



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Raiane Rodrigues Freitas

**Metodologia para cálculo de um índice de segurança
energética em sistemas elétricos com fontes
renováveis e armazenamento de energia**

São Luís – MA

2026

Raiane Rodrigues Freitas

**Metodologia para cálculo de um índice de segurança energética
em sistemas elétricos com fontes renováveis e armazenamento
de energia**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Maranhão.

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Maranhão

Orientador: Prof. Dr. Shigeaki Lima de Leite
Coorientador: Prof. Dra. Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos

São Luís – MA
2026

Raiane Rodrigues Freitas

Metodologia para cálculo de um índice de segurança energética em sistemas elétricos com fontes renováveis e armazenamento de energia

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Maranhão.

Prof. Dr. Shigeaki Lima de Leite, UFMA.
Orientador

Prof. Dra. Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos, UFMA.
Coorientador

Prof. Dr. Pedro Bezerra Leite Neto, UFMA.
Examinador Interno

Prof. Dr. Bartolomeu Ferreira dos Santos Junior, UFPI.
Examinador Externo

São Luís – MA
2026

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Rodrigues Freitas, Raiane.

Metodologia para cálculo de um índice de segurança energética em sistemas elétricos com fontes renováveis e armazenamento de energia / Raiane Rodrigues Freitas. - 2026.

80 f.

Coorientador(a) 1: Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos.

Orientador(a): Shigeaki Lima de Leite.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís - Ma, 2026.

1. Segurança Energética. 2. Diversificação da Matriz. 3. Confiabilidade. 4. Sistemas de Armazenamento de Energia. 5. Energias Renováveis. I. Lima de Leite,

Dedico este trabalho à minha família, que tanto amo. Em especial à minha mãe, que nunca mediu esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida, a senhora é meu maior exemplo de dedicação.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, é pela Sua permissão que hoje estou aqui, agradeço ao Senhor por confiar em mim e me capacitar em mais uma oportunidade.

Aos meus pais: Lucilândia Rodrigues Freitas e Vilmar Nunes Freitas, agradeço pela total dedicação às filhas desde nossa infância, pelos conselhos que me trouxeram até aqui, por toda força e amparo em que sei que sempre posso contar, é por vocês que mesmo nos momentos mais desafiadores não hesitei em continuar.

À Daniela Camila, irmã, amiga e parceira de todas as horas. Crescemos lado a lado, e a parceria que construímos desde criança é até hoje alicerce. Seu exemplo de responsabilidade, sua capacidade de cuidar, me fazem ter certeza que sempre posso contar com você.

Aos professores do PPGEE, em especial aos meus orientadores Shigeaki Lima e Silvangela Barcelos, que através dos seus conhecimentos, me auxiliaram a realizar este trabalho da melhor forma possível. Agradeço a paciência e a dedicação em cada conversa, cada reunião.

Agradecimento especial a Juan Ibanez, que viu de perto o esforço e me apoiou em todos os momentos. Cada conversa que iam desde assuntos acadêmicos aos mais bobos, cada abraço, me deixaram mais segura durante esta jornada. Obrigada por compartilhar seu carinho e atenção comigo.

A todos os colegas dos laboratórios, sem exceção, cada um me ajudou diretamente ou indiretamente nessa jornada, todas as trocas, em que muitas vezes transcenderam as atividades profissionais, agradeço por todo apoio, sugestões e companheirismo. Agradeço de coração à aquelas que se tornaram amigas: Isabelle Oliveira e Aline Costa, que estiveram presentes nos momentos bons e naqueles mais desafiadores, graças a vocês esses dois anos se tornaram mais leves e divertidos.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, pelo suporte institucional, pela acolhida acadêmica e pela oportunidade de desenvolver esta pesquisa.

À Fundação de Amparo à Pesquisa e ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Maranhão (FAPEMA), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico do Maranhão (CNPq) e Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro do projeto.

“Importante não é ver o que nunca ninguém viu, mas sim pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê.”

— Arthur Schopenhauer

Resumo

A crescente complexidade dos sistemas elétricos, aliada ao avanço da inserção de fontes renováveis intermitentes, impõe novos desafios à avaliação da segurança energética. Este trabalho propõe um Índice de Segurança Energética que integra indicadores probabilísticos e estruturais amplamente consolidados na literatura, entre eles *Loss of Load Probability* e *Expected Energy Not Supplied*, entre outros. Este índice deve permitir avaliar simultaneamente aspectos de confiabilidade e concentração da matriz. Além disso, o índice visa capturar o efeito da diversificação tecnológica na segurança de sistemas elétricos. A metodologia utilizada baseia-se em Simulação de Monte Carlo Estacionária para estimativa das métricas probabilísticas de confiabilidade, utilizou-se o método da entropia de Shannon para a definição objetiva dos pesos das variáveis que compõem o índice. O modelo é aplicado ao sistema IEEE 14 barras, utilizado como sistema de referência, sob diferentes cenários de composição da matriz elétrica. As análises consideram variações na penetração de geração fotovoltaica, inclusão de geração eólica, presença de BESS e distintos níveis de carregamento, permitindo avaliar a sensibilidade do sistema a diferentes condições operativas e estruturais. Os resultados demonstram que a combinação de fontes despacháveis, renováveis e armazenamento apresentou os maiores valores do índice, dessa forma a maximização da segurança energética depende não apenas do aumento da participação renovável, mas do equilíbrio entre diversidade tecnológica, adequação de capacidade e flexibilidade operacional.

Palavras-chave: Segurança Energética; Diversificação da Matriz; Confiabilidade; Sistemas de Armazenamento de Energia; Energias Renováveis.

Abstract

The increasing complexity of electrical systems, coupled with the growing integration of intermittent renewable sources, poses new challenges to energy security assessment. This work proposes an Energy Security Index that integrates probabilistic and structural indicators widely consolidated in the literature, including Loss of Load Probability and Expected Energy Not Supplied, among others. This index should allow for the simultaneous evaluation of reliability and matrix concentration aspects. In addition, the index aims to capture the effect of technological diversification on the security of electrical systems. The methodology used is based on Stationary Monte Carlo Simulation for estimating probabilistic reliability metrics, and the Shannon entropy method was used for the objective definition of the weights of the variables that make up the index. The model is applied to the IEEE 14-bus system, used as a reference system, under different scenarios of electrical matrix composition. The analyses consider variations in photovoltaic generation penetration, inclusion of wind generation, presence of BESS, and different loading levels, allowing for the evaluation of the system's sensitivity to different operational and structural conditions. The results demonstrate that the combination of dispatchable, renewable, and storage sources presented the highest index values; therefore, maximizing energy security depends not only on increasing the share of renewables but also on the balance between technological diversity, capacity adequacy, and operational flexibility.

Keywords: Energy Security; Generation Mix Diversification; Reliability; Energy Storage Systems; Renewable Energy.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Variação da demanda de eletricidade relacionada à temperatura (TWh)	16
Figura 1.2 – Variação anual da demanda global de eletricidade (%)	17
Figura 1.3 – Matriz elétrica brasileira – 2024	19
Figura 2.1 – Top 10 palavras-chave.	25
Figura 2.2 – Principais base de dados.	26
Figura 2.3 – Top 10 autores.	26
Figura 2.4 – Coocorrência de palavras chave.	27
Figura 2.5 – Métricas de ISE.	31
Figura 2.6 – Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica	34
Figura 3.1 – Fluxograma de SMC Estacionário	38
Figura 3.2 – Modelo de Markov com dois estados	42
Figura 3.3 – Fluxograma das etapas para cálculo do ISE.	47
Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE - 14 barras.	54
Figura 4.2 – ISE x FV - Cenário 1	61
Figura 4.3 – ISE x FV - Cenário 2	62
Figura 4.4 – ISE x FV - Cenário 3	63
Figura 4.5 – Comparação entre cenários	63
Figura 4.6 – Sensibilidade do carregamento	64
Figura 4.7 – Melhores casos por cenário	66
Figura 4.8 – Piores casos por cenário	67
Figura A.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 14 barras.	76

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Base de dados	25
Tabela 2.2 – Quadro-Resumo de Conceitos sobre Segurança Energética	30
Tabela 4.1 – Casos base considerados nas simulações	55
Tabela 4.2 – Variáveis de Sensibilidade	56
Tabela 4.3 – Estrutura combinatória das simulações realizadas	56
Tabela 4.4 – Níveis de carregamento	57
Tabela 4.5 – Sensibilidade do ISE à variação de H_{crit} (2h, 4h e 6h).	65

Lista de Abreviaturas e Siglas

AIE	Agência Internacional de Energia
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CEBRI	Centro Brasileiro de Relações Internacionais
DISP	Disponibilidade
DIV	Índice de Diversidade
DR	<i>Demand Response</i>
ELCC	<i>Effective Load Carrying Capability</i>
EENS	<i>Expected Energy Not Served</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
HHI	<i>Herfindahl-Hirschman Index</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
KAS	<i>Konrad-Adenauer-Stiftung</i>
LOLP	<i>Loss Load of Probability</i>
MTBF	<i>Mean Time Between Failures</i>
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i>
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PRM	<i>Planning Reserve Margin</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	<i>State of Charge</i>
SMC	Simulação de Monte Carlo
WEO	<i>World Energy Outlook</i>

Lista de Símbolos

A_i	Disponibilidade da tecnologia i
$C^{(s)}$	Capacidade total disponível na iteração s (MW)
P_i	Capacidade instalada da tecnologia i (MW)
$D^{(s)}$	Déficit de potência na iteração s (MW)
d_j	Grau de diversificação da métrica j
E_{def}	Soma acumulada dos déficits de energia ao longo de todas as iterações
E_{bess}	Energia nominal do BESS (MWh)
e_j	Entropia de Shannon da métrica j
H_{crit}	Horizonte crítico de atendimento contínuo exigido do BESS (em horas)
i	Índice de cada tecnologia/fonte de geração considerada no sistema
IQR_j	Amplitude interquartil da métrica j
K	Número total de fontes de geração consideradas no sistema.
k	Parâmetro de inclinação da função sigmoidal
L	Demanda (carga) do sistema elétrico (MW)
λ	Taxa de falha da tecnologia
m_j	Mediana dos valores da métrica j entre os cenários analisados
μ	Taxa de reparo da tecnologia
N	Número total de iterações na simulação de Monte Carlo
N_{def}	Número de iterações em que ocorreu déficit de potência
p	Penetração fotovoltaica alvo
P_{base}	Soma das capacidades instaladas das demais fontes (térmica, eólica e BESS) no cenário
P_{eff}	Potência efetiva do BESS adequada
P_{bess}	Potência nominal do BESS (MW)

p_i	Participação da tecnologia i na capacidade total instalada
p_j	Peso final da métrica j no índice composto
P_{FV}	Capacidade instalada de geração fotovoltaica necessária para atingir a penetração p (MW)
P_{total}	Capacidade total instalada do sistema, incluindo todas as fontes (MW)
$Pe_{FV}(\%)$	Penetração fotovoltaica em percentual
s	Índice da iteração na simulação de Monte Carlo
s_{ij}	Valor normalizado da métrica j no cenário i após aplicação da função sigmoideal.
t_{dur}	Duração nominal do BESS à potência nominal (horas)
$X_i^{(s)}$	Variável aleatória de Bernoulli que representa o estado da tecnologia i
z_{ij}	Valor padronizado da métrica j no cenário i

