



RIO

PUC

Dissertação de Mestrado

Fluxo de Potência Probabilístico em Redes Elétricas com Alta Penetração de Energias Renováveis via Simulação Monte Carlo Quase Sequencial

Paula Aleixo Penna Pereira

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
Centro Técnico Científico
Departamento de Engenharia Elétrica

Rio de Janeiro, 18 de setembro de 2025



Pontifícia
Universidade
Católica do
Rio de Janeiro

Fluxo de Potência Probabilístico em Redes Elétricas com Alta Penetração de Energias Renováveis via Simulação Monte Carlo Quase Sequencial

Paula Aleixo Penna Pereira

Orientação: Professor André Milhorange de Castro

Coorientação: Professor Armando Martins Leite da Silva

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

Rio de Janeiro, 18 de setembro de 2025



Pontifícia
Universidade
Católica do
Rio de Janeiro

Fluxo de Potência Probabilístico em Redes Elétricas com Alta Penetração de Energias Renováveis via Simulação Monte Carlo Quase Sequencial

Paula Aleixo Penna Pereira

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

Professor André Milhorange de Castro

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Professor Armando Martins Leite da Silva

Co-Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Doutor Jorge Luiz de Araújo Jardim

High Performance Power System Applications – HPPA

Professor Fernando Aparecido de Assis

Universidade Federal de São João del-Rei – UFSJ

Rio de Janeiro, 18 de setembro de 2025



Pontifícia
Universidade
Católica do
Rio de Janeiro

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial, do trabalho é proibida sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Paula Aleixo Penna Pereira

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2016. Atualmente trabalha como consultora de energias renováveis na empresa S&P Global.

Ficha Catalográfica

Pereira, Paula Aleixo Penna

Fluxo de potência probabilístico em redes elétricas com alta penetração de energias renováveis via Simulação Monte Carlo quase sequencial / Paula Aleixo Penna Pereira ; orientação: André Milhorange de Castro ; coorientação: Armando Martins Leite da Silva. – 2025.

95 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2025.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Estimativa de risco. 3. Fluxo de potência probabilístico. 4. Fonte de energia renovável intermitente. 5. Simulação Monte Carlo quase sequencial. I. Castro, André Milhorange de. II. Silva, Armando Martins Leite da. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

A conclusão deste trabalho representa não apenas uma conquista acadêmica, mas também o resultado do incentivo, apoio e dedicação de muitas pessoas durante esse percurso, para as quais deixo aqui meus sinceros agradecimentos.

Começo agradecendo minha família por todo o amor e todo o investimento em mim e na minha formação acadêmica. Em especial agradeço aos meus pais, Ana Lúcia Aleixo Ramos e Frederico Penna Pereira, e ao meu pai, por ter inspirado minha escolha de profissão. Agradeço à minha irmã Júlia pelo apoio e presença constante nos momentos de desafio e conquista.

Ao Leonardo, pelo carinho, paciência, apoio e incentivo durante esse percurso.

Aos meus amigos, que sempre estiveram por perto, oferecendo encorajamento, boas conversas e leveza ao longo do caminho.

Aos meus professores André Milhorange de Castro e Armando Martins Leite da Silva pela paciência e compreensão. Agradeço também pela excelente orientação e ensinamentos, essenciais para a elaboração deste trabalho.

Ao Jorge Jardim, por todo o apoio e orientação acadêmica e profissional. Também agradeço ao Leonardo Pinheiro e equipe da HPPA pelo apoio prestado.

À PUC-Rio e à CAPES pelos auxílios concedidos, que foram essenciais para a realização deste trabalho.

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

Resumo

Penna Pereira, Paula Aleixo; Milhorance, André; Leite da Silva, Armando Martins. **Fluxo de Potência Probabilístico em Redes Elétricas com Alta Penetração de Energias Renováveis via Simulação Monte Carlo Quase Sequencial**. Rio de Janeiro, 2025. 95p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O recente aumento na penetração de fontes de energia renováveis em sistemas elétricos em todo o mundo é amplamente impulsionado por políticas públicas e compromissos internacionais com a transição energética, visando mitigar os impactos das mudanças climáticas por meio de um mercado de energia mais limpo e sustentável. Embora essa energia seja abundante e com baixo impacto ambiental, sua variabilidade e baixa previsibilidade causam incertezas significativas para o planejamento e operação de sistemas elétricos. Nesse contexto, uma análise determinística se mostra insuficiente para adequadamente quantificar os riscos operacionais da rede elétrica em questão. Esta dissertação propõe uma análise probabilística de fluxo de potência usando uma simulação Monte Carlo quase sequencial para estimar a probabilidade de eventos como sobrecargas em sistemas de transmissão, desvios de tensão em barramentos e escassez de capacidade de geração. Mesmo em cenários marcados por incertezas, é essencial que os perfis de carga e geração estejam alinhados temporalmente para garantir que os casos simulados reflitam a realidade operacional, visto que ambos os perfis apresentam padrões sazonais e tendências anuais. A metodologia proposta considera incertezas não apenas na geração e na carga, mas também na topologia da rede, via contingências em equipamentos de geração e transmissão. O método é aplicado ao sistema teste IEEE RTS 79 e ao subsistema Sul do Sistema Interligado Nacional (SIN), demonstrando sua capacidade de lidar com a natureza estocástica do problema. Os resultados obtidos foram amplamente analisados e discutidos.

Palavras-chave

Estimativa de risco; fluxo de potência probabilístico; fonte de energia renovável intermitente; simulação Monte Carlo quase sequencial

Abstract

Penna Pereira, Paula Aleixo; Milhorange, André (Advisor); Leite da Silva, Armando Martins (Co-Advisor). **Probabilistic Power Flow in Electrical Power Systems with High Penetration of Renewable Energy via Quasi-Sequential Monte Carlo Simulation**. Rio de Janeiro, 2025. 95p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The recent increase in the penetration of renewable energy sources in power systems worldwide is largely driven by public policies and international commitments towards the energy transition, to mitigate impacts of climate change through a cleaner and more sustainable energy market. Even though renewable energy sources are abundant and have a low environmental impact, their inherent variability and low predictability introduce significant uncertainties in power system planning and operation. In this context, a deterministic analysis is insufficient to properly quantify operational risks associated with the electrical grid. This dissertation proposes a probabilistic power flow analysis using a quasi-sequential Monte Carlo simulation to estimate the probability of events such as, overloads in transmission systems, voltage deviations in busbars, and generation capacity shortages. Even in scenarios marked by uncertainties, it is essential that load and generation profiles are temporally aligned to ensure that simulated cases reflect the operational reality, as both profiles exhibit seasonal patterns and annual trends. The proposed methodology accounts for uncertainties not only in generation and load, but also in network topology, by modeling contingencies in both generation and transmission equipment. The method is applied to the IEEE RTS-79 test system and the Southern subsystem of the Brazilian Interconnected Power System (SIN), demonstrating its ability to address the stochastic nature of the problem. The results obtained are thoroughly analyzed and discussed.

Keywords

Probabilistic power flow; quasi-sequential Monte Carlo simulation; risk assessment; variable renewable energy source

Sumário

1	Introdução	17
1.1	Considerações Iniciais	17
1.2	Desenvolvimento Histórico	19
1.2.1	Métodos Analíticos	20
1.2.2	Métodos de Simulação Monte Carlo	23
1.2.3	Fontes Renováveis	27
1.3	Estrutura da Dissertação	29
2	Fluxo de Potência Probabilístico via Simulação Monte Carlo	31
2.1	Introdução	31
2.2	Formulação do Problema	32
2.3	Técnicas Convencionais de FPP via SMC	34
2.3.1	Modelo de Markov	35
2.3.2	Estimativa de Risco com SMC	38
2.4	Técnicas de FPP via SMC Quase Sequencial	40
2.5	Dados das Séries Temporais	43
2.6	Conclusões	45
3	Simulações e Resultados	47
3.1	Introdução	47
3.2	Avaliações de Fluxo de Potência via Organon	49
3.3	Fontes Renováveis	51
3.4	Sistema RTS Modificado REN	55
3.4.1	Sistema Original	57
3.4.2	Sistema REN – Avaliação Anual	60
3.4.3	Sistema REN – Avaliação Sazonal	66
3.4.4	Sistema REN – Reforços	75
3.5	Sistema Interligado Nacional (SIN)	77
3.5.1	Sistema SIN – Avaliação Anual	80
3.5.2	Sistema SIN – Avaliação Sazonal	83
3.6	Conclusões	86

4	Conclusões	87
4.1	Principais Conclusões	87
4.2	Propostas futuras	88
	Referências Bibliográficas	89
A	Sistema IEEE RTS 79	95

Lista de figuras

Figura 1.1: Participação percentual das fontes na geração de eletricidade em 2024, por regiões selecionadas.	27
Figura 2.1: Diagrama de estados de uma máquina.	36
Figura 2.2: Modelo de Markov para múltiplos estados.	37
Figura 2.3: Cenário de geração renovável sorteado [29], [41].	42
Figura 3.1: Curva de carga horária.	48
Figura 3.2: Fator de capacidade mensal para geração hidrelétrica.	52
Figura 3.3: Média horária mensal do fator de capacidade para geração eólica.	52
Figura 3.4: Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS 79 com destaque (azul e verde) para as barras de geração renovável [44].	56
Figura 3.5: Sistema de 138 kV com destaque para a LT “7 – 8”.	58
Figura 3.6: Histograma dos fluxos de potência em MVA na LT 138 kV “7 – 8”.	59
Figura 3.7: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente para carga flutuando.	64
Figura 3.8: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente para carga constante.	65
Figura 3.9: Barras do sistema de 138 kV que apresentaram subtensão.	68
Figura 3.10: Linhas de transmissão do sistema de 138 kV com probabilidade de sobrecarga superior a 1% em todas as estações.	72
Figura 3.11: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente durante a primavera.	72
Figura 3.12: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente durante o verão.	73
Figura 3.13: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente durante o outono.	73

Figura 3.14: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente durante o inverno.	74
Figura 3.15: Linhas de transmissão do sistema de 138 kV que receberam reforços.	75
Figura 3.16: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” C1 e “1 – 5” C1, respectivamente.	77
Figura 3.17: Fator de capacidade mensal para geração hidrelétrica.	78
Figura 3.18: Média horária mensal do fator de capacidade para geração eólica.	78
Figura 3.19: Curva de carga horária.	79
Figura 3.20: Histograma dos fluxos de potência em MVA no transformador 10484 – 10483.	82
Figura 3.21: Histograma dos fluxos de potência em MVA no transformador 10484 – 10483.	85
Figura A.1: Fluxograma simplificado da resolução do FPP via SMC-QS.	95

Lista de tabelas

Tabela 3.1: Dados das termelétricas que foram substituídas por eólicas.	53
Tabela 3.2: Dados das eólicas que substituíram as termelétricas.	53
Tabela 3.3: Estados da usina eólica da barra 25.	54
Tabela 3.4: Estados da usina eólica da barra 27.	54
Tabela 3.5: Dados das hidrelétricas.	55
Tabela 3.6 – Dados de simulação	57
Tabela 3.7 – Sobrecarga da barra <i>swing</i>	57
Tabela 3.8: Tensões verificadas na barra 6.	57
Tabela 3.9: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1%.	59
Tabela 3.10: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1%.	59
Tabela 3.11: Dados de simulação.	60
Tabela 3.12: Sobrecarga da barra <i>swing</i> .	60
Tabela 3.13: Ocorrência de subtensões com probabilidade superior a 1% para carga flutuando.	61
Tabela 3.14: Ocorrência de subtensões com probabilidade superior a 1% para carga constante.	61
Tabela 3.15: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% para carga flutuando.	62
Tabela 3.16: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% para carga flutuando.	63
Tabela 3.17: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% para carga constante.	63
Tabela 3.18: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% para carga constante.	63

Tabela 3.19: Definição dos períodos sazonais para análise.	66
Tabela 3.20: Dados de simulação.	66
Tabela 3.21: Sobrecarga da barra <i>swing</i> .	66
Tabela 3.22: Ocorrência de subtensões no outono com probabilidade superior a 1%.	67
Tabela 3.23: Ocorrência de subtensões no inverno com probabilidade superior a 1%.	68
Tabela 3.24: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% na primavera.	69
Tabela 3.25: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% na primavera.	69
Tabela 3.26: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% no verão.	69
Tabela 3.27: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% no verão.	70
Tabela 3.28: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% no outono.	70
Tabela 3.29: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% no outono.	70
Tabela 3.30: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% no inverno.	71
Tabela 3.31: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% no inverno.	71
Tabela 3.32: Dados de simulação.	75
Tabela 3.33: Sobrecarga da barra <i>swing</i> .	76
Tabela 3.34: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1%.	76
Tabela 3.35: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1%.	76
Tabela 3.36: Taxas de falha e tempo de reparo.	79
Tabela 3.37: Dados de simulação.	80

Tabela 3.38: Sobrecarga da barra <i>swing</i> .	80
Tabela 3.39: Dez barras com maior ocorrência de subtensões.	80
Tabela 3.40: Tensões observadas nas dez barras com maior ocorrência de subtensões.	81
Tabela 3.41: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1%.	82
Tabela 3.42: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1%.	82
Tabela 3.43: Dados de simulação.	83
Tabela 3.44: Sobrecarga da barra <i>swing</i> .	83
Tabela 3.45: Dez barras com maior ocorrência de subtensões.	84
Tabela 3.46: Tensões observadas nas dez barras com maior ocorrência de subtensões.	84
Tabela 3.47: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1%.	85
Tabela 3.48: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1%.	85

Lista de abreviaturas

FDP	Função de densidade de probabilidade
FP	Fluxo de potência
FPP	Fluxo de potência probabilístico
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
SMC	Simulação Monte Carlo
SMC-NS	Simulação Monte Carlo não sequencial
SMC-S	Simulação Monte Carlo sequencial
SMC-QS	Simulação Monte Carlo quase sequencial
LT	Linha de transmissão
C1	Circuito 1
med	Média
dp	Desvio padrão
oc.	Ocorrências

Lista de símbolos

λ	Taxa de falha
μ	Taxa de reparo
P	Probabilidade
A	Disponibilidade de um dado componente
U	Indisponibilidade de um dado componente
UG	Número de unidades geradoras disponíveis em uma usina
P_{nom}	Potência nominal de unidade geradora
C	Capacidade equivalente do parque eólico
N_{max}	Número máximo de simulações
N_{sim}	Número de simulações
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 (vetor)
f, g	Equações de fluxo de potência (não linear)
E	Valor esperado
V	Variância
β	Coefficiente de variação

1

Introdução

1.1

Considerações Iniciais

O crescente investimento e o compromisso global com a transição energética refletem a busca por um sistema elétrico mais sustentável e resiliente, em resposta às preocupações crescentes com os impactos das mudanças climáticas. Nesse contexto, as fontes de energia renovável, especialmente a solar e a eólica, vêm ganhando participação expressiva nos sistemas elétricos em todo o mundo. Apesar de sua abundância e baixo impacto ambiental, essas fontes são caracterizadas por elevada variabilidade e limitada previsibilidade, o que impõe desafios relevantes ao planejamento e à operação do sistema. Diante disso, é fundamental que planejadores e operadores de sistemas elétricos desenvolvam metodologias e estratégias adequadas para avaliar e mitigar os riscos associados, de forma a garantir a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Com esse aumento significativo da penetração de fontes renováveis intermitentes e não controláveis, que já é uma realidade para a maioria das redes elétricas, a análise do sistema frente aos diferentes cenários de geração, transmissão e carga se torna ainda mais importante. Isso se deve também ao fato que tais mudanças introduziram outros desafios para o planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico, que passaram de uma estrutura tradicional com usinas e centros de consumo bem definidos para fontes de energia intermitentes e distribuídas.

Além das incertezas associadas à capacidade de geração, há também incertezas relacionadas à topologia da rede e à demanda. Quanto ao estado da rede, essas incertezas decorrem de possíveis contingências causadas, por exemplo, por falhas em equipamentos ou eventos naturais. A incerteza na demanda é igualmente significativa e se agrava com a disseminação de novas tecnologias e mudanças no perfil de consumo energético, como a eletrificação de setores tradicionais e a transformação dos hábitos dos usuários [1].

Nesse contexto, a análise de risco assume um papel fundamental no planejamento e na operação de sistemas de energia, ao considerar as incertezas associadas ao comportamento do sistema elétrico. Seu propósito é embasar planos de ação para mitigar a ocorrência de eventos que possam comprometer a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Para tanto, são utilizados métodos que ponderam a variabilidade das condições operativas e avaliam a probabilidade de ocorrência de cenários críticos, como desvios de tensão nos barramentos e sobrecargas em ramos da rede.

O algoritmo de fluxo de potência convencional é a ferramenta mais usada no planejamento da expansão e operação de sistemas elétricos de potência. No entanto, tal algoritmo é inerentemente determinístico e, portanto, não considera de forma adequada todas as incertezas associadas ao sistema elétrico em análise. Essa limitação do algoritmo convencional pode ser superada com a utilização do fluxo de potência probabilístico (FPP), proposto inicialmente em 1974 por Borkowska [2], que considera as possíveis variações na geração, carga e até mesmo na topologia da rede.

Enquanto o fluxo de potência convencional assume valores fixos para as entradas do sistema, o fluxo de potência probabilístico considera a natureza estocástica das variáveis de entrada, como a geração, consumo de energia e topologia da rede. Essa abordagem é mais abrangente e realista, pois não considera apenas um (ou poucos) ponto de operação para o sistema elétrico em questão. Ao incorporar as incertezas no cálculo do fluxo de potência, o resultado é um conjunto de funções de densidade de probabilidade para as variáveis de saída, como o carregamento por circuito e a magnitude de tensão por barra.

Os métodos usados para resolução do FPP podem ser analíticos ou baseados em simulação Monte Carlo (SMC). A SMC pode ser utilizada para avaliar as funções de densidade das variáveis de saída para uma quantidade predefinida de amostras, ou então para estimar a probabilidade de ocorrência de algum evento, considerando um critério de convergência preestabelecido. Esse processo pode ser bastante exigente do ponto de vista computacional, especialmente em sistemas de grande porte ou quando não se conhece previamente a quantidade de amostras necessárias para se obter resultados estatisticamente confiáveis, sobretudo na avaliação de eventos de baixa probabilidade.

O método SMC, apesar de ser computacionalmente exigente por potencialmente requerer muitas simulações, dispensa simplificações e permite a aplicação direta da formulação não linear convencional do algoritmo de fluxo de potência, preservando a precisão dos resultados.

Os métodos de avaliação baseados em SMC podem ainda ser classificados com base na consideração do elemento temporal, sendo eles não sequenciais ou sequenciais. Os métodos sequenciais, embora mais eficazes na avaliação de sistemas de potência complexos, demandam uma capacidade computacional significativamente maior. Como alternativa, surge o método quase sequencial para reduzir essa exigência computacional sem comprometer a qualidade da análise. Diante dessa vantagem, a simulação Monte Carlo quase sequencial (SMC-QS) é utilizada na presente dissertação.

Sendo assim, o objetivo deste trabalho é desenvolver e aplicar o algoritmo de FPP baseado na SMC-QS, como ferramenta para análise de risco em sistemas elétricos de potência com perfil de geração e carga dependentes no tempo. A metodologia proposta foi implementada no ambiente computacional do software Organon [3], utilizando a linguagem de programação C#, e aplicada a estudos de caso envolvendo o sistema teste IEEE RTS 79 e o subsistema Sul do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para esta análise, o elemento temporal foi incorporado por meio do acompanhamento da curva de carga e das séries temporais de geração renovável, permitindo uma representação mais realista do comportamento do sistema ao longo do tempo. Além das incertezas na carga e geração, foram consideradas incertezas no estado operativo da rede, associado à ocorrência de contingências nos equipamentos de geração e transmissão. Dessa forma, o impacto da intermitência das fontes renováveis e das demais incertezas sobre os índices de risco do sistema foi refletido nos resultados.

1.2

Desenvolvimento Histórico

O fluxo de potência probabilístico não é um tema de pesquisa recente, remontando a [2], [4], onde os autores sugerem um método para contemplar as incertezas do sistema elétrico de potência na resolução do problema do fluxo de carga. Desde então, houve um crescente interesse no assunto, dada a sua relevância

frente ao atual contexto do setor elétrico, marcado pela alta inserção de fontes renováveis variáveis. Sendo assim, esta seção revisa as premissas, métodos e aplicações do FPP.

As referências bibliográficas contidas em [5] reúnem publicações até o ano de 1988, que tinham como objetivo apresentar os métodos probabilísticos para análise de risco de sistemas elétricos, dada a natureza estocástica desses sistemas. Enquanto isso, a referência [6] apresenta as técnicas desenvolvidos para a aplicação do FPP até 2008, citando as analíticas e por simulação, especificamente a SMC.

Mais recentemente, foi publicado em [7] um levantamento bibliográfico abrangente sobre a avaliação da confiabilidade de sistemas compostos, contemplando trabalhos publicados entre os anos de 2000 e 2022. Embora o foco principal não seja especificamente o FPP, o tema abordado tangencia diretamente essa área, contribuindo para o entendimento dos avanços e desafios relacionados à modelagem da incerteza em sistemas elétricos.

Todos esses estudos têm abordado temas atuais e relevantes do setor elétrico, incluindo os desafios impostos pela crescente participação de renováveis – principal motivação deste trabalho. Nesse contexto, uma variedade de trabalhos tem sido publicada com a aplicação do FPP baseado nos métodos analítico e por SMC, com variações metodológicas sendo propostas para encontrar precisão nos resultados e eficiência computacional.

1.2.1 Métodos Analíticos

Os métodos analíticos, inicialmente utilizados na resolução do FPP, baseavam-se em técnicas de convolução matemática das funções de probabilidade das variáveis de entrada para estimar as distribuições de probabilidade das variáveis de saída (fluxos, tensões etc.). No entanto, por serem essencialmente procedimentos aplicados às equações de fluxo de potência, que apresentam comportamento não linear, esses métodos enfrentam algumas limitações.

Para resolução do FPP, essas técnicas compartilham a necessidade de simplificação, como a linearização das equações, e apresentam limitações na integração de estratégias operacionais de sistemas elétricos, como o despacho da geração e os procedimentos de corte de carga. Além disso, esses métodos também

assumem uma independência entre as variáveis de entrada, o que pode comprometer a precisão das estimativas e a validade dos resultados obtidos. No entanto, uma das vantagens em relação a métodos de simulação, como os por SMC, é a menor demanda computacional.

