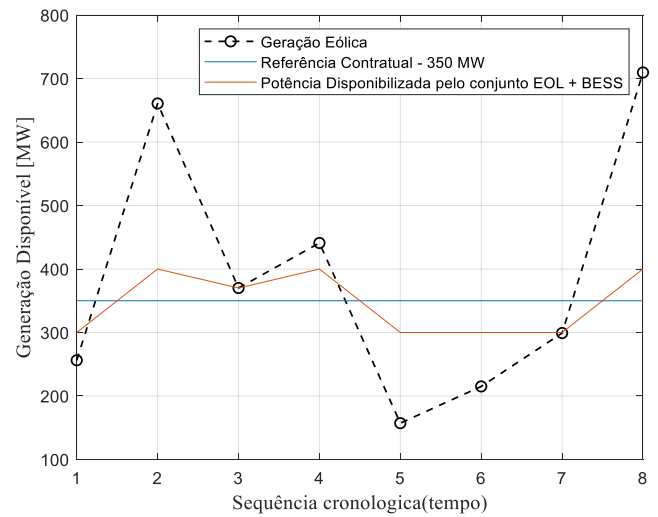


Fig. 5. Geração do conjunto EOL + BESS.

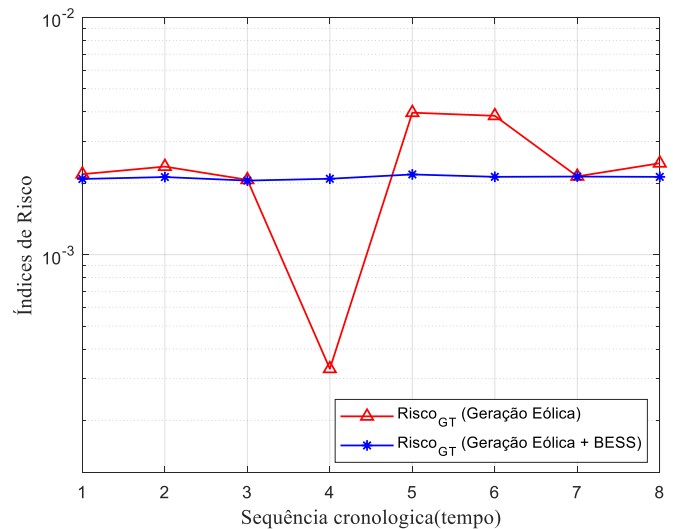


Fig. 6. Índices de Risco com e sem BESS.

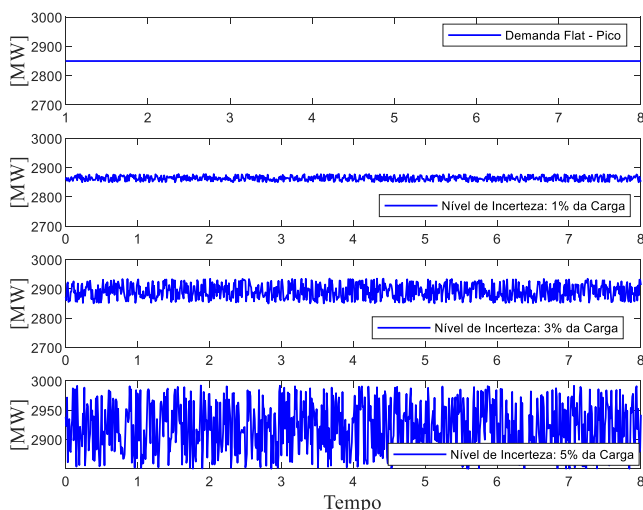


Fig. 7. Cenários de Incerteza na Demanda em função da Recarga de EVs.

6.2 Avaliação do Risco da RG com ESS

O sistema de armazenamento foi inserido com ponto de conexão no barramento 23 (integrado ao parque eólico). Considerando um contrato de fornecimento de energia em que parque eólico deve prover 350 MW em qualquer momento. Devido à velocidade variável do vento, essa capacidade pode não estar disponível, situação que pode ser contornada com a instalação de um BESS (potência/capacidade também de 350 MW/700 MWh). Com a inserção do BESS, é possível reduzir a faixa de geração fornecida pelo parque eólico, conforme apresentado na Tabela 2 e ilustrado na Fig. 5. Na Fig. 5 é possível observar o resultado da produção da geração eólica, sequencialmente no tempo (com e sem contribuição de armazenamento).