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Contexto	15
1.2	Problemática	18
1.3	Motivação	19
1.4	Hipótese	21
1.5	Solução Proposta	21
1.6	Justificativa	22
1.7	Objetivos	22
1.8	Estrutura do trabalho	23
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
2.1	Análise Bibliométrica	24
2.2	Aspectos Conceituais sobre Segurança Energética	28
2.3	Dimensões da Segurança Energética no Setor Elétrico	28
2.4	Métricas Relacionadas às Dimensões da Segurança Energética	30
2.5	Diversificação da Matriz Elétrica	32
2.5.1	Tecnologias Habilitadoras e Flexibilidade Operacional	33
2.6	Lacunas da Literatura	34
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	36
3.1	SMC para Análise de Confiabilidade em Sistemas Elétricos	36
3.2	SMC Estacionário	37
3.3	Seleção e Fundamentação das Métricas Componentes	39
3.3.1	Métricas de Adequação	40
3.3.2	Métricas de Manutenibilidade	42
3.3.3	Métrica de Diversidade	44
3.4	Índice Composto	45
3.5	Visão Geral da Metodologia Proposta	46
3.5.1	Metodologia para Cálculo do ISE	46
3.5.2	Cálculo das Métricas Componentes	47
3.5.3	Normalização das Métricas	48
3.5.4	Ponderação por Entropia de Shannon	50
4	RESULTADOS	53
4.1	Ambiente Computacional	53
4.2	Sistema IEEE - 14 barras	53

4.3	Estruturação dos Cenários	55
4.3.1	Parametrização das Análises de Sensibilidade	55
4.4	Resultados das Análises de Sensibilidade	60
4.4.1	Análise de Sensibilidade de Penetração Fotovoltaica	60
4.4.2	Análise de Sensibilidade em Relação ao Carregamento do Sistema . . .	64
4.4.3	Análise de Sensibilidade em Relação ao Critério Energético do BESS . .	65
5	CONCLUSÕES	68
	REFERÊNCIAS	70
	ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA IEEE 14 BARRAS	76
	ANEXO B – DADOS ELÉTRICOS DO CASO-TESTE IEEE 14 BARRAS	77
	ANEXO C – PSEUDOCÓDIGO DO ALGORITMO DE AVALIAÇÃO DO ISE	78

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo inicial contextualiza o problema de pesquisa, apresentando os desafios impostos pela transição energética, pelas mudanças climáticas e pela crescente complexidade dos sistemas elétricos. São descritos a motivação, a hipótese, a solução proposta, a justificativa e os objetivos gerais e específicos que orientam o desenvolvimento do trabalho. Ao final, expõe-se a estrutura da dissertação.

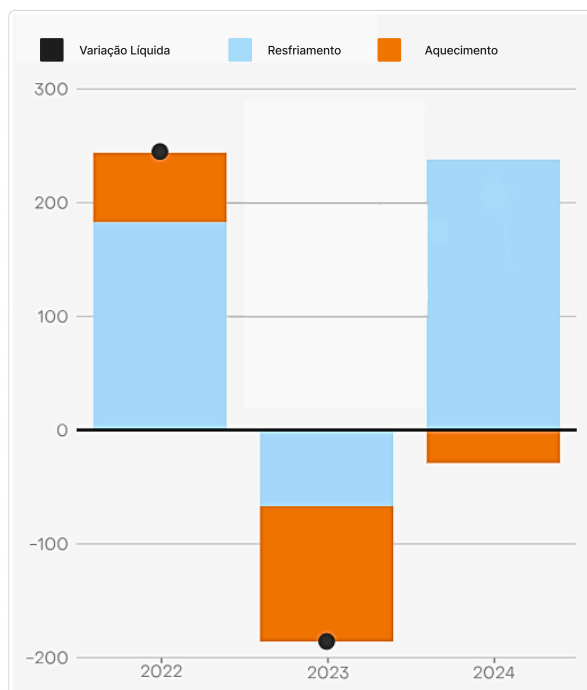
1.1 Contexto

O fornecimento de energia elétrica é reconhecido como um serviço essencial para o desenvolvimento econômico, social e tecnológico das nações. A disponibilidade contínua e segura de eletricidade constitui um pilar fundamental da estabilidade sistêmica, sendo a segurança energética um requisito indispensável para o funcionamento das sociedades modernas

Nas últimas décadas, esse papel central da eletricidade tem sido reforçado por um crescimento expressivo da demanda global, associado a transformações estruturais no perfil de consumo elétrico. A eletrificação de setores tradicionalmente dependentes de combustíveis fósseis, a ampliação do uso de sistemas de climatização e a expansão de infraestruturas digitais têm intensificado a pressão sobre os sistemas elétricos, introduzindo novos desafios ao planejamento e à operação do setor

A Figura 1.1 ilustra a variação anual da demanda elétrica relacionada à temperatura, evidenciando o impacto direto de eventos climáticos sobre o uso de eletricidade. Nesse contexto, fatores climáticos passaram a exercer influência cada vez mais significativa sobre o consumo de eletricidade. A vulnerabilidade dos sistemas elétricos frente a essas mudanças tornou-se uma preocupação global.

Figura 1.1 – Variação da demanda de eletricidade relacionada à temperatura (TWh)



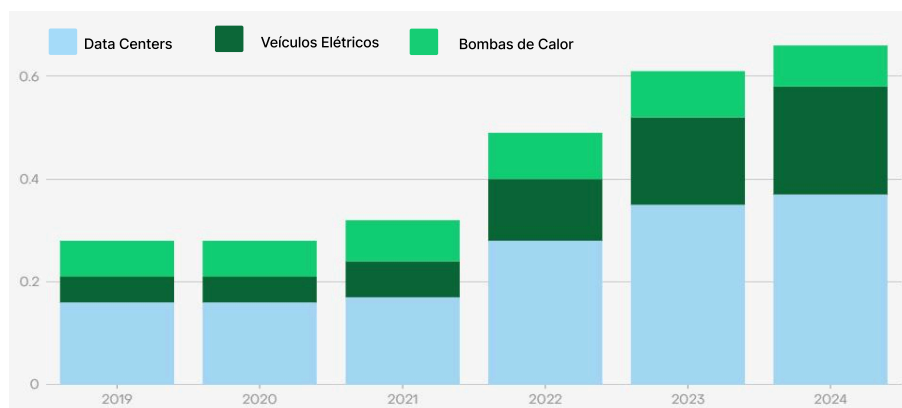
Fonte: Adaptado de (EMBER, 2025)

Conforme já ilustrado na Figura 1.1, o ano de 2024 foi marcado por temperaturas médias mais elevadas, apresentando assim, uma intensificação da demanda elétrica associada ao resfriamento. Em particular, observa-se um acréscimo de cerca de 238 TWh nesse componente em relação a 2023, indicando que a carga elétrica torna-se cada vez mais sensível à variabilidade climática, sobretudo pela maior necessidade de refrigeração, e reforçando a importância de incorporar tais efeitos nas análises de planejamento e confiabilidade dos sistemas elétricos (EMBER, 2025).

A Nota Técnica NT-016/2023-EPE enfatiza que o Brasil enfrenta um cenário de maior variabilidade hidrológica e frequência crescente de eventos climáticos extremos, que afetam diretamente a geração, transmissão e distribuição de energia (EPE, 2023). As projeções do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas indicam aumento da temperatura média e alterações nos regimes de chuva em diversas regiões do país, reforçando a necessidade de incorporar a resiliência climática como elemento estrutural do planejamento energético (IPCC, 2023).

A Figura 1.2 representa os perfis de demanda elétrica e evidencia que, além das bombas de calor, outros vetores estruturais também têm contribuído de forma significativa para o crescimento da demanda global de eletricidade no período de 2019 a 2024.

Figura 1.2 – Variação anual da demanda global de eletricidade (%)



Fonte: Adaptado de (EMBER, 2025)

Destacam-se também os *data centers* e os veículos elétricos, cuja participação no aumento percentual da demanda torna-se particularmente relevante em 2024. O crescimento associado aos data centers reflete a expansão acelerada da digitalização, da computação em nuvem e das aplicações intensivas em dados, enquanto a eletrificação do transporte tem ampliado de forma consistente o consumo elétrico em diferentes regiões.

O relatório *World Energy Outlook 2024* (WEO) da IEA (*International Energy Agency*), aponta que a digitalização e a difusão da inteligência artificial farão com que o consumo energético global associado a data centers duplique até 2030, enquanto a produção de hidrogênio por eletrólise pode demandar entre 9.000 e 15.000 TWh em 2050, o que impõe novos desafios de adequação e flexibilidade aos sistemas elétricos (IEA, 2024).

No Brasil, o consumo de eletricidade aumentou 5,2% em 2023 em comparação ao ano anterior, reflexo da retomada industrial, da urbanização e da digitalização econômica (EPE, 2022a). O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031) destaca que a expansão da matriz elétrica deve priorizar a sustentabilidade e a diversificação de fontes, combinando recursos despacháveis (hídricos, térmicos e nucleares) e não despacháveis (eólicos e solares) (EPE, 2022a).

Entretanto, observa-se que a simples substituição de combustíveis fósseis por fontes de menor intensidade de emissões de carbono não é suficiente para responder aos novos padrões de consumo elétrico. O crescimento associado à digitalização, à mobilidade elétrica e às aplicações intensivas em dados tem alterado não apenas o volume total de eletricidade demandada, mas também o perfil temporal e espacial da carga, impondo maior complexidade à operação dos sistemas elétricos (IEA, 2024).

Com isso, outras discussões foram abertas através de estudos recentes que indicam que a integração de fontes renováveis vem alterando os padrões de consumo, com deslocamentos de picos horários e sazonais, além de maior complexidade na relação entre oferta e demanda, o que desafia os modelos tradicionais de planejamento elétrico

(DENHOLM et al., 2021). Adicionalmente, a intensificação de novas demandas, associadas ao crescimento de *data centers*, à eletromobilidade e à infraestrutura digital (por exemplo: redes 5G), reconfigura o perfil de carga, ampliando a ocorrência de picos espacialmente concentrados e a relevância de fluxos bidirecionais.