Entre as principais estratégias analíticas, destacam-se as técnicas de convolução matemática obtidas a partir da linearização das equações de fluxo de potência em torno de um ponto de operação. A combinação (soma ponderada) de distribuições de variáveis independentes é então realizada de forma eficiente por técnicas de convolução discreta, conforme descrito nos próximos parágrafos. Outras estratégias analíticas se baseiam em aproximações polinomiais, como nos métodos dos cumulantes e nas expansões de Gram-Charlier, Edgeworth, Cornish–Fisher e *unscented transform* [8]-[10]. Tais estratégias permitem representar distribuições de probabilidade de variáveis do sistema a partir de seus momentos estatísticos. Todos esses métodos têm se mostrado relevantes para análise de redes elétricas, com várias aplicações práticas ao longo dos anos.

Em [11], os autores propuseram uma solução para o FPP baseada em técnicas de convolução matemática das funções de probabilidade associadas às variáveis de entrada. Para aplicação desta metodologia, as variáveis de entrada foram consideradas independentes entre si ou, quando necessário, linearmente dependentes. Outras simplificações também foram consideradas para evitar custos computacionais impeditivos, como as suposições de que (i) há uma relação linear entre os fluxos nos ramos e as potências líquidas injetadas nos barramentos; (ii) existe uma uniformidade nas magnitudes de tensão de todos barramentos (iii) os fluxos de potência ativa e reativa são independentes entre si; (iv) o balanço de potência é realizado exclusivamente pela barra de referência (v) há uma ausência de perdas elétricas no sistema; e (vi) a topologia da rede elétrica permanece constante.

Em 1976, [12] utilizou a transformada de Laplace na formulação do FPP para representar as variáveis aleatórias nodais de forma analítica para maior eficiência computacional, ao possibilitar que as funções estatisticamente combinadas permanecessem em forma analítica ao longo de todo o processo de multiconvolução.

Já em 1981, [13] utilizou a linearização das equações do fluxo de potência em torno do valor esperado e a técnica de convolução para calcular as funções

densidade de probabilidade (fdp) das variáveis de saída. Nesse caso, a convolução foi feita de forma significativamente mais rápida ao substituir a convolução convencional pela transformada rápida de Fourier. Ainda em 1981, propuseram em [14] um método analítico que lineariza as equações de fluxo de potência em certos pontos de operação e faz a convolução das fdps das variáveis de entrada dentro de cada uma dessas regiões linearizadas. Em seguida, as fdps resultantes foram combinadas para compor a distribuição final da variável de saída de interesse.

Até então, somente as injeções nodais eram consideradas como variáveis aleatórias do FPP. No entanto, em 1985, foi proposto em [15] que a topologia da rede também fosse considerada uma variável aleatória, de modo a contemplar falhas e manutenções no sistema de transmissão. Dessa forma, as distribuições das saídas do fluxo de potência foram obtidas através de uma soma ponderada das distribuições para cada configuração do sistema.

A premissa utilizada até então, de independência entre as cargas nodais, não é realista em muitos contextos práticos. Por essa razão, em 1984, Leite da Silva, Arienti e Allan propuseram em [16] um modelo de dependência linear entre as cargas elétricas, visando representar correlações associadas a fatores ambientais e sociais. Utilizando um fluxo de potência linearizado, os autores aplicaram uma abordagem híbrida que combinava SMC não sequencial com convoluções para a avaliação probabilística do sistema.

Ainda em 1985, foi incluído o segundo termo da expansão em série de Taylor nas equações de fluxo de potência, a fim de reduzir os impactos da aproximação linear do fluxo de potência [17]. No entanto, foi constatado que os ganhos obtidos ocorrem apenas em condições operacionais caracterizadas por elevados níveis de carregamento e alta variabilidade nas cargas.

Em 1992, foi proposta em [18] uma técnica para integrar os modelos analíticos e por SMC na análise probabilística de sistemas de potência, evidenciando que ambos não são mutuamente excludentes. Essa técnica consiste em usar um modelo analítico mais simples que se aproxime do modelo detalhado, e aplicar a SMC apenas sobre o erro residual entre eles. Dessa forma, o esforço computacional é reduzido, uma vez que a maior parte da variabilidade é explicada pelo modelo analítico, restando à simulação apenas a tarefa de capturar os efeitos não modelados diretamente.

Foi proposto, em 2019, um método para lidar com as incertezas das renováveis, armazenamento e cargas controláveis [19], para as quais são consideradas estratégias de controle flexíveis. O método utiliza uma técnica de ajuste polinomial de distribuições para representar os dados históricos com distribuições arbitrárias. Em seguida, as distribuições marginais são combinadas pelas funções cópulas para formar um modelo conjunto, sobre o qual é aplicado um FPP baseado em cumulantes.

Em 2025, Barati propôs um método [20] que combina modelos estatísticos com redes neurais profundas para resolução do FPP. Este método dispensa a resolução explícita das equações não lineares do fluxo de potência ao utilizar a capacidade de aprendizagem do operador para associar as entradas estocásticas aos módulos e ângulos de tensão nos barramentos. Em seguida, o modelo de regressão por processo gaussiano é aplicado para capturar o erro residual da previsão da rede neural, permitindo estimar intervalos de confiança com rapidez e, assim, quantificar de forma robusta as incertezas associadas à solução.

Estes foram alguns entre diversos trabalhos publicados de FPP por meio métodos analíticos ou técnicas baseadas em aproximações. No entanto, dadas as incertezas introduzidas pelas simplificações consideradas, os resultados obtidos por esses métodos eram frequentemente validados com os obtidos através da SMC. Com o avanço do desempenho computacional ao longo dos anos, as técnicas baseadas em SMC têm ganhado destaque, consolidando-se como referência em termos de precisão e robustez.

1.2.2 Métodos de Simulação Monte Carlo

A SMC é um método de amostragem estatística utilizado para estimar a distribuição de probabilidades de uma variável de saída a partir da distribuição de probabilidades das variáveis de entrada. Devido à sua flexibilidade e precisão, a SMC tem sido amplamente utilizada em análise de risco em diversas áreas, incluindo os sistemas elétricos de potência.

No contexto do FPP, a SMC tem sido fundamental [13], especialmente em cenários nos quais métodos analíticos convencionais apresentam limitações. A SMC permite a análise de sistemas complexos e não lineares, admitindo variáveis

de entrada com quaisquer distribuições de probabilidade. Sendo assim, possibilita uma representação mais detalhada e realista do sistema e das incertezas associadas, resultando em estimativas mais robustas e confiáveis.

A SMC apresenta variações metodológicas referentes ao tratamento do elemento temporal. No âmbito do FPP, a SMC não sequencial (SMC-NS) é a mais utilizada, dada sua simplicidade na implementação e menor complexidade computacional. Nessa modalidade, as amostras dos estados do sistema são obtidas de forma independente, sem considerar uma evolução temporal entre os eventos simulados. Por outro lado, para algumas aplicações, recorre-se à SMC sequencial (SMC-S), que permite incorporar fatores temporais de todas as variáveis do sistema, como geração, carga e topologia da rede – modelando os tempos de operação e falha dos componentes por meio de diferentes funções de distribuição de probabilidade. Ambos esses métodos foram utilizados ao longo dos anos para análise de redes elétricas.

Foi proposta em 1990 uma metodologia que integra SMC-NS com equações de fluxo de potência multilinearizadas em [21]. Esta solução utilizava a carga ativa total do sistema para definir os pontos de linearização.

Em 2008, o FPP via SMC-S foi utilizado para prever possíveis congestionamentos no sistema de transmissão do equivalente do *Western Electricity Coordinating Council* – a rede do oeste dos Estados Unidos [22]. Com este método foi possível estabelecer limites de confiança para os intervalos de previsibilidade, e a partir disso identificar oportunidades para reduzir congestionamentos e assim aumentar as margens para escoamento de geração.

O desempenho dos métodos analítico e por SMC sequencial (SMC-S) para resolução do FPP foi comparado em uma análise do sistema elétrico do Reino Unido, considerando uma alta inserção de geração eólica em 2014 [23]. Foi verificado que, por não considerar a cronologia da geração eólica, os resultados obtidos com o método analítico foram menos confiáveis com a SMC-S.

Em 2017, foi proposto um método baseado em SMC-NS que usa técnicas de amostragem por importância via o método de entropia cruzada para estimar, de forma mais eficiente, as caudas das curvas de distribuição das variáveis de interesse [24]. Esses eventos, embora mais raros, podem ser verificados com maior rapidez, e os índices de confiabilidade calculados para regiões de operação onde os métodos

analíticos convencionais tendem a apresentar perda de precisão. Este método foi posteriormente estendido considerando fontes renováveis [25].

O FPP via SMC foi utilizado em um estudo voltado à avaliação dos impactos da sazonalidade na precisão de equivalentes estáticos de redes elétricas em 2024 [26]. Para isso, foram utilizadas as SMC-NS e a SMC-S, assim como diferentes métodos de redução de redes, de modo a permitir uma análise comparativa da influência de variações temporais na fidelidade dos modelos equivalentes.

Apesar dos avanços obtidos com a SMC-S, um dos principais desafios associados a esse método reside em seu elevado custo computacional. Para mitigar essa limitação, têm sido propostas variações da SMC-S, como as simulações pseudo-cronológicas, quase-sequenciais e baseadas em transições de estado, que buscam reduzir o tempo de processamento sem comprometer significativamente a acurácia dos resultados. Todas essas alternativas têm sido utilizadas em análises de confiabilidade de sistemas elétricos de potência.

A SMC-S foi utilizada por Billinton e Gan em 1991 para análise da adequação em sistemas com múltiplas áreas de geração [27]. Para isso, foi feita uma análise individual de cada área em termos de sua autossuficiência de geração, seguida de uma análise dos impactos da implementação de uma interconexão entre as regiões sobre os índices de confiabilidade do sistema. Como o método utilizado foi o sequencial, a modelagem foi baseada nas distribuições dos tempos de permanência dos componentes nos diferentes estados operacionais, e nas características operativas dos geradores de ponta.

Em 2000, a SMC pseudo-cronológica foi utilizada para calcular o custo e os demais índices de demanda não suprida em [28]. Os autores justificaram a escolha pelo método ter a eficiência de uma SMC-NS, mas ao mesmo tempo preservar o elemento temporal da carga. Com essa abordagem, foi possível estimar a energia não suprida por classe de consumidor, por barramento e por duração da interrupção.

Em 2010, uma análise de confiabilidade de um sistema elétrico com perfis de geração e carga dependentes do tempo foi feita utilizando a SMC quase sequencial (SMC-QS) como a principal ferramenta [29]. Os resultados obtidos foram validados por meio da comparação com a SMC cronológica, demonstrando um ganho significativo em eficiência computacional, sem prejuízo relevante na precisão dos resultados.

A SMC-S foi utilizada em [30] para estimar os índices de confiabilidade da Usina Hidrelétrica de Itaipu em 2014. Utilizando séries históricas de aflúências hidrológicas, o objetivo do estudo foi realizar uma análise de risco voltada à identificação da probabilidade de insuficiência da capacidade de geração para atender às demandas contratuais ou sistêmicas. Foi ressaltado, que devido às características do método empregado, foi possível representar transições de estados tanto Markovianas quanto não-Markovianas, além de fornecer estimativas mensais e anualizadas das distribuições associadas aos índices de confiabilidade.

Em 2022, os índices de confiabilidade de sistemas elétricos neutros em carbono e baseados em hidrogênio foram estimados com a SMC-QS em [31]. A metodologia proposta realiza a amostragem por hipercubo latino e modelo de Markov multinível para representar a geração renovável e a carga com correlações temporais, enquanto as falhas são amostradas separadamente para maior eficiência. Para avaliar a severidade das contingências, o fluxo de potência ótimo, formulado como um problema linear, é então utilizado para calcular perdas energéticas.

A SMC baseada em transição entre estados também foi utilizada em 2024 para definir índices de confiabilidade em redes de distribuição com geração distribuída em [32]. Guimarães, Leite da Silva e Nascimento demonstraram eficiência e precisão do método quando comparado a SMC-S.

Além dessas aplicações práticas, observa-se o contínuo desenvolvimento de estudos realizados com variantes da SMC, especificamente com ênfase em abordagens que incorporam aspectos cronológicos. Tais variações têm sido aplicadas a sistemas elétricos de potência com diferentes características operacionais e estruturais, permitindo análises mais realistas e dinâmicas. Os resultados obtidos com essas abordagens demonstram avanços significativos em termos de rapidez computacional e acurácia nas estimativas de confiabilidade e risco, evidenciando seu potencial para suportar decisões no planejamento e na operação de sistemas complexos.

Apesar dos avanços promovidos pelas variantes da SMC, sua aplicação ainda é incipiente no contexto do FPP. Dessa forma, a incorporação da SMC-QS ao FPP representa uma oportunidade promissora para ampliar a fidelidade das análises probabilísticas em sistemas de potência, especialmente aqueles com alta penetração de renováveis, ao manter os elementos temporais da geração renovável sem comprometer a eficiência computacional.

1.2.3 Fontes Renováveis

As fontes renováveis de energia já são uma tendência consolidada em escala global, e o Brasil se destaca nesse cenário, com uma matriz elétrica majoritariamente renovável – consequência de políticas públicas e recursos naturais abundantes. Entretanto, a transição energética é uma meta mundial, e diversas regiões, ainda que em estágios distintos de desenvolvimento, já incorporam uma parcela significativa de renováveis em suas matrizes elétricas, conforme ilustrado na Figura 1.1 [33].

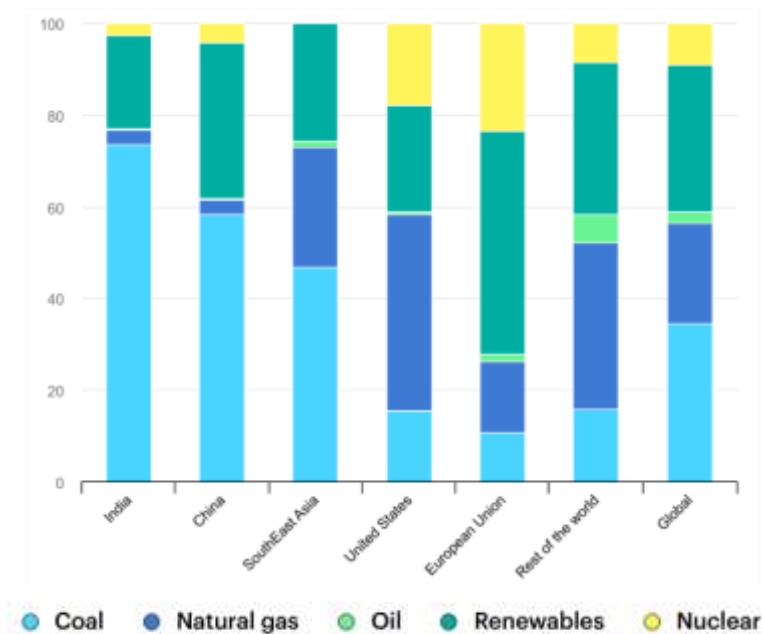


Figura 1.1: Participação percentual das fontes na geração de eletricidade em 2024, por regiões selecionadas.

Embora abundantes e ambientalmente sustentáveis, as fontes de energia renovável também apresentam elevada variabilidade no tempo e no espaço. Isso significa que há incertezas associadas à capacidade de geração dessas fontes – fato que, combinado com a baixa capacidade de armazenamento, impacta diretamente a confiabilidade das redes elétricas. Por isso, é essencial que tais aspectos sejam considerados no planejamento e na operação dos sistemas.

Essas variações temporais, embora não completamente previsíveis, seguem certas tendências. No caso dos recursos hídricos, observam-se períodos úmidos e

secos com padrão sazonal. As chuvas associadas a esses períodos ditam qual é a disponibilidade de geração das hidrelétricas, impactando diretamente o planejamento e operação da rede elétrica – sobretudo em sistemas com alta dependência dessa fonte de energia.

Enquanto isso, a geração eólica exibe variações temporais e espaciais significativas, dependendo da hora do dia, época do ano e da localização geográfica. Em países de maior extensão territorial, o perfil de ventos pode variar significativamente entre regiões.

Dessa forma, o potencial eólico de uma determinada região pode ser mais elevado durante o período de estiagem, contando com ventos mais intensos durante o período de menor afluência hídrica. Essa complementaridade entre a geração eólica e hidrelétrica pode contribuir para a segurança energética do sistema. No entanto, como o regime de ventos pode não ser uniforme em todo o território nacional, em outra região o período de maior geração eólica pode coincidir com o de maior disponibilidade hídrica. Nesses casos, ao invés de desempenhar um papel complementar, a geração eólica se soma à geração hidrelétrica, elevando o volume total de energia disponível no sistema e exigindo estratégias específicas para o seu aproveitamento eficiente.

A geração solar, por sua vez, apresenta variações intradiárias bem definidas. A produção de energia se inicia por volta das 5 horas da manhã, atinge seu pico por volta do meio-dia (12h) e começa a diminuir gradualmente até aproximadamente 19h, acompanhando o ciclo natural da radiação solar. Essas variações são influenciadas não apenas pela posição do sol ao longo do dia, mas outros fatores meteorológicos, que podem também apresentar padrões sazonais ao longo do ano.

Essa heterogeneidade temporal e espacial destaca a importância de considerar as características temporais e locais das fontes renováveis no planejamento da operação de um sistema elétrico. Tal consideração é ainda mais necessária em sistemas com alta penetração de fontes renováveis intermitentes, dado que a variabilidade e a imprevisibilidade desses recursos podem impactar diretamente a qualidade e o fornecimento de energia elétrica do sistema.

Nesse contexto, diversos estudos foram publicados para analisar sistemas com crescente inserção de geração renovável, utilizando o FPP como principal ferramenta metodológica. Esses trabalhos abordam, entre outros aspectos, os desafios técnicos para a conexão de geradores renováveis à rede de transmissão

[34], o tratamento das incertezas presentes na interface entre os operadores de transmissão e distribuição [35], e a aplicação do FPP em redes de distribuição com elevada penetração de fontes intermitentes [36].

Sendo assim, à medida que os países estabelecem metas ambiciosas para a integração de fontes renováveis na matriz elétrica, o desenvolvimento de metodologias avançadas de análise e gestão de riscos que incorporam essas particularidades é ainda mais necessário. Nesse contexto, o fluxo de potência probabilístico via SMC-QS oferece resultados mais realistas ao preservar — ainda que parcialmente — as características temporais da geração renovável, razão pela qual é apresentado e discutido ao longo desta dissertação.

1.3

Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é composta por quatro capítulos, organizados conforme o breve resumo a seguir.

O Capítulo 1 visa evidenciar a relevância desta dissertação por meio da descrição do atual contexto de sistemas elétricos de potência, marcado pela elevada participação de energias renováveis variáveis, e suas implicações para confiabilidade desses sistemas. E, a partir disso, introduzir os conceitos do fluxo de potência probabilístico e os principais métodos para sua aplicação.

O Capítulo 2 aprofunda a discussão sobre o FPP, abordando sua formulação matemática e os principais métodos utilizados para sua aplicação, incluindo os métodos baseados em SMC. Com isso, são discutidas as limitações e as possibilidades oferecidas por cada abordagem, com destaque para a flexibilidade e a precisão na representação de sistemas proporcionadas pela SMC, mais especificamente, a SMC-QS. Dessa forma, são descritas as funções implementadas, como o despacho de geração por ordem de mérito e a possibilidade de cortes de carga em situações de insuficiência na capacidade de geração.

A aplicação da metodologia descrita e seus resultados serão apresentados e discutidos no Capítulo 3, considerando o sistema IEEE RTS 79 e um sistema equivalente da região Sul do SIN. Estas avaliações serão feitas comparativamente, com base anual e sazonal, e considerando também o sistema termoeletrico original IEEE RTS 79, com a inserção de renováveis e com os reforços recomendados posteriormente.

O Capítulo 4 então resume as principais conclusões desta dissertação e sugestões para trabalhos futuros, com foco na ampliação, aprofundamento e aplicação dos resultados obtidos até então, visando consolidar e expandir os achados deste estudo.

2

Fluxo de Potência Probabilístico via Simulação Monte Carlo

2.1

Introdução

O fluxo de potência é a principal ferramenta para a análise estática de sistemas de energia elétrica, sendo aplicado tanto no planejamento quanto na operação. Este método é utilizado para avaliar a viabilidade e a segurança de um determinado ponto de operação, assumindo valores para a geração, carga e topologia da rede. A partir dessas informações, o cálculo do fluxo de potência fornece o estado operativo da rede (magnitude e ângulo das tensões dos barramentos, fluxos de potência nos ramos etc.).

Dada a elevada dimensão de pontos operativos possíveis, um algoritmo determinístico dificilmente representa com precisão as condições reais do sistema. Por essa razão, é comum adotar cenários extremos de operação como medida conservadora, embora tais condições tampouco sejam representativas da realidade. No caso do sistema elétrico brasileiro, por exemplo, o patamar de carga pesada considera as maiores demandas registradas pelas distribuidoras, ainda que estas não ocorram simultaneamente. Para estudos com maior representatividade estatística, são utilizados valores médios, correspondentes a situações com maior probabilidade de ocorrência. No entanto, mesmo essa abordagem apresenta limitações, uma vez que variáveis como geração renovável, carga e disponibilidade de componentes da rede possuem natureza aleatória, comprometendo a confiabilidade de resultados puramente determinísticos.

O fluxo de potência probabilístico (FPP), por sua vez, foi proposto para superar as limitações do modelo determinístico, ao considerar uma série de condições operativas. Esse método fornece, em vez de valores fixos, distribuições de probabilidade das variáveis de saída, a partir de variações previamente conhecidas das variáveis de entrada. Dessa forma, o algoritmo identifica as regiões

operativas inadequadas, bem como as principais causas de sobrecarga em ramos ou desvios de tensão nos barramentos do sistema.

Diversos métodos têm sido propostos para a resolução do FPP, entre os quais se destacam os métodos analíticos e aqueles baseados em simulação Monte Carlo (SMC), conforme discutido no Capítulo 1. Este capítulo está estruturado da seguinte forma: na Seção 2.1, apresenta-se a formulação matemática do FPP; a Seção 2.3 descreve em detalhes as técnicas do FPP baseadas em SMC; a Seção 2.4 apresenta as extensões do método por meio da abordagem SMC quase sequencial (SMC-QS), visando melhorias na qualidade estatística dos resultados através da preservação das associações temporais das variáveis de entrada; e por fim, a Seção 2.5 apresenta os conceitos e tratamento das séries temporais associadas à geração renovável no contexto da SMC-QS.

