



Tomás de Rezende Belo Pereira

**Estimativa de Riscos em Redes Elétricas Considerando
Fontes Renováveis e Contingências de Geração e
Transmissão via Fluxo de Potência Probabilístico**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. André Milhorange

Coorientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Rio de Janeiro
Setembro de 2023



Tomás de Rezende Belo Pereira

**Estimativa de Riscos em Redes Elétricas Considerando
Fontes Renováveis e Contingências de Geração e
Transmissão via Fluxo de Potência Probabilístico**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. André Milhorce

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. José Filho da Costa Castro

Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Prof. Fernando Aparecido de Assis

Universidade Federal de São João del-Rei – UFSJ

Rio de Janeiro, 28 de setembro de 2023

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Tomás de Rezende Belo Pereira

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET/RJ, em 2019. Atualmente trabalha como engenheiro de estudos elétricos em sistemas de potência na empresa PowerConsult Engenharia de Sistemas Elétricos LTDA.

Ficha Catalográfica

Pereira, Tomás de Rezende Belo

Estimativa de riscos em redes elétricas considerando fontes renováveis e contingências de geração e transmissão via fluxo de potência probabilístico / Tomás de Rezende Belo Pereira ; orientador: André Milhorange ; coorientador: Armando Martins Leite da Silva. – 2023.

91 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2023.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Entropia cruzada. 3. Estimativa de risco. 4. Fluxo de potência probabilístico. 5. Fonte de Energia Renovável intermitente. 6. Simulação Monte Carlo. I. Milhorange, André. II. Silva, Armando M. Leite da (Armando Martins Leite). III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

À minha namorada Julia Villarino de Aquino por todo o apoio, cuidado e paciência durante estes anos de mestrado.

Aos meus pais, Renato Luís Belo Pereira e Paula de Rezende Belo Pereira, meus avós, Lourdes de Jesus Belo Pereira, José Sandoval Belo Pereira e Maria Thereza Charnaux da Motta Rezende e minhas irmãs Lorena de Rezende Belo Pereira e Sofia de Rezende Belo Pereira, pela criação, formação de valores e por me proporcionar todo o suporte que permitiu meu desenvolvimento na vida.

Aos meus amigos de infância e de faculdade que permanecem unidos e próximos.

Aos meus professores André Milhorce e Armando Martins Leite da Silva pela excelente orientação e ensinamentos ao longo do curso.

À PUC-Rio e a CAPES, pelos auxílios fornecidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

A PowerConsult, que me acolheu desde a graduação e que permanece sendo minha motivação profissional e meu caminho de contribuição para o setor elétrico.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Pereira, Tomás de Rezende Belo; Milhorange, André; Leite da Silva, Armando Martins. **Estimativa de Riscos em Redes Elétricas Considerando Fontes Renováveis e Contingências de Geração e Transmissão via Fluxo de Potência Probabilístico**. Rio de Janeiro, 2023. 91p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A demanda global por soluções sustentáveis para geração de energia elétrica cresceu rapidamente nas últimas décadas, sendo impulsionada por incentivos fiscais dos governos e investimentos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias. Isso provocou uma crescente inserção de fontes renováveis nas redes elétricas ao redor do mundo, criando novos desafios críticos para as avaliações de desempenho dos sistemas que são potencializados pela intermitência desses recursos energéticos combinada às falhas dos equipamentos de rede. Motivado por esse cenário, esta dissertação aborda a estimativa de risco de inadequação de grandezas elétricas, como ocorrências de sobrecarga em ramos elétricos ou subtensão em barramentos, através do uso do fluxo de potência probabilístico, baseado na simulação Monte Carlo e no método de entropia cruzada. O objetivo é determinar o risco do sistema não atender a critérios operativos, de forma precisa e com eficiência computacional, considerando as incertezas de carga, geração e transmissão. O método é aplicado aos sistemas testes IEEE RTS 79 e IEEE 118 barras, considerando também versões modificadas com a inclusão de uma usina eólica, e os resultados são amplamente discutidos.

Palavras-chave

Entropia Cruzada; Estimativa de Risco; Fluxo de Potência Probabilístico; Fonte de Energia Renovável Intermitente; Simulação Monte Carlo; Técnicas de Redução de Variância

Abstract

Pereira, Tomás de Rezende Belo; Milhorange, André (Advisor); Leite da Silva, Armando Martins (Co-Advisor). **Risk Assessment in Electric Networks Considering Renewable Sources and Generation and Transmission Contingencies via Probabilistic Power Flow**. Rio de Janeiro, 2023. 91p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The global demand for sustainable solutions for electricity generation has grown rapidly in recent decades, driven by government tax incentives and investments in technology research and development. This caused a growing insertion of renewable sources in power networks around the world, creating new critical challenges for systems performance assessments that are enhanced by the intermittency of these energy resources combined with the failures of network equipment. Motivated by this scenario, this dissertation addresses the estimation of risk of inadequacy of electrical quantities, such as overload occurrences in electrical branches or undervoltage in buses, through the use of probabilistic power flow, based on Monte Carlo simulation and the cross-entropy method. The objective is to determine the risk of the system not meeting operational criteria, precisely and with computational efficiency, considering load, generation and transmission uncertainties. The method is applied to IEEE RTS 79 and IEEE 118 bus test systems, also considering modified versions with the inclusion of a wind power plant, and the results are widely discussed.

Keywords

Cross-Entropy; Intermittent Energy Resources; Monte Carlo Simulation; Probabilistic Load Flow; Risk Estimate; Variance Reduction Techniques

Sumário

1	Introdução	14
1.1	Considerações Iniciais	14
1.2	Desenvolvimento Histórico	16
1.2.1	Energias Renováveis	16
1.2.2	Fluxo de Potência Probabilístico	19
1.2.3	Simulação Monte Carlo com Entropia Cruzada	21
1.3	Estrutura da Dissertação	22
2	Geração Renovável	24
2.1	Introdução	24
2.2	Hidrelétrica	25
2.3	Biomassa	27
2.4	Solar	27
2.5	Eólica	29
2.5.1	Modelo de Markov	30
2.5.2	Inclusão das Fazendas Eólicas nos Sistemas IEEE	32
2.6	Considerações Finais	34
3	Fluxo de Potência Probabilístico	36
3.1	Introdução	36
3.2	Formulação Matemática	37
3.3	Métodos de Solução	38
3.3.1	Análíticos	38
3.3.2	Simulação de Monte Carlo	39
3.4	Simulação de Monte Carlo com Entropia Cruzada	45
3.4.1	Técnicas de Redução de Variância	46
3.4.2	Entropia Cruzada	48
3.4.3	Fluxo de Potência Probabilístico com Entropia Cruzada	51
3.5	Considerações Finais	53
4	Simulações e Resultados	54
4.1	Introdução	54

4.2	Sistema de 24 Barras	56
4.3	Sistema de 118 Barras	64
4.4	Considerações Finais	69
5	Conclusões	71
5.1	Trabalhos Futuros	72
	Referências Bibliográficas	73
A	Solução Analítica do Parâmetro de Amostragem por Importância	87
B	Informações do Sistema IEEE RTS 79	88
C	Informações do Sistema IEEE 118 Barras	90

Lista de figuras

Figura 1.1 – Variação do PIB e do consumo de energia no Brasil (1998-2007) [7].	17
Figura 1.2 – Matriz elétrica mundial 2020. Total: 27 milhões de GWh [9].	17
Figura 1.3 – Matriz elétrica brasileira 2021. Total: 656 TWh [10].	18
Figura 2.1 – Diagrama de estados de uma máquina.	31
Figura 2.2 – Diagrama de estados de cinquenta máquinas.	31
Figura 2.3 – Exemplo de distribuição binomial para cinquenta máquinas.	32
Figura 2.4 – Cenários anuais de vento. Média mensal em vermelho e quantis mensais de 25 e 75 em azul.	33
Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS 79 com destaque para a Barra 11 e a Linha 8-9.	56
Figura 4.2 – Histograma da tensão na Barra 11 para o sistema original com indisponibilidade da geração: SMC (esquerda) e SMC-CE (direita).	59
Figura 4.3 – Histograma do fluxo na Linha 8-9 para o sistema eólico com indisponibilidade da geração e transmissão: SMC (esquerda) e SMC-CE (direita).	59
Figura 4.4 – Comparação entre as gerações esperadas para o caso da Tabela 4.2(d).	60
Figura 4.5 – Comparação entre as cargas esperadas para o caso da Tabela 4.2(d).	60
Figura 4.6 – Comparação entre as indisponibilidades dos elementos de transmissão para o caso da Tabela 4.2(d).	61
Figura 4.7 – Comparação entre as probabilidades dos eventos de subtensão nas barras para o sistema original e eólico na SMC-AF com 2.000.000 de amostras.	62
Figura 4.8 – Comparação entre as probabilidades dos eventos de sobrecarga nos circuitos para o sistema original e eólico na SMC-AF com 2.000.000 de amostras.	63
Figura 4.9 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 118 barras com destaque para a Barra 82 e a Linha 74-75.	64
Figura 4.10 – Histograma da tensão na Barra 82 para o sistema original	67

com indisponibilidade da geração: sem o CE (esquerda) e com o CE (direita).	
Figura 4.11 – Histograma do fluxo na Linha 74-75 para o sistema eólico com indisponibilidade da geração: sem o CE (esquerda) e com o CE (direita).	67
Figura 4.12 – Comparação entre as gerações esperadas para o caso da Tabela 4.4(c).	68
Figura B.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS 79 [106].	88
Figura C.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 118 barras.	90

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Quantidade de usinas em operação e potência instalada por tipo de fonte no Brasil em 2023 [87].	26
Tabela 2.2 – Dados dos aerogeradores.	33
Tabela 4.1 – Resultados para a estimativa de probabilidade de subtensão na Barra 11.	57
Tabela 4.2 – Resultados para a estimativa de probabilidade de sobrecarga na Linha 8-9.	58
Tabela 4.3 – Resultados para a estimativa de probabilidade de subtensão na Barra 82.	65
Tabela 4.4 – Resultados para a estimativa de probabilidade de sobrecarga na Linha 74-75.	66
Tabela B.1 – IEEE RTS 79 - Dados Nodais Probabilísticos - Distribuições Discretas.	89
Tabela C.1 – IEEE 118 barras - Dados da Geração - Disponibilidade e Ordem de Mérito.	91
Tabela C.2 – IEEE 118 barras - Dados Nodais Probabilísticos - Distribuições Discretas.	91

Lista de abreviaturas

CE	Método da entropia cruzada (<i>cross-entropy</i>)
CVaR	<i>Conditional value at risk</i>
FDP	Função de densidade de probabilidade
FP	Fluxo de potência
FPP	Fluxo de potência probabilístico
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IS	Amostragem por importância (<i>importance sampling</i>)
PIB	Produto interno bruto
TRV	Técnicas de redução de variância
SMC	Simulação Monte Carlo
SMC-AF	Simulação Monte Carlo por amostragem fixa
SMC-CE	Simulação Monte Carlo combinado com entropia cruzada
VEC	Valor esperado condicional

Lista de símbolos

λ	Taxa de falha
μ	Taxa de reparo
P	Probabilidade
$Bin(n, P)$	Distribuição binomial, de número de elementos n e probabilidade P
$N(\mu, \sigma)$	Distribuição normal, de média μ e desvio padrão σ
Y	Injeções de potência (ativa e reativa) nodais (vetor)
X	Ângulos e magnitudes de tensão (vetor)
B	Disponibilidade de ramos de transmissão (vetor)
Z	Variável de saída de fluxo de potência, como fluxo nos ramos (vetor)
α_Y, α_Z	Equações de fluxo de potência (não linear)
E	Valor esperado
V	Variância
β	Coefficiente de variação
f	Distribuição (genérica) de probabilidade
g	Distribuição de probabilidade de amostragem por importância
W	Função de verossimilhança
D	Distância de Kullback-Leibler (entropia cruzada)
u	Parâmetro nominal (original) (vetor)
v	Parâmetro de referência (vetor)
α	Parâmetro de suavização
ρ	Parâmetro de raridade
γ	Parâmetro de nível

1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Nos últimos anos, ocorreu uma crescente demanda global por soluções ambientalmente amigáveis para geração de energia elétrica. Esse movimento tem impulsionado a adoção de fontes renováveis como solar, eólica, hidrelétrica e biomassa, fornecendo alternativas aos combustíveis fósseis. A transição para sistemas mais sustentáveis é crucial para enfrentar os desafios das mudanças climáticas e garantir um futuro energético para as próximas gerações [1].

No entanto, a integração em larga escala de fontes renováveis apresenta novos desafios para a operação e planejamento das redes elétricas. As características intrínsecas dessa geração, como sua intermitência e variabilidade, podem impactar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia.

Eventos como falhas de equipamentos, desastres naturais e contingências de geração e transmissão podem ocorrer e afetar a estabilidade e a segurança dos sistemas. Além disso, a incerteza associada às cargas também desempenha um papel significativo nesse contexto, sobretudo considerando tecnologias emergentes, por exemplo os carros elétricos.

Dessa forma, a estimativa de riscos desempenha um papel fundamental na tomada de decisões relacionadas ao planejamento e à operação dos sistemas. Para abordar esse problema, existem métodos que possibilitam avaliar a probabilidade de ocorrência de eventos indesejáveis, como sobrecargas e subtensão, que podem comprometer a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia.

Nesse contexto, a avaliação estática das condições operativas se dá com o uso do algoritmo de fluxo de potência, uma das principais ferramentas para analisar redes elétricas, desde as etapas de planejamento até a operação em tempo real. Porém, o fluxo de potência na sua forma determinística não é capaz de mapear o impacto que é gerado pelas incertezas nos valores das variáveis de entrada, pois ele aborda apenas uma condição operativa da rede.

Em 1974, Borkowska [2] propôs um método estatístico para avaliação de fluxo de potência, dando origem ao algoritmo do fluxo de potência probabilístico (FPP), sendo uma ferramenta poderosa para lidar com a incerteza e os riscos associados às redes ao considerar a distribuição de probabilidades das variáveis de entrada, especialmente as da carga e da geração [3].

A ferramenta FPP mapeia as incertezas estatísticas dos valores de entrada em funções de densidade de probabilidade (fdp) das variáveis de saída, como fluxos nas linhas de transmissão. Para tomar decisões sobre ações de mitigação de riscos, é necessário estimar as chances e os valores esperados dos eventos com alta precisão e em menor tempo computacional. Geralmente, os índices frutos dessa análise são estimados nas “caudas” das distribuições, onde são identificados pontos críticos de operação, e métodos que visam fornecer distribuições completas das variáveis de saída nem sempre garantem alta precisão nessas regiões.

O FPP é avaliado por métodos analíticos ou baseados na simulação Monte Carlo (SMC) [4]. Ao contrário dos analíticos, a SMC é uma ferramenta flexível que não requer simplificações (e.g., pode-se adotar a formulação de fluxo de potência não linear padrão). Além disso, ela garante maior precisão no mapeamento das “caudas” das distribuições e, por consequência, do evento de risco avaliado.

A SMC pode ser utilizada para estimar a probabilidade de ocorrência de um evento alvo, adotando-se um critério de convergência, ou estimar funções densidade utilizando um número fixo de amostras. Não se sabe, *a priori*, o risco de ocorrência do evento alvo e, por consequência, quantas amostras são necessárias para garantir uma precisão dos resultados, o que pode tornar o processo computacionalmente exigente.

Esse esforço computacional se torna mais expressivo em sistemas de grande porte e se a probabilidade do evento a ser avaliado for muito baixa. Para lidar com esse desafio, técnicas de redução de variância (TRV) têm sido amplamente investigadas na literatura, com ênfase na amostragem por importância, visando reduzir a variância do estimador de eventos [4, 5].

Dentre essas técnicas, destaca-se a entropia cruzada (*cross-entropy*, CE) [5], que busca otimizar a eficiência da simulação, reduzindo o número de amostras necessárias para obter resultados igualmente precisos. Para isso, uma nova função de densidade de probabilidade é ajustada para encontrar eventos com maior

frequência na região alvo. O método CE é um tipo de TRV utilizado satisfatoriamente em sistemas de potência [3, 6].

Assim, o objetivo desse trabalho é estimar riscos de inadequação de grandezas elétricas com eficiência computacional, mantendo-se níveis adequados de precisão. Busca-se determinar a probabilidade do sistema não atender critérios operativos e de segurança, como em eventos de subtensões em barramentos e sobrecargas em elementos de transmissão. A metodologia utilizada é o fluxo de potência probabilístico, através da simulação de Monte Carlo combinada com o método da entropia cruzada (denominada SMC-CE).

Os estudos são realizados nos sistemas testes IEEE RTS 79 e IEEE 118 barras, considerando também versões modificadas com a inclusão de uma usina eólica. Dessa forma, a modelagem inclui as presenças e incertezas de fontes renováveis, contingências de geração e transmissão e flutuações da carga. Os resultados são amplamente discutidos e destaca-se a precisão dos índices de risco e dos valores esperados que são obtidos em tempo reduzido.

1.2 Desenvolvimento Histórico

Nessa seção, é discutida a presença da geração de energia renovável na matriz elétrica do Brasil e do mundo. Em sequência, é descrito o desenvolvimento histórico do fluxo de potência probabilístico na literatura, discutindo-se as metodologias propostas e algumas aplicações dessa ferramenta, em especial envolvendo energias renováveis. Também é abordado o desenvolvimento da aplicação de técnicas de redução de variância, com ênfase para o método da entropia cruzada.

1.2.1 Energias Renováveis

O setor elétrico desempenha um papel fundamental no desenvolvimento econômico. Conforme a Figura 1.1 [7], existe uma relação direta entre a variação do PIB (produto interno bruto) e o consumo de eletricidade. Assim, é importante buscar meios sustentáveis para a produção de energia, para prover o crescimento socioeconômico.

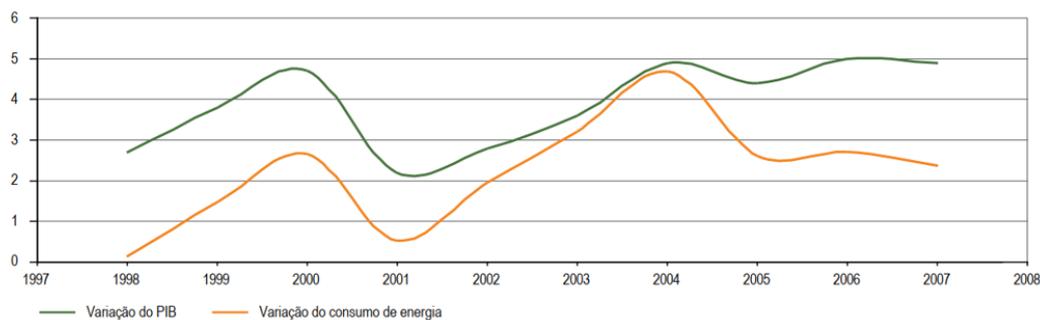


Figura 1.1 – Variação do PIB e do consumo de energia no Brasil (1998-2007) [7].

A demanda por eletricidade no mundo cresceu nas últimas décadas. Projeta-se que, até 2050, ela pode aumentar em 3,1% ao ano [8]. Para atender esse cenário, até 38% das fontes de energia poderão ser renováveis, com destaque para a eólica e a solar. Em 2020, 28% da matriz elétrica mundial era composta por esse tipo de fonte [9].

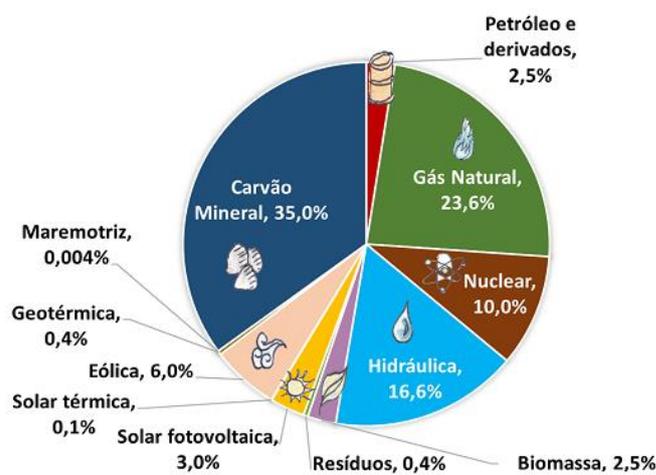


Figura 1.2 – Matriz elétrica mundial 2020. Total: 27 milhões de GWh [9].

Nos últimos anos, as energias renováveis têm desempenhado um papel fundamental na transição energética global. A preocupação com pautas relacionadas ao desenvolvimento sustentável e questões ambientais gerou a organização de conferências internacionais, com o objetivo de elaborar acordos multilaterais para comprometer os países a reduzirem as emissões de gases poluentes.

No Brasil, o setor elétrico tem visto um desenvolvimento notável nesse sentido, impulsionado pela rica diversidade de recursos naturais que permite o uso

intenso de fontes renováveis. Por isso, a matriz elétrica do Brasil se difere muito da mundial, pois ela era composta em 2021 de, aproximadamente, 83% desse tipo de fonte [10].

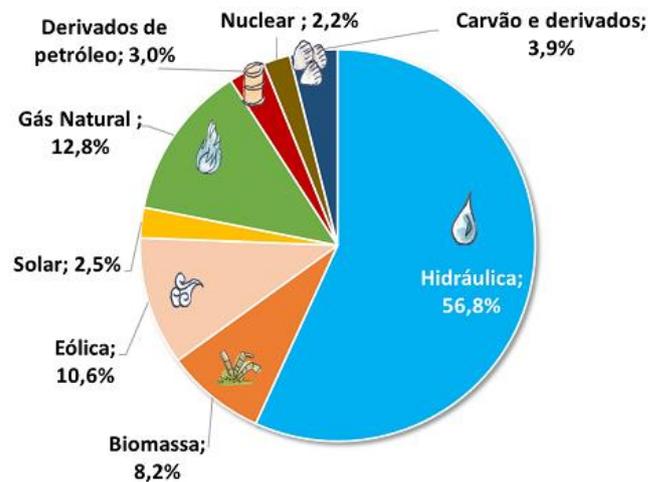


Figura 1.3 – Matriz elétrica brasileira 2021. Total: 656 TWh [10].