Nesse contexto, reforça-se a necessidade de métodos de planejamento capazes de capturar variabilidade, flexibilidade e restrições de rede, incluindo a gestão dos ativos energéticos, que historicamente foram concebidos para cenários de demanda mais previsíveis e linearmente crescentes.

Diante desse cenário, o conceito de segurança energética ganha destaque, onde a adequação, compreendida como a capacidade de atender picos de carga e garantir suprimento suficiente, e a flexibilidade, que se refere à habilidade do sistema em responder de forma dinâmica à variabilidade da demanda e à crescente participação de fontes renováveis intermitentes, devem ser atendidas (DENHOLM et al., 2021).

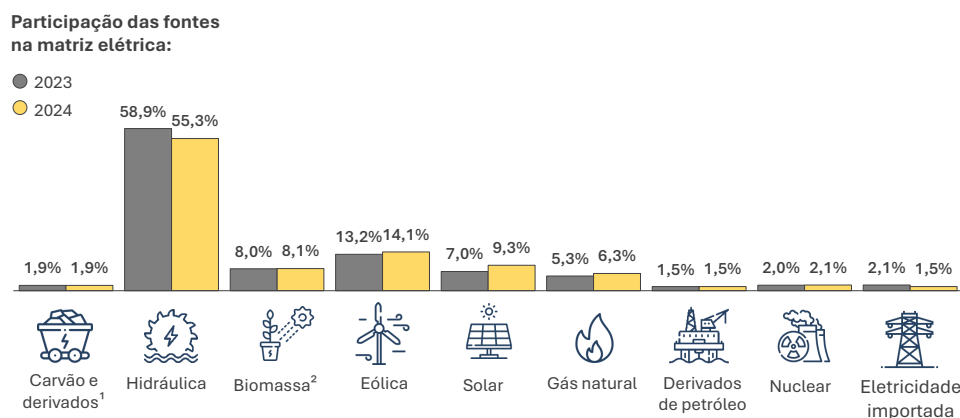
Conforme o WEO da AIE, a segurança energética moderna depende não apenas da expansão da infraestrutura tradicional; ela depende, de forma crescente, da integração de tecnologias habilitadoras. Entre estas, destacam-se o armazenamento de energia em larga escala e as redes inteligentes, áreas para as quais já se projeta um acréscimo superior a 1.700 GW de capacidade em baterias até 2035 (IEA, 2024).

1.2 Problemática

O Brasil, apesar de possuir uma das matrizes elétricas mais limpas do mundo, composta por 88,2% de fontes renováveis, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2025 (EPE, 2025), enfrenta desafios estruturais relacionados à variabilidade climática. A forte dependência da geração hidrelétrica torna o país vulnerável a períodos de estiagem prolongada, como o observado em 2021, que exigiu o acionamento de térmicas e aumentou o custo médio da energia (EPE, 2023).

Conforme apresentado na Figura 1.3, a matriz elétrica brasileira em 2024 revela um crescimento expressivo das fontes eólica e solar, que juntas representaram 23,7% da geração total (EPE, 2025). A geração hidráulica apresentou leve retração e a participação das termelétricas, especialmente a gás natural, aumentou para compensar a redução da disponibilidade hídrica (EPE, 2025). Esse movimento evidencia a contínua necessidade de diversificação e de mecanismos que garantam a segurança energética em cenários de estresse hídrico.

Figura 1.3 – Matriz elétrica brasileira – 2024



Fonte:(EPE, 2025)

À medida que a matriz elétrica brasileira se caracteriza como mais diversificada e descentralizada, novos desafios emergem. O investimento na transição para energias limpas, como a solar e a eólica, traz benefícios, como a melhoria da segurança energética por meio de uma matriz mais diversificada e a redução da dependência de combustíveis importado. Entretanto, a natureza aleatória e intermitente dessas fontes impõem desafios significativos para a conexão e o pleno aproveitamento, frequentemente resultando em altas taxas de ociosidade e no conseqüente desperdício de energia eólica e solar (YIN; MOLINI; PORPORATO, 2020).

Além disso, a crescente participação de renováveis intermitentes exige maior flexibilidade dos sistemas elétricos, demandando mecanismos de compensação, sistemas de armazenamento e estratégias de controle de demanda que assegurem o equilíbrio entre oferta e consumo em tempo real (IEA, 2024).

A complexidade do sistema energético não se limita à questão da geração. A crescente dependência de infraestruturas críticas interconectadas, intensificada pela digitalização e automação, amplia as vulnerabilidades a falhas técnicas, perturbações climáticas e eventos de grande escala. Embora a modernização traga ganhos operacionais, ela também introduz novos vetores de risco, como ciberataques, falhas de comunicação e dependência excessiva de sistemas eletrônicos de controle (IEA, 2023).

Esse novo contexto demanda metodologias de análise e planejamento energético mais dinâmicas, baseadas em dados e capazes de quantificar a resiliência e a flexibilidade do sistema em condições de incerteza.

1.3 Motivação

A motivação central deste trabalho reside na necessidade de desenvolver instrumentos analíticos para avaliar e fortalecer a segurança energética frente à transição energética

e às mudanças climáticas. O crescimento da integração de fontes renováveis indica não apenas uma mudança na dinâmica do sistema elétrico, mas também a necessidade de uma avaliação rigorosa do impacto dessa integração na estabilidade, confiabilidade e segurança operacional.

A diversificação da matriz energética tem sido reconhecida, desde os trabalhos seminiais, como no trabalho de (STIRLING, 1994), que argumenta que a diversificação oferece uma resistência superior a eventos imprevistos, reduzindo o impacto potencial de interrupções em qualquer fonte única e fornecendo opções adicionais para sua substituição.

Na literatura contemporânea, o conceito de segurança energética tem evoluído de uma abordagem centrada no abastecimento de combustíveis fósseis para um enfoque mais abrangente, que incorpora indicadores de confiabilidade elétrica, sustentabilidade ambiental e resiliência climática (LEFÈVRE, 2010; TUFAIL et al., 2022; DODDS; JONES, 2017). Nesse contexto, a diversificação da matriz de geração emerge como um dos fatores determinantes para a estabilidade dos sistemas elétricos.

Estudos internacionais reforçam essa perspectiva. A análise conduzida em países europeus por (LEFÈVRE, 2010) evidencia que matrizes mais diversificadas apresentam menor sensibilidade a choques de oferta e a oscilações de preços de combustíveis. De forma complementar, o relatório do Hub SUPERGEN H2FC, do Reino Unido (DODDS; JONES, 2017), aponta que sistemas mais diversos são provavelmente mais resilientes a interrupções em partes do sistema, uma vez que a diversidade espalha os riscos e mitiga o impacto de eventos inesperados.

No contexto brasileiro, o conceito de diversificação energética como "blindagem" frente a vulnerabilidades estruturais é explorado por (REIS, 2015) em um estudo desenvolvido para o projeto "Caminhos para o Futuro que Queremos", parceria entre o CEBRI e a Fundação KAS. Segundo o autor, diversificar a matriz por meio de fontes limpas e renováveis atua como uma proteção contra a subordinação ao regime de chuvas, oscilações no mercado de commodities e pressões da geopolítica mundial.

Corroborando essa visão, o estudo dos autores (TUFAIL et al., 2022) demonstra que a otimização simultânea de fatores econômicos, ambientais e de risco de suprimento resulta em sistemas mais equilibrados e sustentáveis, evidenciando que os benefícios da diversificação transcendem aspectos puramente energéticos, alcançando também dimensões econômicas e ambientais.

A compreensão da dimensão da diversidade energética reforça a importância de abordagens quantitativas e integradas para sua análise. No Brasil, a ausência de métricas padronizadas para mensurar fatores integrantes da segurança energética, como a confiabilidade e a resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN) limita a capacidade de antecipar vulnerabilidades e de orientar decisões de investimento. Assim, a criação de

modelos e índices que sintetizem aspectos de confiabilidade, diversidade e sustentabilidade constitui um passo essencial para aprimorar o planejamento energético nacional.

1.4 Hipótese

A hipótese subjacente a esta pesquisa parte do princípio de que sistemas com maior diversidade de fontes e tecnológica, aliados a interconexões robustas, apresentam maior capacidade de absorção e adaptação a perturbações e a variabilidades climáticas, reduzindo a necessidade de reservas caras e aumentando a eficiência global (BARRETO, 2020). Supõe-se ainda, que essa diversidade produz efeitos não lineares sobre a confiabilidade e a resiliência do sistema.

Diante disso, assume-se que a combinação de múltiplas métricas é capaz não apenas de caracterizar o estado atual da segurança energética, mas também de oferecer maior poder explicativo e preditivo sobre a vulnerabilidade do sistema frente a cenários de perturbações sistêmicas. Nesse sentido, a diversificação da matriz elétrica, quando quantificada por meio de um conjunto integrado de indicadores, permite uma mensuração mais precisa, multidimensional e robusta dessa segurança.

1.5 Solução Proposta

Este estudo objetiva avaliar a segurança de um sistema elétrico através de um índice composto proposto, o qual foi denominado Índice de Segurança Energética (ISE). Este será base para examinar as diversas fontes de energia integradas ao sistema.

Estudos recentes têm aprofundado a compreensão das métricas individuais que podem compor índices específicos. Conforme o estudo de (MENAEM et al., 2024) que investiga o impacto da modelagem estocástica da carga nos valores de LOLP, do inglês *Loss of Load Probability*, propondo expressões analíticas que incorporam diferentes escalas temporais na avaliação probabilística. O relatório *Energy Markets Outlook* (Department of Energy & Climate Change, 2009) do Reino Unido, destaca que a avaliação da segurança energética deve basear-se em métricas quantitativas, pois estas são capazes de representar o risco de interrupções involuntárias no suprimento, como o indicador de Energia Não Atendida Esperada, do inglês *Expected Energy Not Supplied (EENS)*.

Neste trabalho propõe-se uma aplicação combinada de métricas bem estabelecidas de confiabilidade, sendo elas: *LOLP* e *EENS*, índices de concentração de mercado, como o *Herfindahl-Hirschman Index (HHI)* que auxiliará a quantificar a diversidade de fontes, e parâmetros de manutenibilidade e confiabilidade operacional como *Mean Time To Repair (MTTR)*, *Mean Time Between Failures (MTBF)* amplamente discutidos na literatura especializada (BILLINTON; ALLAN, 1992; ANG; CHOONG; NG, 2015), que

podem capturar sinergicamente a robustez, a resiliência e a sustentabilidade do sistema (BARRETO, 2020; GUTERRES, 2023).