2.2 Formulação do Problema

O problema de fluxo de potência probabilístico pode ser descrito pelas equações:

$$\mathbf{Y} = f(\mathbf{X}, \mathbf{B}) \quad (2.1)$$

$$\mathbf{Z} = g(\mathbf{X}, \mathbf{B}) \quad (2.2)$$

onde $\mathbf{Y}$ é o vetor de entrada, composto pelas injeções nodais de potência ativa e reativa, $\mathbf{Z}$ é o vetor de saída, contendo os resultados dos fluxos de potência, como geração da barra *swing*, fluxo de potência nos ramos, perdas etc., e o vetor de estado $\mathbf{X}$, composto pelos ângulos e magnitudes de tensão nos nós. O vetor $\mathbf{Z}$ depende do vetor $\mathbf{B}$, que indica o status dos circuitos do sistema de transmissão. O status das unidades geradoras está implicitamente refletido em $\mathbf{Y}$. Os vetores $\mathbf{X}$ e $\mathbf{Z}$ são obtidos por meio de algoritmos de fluxo de potência, com a resolução de um sistema de equações não lineares, definido pelas funções f e g .

Para um sistema elétrico com n barras, o vetor de entrada $\mathbf{Y}$, contendo as injeções de potência ativa e reativa para cada barra do sistema, terá dimensão $2n \times 1$. O vetor de estado $\mathbf{X}$, contendo os ângulos e magnitudes de tensão em cada barra, também terá dimensão $2n \times 1$. A variável de saída $\mathbf{Z}$, por sua vez, terá dimensão $m \times 1$, que varia conforme as m variáveis de interesse calculadas a partir

do vetor de estado $\mathbf{X}$. O vetor $\mathbf{B}$, que indica o status dos circuitos, tem dimensão dependente do número total de componentes monitorados, ou seja, os componentes considerados na análise de contingências.

As variáveis aleatórias de entrada são representadas nos vetores $\mathbf{Y}$ e $\mathbf{B}$. O vetor $\mathbf{Y}$ contém a configuração das variáveis aleatórias associadas à carga e geração em cada barra, conforme mencionado anteriormente. Essas variáveis são regidas por distribuições de probabilidade, contínuas ou discretas, e refletem o caráter aleatório do sistema. Essas incertezas, como variações de demanda, intermitência de geração renovável e disponibilidade de unidades geradoras. O vetor $\mathbf{B}$ representa as variáveis aleatórias associadas à disponibilidade dos circuitos do sistema de transmissão, incorporando as mudanças que podem ocorrer devido a manutenções programadas e falhas inesperadas de equipamentos.

A complexidade do problema do FPP está relacionada à dimensão do sistema elétrico e da quantidade de variáveis aleatórias consideradas. Em sistemas de grande porte, o número de cenários analisados e o tempo de execução do algoritmo podem aumentar substancialmente, impondo limitações à aplicação da metodologia. Dessa forma, a técnica utilizada para resolução do FPP deve considerar a precisão estatística e a eficiência computacional, de modo a produzir estimativas confiáveis ao representar o sistema sob diferentes condições operativas, sem incorrer um custo computacional excessivo. Essa capacidade é fundamental para que o FPP possa ser utilizado de forma efetiva em estudos de planejamento e operação, onde a precisão dos resultados e a eficiência no tempo de resposta são determinantes para a tomada de decisão.

Entre os métodos utilizados, destacam-se os métodos analíticos, que incorporam simplificações no cálculo do fluxo de potência. Essas simplificações, como a linearização das equações, tornam o método menos exigente em termos computacionais, permitindo obter resultados com rapidez. No entanto, isso pode comprometer a precisão dos resultados em cenários com maior variabilidade. Já os métodos de simulação – como os baseados em SMC – não reduzem a complexidade das variáveis envolvidas, oferecendo maior flexibilidade e precisão. Porém, essa abordagem pode resultar em tempos de simulação significativamente maiores, especialmente em sistemas complexos, uma vez que exige a execução de múltiplas iterações para capturar adequadamente as incertezas e a distribuição das variáveis aleatórias.

2.3

Técnicas Convencionais de FPP via SMC

A SMC é uma técnica que utiliza amostragem aleatória para estimar a probabilidade de diferentes resultados, sendo amplamente aplicada na análise de risco e incerteza em diferentes áreas. Sendo assim, a SMC é uma ferramenta essencial para avaliar a variabilidade e os possíveis cenários de sistemas complexos. Uma das principais vantagens dessa abordagem em relação aos modelos tradicionais de fluxo de potência, que dependem de entradas fixas, é a capacidade de realizar análises de sensibilidade e de interdependência entre variáveis, explorando uma maior variedade de situações.

No caso do FPP, a SMC é especialmente útil pois permite o uso das equações não lineares originais do fluxo de potência, mantendo a precisão na representação do comportamento do sistema elétrico. Além disso, o método da SMC pode também incorporar práticas operacionais de sistemas de potência, como o despacho de geração por ordem de mérito e corte de carga por insuficiência de geração, o que amplia a análise do sistema ao considerar diferentes condições de operação. Ademais, contingências podem ser representadas, resultando em uma avaliação mais abrangente e robusta da segurança e da confiabilidade do sistema.

A proposta da SMC é explorar o espaço de estados probabilísticos que o sistema pode assumir, a partir da seleção aleatória das variáveis de entrada – como geração, carga e estados operativos dos componentes da rede. Para isso, é necessário que as distribuições dessas variáveis sejam conhecidas inicialmente. Após o sorteio das condições do sistema e o processamento do fluxo de potência para um estado específico, os resultados são armazenados, e uma nova simulação é iniciada. Esse processo é repetido até que o critério de parada seja atendido. Uma vez concluído, uma análise estatística sobre o comportamento do sistema pode ser feita.

Os critérios de parada da SMC são selecionados com base na finalidade da análise. Em geral, o FPP pode ser aplicado tanto para estimativas de risco quanto para gerar distribuições das variáveis de saída. No caso das estimativas de risco, em que o objetivo é calcular a probabilidade de ocorrência de certos eventos, se aplica um critério de parada por convergência do coeficiente de variação do estimador do índice alvo [24]. Nesse contexto, não é necessário explorar todo o espaço de estados

operativos do sistema, apenas focar nos estados em que ocorrem os eventos de interesse, como a sobrecarga em determinado equipamento. Para isso, se define uma tolerância de convergência para assegurar uma estimativa precisa dessa probabilidade. Outra opção é gerar as distribuições das variáveis de saída para um número fixo de amostras. Essa alternativa fornece uma representação estatística mais abrangente dos possíveis estados do sistema. No entanto, como as regiões de baixa probabilidade, nas extremidades das distribuições (caudas), são menos frequentemente amostradas, elas apresentam menor precisão, sendo menos representadas nos resultados.

De qualquer forma, ambos os procedimentos oferecem uma variedade de opções de simulação, sem a necessidade de simplificações. No entanto, eventuais simplificações podem ser utilizadas de acordo com o escopo do estudo e têm como principal objetivo a eficiência computacional. Ainda assim, podem ser usadas as equações não lineares originais, pode haver correlações entre as variáveis de entrada, e podem ser aplicadas alterações na topologia e parâmetros de rede, proporcionando uma modelagem detalhada e flexível conforme as necessidades da análise.

2.3.1 Modelo de Markov

Nas análises de risco e confiabilidade de redes elétricas, o sistema pode ser descrito por seus estados operativos e pelas possíveis transições entre eles. Cada estado representa uma configuração distinta do sistema, definida pela condição de operação de cada componente. Consequentemente, a análise de todas as combinações possíveis de estados dos componentes leva à formação de um espaço de estados significativamente amplo.

As transições entre estados ocorrem quando há mudança na condição de um ou mais componentes, refletindo eventos como falhas ou recuperações, e são fundamentais para a modelagem estocástica do comportamento do sistema. Na representação de Markov de dois estágios para uma máquina, a taxa de falha (λ) descreve a transição do estado de disponibilidade (A) para o estado de indisponibilidade (U). Enquanto isso, a taxa de reparo, μ , descreve a transição inversa, de U para A . Sendo assim, os estados de um componente (equipamentos de geração e transmissão) podem ser descritos pelo diagrama da Figura 2.1.

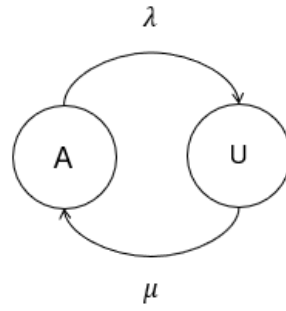


Figura 2.1: Diagrama de estados de uma máquina.

A probabilidade de a máquina assumir qualquer um desses estados é [37], [38]:

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.3)$$

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = 1 - A. \quad (2.4)$$

Usinas eólicas, por envolverem grande quantidade de aerogeradores, geram um espaço de estados com elevada dimensão devido à diversidade de combinações possíveis de operação. Considerando que cada aerogerador possui uma potência típica da ordem de alguns megawatts, muitas unidades são necessárias para compor a capacidade total de um parque eólico. Isso faz com que uma redução do espaço de estados de condições operativas da usina seja útil. Essa redução é geralmente realizada por meio da agregação dos aerogeradores em unidades equivalentes com múltiplos estados, preservando as características estatísticas do sistema original com menor complexidade computacional.

O modelo de Markov de múltiplos estados agregados é adequado para representar uma central eólica, desde que as unidades geradoras sejam idênticas em termos de capacidade e comportamento operacional [29], [30].

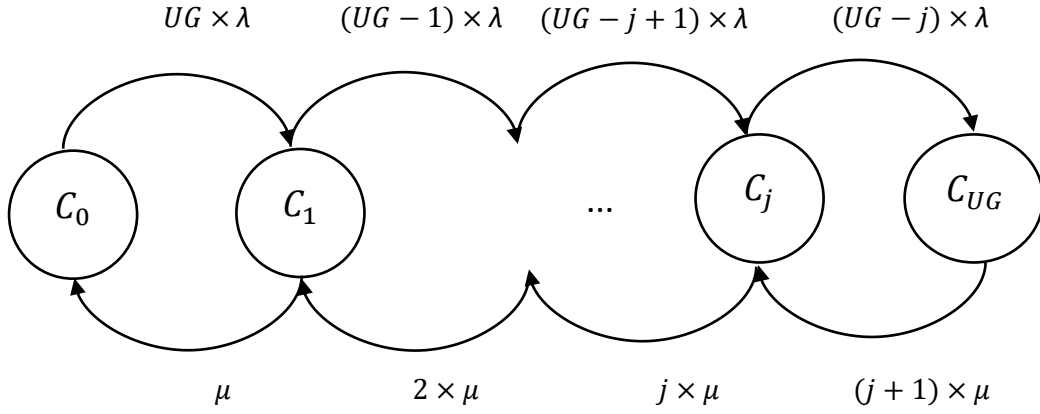


Figura 2.2: Modelo de Markov para múltiplos estados.

No modelo apresentado na Figura 2.2, C_j representa a capacidade disponível para o estado com j unidades fora de operação, UG é o número de unidades geradoras na central e P_{nom} é a potência nominal de cada unidade. Sendo assim, a capacidade do parque eólico para o estado j pode ser determinada pela equação:

$$C_j = (UG - j) \times P_{nom}, \quad j = 0, 1, 2, \dots, UG. \quad (2.5)$$

A probabilidade do parque eólico se encontrar em determinada condição é dada pela expressão:

$$P_j = \binom{UG}{j} \times q^j \times (1 - q)^{UG-j}, \quad j = 0, 1, 2, \dots, UG \quad (2.6)$$

onde o termo $\binom{UG}{j}$ representa as combinações possíveis para que exatamente j unidades geradoras estejam indisponíveis, sendo o valor de q o valor associado à indisponibilidade de uma única unidade.

Este modelo permite uma redução de estados de acordo com alguma tolerância previamente especificada. Essa truncagem é possibilitada pelo fato de que a probabilidade de ocorrência diminui à medida que o número de unidades em falha aumenta. Dessa forma, estados com probabilidade total inferior à tolerância definida podem ser agrupados, efetivamente reduzindo o esforço computacional.

A partir da simplificação da representação dos parques eólicos, o estado de geração em cada simulação é determinado em duas etapas. Primeiramente, é amostrado um valor aleatório entre 0 e 1, assumindo uma distribuição uniforme. Em seguida, identifica-se o estado j tal que o valor amostrado esteja contido no intervalo entre a soma acumulada das probabilidades até o estado $j - 1$ e a soma acumulada até o estado j . A capacidade equivalente do parque eólico, então, é definida com base no estado j selecionado.

2.3.2 Estimativa de Risco com SMC

A estimativa de risco utilizando SMC pode ser feita ao utilizar o coeficiente de variação (β) como indicador estatístico da convergência do estimador do índice de risco alvo (e.g., probabilidade de sobretensão em determinado barramento) [39]. Esse coeficiente expressa o nível de incerteza associado aos resultados, ao relacionar a dispersão dos dados com a média do desempenho estimado. Sendo assim, quanto maior o coeficiente, maior a variabilidade relativa dos estimadores. Por esse motivo, o parâmetro β é frequentemente utilizado como critério de convergência de uma SMC.

Nesse método, se seleciona um total de N amostras aleatórias dos valores de entrada do sistema, como injeções nodais Y_i e contingências B_i , para cada iteração i do SMC. Após o processamento do fluxo de potência, é aplicada uma função teste $H(Y_i, B_i)$ ao resultado produzido pela amostra i , para estimar a probabilidade de ocorrência do evento em questão.

Em termos práticos, quando a SMC é aplicada, por exemplo, para avaliar o risco de sobretensão em uma barra k com limites de tensão previamente estabelecidos, o objetivo é estimar a probabilidade de que esses limites sejam ultrapassados sob diferentes condições operacionais. Essa probabilidade de sobretensão é descrita pela equação:

$$P[V_k(Y_i, B_i)] > V_{k\text{limite superior}}. \quad (2.7)$$

Essa estimativa pode ser obtida com SMC com uso da equação:

$$\hat{E}[H] = \frac{\sum_{i=1}^N H(Y_i, B_i)}{N}, \quad (2.8)$$

onde N é o número de amostras, i é o índice do estado amostrado, e $H(Y_i, B_i)$ é a função teste definida como:

$$H(Y_i, B_i) = \begin{cases} 1, & \text{se } V_k(Y_i, B_i) > V_k^{\text{linite superior}} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.9)$$

A incerteza da estimativa é representada pela variância do estimador, que indica a dispersão dos dados em relação ao seu valor esperado, calculada por:

$$\text{Var}(\hat{E}[H]) = \frac{\text{Var}(H)}{N}. \quad (2.10)$$

Para que os resultados sejam precisos, o coeficiente de variação β , calculado pela Eq. 2.11, é usado como critério de parada, pois é uma medida de incerteza relativa normalizada.

$$\beta = \frac{\sqrt{\text{Var}(\hat{E}[H])}}{\hat{E}[H]} \quad (2.11)$$

A SMC será interrompida apenas quando alcançar um nível de confiança previamente estabelecido, como uma margem (ou tolerância) de 1% para precisão dos resultados obtidos, ou quando o número máximo de amostras for atingido. Para eventos raros, o processo de convergência demanda um número maior de amostras, o que resulta em maior esforço computacional. No entanto, não se sabe de antemão qual a probabilidade de ocorrência do evento sendo investigado. Se for descoberto que a probabilidade de ocorrência do evento for suficientemente baixa, pode ser que não desperte preocupação ou ao menos não justifique a aplicação de ações corretivas.

2.4

Técnicas de FPP via SMC Quase Sequencial

A metodologia descrita até o momento não contempla uma continuidade temporal. E, por isso, este método é chamado de SMC não sequencial. Existem ainda a SMC sequencial e quase sequencial, com as quais se podem representar as características que são dependentes do tempo. Sendo assim, para modelar as variações da carga (por barra ou área) no tempo, assim como flutuações da capacidade de geração, dada a alta participação das fontes intermitentes de energia, o método de simulação Monte Carlo quase sequencial (SMC-QS) [29], [40], [41], [42] é usado no estudo apresentado nesta dissertação.

O método quase sequencial realiza simulações de modo a acompanhar a evolução temporal da carga e geração, permitindo uma representação mais fiel das variações ao longo do tempo. Embora o modelo considere a dinâmica da demanda e da geração, a configuração da rede (ou topologia) é sorteada em cada passo, sem necessariamente seguir uma sequência cronológica real. Esse formato combina aspectos cronológicos para variáveis dependentes do tempo com variações estocásticas na estrutura da rede, proporcionando uma flexibilidade importante para capturar o comportamento dinâmico e intermitente dos elementos do sistema para estudos de confiabilidade e avaliação de riscos operacionais.

Uma das formas de fazer a SMC-QS é seguir cronologicamente o modelo de carga horária de $t = 1$ até h_f (e.g. $h_f = 8760$, para uma análise anualizada). Durante esse processo, as indisponibilidades dos componentes são amostradas para cada hora. Já a variabilidade das fontes renováveis é representada por séries temporais de energia solar, eólica e hidrelétrica, que são amostradas junto com as curvas de carga. Dessa forma, os fatores de capacidade das fontes renováveis são aplicados hora a hora, seguindo a curva de carga, e um fluxo de potência é processado a cada hora para cada configuração de rede amostrada.

O algoritmo completo do FPP via SMC-QS pode ser descrito pelos seguintes passos principais, também representados no fluxograma do Apêndice A:

1. Inicializar um contador N_{sim} correspondente ao número de simulações realizadas;
2. Ler opções de simulação, incluindo período considerado, máximo de amostras N_{max} e a tolerância definida pelo coeficiente de variação β ;

3. Amostrar e ler as séries anuais de fator de capacidade horário das renováveis (consideradas equiprováveis);
4. Inicializar um contador i correspondendo à hora do ano em questão;
5. Ler o fator de carga horário para a hora i ;
6. Amostrar a carga ativa e reativa em cada barra, para o fator de carga definido, considerando uma distribuição normal com média igual ao valor nominal da carga e desvio padrão de 2% (qualquer outro valor ou distribuição poderia ter sido aplicada);
7. Amostrar o estado das unidades geradoras e circuitos do sistema com base na disponibilidade e indisponibilidade especificada para cada equipamento;
8. Definir a capacidade de geração ativa das renováveis com base no fator de capacidade para a hora i ;
9. Definir a geração de todas as unidades geradoras disponíveis com base na potência ativa mínima especificada no arquivo de rede;
10. Fazer o despacho das demais usinas, seguindo algum padrão predefinido, como a ordem de mérito, com base no patamar de carga para a hora i ;
11. Executar o algoritmo de fluxo de potência e armazenar resultados caso a solução tenha convergido, ou descartar os resultados caso a solução não tenha convergido;
12. Se algum critério de convergência do FPP for atendido, atualizar a contagem de N_{sim} , interromper o processo e ir para o passo 15; caso contrário, continuar para o próximo passo;
13. Caso a hora i tenha sido a última do período considerado, atualizar a contagem de N_{sim} e voltar para o passo 3; caso contrário, continuar para o próximo passo;
14. Atualizar a contagem de N_{sim} e a hora i e voltar ao passo 5;
15. Calcular e exibir os valores de média, desvio padrão, máximo e mínimo para as variáveis de interesse, tais como a geração por barra, as tensões nas barras, os fluxos nos ramos etc.;
16. Calcular e exibir as probabilidades de certos eventos de interesse, como sobrecarga na barra swing, sobretensão e subtensão por barra, sobrecarga por ramo etc.

A cronologia seguida pela carga e geração e a amostragem do cenário renovável são ilustradas através da Figura 2.3.

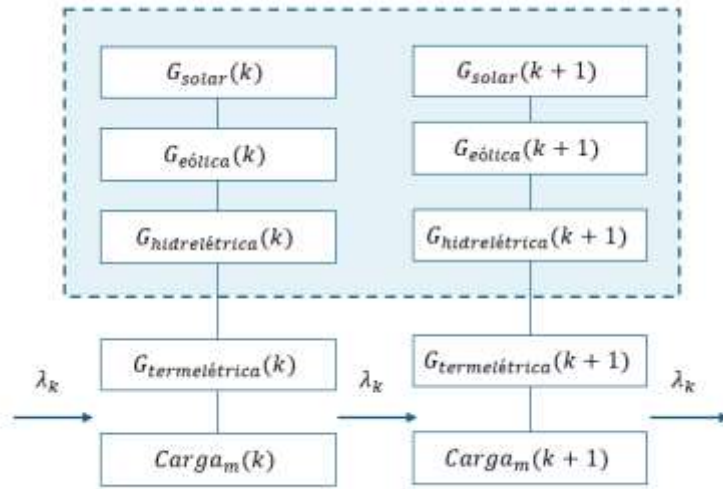


Figura 2.3: Cenário de geração renovável sorteado [29], [41].

Nessa lógica, k representa o instante de tempo, e λ_k representa a taxa de transição da carga – que neste caso é constante e igual a uma hora. Em cada transição, a carga é atualizada de $carga_m(k)$ para $carga_m(k+1)$, e a geração é atualizada de $G(k)$ para $G(k+1)$. A geração pode ser atualizada através das séries de potência solar, eólica e hidráulica, ou das séries de suas *proxies*, que são suas variáveis originais correspondentes que podem ser convertidas em potência.

Este método pode ser aplicado considerando a carga em resolução horária ao longo de períodos extensos, como anos, ou de forma segmentada por estações do ano (inverno, primavera, verão e outono). A análise por estação pode ser feita também a fim de obter uma estacionariedade da série temporal, e assim adequadamente caracterizar as incertezas associadas à geração das renováveis e demanda.

Na SMC-QS, apenas estados operativos das unidades geradoras e circuitos não têm um fator temporal associado. O estado da rede é amostrado com base nos valores de disponibilidade e indisponibilidade dos equipamentos em todas as simulações. Isso implica que o tempo de reparo não é totalmente considerado na análise. Além disso, os índices de falha e de reparo são mantidos constantes ao longo dos anos, o que limita a capacidade do modelo de representar adequadamente o envelhecimento da rede. Uma alternativa para superar essa restrição seria a

utilização da simulação de Monte Carlo sequencial, que permitiria incorporar a evolução temporal dos estados operacionais dos componentes. No entanto, além de ser significativamente mais exigente do ponto de vista computacional, esse método não está contemplado no escopo desta dissertação.