Para garantir que a matriz brasileira alcançasse esse perfil, foram implementados incentivos regulatórios e financeiros para promover o crescimento de fontes alternativas aos combustíveis fósseis, como o petróleo, o carvão mineral e o gás natural. Destacam-se a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 2002 e a realização dos primeiros leilões de energia eólica em 2009 [11].

Dessa forma, observa-se como a penetração das renováveis no mundo e no Brasil tende a crescer. Então, torna-se fundamental considerar suas características específicas, como a intermitência, nas análises técnicas de sistemas de potência. Por exemplo, para gerações hidrelétricas e de biomassa, a intermitência está relacionada à sazonalidade anual das chuvas e dos combustíveis, respectivamente.

O fator da disponibilidade da capacidade de geração impacta diretamente a confiabilidade das redes elétricas, aspecto considerado ainda mais crítico para fazendas eólicas e solares, cuja intermitência envolve a variação do vento e do sol, respectivamente.

1.2.2 Fluxo de Potência Probabilístico

O tema do FPP foi desenvolvido nos anos 1970 [2, 12] e tem sido fortemente discutido desde então. A referência [13] analisa os trabalhos publicados até o ano de 1988, enquanto [14] faz o mesmo para os anos de 1988 até 2008. Em [15] é realizada uma revisão dos métodos de fluxo de potência aplicados a sistemas de distribuição. Por fim, em [16] apresentam-se as metodologias que consideram a correlação entre as variáveis de entrada.

Esses trabalhos descrevem extensas revisões da literatura e metodologias associadas ao FPP, que podem ser classificadas em duas categorias: (i) simulação (SMC) e (ii) analíticos. Resumidamente, o FPP permite a consideração das incertezas nas variáveis de entrada (e.g., flutuação da demanda e disponibilidade de geração) refletindo-as em informações ou incertezas nas variáveis de saída (e.g., tensão em barramentos).

Em 1974, a primeira técnica de resolução de FPP [17] foi proposta a partir de operações de convolução das funções de densidade de probabilidade das variáveis de entrada, assumindo que são independentes (ou em alguns casos, linearmente dependentes). Além disso, o método necessita ainda de outras simplificações que resultam na utilização de um fluxo de potência linear: (i) os fluxos dos ramos são relacionados linearmente à injeção nodal líquida e todas as magnitudes de tensão nodais são iguais; (ii) os fluxos de potência ativa e reativa são independentes um do outro; (iii) o balanço de potência é restrito a uma barra de referência e as perdas do sistema são desconsideradas; (iv) a topologia da rede elétrica é considerada imutável.

Para resolver as operações de convolução, em 1976 [18] utilizou-se a Transformada de Laplace e em 1981 [19] a Transformada Rápida de Fourier. Ainda em 1981 [20], um método analítico propõe linearizar, por partes, as distribuições de probabilidade que são posteriormente combinadas para obter as curvas finais, representando a distribuição da variável de saída de interesse. Ressalta-se que este método analítico, assim como outros, são comparados aos resultados obtidos através da SMC para validação.

Em 1985 [21], o segundo termo da expansão de Taylor é adicionado para tentar reduzir os efeitos da linearização do fluxo de potência. Porém, concluiu-se

que o valor agregado se dá apenas em pontos de operação com elevado carregamento e variabilidade das cargas.

No mesmo ano de 1985 [22], a topologia da rede se torna uma variável aleatória, pois até então as incertezas estavam restritas às injeções nodais. Com isto, a modelagem passa a considerar que elementos de transmissão ficam sujeitos a manutenções programadas e falhas. É proposto obter as distribuições de probabilidade de interesse utilizando uma soma ponderada de distribuições relacionadas a cada topologia possível da rede (contingências da transmissão).

Em 1990 [23] é proposto combinar a SMC com equações de fluxo de potência multilinearizadas, utilizando um critério para determinar os pontos de linearização baseado na demanda de potência ativa total do sistema.

Existem, desde então, um grande número de trabalhos publicados envolvendo métodos analíticos ou por aproximações para solucionar o FPP. Ressalta-se que, para validar os resultados obtidos através desses métodos, é sempre necessário compará-los aos obtidos através da SMC, devido à insegurança introduzida pelas premissas das simplificações ou sintonia de seus parâmetros. Nesta categoria de solução, destacam-se os seguintes trabalhos: combinação de cumulantes e expansão de Gram-Charlier em 2004 [24], *point estimate method* em 2005 e 2007 [25, 26], amostragem por hipercubo latino em 2009 e 2016 [27, 28], *unscented transform* em 2011 e 2012 [29, 30] e expressões analíticas para distribuições conjuntas em 2017 [31].

Em termos de aplicação do FPP, destacam-se diversos trabalhos ao longo dos anos nas áreas de: planejamento [32-34], análise do impacto de energia renováveis [35-39], estabilidade de tensão [40], gerenciamento de emissões de carbono [41], controle de reativo em redes de distribuição [42], análise de harmônicos em redes de distribuição desbalanceadas [43], previsão de eventos de falha sequenciais [44], análise de cenários com carros elétricos [45] e mapeamento dos fluxos entre regiões e as incertezas em injeções de potências com pouco acesso a informações sobre a rede [46].

Em 2017 [47], e posteriormente publicado internacionalmente em 2019 [3], foi proposta uma solução do FPP utilizando o método CE combinado com a SMC. Com isto, é possível reduzir o esforço computacional, mantendo-se a precisão e flexibilidade da SMC para estimar índices de risco nas “caudas” das distribuições de probabilidade. Essa região representa o local das menores probabilidades de

ocorrência, relacionada a eventos mais críticos, onde os métodos analíticos perdem sua precisão.

Em 2021 [48], foi proposto um método flexível, confiável e de custo computacional reduzido, para engenheiros de distribuidoras tomarem melhores decisões em contratos de montante de uso do sistema de transmissão (MUST). Neste trabalho, aplicou-se a SMC com CE para solucionar o FPP, permitindo a implementação computacional com *software* comercial de FP. Diferente do trabalho comentado no parágrafo anterior, foi considerada a presença de uma usina eólica e diferentes topologias na rede devido a contingências na transmissão. Porém, as análises tiveram foco na contratação do MUST e não no desempenho do FPP. Na próxima seção é apresentado o desenvolvimento do tópico CE e suas aplicações em sistemas de potência.

1.2.3 Simulação Monte Carlo com Entropia Cruzada

A abordagem probabilística para análises de sistemas de potência é um recurso amplamente utilizado [49]. Nesse tema, a aplicação da SMC como uma ferramenta flexível e precisa é muito reconhecida [4, 50]. A grande desvantagem da SMC é seu inerente esforço computacional, devido ao extenso mapeamento do espaço de estados do sistema estudado.

A busca para reduzir o esforço computacional da SMC levou ao desenvolvimento de métodos conhecidos como técnicas de redução de variância. Estas podem ser aplicadas à SMC [4, 5] quando o intuito é buscar um evento alvo específico adotando-se um critério de parada, como um índice de confiança do resultado.

No contexto das TRV, especialmente as de amostragem por importância (IS) [51], o método da entropia cruzada se destaca por sua flexibilidade de aplicação, eficiência computacional e precisão [3]. O CE foi desenvolvido para estimar a probabilidade de eventos alvo raros [52], com o objetivo de minimizar a variância dos estimadores de forma direta [53]. O método é realizado através da determinação de uma nova distribuição de probabilidades (matematicamente adequada) que permite a amostragem mais frequente do evento alvo [54], acelerando o processo de convergência.

A minimização da distância de Kullback-Leibler (entropia cruzada) [55] produz uma melhora significativa na capacidade de encontrar probabilidades de eventos difíceis (i.e., raros) de serem amostrados [56]. Uma metodologia em dois estágios [57], baseada em IS e CE, aborda o problema de acelerar o processo de convergência. No primeiro estágio, soluciona-se um problema de otimização matemática cujo resultado são os novos parâmetros das distribuições de probabilidades dadas como entrada no processo probabilístico do sistema estudado. O segundo estágio utiliza essas novas distribuições, com compensação por funções de verossimilhança para remoção da tendência introduzida, a fim de estimar a probabilidade do evento de interesse.

As referências [4, 5] descrevem, em detalhes, os algoritmos associados ao método CE. Desde então, existem trabalhos que utilizam e propõem metodologias baseadas na SMC integrada com CE para avaliação de índices de confiabilidade [58], comparando sua eficiência com métodos analíticos [59] e SMC em sua forma padrão, enquanto outros trabalhos utilizam versões simplificadas [60] e sequencial [61]. A abordagem SMC-CE para índices de confiabilidade composta são publicadas em [6, 62-67].

As aplicações do CE em sistemas de potência é vasta: fluxo de potência probabilístico [3, 68], despacho de geração [69], adequação da geração considerando alto nível de geração eólica [70], planejamento da manutenção da geração com energias renováveis [71], medição de CVaR (*conditional value at risk*) na transmissão [72], planejamento da expansão [73] e com energias renováveis [74], identificação de contingências em linhas [75], avaliação da reserva girante [76] e com energias renováveis [77-79], avaliação da reserva de frequência considerando geradores síncronos e geradores baseados em conversores [80], fluxo de potência ótimo e com restrição de segurança [81, 82], gerenciamento de sistema residencial [83], despacho ótimo com economia de emissões [84] e avaliação de reserva operativa em sistemas eólicos híbridos com armazenamento de energia na presença de veículos elétricos [85, 86].

1.3 Estrutura da Dissertação

Essa dissertação está dividida em cinco capítulos que são resumidamente descritos a seguir. O presente capítulo apresenta a relevância do tema das energias

renováveis nos sistemas de potência, assim como a utilização do fluxo de potência probabilístico e a técnica da entropia cruzada como método de aceleração no processo de simulação das análises de risco, referenciando importantes trabalhos realizados nesses tópicos na literatura.

No Capítulo 2, são apresentadas as principais formas de geração de energia renovável e seus impactos nos sistemas elétricos. Destaca-se a energética eólica, que foi escolhida para ser inserida nos sistemas testes do IEEE, descrevendo-se os parâmetros utilizados para modelar e representar esse tipo de geração nos estudos.

No Capítulo 3, é apresentada a formulação matemática do problema de FPP. Descrevem-se os métodos de solução deste tipo de problema, sejam eles analíticos ou via SMC, dando ênfase às vantagens e flexibilidade deste último. São descritas as funções estratégicas consideradas na operação dos sistemas em estudo, tais quais o corte de carga por insuficiência de geração e o despacho de geradores por ordem de mérito. Por não se saber, *a priori*, a probabilidade do evento alto, a utilização da SMC pode ser computacionalmente exigente devido ao possível número elevado de amostras necessário para obter o grau de confiança estipulado.

Nesse contexto, discute-se como as TRV alteram as distribuições de probabilidade de entrada originais para que os eventos alvo sejam amostrados com maior frequência, considerando as devidas compensações para remover o viés introduzido. Dessa forma, é possível reduzir a quantidade de amostras necessárias para obter um resultado dentro do grau de confiança determinado. Para execução dessa abordagem, o método da entropia cruzada é destacado e o algoritmo que combina a SMC com o CE é apresentado.

No Capítulo 4, as simulações e resultados são apresentados e discutidos. Os estudos são realizados nos sistemas testes IEEE RTS 79 e IEEE 118 barras, considerando também versões modificadas com a inclusão de fazendas eólicas. É observado o desempenho comparativo da ferramenta integrada SMC-CE e da ferramenta SMC sem CE. É também observado o impacto da consideração de contingências de transmissão e da inserção da usina eólica nos sistemas.

No Capítulo 5, são descritas as conclusões, as considerações finais e as propostas para trabalhos futuros.

2 Geração Renovável

2.1 Introdução

A geração de energia renovável tem se consolidado como uma área de extrema importância na matriz elétrica de diversos países, incluindo o Brasil. O avanço tecnológico e a conscientização sobre os impactos ambientais da utilização de combustíveis fósseis têm impulsionado políticas públicas e incentivos fiscais para o desenvolvimento e a implementação de fontes alternativas, visando à transição para uma matriz energética mais sustentável.

No contexto brasileiro, o país possui um enorme potencial para essa geração. Com sua extensão territorial, o Brasil é provido de recursos naturais abundantes, como os hídricos, a biomassa, a radiação solar e os ventos, que podem ser aproveitados para a produção de eletricidade. Os investimentos em projetos de geração também levam à criação de oportunidades de desenvolvimentos econômicos regionais.

No entanto, ainda existem desafios técnicos para a adequada integração dessas fontes intermitentes à rede elétrica, tal como o armazenamento de energia em larga escala, a garantia de estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico e o investimento em infraestrutura de transmissão em regiões de fronteira do sistema.

Além disso, sendo a sustentabilidade uma das grandes vantagens desse tipo de energia, os empreendimentos nesta área precisam atender as licenças ambientais de forma a prover mais benefícios do que malefícios em decorrência do processo de construção das usinas. Neste capítulo, são apresentados os principais tipos de geração de energia renovável e suas influências nas redes elétricas.

2.2 Hidrelétrica

A geração hidrelétrica envolve a captação da energia potencial gravitacional de cursos d'água, que é transformada em energia cinética e, posteriormente, em eletricidade. Esse processo combina a utilização da vazão do rio, a quantidade de água disponível em um período de tempo e os desníveis geográficos que podem ser naturalmente formados, como quedas d'água, ou construídos artificialmente a partir de barragens [94].

Um dos grandes desafios para este tipo de geração é a mitigação dos impactos ambientais causados pela implementação e conservação das barragens. Essas construções podem alterar o perfil da fauna e da flora devido ao alagamento da região, que pode formar um lago artificial chamado de reservatório. Outro impacto é no deslocamento de pessoas que precisam ser transferidas da área de construção e outras que chegam para trabalhar no empreendimento.

A importância dessas questões depende do tamanho da usina, das características do rio e sua localização. Para tratar disso, realizam-se estudos de impacto ambiental, que preveem as consequências e as ações necessárias para diminuí-las. Uma decisão é a de utilizar ou não reservatórios de água para otimizar o aproveitamento dos recursos hídricos.

Usinas a fio d'água (sem reservatório) usualmente provocam menos impactos ambientais, pois necessitam de uma menor área de construção, porém não dispõem do recurso para armazenamento de água nos períodos de cheias. Essa reserva hídrica pode ser utilizada quando necessário pelo operador do sistema elétrico para gerar energia, assim como pode ser aproveitada na agricultura, no abastecimento humano e no transporte por hidrovias.

Além disso, os reservatórios podem potencializar a queda d'água, aumentando sua altura na barragem, e também controlar a vazão natural dos rios. Nesse último caso, são chamados de reservatórios de regularização, que possuem grande importância estratégica, pois ajustam os níveis dos rios permitindo passagem da água através de comportas.

A sazonalidade anual das chuvas, em períodos de seca e de cheia, determina a intermitência desse tipo de fonte. Para isso, os operadores do sistema fazem

análises de previsão baseadas no histórico de décadas de medições das condições climáticas, tentando prever o melhor despacho ao longo do ano.

Uma das grandes vantagens em relação a outros tipos de fontes é que essas usinas conseguem iniciar ou alterar seu nível de produção rapidamente. Isso promove um aumento na confiabilidade do atendimento da demanda, devido à variação diária, e também na estabilidade eletromecânica do sistema. As turbinas hidrelétricas são acopladas com geradores síncronos e, como o fluxo de água que produz a rotação no eixo da máquina é controlado, é produzida a tensão senoidal na frequência de 60Hz (diretamente proporcional à rotação) sem a necessidade de inversores como a energia eólica e solar, contribuindo diretamente para a inércia do sistema.

Este tipo de usina requer um elevado investimento inicial para sua construção, momento de maior impacto ambiental, porém o custo e a poluição produzida durante sua operação são pequenos. O Brasil é um dos principais produtores mundiais nesse contexto. A Tabela 2.1 apresenta a quantidade de usinas em operação, em 2023, e a potência instalada por tipo de fonte [87]. Observa-se como as hidrelétricas correspondem a mais de 50% da capacidade instalada do Brasil nesse período, com um montante de 109.820 MW dos 193.510 MW totais do país.

Tabela 2.1 – Quantidade de usinas em operação e potência instalada por tipo de fonte no Brasil em 2023 [87].

Tipo	Quantidade de Usinas	Potência Instalada (MW)	Percentual
Hidro (>30MW)	215	103.195	53,33%
Térmica	3.028	46.319	23,94%
Eólica	930	25.824	13,35%
Solar*	18.155	9.556	4,94%
Pequena Hidro (1,1MW<P<30MW)	428	5.746	2,97%
Nuclear	2	1.990	1,03%
Micro Hidro (<1MW)	724	879	0,45%
Total	23.482	193.510	100%

* Geração Centralizada, desconsiderando Geração Distribuída.

2.3 Biomassa

A biomassa é caracterizada por toda matéria vegetal e orgânica existente. Os resíduos agrícolas e florestais, as algas, os restos de alimentos, o bagaço da cana-de-açúcar, a lenha e até excrementos animais podem ser utilizados na produção de eletricidade. Pelo fato de não utilizar combustíveis fósseis no processo térmico de geração, reduzindo a emissão de gases de efeito estufa, ela é considerada uma energia renovável.

A biomassa representa uma importante fonte, em especial no Brasil, onde o material mais utilizado como combustível é a cana-de-açúcar, plantada e processada principalmente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste [88]. A sazonalidade anual das safras determina a intermitência desse tipo de fonte.

O cultivo dos produtos agrícolas requer cuidados ambientais, tais como evitar o desmatamento de áreas naturais para iniciar novas áreas de plantio e o uso controlado de agrotóxicos e fertilizantes. Além disso, o processamento da colheita gera resíduos que precisam ser descartados corretamente. Uma alternativa é serem utilizados na cogeração deste tipo de indústria.

A cogeração é um processo de produção e utilização combinada de calor e eletricidade, proporcionando um aproveitamento da energia térmica dos combustíveis provenientes dos resíduos (como o bagaço da cana-de-açúcar). A estratégia é primariamente voltada ao suprimento da demanda da própria indústria, sendo o excedente comercializado e injetado na rede elétrica.

Existem várias opções para gerar energia nesse contexto. Em todas elas há um processo de conversão da biomassa (e.g., combustão direta e gaseificação) em um produto intermediário (vapor, gás ou líquido combustível). Ele então será utilizado para produzir a energia mecânica que acionará turbinas a vapor ou a gás.

2.4 Solar

A geração solar é proveniente do calor (heliotérmica) e da luz do sol (fotovoltaica). Na primeira, a conversão se baseia na reflexão da luz do sol em espelhos, a fim de aquecer um fluido dando início a um processo termoelétrico. Este processo pode ser utilizado para produzir eletricidade ou em outras aplicações como o aquecimento da água e de ambientes.

Na fotovoltaica, a principal forma de aproveitamento da energia solar, a radiação é capturada em placas, com células fabricadas com material semicondutor, para conversão direta em energia elétrica. Um conjunto dessas células é denominado módulo. Quando este é conectado múltiplas vezes em série ou paralelo formam-se as *strings* que compõem o arranjo final do sistema fotovoltaico.

Inicialmente, a eletricidade produzida pelo efeito fotovoltaico está em corrente contínua. É, então, necessária a conversão em corrente alternada através de inversores para ser possível a conexão dessa fonte na rede elétrica interligada. Esse fato, combinado à intermitência da irradiação solar, faz com que a energia fotovoltaica seja categorizada como geração assíncrona (i.e., não contribui diretamente para a estabilidade do sistema). Porém, foram desenvolvidas tecnologias para que este tipo de fonte consiga contribuir com uma inércia sintética durante perturbações na rede, de forma a participar na estabilidade de tensão e frequência [89].

Alguns dos desafios envolvidos nesse tipo de geração são a otimização do aproveitamento da radiação solar, a busca por eficiência energética e o armazenamento da energia sobressalente em baterias ou em outros equipamentos. Além disso, os conversores CC/CA consomem potência reativa da rede e podem causar harmônicos, o que pode levar à necessidade da instalação de compensação reativa e filtros para mitigar o impacto no sistema elétrico.

Esse tipo de geração evoluiu a partir de aplicações de pequena escala, conhecido no Brasil como micro (menor que 75 kW) e minigeração (maior que 75 kW e menor que 5 MW) [90]. Estes estão inseridos no contexto da geração distribuída definido pelo Artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163 de 2004 [91].

A geração distribuída é uma modalidade que permite a geração de energia elétrica no local ou próxima ao ponto de consumo. Dessa forma, contribui para a descentralização da geração, diminuindo as perdas elétricas na rede, a necessidade de investimentos em linhas de transmissão e distribuição e por sua vez os impactos ambientais destas construções.

A aplicação da energia fotovoltaica em grandes escalas também é um fato consolidado no Brasil. Destaca-se o estado de Minas Gerais, no município de Janaúba, que possui usinas em operação com potências acima de 100 MW, tais como a de Serra do Mel [87]. Isso é possível porque o Brasil, com sua grande

extensão territorial, possui valores diários de insolação entre 4.500 Wh/m² e 6.000 Wh/m², muito superiores quando comparados, por exemplo, com a Alemanha que está na faixa de 3.500 Wh/m² [92].