O ISE torna-se uma ferramenta central para mensurar a capacidade do sistema em manter níveis aceitáveis de confiabilidade, disponibilidade e resiliência frente às mudanças estruturais da matriz.

1.6 Justificativa

A escolha desse tema se justifica pela relevância da segurança energética no contexto contemporâneo da transição energética e da sustentabilidade ambiental. O crescimento acelerado da demanda elétrica, a integração de fontes renováveis intermitentes e a intensificação dos impactos climáticos tornam imprescindível o desenvolvimento de metodologias capazes de quantificar e aprimorar a confiabilidade e a resiliência do sistema elétrico.

Do ponto de vista científico, esta pesquisa contribui para preencher lacunas na literatura nacional sobre avaliação integrada da segurança energética. Embora existam estudos sobre confiabilidade e adequação de sistemas elétricos, poucos abordam simultaneamente as diferentes dimensões dessa vertente sob uma ótica quantitativa e sistemática. O índice proposto oferece uma estrutura replicável e extensível, capaz de apoiar tanto o planejamento da expansão quanto a operação em tempo real do sistema elétrico.

Em termos práticos, a adoção de métricas de resiliência e confiabilidade poderá auxiliar formuladores de políticas e agentes do setor elétrico a identificar vulnerabilidades e otimizar investimentos em infraestrutura. Ao articular conceitos de confiabilidade e resiliência, através da sustentabilidade e inovação tecnológica, este trabalho alinha-se às prioridades do setor elétrico brasileiro e ao Objetivo de Desenvolvimento Sustentável que trata do acesso à energia limpa e acessível (ODS 7) (ONU, 2023).

Além disso, ao incorporar indicadores de desempenho e análises de risco, o trabalho pode contribuir futuramente para o fortalecimento da resiliência do SIN frente a eventos extremos, em consonância com as diretrizes estabelecidas pela EPE e pelos compromissos internacionais de mitigação de emissões. Promove-se dessa forma, uma abordagem científica e aplicada para o enfrentamento dos desafios energéticos da atualidade.

1.7 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver um índice composto de segurança energética que integre dimensões de confiabilidade, diversidade e resiliência para avaliar cenários de diversificação de sistemas elétricos. Já os objetivos específicos são:

- Selecionar e fundamentar um conjunto de métricas para compor o índice, abrangendo indicadores probabilísticos de confiabilidade;
- Propor uma estrutura de ponderação e agregação para os indicadores, resultando em um índice composto de segurança energética;
- Modelar cenários representativos da matriz elétrica brasileira com diferentes níveis de participação e diversificação de fontes renováveis e convencionais;
- Aplicar o índice proposto para realizar uma análise comparativa dos cenários, identificando configurações de matriz que otimizem a segurança energética.

1.8 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos, além dos anexos, estruturados da seguinte forma:

- O capítulo 1 apresenta a introdução, com a contextualização do problema, a hipótese, os objetivos e a justificativa da pesquisa.
- O capítulo 2 desenvolve a revisão bibliográfica, abordando os conceitos de segurança energética, suas dimensões, métricas e as lacunas identificadas na literatura.
- O capítulo 3 descreve a fundamentação teórica e a metodologia proposta para a construção do Índice de Segurança Energética, incluindo a Simulação de Monte Carlo e as métricas de confiabilidade.
- O capítulo 4 apresenta os resultados das simulações, adquiridos a partir da definição dos cenários analisados, após é realizada uma discussão sobre o comportamento do ISE frente às variáveis investigadas.
- O capítulo 5 finaliza com as conclusões, contribuições, limitações do estudo e sugestões para trabalhos futuros, seguidas das publicações decorrentes da pesquisa.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem por objetivo fornecer a base conceitual e o estado da arte necessários à compreensão da proposta deste trabalho. Para isso, parte-se de uma análise bibliométrica que mapeia a produção científica recente sobre segurança energética, revelando seus principais temas e autores. Em seguida, parte-se para os aspectos conceituais sobre segurança energética, suas dimensões no setor elétrica, bem como as métricas relacionadas às dimensões da segurança energética. Além disso, discute-se a como a diversificação da matriz elétrica de geração, as tecnologias habilitadoras e a flexibilidade operacional influenciam na segurança energética de sistemas elétricos. Por fim, destaca-se as lacunas existentes na literatura no que diz respeito ao tema segurança energética.

2.1 Análise Bibliométrica

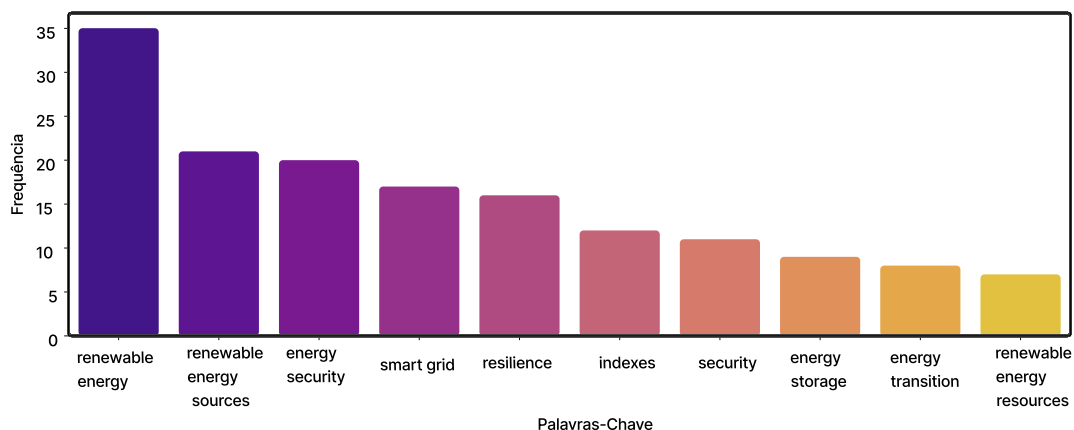
A estratégia de pesquisa foi estruturada em duas fases principais e sequenciais: (i) uma Revisão Sistemática da Literatura (RSL) combinada com uma Análise Bibliométrica, para mapear o estado da arte e fundamentar a seleção de métricas; e (ii) o desenvolvimento e aplicação do Índice Composto, que constitui o núcleo analítico do trabalho, o qual será abordado na seção 3.4.

A pesquisa caracteriza-se como aplicada, de natureza exploratória-descritiva na sua primeira fase e modelagem quantitativa na segunda. A abordagem é predominantemente quantitativa, empregando técnicas estatísticas e de análise de dados para a construção e validação do índice proposto. O procedimento técnico principal é o estudo de modelagem e simulação, baseado em dados secundários e métricas consagradas pela literatura.

Para garantir um levantamento abrangente e replicável do conhecimento existente sobre métricas de segurança energética, a RSL e a análise bibliométrica foram as técnicas aplicadas. A coleta do corpus bibliográfico foi realizada em bases de dados acadêmicas de reconhecida relevância nas áreas de engenharia e energia: IEEE Xplore, Elsevier, Springer. A busca empregou um conjunto de descritores controlados e suas variações, incluindo: *energy security, sustainability, renewable energy, diversity index, composite index, resilience metrics*, e termos relacionados a fontes renováveis, como: *renewable energy integration*.

Com isso, obteve-se um top 10 de palavras-chave demonstrado na Figura 2.1 indicando um foco em aspectos amplos relacionadas à segurança energética, com ênfase em sustentabilidade e transição energética.

Figura 2.1 – Top 10 palavras-chave.



Fonte: Elaborado pela autora.

Para assegurar a atualidade da revisão frente à dinâmica acelerada do tema, foi aplicado um filtro temporal, considerando apenas publicações do ano de 2020 em diante. Adicionalmente, para garantir a integridade e rastreabilidade dos dados, manteve-se apenas registros com *Digital Object Identifier (DOI)* válido e não nulo. O processo de busca e filtragem resultou em um corpus final de 136 artigos científicos, conforme sumarizado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Base de dados

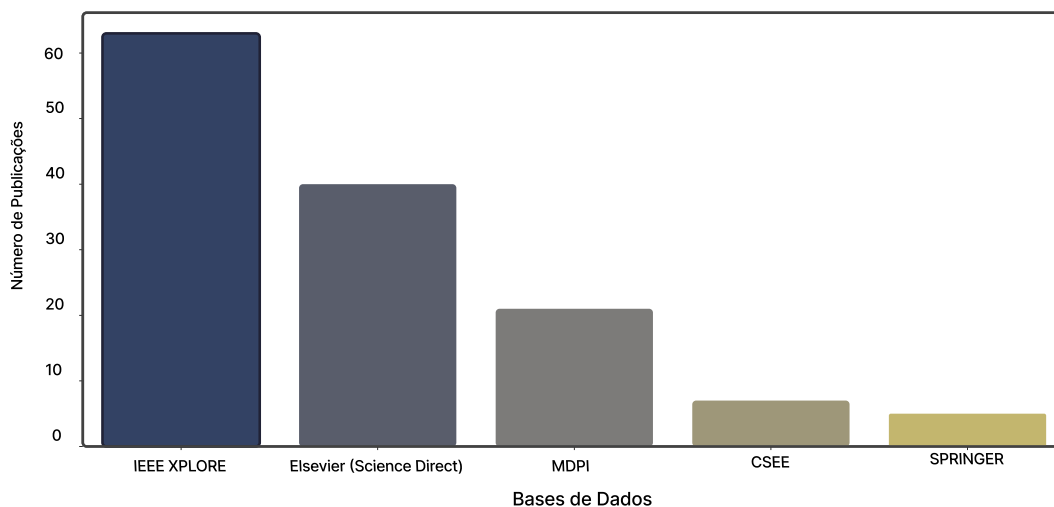
Base de Dados	Número de Artigos
<i>IEEE Xplore</i>	63
<i>Elsevier (ScienceDirect)</i>	40
<i>MDPI</i>	21
<i>CSEE</i>	7
<i>Springer</i>	5
Total	136

Fonte: Elaborado pela autora.

O corpus de 136 artigos foi submetido a uma análise bibliométrica utilizando o ambiente *Google Colab*, com scripts desenvolvidos na linguagem *Python (versão 3.12)*. Esta análise visou:

- Identificar as principais fontes editoriais e sua contribuição ao tema.
- Mapear os autores mais produtivos e suas redes de colaboração.
- Analisar a coocorrência de palavras-chave para descrever a estrutura intelectual do campo e identificar clusters temáticos.

Figura 2.2 – Principais base de dados.