2.5

Dados das Séries Temporais

A carga de um sistema é dada pelo consumo de energia elétrica de um país ou região, sendo influenciada por fatores externos tais como condições econômicas, climatológicas, e temporais, além de eventos extraordinários, como pandemias. Apesar da sensibilidade a fatores externos, a curva de carga anual apresenta um perfil característico, refletindo padrões de consumo de forma diária, semanal e sazonal. Essa previsibilidade (relativa) permite que a curva de carga seja utilizada como uma referência importante na análise de confiabilidade de redes elétricas.

Na SMC-QS, a série de carga é utilizada como a referência horária, sendo utilizada para o alinhamento de todas as demais séries temporais envolvidas na análise. A fim de reconhecer a imprevisibilidade da carga, uma incerteza é aplicada em todas as cargas ativas e reativas do sistema. Essa incerteza pode ser modelada por meio de uma distribuição gaussiana ou qualquer outra que adequadamente represente essa variação. Como consequência, diferentes períodos simulados apresentam níveis de carga ligeiramente distintos, com algumas barras sofrendo variações percentualmente mais significativas do que outras.

As séries de geração renovável utilizadas para análises probabilísticas podem ser compostas pelos dados históricos dos fatores de capacidade de geradores existentes em determinada localização. No entanto, quando se pretende representar a geração em localizações onde ainda não há unidades instaladas, é necessário recorrer a proxies que representem adequadamente o potencial da fonte energética. Para a geração eólica, uma alternativa comum é o uso de séries de velocidade do vento, que podem ser convertidas em estimativas de geração com base nas curvas de potência dos aerogeradores. Já no caso da geração hidrelétrica, séries de energia natural afluenta podem ser utilizadas para estimar a disponibilidade hídrica.

Essas séries anuais de geração das renováveis podem ser assumidas como estatisticamente independentes ou totalmente correlacionadas. Neste último caso, é

necessário utilizar o mesmo ano de referência para as series solares, eólicas e hidráulicas, garantindo coerência entre os perfis de geração. Nesta dissertação, isso foi feito.

A amostragem dessas séries pode ser feita considerando uma distribuição uniforme, dado que todos os anos têm a mesma probabilidade de ocorrência. No entanto, no caso de poucas séries históricas, a amostragem pode ser feita de forma sequencial, seguindo a ordem cronológica dos dados. Ao final da série, a amostragem é reiniciada, continuando assim de forma cíclica até que o critério de convergência seja atendido. Como a SMC geralmente exige um número elevado de simulações, é provável que todos os anos sejam amostrados em ambos os métodos.

Uma outra forma de ampliar o espaço amostral combinatório consiste em utilizar séries de vento distintas por região do sistema elétrico, caso isso corresponda com a realidade. Em sistemas de grande porte, o comportamento do vento pode variar significativamente entre regiões. É possível que, em certas áreas, a geração eólica tenha características complementares à geração hidráulica. Em outras regiões, essa geração eólica pode ser coincidente com a geração hidráulica, ou até mesmo estatisticamente independente. Entretanto, quando o sistema é geograficamente compacto, pode ser que uma única série de vento represente adequadamente o comportamento de todos os aerogeradores do sistema.

No caso da geração eólica, as séries históricas costumam apresentar resolução horária, refletindo a alta variabilidade temporal do recurso. Já as séries de geração hidráulica, especialmente aquelas associadas a usinas com reservatórios, são geralmente disponibilizadas em médias semanais ou mensais, dada a característica mais estável da operação. Por outro lado, para usinas a fio d'água, como as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), é possível utilizar uma resolução horária, uma vez que essas usinas operam de forma mais diretamente dependente da vazão natural dos rios, sem capacidade significativa de armazenamento.

Estas séries podem ser amostradas de forma anual ou sazonal, a depender dos objetivos da análise. A amostragem sazonal permite uma análise condicional do sistema, como durante os momentos de consumo mais elevado, como no inverno, em razão do uso intensivo de sistemas de calefação, ou no verão, devido ao maior uso de aparelhos de ar-condicionado. Essa análise condicional contribui para uma avaliação mais sensível dos riscos operacionais do sistema ao concentrar em

períodos com picos de carga e com baixa disponibilidade de geração renovável, que podem passar despercebidos com os índices de uma análise anual agregada.

Durante esses períodos de alta demanda, combinados com baixa disponibilidade de geração renovável, há um maior risco de insuficiência de geração, o que pode não ser evidenciado de forma adequada em análises com base anual. Por outro lado, há um maior risco de excesso de geração renovável em períodos com pouca demanda, como durante a madrugada em períodos do ano de menor consumo – resultando em um desperdício de energia.

Portanto, a definição do período de amostragem tem impacto direto na representatividade e sensibilidade dos indicadores de confiabilidade, sendo essencial adequar a granularidade temporal da análise aos objetivos do estudo.

2.6

Conclusões

Este capítulo apresentou a formulação do FPP e discutiu sua relevância como ferramenta para lidar com as incertezas inerentes aos sistemas elétricos de potência, como aquelas associadas à geração, carga e configuração da rede. Um foco foi dado à aplicação do método baseado na SMC-QS por sua capacidade de preservar a estrutura temporal das séries de geração renovável e da carga.

Dada a flexibilidade metodológica e a precisão dos resultados obtidos, o FPP permite incorporar as equações não lineares do fluxo de potência, bem como estratégias operativas do sistema, como despacho de geração e corte de carga. Dessa forma, o método se mostra adequado tanto para a obtenção das curvas de distribuição das variáveis do sistema quanto para a estimativa de índices de risco, sendo muito útil para a análise de confiabilidade de sistemas, especialmente os com alta penetração de fontes intermitentes.

Este capítulo também apresenta a representação dos parques eólicos, caracterizados por uma geração pulverizada, por meio da redução de estados de um modelo de Markov de múltiplos estados. Essa abordagem visa manter a precisão na modelagem das centrais eólicas, ao mesmo tempo em que minimiza o custo computacional associado à simulação. A redução de estados permite representar com fidelidade a variabilidade da geração, evitando a explosão combinatória que

ocorreria ao modelar individualmente cada aerogerador, especialmente em sistemas com alta penetração de fontes renováveis intermitentes.

Dados esses pontos, a próxima seção utiliza o FPP via SMC-QS como ferramenta para avaliar os riscos dos sistemas IEEE RTS 79 e subsistema Sul do SIN. Os resultados serão então apresentados e analisados para demonstrar a eficácia e aplicabilidade do método.

3

Simulações e Resultados

3.1

Introdução

Este capítulo apresenta os resultados obtidos com a aplicação do fluxo de potência probabilístico (FPP) usando a simulação Monte Carlo quase sequencial (SMC-QS) ao sistema IEEE reliability test [44] e ao modelo reduzido do sistema de 500 kV do Sul do Brasil. O sistema IEEE RTS 79 foi modificado de forma a incorporar fontes de energia renovável, substituindo parcialmente a geração termoeletrica, com o objetivo de representar um sistema mais alinhado à matriz elétrica contemporânea.

A SMC-QS foi utilizada considerando dois horizontes de análise: anual e sazonal. Essa distinção permite capturar os efeitos das variações sazonais nos índices de risco estimados, contribuindo para uma avaliação mais robusta e realista da confiabilidade do sistema.

Para essa análise, foram consideradas uma série histórica de carga e cinco series de geração renovável. Com apenas uma curva de carga, a incerteza associada à demanda foi representada por meio de uma distribuição gaussiana. Essa distribuição foi aplicada individualmente a cada barra de carga do sistema, considerando uma média igual ao valor da carga corrigido pelo fator de carga correspondente, e um desvio padrão de 2% em torno desse valor. Dessa forma, foi incorporada à análise a variabilidade estatística do consumo, que segue a tendência ilustrada na Figura 3.1.

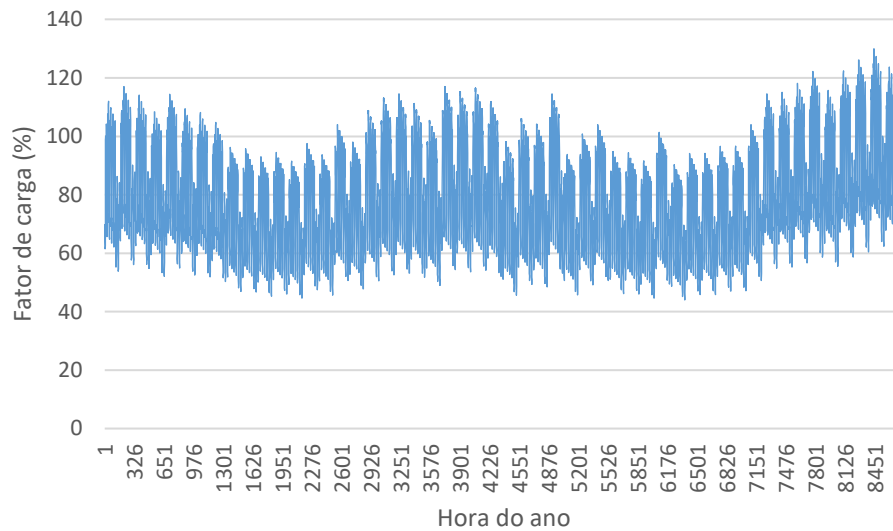


Figura 3.1: Curva de carga horária.

Por outro lado, uma distribuição binomial foi utilizada para representar as incertezas associadas aos estados operacionais dos componentes da rede, tais como circuitos e unidades de geração. Sendo assim, um valor entre 0 e 1 é amostrado, e se o valor for inferior à taxa de indisponibilidade daquele componente, o mesmo é considerado indisponível. No caso específico dos aerogeradores, é utilizada uma distribuição discreta para representar tanto os estados operacionais quanto a potência equivalente do parque eólico. Esse passo caracteriza a parte “não sequencial” da simulação [29], uma vez que os estados dos componentes são assumidos independentes do estado da simulação anterior.

Para análise com as renováveis, o sistema original foi modificado por meio da multiplicação das cargas e das capacidades de geração por um fator de 1,3, com o objetivo de estressar a rede e aumentar o carregamento da rede de transmissão. Essa modificação foi feita, pois em sua configuração original a rede de transmissão está superdimensionada em relação à demanda, resultando em reduzida sensibilidade às variações no consumo e geração renovável. Dessa forma, os efeitos das incertezas ficam mais evidentes, permitindo que o FPP demonstre com maior clareza os impactos na confiabilidade do sistema.

Além disso, para análise com as renováveis, a capacidade nominal da linha de transmissão (LT) 138 kV “7 – 8” foi alterada de 175 MVA para 250 MVA. Tal ajuste foi implementado com o objetivo de evitar a limitação da análise de risco à

sobrecarga do circuito radial, permitindo, assim, a identificação de outras restrições operativas na rede.

Outra modificação relevante refere-se ao custo de geração da barra *swing*, que foi modificado para assumir o valor mais elevado do sistema. Essa alteração teve por objetivo caracterizar uma “sobrecarga” da barra *swing* como insuficiência de capacidade de geração do sistema, dado que no despacho por ordem de mérito esse gerador é apenas despachado quando não há mais reserva nos demais. Dessa forma, a probabilidade de perda de carga (ou *loss of load probability* LOLP) pôde ser efetivamente calculada. Essa alteração foi inclusive mantida para análise do caso base, i.e., do sistema original.

Para a execução do FPP via SMC-QS, foi considerado um número máximo de 100.000 amostras. A métrica utilizada para avaliação da convergência foi o coeficiente de variação associado à ocorrência de sobrecarga nos ramos da rede. Sendo assim, o coeficiente é calculado individualmente para cada ramo da rede, e a convergência é alcançada quando o maior desses coeficientes é menor do que a tolerância previamente especificada. Para esta análise, a tolerância utilizada foi de 5%.

3.2

Avaliações de Fluxo de Potência via Organon

O Organon é um software para planejamento e operação de sistemas elétricos de potência, podendo ser utilizado tanto *offline* quanto *online*, utilizado amplamente por universidades e empresas incluindo os operadores do sistema brasileiro e peruano. O software [43] integra ferramentas de gestão de dados, técnicas avançadas de análise computacional, além de recursos para visualização dos dados de entrada e resultados de estudos estáticos e dinâmicos, por meio de diagramas unifilares da rede, gráficos e tabelas.

O Organon é uma ferramenta eficiente e confiável que faz uso de métodos avançados de computação de alto desempenho. Por meio de técnicas de paralelização, o software alcança significativa redução no tempo de processamento, o que permite a realização de um número substancialmente maior de simulações em um intervalo de tempo consideravelmente menor, quando comparado a aplicações e processos tradicionais.

Atualmente, o Organon dispõe de múltiplos métodos para cálculo de fluxo de potência, como o fluxo de potência convencional de Newton, fluxo de potência ótimo, fluxo de potência continuado e fluxo de potência por dinâmica sintética. Cada método possui suas vantagens específicas e é aplicado conforme a necessidade da análise. Apesar do amplo conjunto de algoritmos de fluxo de potência no Organon, o módulo de fluxo de potência probabilístico ainda não está disponível.

Sendo assim, os recursos já disponíveis no Organon foram aproveitados para a inclusão do módulo de FPP via SMC-QS ao software. Para o FPP, foi utilizado o fluxo de potência AC resolvido com o método completo de Newton-Raphson. Este método considera todos os controles do sistema, e é considerado mais confiável que métodos alternativos.

O Organon faz uso de algumas técnicas para melhorar as propriedades de convergência do método de Newton [43], entre as quais se destacam:

- Escalonamento do vetor de correção a cada iteração, a fim de evitar variações excessivas nos estados do sistema;
- Reinicialização das tensões nos barramentos vizinhos sempre que ocorre alteração no valor de referência de tensão controlada, desde que sejam conectados por um ramo de baixa impedância;
- Reforço do bom condicionamento da matriz Jacobiana por meio de um tratamento estabilizador especial aplicado à sua diagonal;
- Conversão de cargas de potência ou corrente constante para cargas de impedância constante em casos de tensões extremamente baixas (opcional);
- Modelagem da partilha de controle de tensão ou definição de prioridades entre múltiplos dispositivos controladores, prevenindo ambiguidade na solução e instabilidades durante o processo iterativo.

O FPP também faz uso dos parâmetros e opções já previstos para o método determinístico. Esses parâmetros e opções abrangem aspectos relacionados à execução do método, à inicialização do processo, ao controle dos componentes da rede e demais configurações necessárias para o processamento do fluxo de potência.

Alguns dos principais parâmetros numéricos do fluxo de potência são a tolerância de convergência do fluxo de potência, o número máximo de iterações permitidas, iteração a partir da qual os limites de potência reativa do gerador serão aplicados, limiar de tensão para converter cargas dos modelos P e I para o modelo Z, conforme mencionado anteriormente, entre outros. Algumas das opções para o processamento do fluxo de potência são a utilização de *flat start* (para inicializar com todos os ângulos das barras em zero e tensões de barras não controladas em 1,0 pu) e bloqueio de controles específicos.

Os resultados obtidos através do FPP são apresentados em relatórios tabulares, conforme o padrão já estabelecido pelo algoritmo de fluxo de potência convencional do Organon, e histogramas. Essa abordagem contribuiu para uma integração eficiente do novo módulo, mantendo consistência com a lógica de execução original da ferramenta e com a experiência de usuário.

3.3 Fontes Renováveis

Nesta dissertação, é utilizado o sistema IEEE RTS-79 [44], modificado de forma a considerar exclusivamente fontes renováveis de geração eólica e hidrelétrica, desconsiderando a inserção da geração solar. Tal tipo de geração não constitui de uma restrição ao algoritmo desenvolvido, podendo ser facilmente considerada, caso os dados estejam também disponíveis. Para representar adequadamente a variabilidade temporal das fontes renováveis, são adotadas cinco séries históricas distintas dessas gerações. As séries eólicas apresentam resolução horária, enquanto as séries hidrelétricas possuem resolução mensal, sendo ambas expressas em termos do fator de capacidade [29], [40]. Essa abordagem permite capturar com maior realismo os padrões de geração associados a cada tecnologia ao longo dos anos. As Figuras 3.2 e 3.3 ilustram o comportamento temporal dessas séries ao longo do período analisado.

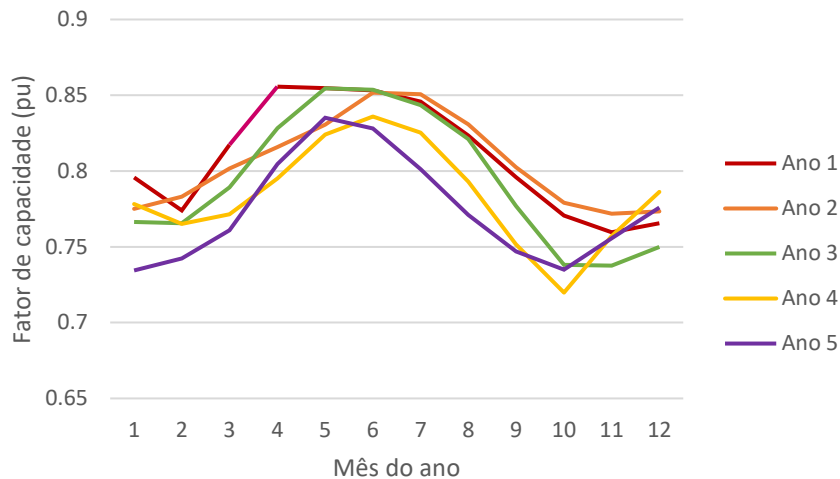


Figura 3.2: Fator de capacidade mensal para geração hidrelétrica.

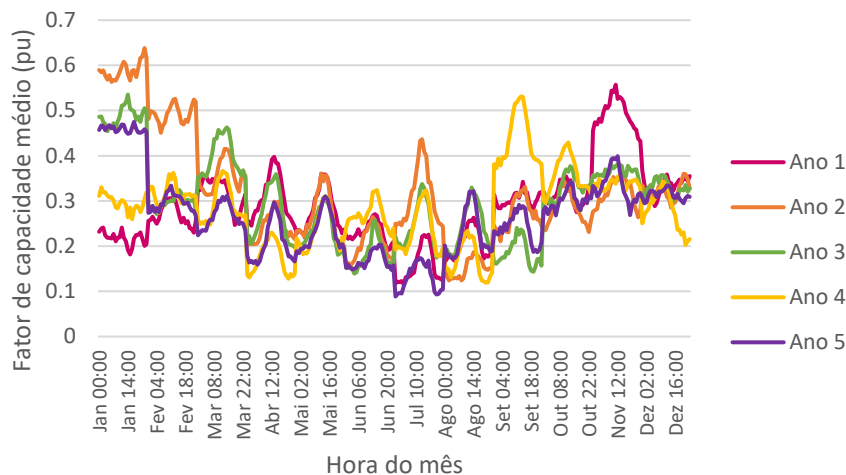


Figura 3.3: Média horária mensal do fator de capacidade para geração eólica.

Nesta dissertação, um ano é amostrado e estabelecido como referência para ambas as séries temporais utilizadas para a análise probabilística do sistema. Sendo assim, é presumida alguma correlação entre a variabilidade da geração eólica e hidrelétrica. Embora esta dissertação utilize a amostragem uniforme, o elevado número de simulações faz com que na prática os cinco anos de séries históricas sejam amostrados de forma equiprovável, mantendo então a representatividade de todas as séries renováveis nos resultados.

Para converter o sistema termoeletrico original IEEE RTS 79 para uma versão com participação de fontes renováveis, os geradores localizados nas barras fictícias

25 e 27, ligadas respectivamente às barras 1 e 15 – destacadas na Figura 3.4 – foram modificados, passando de geração termelétrica para geração eólica. Com o objetivo de preservar aproximadamente a equivalência de capacidade entre os dois cenários e compensar a variabilidade intrínseca ao recurso eólico, as capacidades desses geradores foram ajustadas com base na mediana de 0,21 pu das séries históricas.

Além do ajuste na capacidade total das usinas eólicas, a potência individual de cada unidade geradora também foi modificada, com o intuito de representar de forma mais realista a natureza distribuída da geração eólica. Diferentemente das usinas termelétricas convencionais, que operam com unidades de grande porte, os aerogeradores típicos apresentam potências unitárias significativamente menores e estão distribuídos espacialmente ao longo do parque. Essa adaptação busca refletir com maior fidelidade a configuração física e operacional dos sistemas eólicos reais, garantindo maior precisão nas análises de fluxo de potência e nas avaliações de impacto da variabilidade renovável sobre o sistema elétrico.

As Tabelas 3.1 e 3.2 a seguir ilustram as principais alterações ao sistema original para considerar a integração de fontes renováveis intermitentes, envolvendo tanto a substituição das tecnologias como o ajuste das capacidades instaladas.

Tabela 3.1: Dados das termelétricas que foram substituídas por eólicas.

Barra	Tipo	Unidades x Cap. (MW)	Cap. equivalente (MW)
25	Termelétrica	2 x 98,8	197,6
27	Termelétrica	1 x 201,5	201,5

Tabela 3.2: Dados das eólicas que substituíram as termelétricas.

Barra	Tipo	Unidades x Cap. (MW)	Cap. equivalente (MW)
25	Eólica	189 x 5,0	945
27	Eólica	192 x 5,0	960

Considerando que todas as unidades geradoras da usina eólica são idênticas em termos de características operacionais e de falha, foi realizada uma redução no número de estados do modelo, com o objetivo de otimizar a complexidade computacional sem comprometer significativamente a precisão dos resultados. Essa simplificação consistiu no agrupamento de estados com baixa probabilidade de ocorrência, particularmente aqueles associados a um número elevado de unidades simultaneamente indisponíveis. A redução foi conduzida com base em um modelo de Markov de múltiplos estados, considerando uma tolerância de 5% sobre as probabilidades totais dos estados agregados. As Tabelas 3.3 e 3.4 a seguir ilustram o modelo equivalente para os parques eólicos.