Considerando as vantagens descritas anteriormente e os incentivos fiscais, observa-se um crescimento muito elevado na geração fotovoltaica em operação no Brasil, que em junho de 2023 atingiu 9.556 MW [87] nas usinas centralizadas e em 2022 atingiu 17.066 MW [93] na geração distribuída. Pelo fato de não necessitar grandes obras e alagamentos como hidrelétricas e não utilizar combustíveis que emitem gases de efeito estufa como as termelétricas, a construção e operação deste tipo de usina é sustentável e ambientalmente amigável.

2.5 Eólica

A utilização da força dos ventos pela humanidade é muito extensa ao longo da história, datando desde as navegações de barcos a vela, passando por moinhos de vento para processamento de grãos e bombeamento de água até chegar na produção de eletricidade. Os ventos são uma fonte inexaurível e a instalação e operação de usinas eólicas, como alternativa aos combustíveis fósseis, pode reduzir a emissão de gases de efeitos estufa [1].

A turbina utilizada é chamada de aerogerador e sua evolução ao longo das décadas foi expressiva, partindo de máquinas de 50 kW com pás de diâmetro de 15 metros em 1985 e chegando a 4.500 kW com diâmetro de 112 metros em 2000 [94]. A Alemanha foi a líder mundial no desenvolvimento dessa tecnologia, com 2.875 MW instalados em 1998, evoluindo para 14.609 MW em 2003 e em 2023 chega à marca de 58 GW [95]. Em comparação, o Brasil possuía 17 MW em 1998, 29 MW em 2003 [94] e em 2023 atingiu 25.824 MW instalados, contando com usinas de mais de 100 MW e sendo a maioria construída na região nordeste do país [87].

Apesar dos aerogeradores girarem mecanicamente como turbinas térmicas e hidrelétricas, a força do vento que os impulsiona é variável a cada instante e não é possível controlá-la, caracterizando sua intermitência. Por esse motivo, a energia produzida pelos aerogeradores é categorizada como geração assíncrona, sendo

necessário retificar a corrente alternada (produzida em frequências variáveis) para corrente contínua e depois inverter para corrente alternada em 60Hz.

Assim, as fazendas eólicas também não contribuem diretamente para a estabilidade do sistema, mas foram desenvolvidas tecnologias para que este tipo de fonte consiga contribuir com uma inércia sintética durante perturbações na rede, de forma a participar na estabilidade de tensão e frequência [89]. Alguns dos desafios envolvidos na geração eólica são parecidos com os da solar, tais como o consumo de energia reativa e produção de harmônicos dos conversores CC/CA, o que pode levar à necessidade da instalação de compensação reativa e filtros para mitigar o impacto no sistema elétrico.

A aplicação das usinas eólicas atualmente é majoritariamente dada em grande escala contando com dezenas de aerogeradores em um parque, seja em instalação *onshore* (localizados em terra) ou *offshore* (localizados no mar). No Brasil, o sistema de transmissão foi inicialmente planejado para atender a carga e a geração principalmente de hidrelétricas. Por causa disto, a instalação de complexos eólicos pode requerer a construção de novas linhas de transmissão longas e subestações exclusivas para atender o escoamento dessa geração, além de reforços no sistema já existente. A representação de fazendas eólicas em estudos de confiabilidade pode ser realizada através do modelo de Markov, apresentado no subcapítulo a seguir.

2.5.1 Modelo de Markov

Os processos estocásticos são agrupamentos de variáveis aleatórias que definem o comportamento de sistemas e fenômenos no decorrer do tempo. Nesse trabalho, a modelagem do processo de Markov é discreta no espaço de estados e contínua no tempo [96]. Presume-se que os estados futuros de um sistema dependem apenas do atual, não levando em conta os eventos que ocorreram antes dele. Assim, define-se a propriedade de Markov como um processo sem memória.

A outra premissa importante é de ser estacionário, ou seja, a taxa de transição entre dois estados é sempre a mesma. No contexto de aerogeradores, pode-se aplicar esse princípio para definir os dois possíveis estados de uma máquina: disponível (U) ou não disponível (D). Conforme a Figura 2.1, a transição entre estados é caracterizada por λ e μ .

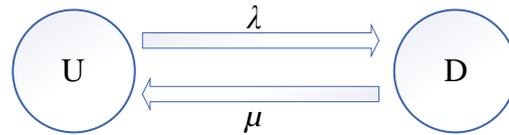


Figura 2.1 – Diagrama de estados de uma máquina.

onde λ é definida como a taxa de falha e μ como a taxa de reparo de um gerador, normalmente fornecidas em ocorrências por ano. Conhecendo esses valores e a teoria de Markov, é possível determinar a probabilidade da máquina se encontrar em qualquer um desses estados [96]:

$$P_D = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.1)$$

$$P_U = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.2)$$

Em uma fazenda eólica, é comum a presença de dezenas de aerogeradores. Nessa configuração, o processo de Markov pode ser expandido conforme a Figura 2.2.

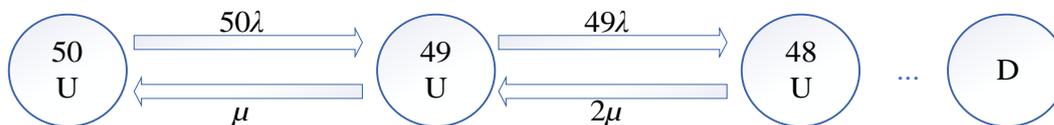


Figura 2.2 – Diagrama de estados de cinquenta máquinas.

Para determinar a probabilidade do sistema se encontrar em cada um desses estados, é possível utilizar uma distribuição binomial $Bin(n, P_D)$, onde n é o número de máquinas. Assim, encontra-se uma distribuição com o formato da Figura 2.3, que depende dos valores utilizados em λ , μ e n . Observa-se no exemplo que a chance do sistema se encontrar com menos de quarenta máquinas é muito pequena. Portanto, para fins de simulação, truncar a distribuição a partir desse ponto de baixa probabilidade diminui o esforço computacional sem perda de precisão nos resultados. Isso resulta em uma distribuição discreta com uma quantidade de impulsos que possam probabilidade relevante.

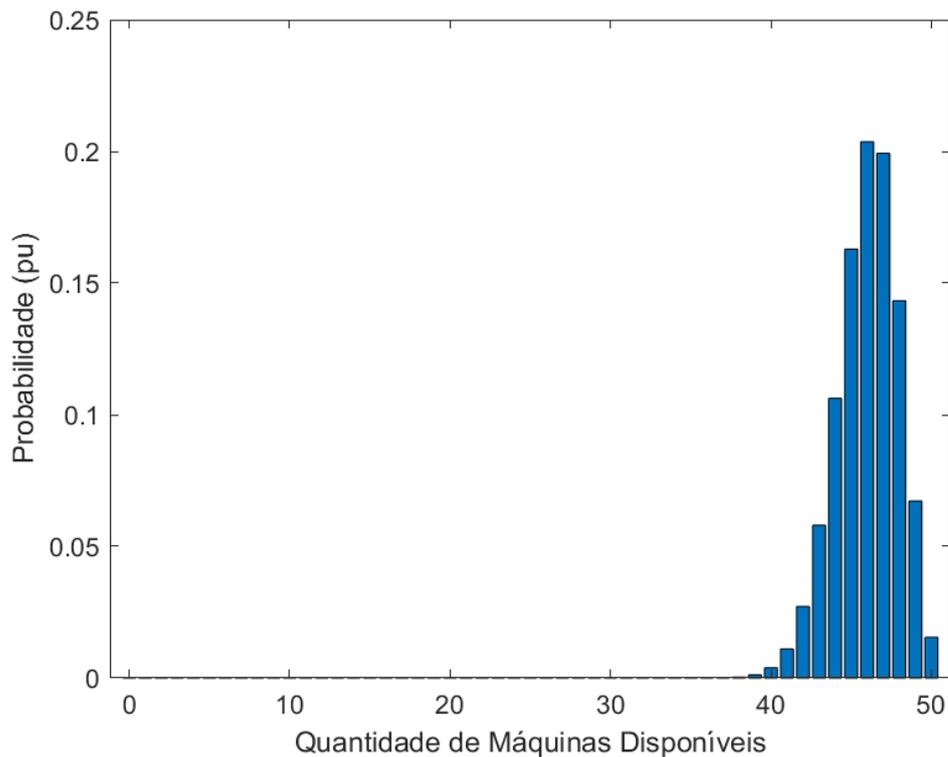


Figura 2.3 – Exemplo de distribuição binomial para cinquenta máquinas.

2.5.2

Inclusão das Fazendas Eólicas nos Sistemas IEEE

Foi realizada uma modificação nos sistemas IEEE RTS 24 barras [106, 107] e IEEE 118 barras [108] para avaliar os impactos da presença de gerações intermitentes no risco de inadequação operativa.

Para a rede de 24 barras, a mudança consiste na substituição da geração térmica síncrona movida a carvão da Barra 15, composta por 5 unidades de 12 MW e 1 unidade de 155 MW, por um parque eólico. Para a rede de 118 barras, realizou-se o mesmo na Barra 49, composta por 2 unidades de 102 MW.

O parque inserido em cada sistema é formado por aerogeradores do modelo Vestas V155 de 3,3 MW [97], cujas curvas de vento foram obtidas a partir do banco de dados de [98]. Os dados de confiabilidade do aerogerador são de [99]. As especificações do aerogerador são apresentadas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Dados dos aerogeradores.

Área Varrida: A (m ²)	18.869
Velocidade de Início: v_{cut-in} (m/s)	3
Velocidade de Corte: $v_{cut-out}$ (m/s)	18
Velocidade Nominal: v_r (m/s)	16
Potência Nominal: P_r (MW)	3,3
Taxa de Falha (falhas/ano)	2,721
Taxa de Reparo (reparo/ano)	31,286

A potência entregue pelo aerogerador é determinada em função da velocidade do vento (v , em m/s), densidade do ar ($\rho = 1,225$ em g/cm³) e do coeficiente de potência ($C_p = 0,07$) por:

$$P(v) = \begin{cases} 0, & \text{se } v < v_{cut-in} \\ \frac{1}{2}\rho AC_p v^3, & \text{se } v_{cut-in} \leq v < v_r \\ P_r, & \text{se } v_r \leq v < v_{cut-out} \\ 0, & \text{se } v_{cut-out} \leq v \end{cases} \quad (2.3)$$

Os cenários anuais de vento são apresentados na Figura 2.4. Neste trabalho, foi considerado como referência o pico de carga do sistema RTS que ocorre no mês de dezembro. Assim, apenas esse mês foi utilizado para capturar os valores da velocidade do vento, obtidos hora a hora em um período de 6 anos.

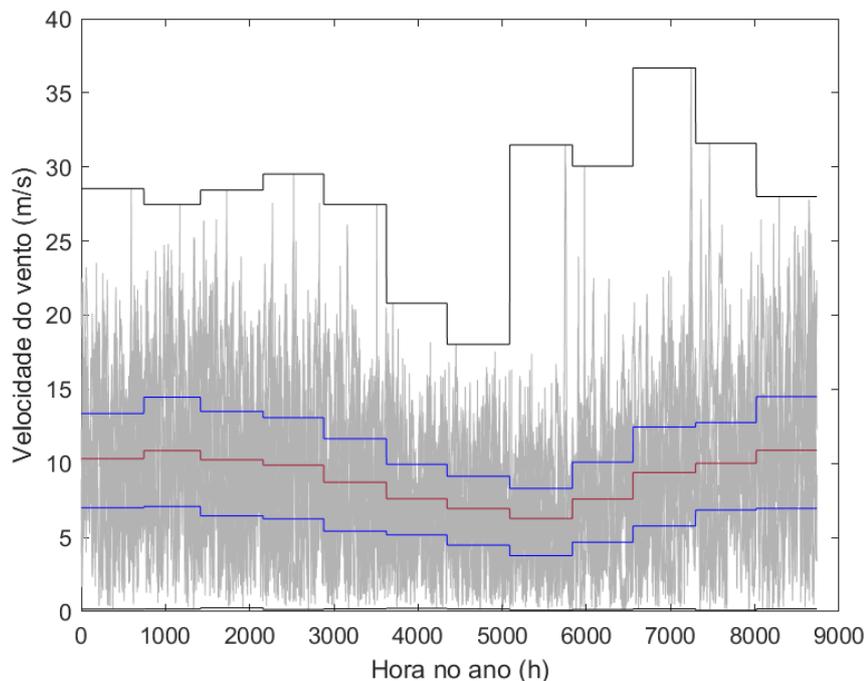


Figura 2.4 – Cenários anuais de vento. Média mensal em vermelho e quantis mensais de 25 e 75 em azul.

Com essas informações, foram calculados 4464 valores de potência (24 horas x 1 mês (31 dias) x 6 cenários) utilizando-se a Equação (2.3). A geração média e sua variância, por aerogerador, calculadas a partir desses pontos foi de 0,9619 MW e de 1,0995 MW, respectivamente.

Para simplificar a representação estatística da capacidade de geração, foram considerados 20 estágios de potência diferentes (de 0 a 3,3 MW, cada um com um valor de probabilidade de ocorrência), resultando em uma geração média de 0,9619 MW e variância de 1,1034 MW. Dessa forma, a curva de vento foi adequada para fins computacionais, como uma distribuição discreta, mantendo suas características originais e precisão dos resultados.

Para a rede de 24 barras, a quantidade de aerogeradores necessária para substituir as máquinas da Barra 15 foi determinada a partir da geração esperada das unidades síncronas, equivalente a 207,6 MW, calculada a partir de suas informações de disponibilidade. A partir da geração média do aerogerador, foram necessárias 235 unidades para obter uma geração esperada de 207,95 MW na central eólica.

Para a rede de 118 barras, a geração esperada das unidades síncronas era de 197,88 MW. Dessa forma, foram necessários 225 aerogeradores para obter uma geração esperada de 199,1 MW na fazenda eólica.

Na SMC, é sorteada a quantidade de aerogeradores disponíveis e o estágio de potência devido a variação do vento (distribuições discretas). O estágio de potência sorteado é considerado igual para todos os aerogeradores, assumindo que eles estão fisicamente próximos. A geração eólica é a primeira a ser despachada por ordem de mérito, considerando seu baixo custo de operação.

2.6

Considerações Finais

Apesar dos avanços significativos, o desenvolvimento das energias renováveis ainda enfrenta desafios a serem superados. Dentre eles, destacam-se a dependência de fatores climáticos para a geração, que causam a intermitência e erros de previsão de despacho, a necessidade de investimentos em infraestrutura de transmissão e distribuição e soluções de armazenamento de energia.

O Brasil possui vastas áreas para aproveitamento solar e eólico, além da disponibilidade de biomassa e biogás, evidenciando um potencial para expandir o

uso dessas fontes em sua forma centralizada e distribuída. Além disso, a diversificação da matriz energética contribui para a segurança e a redução da dependência de combustíveis fósseis.

Nesse sentido, é fundamental considerar a crescente inserção das energias renováveis em estudos de planejamento e operação de sistemas de potência. Nestas análises, a disponibilidade da capacidade de geração, como a regida pela variação a cada instante do vento em fazendas eólicas, pode impactar diretamente a confiabilidade da rede.

3 Fluxo de Potência Probabilístico

3.1 Introdução

Na operação e planejamento de sistemas de potência é imprescindível a execução de estudos de fluxo de potência (FP). Com eles, avalia-se o estado de uma rede e a segurança dos pontos de operação [17]. Na forma determinística, é necessário especificar a configuração do sistema, em termos de elementos disponíveis (transformadores, linhas de transmissão, geradores), e os níveis de carga e geração. A partir disso, um único resultado é calculado para as tensões e ângulos nas barras e, conseqüentemente, valores únicos para os fluxos nos ramos.

De forma a direcionar essa análise para cenários críticos, utilizam-se valores extremos como entrada no algoritmo. Valores médios são empregados quando se busca por cenários mais prováveis de ocorrerem. Contudo, essa abordagem não garante um estudo adequado para a segurança do sistema, porque os patamares de carga, as capacidades de geração e os elementos disponíveis na rede, na prática, são variáveis aleatórias.

A técnica do fluxo de potência probabilístico foi desenvolvida para expandir a capacidade do algoritmo de FP e contornar essa questão. Com ela, é possível mapear a porção mais significativa da zona de operação segura, a partir das informações estatísticas conhecidas para os dados de entrada. Assim, consegue-se estimar o risco da rede operar fora de suas condições nominais e também avaliar, com maior sensibilidade, o porquê de, nessas regiões, ocorrerem circuitos com sobrecargas e sub ou sobretensões em barras.

Ao longo dos anos, discutiram-se as aplicações para o FPP e formas de resolver o algoritmo com precisão e eficiência computacional, sejam eles métodos analíticos ou de simulação (como a SMC). Nesse capítulo, a formulação matemática do FPP é apresentada na Seção 3.2. Na Seção 3.3 os métodos de solução são descritos, enfatizando a preferência pela SMC e como as funções estratégicas da operação dos sistemas são incorporadas. Na Seção 3.4, as técnicas

de redução de variância são abordadas descrevendo como elas são capazes de amostrar eventos alvo com maior frequência (sem viés devido à compensação matemática). O método da entropia cruzada é destacado e o algoritmo que combina a SMC com o CE é apresentado. Ao final, na Seção 3.5, são apresentadas as considerações finais e conclusões sobre o FPP e suas estratégias de solução.

3.2 Formulação Matemática

O problema de fluxo de potência probabilístico pode ser descrito pelo seguinte conjunto de equações [19]:

$$\mathbf{Y} = \alpha_Y(\mathbf{X}, \mathbf{B}) \quad (3.1)$$

$$\mathbf{Z} = \alpha_Z(\mathbf{X}, \mathbf{B}) \quad (3.2)$$

onde \mathbf{Y} é definido como o vetor aleatório de entrada (injeções nodais de potência ativa e reativa); \mathbf{X} é o vetor aleatório de estado (ângulos e magnitudes de tensão); \mathbf{Z} é o vetor de saída (fluxos de potência ativa e reativa nos ramos, etc.); as funções α_Y e α_Z representam as equações de fluxo de potência não lineares para uma dada configuração de rede; e o vetor aleatório \mathbf{B} representa a disponibilidade de ramos transmissão, impactando diretamente nas funções α_Y e α_Z .

O vetor de entrada \mathbf{Y} é composto pelas variáveis aleatórias que representam as incertezas da carga e geração, que por sua vez são regidas por um conjunto de funções de probabilidade contínuas ou discretas. Para cargas, essas funções descrevem as incertezas de curto ou longo prazo, representando erros de previsão [32]. Para centrais de geração, caracterizam a indisponibilidade (desligamento forçado) de máquinas e a intermitência da fonte de energia (vento e sol [100]). Os efeitos de diferentes topologias de rede (falhas na rede de transmissão) e/ou flutuações nos parâmetros elétricos dos circuitos impactam as funções α_Y e α_Z , que também se tornam aleatórias na análise FPP [22].

A complexidade da solução do problema FPP aumenta com a dimensão do espaço amostral das variáveis de interesse, consequência do número e forma de representação das variáveis aleatórias de entrada consideradas. A formulação não

linear das equações de fluxo de potência e o tamanho da rede elétrica também podem ser considerados desafios.

3.3 Métodos de Solução

O algoritmo do FPP deve realizar a estimativa de eventos em vetores aleatórios (\mathbf{X} e \mathbf{Z}) com a maior precisão possível e em um tempo computacional reduzido. Nesta seção são apresentadas as metodologias analíticas e as de simulação para resolução desse problema.

3.3.1 Analíticos

Os métodos analíticos são processos aritméticos aplicados para estimar as curvas de distribuições de probabilidade e os momentos estatísticos, visando determinar principalmente a média e o desvio padrão [14]. As semelhanças dentre eles são a necessidade de simplificações, como a linearização das equações, e as limitações na integração de estratégias operativas. Não é possível, por exemplo, modelar o corte de carga e o despacho da geração.

Uma vantagem em comparação a SMC é o menor tempo computacional requerido. Porém, essas metodologias necessitam de grande atenção nos processos das simplificações e ajuste de parâmetros. Além disso, costuma ser necessário comparar seus resultados com métodos de simulação para validar os resultados.

A convolução de distribuições de entrada [19] é uma forma de solução consolidada. Existem alternativas para realizar esse procedimento, tais como a Transformada de Laplace [18] e a Transformada Rápida de Fourier [19]. O método considera a linearização ao redor dos pontos médios aproximados das curvas de densidade, provocando a perda de precisão nas áreas afastadas desses pontos. Com isso, a qualidade dos resultados fica comprometida nas “caudas” das distribuições, regiões de maior interesse para análises de risco.

Em termos de eficiência, o número de distribuições (contínuas ou discretas) e a quantidade de impulsos nas discretas aumenta as dimensões dos cálculos e a memória computacional necessária. Devido a isso, a referência [24] substituiu a convolução por um processo baseado em cumulantes e na expansão por Gram-Charlier.

Nessa abordagem, é possível estimar as curvas de probabilidade acumulada, além das curvas de distribuição de probabilidade. Isso é realizado através da definição dos momentos estatísticos a partir da obtenção dos cumulantes. Após essa etapa, aplica-se Gram-Charlier para obter as curvas citadas. A precisão dos resultados é afetada pela ordem da expansão que é um parâmetro intrínseco da simulação.

Assim, os resultados precisam ser comparados com a SMC, para assegurar qual ordem garante uma eficiência computacional com boa precisão. Dessa forma, perde-se a vantagem que esse método traria no quesito da velocidade de resolução. Ambas metodologias de convolução e cumulantes necessitam linearizar as equações do fluxo de potência.

Para contornar isso, o *point estimate method* foi proposto [25]. Esse trabalho aplica a estimação de dois pontos das distribuições (média e variância) e é utilizado para estimar os momentos estatísticos das variáveis aleatórias (magnitude e ângulo da tensão) que são funções de outras variáveis aleatórias, tais como geração e carga. Apesar do método possuir vantagens em relação aos anteriores, como a possibilidade de variar a impedância de circuitos, os resultados ainda precisam ser comparados com a SMC.