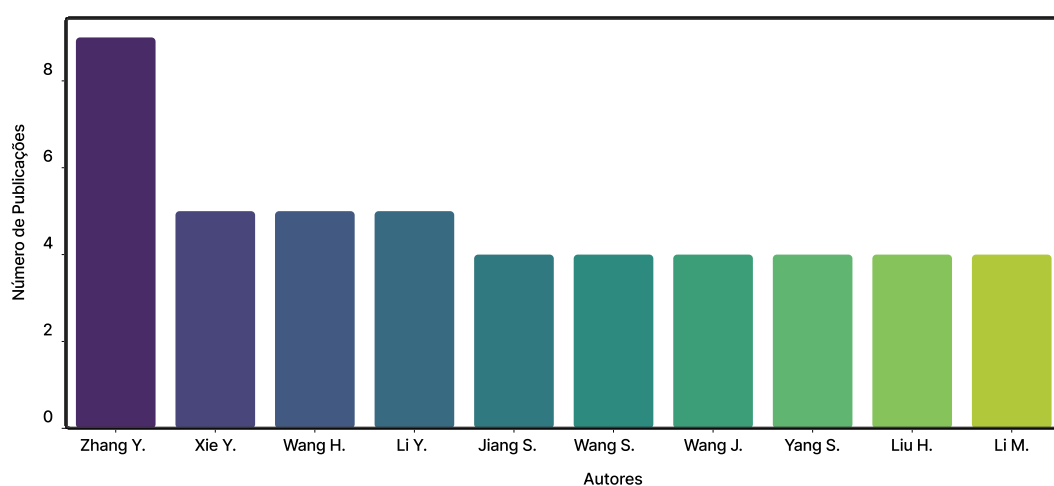


Fonte: Elaborado pela autora.

A distribuição das publicações por base de dados/editora é ilustrada na Figura 2.2 revelando a predominância de veículos especializados em engenharia, refletindo o caráter técnico da pesquisa relacionada. Sendo IEEE Xplore, a editora que domina o número de publicações, seguida pela Elsevier com 40 publicações. A editora MDPI também se revela proeminente no que se refere a publicações sobre segurança energética.

A Figura 2.3 revela os principais autores que falam sobre Segurança Energética atualmente.

Figura 2.3 – Top 10 autores.



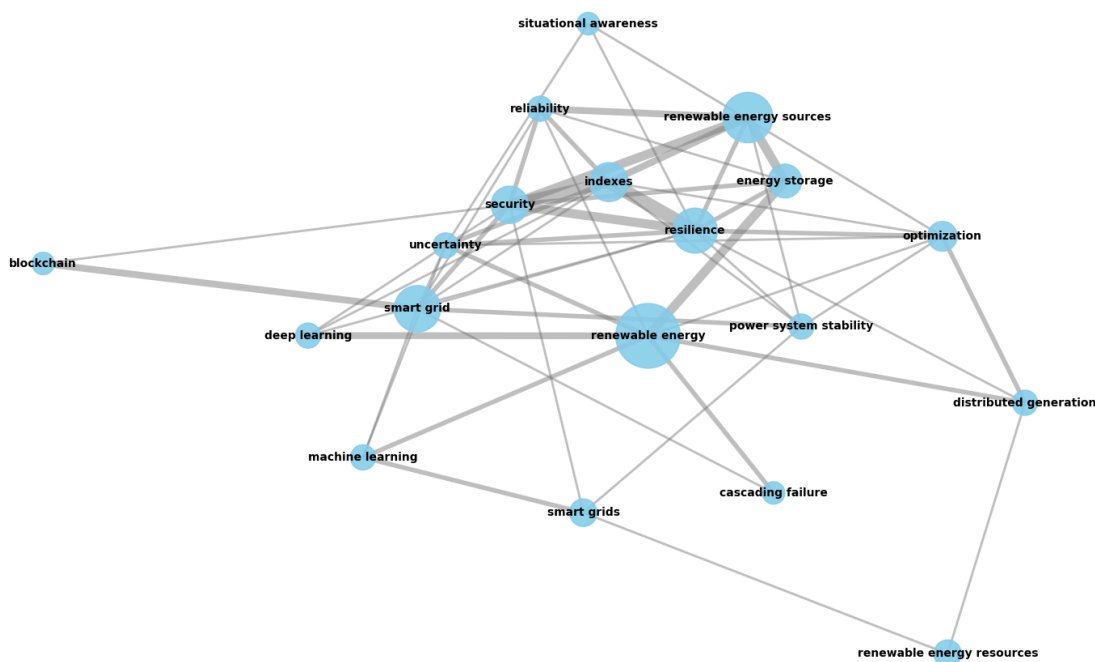
Fonte: Elaborado pela autora.

Destaca-se entre eles: Zhang Y. com 9 publicações, seguido por Xie Y., Wang H., e Li Y. com 5 cada, e Jiang S., Wang S., Wang J., Yang S., Liu H., e Li M. com 4 cada. Estes autores focam suas pesquisas em engenharia de sistemas de energia, redes inteligentes e

tecnologias de energia renovável, que são temas que impactam a segurança energética. Esta concentração pode indicar a existência de grupos de pesquisa mais estabelecidos ou mais ativos em áreas que tangenciam a segurança energética.

A análise da matriz de coocorrência de palavras-chave, cujo grafo é apresentado na Figura 2.4, permitiu identificar a estrutura temática subjacente ao corpus analisado. Para a construção do grafo, foram consideradas as 50 palavras-chave mais frequentes, estabelecendo-se arestas somente quando a coocorrência entre dois termos ocorria em pelo menos três documentos distintos, com o peso das arestas proporcional à intensidade dessa coocorrência.

Figura 2.4 – Coocorrência de palavras chave.



Fonte: Elaborado pela autora.

Observa-se a formação de um cluster temático associado à digitalização dos sistemas energéticos, no qual os termos *blockchain*, *machine learning* e *smart grids* aparecem fortemente conectados. A proximidade entre esses descritores indica que a literatura recente tem explorado de forma integrada tecnologias computacionais e de automação para enfrentar desafios de segurança energética, seja por meio da segurança e descentralização de transações energéticas, da otimização preditiva de oferta e demanda ou da infraestrutura que viabiliza essa integração.

2.2 Aspectos Conceituais sobre Segurança Energética

A Agência Internacional de Energia define segurança energética como a capacidade de garantir o fornecimento contínuo e acessível de serviços energéticos, em quantidade suficiente e a preços justos, de modo a atender às necessidades da sociedade no curto e no longo prazo (IEA, 2025). No contexto brasileiro, esses princípios estão formalmente incorporados à Política Energética Nacional, estabelecida pela Lei nº 9.478/1997, que estabelece como diretrizes a garantia do suprimento energético, a proteção dos interesses dos consumidores e a promoção do uso racional dos recursos energéticos, em consonância com a preservação ambiental (BRASIL, 1997).

Nas últimas décadas, o conceito de segurança energética tem sido ampliado em função da crescente complexidade dos sistemas energéticos e dos desafios impostos pelas mudanças climáticas. Estudos indicam que a segurança energética não pode ser compreendida de forma unidimensional, uma vez que envolve múltiplos fatores interdependentes.

O trabalho de (SOVACOOOL, 2011) constitui uma das referências mais consolidadas ao propor uma abordagem conceitual abrangente para a análise desse tema. O autor defende que a segurança energética não deve ser compreendida de forma unidimensional, mas sim estruturada a partir de cinco dimensões inter-relacionadas: disponibilidade, acessibilidade, desenvolvimento tecnológico, sustentabilidade e regulamentação.

No âmbito dos sistemas elétricos, a segurança energética assume contornos específicos, uma vez que a eletricidade se caracteriza pela necessidade de equilíbrio instantâneo entre geração e consumo. Assim, aspectos como confiabilidade operacional, flexibilidade do sistema, capacidade de resposta a perturbações e robustez frente a incertezas tornam-se elementos essenciais para a materialização da segurança energética no setor elétrico (BILLINTON; ALLAN, 2019).

Dessa forma, a segurança energética, quando analisada sob a ótica dos sistemas elétricos de potência, demanda não apenas definições conceituais amplas, mas também instrumentos quantitativos capazes de avaliar o desempenho do sistema frente a eventos adversos. Esse entendimento fundamenta a incorporação de métricas de confiabilidade e resiliência como elementos centrais na avaliação da segurança energética elétrica, especialmente em cenários de crescente participação de fontes renováveis e maior complexidade operacional (BILLINTON; ALLAN, 1992; BUSS; BREMERMAN, 2020).

2.3 Dimensões da Segurança Energética no Setor Elétrico

Diante da natureza multidimensional atribuída à segurança energética na literatura, a confiabilidade, resiliência e flexibilidade, destacam-se como dimensões relevantes para

a avaliação da robustez do suprimento no setor elétrico. Nesse contexto, esses conceitos permitem caracterizar, de forma objetiva, tanto a capacidade de manter a continuidade do serviço com níveis reduzidos de interrupção quanto a aptidão do sistema para enfrentar perturbações, acomodar condições adversas e restabelecer o fornecimento após falhas.

Assim, com base em estruturas conceituais consolidadas, como a proposta por (SOVACOOOL, 2011) e discussões correlatas sobre dimensões e critérios de segurança energética (HIPPEL et al., 2010; UNDP, 2000), a confiabilidade e a resiliência são adotadas como eixos analíticos centrais para articular a discussão teórica com instrumentos quantitativos de avaliação.

A confiabilidade refere-se à probabilidade de um dispositivo desempenhar sua função adequadamente pelo período de tempo pretendido, sob condições operacionais encontradas (BILLINTON; ALLAN, 1992). Este conceito também é estabelecido no documento IEEE Std 493 que descreve-a como a capacidade de um componente ou sistema de realizar funções requeridas sob condições estabelecidas por um período de tempo determinado (ROCZEN, 2007). Para (LAZARI et al., 2018), a confiabilidade está associada à capacidade do sistema em fornecer energia de forma contínua e segura.

No setor elétrico, a resiliência, por sua vez, complementa a confiabilidade ao focar na resposta do sistema a eventos de baixa probabilidade e alto impacto, como desastres naturais ou falhas em cascata (IPCC, 2023). De forma análoga, na Nota Técnica NT-016 da (EPE, 2023) a resiliência, é definida como a habilidade de suportar e recuperar-se de distúrbios e eventos climáticos extremos; e a sustentabilidade, à redução dos impactos ambientais e das emissões de gases de efeito estufa (CIGRÉ Brasil, 2019).

O estudo de (SANTOS et al., 2025) corrobora com a ideia de que a resiliência dos sistemas elétricos pode ser entendida como uma propriedade complementar, porém distinta, da confiabilidade. Enquanto a confiabilidade está tradicionalmente associada à capacidade do sistema em operar dentro de condições normais de forma contínua e previsível, a resiliência envolve a habilidade de antecipar, absorver, responder e recuperar-se de eventos disruptivos de baixa probabilidade e alto impacto.