Tabela 3.3: Estados da usina eólica da barra 25.

j	C_j (MW)	C_j (MVar)	P_j	P_{sum}
0	945	446,04	0,021965	0,021965
1	940	443,68	0,084722	0,106686
2	935	441,32	0,162527	0,269214
3	930	438,96	0,206752	0,475966
4	925	436,60	0,196204	0,672169
5	920	434,24	0,148154	0,820323
6	915	431,88	0,092722	0,913045
7	910	429,52	0,049470	0,962515
8	905	427,16	0,037485	1,000000

Tabela 3.4: Estados da usina eólica da barra 27.

j	C_j (MW)	C_j (MVar)	P_j	P_{sum}
0	960	453,12	0,000391	0,000391383
1	955	450,76	0,003134	0,003525712
2	950	448,40	0,012485	0,016010718
3	945	446,04	0,032981	0,048991584
4	940	443,68	0,064999	0,113990304
5	935	441,32	0,101937	0,21592771
6	930	438,96	0,132515	0,348442657
7	925	436,60	0,146866	0,495308466
8	920	434,24	0,141659	0,636967206

9	915	431,88	0,120798	0,757765172
10	910	429,52	0,092204	0,849969571
11	905	427,16	0,063631	0,913600942
12	900	424,80	0,040032	0,953633149
13	895	422,44	0,046367	1,000000000

Além da substituição das usinas termelétricas por equivalentes eólicas, também foi realizada a conversão de uma termelétrica adicional para uma hidrelétrica. A usina hidrelétrica previamente existente no sistema foi mantida, porém com alteração em seu perfil de geração, que agora acompanha as séries hidráulicas fornecidas. Sendo assim, o sistema modificado conta com duas hidrelétricas, localizadas nas barras 2 e 22.

Diferentemente das usinas eólicas, as usinas hidrelétricas não tiveram suas capacidades nominais alteradas, uma vez que seus fatores de capacidade se mantêm relativamente elevados e estáveis ao longo dos anos. As características das usinas hidráulicas consideradas na simulação estão apresentadas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Dados das hidrelétricas.

Barra	Tipo	Unidades x Cap. (MW)	Cap. equivalente (MW)
22	Hidrelétrica	6 x 65,0	390
26	Hidrelétrica	2 x 98,8	960

3.4

Sistema RTS Modificado REN

O sistema IEEE RTS 79, originalmente desenvolvido como um sistema teste para análise de desempenho de sistemas de potência com predominância de geração termoeletrica foi adaptado para refletir a crescente penetração de fontes renováveis na matriz elétrica. Essa versão adaptada, incorpora usinas hidrelétricas e eólicas em substituição a unidades termoeletricas convencionais, com ajustes nas capacidades instaladas e na representação estocástica das renováveis, conforme detalhado na Seção 3.3. Essa rede foi amplamente utilizada em estudos de confiabilidade e foi utilizada como base do FPP via SMC-QS.

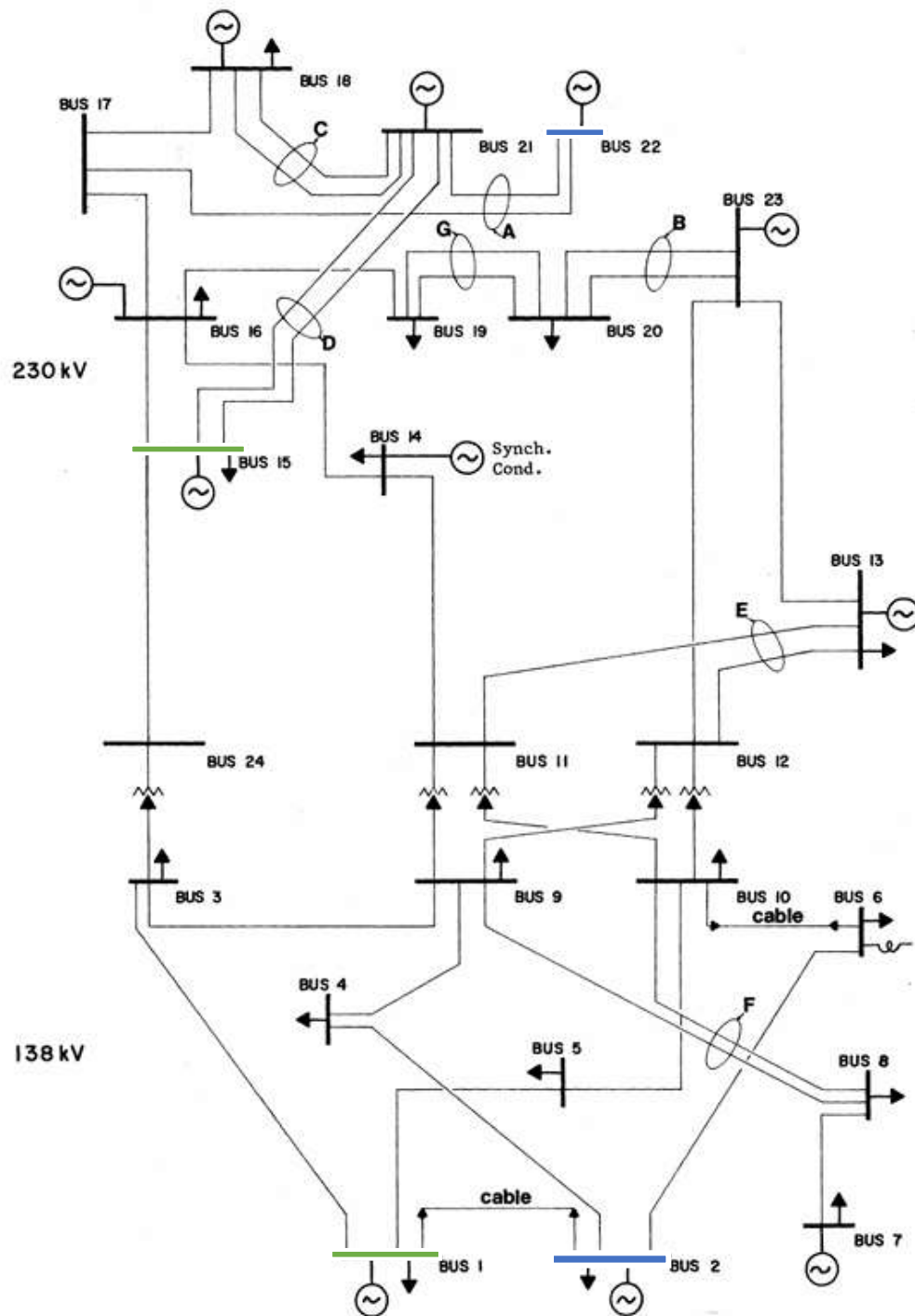


Figura 3.4: Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS 79 com destaque (azul e verde) para as barras de geração renovável [44].

3.4.1 Sistema Original

O sistema original, predominantemente termelétrico — com exceção de uma única usina hidrelétrica —, foi utilizado como base para a análise considerando um período anual. Nessas condições, o sistema apresentou desempenho satisfatório, operando dentro dos limites operacionais preestabelecidos ao longo de todo o horizonte de estudo.

Nesse caso, cerca de 99,9% dos casos convergiram, com apenas 0,1% desses com a sobrecarga da barra *swing*, conforme indicado nas Tabelas 3.6 e 3.7. Essa insuficiência de geração certamente se deve às contingências no sistema de geração e transmissão. Isso pode ser afirmado pois a capacidade de geração, pouco influenciada pela série hidráulica utilizada, é de 3405 MW enquanto a carga de pico é de 2850 MW.

Tabela 3.6 – Dados de simulação

Anos	Simulações	Convergidos	Tempo (s)
12	105.120	105.076	935,26

Tabela 3.7 – Sobrecarga da barra *swing*

Casos com sobrecarga	Sobrecarga média (MW)
106	124,953

No sistema original, não foram identificados casos de sobretensão ou subtensão com probabilidade de ocorrência maior que 1%, apenas foram verificados casos de tensão reduzida na barra 6, conforme apresentado na Tabela 3.8.

Tabela 3.8: Tensões verificadas na barra 6.

Barra	Tipo	Vmed. (pu)	Vdp. (pu)	Vmin. (pu)	Vmax. (pu)	Prob. subtensão	β (%)
6	PQ	1,03863	0,01904	0,66700	1,10139	0,00152	7,898

Onde: med = média; dp = desvio-padrão; min = mínima; max = máxima e pu = por unidade.

A barra 6, na qual um reator está conectado, apresentou um nível de tensão mais crítico. No entanto, para a grande maioria dos casos (observar a probabilidade de subtensão), a tensão nessa barra se manteve dentro dos limites especificados.

Quanto ao sistema de transmissão, este demonstrou-se robusto — e, em certa medida, até superdimensionado —, uma vez que nenhum dos ramos apresentou probabilidade significativa de sobrecarga, com exceção da LT 138 kV “7 – 8”, devido a sua configuração radial ilustrada na Figura 3.5.

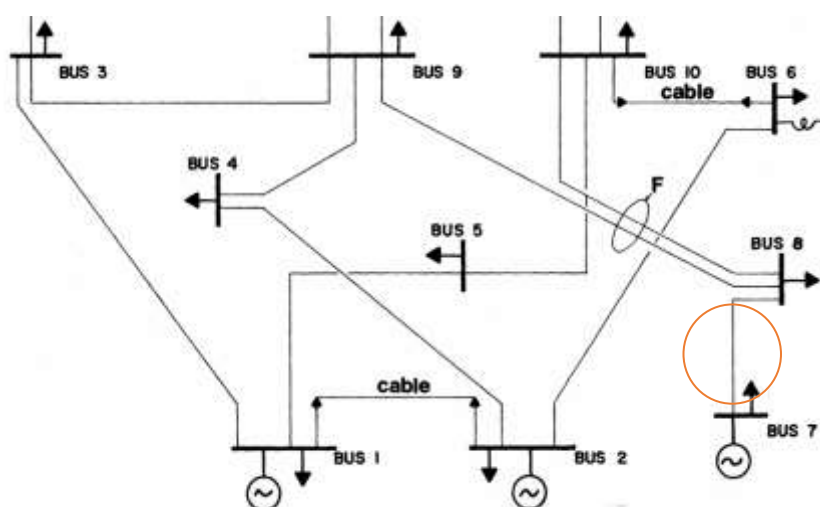


Figura 3.5: Sistema de 138 kV com destaque para a LT “7 – 8”.

Diante da flutuação da carga e da eventual indisponibilidade de unidades geradoras de menor custo, é possível que o gerador conectado à barra 7 seja integralmente despachado. Nessa situação, caso a carga local não esteja suficientemente elevada para absorver a potência gerada, há risco de sobrecarga na linha 138 kV “7 – 8”. Isso ocorre porque, para evitar essa condição com o gerador operando a plena capacidade, seria necessário que a carga local também estivesse próxima de 100%, de modo a minimizar o fluxo excedente pela linha radial.

Sendo assim, a probabilidade de sobrecarga verificada para este ramo foi de aproximadamente 12%, conforme indicado nas Tabelas 3.9 e 3.10.

Tabela 3.9: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1%.

Barra De	Barra Para	Flow med. (MVA)	Flow dp. (MVA)	Flow min. (MVA)	Flow max. (MVA)
7	8	82,3289	58,7869	0,16055	246,991

Tabela 3.10: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1%.

Barra De	Barra Para	Prob. de sobrecarga	Sobrecarga med. (MVA)	β (%)
7	8	0,11670	19,8202	0,852

A distribuição dos níveis de carregamentos está ilustrada na Figura 3.6.

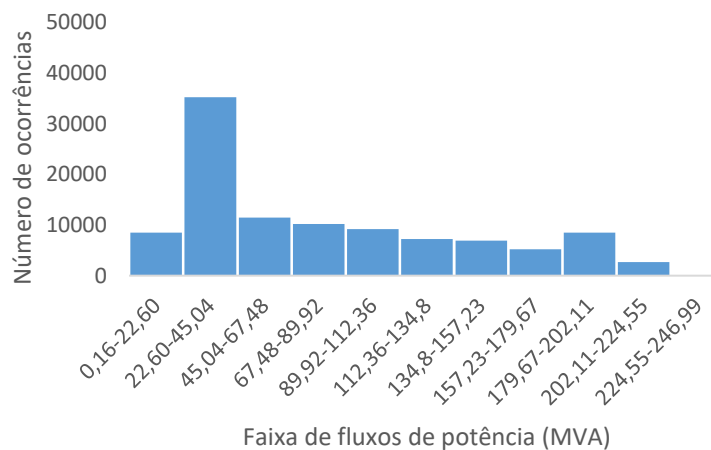


Figura 3.6: Histograma dos fluxos de potência em MVA na LT 138 kV “7 – 8”.

Considerando que a capacidade nominal das linhas de transmissão do sistema de 138 kV é de 175 MVA, essa limitação pode ser visualmente identificada no histograma apresentado, o qual evidencia o carregamento elevado da LT “7–8”. Tal observação reforça a necessidade de atenção especial a esse trecho da rede ao se avaliar eventuais reforços estruturais. Por essa razão, a capacidade da linha foi ajustada nos testes realizados com a inserção de geração renovável, de modo a possibilitar a identificação de outras restrições operativas no sistema.

3.4.2 Sistema REN – Avaliação Anual

O sistema com a inserção das renováveis foi analisado considerando um período anual sob diferentes perfis de carga. Inicialmente, a carga foi atualizada de acordo com a sua série temporal. Em seguida, foi feita uma análise com a carga mantida constante durante todo ano, em seu máximo verificado. A comparação entre essas duas abordagens — uma baseada em perfis temporais realistas e outra em uma condição crítica de carregamento — possibilitou avaliar a sensibilidade do sistema às diferentes condições operativas, contribuindo para uma análise mais abrangente e fundamentada dos riscos envolvidos.

O resumo dos resultados obtidos se encontra nas Tabelas 3.11 e 3.12.

Tabela 3.11: Dados de simulação.

Caso	Anos	Simulações	Convergidos	Tempo (s)
Carga flutuando	12	105.120	105.076	1879,1
Carga constante	12	105.120	104.949	846,47

Tabela 3.12: Sobrecarga da barra *swing*.

Caso	Casos com sobrecarga	Sobrecarga média (MW)
Carga flutuando	318	174,24
Carga constante	17.661	274,75

Como era de se esperar, a utilização de um perfil de carga constante no valor de pico resultou em um nível de estresse significativamente mais elevado no sistema. Essa condição resultou em uma menor taxa de convergência dos casos simulados, além de um aumento expressivo tanto no número de ocorrências quanto na magnitude das sobrecargas observadas na barra de referência.

Ao considerar as variações horárias da carga ao longo dos anos, apenas 0,30% dos casos convergidos resultaram em uma “sobrecarga” na barra *swing*. Em contraste, ao manter a carga constante em seu valor máximo, 17% dos casos convergidos resultaram em uma sobrecarga da barra *swing*. Esses resultados evidenciam a importância de se representar adequadamente as flutuações da carga para evitar superestimações nos índices de risco e garantir análises mais realistas do desempenho do sistema.

No que se refere a violações de tensão, não foram verificados casos de sobretensão com probabilidade de ocorrência superior a 1%, apenas subtensão. As Tabelas 3.13 e 3.14 exibem as barras nas quais as subtensões foram verificadas, com probabilidade de ocorrência maior do que 1%.

Tabela 3.13: Ocorrência de subtensões com probabilidade superior a 1% para carga flutuando.

Barra	Tipo	Vmed. (pu)	Vdp. (pu)	Vmin. (pu)	Vmax. (pu)	Prob. subtensão	β (%)
3	PQ	0,9926	0,01813	0,80476	1,0285	0,01311	2,676
4	PQ	0,9933	0,01598	0,86766	1,0259	0,01239	2,754

Tabela 3.14: Ocorrência de subtensões com probabilidade superior a 1% para carga constante.

Barra	Tipo	Vmed. (pu)	Vdp. (pu)	Vmin. (pu)	Vmax. (pu)	Prob. subtensão	β (%)
3	PQ	0,9463	0,01105	0,6824	1,24367	0,6458	0,228
4	PQ	0,9577	0,01107	0,6992	1,25237	0,1107	0,874
6	PQ	0,9661	0,01817	0,6144	1,24478	0,0772	1,065
9	PQ	0,9683	0,00971	0,6202	1,16922	0,0496	1,349
5	PQ	0,9803	0,01229	0,7454	1,30418	0,0411	1,489
8	PQ	0,9997	0,01638	0,6644	1,22273	0,0118	2,818

Considerando a carga com variação temporal, foram identificadas ocorrências de subtensão apenas nas barras 3 e 4. Em contraste, quando a carga foi mantida constante no valor de pico, seis barras apresentaram esse tipo de violação. Todas as barras afetadas são barras de carga e pertencem ao sistema de 138 kV; uma região caracterizada por menor capacidade de escoamento, topologia menos malhada e menor disponibilidade de dispositivos de controle de tensão.

Além de afetar um número maior de barras, as subtensões observadas foram mais severas, com todos os valores de tensão mínima situando-se abaixo de 0,8 pu. Embora o fluxo de potência tenha convergido numericamente, os resultados obtidos indicam um possível afastamento da realidade operativa do sistema. De qualquer forma, fica evidente que sob condições de carregamento mais severas e com

contingências no sistema de geração e transmissão, os problemas de tensão se agravam em número de ocorrências e magnitude.

Apesar de refletirem valores observados para casos convergidos, as tensões máximas verificadas ao manter a carga no pico também parecem estar distantes da realidade operativa do sistema. Sendo assim, embora a solução do fluxo de potência tenha se mostrado viável do ponto de vista matemático, a mesma seria inviável do ponto de vista operacional. Nesse caso, inclusive, os valores máximos chegaram a superar aqueles obtidos sob a condição de carga flutuante. Por outro lado, os valores médios das tensões seguiram o esperado, e foram inferiores no cenário com carga constante. Isto sugere que as tensões elevadas para a carga constante no pico podem ter sido ocasionadas por situações de estresse, com múltiplas contingências no sistema de geração e transmissão, e um elevado fluxo de potência reativa nas proximidades, em relação às cargas consideradas.

Com relação às sobrecargas nos ramos, ao se considerar as variações temporais da carga, as ocorrências foram restritas a linhas de transmissão com capacidade nominal de 175 MVA, localizadas no sistema de 138 kV. Por outro lado, ao manter a carga constante em seu valor de pico, também foram observadas sobrecargas nas linhas de transmissão de capacidade nominal de 500 MVA, localizadas no sistema de 230 kV.

Os fluxos de potência e índices de sobrecarga estão expostos nas Tabelas 3.15 e 3.16 a seguir, considerando apenas aqueles com probabilidade de ocorrência maior do que 1%.

Tabela 3.15: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% para carga flutuando.

Barra De	Barra Para	Flow med. (MVA)	Flow dp. (MVA)	Flow min. (MVA)	Flow max. (MVA)
1	2	78,9474	63,7598	7,83958	443,06390
1	5	91,5845	56,5784	0,38800	502,14934
7	8	86,1674	61,5613	8,34907	314,79331
6	10	156,140	6,73360	129,310	207,79905
2	4	64,1291	38,9580	3,80647	267,81266
5	10	59,5404	37,7506	6,84971	355,72973

Tabela 3.16: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% para carga flutuando.

Barra De	Barra Para	Prob. de sobrecarga	Sobrecarga med. (MVA)	β (%)
1	2	0,0991	56,491	0,930
1	5	0,0957	38,186	0,948
7	8	0,0390	12,873	1,531
6	10	0,0241	4,6760	1,964
2	4	0,0146	15,941	2,537
5	10	0,0140	16,368	2,592

Tabela 3.17: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% para carga constante.

Barra De	Barra Para	Flow med. (MVA)	Flow dp. (MVA)	Flow min. (MVA)	Flow max. (MVA)
6	10	178,032	12,02254	93,7492	233,7641
1	2	96,8218	84,43266	0,36204	510,3027
1	5	88,3714	68,71122	10,4123	420,5488
15	16	181,443	144,0968	2,78291	1054,882
2	4	67,1547	41,69649	8,67904	269,5616
14	16	393,394	97,65487	3,40135	831,5560
2	6	65,3790	43,36624	9,83482	272,008
5	10	64,2479	37,09495	2,27856	270,015
11	13	194,205	122,8751	18,0116	899,809

Tabela 3.18: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% para carga constante.

Barra De	Barra Para	Prob. de sobrecarga	Sobrecarga med. (MVA)	β (%)
6	10	0,58346	11,80242	0,260
1	2	0,17596	79,79213	0,667
1	5	0,13448	54,17763	0,782
15	16	0,05324	75,57563	1,299

2	4	0,03560	18,06830	1,604
14	16	0,03036	12,95673	1,742
2	6	0,02940	12,84524	1,771
5	10	0,02140	13,25087	2,084
11	13	0,01804	67,95498	2,274

Em ambos os casos, houve sobrecarga nos ramos associados às renováveis. No caso da carga flutuando, as LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” apresentaram maior número de ocorrências e valores médios de sobrecarga. Ainda foram verificadas sobrecargas na LT 138 kV “2 – 4”. Esses resultados podem ser atribuídos à menor capacidade de geração local, atendendo a diversas cargas distribuídas. Assim, a perda de algum ramo pode ocasionar em uma redistribuição significativa do fluxo de potência, uma vez que o número limitado de caminhos alternativos restringe a flexibilidade operativa do sistema, resultando em maior carregamento das linhas remanescentes. Esse efeito é agravado pela natureza intermitente da geração renovável, que introduz flutuações adicionais nos fluxos de potência.

A distribuição dos fluxos nos ramos mais críticos é ilustrada por meio dos histogramas apresentados nas Figuras 3.7 e 3.8.

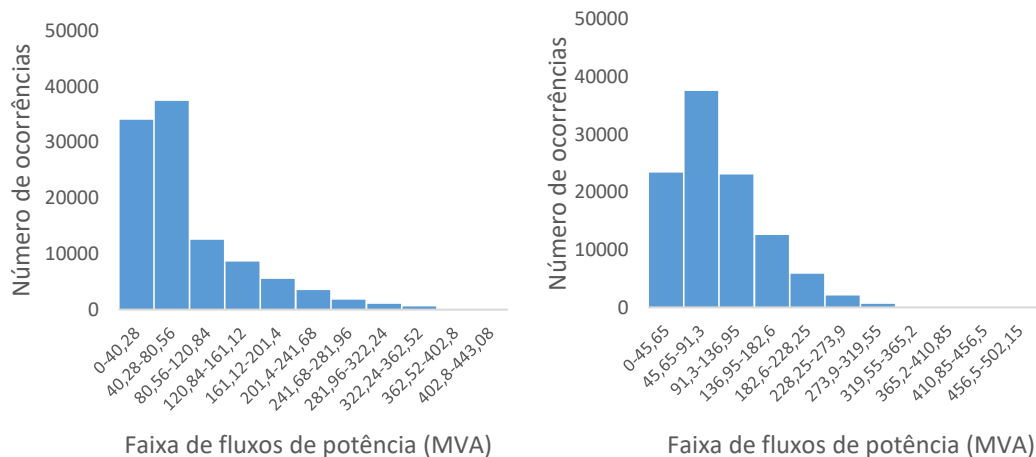


Figura 3.7: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente para carga flutuando.