Ao ajustar a estratégia de controle de carga e descarga, a faixa do parque eólico é reduzida para 100 MW, ou seja, de 300 a 400 MW. A Figura 6 mostra o índice $Risco_{GR}$ antes e após a inserção do BESS. Pode-se observar que a variabilidade do risco é significativamente reduzida após a inserção do BESS.

6.3 Avaliação do Risco da RG Considerando EVs

Um dos efeitos potenciais da inserção em larga escala de EVs na rede é a possibilidade de crescimento do pico de carga e aumento da incertezas de curto prazo, dependendo do padrão de recarga da carga (Bremermann et al., 2014). Para estimar esse efeito, o risco será reavaliado considerando um aumento hipotético de 1 a 5% no pico de carga em quatro cenários diferentes de comportamento de carga, mostrados na Fig. 7.

Cada 1% adicional no perfil de carga corresponde a um incremento médio de 28,5 MW na variabilidade da carga pico do sistema. Considerando a capacidade média de armazenamento da bateria de veículos elétricos igual a 40 kWh, recargas parciais de 30 a 80% do estado de carga (50% da bateria – 20 kWh), pode-se estimar que cada 1% de variabilidade corresponde a representar cerca de 1425

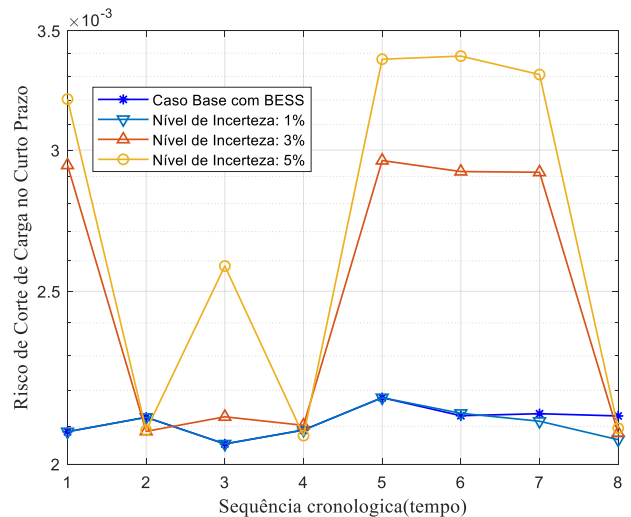


Fig. 8. Índices de Risco Composto em função de diferentes cenários de incerteza de recarga de EVs.

veículos. Portanto, em termos médios, seriam necessários cerca de 7125 em recarga simultânea para agregar 5% de variabilidade ao pico de carga do sistema.

No primeiro cenário ou perfil, é considerada uma demanda constante/flat podendo representar um período do dia com baixa variabilidade da demanda (para uma representação mais realista pode-se utilizar o perfil de carga associado ao intervalo de operação de duas horas, por meio da SMC-QS-CE é possível simular diferentes comportamentos). Nos outros perfis, a demanda pode mostrar um comportamento ascendente ou descendente ao longo do intervalo considerado, emulando um comportamento típico de final do dia e início da noite (horário de pico nas grandes cidades); os proprietários começariam a carregar seus veículos em casa ou, quando em trânsito, prefeririam usar o carregamento rápido. A Figura 8 apresenta o comportamento de risco para os diferentes níveis de penetração dos EVs. No cenário em que há apenas 1% de inserção, não há impacto significativo na confiabilidade sistêmica. No entanto, em cenários de 3% e 5%, o risco aumenta significativamente, indicando a necessidade de medidas compensatórias, como aumento dos níveis de reserva, expansão da rede, inserção extra de armazenamento ou uso de estratégias V2G.

A presença em escala de veículos elétricos (EVs) no sistema aumenta a incerteza na carga prevista para cenários extremos; quantidades adicionais de reserva podem ser necessárias. Os requisitos operacionais desse novo comportamento da carga deverão ser cobertos por ações de planejamento e operação.

Finalmente, o algoritmo SMC-QS-CE foi implementado em FORTRAN e todas as simulações foram realizadas usando um processador Intel Core i7. O esforço computacional para avaliar cada caso de RG depende do tempo de execução do algoritmo FPO e do número de amostras para estimar o risco, que é baseado na tolerância aceitável (ou seja, coeficiente de variação de 1%). O tempo mínimo necessário para simular um caso foi de 77,70 segundos e o tempo máximo de 602,00 segundos.