Em geral, a aplicação em sistemas de grande escala não é totalmente viável. Em [26], aprofunda-se as alternativas para lidar com redes maiores, porém o esforço computacional aumenta consideravelmente.

3.3.2 Simulação de Monte Carlo

A SMC é uma metodologia numérica eficaz em aplicações de processos estocásticos [4], caracterizada por sua grande flexibilidade e robustez. Destaca-se que não requer simplificações, sendo capaz de utilizar as equações não lineares do fluxo de potência, e permite representar diversos procedimentos operativos de um sistema, tais como o despacho da geração e o corte de carga. Com isso, a modelagem se torna mais realista permitindo incluir particularidades complexas nos estudos, por exemplo a correlação entre as variáveis de entrada e mudanças na topologia e nos parâmetros da rede.

Esse método consiste em mapear o espaço de estados probabilísticos de um sistema a partir da amostragem das variáveis de entrada (geração, carga e

transmissão), definidas pelas suas distribuições. Através dessa amostra, o cálculo do fluxo de potência é realizado e o comportamento da rede é obtido. Esse processo da SMC aplicada ao FPP pode ser utilizado em duas formas que dependem do objetivo da análise: (i) Estimativa de risco (probabilidade de ocorrência) de eventos alvo com critério de convergência; (ii) Estimativa de distribuições de probabilidade para as variáveis de saída utilizando um número fixo de amostras.

Na primeira alternativa, avalia-se o risco de inadequação de grandezas elétricas. Isso se refere à probabilidade de que uma grandeza elétrica do sistema (evento alvo), tais como tensão, corrente, fluxo de potência, entre outras, ultrapasse limites operacionais definidos pelos padrões técnicos ou pelos critérios de segurança adotados pelos operadores do sistema [3]. Nesse caso, adota-se um critério de parada na simulação para garantir uma precisão do resultado. A segunda alternativa busca determinar as distribuições das variáveis de saída, sem garantia de precisão em cada ponto dela. Devido a isso, as “caudas” das distribuições não costumam apresentar uma alta qualidade nos resultados.

Esse trabalho adota a SMC não sequencial por sua simplicidade e flexibilidade. Adicionalmente, o emprego de técnicas de SMC permite a utilização de softwares comerciais para resolução do FP, que contribui para analisar sistemas reais de grande porte. A maior desvantagem é o elevado esforço computacional no caso da estimativa de risco, agravado por não se saber, *a priori*, a raridade do evento alvo. Essa questão pode ser mitigada com técnicas de redução de variância, como é apresentado na Seção 3.4.

3.3.2.1 Estimativa de Risco com SMC

Não se pretende estimar a distribuição completa das variáveis de saída quando se formula um problema de FPP para avaliação de risco de inadequação. O objetivo é determinar apenas a área (probabilidade) da região alvo, em geral na “cauda” da distribuição do evento procurado. Também é possível avaliar o valor esperado associado aos limites excedidos da variável estudada.

A SMC estima os índices de interesse através da média de N amostras dos valores de entrada do sistema, tais como as injeções nodais \mathbf{Y}_i e contingências \mathbf{B}_i , aplicando uma função de teste $H(\cdot)$ que define a medida de desempenho a ser

avaliada para cada amostra i . As seguintes funções de teste podem ser definidas para o evento alvo:

$$\begin{aligned} H_{P_{Exce}}(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) &= \begin{cases} 0 & \text{se } (\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) \in \Psi_{N\tilde{a}o_Alvo} \\ 1 & \text{se } (\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) \in \Psi_{Alvo} \end{cases} \\ H_{A_{Exce}}(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) &= \begin{cases} 0 & \text{se } (\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) \in \Psi_{N\tilde{a}o_Alvo} \\ \Delta A_i & \text{se } (\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) \in \Psi_{Alvo} \end{cases} \end{aligned} \quad (3.3)$$

onde P_{Exce} representa a probabilidade de exceder (além ou abaixo) do limite operacional; A_{Exce} é a quantidade média que excede o alvo; o espaço de estado $\Psi = \Psi_{N\tilde{a}o_Alvo} \cup \Psi_{Alvo}$ é o conjunto de todos os possíveis estados de entrada $(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i)$, dividido em dois subespaços: $\Psi_{N\tilde{a}o_Alvo}$ de estados não alvo e Ψ_{Alvo} de estados alvo; e ΔA_i é o valor de desvio da variável de interesse, no estado amostrado, abaixo ou além do limite permitido.

Um estado amostrado é definido como alvo se a variável de interesse, ou seja, um fluxo ou magnitude de tensão, estiver fora do limite associado, ou seja, procura-se $S(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) \geq S_{limite}$. Dessa forma, para cada amostra i , a função $H(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i)$ calcula o valor correspondente da medida de desempenho, e a média deles é utilizada para estimar o índice:

$$\tilde{E}_{\mathbf{u}}[H] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) \quad (3.4)$$

onde \mathbf{u} é um vetor de parâmetros das funções de probabilidade que regem as variáveis aleatórias de entrada. Por exemplo, a média e a variância para distribuições normais.

Os índices podem ser representados por (3.4) dependendo da definição da função de teste H . A incerteza da estimativa é uma medida da variação dos valores da medida de desempenho, obtidos a partir das amostras, e é quantificada pela variância do estimador:

$$V(\tilde{E}_{\mathbf{u}}[H]) = \frac{\tilde{V}_{\mathbf{u}}(H)}{N} \quad (3.5)$$

onde $\tilde{V}_{\mathbf{u}}(H)$ é a variância da função de teste.

O coeficiente de variação β é definido por:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\widetilde{E}_u[H])}}{\widetilde{E}_u[H]} \quad (3.6)$$

Ele é uma medida normalizada da incerteza, que indica a proporção da variância em relação à média da medida de desempenho estimada. Quanto menor o valor de β , mais precisa é a estimativa. Para garantir a precisão dos resultados, é necessário especificar uma tolerância (β_{TOL}) como critério de parada da SMC.

3.3.2.2

Corte de Carga e Despacho da Geração

A SMC permite representar diversos procedimentos operativos de um sistema. O principal objetivo de uma rede elétrica é atender a demanda das cargas, com segurança e qualidade, através da transmissão dessa potência desde as estações geradoras. Esse processo envolve equipamentos de transmissão e geração que estão sujeitos a falhas ou manutenções programadas, causando sua indisponibilidade.

O patamar das cargas também varia e, quando a geração disponível não é suficiente para atender a demanda ou compensar as perdas na transmissão, a frequência do sistema cai progressivamente até que o equilíbrio entre geração e carga seja restabelecido. Um procedimento para solucionar essa e outras consequências é realizar o corte da carga.

Através dele, é possível manter a rede em uma região segura de operação atendendo a demanda parcialmente. Diversos critérios podem ser aplicados para realizar esse procedimento e, nessa dissertação, consideram-se duas condições para isso:

- A geração disponível é inferior a carga sorteada. Esse caso independe do estado da transmissão e pode ser verificado assim que essas amostras forem definidas.
- As máquinas da barra swing injetam mais potência do que sua capacidade máxima. Esse caso é verificado após o cálculo do fluxo de potência, pois nele se determina a exigência de geração dessa barra. Essa

condição reflete a insuficiência de geração para compensar as perdas elétricas ou atender uma parte da carga.

Se a amostra do sistema se enquadra em um desses critérios, o corte de carga é realizado de forma proporcional em todos os pontos de carga. Assim, considerando que L é a carga total, a parcela de contribuição α_k da barra de carga k é dada por:

$$\alpha_k = \frac{L_k}{L} = \frac{L_k}{\sum_{k=1}^N L_k} \quad (3.7)$$

Sendo G a capacidade de geração disponível e P_{perdas} as perdas totais do sistema (essa é considerada apenas na segunda condição apresentada), a redução da carga considerada para a barra k é dada por:

$$L_{k,corte} = \alpha_k [(L + P_{perdas}) - G] \quad (3.8)$$

Assim, cada ponto de carga mantém sua proporção inicial na demanda total do sistema. Se esse procedimento foi necessário, então todas as unidades geradoras disponíveis serão requisitadas a injetarem seu máximo de potência. Porém, se a geração disponível é superior à carga total (questo importante para a confiabilidade do sistema), realiza-se outro procedimento operativo que é o despacho da geração.

O objetivo deste é determinar quais máquinas irão operar e qual será a injeção de potência de cada uma, de forma a atender a demanda do sistema. Diversos critérios podem ser utilizados, tais como custos de operação, custos e viabilidade de entrada e retirada, capacidade da máquina, entre outros.

Nessa dissertação, adota-se a ordem de mérito, baseada nos custos marginais de operação, para definir a prioridade entre as máquinas disponíveis. Dessa forma, as unidades com os menores custos em \$/MW serão despachadas primeiro, até que se atinja o equilíbrio entre carga e geração. As máquinas da barra *swing* são utilizadas para finalizar o balanço de potência do sistema, seja por compensação das perdas na transmissão ou para atender o fim de uma parcela da demanda.

3.3.2.3 Algoritmo da SMC para Estimativa de Risco

Para um sistema elétrico, um conjunto de variáveis aleatórias determinam os níveis de carga e a geração disponível (vetor \mathbf{Y}) e também a disponibilidade de elementos de transmissão (vetor \mathbf{B}), onde os vetores são regidos por funções de probabilidade $f(\cdot)$. Essas densidades são normais e discretas para os patamares de carga e são binomiais para as disponibilidades de geração e transmissão. A fazenda eólica considerada na rede é modelada através de funções de distribuição discretas, tanto para a velocidade do vento, que define a potência injetada pelo aerogerador, quanto para a quantidade de máquinas disponíveis.

Considera-se um fator de potência constante para os pontos de carga, ou seja, a demanda reativa é definida com base no sorteio da ativa. Também são removidos os limites de injeção reativa das unidades geradoras. Ressalta-se que essas simplificações não são necessárias para o funcionamento do algoritmo e quaisquer tipos de distribuições poderiam ser utilizadas nas amostras. Utilizando as equações não lineares do fluxo de potência, são calculados o vetor de estado \mathbf{X} (ângulos e magnitudes de tensão) e o vetor de saída \mathbf{Z} (fluxos de potência ativa e reativa nos ramos, etc.).

O objetivo é estimar a probabilidade de uma tensão ou um fluxo em um ramo estar fora de um limite pré-estabelecido, caracterizando uma subtensão em um barramento ou uma sobrecarga em um equipamento de transmissão. Também é estimado o valor esperado condicional (*VEC*) dessa superação operativa, ou seja, o quanto a variável se distanciou de seu limite. Conforme a Subseção 3.3.2.2, será efetuado o corte de carga se a capacidade de geração for inferior à demanda e os geradores serão despachados por ordem de mérito.

O fluxo de potência é resolvido por um método numérico iterativo que pode ou não convergir dependendo do estado amostrado da rede. Quando ocorre a não convergência, descartam-se adequadamente estes resultados. De forma a interromper o processo da SMC, são utilizados como critérios de convergência um número máximo de amostras ou o coeficiente de confiança β . Esse coeficiente é aplicado para o estimador da probabilidade $\widetilde{E}_u[H]$, na condição de ser menor ou igual a uma tolerância pré-determinada, por exemplo 1%. Para aumentar a

eficiência computacional, esses índices que verificam a convergência da SMC são calculados a cada N amostras, por exemplo $N = 1000$.

A partir dessas premissas, as seguintes etapas compõem o algoritmo da SMC para estimativa de eventos de risco com FPP:

- Passo 1.** Defina uma quantidade máxima de amostras N_{max} e um valor para a tolerância do coeficiente de confiança β_{tol} . Inicie o contador de amostras $i = 0$;
- Passo 2.** Faça $i = i + 1$. Sorteie uma amostra de patamares de carga e da disponibilidade de geração e transmissão Y_i e B_i a partir das funções $f(\cdot)$. Em caso de sistema eólico, sorteie um nível de vento;
- Passo 3.** Se a capacidade de geração amostrada for menor que a carga total do sistema, realize o procedimento de corte de carga;
- Passo 4.** Realize o procedimento de despacho de geração;
- Passo 5.** Calcule o fluxo de potência. Se convergido, prosseguir para o **Passo 6**. Se não convergido, descarte a amostra e volte ao **Passo 2**;
- Passo 6.** Se a geração da barra swing for maior que sua capacidade, realize o procedimento de corte de carga. Se for menor, proceder para o **Passo 7**;
- Passo 7.** Avalie as funções teste $H(Y_i, B_i)$ e $H_{VEC}(Y_i, B_i)$;
- Passo 8.** Avalie $\widetilde{E}_u[H]$, $\widetilde{E}_u[H_{VEC}]$, β e β_{VEC} . Se $\beta > \beta_{tol}$ ou $i < N_{max}$, retorne ao **Passo 2**. Caso contrário, proceder para o **Passo 9**;
- Passo 9.** Faça $P = \widetilde{E}_u[H]$ e $VEC = \widetilde{E}_u[H_{VEC}]$.

3.4

Simulação de Monte Carlo com Entropia Cruzada

A SMC é um método que não necessita de simplificações e limitações, sendo flexível e preciso para estudos probabilísticos de redes elétricas. Ela se baseia em amostrar um grande espaço de estados possíveis de um sistema, conferindo a cada sorteio a resposta do mesmo. Para problemas de grande porte e eventos alvo muito raros, o esforço computacional desse método aumenta consideravelmente. Ressalta-se que não se sabe, *a priori*, a raridade do evento procurado.

Devido a isso, muitas amostras podem ser necessárias para garantir resultados precisos com um certo grau de confiança. Com o objetivo de estimar os

índices de probabilidade e de valor esperado condicional em eventos de risco de forma prática, faz-se necessário investigar técnicas que permitam reduzir o tempo computacional mantendo as vantagens da SMC. Nesse contexto, surgem as técnicas de redução de variância como metodologias para reduzir a variância da variável aleatória de interesse, sem alterar o valor esperado.

Com a aplicação delas, é possível obter o mesmo grau de confiança com um menor número de amostras ou uma maior precisão para uma mesma quantidade de amostras [101]. Nesta seção, a amostragem por importância e o método da entropia cruzada são apresentados. Também é descrita a formulação do problema de FPP, integrando a SMC com o CE para sua resolução.

3.4.1 Técnicas de Redução de Variância

As TRV são metodologias que utilizam a informação conhecida de um sistema para definir estimadores mais eficientes do seu comportamento [4]. Para executar isso, elas distorcem as distribuições de probabilidade das variáveis de entrada para obter, com maior frequência, as amostras que façam a rede operar dentro da região onde se encontra o evento alvo. Quanto mais informações estiverem disponíveis para o sistema, mais efetiva será a distorção. Para que o estimador não seja tendencioso, é necessário compensar a distorção produzida. Assim, é possível reduzir o número de amostras necessário para convergência da SMC.

Dentre as TRV, destacam-se as de amostragem por importância que possuem a seguinte formulação, apresentada em [4]. Seja l o comportamento de um sistema probabilístico:

$$l = E_f[H(\mathbf{X})] = \int H(x)f(x) \quad (3.9)$$

onde H é uma função conhecida e $f(\cdot)$ é a função densidade de probabilidade de \mathbf{X} .

Considere outra função $g(\cdot)$ tal que, quando $H(x)f(x) = 0$, tem-se $g(x) = 0$. Assim:

$$l = \int H(x) \frac{f(x)}{g(x)} g(x) dx = E_g \left[H(\mathbf{X}) \frac{f(\mathbf{X})}{g(\mathbf{X})} \right] \quad (3.10)$$

onde o subscrito g evidencia que o valor esperado é em relação a g , que é a distribuição de amostragem por importância.

Se \mathbf{X} é um conjunto de amostras independentes e distribuídas de forma idêntica da função $g(\cdot)$, pode-se definir o estimador não tendencioso \hat{l} como:

$$\hat{l} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i) \frac{f(\mathbf{X}_i)}{g(\mathbf{X}_i)} \quad (3.11)$$

onde \hat{l} é definido como o estimador por amostragem por importância e a função de verossimilhança W é definida por:

$$W(x) = \frac{f(x)}{g(x)} \quad (3.12)$$

A nova distribuição definida pela IS é o ponto chave para o sucesso desse método [4]. Para minimizar a variância do estimador \hat{l} , o seguinte problema de otimização deve ser solucionado:

$$\min_{g(\cdot)} \text{Var}_g H(\mathbf{X}) \frac{f(\mathbf{X})}{g(\mathbf{X})} \quad (3.13)$$

Sendo a resolução dele dada por [5]:

$$g^*(x) = \frac{|H(x)|f(x)}{\int |H(x)|f(x)dx} \quad (3.14)$$

Se $H(\cdot)$ for maior ou igual a zero, então:

$$g^*(x) = \frac{H(x)f(x)}{l} \quad (3.15)$$

Com isso, a variância de \hat{l} é zero. Porém, essa solução depende de conhecer, *a priori*, o valor de l , que é justamente o resultado procurado no processo de estimação não tendenciosa. Alguns métodos [51, 103] foram propostos para

solucionar esse problema de determinação da função $g^*(x)$. Dentre eles, o método da entropia cruzada é destacado e abordado na próxima subseção.

3.4.2 Entropia Cruzada

Uma estratégia para minimizar a variância do estimador de amostragem por importância é utilizando a função Kullback-Leibler (função de entropia cruzada), originalmente desenvolvida para estimar eventos raros [57]. Com ela, busca-se encontrar os parâmetros que sejam capazes de minimizar a “distância” entre a distribuição otimizada de variância nula e a distribuição da IS.

Seja $\{f(\cdot; \mathbf{u})\}$ a família de distribuições originais do vetor \mathbf{X} na Equação (3.9) e $g(\cdot)$ as novas distribuições pertencentes a família de funções $\{f(\cdot; \mathbf{v})\}$. Para que a distância entre $g^*(\cdot)$ e $f(\cdot; \mathbf{v})$ seja mínima, ou seja, $g = f(\cdot; \mathbf{v})$, deve-se definir o vetor de parâmetros de referência \mathbf{v} . Nesse caso, o estimador com verossimilhança é dado por:

$$\hat{l} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i) W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}) \quad (3.16)$$

E a função de verossimilhança é:

$$W(\cdot; \mathbf{u}, \mathbf{v}) = \frac{f(\cdot; \mathbf{u})}{f(\cdot; \mathbf{v})} \quad (3.17)$$

Encontrar a distribuição de amostragem por importância é equivalente a determinar o parâmetro de referência \mathbf{v} ótimo que minimize a variância:

$$\min_{\mathbf{v}} \text{Var}_{\mathbf{v}} H(\mathbf{X}) W(\mathbf{X}; \mathbf{u}, \mathbf{v}) \quad (3.18)$$

A entropia cruzada de Kullback-Leibler pode ser utilizada para solucionar esse problema, pois o objetivo é minimizar a distância entre $g^*(\cdot)$ e $f(\cdot; \mathbf{v})$. Esse método fornece uma medida de distância entre duas funções de densidade através de:

$$\begin{aligned}
D(g, f) &= E_g \left[\ln \left(\frac{g(\mathbf{X})}{f(\mathbf{X})} \right) \right] \\
&= \int g(x) \ln(g(x)) dx - \int g(x) \ln(f(x)) dx
\end{aligned} \tag{3.19}$$

Encontrar $g = f(\cdot; \mathbf{v})$ se resume em definir um valor para \mathbf{v} , de forma que minimize o segundo termo integral da Equação (3.19). Isso resulta em:

$$\max_{\mathbf{v}} \int g^*(x) \ln(f(x; \mathbf{v})) dx \tag{3.20}$$

Em [4], demonstra-se que a Equação (3.20) é equivalente ao problema de otimização:

$$\max_{\mathbf{v}} E_{\mathbf{w}} [H(\mathbf{X})W(\mathbf{X}; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \ln(f(\mathbf{X}; \mathbf{v}))] \tag{3.21}$$

Em (3.21), utiliza-se novamente a amostragem por importância com mudança de medida $f(\cdot; \mathbf{w})$, para qualquer parâmetro de referência \mathbf{w} . A Equação (3.21) pode ser resolvida por sua contraparte estocástica:

$$\max_{\mathbf{v}} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i)W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \ln(f(\mathbf{X}_i; \mathbf{v})) \tag{3.22}$$

onde $\mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_N$ é uma amostra aleatória de $f(\cdot; \mathbf{w})$.

Em aplicações comuns, a solução é obtida [5] com:

$$\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i)W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \nabla \ln(f(\mathbf{X}_i; \mathbf{v})) = 0 \tag{3.23}$$

onde o gradiente é definido em relação ao parâmetro \mathbf{v} .

A Equação (3.22) define um problema de difícil solução, dependendo da raridade do evento alvo. Para contornar isso, um algoritmo em duas etapas pode ser implementado [4, 5]. Ele consiste em escolher uma distribuição para amostragem \mathbf{v} que substitua \mathbf{u} , iniciada com parâmetro \mathbf{v}_t e um valor de nível alvo γ_t , sendo atualizada a cada iteração t até encontrar o parâmetro ótimo \mathbf{v} que reduza a raridade do evento procurado.

O processo se inicia adotando-se um parâmetro de raridade ρ , na ordem de 0,1 a 0,01. Ele determina a atualização de γ_t a partir do $(1 - \rho)$ quantil de um evento alvo $S(\mathbf{X})$. Para a estimativa de probabilidade de eventos raros, o objetivo é amostrar com mais frequência os sorteios onde $S(\mathbf{X}) \geq \gamma$, sob $f(\cdot; \mathbf{v})$, e assim determinar:

$$l = P_{\mathbf{v}}[S(\mathbf{X}) \geq \gamma] = E_{\mathbf{v}}[H(\mathbf{X})] = E_{\mathbf{v}}[I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}}] \quad (3.24)$$

onde a função lógica $I(\cdot)$ é um índice de adequação da amostra que possui o mesmo comportamento definido para $H(\cdot)$ na Subseção 3.3.2.1.