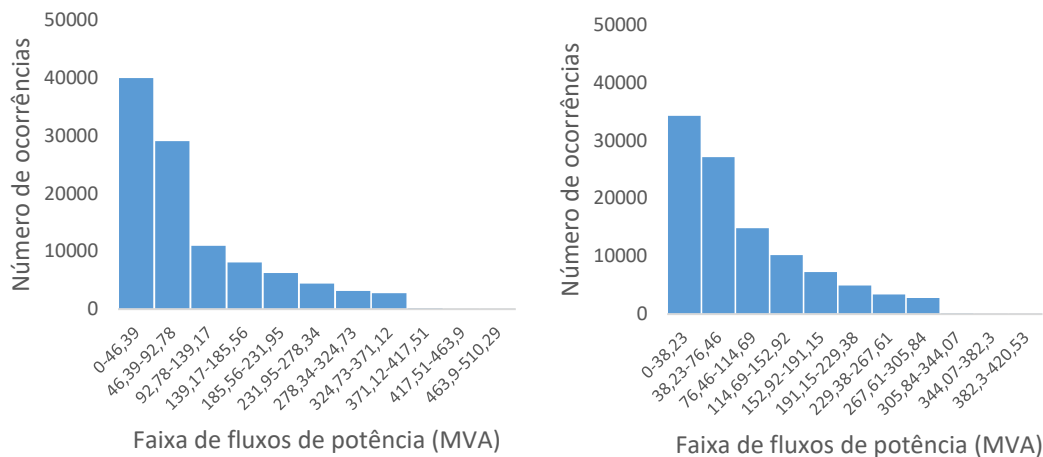


Figura 3.8: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente para carga constante.

Vale ainda observar que ao manter a carga constante em 100%, houve sobrecargas no sistema de 230 kV, especificamente nas LTs “15 – 16”, “14 – 16” e “11 – 13”. Diferentemente do sistema de 138 kV, que é composto exclusivamente por circuitos simples, o sistema de 230 kV conta com alguns circuitos duplos de maior capacidade. Porém, mesmo considerando a flexibilidade e a redundância da rede de 230 kV, ao manter a carga no pico ao longo da análise, foram verificadas sobrecargas em determinados ramos dessa rede.

A sobrecarga na LT 230 kV “11–13”, conectada à barra *swing*, provavelmente ocorreu devido à necessidade de suprir o sistema de 138 kV. Por sua vez, as demais linhas sobrecarregadas estão localizadas próximas à segunda maior carga do sistema, na barra 15.

Isso evidencia que, apesar da maior robustez estrutural, o sistema pode enfrentar limitações operativas sob condições extremas de demanda, ressaltando a importância de estratégias adicionais de reforço e controle para garantir a segurança e a confiabilidade do fornecimento.

3.4.3 Sistema REN – Avaliação Sazonal

Para a avaliação “condicional” do sistema, foram consideradas as quatro estações do ano, definidas segundo os intervalos temporais apresentados na Tabela 3.19.

Tabela 3.19: Definição dos períodos sazonais para análise.

Estação	Data de Início	Data Final	Intervalo de Horas
Primavera	21 de março	20 de junho	[1896, 4104)
Verão	21 de junho	22 de setembro	[4104, 6360)
Outono	23 de setembro	20 de dezembro	[6360, 8496)
Inverno	21 de dezembro	20 de março	[8496, 8760) + [0, 1896)

A partir da análise da curva de carga sazonal, observa-se que a maior demanda do sistema se concentra nos períodos de outono e inverno, refletindo o aumento do consumo energético decorrente de fatores climáticos e hábitos de uso típicos dessas estações em determinadas regiões. Sendo assim, é de se esperar que os índices de risco associados à essas estações apresentem valores mais elevados nesses períodos, uma vez que o sistema opera mais próximo de seus limites.

As Tabelas 3.20 e 3.21 mostram os resultados gerais das simulações.

Tabela 3.20: Dados de simulação.

Estação	Anos	Simulações	Convergidos	Tempo (s)
Primavera	46	101.568	101.524	1970,03
Verão	45	101.520	101.476	1977,69
Outono	47	100.392	100.348	2045,01
Inverno	47	101.520	101.476	2043,29

Tabela 3.21: Sobrecarga da barra *swing*.

Estação	Casos com sobrecarga	Sobrecarga média (MW)
Primavera	169	162,35
Verão	98	144,59
Outono	641	201,26
Inverno	191	185,99

Nesse caso, o número de anos simulados para cada estação variou por causa das diferentes durações dos períodos sazonais. Embora o número de amostras tenha sido definido como 100.000, o FPP não é interrompido no meio do período selecionado. Sendo assim, o processo é estendido até o término do período sazonal em curso, fazendo com que o total de horas ultrapasse o valor originalmente especificado e resulte em um número distinto de anos para cada estação.

Para todas as estações do ano os casos simulados apresentaram uma taxa de convergência próxima de 99,9% e tempo de execução de aproximadamente 30 minutos. Foi observado também um aumento significativo no número de ocorrências e na magnitude da sobrecarga média no outono. O outono, em particular, destacou-se como a estação mais crítica, devido à maior demanda registrada nesse período, com uma LOLP de 0,64%, acompanhada por uma média de “sobrecarga” na barra *swing* de 201,26 MW nos cenários em que houve violação.

Esse comportamento evidencia que, nessas estações, a perda de ramos e unidades de geração não apenas compromete a capacidade do sistema de atender à carga, mas também se soma às flutuações da geração renovável, agravando as condições operativas e elevando o risco de interrupções no fornecimento.

No que se refere às violações dos limites de tensão, não foram identificados casos de sobretensão em nenhuma das quatro estações do ano. No entanto, houve casos de subtensão nos períodos de outono e inverno. Nesses casos, a probabilidade de ocorrência de subtensão superou o limiar de 1%, conforme evidenciado nas Tabelas 3.22 e 3.23. Esses resultados indicam uma maior sensibilidade do sistema às condições sazonais de carga, reforçando a necessidade de atenção à operação em períodos de maior exigência energética.

Tabela 3.22: Ocorrência de subtensões no outono com probabilidade superior a 1%.

Barra	Tipo	Vmed. (pu)	Vdp. (pu)	Vmin. (pu)	Vmax. (pu)	Prob. subtensão	β (%)
3	PQ	0,9888	0,0200	0,78988	1,03058	0,0300	1,801
4	PQ	0,9898	0,0178	0,87387	1,02823	0,0262	1,924
6	PQ	1,0116	0,0263	0,64882	1,07084	0,0174	2,370

Tabela 3.23: Ocorrência de subtensões no inverno com probabilidade superior a 1%.

Barra	Tipo	Vmed. (pu)	Vdp. (pu)	Vmin. (pu)	Vmax. (pu)	Prob. subtensão	β (%)
4	PQ	0,9906	0,0168	0,8661	1,0245	0,02145	2,119
3	PQ	0,9903	0,0183	0,8322	1,0270	0,01998	2,198
6	PQ	1,0127	0,0249	0,6589	1,0664	0,01222	2,821

Em ambos os casos analisados, as ocorrências de subtensão foram verificadas nas barras 3, 4 e 6 – todas no sistema de 138 kV, conforme indicado na Fig. 3.9. Além de serem barras de carga e estarem localizadas em regiões mais distantes da geração, as contingências aplicadas podem ter impactado ainda mais o perfil de tensões nessas barras. Ademais, a presença de um reator conectado à barra 6 pode ter agravado o problema localmente, reduzindo os níveis de tensão nessa barra.

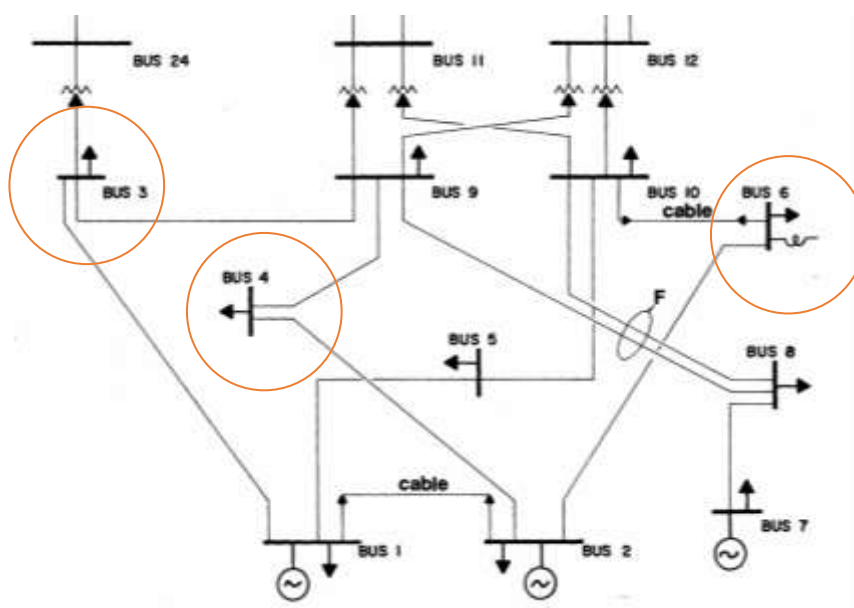


Figura 3.9: Barras do sistema de 138 kV que apresentaram subtensão.

A barra 6 apresenta uma tensão média relativamente adequada, em torno de 1,00893 pu; contudo, durante as simulações, foram observados valores mínimos de aproximadamente 0,66 pu. Essa queda significativa indica que, embora o algoritmo tenha alcançado convergência numérica para esses casos, a solução obtida não reflete necessariamente uma condição operacional viável do sistema.

Por outro lado, foram observados casos de sobrecarga nos ramos em todos os períodos estudados. Essas sobrecargas ocorreram quase que exclusivamente nas

linhas de transmissão pertencentes ao sistema de 138 kV. Essas linhas do sistema de 138 kV tem em sua maioria limite de 175 MVA, a única exceção sendo a LT 138 kV “7 – 8”, que teve sua capacidade ajustada para 250 MVA. Enquanto isso, apenas uma linha de transmissão do sistema de 230 kV registrou sobrecarga – provavelmente associado ao pico de demanda observado durante o outono.

Com o objetivo de evitar a análise de eventos raros e de baixa relevância sistêmica, foram considerados apenas os ramos que apresentaram probabilidade de sobrecarga superior a 1% em cada estação do ano. Dessa forma, as tabelas a seguir apresentam apenas os ramos mais críticos.

Tabela 3.24: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% na primavera.

Barra De	Barra Para	Flow med. (MVA)	Flow dp. (MVA)	Flow min. (MVA)	Flow max. (MVA)
1	5	82,1601	47,9550	0,24766	446.80375
1	2	64,8308	47,3759	8,93548	416.88379
7	8	86,3265	62,2878	7,68471	325.05143
6	10	155,794	6,49697	136,210	215.84401

Tabela 3.25: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% na primavera.

Barra De	Barra Para	Prob. sobrecarga	Sobrecarga med. (MVA)	β (%)
1	5	0,05433	29,6695	1,309
1	2	0,04637	41,6633	1,423
7	8	0,04190	12,9979	1,500
6	10	0,01648	3,46923	2,423

Tabela 3.26: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% no verão.

Barra De	Barra Para	Flow med. (MVA)	Flow dp. (MVA)	Flow min. (MVA)	Flow max. (MVA)
1	5	82,16325	49,22826	0,14808	399,31174
1	2	66,07644	50,50378	8,89896	383,38324
7	8	78,40488	55,99173	7,38705	318,08022

Tabela 3.27: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% no verão.

Barra De	Barra Para	Prob. sobrecarga	Sobrecarga med. (MVA)	β (%)
1	5	0,05599	35,17045	1,288
1	2	0,05141	49,88250	1,348
7	8	0,02958	16,51856	1,797

Tabela 3.28: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% no outono.

Barra De	Barra Para	Flow med. (MVA)	Flow dp. (MVA)	Flow min. (MVA)	Flow max. (MVA)
1	2	91,1431	74,9378	7,5146	456,26150
1	5	98,8239	63,9250	0,5424	517,80390
6	10	157,601	8,21524	137,01	221,88304
7	8	94,4581	67,1679	7,9444	315,20394
2	4	69,4086	43,6503	3,7473	267,60553
5	10	66,1165	42,1976	6,9508	368,19140
2	6	71,4127	39,0787	0,2140	265,51221
15	16	207,524	111,898	1,1180	970,17310

Tabela 3.29: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% no outono.

Barra De	Barra Para	Prob. sobrecarga	Sobrecarga med. (MVA)	β (%)
1	2	0,14868	64,1621	0,755
1	5	0,13786	43,0665	0,789
6	10	0,05998	5,77411	1,249
7	8	0,04820	10,2028	1,402
2	4	0,02637	17,1986	1,917
5	10	0,02428	17,1891	2,000
2	6	0,01564	10,8887	2,503
15	16	0,01545	29,5289	2,519

Tabela 3.30: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1% no inverno.

Barra De	Barra Para	Flow med. (MVA)	Flow dp. (MVA)	Flow min. (MVA)	Flow max. (MVA)
1	2	98,56599	74,6575	9,00677	505,28912
1	5	107,7439	62,5145	0,57941	479,58957
7	8	85,46108	59,0614	8,45113	315,28062
2	4	75,25960	43,3251	3,17318	273,22274
5	10	70,51124	43,1258	4,25449	350,99339
6	10	156,5124	6,42161	138,3381	234,69861
2	6	76,84318	37,9806	1,16270	284,87299

Tabela 3.31: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1% no inverno.

Barra De	Barra Para	Prob. sobrecarga	Sobrecarga med. (MVA)	β (%)
1	2	0,16461	59,5155	0,707
1	5	0,15623	39,7956	0,729
7	8	0,03578	12,9399	1,629
2	4	0,02647	16,8761	1,903
5	10	0,02624	17,4925	1,911
6	10	0,01815	4,22305	2,308
2	6	0,01434	9,85212	2,601

Fica evidente que três linhas de transmissão apresentaram sobrecarga em todos os casos. Em dois desses ramos, especificamente nas linhas de transmissão “1 – 2” e “1 – 5”, a ocorrência de sobrecarga pode estar associada à necessidade de escoamento da geração renovável conectada às barras 1 e 2. No terceiro ramo, correspondente à linha de transmissão “7 – 8”, a ocorrência de sobrecarga se deve a sua configuração radial, na qual a geração se encontra em uma extremidade. Esses três ramos, indicados na Figura 3.10, tiveram maior registro de sobrecargas, tanto em termos de frequência quanto de magnitude.

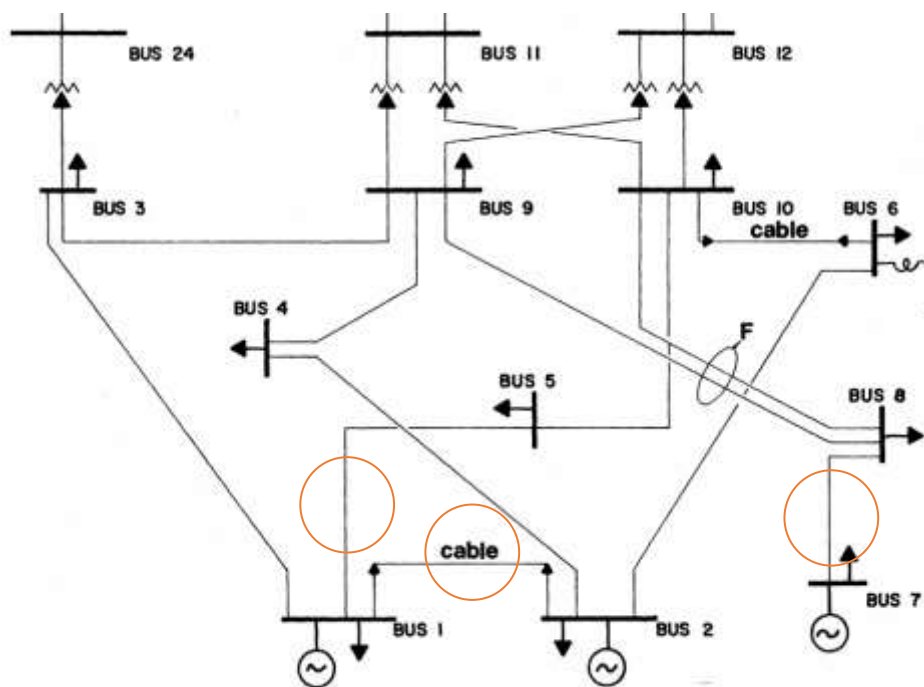


Figura 3.10: Linhas de transmissão do sistema de 138 kV com probabilidade de sobrecarga superior a 1% em todas as estações.

Os carregamentos dessas linhas de transmissão associadas à geração renovável nas diferentes estações do ano estão nos histogramas das Figuras 3.11 a 3.14, que permitem visualizar a recorrência e a intensidade dessas ocorrências de forma consolidada.

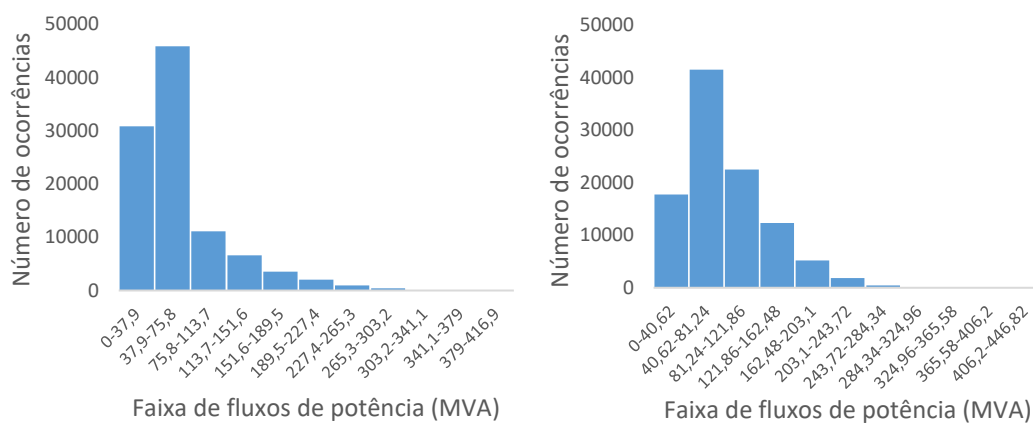


Figura 3.11: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente durante a primavera.

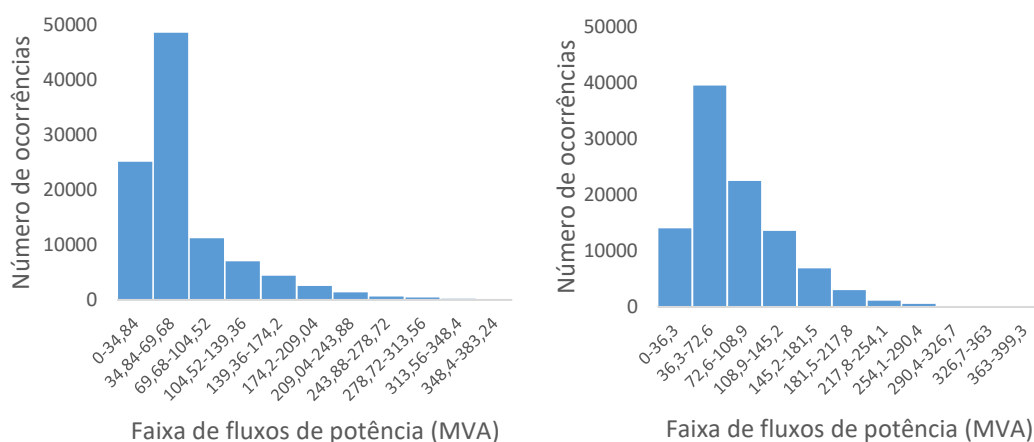


Figura 3.12: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente durante o verão.

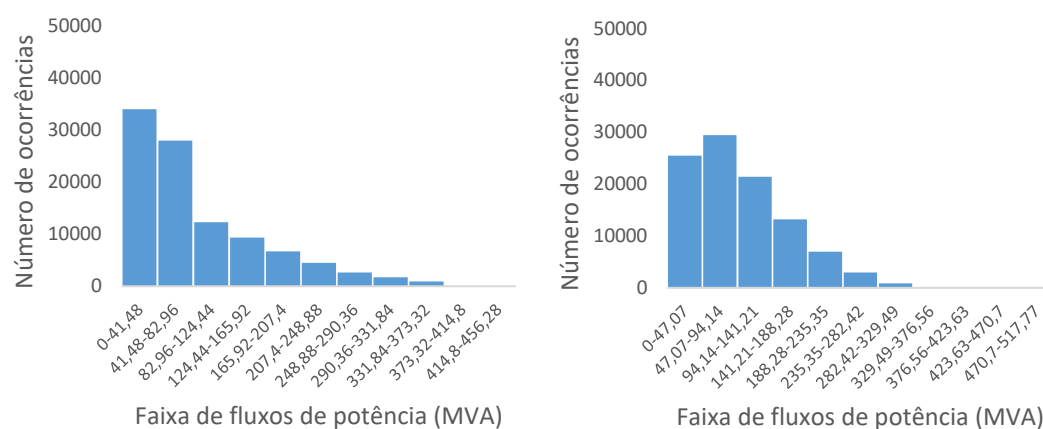


Figura 3.13: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente durante o outono.

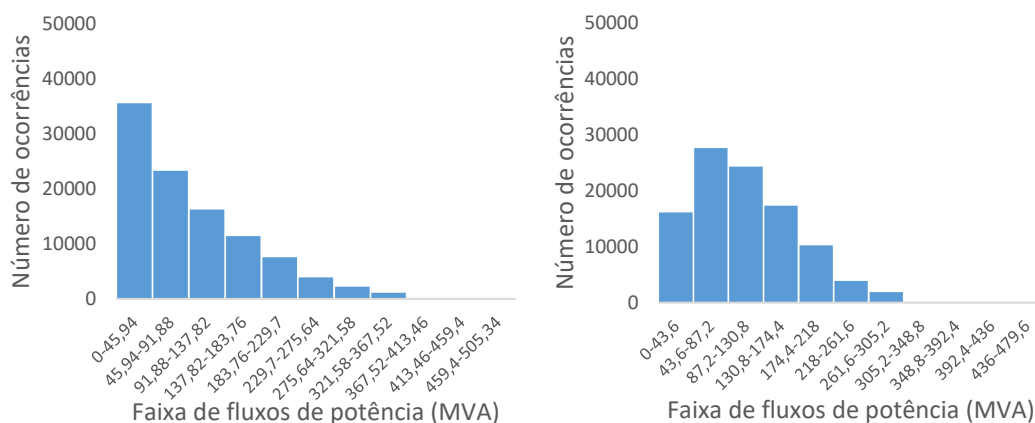


Figura 3.14: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” e “1 – 5” respectivamente durante o inverno.