7. CONCLUSÕES

Neste trabalho é proposto um método baseado em risco para avaliar a perda de carga composta associada às margens de reserva girante (RG), considerando falhas nos equipamentos de geração e transmissão, variação de geração eólica, armazenamento de energia e inserção de estações de carregamento de veículos elétricos na rede. Os resultados numéricos com o sistema de teste IEEE-RTS-Wind mostraram que a variabilidade da fonte eólica pode aumentar o risco composto (i.e., geração e transmissão) de curto prazo associado à interrupção da carga. As tecnologias de armazenamento de energia podem ser efetivamente empregadas para lidar com cenários de alto risco devido à variação de geração, uma vez que dispositivos de armazenamento do tipo BESS são capazes de absorver a variabilidade do vento por meio de uma estratégia adequada de carga e descarga.

Observa-se que o incremento do risco associado à presença dos veículos elétricos está relacionado ao nível de incerteza destes novos equipamentos e aumento de carga de pico. Nesse sentido, para serem utilizados sistemas de armazenamento de forma distribuída, próximas às estações de recarga para suavização de cargas de Eletropostos (com consequente redução dos níveis de risco). Neste trabalho o BESS está integrado ao parque eólico (redução da variabilidade da geração eólica), em trabalhos futuros será avaliada a possibilidade de segmentação do sistema de armazenamento para integração às estações de recarga em esquemas inteligentes de recarga (*smart charging*). Finalmente, a integração em larga escala de EVs nos sistemas elétricos pode oferecer novas oportunidades para o mercado de eletricidade.

REFERÊNCIAS

- A.G. Boulanger, A.C. Chu, S. Maxx, and D.L. Waltz, "Vehicle electrification: Status and issues," *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 1116–1138, 2011.
- 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, pp. 1624–1632, Mar. 2016.
- A.M. Leite da Silva, J.F. Costa Castro, and R.A. González-Fernández, "Spinning reserve assessment via quasi-sequential Monte Carlo simulation with renewable sources," *Proc. 2016 Int. Conf. on Prob. Methods Applied to Power Syst. (PMAPS)*, Beijing, China, Oct. 16–20, 2016.
- A.M. Leite da Silva, J.F. Costa Castro, and R. Billinton, "Probabilistic Assessment of spinning reserve via cross-entropy method considering renewable sources and transmission restrictions," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 4, pp. 4574 – 4582, July 2018.
- 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.
- 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," *Proc. Int. Conf. on Prob. Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2010*, Singapore, June 2010.
- 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.
- A.R. Sparacino, G.F. Reed, R.J. Kerestes, B.M. Grainger, and Z.T. Smith, "Survey of Battery Energy Storage Systems and Modeling Techniques," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, 22–26 July 2012.
- B.W. Zhou, T. Littler, H.F. Wang, "The impact of vehicle-to-grid on electric power systems: A review," *Proc. of the 2nd IET Renewable Power Generation Conference (RPG 2013)*, Beijing, China, 9–11 Sept. 2013.
- EPRI, "Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits," Dec. 2010.
- L.E. Bremermann, M.A. Rosa, M.A. Matos, J.A. Peças Lopes, J. Sumaili, "Operating Reserve Assessment Incorporating a Stochastic Electric Vehicle Model," *XII PMAPS - Prob. Methods Applied to Power Systems*, Istanbul. PMAPS 2012.
- L.E. Bremermann, M. Matos, J.A. Peças Lopes, M. Rosa, "Electric vehicle models for evaluating the security of supply," *Electric Power Systems Research*, vol. 111, pp. 32–39, 2014.
- 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.
- 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.
- Office of Electricity Delivery & Energy Reliability, "DOE global energy storage database." [Online]. Available: <http://www.ener-gystorageexchange.org>, Sep. 2019.
- R.A. González-Fernández and A.M. Leite da Silva, "Cross-entropy method for reliability worth assessment of renewable generating systems," *Proc. of the 17th Power Syst. Comp. Conf. - PSCC*, Stockholm, Sweden, 22–26 August 2011.
- R.A. González-Fernández and A.M. Leite da Silva, "Generating capacity reliability assessment of the Itaipu hydroelectric plant via sequential Monte Carlo simulation," *Proc. of the 18th Power Syst. Comp. Conf. (PSCC)*, Poland, 18–22 Aug. 2014.
- R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed., NY, USA: Plenum, 1996, pp. 150–181.
- 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.
- Xiaokang Xu, M. Bishop, D.G. Oikarinen, and C. Hao, "Application and Modeling of Battery Energy Storage in Power Systems," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 2, Sept. 2016.