O algoritmo multinível é realizado através de:

Etapa 1. Atualização de γ_t : Seja $\mathbf{v}_0 = \mathbf{u}$. Para $t = 1$ e \mathbf{v}_{t-1} , γ_t é o $(1 - \rho)$ quantil de $S(\mathbf{X})$, obtido através das amostras $\mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_N$ de $f(\cdot; \mathbf{v}_{t-1})$ e ordenado do menor ao maior. O estimador de γ_t é:

$$\hat{\gamma}_t = S_{[(1-\rho)N]} \quad (3.25)$$

Etapa 2. Atualização de \mathbf{v}_t : Com \mathbf{v}_{t-1} e γ_t definidos, \mathbf{v}_t é obtido por:

$$\max_{\mathbf{v}} E_{\mathbf{v}_{t-1}} I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \hat{\gamma}_t\}} W(\mathbf{X}; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1}) \ln(f(\mathbf{X}; \mathbf{v})) \quad (3.26)$$

A Equação (3.26) pode ser solucionada analiticamente quando f pertence à família de distribuições exponenciais (normais e binomiais) e discretas. O Apêndice A apresenta a solução para essas distribuições que foram utilizadas nessa dissertação. Como apresentado na Subseção 2.5.1, as binomiais podem ser utilizadas para representar a disponibilidade de máquinas e equipamentos. As normais e discretas podem ser aplicadas para definir a incerteza de cargas.

Para evitar a ocorrência de zeros e uns, que impede o processo de atualização do vetor \mathbf{v}_t , pode-se utilizar um parâmetro de suavização α no processo. Ele é aplicado através de:

$$\mathbf{v}_t = \alpha \mathbf{v}_t + (1 - \alpha)\mathbf{v}_{t-1} \quad (3.27)$$

3.4.3 Fluxo de Potência Probabilístico com Entropia Cruzada

Consideram-se as mesmas premissas estabelecidas na Subseção 3.3.2 para a estimativa de probabilidade e valor esperado condicional (*VEC*) de um evento alvo em um sistema elétrico, como uma tensão ou um fluxo em um ramo, estar fora de um limite pré-estabelecido. O objetivo dessa dissertação é combinar a simulação Monte Carlo e a amostragem por importância via entropia cruzada para aumentar a eficiência computacional desse processo, com garantia da precisão dos resultados.

A metodologia é dividida em duas partes: (i) pré-simulação para determinar as novas distribuições por amostragem por importância com o método da entropia cruzada; e (ii) simulação Monte Carlo utilizando as distribuições atualizadas e compensação da função de verossimilhança.

Com o objetivo de estimar a probabilidade $l = P[S(\mathbf{Y}, \mathbf{B}) \geq \gamma]$ e o valor esperado condicional frente ao limite nominal de segurança $\gamma = S_{limite}$, utiliza-se uma versão do algoritmo para estimação de eventos raros com aplicação da entropia cruzada [3, 4]. Ele é apresentado a seguir, onde os Passos 1 a 5 são da Etapa 1 e os Passos 6 e 7 são da Etapa 2:

- Passo 1.** Defina $\hat{\mathbf{v}}_0 = \mathbf{u}$. Inicie o contador de iterações em $t = 1$ e defina N_{CE} como o número de amostras a ser utilizado em cada iteração;
- Passo 2.** A partir da família $\{f(\cdot; \hat{\mathbf{v}}_{t-1})\}$, gere uma amostra $\mathbf{Y}_1, \dots, \mathbf{Y}_{N_{CE}}$ e $\mathbf{B}_1, \dots, \mathbf{B}_{N_{CE}}$;
- Passo 3.** Avalie $S(\mathbf{Y}, \mathbf{B})$ e coloque em ordem crescente. Avalie $\hat{\gamma}_t = S_{[(1-\rho)N_{CE}]}$. Se $\hat{\gamma}_t \geq \gamma$, então $\hat{\gamma}_t = \gamma$;
- Passo 4.** Utilize a amostra $\mathbf{Y}_1, \dots, \mathbf{Y}_{N_{CE}}$ e $\mathbf{B}_1, \dots, \mathbf{B}_{N_{CE}}$ para solucionar o problema de otimização estocástica da Equação (3.22) e definir a atualização do parâmetro $\hat{\mathbf{v}}_t$;
- Passo 5.** Se $\hat{\gamma}_t < \gamma$, faça $t = t + 1$ e retorne ao **Passo 2**. Caso contrário, prossiga para o **Passo 6**;

Passo 6. Avalie a estimativa de l através da SMC com estimador de verossimilhança:

$$\hat{P} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) \geq \gamma\}} W(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i; \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_T) \quad (3.28)$$

$$V\hat{E}C = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H_{\{S(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i) \geq \gamma\}} W(\mathbf{Y}_i, \mathbf{B}_i; \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_T) \quad (3.29)$$

onde T é a iteração final, $t = T$ e $I(\cdot)$ e $H(\cdot)$ são a função teste de pertinência ao alvo e a função teste de valor condicional frente ao alvo, respectivamente;

Passo 7. Avalie β . Se $\beta > \beta_{tol}$ ou $i < N_{max}$, retorne ao **Passo 6**. Caso contrário, pare o algoritmo.

É importante esclarecer alguns pontos relevantes para o algoritmo:

- O vetor \mathbf{u} é composto por um conjunto de parâmetros que descrevem as distribuições originais: médias e desvios padrão para normais, indisponibilidade para binomiais e impulsos para discretas. Estes serão distorcidos para compor $\hat{\mathbf{v}}_T$.
- Na pré-simulação, deve-se garantir que existam N_{CE} amostras com fluxo de potência convergido.
- Nas etapas (i) e (ii), realizam-se os procedimentos de corte de carga, despacho de geração e avaliação da convergência do fluxo de potência. Eles são executados da mesma forma que foi apresentada Subseção 3.3.2. A etapa (ii) estima os índices analogamente, com a diferença do emprego da função de verossimilhança.
- A avaliação de $S(\mathbf{Y}, \mathbf{B})$ consiste em valores de fluxos aparentes em um ramo alvo ou de tensões em uma barra alvo.
- Dependendo da família de distribuições, soluciona-se a Equação (3.22) utilizando (A.1), (A.2), (A.3) ou (A.4), apresentadas no Apêndice A. Na atualização de $\hat{\mathbf{v}}_T$, pode-se utilizar o parâmetro de suavização α sendo diferente de 1.
- As distorções executadas na etapa (i) têm o objetivo de acelerar o processo da estimativa de probabilidade de ocorrência do evento alvo.

Devido a isso, o coeficiente de variação do Passo 7 somente é monitorado para o estimador da probabilidade.

- Em problemas multidimensionais, como os abordados nessa dissertação, pode ocorrer a degeneração da função de verossimilhança [104]. Ela é caracterizada pela evolução não monotonamente decrescente do coeficiente de variação β , sendo observados “saltos” na sua magnitude. Esse comportamento compromete a qualidade do resultado e torna o estimador por amostragem por importância da entropia cruzada não confiável.

3.5 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou o fluxo de potência probabilístico como uma ferramenta eficaz para estudos de estimativas de risco. O FPP é capaz de considerar a modelagem das incertezas inerentes a sistemas elétricos, tais como os patamares de carga e a disponibilidade da geração e da transmissão.

As metodologias de solução do FPP por simulação são precisas e não requerem simplificações, permitindo utilizar estratégias de operação (como corte de carga e despacho de geração) e as equações não lineares do FP. Elas podem ser aplicadas tanto para a estimativa da distribuição, quanto para a estimativa dos índices de risco (e.g., probabilidade e valores esperados condicionais). Como não se sabe, *a priori*, a raridade do evento alvo, a exigência computacional dessa abordagem pode ser muito elevada, para uma tolerância de confiança especificada.

Nesse contexto, as técnicas de redução de variância foram introduzidas para aumentar a eficiência da SMC, mantendo a precisão e flexibilidade. Dentre as TRV, a amostragem por importância com entropia cruzada pode ser destacada. Sua adoção permite amostrar, com maior frequência, os estados do sistema que se encontram dentro da região do evento alvo, reduzindo custos computacionais.

No próximo capítulo, o método CE, combinado à SMC, é aplicado aos sistemas IEEE RTS 24 barras e 118 barras, a fim de estimar eventos de risco. A eficiência da SMC-CE é discutida diante da consideração de contingências aleatórias na transmissão e na geração e da inserção das energias renováveis intermitentes.

4 Simulações e Resultados

4.1 Introdução

Esse capítulo apresenta os resultados dos estudos realizados. Analisa-se o desempenho do método utilizado (SMC-CE) em eventos alvo (sobrecargas ou subtensões) selecionados nos sistemas IEEE RTS 79 e IEEE 118 barras. Consideram-se também versões modificadas com a inclusão de uma usina eólica. Além da sensibilidade frente a inserção das gerações intermitentes, é também analisado o impacto da consideração das incertezas na transmissão. A SMC foi utilizada de três formas:

- Determinação de um número fixo de amostras. Essa avaliação é chamada de SMC por amostragem fixa – SMC-AF. Nesse caso, pretende-se construir as curvas de densidade de probabilidade (histogramas) para as variáveis de saída de fluxo ou tensão. Quanto mais amostras forem avaliadas, maior será a precisão dos resultados. Mesmo assim, não é possível garantir essa precisão dentro de um intervalo de confiança escolhido. Pode-se avaliar os eventos com base nos histogramas de saída, porém as caudas dessas distribuições são sempre as regiões de menor precisão. Isso é um ponto negativo, pois essas áreas são as mais interessantes para os cálculos dos índices de risco.
- Determinação de um evento alvo e inclusão de critério de parada por convergência dentro de um limite de confiança ou por atingir um número máximo de amostras. Essa é a SMC em sua forma convencional para estimar a probabilidade de eventos.
- Combinação da SMC com o CE, denominada SMC-CE. Essa metodologia busca manter as qualidades da SMC, como a flexibilidade e a precisão, com melhoria do desempenho computacional, através da

definição de novas distribuições obtidas por amostragem por importância com o método da entropia cruzada.

As análises com a SMC-AF são úteis pois são normalmente utilizadas como forma geral de comparação para toda nova proposta de solução. Elas também servem para mapear, de uma forma geral e sem garantia de precisão, as ordens de grandeza das probabilidades de cada evento no sistema. Ao utilizar a SMC na sua forma convencional, obtém-se os resultados precisos do evento procurado. Por fim, com a SMC-CE busca-se obter resultados igualmente precisos com um tempo de simulação reduzido.

Para todos os sistemas estudados, são utilizadas distribuições discretas para modelar a disponibilidade das unidades de aerogeradores e seus estágios de potência. Distribuições binomiais são utilizadas para modelar a indisponibilidade dos elementos de transmissão e das unidades geradoras. Distribuições gaussianas e discretas são empregadas para modelar as incertezas de carga.

Para pontos de demanda, é considerado um fator de potência constante. Dessa forma, ao amostrar um valor para a carga de potência ativa, a de potência reativa é definida no mesmo barramento, assumindo total correlação. Ressalta-se que a ferramenta SMC permite o uso de distribuições diferentes para cada elemento que se modele uma incerteza. Utilizaram-se os recursos operativos de corte de carga (por insuficiência de geração) e despacho de geração por ordem de mérito em todas as simulações.

Para a SMC-AF, consideram-se números máximos de amostras de 5.000 e 100.000. As ferramentas SMC e SMC-CE são interrompidas quando o coeficiente de variação β_{tol} atinge 1% para as estimativas de probabilidade. Para a SMC-CE, são utilizados $N_{CE} = 10000$, $\rho = 0,01$ e $\alpha = 0,99$ em todas as simulações.

Os testes foram realizados em um computador com processador Intel Core i9-12900K 3,19 GHz. Utilizou-se a plataforma Matlab 2020.b com *seed* igual a 0 para geração dos números pseudo-aleatórios. Para os cálculos de fluxo de potência, empregou-se a ferramenta Matpower 7.1 [105], com tolerância de 10^{-4} pu para os resíduos e o número máximo de iterações igual a 10. Em todos os testes, os casos não convergentes e divergentes são descartados e representam menos de 0,4% das amostras.

4.2 Sistema de 24 Barras

A rede elétrica IEEE RTS 79 de 24 barras é utilizada em diversos estudos de sistemas de potência, incluindo os que abordam análises de confiabilidade. Os dados da rede são apresentados em [3, 106, 107]. O Apêndice B descreve os modelos estatísticos utilizados.

Foram consideradas duas configurações para a rede elétrica: Original e Eólico (inserção da usina eólica, conforme a Subseção 2.5.2). Foram realizados dois estudos de caso em cada configuração: (i) indisponibilidade da geração e (ii) indisponibilidade da geração e transmissão. Foram executadas simulações buscando os riscos para os eventos de subtensão na Barra 11 (valores abaixo de 0,95 pu) e de sobrecarga na Linha 8-9 (fluxos acima de 175 MVA).

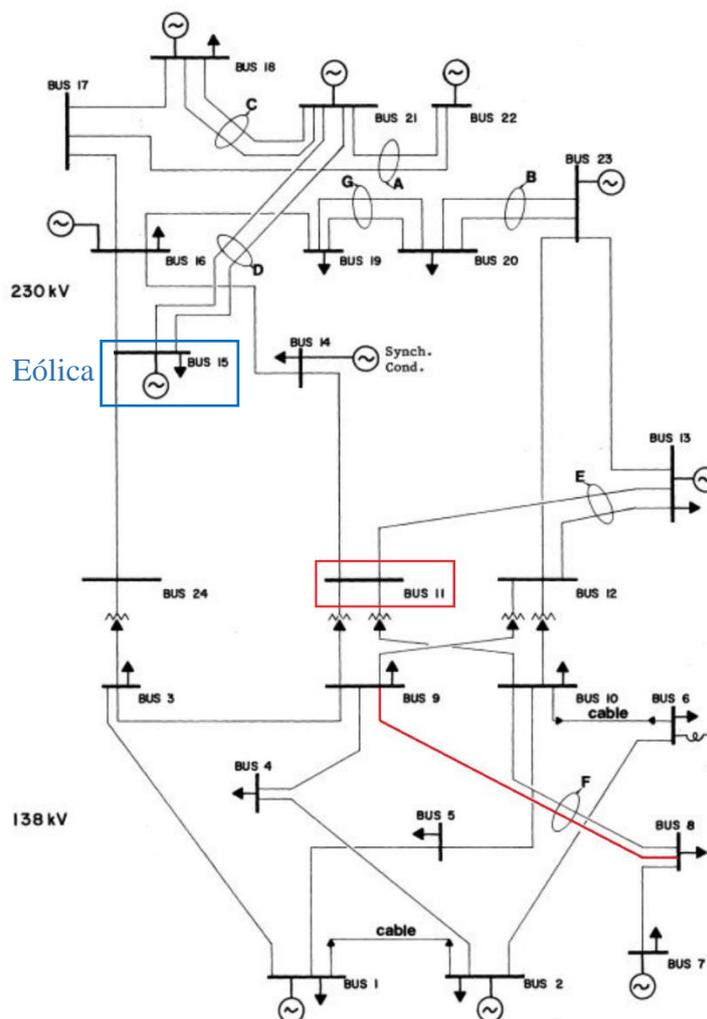


Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS 79 com destaque para a Barra 11 e a Linha 8-9.

As tabelas 3 e 4 apresentam os resultados para o risco de subtensão na Barra 11 e sobrecarga na Linha 8-9, respectivamente. Os tempos indicados para a SMC-CE já incluem a etapa de pré-simulação.

Nos casos analisados, houve uma evidente aceleração no processo de convergência do índice de risco sem perda de precisão com a utilização da entropia cruzada. A maior aceleração encontrada foi de 36 vezes para a subtensão na Barra 11 na Tabela 4.1(a). Observa-se que, quanto menor for a probabilidade do evento, maior será a influência do método CE. Ressalta-se que, *a priori*, o risco do evento não é conhecido. As simulações com SMC-AF evidenciam como, em eventos raros, os valores estimados não se encontram abaixo do limite do coeficiente de variação β_{TOL} definido em 1%.

Tabela 4.1 – Resultados para a estimativa de probabilidade de subtensão na Barra 11.

(a) Original com indisponibilidade da geração.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Volt (pu)
SMC-AF	5.000	6,8	0,1800	33,3033	3,30848E-06
SMC-AF	100.000	117,8	0,0840	10,9063	2,0514E-06
SMC	13.960.000	15.886,2	0,0716	1,0000	2,00759E-06
SMC-CE	341.000	439,0	0,0722	0,9986	2,04625E-06

(b) Original com indisponibilidade da geração e transmissão.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Volt (pu)
SMC-AF	5.000	6,5	0,4800	20,3634	1,81932E-05
SMC-AF	100.000	119,9	0,3290	5,5041	2,00229E-05
SMC	2.850.000	3.231,2	0,3498	0,9998	2,19649E-05
SMC-CE	326.000	419,3	0,3343	0,9986	2,11072E-05

(c) Eólico com indisponibilidade da geração.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Volt (pu)
SMC-AF	5.000	6,9	10,4400	4,1421	0,00259
SMC-AF	100.000	122,1	10,2290	0,9368	0,00254
SMC	88.000	109,7	10,2170	0,9993	0,00255
SMC-CE	67.000	85,7	10,1041	0,9969	0,00253

(d) Eólico com indisponibilidade da geração e transmissão.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Volt (pu)
SMC-AF	5.000	7,0	10,4400	4,1421	0,00258
SMC-AF	100.000	123,5	10,3480	0,9308	0,00253
SMC	87.000	104,9	10,3345	0,9986	0,00254
SMC-CE	71.000	90,4	10,0918	0,9957	0,00249

Tabela 4.2 – Resultados para a estimativa de probabilidade de sobrecarga na Linha 8-9.

(a) Original com indisponibilidade da geração.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Fluxo (MVA)
SMC-AF	5.000	6,8	0,2000	31,5911	0,01731
SMC-AF	100.000	117,8	0,1450	8,2985	0,01036
SMC	7.077.000	7.972,6	0,1411	0,9999	0,01036
SMC-CE	173.000	252,7	0,1416	0,9972	0,01052

(b) Original com indisponibilidade da geração e transmissão.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Fluxo (MVA)
SMC-AF	5.000	6,5	0,2000	31,5911	0,01731
SMC-AF	100.000	119,9	0,1470	8,2418	0,01108
SMC	7.001.000	8.314,6	0,1426	1,0000	0,01111
SMC-CE	196.000	269,2	0,1410	0,9984	0,01131

(c) Eólico com indisponibilidade da geração.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Fluxo (MVA)
SMC-AF	5.000	6,9	0,1800	33,3033	0,01476
SMC-AF	100.000	122,1	0,1490	8,1862	0,01196
SMC	6.707.000	7.921,6	0,1489	0,9999	0,01392
SMC-CE	509.000	619,1	0,1506	0,9996	0,01414

(d) Eólico com indisponibilidade da geração e transmissão.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Fluxo (MVA)
SMC-AF	5.000	7,0	0,1800	33,3033	0,01476
SMC-AF	100.000	123,5	0,1480	8,2139	0,01159
SMC	6.617.000	8.210,1	0,1509	1,0000	0,01461
SMC-CE	504.000	609,6	0,1507	0,9992	0,01473

Percebe-se que a consideração de contingências na transmissão afetou mais a probabilidade de subtensão na Barra 11 do que a de sobrecarga na Linha 8-9. As incertezas na transmissão aumentam a dimensão estatística do problema, mas foi adequadamente lidada pelo método CE.

A inserção da usina eólica afetou mais a probabilidade da subtensão do que da sobrecarga nos elementos analisados. Observa-se, na Tabela 4.1(c), que a probabilidade de subtensão se torna menos rara e, conseqüentemente, o desempenho da SMC-CE se aproxima da SMC convencional; ambas com baixo número de amostras e tempos computacionais. Ao considerar a incerteza da transmissão na Tabela 4.1(d), a probabilidade em relação a Tabela 4.1(c) se manteve na mesma ordem de grandeza, pois o evento já não era mais raro.

Em relação à Tabela 4.2(c) e (d), nota-se que a SMC-CE requereu mais amostras com a usina eólica presente, mesmo com valores similares de

probabilidade. Neste caso, os 235 aerogeradores representados por uma distribuição discreta de 34 estágios influenciaram no desempenho da metodologia, devido ao elevado número de impulsos que são distorcidos pelo método CE. Ainda assim, o bom desempenho do método em relação à SMC é preservado.

A Figura 4.2 apresenta o histograma das tensões na Barra 11, referente à Tabela 4.1(a), para a SMC (esquerda) e a SMC-CE (direita). A Figura 4.3 faz o mesmo para os fluxos na Linha 8-9, referente à Tabela 4.2(d). É possível observar como as distorções das probabilidades de entrada afetam a variável de saída, fazendo com que o evento alvo seja amostrado mais frequentemente. Tal tendência, adicionada pela etapa de pré-simulação, é removida durante a etapa de SMC-CE, utilizando-se a razão de verossimilhança no estimador.