A análise dos histogramas permite observar que, nos períodos de menor demanda — como ocorre durante a primavera e o verão —, os carregamentos das linhas de transmissão tendem a se manter significativamente abaixo de suas capacidades nominais. Ainda que valores máximos pontuais de fluxo sejam elevados, a maior parte das ocorrências concentra-se em níveis de carregamento mais baixos, resultando em histogramas com distribuição mais concentrada e picos acentuados, indicando baixa variabilidade. Em contraste, nas estações de outono e inverno, observa-se uma maior dispersão nos níveis de carregamento, o que se reflete em histogramas mais amplos e achatados, caracterizando uma maior variabilidade operacional ao longo do tempo.

Nos casos de outono e inverno, ainda foram verificadas sobrecargas nas linhas de transmissão “2 – 4”, “5 – 10” e “2 – 6”. Essas linhas possuem, em comum, o fato de também conectarem barras com geração renovável em uma de suas extremidades, ou atuarem como corredores para o escoamento dessa geração em direção aos centros de carga. O caso de outono ainda resultou na sobrecarga em um ramo do sistema de 230 kV, especificamente a linha de transmissão “15 – 16”, onde fica localizado o outro parque eólico.

3.4.4 Sistema REN – Reforços

Considerando as sobrecargas identificadas nos ramos conectados à geração renovável, foram introduzidos reforços específicos na rede com o intuito de verificar seus efeitos nos resultados do método de análise adotado. Para isso, as linhas de transmissão de 138 kV entre as barras “1 – 2” e “1 – 5”, identificadas na Figura 3.15, foram reforçadas. É importante ressaltar que essa intervenção foi definida com base unicamente nos resultados obtidos até esta etapa do estudo, sem a incorporação de critérios adicionais de planejamento baseado em otimização econômica ou análise de viabilidade.

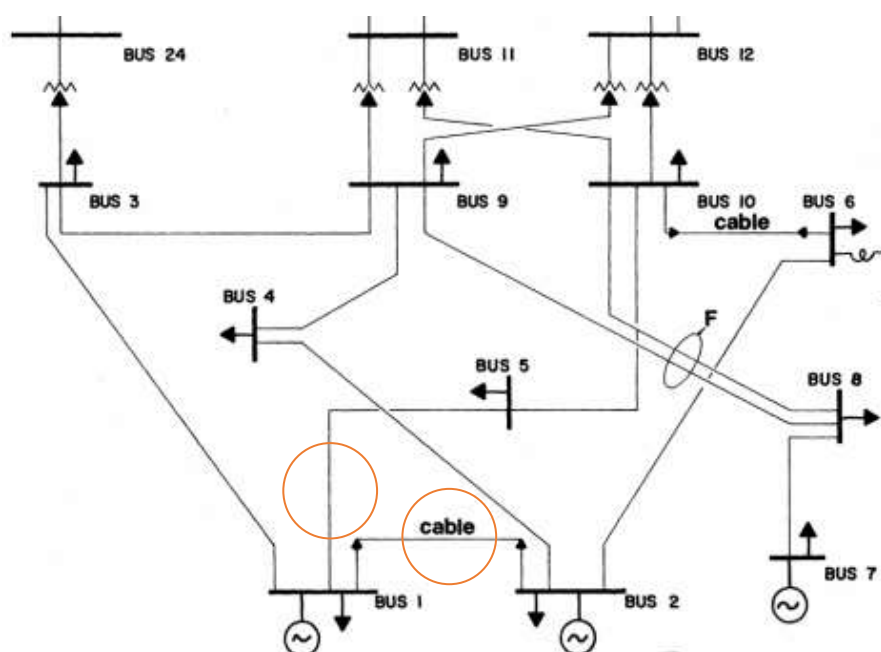


Figura 3.15: Linhas de transmissão do sistema de 138 kV que receberam reforços.

Para esse caso, cerca de 99,9% dos casos convergiram, enquanto apenas 0,3% dos casos convergidos apresentaram sobrecarga da barra de referência, conforme indicado nas Tabelas 3.32 e 3.33.

Tabela 3.32: Dados de simulação.

Anos	Simulações	Convergidos	Tempo (s)
12	105.120	105.077	830,03

Tabela 3.33: Sobrecarga da barra *swing*.

Casos com sobrecarga	Sobrecarga média (MW)
311	179,72

Embora os resultados se mantenham semelhantes aos obtidos anteriormente, a aplicação dos reforços resultou na eliminação de ocorrências de subtensão, além de reduzir tanto as magnitudes das sobrecargas quanto suas probabilidades associadas. Os fluxos de potência nos ramos que apresentaram probabilidade de sobrecarga superior a 1% estão detalhados nas Tabelas 3.34 e 3.35.

Tabela 3.34: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1%.

Barra De	Barra Para	Flow med. (MVA)	Flow dp. (MVA)	Flow min. (MVA)	Flow max. (MVA)
5	10	70,0305	49,5469	0,83178	290,7744
7	8	84,5699	61,7323	6,88256	316,3591
6	10	155,045	7,52712	131,093	210,2799
2	4	61,4202	37,3432	6,01978	221,8589

Tabela 3.35: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1%.

Barra De	Barra Para	Prob. sobrecarga	Sobrecarga med. (MVA)	β (%)
5	10	0,04700	31,1249	1,389
7	8	0,03802	12,8337	1,551
6	10	0,03137	4,90014	1,713
2	4	0,01136	13,0792	2,877

Houve uma melhora na frequência e principalmente nas magnitudes das sobrecargas observadas, com exceção da LT 138 kV entre as barras “5 – 10”. Na análise anual anterior, seis barras apresentavam probabilidade de sobrecarga superior a 1%. Além disso, os ramos que anteriormente exibiam os maiores níveis de carregamento deixaram de figurar entre os mais críticos, indicando um alívio significativo nas condições operativas da rede. A distribuição de fluxos de potência nesses ramos, de capacidade de 175 MVA, está ilustrada na Figura 3.16.

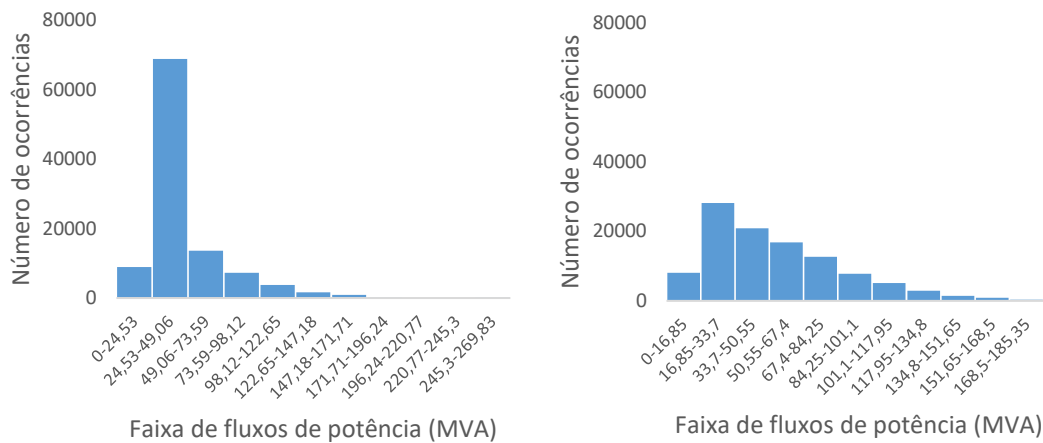


Figura 3.16: Histograma dos fluxos de potência em MVA nas LTs 138 kV “1 – 2” C1 e “1 – 5” C1, respectivamente.

Dessa forma, os resultados obtidos pelo método FPP com aplicação do SMC-QS mostraram-se coerentes nos casos analisados no contexto do sistema teste. Como etapa complementar de validação, o método foi ainda aplicado a um sistema de maior porte.

3.5 Sistema Interligado Nacional (SIN)

Para fins de avaliação da ferramenta proposta, foi também realizada a análise do subsistema de 500 kV do Sul do Brasil, incluindo os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. Essa rede foi obtida através do método de equivalentes de Ward, utilizado pelo Organon, a partir de um caso real da operação referente ao mês de outubro de 2024. Dessa forma, a ferramenta foi utilizada em um sistema de maior complexidade e porte, permitindo verificar seu desempenho para sistemas elétricos reais.

O sistema equivalente é composto por 211 barras, das quais 37 são ligadas a usinas hidrelétricas e uma a usina eólica. Os fatores de capacidade utilizados para as centrais hidrelétricas e eólica – exibidos nas figuras 3.17 e 3.18 – foram obtidos a partir de dados públicos disponibilizados pelo ONS [44]. Foram selecionadas três séries temporais para cada fonte, cada uma correspondendo à geração de uma planta no ano de 2022.

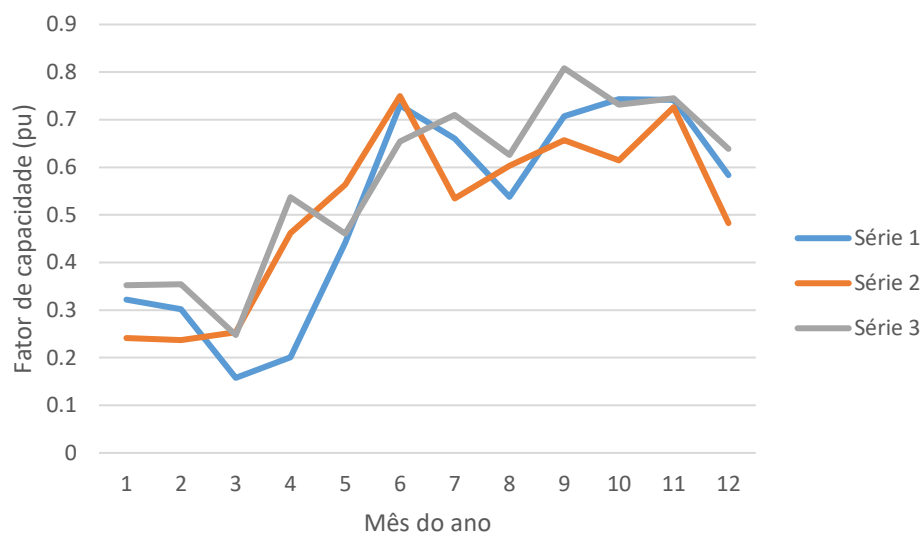


Figura 3.17: Fator de capacidade mensal para geração hidrelétrica.

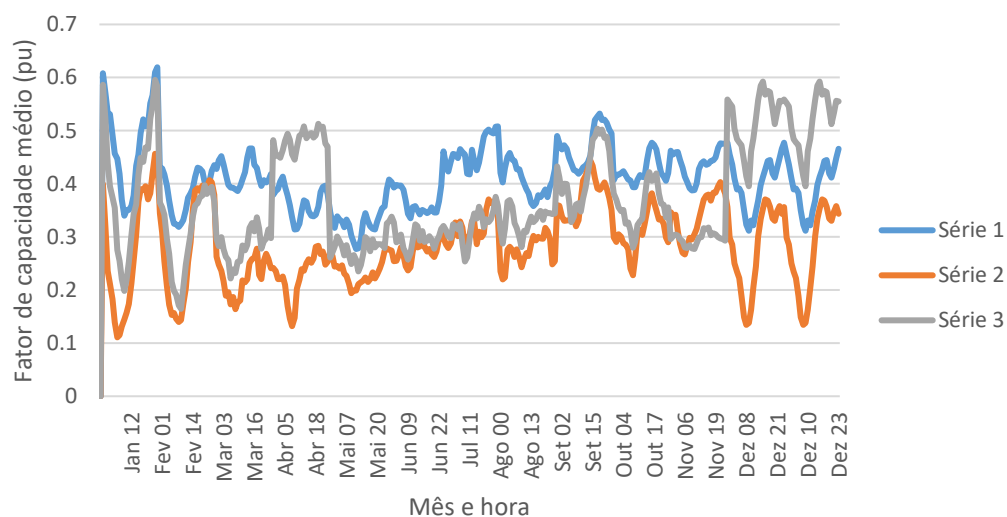


Figura 3.18: Média horária mensal do fator de capacidade para geração eólica.

Por outro lado, para a caracterização da carga, foi utilizada a curva de demanda horária do SIN, também referente ao ano de 2022 [44]. Essa curva apresenta padrão mais uniforme ao longo do ano, com fatores de carga mais elevados —especialmente durante o verão brasileiro —, conforme exibido na Figura 3.19.

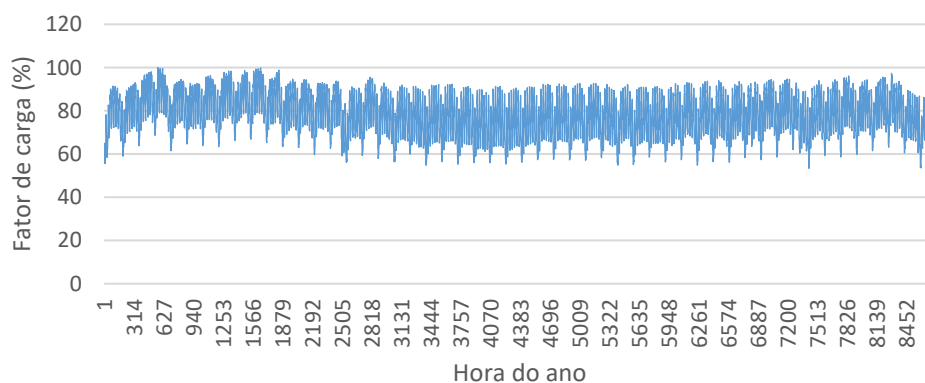


Figura 3.19: Curva de carga horária.

Paralelamente, as taxas de falha dos componentes foram padronizadas por tipo de equipamento, conforme os valores estabelecidos na Tabela 3.36. Apenas as taxas de falha e tempo médio de reparo dos aerogeradores foram diferenciadas, considerando nove falhas por ano e 20 horas de reparo por falha.

Tabela 3.36: Taxas de falha e tempo de reparo.

Componente	Taxa de falha (oc. / ano)	Tempo médio de reparo (hr)
LT	0,5	2,5
Transformador	0,5	20
Gerador	1,5	20

Com o objetivo de evitar a consideração indevida de perdas associadas a equipamentos representados de forma equivalente, não foram incluídos nas contingências os ramos com identificação “EQ”¹, com capacidade nominal de 9999 MVA, bem como o gerador clusterizado da barra *swing*, com capacidade superior a 35.000 MW.

Sendo assim, uma análise de risco do sistema foi feita considerando o perfil de carga anual e sazonal do verão brasileiro – caracterizado por fatores de carga mais elevados.

¹ No processo de redução de rede o Organon gera circuitos “EQ” para identificar os ramos equivalentes.

3.5.1 Sistema SIN – Avaliação Anual

Os resultados gerais da simulação anual estão incluídos nas Tabelas 3.37 e 3.38 a seguir.

Tabela 3.37: Dados de simulação.

Anos	Simulações	Convergidos	Tempo (s)
12	105.120	73.866	3980,21

Tabela 3.38: Sobrecarga da barra *swing*.

Casos com sobrecarga	Sobrecarga média (MW)
0	0,00

Nesse caso, o sistema apresentou uma taxa de convergência de apenas 73%, com um tempo de execução de aproximadamente 1 hora. Esse desempenho provavelmente aumentaria com um caso base mais bem ajustado, dado que o tempo de execução observado pode ser devido tanto à maior complexidade desse sistema em relação ao IEEE RTS 79, quanto à necessidade de mais iterações do fluxo de potência até a convergência (ou não) do caso.

Por outro lado, não houve sobrecarga na barra *swing*, uma vez que estava sempre disponível e por si só tem capacidade suficiente para atender a demanda total do sistema no pico. Essa barra conta com uma geração “clusterizada” equivalente, caracterizada por elevada capacidade instalada.

Os maiores problemas de tensão do sistema foram associados às subtensões observadas nos barramentos. As dez barras com mais ocorrências de subtensão têm seus dados apresentados na Tabela 3.39, e suas tensões observadas apresentadas na Tabela 3.40.

Tabela 3.39: Dez barras com maior ocorrência de subtensões.

Barra	Tipo	Vbase (kV)	Vmin. limite (pu)	Vmax. limite (pu)
801	PV	990	0,93	1,048
911	PV	992	0,98	1,07
115	PQ	500	1,00	1,10
41005	PQ	9,80	0,95	1,05

112	PQ	500	1,00	1,10
113	PQ	500	1,00	1,10
114	PQ	500	1,00	1,10
43007	PQ	1,00	0,90	1,10
43175	PQ	1,00	0,90	1,10
43006	PQ	1,00	0,90	1,10

Tabela 3.40: Tensões observadas nas dez barras com maior ocorrência de subtensões.

Barra	Vmed. (pu)	Vdp. (pu)	Vmin. (pu)	Vmax. (pu)	Prob. subtensão	β (%)
801	0,9001	0	0,90007	0,90007	0,70287	0
911	0,9114	0,0013	0,85731	1,00823	0,70282	0,003
115	0,9166	0,0273	0,77263	1,13832	0,70234	0,008
41005	0,9334	0,0117	0,84931	0,98739	0,66944	0,069
112	0,9699	0,0403	0,82413	1,40913	0,54769	0,164
113	0,9699	0,0403	0,82412	1,40912	0,54767	0,164
114	0,9703	0,0403	0,82442	1,40955	0,54462	0,166
43007	0,8886	0,0238	0,80356	1,11404	0,45463	0,228
43175	0,8901	0,0240	0,80475	1,11594	0,43211	0,244
43006	0,8906	0,0240	0,80518	1,11659	0,42441	0,250

Alguns dos casos de subtensão são, inclusive, decorrentes de inconsistências nos limites especificados no arquivo de rede. Mais especificamente, as barras PV 801 (Síncrono Governador Bento Munhoz) e 911 (UTE Jorge Lacerda) tem tensões especificadas inferiores aos limites estabelecidos. Nesse contexto, o FPP também se mostra útil para identificação de incoerências nas bases de dados. Os demais casos de subtensão ocorreram em barras próximas umas das outras, evidenciando insuficiência de reativo levando a problemas de tensão locais.

Apenas dois transformadores, ambos com capacidade de 152 MVA, apresentaram sobrecarga com probabilidade de ocorrência maior que 1%, conforme indicado nas Tabelas 3.41 e 3.42.

Tabela 3.41: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1%.

Barra De	Barra Para	Flow med. (MVA)	Flow dp. (MVA)	Flow min. (MVA)	Flow max. (MVA)
10484	10483	171,8455	11,3778	0,00000	174,00037
2080	10483	150,7530	9,28338	0,00000	153,39982

Tabela 3.42: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1%.

Barra De	Barra Para	Prob. sobrecarga	Sobrecarga med. (MVA)	β (%)
10484	10483	0,6776	21,952	0,060
2080	10483	0,6165	0,5742	0,115

Esses transformadores estão conectados em série, e estão escoando geração a partir do compensador síncrono com capacidade nominal de -90 / 174 Mvar ligado a SE Livramento 3, no estado do Rio Grande do Sul. Apesar da elevada frequência de ocorrência de sobrecargas, a magnitude média dessas sobrecargas foi baixa. Observa-se que os dados adotam o mesmo limite de carregamento para operação normal, em sobrecarga e em regime de emergência. Caso limites diferenciados fossem especificados para cada condição operativa, é provável que as demais faixas de operação não apresentassem violações. A distribuição dos fluxos nesse transformador está representada na Figura 3.20.

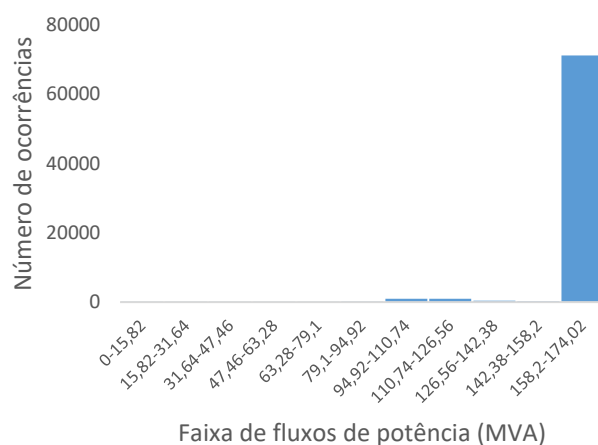


Figura 3.20: Histograma dos fluxos de potência em MVA no transformador 10484 – 10483.

Vale destacar que os índices apresentados tendem a subestimar a ocorrência desses eventos, uma vez que se pressupôs um elevado número de amostras e uma alta taxa de convergência. Nesse contexto, o número total de amostras foi utilizado como base para o cálculo das probabilidades, e não apenas os casos efetivamente convergidos, o que pode resultar em uma estimativa conservadora da frequência de ocorrência de determinadas condições operativas.

Mais casos de sobrecarga ainda poderiam aparecer, caso os limites térmicos dos ramos fossem ajustados – de forma a não ficarem em aberto.

A SMC-QS se mostrou eficaz para a análise anual do sistema equivalente, apresentando tempos de simulação bastante satisfatórios. Ainda assim, esses tempos de execução podem ser mais reduzidos se o caso base estiver bem condicionado, ou ainda com a alteração das configurações do programa da versão de depuração para a versão de liberação e uso de uma máquina com maior capacidade computacional.

3.5.2 Sistema SIN – Avaliação Sazonal

O sistema equivalente do SIN também foi analisado considerando apenas o período de verão – quando há uma maior demanda registrada. Os resultados gerais desta análise se encontram nas Tabelas 3.43 e 3.44.

Tabela 3.43: Dados de simulação.

Anos	Simulações	Convergidos	Tempo (s)
45	101.520	93.732	4222,87

Tabela 3.44: Sobrecarga da barra *swing*.