Tabela 2.2 – Quadro-Resumo de Conceitos sobre Segurança Energética

Conceito	
Confiabilidade	Probabilidade de um dispositivo desempenhar a função adequadamente, sob condições definidas, durante um período de tempo.
Resiliência	Habilidade de se preparar, adaptar, resistir e recuperar-se rapidamente de eventos disruptivos de alto impacto e baixa probabilidade.
Flexibilidade	Habilidade de modificar a geração ou a carga rapidamente para manter o equilíbrio do sistema frente à variabilidade e incerteza.
Segurança	Capacidade do sistema de suportar perturbações sem violar limites operacionais.

Fonte: Elaborado pelo autor.

2.4 Métricas Relacionadas às Dimensões da Segurança Energética

A avaliação da confiabilidade dos sistemas elétricos exige o uso de métricas quantitativas capazes de representar, de forma objetiva, a probabilidade e a severidade de eventos de falha. Nesse contexto, métricas probabilísticas são amplamente empregadas para traduzir o desempenho do sistema em termos de risco de perda de carga (BILLINTON; ALLAN, 2012).

Entre as métricas mais utilizadas destacam-se o LOLP, a expectativa de perda de carga (LOLE), bem como métricas associadas à potência e à energia não supridas, como EPNS e EENS. Esses indicadores permitem quantificar não apenas a ocorrência de eventos, mas também seus impactos temporais e energéticos sobre o sistema (BILLINTON; ALLAN, 1992; LAZARI et al., 2018).

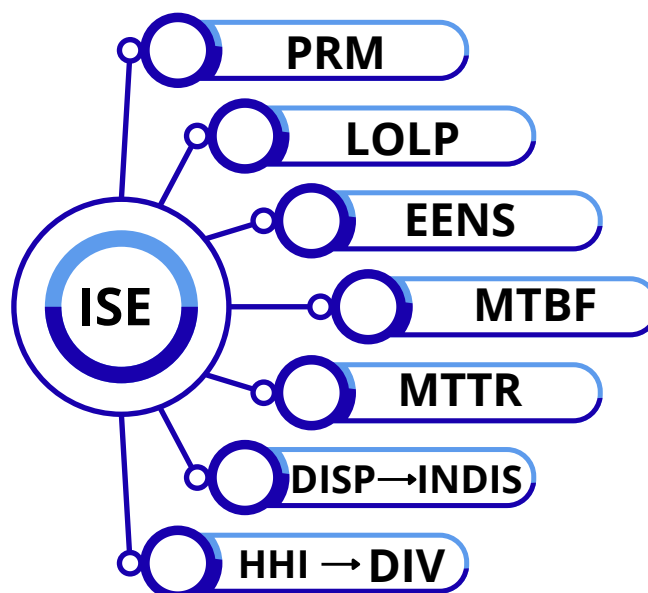
A obtenção dessas métricas baseia-se em modelos probabilísticos que representam o comportamento estocástico dos componentes do sistema, incluindo taxas de falha e reparo. Modelos baseados em cadeias de Markov, tabelas de probabilidade de interrupção de capacidade e Simulação de Monte Carlo (SMC) têm sido amplamente empregados na literatura especializada (BUSS; BREMERMAN, 2020; BILLINTON; ALLAN, 2012).

Essas métricas desempenham papel central no planejamento de longo prazo dos sistemas elétricos, ao fornecer subsídios para decisões relacionadas à expansão da geração, definição de reservas e avaliação do impacto da inserção de novas tecnologias. Assim, constituem ferramentas essenciais para a análise integrada da segurança energética (WERLANG et al., 2021).

Constata-se que a literatura especializada oferece um amplo espectro de ferramentas

para a operacionalização das dimensões conceituais discutidas na seção 2.3, conduzindo às métricas quantitativas (Figura 2.5) e métodos de análise consagrados.

Figura 2.5 – Métricas de ISE.



Fonte: Elaborado pela autora.

Para a dimensão de confiabilidade, as métricas probabilísticas adotadas foram LOLP e a EENS que traduzem as incertezas em termos de probabilidade e severidade energética (BILLINTON; ALLAN, 1992; BILLINTON; ALLAN, 2012). Como apoio para essas métricas, a SMC foi adotada, considerando sua capacidade de modelar sistemas complexos com múltiplas fontes de incerteza (CASTRO, 2014; BUSS; BREMERMAN, 2020).

No que concerne à manutenibilidade, aspecto intrínseco à confiabilidade e a resiliência, um dos referenciais técnicos do setor, o documento IEEE Std 493, consolida o uso de métricas como MTBF e MTTR como parâmetros fundamentais para a caracterização probabilística da disponibilidade dos componentes (ROCZEN, 2007). E derivado de ambos, a disponibilidade (*DISP*) sintetiza a propensão de um componente estar operante, servindo como entrada crítica para modelos de simulação.

A avaliação da adequação estática frequentemente incorpora métricas determinísticas como a Margem de Reserva de Planejamento, ou PRM, que mede a folga entre a capacidade disponível e a demanda de pico (BUSS; BREMERMAN, 2020). Enquanto a diversidade da matriz é avaliada a partir de um índice de concentração adaptado da economia, o HHI, que quantifica o grau de dependência tecnológica do sistema a partir da distribuição da capacidade instalada por fonte (SOVACOO, 2011).

Além das unidades geradoras, a literatura tem destacado a importância de incorporar, no arcabouço probabilístico de avaliação, recursos de flexibilidade. Tal recurso

pode ser incorporado no sistema elétrico por meio da carga, conhecido como *Demand Response (DR)*, pela rede e pelos sistemas de armazenamento de energia (BESS), do inglês *Battery Energy Storage System*, o qual foi englobou-se neste estudo em razão do seu potencial de reduzir estados de déficit (SUN et al., 2023; SHARMA; SINGH; VERMA, 2025).

2.5 Diversificação da Matriz Elétrica

Nos últimos anos, o planejamento de longo prazo do setor elétrico passou a considerar os efeitos climáticos, visando ao fortalecimento da resiliência e da sustentabilidade do sistema (EPE, 2024; EPE, 2025). Nesse contexto, as fontes renováveis desempenham papel central na transição energética global, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a diversificação da oferta energética (GHOLAMI et al., 2023).

A diversificação da matriz de geração elétrica constitui um mecanismo estrutural para o fortalecimento da segurança energética, especialmente em cenários de alta penetração de fontes renováveis intermitentes (SOVACOO, 2011; BUSS; BREMERMANN, 2020). Segundo (STIRLING, 1994), a diversificação atua como estratégia de mitigação contra a ignorância (incerteza profunda) sobre eventos futuros que possam comprometer o suprimento de combustíveis ou a operação de tecnologias específica. Em contrapartida, sistemas fortemente dependentes de uma única fonte ou tecnologia tendem a apresentar maior vulnerabilidade a falhas técnicas, eventos climáticos extremos e restrições de disponibilidade de recursos, comprometendo a confiabilidade do suprimento (SOVACOO, 2011).

A literatura destaca que a diversificação da matriz não se limita à simples ampliação da participação percentual de fontes renováveis, mas envolve a combinação estratégica de tecnologias com características complementares. Tal abordagem requer a coexistência equilibrada de fontes com diferentes perfis operacionais, como: disponibilidade, despachabilidade, sazonalidade e exposição a fatores climáticos, de modo a reduzir a covariância de falhas e a dependência excessiva de uma única tecnologia (EPE, 2024; ROSA et al., 2022; CUNHA, 2024).

Estratégias como a diversificação do mix energético, a descentralização da geração e a expansão de redes inteligentes têm sido apontadas como vetores relevantes para o fortalecimento da segurança energética em cenários de elevada incerteza operacional (CUNHA, 2024). Ainda assim, a crescente penetração de fontes variáveis impõe desafios adicionais à operação do sistema, especialmente quando não acompanhada por mecanismos adequados de flexibilidade, tais como armazenamento de energia, resposta da demanda, interconexões e reservas operativas.

Para a avaliação objetiva da diversidade tecnológica da matriz, a literatura tem

recorrido a índices de concentração adaptados da economia, biologia, entre outras áreas. Dois índices destacam-se na literatura: o HHI, amplamente utilizado em análises de concentração de mercado e adaptado para matrizes energéticas, e o Índice de Shannon-Wiener (H), originário da teoria da informação e da ecologia, que oferece uma perspectiva complementar (STIRLING, 1994; TUFAIL et al., 2022). O HHI, quando aplicado ao setor elétrico permite mensurar o grau de concentração da capacidade instalada a partir da participação relativa de cada tecnologia de geração, fornecendo uma medida sintética da dependência do sistema em relação a fontes específicas (SOVACOOOL, 2011).

No contexto do presente estudo, adota-se o Indicador de Diversidade (DIV), derivado do HHI, como métrica componente do ISE. Esta escolha justifica-se pela simplicidade computacional, pela ampla aceitação na literatura e pelo alinhamento com a lógica "quanto maior, melhor" adotada na normalização das demais métricas, como veremos na seção 3.3.3.

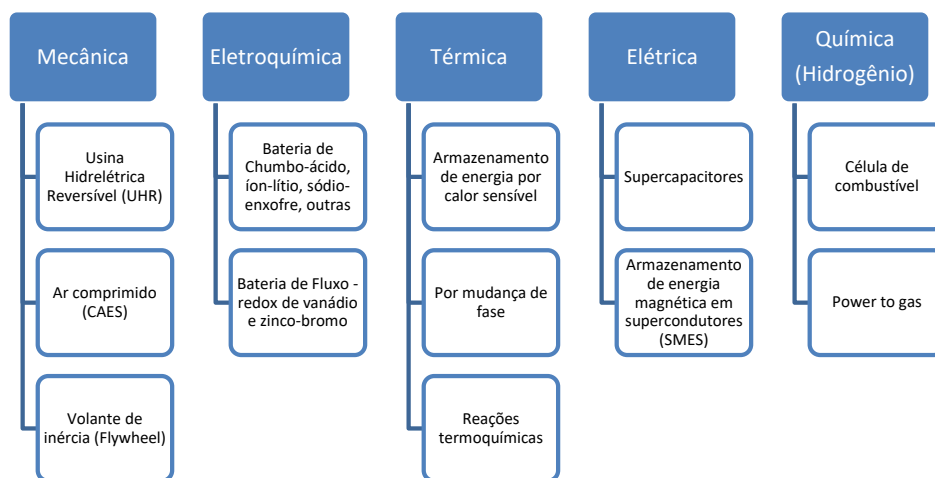
2.5.1 Tecnologias Habilitadoras e Flexibilidade Operacional

Paralelamente à diversificação estrutural da matriz de geração, a adoção de tecnologias habilitadoras é essencial para viabilizar a integração segura de fontes renováveis variáveis e materializar os benefícios associados à diversidade tecnológica (BUSS; BREMERMAN, 2020). Como mencionado na seção 2.4, tais recursos atuam diretamente na ampliação da flexibilidade operacional do sistema e na mitigação dos impactos da variabilidade e da incerteza inerentes à geração e à demanda.