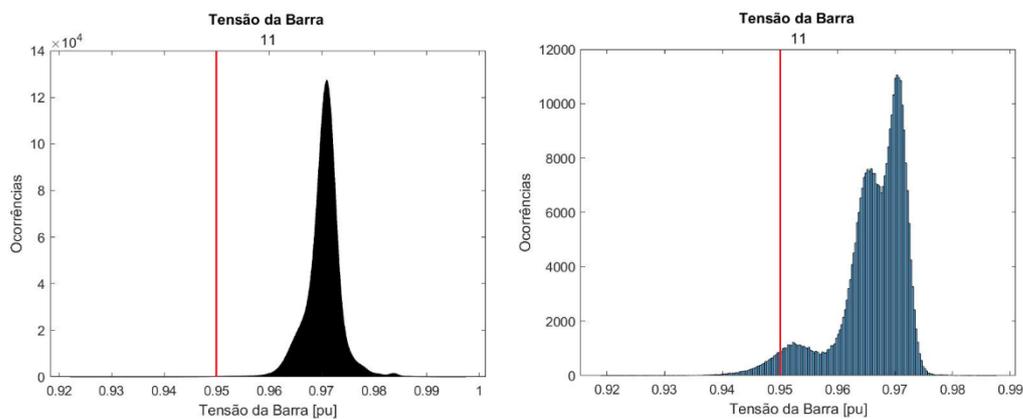


Figura 4.2 – Histograma da tensão na Barra 11 para o sistema original com indisponibilidade da geração: SMC (esquerda) e SMC-CE (direita).

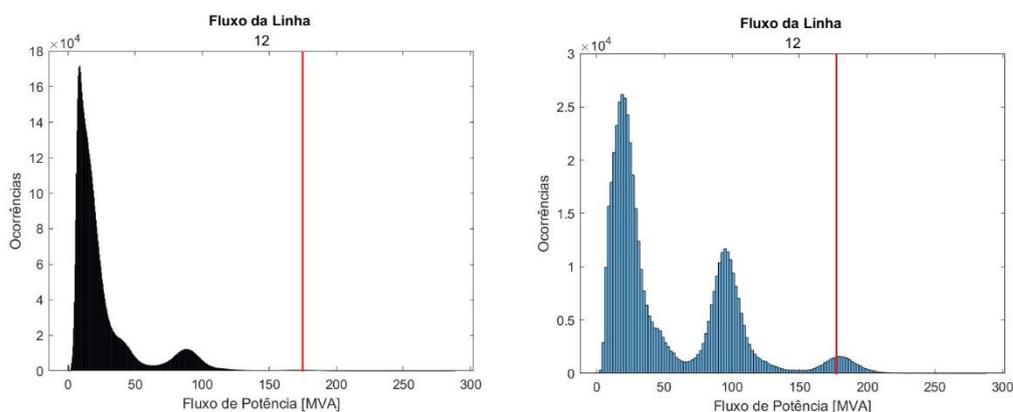


Figura 4.3 – Histograma do fluxo na Linha 8-9 para o sistema eólico com indisponibilidade da geração e transmissão: SMC (esquerda) e SMC-CE (direita).

As distorções executadas, para o caso da Tabela 4.2(d) (fluxos na Linha 8-9), são apresentadas na Figura 4.4 (geração), na Figura 4.5 (carga) e na Figura 4.6 (transmissão). A porcentagem acima das barras nos gráficos indica a diferença percentual entre os valores absolutos da geração ou carga esperada.

A maior distorção causada na geração é na Barra 7, tendo sua magnitude reduzida. Isso direciona o atendimento da carga na Barra 8 através das linhas 8-9 e 8-10, reduzindo a potência entregue pela Linha 7-8. Com a redução na Barra 7, o método aumentou as gerações de barras mais distantes, como a 18 e 21.

As cargas das barras 7 e 8 aumentaram e a indisponibilidade da Linha 8-9 foi praticamente a zero no processo de distorção. Isso é condizente, pois aumentar essas demandas eleva o fluxo na linha estudada enquanto reduzir a chance de falha da mesma mantém ela operando em praticamente todas as amostras.

Alguns circuitos do sistema também tiveram sua indisponibilidade quase zerada, como os circuitos 4-9, 9-11 e 9-12. Já outras sofreram com o aumento dessa probabilidade, como os circuitos 8-10, 10-11 e 10-12. Essas distorções contribuíram para o atendimento da carga na Barra 8 através dos circuitos conectados na Barra 9, no lugar dos presentes na Barra 10.

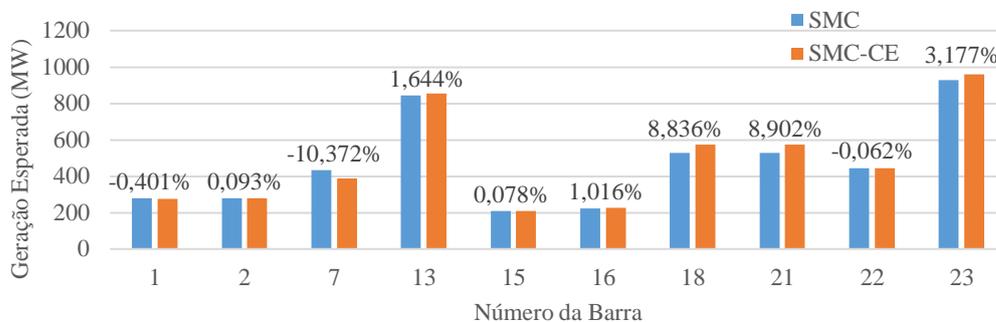


Figura 4.4 – Comparação entre as gerações esperadas para o caso da Tabela 4.2(d).

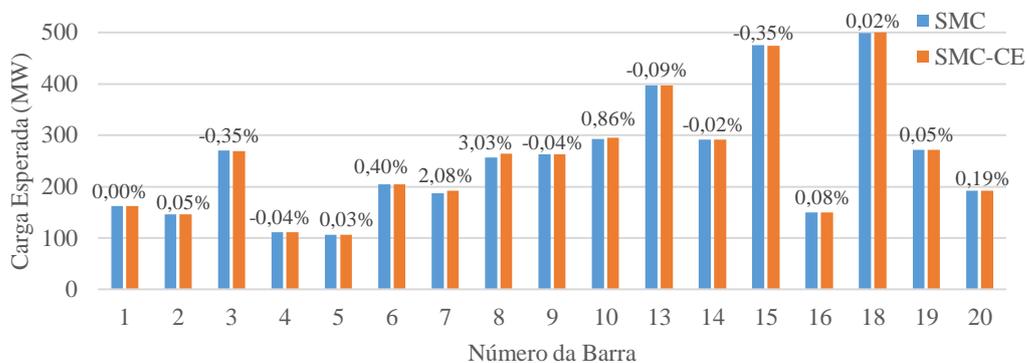


Figura 4.5 – Comparação entre as cargas esperadas para o caso da Tabela 4.2(d).

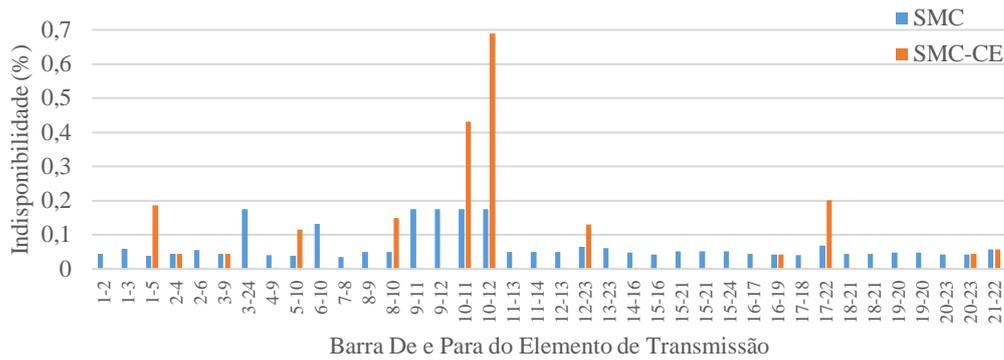
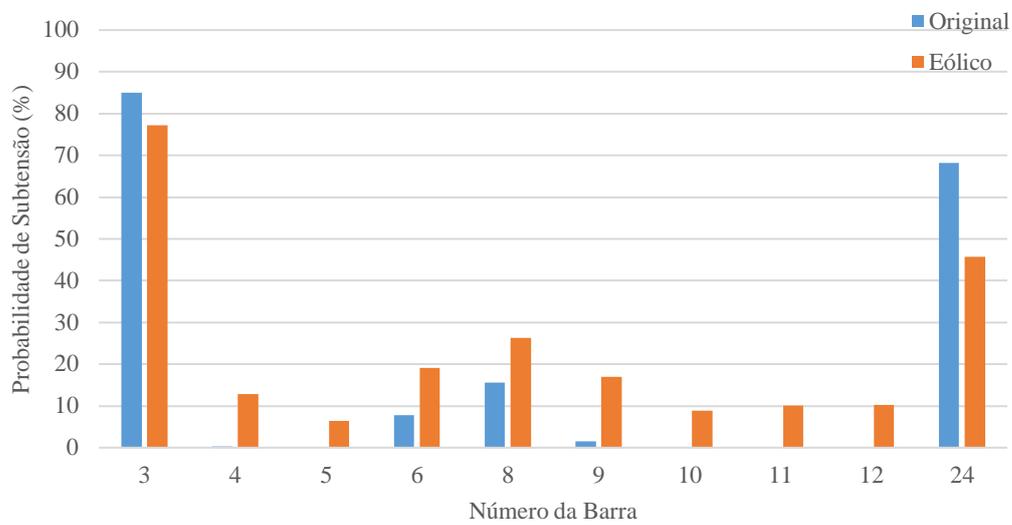


Figura 4.6 – Comparação entre as indisponibilidades dos elementos de transmissão para o caso da Tabela 4.2(d).

É possível utilizar a SMC-AF para observar o provável impacto da inserção de fontes renováveis intermitentes e da consideração das incertezas na transmissão em um sistema. Nessa análise, mapeia-se de uma forma geral e sem garantia de precisão, as ordens de grandeza das probabilidades de cada evento no sistema. Quanto mais amostras forem utilizadas, maior será a qualidade do resultado (menor o coeficiente de variação associada à variável estimada). Nos casos analisados, utilizaram-se 2.000.000 amostras. A Figura 4.7 apresenta os resultados mais relevantes para os eventos de subtensão nas barras, enquanto a Figura 4.8 faz o mesmo para a sobrecarga nos circuitos.

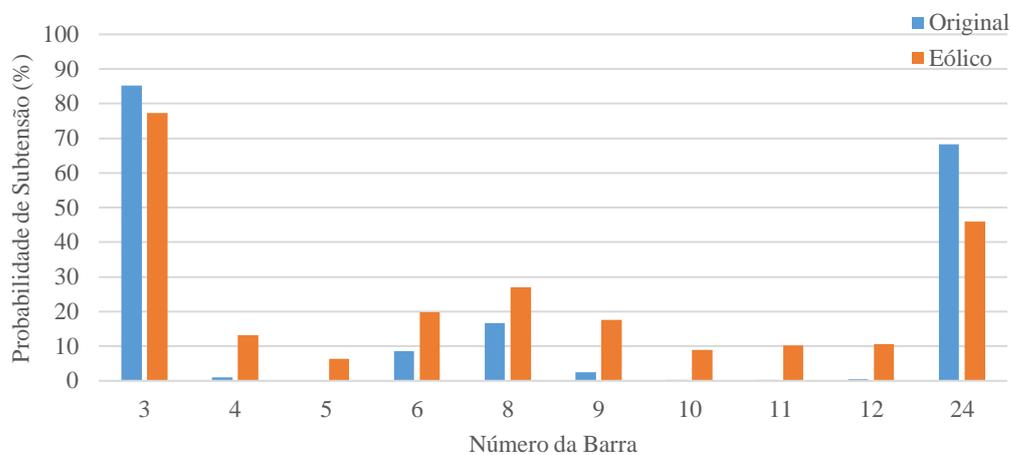
Os resultados indicam que a inserção da usina eólica, substituindo a geração síncrona da Barra 15, aumentou a probabilidade de quase todos os eventos. Porém, alguns deles apresentaram redução da chance de ocorrência. Assim, a consideração da penetração das renováveis é de grande importância em análises de risco. Fatores como a localização da geração intermitente, a capacidade instalada e a potência entregue pela fonte (vento ou sol) impactam diretamente na influência desse tipo de geração na confiabilidade da rede. Em geral, as incertezas na transmissão aumentam as probabilidades dos eventos.



* Diferença máxima absoluta de 22,4874% ocorreu na Barra 24.

* Diferença média de 11,5419% entre as barras.

(a) Com indisponibilidade da geração.

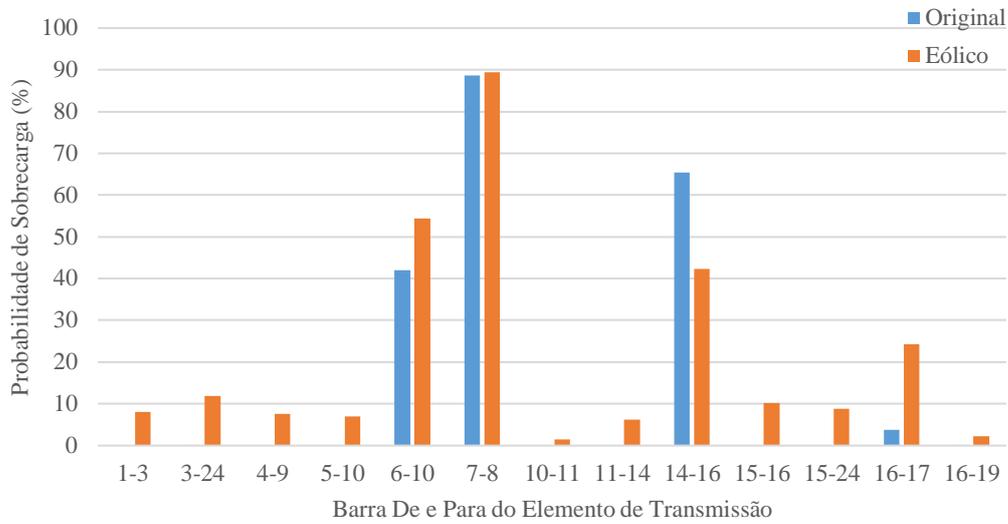


* Diferença máxima absoluta de 22,29% ocorreu na Barra 24.

* Diferença média de 11,3727% entre as barras.

(b) Com indisponibilidade da geração e transmissão.

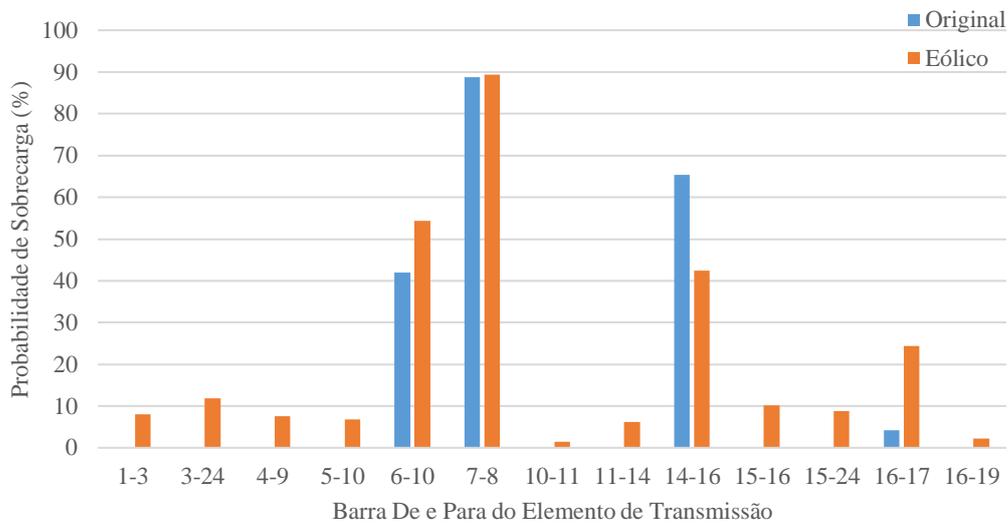
Figura 4.7 – Comparação entre as probabilidades dos eventos de subtenção nas barras para o sistema original e eólico na SMC-AF com 2.000.000 de amostras.



* Diferença máxima absoluta de 23,0951% ocorreu na Linha 14-16.

* Diferença média de 9,2431% entre os circuitos.

(a) Com indisponibilidade da geração.



* Diferença máxima absoluta de 23,0358% ocorreu na Linha 14-16.

* Diferença média de 9,1672% entre os circuitos.

(b) Com indisponibilidade da geração e transmissão.

Figura 4.8 – Comparação entre as probabilidades dos eventos de sobrecarga nos circuitos para o sistema original e eólico na SMC-AF com 2.000.000 de amostras.

4.3 Sistema de 118 Barras

A rede elétrica IEEE 118 barras possui uma dimensão maior de espaço de estados. As análises nesse sistema permitem observar o desempenho da metodologia em problemas com maiores quantidades de elementos. Os dados da rede são encontrados em [3, 108]. O Apêndice C apresenta os modelos estatísticos utilizados.

Foram executadas simulações buscando os riscos para os eventos de subtensão na Barra 82 (valores abaixo de 0,95 pu) e de sobrecarga na Linha 74-75 (fluxos acima de 106 MVA). Essas análises consideraram duas configurações para a rede elétrica: Original e Eólico (inserção da usina eólica, conforme a Subseção 2.5.2). Em cada configuração, dois estudos foram realizados: (i) indisponibilidade da geração e (ii) indisponibilidade da geração e transmissão.

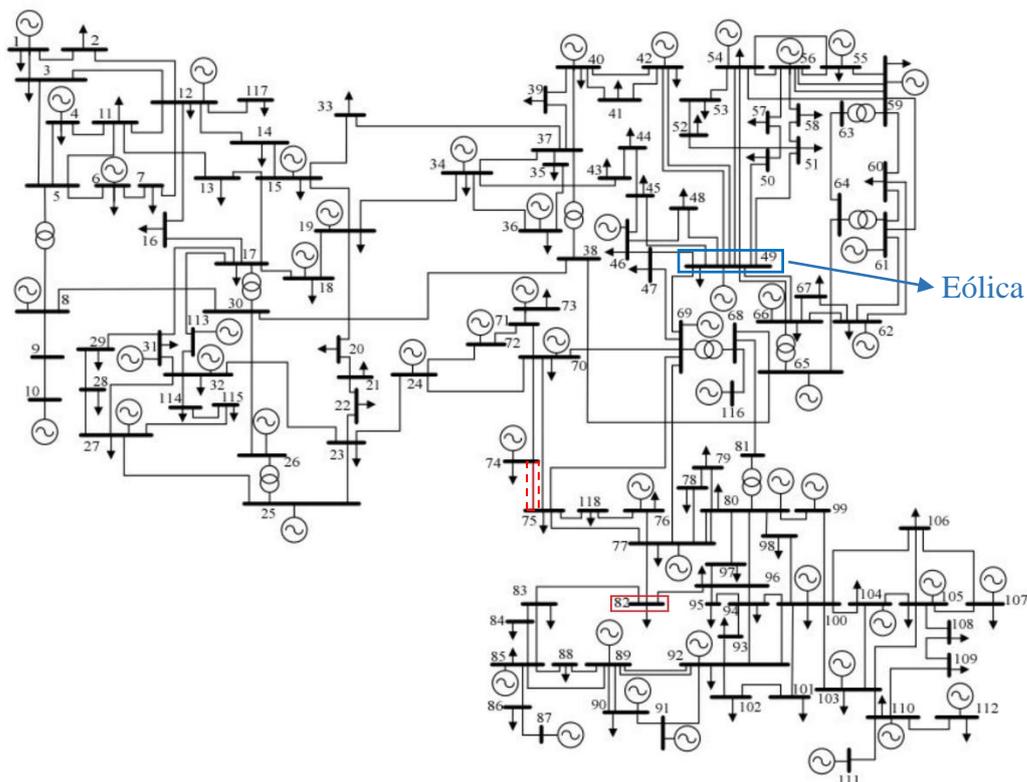


Figura 4.9 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 118 barras com destaque para a Barra 82 e a Linha 74-75.

As tabelas 5 e 6 apresentam os resultados para o risco de subtensão na Barra 82 e sobrecarga na Linha 74-75, respectivamente. Os tempos indicados para a SMC-CE já incluem a etapa de pré-simulação.

Mesmo com um sistema mais complexo, o método foi bem sucedido em acelerar o processo de convergência do índice de risco, mantendo a precisão dos resultados. A maior aceleração foi na ordem de 10 vezes para a sobrecarga na Linha 74-75, tanto na Tabela 4.4(a) quanto na Tabela 4.4(c). Observa-se o comportamento de que, quanto menor for a probabilidade do evento, maior será a influência do método CE. Também é evidente nas simulações com SMC-AF, em eventos raros, que os valores estimados não se encontram abaixo do limite do coeficiente de variação β definido em 1%.

Tabela 4.3 – Resultados para a estimativa de probabilidade de subtensão na Barra 82.

(a) Original com indisponibilidade da geração.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Volt (pu)
SMC-AF	5.000	17,1	2,2000	9,4292	7,02348E-06
SMC-AF	100.000	334,7	2,2210	2,0982	7,75015E-06
SMC	440.000	1.383,8	2,2259	0,9992	7,40173E-06
SMC-CE	37.000	194,4	2,1622	0,9980	6,65251E-06

(b) Original com indisponibilidade da geração e transmissão.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Volt (pu)
SMC-AF	5.000	19,6	12,6800	3,7112	0,00094
SMC-AF	100.000	378,1	12,3470	0,8426	0,00089
SMC	71.000	248,5	12,3958	0,9977	0,00089
SMC-CE	36.000	171,4	11,6417	0,9896	0,00083

(c) Eólico com indisponibilidade da geração.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Volt (pu)
SMC-AF	5.000	18,6	1,6200	11,0207	1,6287E-05
SMC-AF	100.000	367,3	1,5340	2,5336	1,57136E-05
SMC	638.000	2.216,1	1,5440	0,9997	1,70505E-05
SMC-CE	390.000	1.444,1	1,5225	0,9996	1,54972E-05

(d) Eólico com indisponibilidade da geração e transmissão.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Volt (pu)
SMC-AF	5.000	20,9	11,8200	3,8627	0,00091
SMC-AF	100.000	403,9	11,1540	0,8925	0,00085
SMC	80.000	309,2	11,1325	0,9989	0,00085
SMC-CE	51.000	253,6	10,3913	0,9962	0,00080

Tabela 4.4 – Resultados para a estimativa de probabilidade de sobrecarga na Linha 74-75.