Casos com sobrecarga	Sobrecarga média (MW)
0	0,00

Este caso apresentou uma duração semelhante à do anterior, mas com uma taxa de convergência de 92%, apesar dos fatores de carga mais elevados. E, como era de se esperar, tampouco foi verificada uma sobrecarga da barra *swing* em períodos de alta demanda.

Nesse caso, nove das dez barras com as maiores probabilidades de ocorrência de subtensões coincidiram com as identificadas no caso anterior, conforme indicado na Tabela 3.45. As tensões observadas nas dez barras com maior probabilidade de subtensão estão exibidos na Tabela 3.46.

Tabela 3.45: Dez barras com maior ocorrência de subtensões.

Barra	Tipo	Vbase (kV)	Vmin. limite (pu)	Vmax. limite (pu)
801	PV	990	0,93	1,048
911	PV	992	0,98	1,07
115	PQ	500	1,00	1,10
41005	PQ	9,8	0,95	1,05
113	PQ	500	1,00	1,10
112	PQ	500	1,00	1,10
114	PQ	500	1,00	1,10
43007	PQ	1,00	0,90	1,10
43175	PQ	1,00	0,90	1,10
41415	PQ	525	0,95	1,048

Tabela 3.46: Tensões observadas nas dez barras com maior ocorrência de subtensões.

Barra	Tipo	Vmed. (pu)	Vdp. (pu)	Vmin. (pu)	Vmax. (pu)	Prob. subtensão	β (%)
801	PV	0,90007	0	0,90007	0,90007	0,9233	0
911	PV	0,91144	0,00168	0,88721	1,0005	0,92317	0,004
115	PQ	0,92807	0,01333	0,81039	1,1148	0,92204	0,012
41005	PQ	0,93678	0,00605	0,88036	0,9874	0,90214	0,048
113	PQ	0,99220	0,03069	0,83779	1,4165	0,52593	0,273
112	PQ	0,99220	0,03069	0,83778	1,4165	0,52591	0,273
114	PQ	0,99258	0,03074	0,83807	1,4170	0,52004	0,276
43007	PQ	0,90266	0,01652	0,81064	1,1066	0,32650	0,424
43175	PQ	0,90428	0,01664	0,81177	1,1085	0,29029	0,463
41415	PQ	0,95521	0,02324	0,81254	1,3384	0,28367	0,471

Mesmo sob as condições de maior demanda típicas do verão, os mesmos dois transformadores responsáveis pelo escoamento de energia da SE Livramento 3 apresentaram sobrecarga com probabilidade superior a 1%, indicando que o sistema se manteve dentro dos limites operacionais.

Nesse contexto, observou-se um discreto aumento na magnitude média da sobrecarga, como apresentado nas Tabelas 3.47 e 3.48 a seguir.

Tabela 3.47: Fluxo nos ramos com probabilidade de sobrecarga superior a 1%.

Barra De	Barra Para	Flow med. (MVA)	Flow dp. (MVA)	Flow min. (MVA)	Flow max. (MVA)
10484	10483	173,141	7,3511	0,00	174,0004
2080	10483	151,986	6,0698	0,00	153,4618

Tabela 3.48: Ocorrência de sobrecargas com probabilidade superior a 1%.

Barra De	Barra Para	Prob. sobrecarga	Sobrecarga med. (MVA)	β (%)
10484	10483	0,91016	21,9810	0,038
2080	10483	0,89572	0,70029	0,055

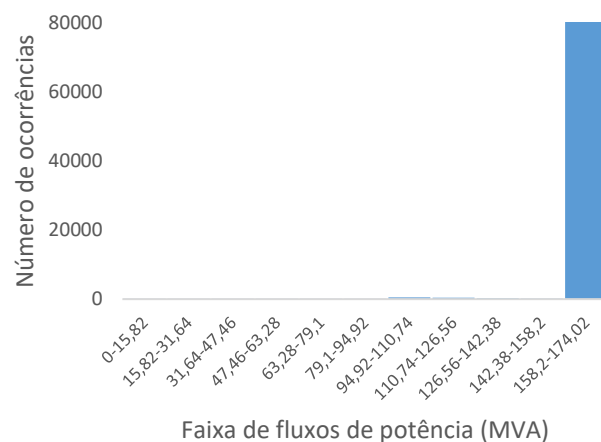


Figura 3.21: Histograma dos fluxos de potência em MVA no transformador 10484 – 10483.

Por fim, a configuração equivalente do subsistema Sul do SIN pode ser considerada muito robusta do ponto de vista dos riscos avaliados pelo algoritmo FPP baseado em SMC-QS. Entretanto, alguns aspectos devem ser tratados com cautela neste tipo de análise. Por exemplo, os ramos equivalentes (fictícios) não foram contingenciados e seus limites de capacidade se mantiveram abertos (i.e., 9999). Ademais, contingências próximas eletricamente da fronteira da rede

equivalente devem ser vistas com restrições. Um estudo mais aprofundado da aplicação do algoritmo proposto FPP MCS-QS deverá ser motivo de pesquisa em trabalhos futuros.

3.6

Conclusões

Foram apresentados os resultados da aplicação do FPP baseado em SMC-QS para análise de risco em sistemas elétricos de potência. O método foi utilizado considerando a rede IEEE RTS 79 e o subsistema Sul do SIN, permitindo uma análise robusta do método para identificar dos impactos de contingências e da variabilidade temporal da geração renovável e da carga.

Além de considerar as séries temporais da geração renovável e da carga, contingências em ramos e unidades geradoras, a metodologia também incorporou recursos operacionais, como o despacho por ordem de mérito, possibilitando uma avaliação mais aderente às condições reais de operação dos sistemas elétricos.

Dada a flexibilidade do método, os resultados foram obtidos para análises considerando períodos anuais e sazonais. A avaliação sazonal, em particular, permitiu manter a hipótese de estacionariedade das variáveis envolvidas, o que é fundamental para a coerência estatística dos resultados. Esses resultados foram úteis para analisar o estado operativo do sistema sob diferentes condições, e eventualmente evidenciar riscos como sobrecarga nos ramos e desvios de tensão em barramentos – incluindo os períodos do ano em que tendem a ocorrer.

A identificação desses riscos destaca a relevância de se considerar abordagens probabilísticas no planejamento e operação da rede elétrica, especificamente mantendo representação de elementos temporais, sobretudo frente à crescente participação de fontes renováveis intermitentes.

A aplicação da metodologia SMC-QS mostrou-se uma ferramenta eficaz e computacionalmente viável, mesmo considerando a evolução temporal das variáveis do sistema. Dessa forma, contribui para uma análise mais precisa e confiável do desempenho do sistema, auxiliando na formulação de estratégias que promovam maior eficácia e eficiência na tomada de decisão em sistemas elétricos complexos.

4

Conclusões

4.1

Principais Conclusões

Motivada pela crescente inserção de fontes renováveis intermitentes em redes elétricas, essa dissertação utilizou a simulação Monte Carlo quase sequencial (SMC-QS) para resolução do fluxo de potência probabilístico (FPP). A metodologia permitiu a obtenção de estimativas de riscos operativos, associados à inadequação de grandezas elétricas fundamentais para o desempenho do sistema.

As simulações consideraram de forma integrada as incertezas inerentes à variabilidade temporal da carga e da geração renovável, bem como a ocorrência de contingências de geração e transmissão. Ao utilizar as series temporais de geração e carga, foi possível fazer uma análise de casos condizentes com a realidade operativa dos sistemas. Por outro lado, os estados de operação dos ramos e unidades geradoras foram amostrados de forma independente entre os períodos, sem considerar eventuais correlações ou persistência temporal.

Sendo assim, essa abordagem oferece um equilíbrio entre representatividade dos cenários e eficiência computacional, permitindo uma avaliação probabilística robusta com menor custo de processamento em comparação a métodos que exigem rastreamento sequencial completo dos estados do sistema.

A partir dos resultados obtidos, considerando a convergência da SMC-QS com base em um número máximo de amostras igual a 100.000 ou na tolerância de 5% para o coeficiente de variação, foi possível identificar condições operativas em que ocorrem violações dos limites do sistema, como sobrecargas em ramos de transmissão e desvios de tensão em barramentos. Além disso, a abordagem permitiu quantificar a probabilidade associada a cada uma dessas ocorrências, fornecendo uma avaliação probabilística consistente dos riscos envolvidos.

Essas análises desempenham um papel fundamental nas fases de planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos, pois possibilitam a identificação de condições que podem comprometer a qualidade do serviço e a

confiabilidade do suprimento de energia. Ademais, diante da crescente participação de fontes renováveis na matriz elétrica, é fundamental que suas particularidades possam ser devidamente representadas.

Em suma, a flexibilidade e eficiência do método é um diferencial importante na avaliação de riscos operacionais em sistemas de potência. A consideração explícita dos aspectos temporais possibilitou análises mais alinhadas à realidade operativa dos sistemas elétricos. Além disso, a relação entre qualidade dos resultados e custo computacional mostrou-se bastante favorável, evidenciando o potencial da ferramenta como suporte técnico eficiente para o planejamento e a operação em cenários marcados por incertezas e alta penetração de fontes renováveis, especialmente em sistemas de grande porte.

4.2

Propostas de trabalhos futuros

A partir dos estudos e resultados discutidos nesta dissertação, seguem possíveis ações a serem seguidas em prol da continuidade deste trabalho:

- Redesenhar novos testes com os sistemas avaliados considerando diferentes tipos de correlações estatísticas entre cargas nos barramentos e entre pontos da geração renovável;
- Avaliar o impacto para diferentes níveis de incerteza associadas às cargas;
- Simular o impacto de possíveis fontes de energia solar e de possíveis alocações estratégicas de carregamento de veículos elétricos em diferentes barramentos da rede, principalmente em níveis mais baixos de tensão;
- Continuar a exploração das técnicas propostas de FPP em redes elétricas de grande porte;
- Explorar a ferramenta proposta também em redes de distribuição na presença de geração distribuída;
- Utilizar a ferramenta para aplicações como estimação de risco de *curtailment*;
- Comparar as técnicas propostas com técnicas analíticas baseadas em aproximações polinomiais, particularmente em sistemas de grande porte.

Referências Bibliográficas

- [1] J. Liang, Y. Qiu, Bo Xing, Impacts of the co-adoption of electric vehicles and solar panel systems: Empirical evidence of changes in electricity demand and consumer behaviors from household smart meter data, *Energy Economics*, v. 112, 106170, Aug. 2022.
- [2] B. Borkowska, Probabilistic Load Flow, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-93, n. 3, p. 752-759, May 1974.
- [3] HPPA – High Performance Power System Applications. <https://www.hppa.com.br>. Accessed 25 July 2025.
- [4] J. F. Dopazo, O. A. Klitin, A. M. Sasson, Stochastic load flows, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, v. 94, n. 2, p. 299-309, March 1975.
- [5] M. T. Schilling, A. M. Leite da Silva, R. Billinton, M. A. El-Kady, Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-88), *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 5, n. 1, p. 1-11, Feb. 1990.
- [6] P. Chen, Z. Chen, B. Bak-Jensen, Probabilistic load flow: A review, 2008 Third Int. Conf. on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Nanjing, China, p. 1586-1591, 2008.
- [7] M. Papic, D. Logan, Bibliography on composite system reliability assessment 2000-2020, 17th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Manchester, United Kingdom, 2022.
- [8] Usaola, J., Probabilistic load flow with wind production uncertainty using cumulants and Cornish–Fisher expansion, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 31, n. 9, p. 474–481, 2009.

- [9] R.S. Mesquita, A.J.C. Coelho, F.A. Assis, R.A.R. Moura, M.A.O. Schroeder, A.M. Leite da Silva, A.M. Castro, Reconstrução de distribuições de probabilidade na solução de fluxo de potência probabilístico via método unscented transform, XXV CBA - Congresso Brasileiro da Automática, 15 a 18 de outubro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2024.
- [10] R.S. Mesquita, A.J.C. Coelho, F.A. Assis, R.A.R. Moura, A.M. Leite da Silva, A. Milhorange, Análise de violação de limites operativos em sistemas elétricos via fluxo de potência probabilístico e unscented transform, XI SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 29 de Julho a 1 de Agosto, 2025, São João del-Rei, MG, Brasil.
- [11] R. N. Allan, B. Borkowska, C. H. Grigg, Probabilistic analysis of power flows, *Procs. of the Inst. of Electrical Engineers*, v. 121, n. 12, p. 1551–1556, Dec. 1974.
- [12] R. N. Allan, C.H. Grigg and M.R.G. Al-Shakarchi, Numerical techniques in probabilistic load flow problems, *Int. Journal for Numerical Methods in Engineering*, v. 10, n. 4, p. 853–860, 1976.
- [13] R. N. Allan, A. M. Leite da Silva, R. C. Burchett, Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions, in *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-100, n. 5, p. 2539-2546, May 1981.
- [14] R. N. Allan, A. M. Leite da Silva, “Probabilistic load flow using multilinearisations,” *IEE Procs. C – Gen., Transm. and Distribution*, v. 128, n. 5, p. 280–287, Sept. 1981.
- [15] A. M. Leite da Silva, R. N. Allan, S. M. Soares, V. L. Arienti, Probabilistic load flow considering network outages, *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, v. 132, n. 3, p. 139–145, May 1985.
- [16] A. M Leite da Silva, V. L. Arienti, R. N. Allan, Probabilistic load flow considering dependence between input nodal powers, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-103, n. 6, p. 1524-1530, June 1984.
- [17] M. Brucoli, F. Torelli, R. Napoli, Quadratic probabilistic load flow with linearly modelled dispatch, *Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 7, n. 3, p. 138-146, 1985.

- [18] M. V. F. Pereira, M. E. P. Maceira, G. C. Oliveira, L. M. V. G. Pinto, Combining analytical models and Monte-Carlo techniques in probabilistic power system analysis, *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 7, n. 1, p. 265-272, Feb. 1992.
- [19] C. Lin, Z. Bie, B. Zhou, T. Wang, Q. Xu, T. Wang, Enhanced probabilistic power flow method considering multiple stochastic factors and their correlations, 2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Atlanta, GA, USA, 2019.
- [20] M. Barati, Fast probabilistic power flow via DeepONet-GPR surrogates, 2025 IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC), Manhattan, KS, USA, 2025.
- [21] A. M. Leite da Silva, V. L. Arienti, Probabilistic load flow by a multilinear simulation algorithm, *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, v. 137, n. 4, p. 276–282, July 1990.
- [22] Liang Min, S. T. Lee, Pei Zhang, V. Rose, J. Cole, Short-term probabilistic transmission congestion forecasting, 3rd Int. Conf. on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Nanjing, China, p. 764-770, 2008.
- [23] Y. Zhou, P. Mancarella, J. Mutale, Generation adequacy in wind rich power systems: Comparison of analytical and simulation approaches, 2014 Int. Conf. on Prob. Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Durham, UK, 2014.
- [24] A.M. Leite da Silva, A.M. Castro, “Risk Assessment in Probabilistic Load Flow via Monte Carlo and Cross-Entropy Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 34, n. 2, p. 1193-1202, March 2019.
- [25] T.R. Belo Pereira, Estimativa de Riscos em Redes Elétricas Considerando Fontes Renováveis e Contingências de Geração e Transmissão via Fluxo de Potência Probabilístico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Dissertação de Mestrado, Setembro 2023.
- [26] P. Duarte de Faria, A. Milhorange. Avaliação dos impactos da sazonalidade na precisão de equivalentes estáticos de redes via fluxo de potência probabilístico, XXV CBA - Congresso Brasileiro da Automática, 15 a 18 de outubro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2024.

- [27] R. Billinton, L. Gan, A Monte Carlo simulation model for adequacy assessment of multi-area generating systems, 3rd Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems, London, UK, p. 317-322, 1991.
- [28] A.M. Leite da Silva, L.A. Fonseca Manso, J.C.O. Mello, R. Billinton, Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads, IEEE Trans. on Power Systems, v. 15, n. 1, p. 73-80, Feb. 2000.
- [29] A. M. Leite da Silva, R. A. González-Fernández, W. S. Sales, L.A.F. Manso, Reliability assessment of time-dependent systems via quasi-sequential Monte Carlo simulation, IEEE 11th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Singapore, p. 697-702, 2010.
- [30] R.A. González-Fernández, R.E. Oviedo-Sanabria, A.M. Leite da Silva, Generating capacity reliability assessment of the Itaipu hydroelectric plant via sequential Monte Carlo simulation, 2014 Power Systems Computation Conference (PSCC), Wroclaw, Poland, 2014.
- [31] W. Chen, J. Zhang, D. Ma, X. Sun, J. Chen, R. Zhang, Reliability assessment of hydrogen-based carbon-neutral power systems using improved quasi-sequential Monte Carlo simulation, 7th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE), Hangzhou, China, p. 2008-2012, 2022.
- [32] I. O. Guimarães, A. M. Leite da Silva, L. C. do Nascimento, State-transition Monte Carlo simulation for evaluating distribution systems with renewable energy distributed generation, 18th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Auckland, New Zealand, 2024.
- [33] IEA (2025), Global Energy Review 2025, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025>, License: CC BY 4.0.
- [34] D. Ribeiro, A. Milhorange, Avaliação probabilística de impacto de acesso de geradores renováveis ao sistema de transmissão, XXV CBA - Congresso Brasileiro da Automática, 15 a 18 de outubro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2024.
- [35] J. Reinders, J. Morren, H. Slootweg, Comparing probabilistic load flow methods in dealing with uncertainties at TSO/DSO interface, 52nd Int. Universities Power Engineering Conf. (UPEC), Heraklion, Greece, 2017, pp. 1-5.

- [36] C. Ghinea, L. Toma, D. O. Sidea, M. Eremia, Probabilistic load flow in renewable - dominated distribution electric networks, 2020 Int. Symp. on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE), Bucharest, Romania, 2020.
- [37] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1992.
- [38] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1996.
- [39] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1994.
- [40] A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, W. S. Sales, S. A. Flávio, G. J. Anders, L. C. Resende, Chronological Power Flow for Planning Transmission Systems Considering Intermittent Sources, *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 27, n. 4, p. 2314-2322, Nov. 2012.
- [41] A. M. Leite da Silva, J. F. Costa Castro, R. Billinton, Probabilistic Assessment of Spinning Reserve via Cross-Entropy Method Considering Renewable Sources and Transmission Restriction, *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 33, n. 4, p. 4574-4582, July 2018.
- [42] I. O. Guimarães, A. M. Leite da Silva, L. C. Nascimento, M. Fotuhi-Firuzabad, Reliability assessment of distribution grids with DG via quasi-sequential Monte Carlo simulation, *Electr. Power Syst. Res.*, 229, 110122, 2024.
- [43] HPPA, Organon User Guide, Internal document, not publicly available, 2025.
- [44] P. M. Subcommittee, IEEE Reliability Test System, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-98, n. 6, p. 2047-2054, Nov. 1979.
- [45] Operador Nacional do Sistema Elétrico, Portal de Dados Abertos Do ONS, dados.ons.org.br/.
- [46] F.A. Assis, A.M. Leite da Silva, L.C. Resende, R.A.R. Moura, M.A.O. Schroeder, Generation Maintenance Scheduling with Renewable Sources Based on Production and Reliability Costs, *Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 134, paper 107370, Jan. 2022.

- [47] M. Matos, J.P. Lopes, M. Rosa, R. Ferreira, A.M. Leite da Silva, W. Sales, *et al.*, Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases, *Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 31, n. 9, p. 562-569, 2009.

A

Fluxograma simplificado do FPP via SMC-QS

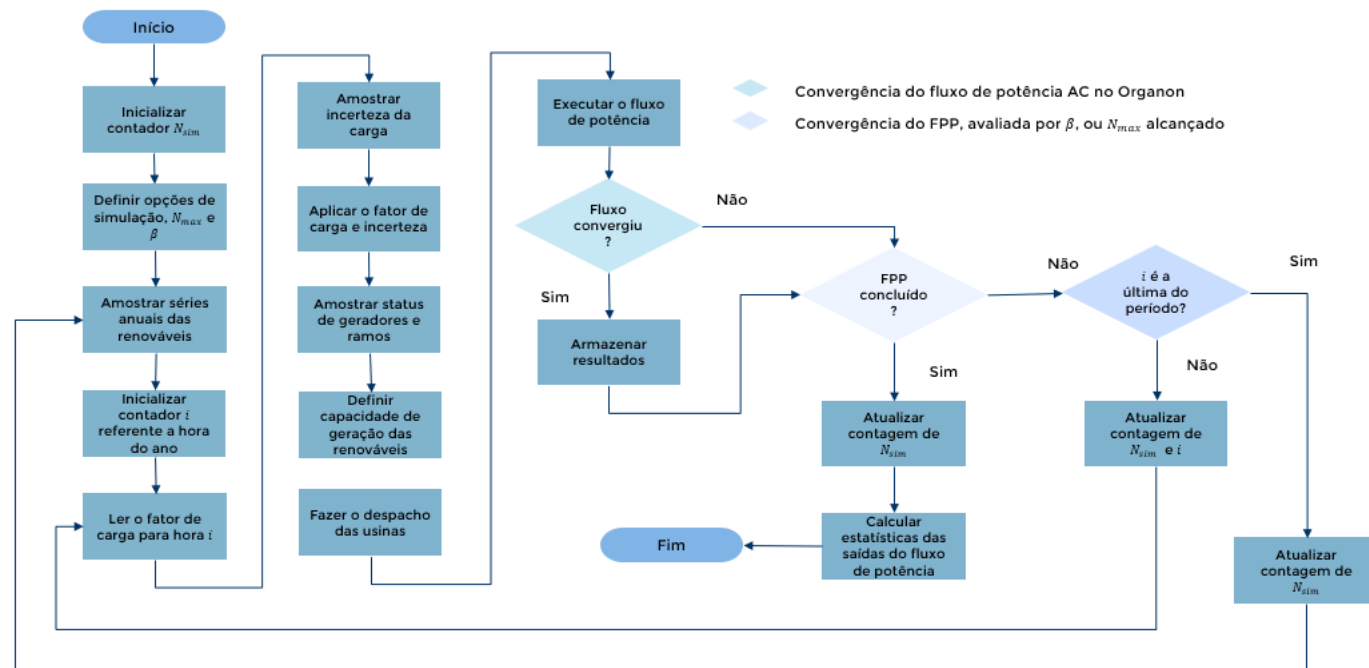


Figura A.1: Fluxograma simplificado da resolução do FPP via SMC-QS.