Um dos elementos relevantes é a flexibilidade do lado da demanda, materializada por mecanismos de resposta da demanda. A capacidade de ajustar o consumo em resposta a sinais de preço, incentivos ou condições do sistema tem se mostrado eficaz na redução da probabilidade e da severidade de déficits de suprimento, mesmo em sistemas com elevada participação de fontes intermitentes (SHARMA; SINGH; VERMA, 2025).

Dentre essas tecnologias, destaca-se o sistema de armazenamento de energia (SAE), capaz de prover suporte à capacidade efetiva do sistema ao armazenar excedentes de geração em períodos de alta produção renovável e liberá-los em momentos de maior demanda ou baixa disponibilidade. A diversidade de soluções tecnológicas disponíveis para o armazenamento de energia reflete a multiplicidade de requisitos operacionais, de escala e de tempo de resposta exigidos pelos sistemas elétricos modernos. A Figura 2.6 apresenta uma classificação das principais tecnologias de armazenamento.

Figura 2.6 – Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica



Fonte: (EPE, 2022b)

No escopo deste trabalho, a tecnologia aplicada foi a de baterias eletroquímicas, cuja modelagem foi detalhada na Seção 4.3.1. Esta escolha justifica-se pela ampla disseminação comercial da tecnologia, pela queda consistente nos custos observada na última década e pela flexibilidade operacional que oferece para aplicações de curta e média duração, alinhando-se aos horizontes críticos (H_{crit}) avaliados nas análises de sensibilidade (SCHMIDT et al., 2019; EPE, 2022b).

Em síntese, a diversificação da matriz e a adoção de tecnologias habilitadoras atuam de forma sinérgica como vetores de segurança energética. Enquanto a primeira reduz vulnerabilidades estruturais e a dependência de fontes únicas, a segunda fornece os meios operacionais e analíticos para gerenciar a variabilidade e as incertezas inerentes aos sistemas elétricos em transição.

2.6 Lacunas da Literatura

A revisão da literatura especializada permite identificar que, embora existam avanços significativos nas metodologias de avaliação de confiabilidade e no estudo de tecnologias habilitadoras, persiste uma lacuna no tratamento integrado e quantitativo da segurança energética no setor elétrico. Especificamente, observa-se:

Abordagens fragmentadas: A maioria dos estudos concentra-se em dimensões isoladas, como a avaliação da confiabilidade via índices probabilísticos (LOLP, EENS), o impacto do armazenamento na ELCC, a resposta da demanda, ou a exposição a eventos extremos, sem articular esses elementos em uma estrutura analítica unificada que capture suas interações e efeitos combinados sobre a segurança do sistema (SHARMA; SINGH; VERMA, 2025; LIU; SHU; QIAO, 2024; SUN et al., 2023).

Insuficiência na integração da diversificação da matriz: Apesar de a diversificação tecnológica ser reconhecida como um princípio estratégico para a segurança, sua operacionalização em modelos de confiabilidade e adequação ainda é limitada. A ausência de abordagens quantitativas, do uso de indicadores probabilísticos de desempenho do sistema que permitem fazer esse tipo de análise com diferentes composições de geração afeta o risco de suprimento.

Necessidade de quadros multidimensionais: Comprovou-se que a segurança energética é inerentemente multidimensional, abrangendo confiabilidade, resiliência, flexibilidade e sustentabilidade. No entanto, a maior parte dos modelos quantitativos existentes focam predominantemente na dimensão da confiabilidade operacional, com menor atenção à resiliência frente a eventos de baixa probabilidade e alto impacto, e à flexibilidade necessária para acomodar renováveis.

Diante dessas lacunas, este trabalho se posiciona como uma contribuição para a integração quantitativa de dimensões da segurança energética em sistemas elétricos com alta participação renovável. Propõe-se o desenvolvimento de um índice composto de segurança energética que articule:

- Métricas probabilísticas de confiabilidade (LOLP, EENS), obtidas por meio de SMC, para capturar o risco de déficit sob condições operacionais normais e extremas;
- Indicadores de diversificação da matriz (baseados no HHI), refletindo o grau de concentração tecnológica e sua influência na robustez do suprimento;
- A contribuição de tecnologias habilitadoras, como armazenamento de energia, modelada de forma dinâmica dentro do arcabouço probabilístico;
- A consideração de cenários de estresse para avaliar a resiliência do sistema.

Ao integrar esses elementos, busca-se não apenas avançar no entendimento teórico das inter-relações entre diversificação, flexibilidade e confiabilidade, mas também fornecer uma ferramenta prática para apoiar o planejamento e a tomada de decisões no setor elétrico, em linha com os desafios impostos pela transição energética e pelas mudanças climáticas.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados conceitos fundamentais para a quantificação do ISE, o que perpassa pelo conceito de confiabilidade e a definição de métricas para sua composição. Além disso, o uso da SMC Estacionário é justificado para o cálculo das métricas de confiabilidade diante das incertezas do sistema, em nível sistêmico, uma vez que a representação da topologia de rede não é retratada. Nesse caso, o foco reside na diversidade e capacidade da composição do mix energético.

3.1 SMC para Análise de Confiabilidade em Sistemas Elétricos

Um sistema elétrico de potência possui a finalidade de garantir, da forma mais econômica possível, o suprimento de energia elétrica de seus consumidores, respeitando os níveis aceitáveis de qualidade e continuidade do serviço prestado. Portanto, sua confiabilidade constitui um pilar fundamental da segurança energética, representando essa capacidade de atender à demanda de energia elétrica de forma contínua e dentro dos padrões de qualidade estabelecidos.

Conforme (BILLINTON; ALLAN, 1996), os componentes constituintes do sistema estão sujeitos a falhas de operação, podendo acarretar distúrbios e interrupções no fornecimento de energia elétrica. Além disso, fatores como manutenções dos equipamentos, a indisponibilidade dos recursos energéticos e possíveis aumentos de carga dos consumidores, também podem afetar a continuidade e a qualidade do serviço (BILLINTON; ALLAN, 1992; SALES, 2009).

Nesse contexto, a avaliação da confiabilidade e da segurança energética de sistemas elétricos de potência caracteriza-se como um problema intrinsecamente probabilístico, em razão das incertezas associadas à disponibilidade das unidades geradoras, à variabilidade da demanda e à natureza estocástica das fontes renováveis intermitentes.

Em sistemas modernos, especialmente aqueles com elevada participação de geração eólica e solar, abordagens determinísticas tornam-se insuficientes para representar adequadamente o risco de não atendimento à carga, exigindo a adoção de métodos probabilísticos (BILLINTON; ALLAN, 1992; CASTRO, 2014). Outros autores também reforçam essa perspectiva, ao demonstrar que em sistemas com alta penetração de fontes eólica e solar, a SMC permite incorporar de forma direta os modelos de probabilidade da geração renovável, frequentemente baseados em distribuições estatísticas, capturando sua contribuição real para a confiabilidade do sistema (SUN et al., 2023; XIAO et al., 2022).

Embora existam métodos estocásticos alternativos para a avaliação da confiabilidade,

como técnicas baseadas em cumulantes e expansões de séries temporais, tais abordagens podem apresentar limitações quando aplicadas a sistemas complexos e altamente não lineares, com múltiplas fontes de incerteza e regras operacionais específicas (WANG; WANG; LIU, 2020). Em contrapartida, a SMC oferece maior generalidade e capacidade de modelagem, sendo amplamente reconhecida como uma abordagem robusta e consistente para a avaliação probabilística da confiabilidade em sistemas elétricos modernos, permitindo estimar métricas de risco, através da representação explícita das incertezas, por meio da geração de um grande número de cenários aleatórios de operação (CASTRO, 2014).

No estudo de (SUN et al., 2023), voltado à análise da capacidade efetiva de atendimento à carga, em inglês, *Effective Load Carrying Capability (ELCC)* mostra que a utilização de métodos probabilísticos baseados em SMC permite capturar, de forma consistente, a contribuição real das fontes renováveis para a adequação do sistema, levando em consideração sua intermitência e correlação temporal.

Além disso, a flexibilidade do método possibilita a incorporação de diferentes componentes e estratégias operacionais no modelo, como sistemas de armazenamento de energia e mecanismos de resposta da demanda. Além disso, o autor também indica que a integração de armazenamento altera significativamente a distribuição dos estados de déficit energético, tornando essencial a utilização de simulações estocásticas para quantificar adequadamente seu impacto nos índices de confiabilidade (SUN et al., 2023).