(a) Original com indisponibilidade da geração.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Fluxo (MVA)
SMC-AF	5.000	17,1	0,6000	18,2026	0,01225
SMC-AF	100.000	334,7	0,5470	4,2640	0,01834
SMC	1.848.000	6.432,9	0,5383	1,0000	0,01723
SMC-CE	158.000	564,8	0,5301	0,9975	0,01733

(b) Original com indisponibilidade da geração e transmissão.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Fluxo (MVA)
SMC-AF	5.000	19,6	3,6000	7,3182	0,74530
SMC-AF	100.000	378,1	3,4390	1,6757	0,75815
SMC	284.000	1.216,2	3,4120	0,9984	0,74883
SMC-CE	114.000	441,0	3,2511	0,9984	0,71541

(c) Eólico com indisponibilidade da geração.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Fluxo (MVA)
SMC-AF	5.000	18,6	0,3200	24,9600	0,01024
SMC-AF	100.000	367,3	0,3050	5,7172	0,01364
SMC	3.329.000	11.562,9	0,2995	1,0000	0,01407
SMC-CE	317.000	1.203,9	0,2945	0,9995	0,01390

(d) Eólico com indisponibilidade da geração e transmissão.

Tipo	Amostras	Tempo (s)	P (%)	β (%)	Δ Fluxo (MVA)
SMC-AF	5.000	20,9	3,2600	7,7039	0,67688
SMC-AF	100.000	403,9	2,9700	1,8075	0,66298
SMC	320.000	1.213,5	3,0303	1,0000	0,66795
SMC-CE	121.000	516,0	2,9008	0,9995	0,63733

A consideração de contingências na transmissão afetou quase igualmente a probabilidade de subtensão na Barra 82 e de sobrecarga na Linha 74-75. Observa-se, nas duas tabelas, que a probabilidade do evento se torna menos rara. Ainda assim, o desempenho da SMC-CE foi, aproximadamente, 2 vezes mais rápido que o da SMC convencional. Dessa forma, o método CE conseguiu lidar com o aumento na dimensão estatística do problema, devido às incertezas na transmissão.

A inserção da usina eólica também afetou igualmente a probabilidade dos eventos analisados, dessa vez aumentando a raridade deles. No caso da subtensão da Barra 82 da Tabela 4.3(c), a SMC-CE requereu mais amostras com a usina eólica presente, mesmo com valores menores de probabilidade. Neste caso, os 225 aerogeradores representados por uma distribuição discreta de 33 estágios influenciaram no desempenho da metodologia, devido ao elevado número de

impulsos que são distorcidos pelo método CE. Ainda assim, existe um bom desempenho do método em relação à SMC convencional.

A Figura 4.10 apresenta o histograma das tensões na Barra 82, referente à Tabela 4.3(a), para a SMC (esquerda) e a SMC-CE (direita). A Figura 4.11 faz o mesmo para os fluxos na Linha 74-75, referente à Tabela 4.4(c). É possível observar como as distorções das probabilidades de entrada afetam a variável de saída, fazendo com que o evento alvo seja amostrado mais frequentemente. Tal tendência, adicionada pela etapa de pré-simulação, é removida durante a etapa de SMC-CE, utilizando-se a razão de verossimilhança no estimador.

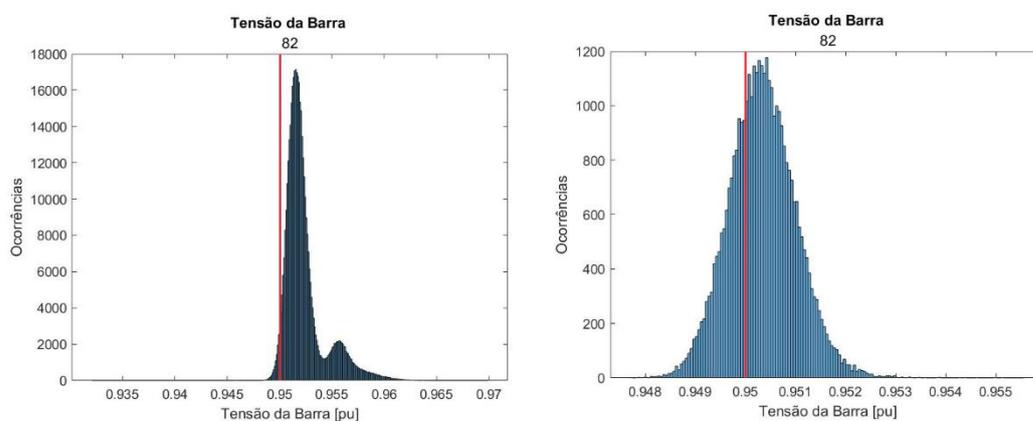


Figura 4.10 – Histograma da tensão na Barra 82 para o sistema original com indisponibilidade da geração: sem o CE (esquerda) e com o CE (direita).

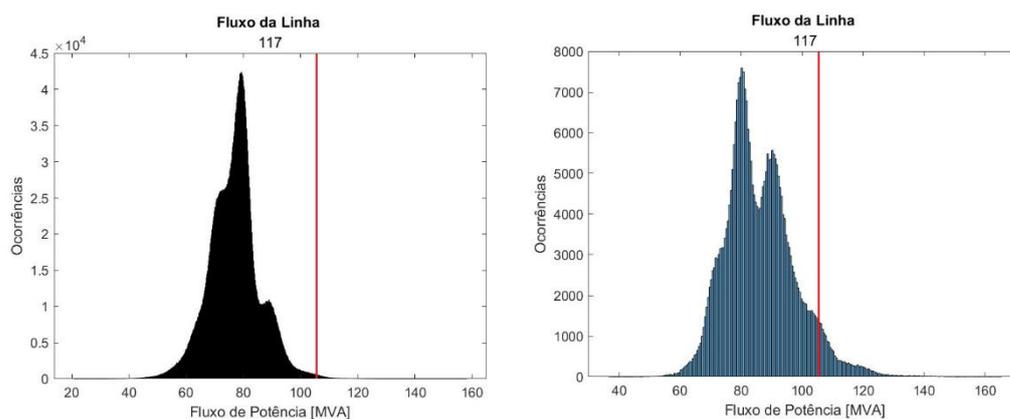


Figura 4.11 – Histograma do fluxo na Linha 74-75 para o sistema eólico com indisponibilidade da geração: sem o CE (esquerda) e com o CE (direita).

As distorções executadas, para o caso da Tabela 4.4(c) (fluxos na Linha 74-75), são apresentadas na Figura 4.12 (geração). Não houve distorção significativa nas distribuições das cargas. Para a geração, houve alteração no perfil de atendimento a carga. Em geral, ocorreu a redução da geração em unidades mais distantes da Linha 74-75 e o aumento em máquinas mais próximas. Assim, foi possível elevar o carregamento da área elétrica da linha estudada.

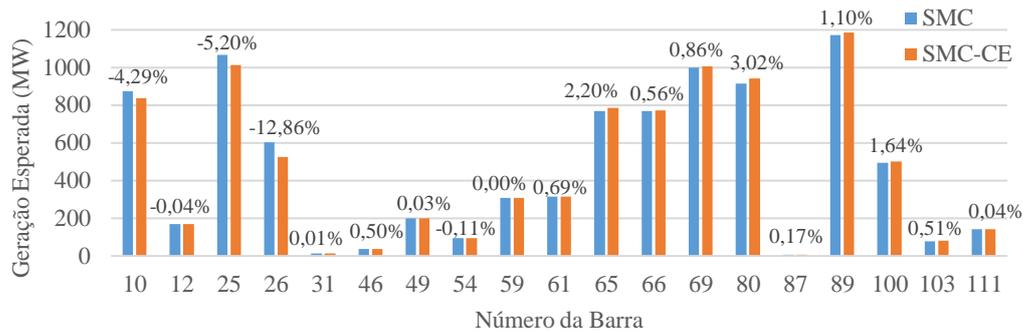


Figura 4.12 – Comparação entre as gerações esperadas para o caso da Tabela 4.4(c).

4.4 Considerações Finais

Foram apresentados os resultados da metodologia SMC-CE, aplicada em estimativas de risco, comparando-os com outras abordagens como a SMC e a SMC-AF. As redes elétricas utilizadas foram as IEEE RTS 79 e IEEE 118 barras. Todos os casos consideraram as incertezas da demanda e da geração e fizeram uso de recursos operativos como o corte de carga, por insuficiência de geração, e o despacho de geração por ordem de mérito. A partir deles, foram realizadas análises de sensibilidade ao implementar as incertezas da transmissão e a inserção de uma fazenda eólica.

A consideração de incertezas associadas às fontes intermitentes e aos elementos de transmissão aumentou a dimensão estatística do problema. A transmissão, como variável aleatória, não representou desafio ao método CE. Ele também lidou adequadamente com as distribuições discretas da renovável, mas se observou a requisição de número maior de amostras, mesmo em eventos pouco impactados pela presença da eólica. Isso ocorre devido à quantidade de estágios utilizados na distribuição discreta que reflete o número de aerogeradores da fazenda.

Observou-se uma evidente redução no esforço computacional ao se utilizar a amostragem por importância com entropia cruzada na SMC. O *speed-up* da SMC-CE é mais expressivo quanto maior for a raridade do evento. A aceleração do processo de convergência se dá através das distorções das distribuições de probabilidade. A partir delas, é possível avaliar quais condições do sistema são necessárias para que o evento alvo ocorra mais frequentemente.

O método também garante que os índices de risco estejam dentro do limite determinado para o coeficiente de variação, atestando a precisão dos resultados. A abordagem SMC-AF, realizada com 5.000 e 100.000 amostras, gerou resultados imprecisos para os eventos mais raros.

A SMC-AF pode ser utilizada para mapear os eventos de um sistema de uma forma geral. Isso foi realizado simulando 2.000.000 amostras na rede IEEE RTS 79 original e na versão com a fazenda eólica, para observar o impacto da geração intermitente na confiabilidade do sistema. Nessa análise, também foram considerados casos com incertezas na transmissão além da geração.

Esses resultados, em conjunto com os que foram obtidos para eventos específicos, indicam que a inserção da renovável afeta cada evento do sistema de forma diferente. Pode haver uma tendência de aumentar ou diminuir a raridade da maioria dos eventos, mas a localização da renovável, a capacidade instalada e a potência entregue pela fonte (eólica ou solar) impactam diretamente nessa influência. Foi observado que, em geral, a consideração de contingências aleatórias aumentou as probabilidades dos eventos.

5 Conclusões

Essa dissertação apresentou estudos de estimativas de riscos de inadequação de grandezas elétricas, considerando incertezas de fontes renováveis, contingências de geração e transmissão e flutuações da carga. Buscou-se determinar a probabilidade do sistema não atender critérios operativos e de segurança, como em eventos de subtensões em barramentos e sobrecargas em elementos de transmissão.

Essas análises são importantes em etapas de planejamento da expansão e operação de sistemas, permitindo identificar situações que podem impactar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia. As redes elétricas atuais estão recebendo uma crescente integração de fontes renováveis. Assim, as características intrínsecas dessa geração, como sua intermitência e variabilidade, precisam ser adequadamente incluídas nas análises de risco.

Para abordar o problema da incerteza associada a falhas em componentes e variabilidade de fontes de geração em sistemas elétricos, a ferramenta utilizada é o fluxo de potência probabilístico, através da simulação de Monte Carlo combinada com o método da entropia cruzada (denominada SMC-CE). Ela permitiu analisar casos de eventos raros com precisão e eficiência computacional. Em comparação com a SMC convencional, esse método reduz o tempo de simulação enquanto preserva a precisão e a flexibilidade, sem necessitar de simplificações.

Também foram realizadas análises utilizando a SMC com um número pré determinado de amostras. O objetivo foi realizar uma investigação abrangente dos riscos de inadequação, mesmo que sem índices convergidos pelo coeficiente de variação. Conforme esperado, para os eventos mais raros, os resultados obtidos são imprecisos. Ainda assim, foi possível realizar exame do impacto que as energias intermitentes e as incertezas na transmissão causam na confiabilidade dos sistemas. Observou-se que, em geral, a consideração de contingências devidamente modeladas aumenta as probabilidades dos eventos. A inserção da renovável afetou cada evento de forma diferente. Fatores como a localização, a

capacidade instalada e a potência entregue pela fonte (eólica ou solar) impactam diretamente nessa influência sobre o sistema.

A utilização da entropia cruzada na SMC também permitiu avaliar quais condições do sistema são necessárias para que o evento alvo ocorra mais frequentemente. Isso é realizado através da interpretação das distorções efetuadas nas distribuições de probabilidade. Por fim, conclui-se que a dimensão estatística do problema foi adequadamente tratada pelo método, provando ser uma ferramenta valiosa na análise de sistemas de potência.

5.1 Trabalhos Futuros

Como complementação para esse trabalho, podem-se citar algumas aplicações e alternativas:

- Consideração de diferentes distribuições de probabilidades para as incertezas das renováveis;
- Explorar índices de riscos em áreas elétricas, no lugar de analisar apenas um elemento do sistema por simulação;
- Aplicação da metodologia em sistemas reais de grande porte, para avaliar o desempenho frente a dimensão estatística do problema;
- Buscar a adoção de outras técnicas de redução de variância como alternativa para a entropia cruzada em aplicações de sistemas de potência.

Referências Bibliográficas

- 1 INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Global Warming of 1.5°C**. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, 616 pp. <https://doi.org/10.1017/9781009157940>, 2018.
- 2 BORKOWSKA, B.. **Probabilistic load flow**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-93(3):752–759, Maio 1974.
- 3 LEITE DA SILVA, A. M.; MILHORANCE, A.. **Risk Assessment in Probabilistic Load Flow via Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Method**. IEEE Transactions on Power Systems, 34(2):1193–1202, Março 2019.
- 4 RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P.. **Simulation and the Monte Carlo method**. John Wiley & Sons, Ltd, Hoboken, New Jersey, 3th edition, 2017.
- 5 RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P.. **The Cross Entropy Method: A Unified Approach To Combinatorial Optimization, Monte-carlo Simulation (Information Science and Statistics)**. Springer-Verlag New York, Inc., Secaucus, NJ, USA, 2004.
- 6 GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A.; LEITE DA SILVA, A. M.; RESENDE, L. C.; SCHILLING, M. T.. **Composite systems reliability evaluation based on Monte Carlo simulation and cross-entropy methods**. IEEE Transactions on Power Systems, 28(4):4598–4606, Novembro 2013
- 7 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª edição. Brasília: ANEEL, 2008.

- 8 ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Annual energy outlook 2020 with projections to 2050**. US Energy Information Administration. 2020.
- 9 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 06 de junho de 2023.
- 10 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional**. EPE, 2022.
- 11 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Leilão de Energia de Reserva 2009**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-de-reserva-2009>. Acesso em: 02 de outubro de 2023.
- 12 DOPAZO, J. F.; KLITIN, O. A.; SASSON, A. M.. **Stochastic load flows**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 94(2):299–309, Março 1975.
- 13 SCHILLING, M. T.; LEITE DA SILVA, A. M.; BILLINTON, R.; EL-KADY, M. A.. **Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-88)**. IEEE Transactions on Power Systems, 5(1):1–11, Fevereiro 1990.
- 14 CHEN, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B.. **Probabilistic load flow: A review**. In: 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, p. 1586–1591, Abril 2008.
- 15 MARTINEZ, J. A.; MAHSEREDJIAN, J.. **Load flow calculations in distribution systems with distributed resources: A review**. In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, p. 1–8, Julho 2011.
- 16 CAI, D.; LI, X.; ZHOU, K.; XIN, J.; CAO, K.. **Probabilistic load flow algorithms considering correlation between input random variables: A review**. In: 2015 IEEE 10th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), p. 1139–1144, Junho 2015.

- 17 ALLAN, R. N.; BORKOWSKA, B.; GRIGG, C. H.. **Probabilistic analysis of power flows**. Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of, 121(12):1551–1556, Dezembro 1974.
- 18 ALLAN, R. N.; GRIGG, C. H.; AL-SHAKARCHI, M. R. G.. **Numerical techniques in probabilistic load flow problems**. International Journal for Numerical Methods in Engineering, 10(4):853–860, 1976.
- 19 ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M.; BURCHETT, R. C.. **Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-100(5):2539–2546, Maio 1981.
- 20 ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M.. **Probabilistic load flow using multilinearisations**. IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution, 128(5):280–287, Setembro 1981.
- 21 BRUCOLI, M.; TORELLI, F.; NAPOLI, R.. **Quadratic probabilistic load flow with linearly modelled dispatch**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 7(3):138 – 146, Julho 1985.
- 22 LEITE DA SILVA, A. M.; ALLAN, R. N.; SOARES, S. M.; ARIENTI, V. L.. **Probabilistic load flow considering network outages**. IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution, 132(3):139–145, Maio 1985.
- 23 LEITE DA SILVA, A. M.; ARIENTI, V. L.. **Probabilistic load flow by a multilinear simulation algorithm**. IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution, 137(4):276–282, Julho 1990.
- 24 ZHANG, P.; LEE, S. T.. **Probabilistic load flow computation using the method of combined cumulants and Gram-Charlier expansion**. IEEE Transactions on Power Systems, 19(1):676–682, Fevereiro 2004.
- 25 SU, C. L.. **Probabilistic load-flow computation using point estimate method**. IEEE Transactions on Power Systems, 20(4):1843–1851, Novembro 2005.

- 26 MORALES, J. M.; PEREZ-RUIZ, J.. **Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow**. IEEE Transactions on Power Systems, 22(4):1594–1601, Novembro 2007.
- 27 YU, H.; CHUNG, C. Y.; WONG, K. P.; LEE, H. W.; ZHANG, J. H.. **Probabilistic Load Flow Evaluation With Hybrid Latin Hypercube Sampling and Cholesky Decomposition**. IEEE Transactions on Power Systems, 24(2):661–667, Maio 2009.
- 28 LIU, Y.; GAO, S.; CUI, H.; YU, L.. **Probabilistic load flow considering correlations of input variables following arbitrary distributions**. Electric Power Systems Research, 140:354–362, Novembro 2016.
- 29 OKE, O. A.; THOMAS, D. W. P.; ASHER, G. M.; DE MENEZES, L. R. A. X.. **Probabilistic load flow for distribution systems with wind production using Unscented Transform method**. In: Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), p. 1–7, Janeiro 2011.
- 30 AIEN, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; AMINIFAR, F.. **Probabilistic Load Flow in Correlated Uncertain Environment Using Unscented Transformation**. IEEE Transactions on Power Systems, 27(4):2233–2241, Novembro 2012.
- 31 WANG, Z.; SHEN, C.; LIU, F.; GAO, F.. **Analytical Expressions for Joint Distributions in Probabilistic Load Flow**. IEEE Transactions on Power Systems, 32(3):2473–2474, Maio 2017.
- 32 LEITE DA SILVA, A. M.; RIBEIRO, S. M. P.; ARIENTI, V. L.; ALLAN, R. N.; FILHO, M. B. D. C.. **Probabilistic load flow techniques Applied to power system expansion planning**. IEEE Transactions on Power Systems, 5(4):1047–1053, Novembro 1990.
- 33 LEITE DA SILVA, A. M.; MANSO, L. A. F.; SALES, W. S.; FLÁVIO, S. A.. **Chronological power flow for planning transmission systems considering intermittent sources**. IEEE Transactions on Power Systems, 27(4):2314–2322, Novembro 2012.

- 34 MIN, L.; LEE, S. T.; ZHANG, P.; ROSE, V.; COLE, J.. **Short-term probabilistic transmission congestion forecasting**. In: 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, p. 764–770, 2008.
- 35 JORGENSEN, P.; CHRISTENSEN, J. S.; TANDE, J. O.. **Probabilistic load flow calculation using Monte Carlo techniques for distribution network with wind turbines**. 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power Proceedings Cat No98EX227, 2:1146–1151, 1998.
- 36 BIE, Z.; LI, G.; LIU, H.; WANG, X.; WANG, X.. **Studies on voltage fluctuation in the integration of wind power plants using probabilistic load flow**. IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES, p. 1–7, 2008.
- 37 FAN, M.; VITTAL, V.; HEYDT, G. T.; AYYANAR, R.. **Probabilistic power flow studies for transmission systems with photovoltaic generation using cumulants**. IEEE Transactions on Power Systems, 27(4):2251–2261, Novembro 2012.
- 38 NIKMEHR, N.; RAVADANEGH, S. N.. **Heuristic probabilistic power flow algorithm for microgrids operation and planning**. IET Generation, Transmission Distribution, 9(11):985–995, Agosto 2015.
- 39 CHEN, F.; LI, F.; FENG, W.; WEI, Z.; CUI, H.; LIU, H.. **Reliability assessment method of composite power system with wind farms and its application in capacity credit evaluation of wind farms**. Electric Power Systems Research, Volume 166, Pages 73-82, ISSN 0378-7796, Janeiro 2019.
- 40 HATZIARGYRIOU, N. D.; KARAKATSANIS, T. S.; LORENTZOU, M. I.. **Voltage control settings to increase wind power based on probabilistic load flow**. In: 2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, p. 737–741, 2004.

- 41 WANG, X.; GONG, Y.; JIANG, C.. **Regional Carbon Emission Management Based on Probabilistic Power Flow With Correlated Stochastic Variables**. IEEE Transactions on Power Systems, 30(2):1094–1103, Março 2015.
- 42 HONG, Y. Y.; LIN, F. J.; LIN, Y. C.; HSU, F. Y.. **Chaotic PSO-Based VAR Control Considering Renewables Using Fast Probabilistic Power Flow**. IEEE Transactions on Power Delivery, 29(4):1666–1674, Agosto 2014.
- 43 XIE, J. X.; SUN, Y.. **A piecewise probabilistic harmonic power flow approach in unbalanced residential distribution systems**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 141, 108114, ISSN 0142-0615, Outubro 2022.
- 44 DAGUR, D.; PARIMI, M.; WAGH, S. R.. **Prediction of cascade failure using probabilistic approach with AC load flow**. In: 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), p. 542–547, 2014.
- 45 MELHORN, A. C.; MCKENNA, K.; KEANE, A.; FLYNN, D.; DIMITROVSKI, A.. **Autonomous plug and play electric vehicle charging scenarios including reactive power provision: A probabilistic load flow analysis**. IET Generation, Transmission and Distribution, 11(3):768–775, Fevereiro 2017.
- 46 JIA, M.; WANG, Y.; SHEN, C.; HUG, G.. **Privacy-Preserving Distributed Probabilistic Load Flow**. IEEE Transactions on Power Systems, 36(2):1616–1627, Março 2021.
- 47 MILHORANCE, A.. **Fluxo de Potência Probabilístico via Simulação Monte Carlo e Método da Entropia Cruzada**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Dissertação de Mestrado, Setembro 2017.

- 48 MILHORANCE, A.. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada em Estimção de Risco e Otimização de Contrato de Montante de Uso do Sistema de Transmissão**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Tese de Doutorado, Agosto 2021.
- 49 BILLINTON, R.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; BERTLING, L.. **Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1996-1999**. IEEE Transactions on Power Systems, 16(4):595–602, Novembro 2001.
- 50 BILLINTON, R.; ALLAN, R. N.. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Springer US, Boston, MA, 1996.
- 51 LIEBER, D.; NEMIROVSKII, A.; RUBINSTEIN, R. Y.. **A fast Monte Carlo method for evaluating reliability indexes**. IEEE Transactions on Reliability, 48(3):256–261, Setembro 1999.
- 52 RUBINSTEIN, R. Y.. **Optimization of computer simulation models with rare events**. European Journal of Operational Research, 99(1):89–112, Maio 1997.
- 53 RUBINSTEIN, R. Y.; SHAPIRO, A.. **Optimization of static simulation models by the score function method**. Mathematics and Computers in Simulation. 32(4):373–392, Outubro 1990.
- 54 GLYNN, P.; IGELHART, D.. **Importance Sampling for Stochastic Simulations**. Management Science, 35(11):1367–1392, Novembro 1989.
- 55 KAPUR, J. N.; KESAVAN, H. K.. **Entropy Optimization Principles and Their Applications**. p. 3–20. Springer Netherlands, Dordrecht, 1992.
- 56 BELMUDES, F.; ERNST, D.; WEHENKEL, L.. **Cross-entropy based rare-event simulation for the identification of dangerous events in power systems**. Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2008, p. 41–47, 2008.

- 57 HOMEM-DE MELLO, T.; RUBINSTEIN, R.. **Estimation of rare event probabilities using cross-entropy**. In: Proceedings of the Winter Simulation Conference, IEEE, 1:310–319, 2002.
- 58 LEITE DA SILVA, A. M.; FERNÁNDEZ, R. A.; SINGH, C.. **Generating capacity reliability evaluation based on Monte Carlo simulation and cross-entropy methods**. IEEE Transactions on Power Systems, 25(1):129–137, Fevereiro 2010.
- 59 LEITE DA SILVA, A.; MELO, A.; CUNHA, S.. **Frequency and duration method for reliability evaluation of large-scale hydrothermal generating systems**. IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution, 138(1):94–102, Janeiro 1991.
- 60 DE CARVALHO, L. M.; GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A.; LEITE DA SILVA, A. M.; DA ROSA, M. A.; MIRANDA, V.. **Simplified crossentropy based approach for generating capacity reliability assessment**. IEEE Transactions on Power Systems, 28(2):1609–1616, Maio 2013.
- 61 GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A.; LEITE DA SILVA, A. M.. **Reliability assessment of time-dependent systems via sequential crossentropy Monte Carlo simulation**. IEEE Transactions on Power Systems, 26(4):2381–2389, Novembro 2011.
- 62 WANG, Y.; GUO, C.; WU, Q. H.. **A cross-entropy-based threestage sequential importance sampling for composite power system short-term reliability evaluation**. IEEE Transactions on Power Systems, 28(4):4254–4263, Novembro 2013.
- 63 LEITE DA SILVA, A. M.; GONZALEZ-FERNANDEZ, R. A.; FLAVIO, S. A.; MANSO, L. A.. **Composite reliability evaluation with renewable sources based on quasi-sequential Monte Carlo and cross entropy methods**. 2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), p. 1–6, 2014.

- 64 TOMASSON, E.; SODER, L.. **Improved Importance Sampling for Reliability Evaluation of Composite Power Systems.** IEEE Transactions on Power Systems, 32(3):2426–2434, 2017.
- 65 GENG, L.; ZHAO, Y.; LI, W.. **Enhanced Cross Entropy Method for Composite Power System Reliability Evaluation.** IEEE Transactions on Power Systems, 34(4):3129–3139, Julho 2019.
- 66 ANSARI, O. A.; CHUNG, C. Y.. **A hybrid framework for short-term risk assessment of wind-integrated composite power systems.** IEEE Transactions on Power Systems, 34(3):2334–2344, Maio 2019.
- 67 ZHAO, Y.; TANG, Y.; LI, W.; YU, J.. **Composite Power System Reliability Evaluation Based on Enhanced Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation.** IEEE Transactions on Power Systems, 34(5):3891-3901, Setembro 2019.
- 68 KAZEMDEHDASHTI, A.; MOHAMMADI, M; SEIFI, A. R.. **Application of generalised cross-entropy method in probabilistic power flow.** IET Gener. Transm. Distrib., 12(11): 2745–2754, Abril 2018.
- 69 ERNST, D.; GLAVIC, M.; STAN, G. B.; MANNOR, S.; WEHENKEL, L.. **The cross-entropy method for power system combinatorial optimization problems.** In: 2007 IEEE Lausanne Power Tech, p. 1290–1295, 2007.
- 70 TÓMASSON, E.; SÖDER, L.. **Generation Adequacy Analysis of Multi-Area Power Systems With a High Share of Wind Power.** IEEE Transactions on Power Systems, 33(4):3854-3862, Julho 2018.
- 71 ASSIS, F. A.; LEITE DA SILVA, A. M.; RESENDE, L. C.; MOURA, R. A. R.; SCHROEDER, M. A. O.. **Generation maintenance scheduling with renewable sources based on production and reliability costs.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 134, 107370, ISSN 0142-0615, Janeiro 2022.

- 72 KIM, J.; LEE, J.; JOO, S. K.. **Assessment of conditional value at risk (CVaR) in transmission investment using cross entropy method.** Transmission and Distribution Conference and Exposition: Asia and Pacific, T and D Asia 2009, p. 1–4, 2009.
- 73 SEBAA, K.; BOUHEDDA, M.; TLEMÇANI, A.; HENINI, N.. **Location and tuning of TCPSTs and SVCs based on optimal power flow and an improved cross-entropy approach.** International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 54:536–545, Janeiro 2014.
- 74 JALOCAN, C. L. C.; NERVES, A. C.. **Renewable energy portfolio planning using the cross-entropy method.** Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, p. 1–5, 2013.
- 75 CHEN, J.-C.; LI, W.-T.; WEN, C.-K.; TENG, J.-H.; TING, P.. **Efficient Identification Method for Power Line Outages in the Smart Power Grid.** IEEE Transactions on Power Systems, 29(4):1788–1800, Julho 2014.
- 76 LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA CASTRO, J. F.; GONZALEZ FERNANDEZ, R. A.. **Spinning Reserve Assessment Under Transmission Constraints Based on Cross-Entropy Method.** IEEE Transactions on Power Systems, 31(2):1624–1632, Março 2016.
- 77 WANG, Y.. **An Adaptive Importance Sampling Method for Spinning Reserve Risk Evaluation of Generating Systems Incorporating Virtual Power Plants.** IEEE Transactions on Power Systems, 33(5):5082–5091, Setembro 2018.
- 78 LEITE DA SILVA, A. M.; CASTRO, J. F. C.; BILLINTON, R.. **Probabilistic Assessment of Spinning Reserve via Cross-Entropy Method Considering Renewable Sources and Transmission Restrictions.** IEEE Transactions on Power Systems, 33(4):4574–4582, Julho 2018.

- 79 WANG, Y. **Risk assessment of stochastic spinning reserve of a wind-integrated multi-state generating system based on a cross-entropy method.** IET Generation, Transmission & Distribution, 11(2): 330–338, Janeiro 2017.
- 80 YUAN, Y.; LIU, Z.; CHEN, Z.; JENSEN, K. H.; POPOV, M.. **Quantifying frequency containment reserve using cross-entropy frequency-constrained contingency-state-analysis model.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 145, 108705, ISSN 0142-0615, Fevereiro 2023.
- 81 DE MAGALHAES CARVALHO, L.; LEITE DA SILVA, A. M.; MIRANDA, V.. **Security-constrained optimal power flow via cross-entropy method.** IEEE Transactions on Power Systems, 33(6):6621–6629, Novembro 2018.
- 82 KAZEMDEHDASHTI, A.; MOHAMMADI, M.; SEIFI, A. R.. **The Generalized Cross-Entropy Method in Probabilistic Optimal Power Flow.** IEEE Transactions on Power Systems, 33(5):5738–5748, Setembro 2018.
- 83 ABREU, C.; SOARES, I.; OLIVEIRA, L.; RUA, D.; MACHADO, P.; CARVALHO, L.; PEÇAS LOPES, J. A.. **Application of genetic algorithms and the cross-entropy method in practical home energy management systems.** IET Renewable Power Generation, 13(9):1474–1483, Abril 2019.
- 84 WANG, G.; ZHA, Y.; WU, T.; QIU, J.; CHUN PENG, J.; XU, G.. **Cross entropy optimization based on decomposition for multiobjective economic emission dispatch considering renewable energy generation uncertainties.** Energy, 193:116790, Fevereiro 2020.
- 85 CASTRO, J. F. C.; ROSAS, P. A. C.; MEDEIROS, L. H. A.; LEITE DA SILVA, A. M.. **Operating Reserve Assessment in Systems with Energy Storage and Electric Vehicles.** In: 2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), p. 1–6. IEEE, Agosto 2020.

- 86 CASTRO, J. F. C.; LEITE DA SILVA, A. M.. **Avaliação Probabilística da Reserva Operativa em Sistemas Eólicos Híbridos com Armazenamento de Energia na Presença de Veículos Elétricos**. In: Anais do Congresso Brasileiro de Automática 2020, 2(1). SBA, Dezembro 2020.
- 87 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA)**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllWjIYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 13 de junho de 2023.
- 88 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Fontes de Energia**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia>. Acesso em: 06 de junho de 2023.
- 89 DREIDY, M.; MOKHLIS, H.; MEKHILEF, S.. **Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 69, p. 144–155, ISSN 1364-0321, Março 2017.
- 90 PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, SECRETARIA-GERAL, SUBCHEFIA PARA ASSUNTOS JURÍDICOS. **Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm. Acesso em: 29 de setembro de 2023
- 91 PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, CASA CIVIL, SUBCHEFIA PARA ASSUNTOS JURÍDICOS. **Artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163 de 2004**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 11 de julho de 2023
- 92 VILLALVA, M. G.. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. 2. ed.. São Paulo: Érica, 2015.

- 93 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída**. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 02 de outubro de 2023.
- 94 TOLMASQUIM, M. T.. **Geração de energia elétrica no Brasil**. Editora Interciência, 2005.
- 95 BUNDESVERBAND WINDENERGIE (BWE). **German wind energy in numbers**. Disponível em: <https://www.wind-energie.de/english/statistics/statistics-germany/#:~:text=At%20the%20end%20of%202022,onshore%20wind%20turbines%20in%20Germany.&text=551%20new%20onshore%20wind%20turbines,wind%20energy%20is%2058%2C106%20MW>. Acesso em: 23 de junho de 2023.
- 96 BILLINTON, R.; ALLAN, R. N.. **Reliability Evaluation of Engineering Systems, Concepts and Techniques**. 2nd edition, 1992.
- 97 VESTAS. **Especificações técnicas v155-3.3 MW**. Disponível em: https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/v155-3_3-mw. Acesso em: Outubro de 2020.
- 98 NREL. **Wind prospector**. Disponível em: <https://maps.nrel.gov/?da=wind-prospector>. Acesso em: Outubro de 2020.
- 99 SULAEMAN, S.; BENIDRIS, M.; MITRA, J.; SINGH, C.. **A Wind Farm Reliability Model Considering Both Wind Variability and Turbine Forced Outages**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 8(2):629–637, Abril 2017.
- 100 USAOLA, J.. **Probabilistic load flow in systems with wind generation**. IET Generation, Transmission and Distribution, 3(12):1031–1041, Dezembro 2009.

- 101 BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, A.. **Variance reduction techniques for use with sequential Monte Carlo simulation in bulk power system reliability evaluation**. In: Proceedings of 1996 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 1:416–419, Maio 1996.
- 102 FERNÁNDEZ, R. A. G.. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada na Confiabilidade de Sistema Elétricos de Potência**. Tese de doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá - MG, 2012.
- 103 ZHAOHONG, B.; XIFAN, W.. **Studies on variance reduction technique of Monte Carlo simulation in composite system reliability evaluation**. Electric Power Systems Research, 63(1):59–64, Agosto 2002
- 104 CHAN, J. C. C.; KROESE, D. P.. **Improved cross-entropy method for estimation**. Statistics and Computing, 22(5):1031–1040, Setembro 2012.
- 105 ZIMMERMAM, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J.. **Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power system research and education**. IEEE Transactions on Power Systems, 26(1):12–19, Fevereiro 2011.
- 106 IEEE PROBABILITY SUBCOMMITTEE. **IEEE reliability test system**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-98(6):2047–2054, Novembro 1979.
- 107 UNIVERSITY OF WASHINGTON. **Power system test case archive**. IEEE RTS 79. Disponível em: https://labs.ece.uw.edu/pstca/rts/pg_tcarts.htm. Acesso em: Agosto de 2022
- 108 UNIVERSITY OF WASHINGTON. **Power system test case archive**. IEEE 118 Bus. Disponível em: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf118/pg_tca118bus.htm. Acesso em: Agosto de 2022

A Solução Analítica do Parâmetro de Amostragem por Importância

Esse apêndice apresenta a solução analítica da Equação (3.26), de atualização do parâmetro \mathbf{v}_t , para a família de distribuições exponenciais (normais e binomiais) e discretas que fazem parte do escopo dessa dissertação.

Distribuição Binomial

Para uma distribuição binomial $Bin(n, p)$ com $\mathbf{u} = p$, quando aplicada a amostragem por importância com entropia cruzada, resultará em $Bin(n, p_t)$ com $\mathbf{v} = p_t$. A cada iteração t , a seguinte atualização é realizada [4]:

$$p_t = \frac{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) \geq \gamma_t\}} W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1}) I_{\{X_i = p_{t-1}\}}}{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) \geq \gamma_t\}} W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1})} \quad (\text{A.1})$$

Distribuição Normal

Uma distribuição normal $N(\mu, \sigma)$ com $\mathbf{u} = (\mu, \sigma)$ resultará em $N(\mu_t, \sigma_t)$ com $\mathbf{v} = (\mu_t, \sigma_t)$. A cada iteração t , as seguintes atualizações são realizadas [4]:

$$\mu_t = \frac{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) \geq \gamma_t\}} W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1}) \mathbf{X}_i}{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) \geq \gamma_t\}} W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1})} \quad (\text{A.2})$$

$$\sigma_t = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) \geq \gamma_t\}} W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1}) (\mathbf{X}_i - \mu_t)^2}{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) \geq \gamma_t\}} W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1})}} \quad (\text{A.3})$$

Distribuição Discreta

Uma distribuição discreta finita é definida por valores $\{a_1, \dots, a_m\}$ com suas respectivas probabilidades $b_k = P[\mathbf{X} = a_k], k = 1, \dots, m$ e com $\mathbf{u} = \{b_1, \dots, b_m\}$. A cada iteração t , a seguinte atualização é realizada [4]:

$$b_{k,t} = \frac{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) \geq \gamma_t\}} W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1}) I_{\{X_i = a_k\}}}{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) \geq \gamma_t\}} W(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \mathbf{v}_{t-1})} \quad (\text{A.4})$$

distribuição discreta são as das barras 9 e 18, apresentadas na Tabela B.1, com valores esperados conforme o caso base em [107]. Para estressar o sistema, os patamares de carga e geração foram multiplicados por um fator de 1,5.

Tabela B.1 – IEEE RTS 79 - Dados Nodais Probabilísticos - Distribuições Discretas.

Barra	Probabilidade do Estágio	Estágios (MW)
9	0,1;0,15;0,4;0,35	165;170;175;180
18	0,35;0,5;0,15	330;333;340

C Informações do Sistema IEEE 118 Barras

Esse apêndice apresenta os dados probabilísticos utilizados nas análises do sistema IEEE 118 barras. Os dados da rede são encontrados em [3, 108]. O diagrama unifilar do sistema é ilustrado na Figura C.1.

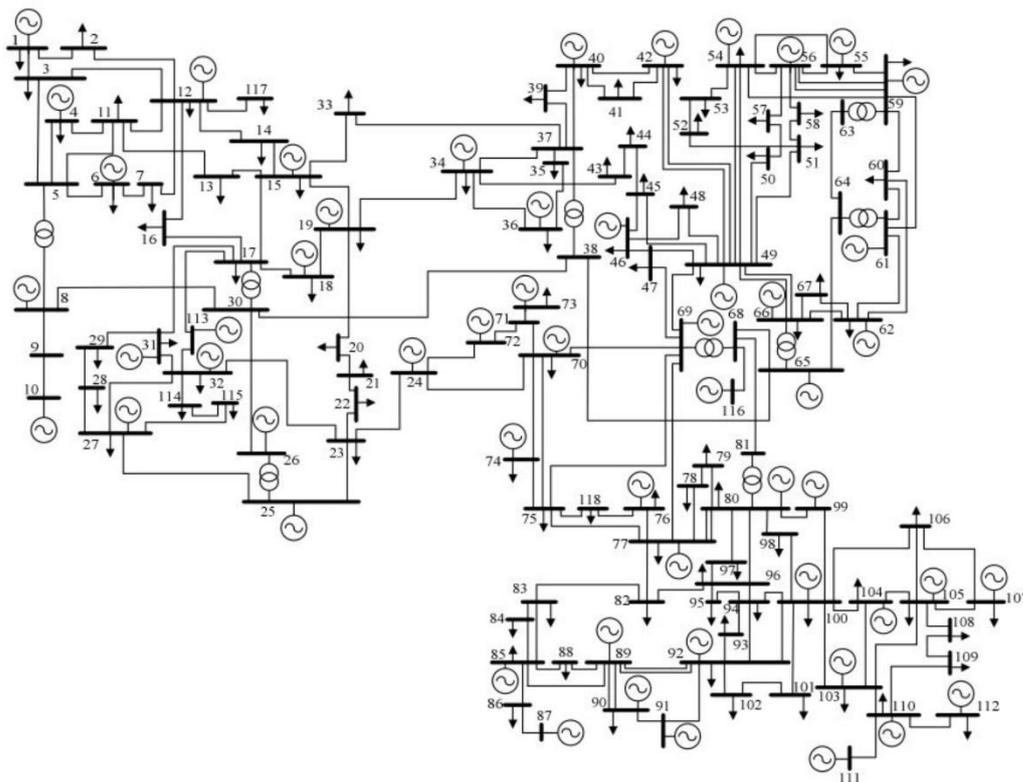


Figura C.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 118 barras.

As informações dos geradores são apresentadas na Tabela C.1 [3], onde o menor valor na ordem de mérito determina a máquina preferencial para o despacho. Para os modelos estocásticos das cargas, foi considerada como a média para uma distribuição normal os dados do caso base em [108] com desvio padrão de 2%. As cargas modeladas com distribuição discreta são apresentadas na Tabela C.2, com valores esperados conforme o caso base em [108]. Para estressar o sistema, os patamares de carga e geração foram multiplicados por um fator de 2,0.

Os limites de sobrecarga para os elementos de transmissão foram determinados através do fluxo de potência realizado no caso base, acrescido de 50%.

Tabela C.1 – IEEE 118 barras - Dados da Geração - Indisponibilidade e Ordem de Mérito.

Barra	Número de Máquinas	Capacidade Nominal por Máquina (MW)	Indisponibilidade (pu)	Ordem de Mérito
10	3	150	0,03	2
12	5	17	0,01	4
25	5	110	0,03	2
26	2	157	0,04	1
31	1	7	0,01	4
46	1	19	0,01	4
49	2	102	0,03	2
54	2	24	0,01	4
59	5	31	0,01	4
61	2	80	0,02	3
65	2	200	0,04	1
66	4	98	0,02	3
69	5	103	0,03	2
80	3	159	0,04	1
87	1	4	0,01	4
89	5	121	0,03	2
100	3	84	0,02	3
103	2	20	0,01	4
111	2	36	0,01	4

Tabela C.2 – IEEE 118 barras - Dados Nodais Probabilísticos - Distribuições Discretas.

Barra	Probabilidade do Estágio	Estágios (MW)
7	0,1;0,2;0,3;0,4	17;18;19;20
28	0,05;0,2;0,5;0,2;0,05	15;16;17;18;19
33	0,4;0,3;0,2;0,1	22;23;24;25
44	0,2;0,05;0,3;0,45	14;15;16;17
51	0,3;0,4;0,3	16;17;18
109	0,3;0,4;0,3	7;8;9