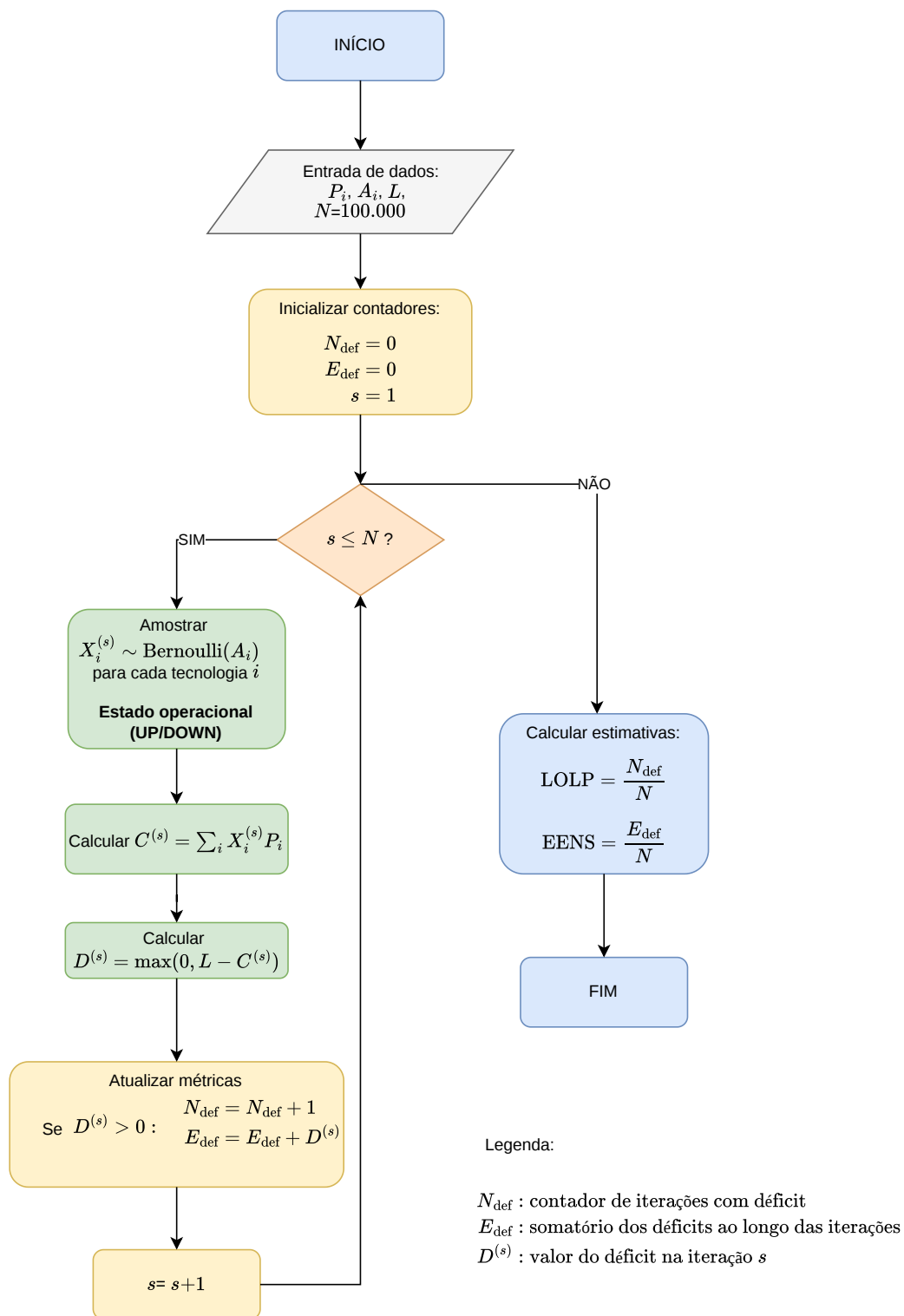
3.2 SMC Estacionário

Neste estudo, aplicou-se SMC Estacionário (ou não sequencial), que se baseia na geração de um grande número de cenários aleatórios e independentes, cada um representando um possível estado instantâneo do sistema. Esta abordagem justifica-se por ser particularmente adequada para estudos de adequação agregada e comparação entre cenários estruturais de expansão da matriz (SHARMA; SINGH; VERMA, 2025), nos quais a cronologia dos eventos não é determinante para as métricas de interesse.

Em cada iteração, os estados operacionais dos componentes são amostrados de forma independente, com base em suas disponibilidades individuais. A partir desses estados, realiza-se o balanço entre a capacidade disponível e a demanda determinística do cenário. As métricas de desempenho, LOLP e EENS, são então estimadas com base nas estatísticas obtidas ao longo das N iterações (PEREIRA, 2017).

A implementação de SMC Estacionário é sistematizado no fluxograma apresentado na Figura 3.1, que sintetiza as etapas do procedimento adotado.

Figura 3.1 – Fluxograma de SMC Estacionário



Fonte: Elaborado pela autora

Os elementos que compõem cada etapa são detalhados nos itens subsequentes:

- **Estados dos geradores:** Cada tecnologia é representada por um bloco agregado

modelado como um componente de dois estados (UP/DOWN). O estado operacional em cada iteração é determinado pela amostragem de uma variável aleatória Bernoulli, com parâmetro igual à disponibilidade A_i da tecnologia (ver Seção 3.3.2).

- **Demanda:** A carga L é tratada como um valor determinístico para cada cenário, correspondendo a condição de pico.
- **Amostragem:** Para cada cenário, são executadas $N = 100.000$ iterações independentes, garantindo uma estimativa estável das métricas com erro padrão reduzido. Em cada iteração, vetores binários são gerados aleatoriamente para representar os estados de operação dos componentes do sistema.
- **Cálculo das métricas:** Em cada iteração s , calcula-se a capacidade disponível do sistema e o respectivo déficit instatâneo. Caso ocorra déficit, os contadores são atualizados. Ao final das N iterações, as estimativas finais do LOLP e do EENS são obtidas a partir das médias amostrais acumuladas.

Dessa forma, a SMC Estacionária fornece a base estocástica para quantificar a dimensão de adequação do suprimento dentro da avaliação multidimensional da segurança energética. Os valores de LOLP e EENS por ela gerados constituem duas das várias componentes de entrada que, posteriormente, serão integradas às métricas de manutenibilidade (MTTR, MTBF), disponibilidade (DISP) e diversidade (DIV) no cálculo do ISE.

A escolha pela abordagem estacionária, em detrimento da sequencial, justifica-se pelo escopo do estudo, que visa comparar a adequação agregada de diferentes configurações de matriz sob uma perspectiva de médio/longo prazo. Enquanto a simulação sequencial é mais indicada para análises operativas que requerem a cronologia dos eventos, como estudos de reserva operativa ou avaliação de fenômenos dependentes do tempo, a versão estacionária fornece resultados precisos para índices de adequação com um custo computacional significativamente menor, sendo amplamente validada na literatura para este fim (CASTRO, 2014; WANG; WANG; LIU, 2020).

3.3 Seleção e Fundamentação das Métricas Componentes

Para executar a avaliação multidimensional da segurança energética, este trabalho seleciona um conjunto integrado de métricas quantitativas, agrupadas em três categorias que se complementam: (i) indicadores de adequação do suprimento; (ii) métricas de manutenibilidade e disponibilidade dos componentes; e (iii) índice de diversidade da matriz de geração. A seleção fundamenta-se na literatura especializada e visa capturar, de forma sinérgica, a robustez, a resiliência e a sustentabilidade do sistema elétrico (BILLINTON;

ALLAN, 1992; BARRETO, 2020). A seguir, cada métrica será detalhada, incluindo sua formulação, interpretação e pertinência para os objetivos do trabalho.

3.3.1 Métricas de Adequação

As métricas de adequação do suprimento avaliam a capacidade do sistema de atender à demanda elétrica. Tais métricas podem ser de natureza determinística ou probabilística, oferecendo perspectivas complementares.

- **Margem de Reserva Planejada (PRM):** Para minimizar os efeitos das incertezas associadas ao fornecimento de energia elétrica e, desta maneira, atender aos consumidores de forma apropriada, mantém-se uma determinada margem de geração acima da demanda prevista (PEREIRA, 2017). O PRM, em inglês, *Planning Reserve Margin*, é um indicador determinístico clássico que mede essa folga imediata entre a capacidade total instalada e a demanda de pico prevista, expressa como uma porcentagem da demanda (REIMERS; COLE; FREW, 2019).

$$\text{PRM} = \frac{P_{\text{total}} - L_{\text{pico}}}{L_{\text{pico}}} \times 100\%. \quad (3.1)$$

Este indicador é amplamente utilizado em estudos de planejamento da expansão e na definição de requisitos mínimos de confiabilidade por operadores de sistema. Conforme destacado por (CHONGPHIPATMONGKOL; AUDOMVONGSEREE, 2018), o PRM é um fator crucial no desenvolvimento de planos energéticos, pois reflete um dos níveis de confiabilidade do sistema de geração. Um PRM positivo indica capacidade excedente, enquanto um PRM negativo sinaliza uma insuficiência estrutural.

Apesar de sua utilidade, o PRM é uma métrica que não incorpora as incertezas associadas à disponibilidade das unidades de geração e à variabilidade da demanda e das fontes renováveis. Para isso, parte-se para uma abordagem probabilística, largamente empregados em estudos de planejamento da expansão e da operação, pois permitem comparar diferentes configurações do sistemas, LOLP e EENS serão índices considerados neste estudo (BILLINTON; ALLAN, 1992).

- **Probabilidade de Perda de Carga (LOLP):** A LOLP é uma métrica probabilística fundamental que representa a probabilidade de o sistema entrar em um estado onde a capacidade disponível é insuficiente para atender à demanda, incorporando explicitamente a natureza estocástica das falhas e da geração intermitente (BILLINTON; ALLAN, 1992; PAIXÃO; ABAIDE, 2023).

$$\text{LOLP} = \sum_{i=1}^N p_i, \quad C_i < L, \quad (3.2)$$

em que p_i é a probabilidade de ocorrência do estado i , C_i é a capacidade de geração disponível no estado i e L é a carga do sistema.

Em termos matemáticos, a LOLP corresponde ao somatório das probabilidades de todos os estados do sistema em que a geração disponível é inferior à carga (PAIXÃO; ABAIDE, 2023), conforme demonstra a Equação 3.2.

Dessa forma, sua estimativa via SMC é obtida através da Equação 3.3:

$$\text{LOLP} \approx \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S \mathbb{I} [C^{(s)} < L], \quad (3.3)$$

Sendo, S é o número de amostras, $C^{(s)}$ é a capacidade disponível na amostra s , L é a carga, e $\mathbb{I}[\cdot]$ é a função indicadora que assume valor 1 quando a condição de déficit é verdadeira e 0 caso contrário.

- **Energia Não Atendida Esperada (EENS):** A métrica EENS quantifica a severidade energética dos eventos de déficit, representando a quantidade média de energia não fornecida em um período. Esta métrica é crucial para avaliar o impacto econômico e social das interrupções, pois traduz a probabilidade de falha em uma grandeza física (energia) que pode ser diretamente associada a custos (BILLINTON; ALLAN, 1992).

Uma formulação alternativa, baseada na representação por espaços de estados e adequada para métodos analíticos como a enumeração de estados, é apresentada por (BILLINTON; LI, 1994):

$$\text{EENS} = \sum_{i \in S} C_i F_i D_i = \sum_{i \in S} 8760 C_i p_i \quad (\text{MWh/ano}) \quad (3.4)$$

Em que S é o conjunto de estados de falha do sistema, C_i é o montante de corte de carga no estado i (em MW), F_i é a frequência de ocorrência do estado i (ocorrências/ano), D_i é a duração média do estado i (horas) e p_i é a probabilidade do estado i .

A estimativa via SMC de EENS é:

$$\text{EENS} \approx \left(\frac{1}{S} \sum_{s=1}^S \max\{0, L - C^{(s)}\} \right) \cdot T \quad (\text{MWh/ano}), \quad (3.5)$$

com $T = 8760$ h/ano.

Conforme demonstrado, as formulações apresentadas para o cálculo do LOLP e do EENS está alinhada com a interpretação clássica desses índices como valores esperados de funções teste associadas a eventos de perda de carga. Dessa forma, as abordagens permitem avaliar de forma direta tanto a probabilidade de ocorrência

de estados críticos quanto a magnitude energética associada a esses eventos, sendo particularmente adequada para estudos de planejamento e adequação baseados em simulação estocástica.

3.3.2 Métricas de Manutenibilidade

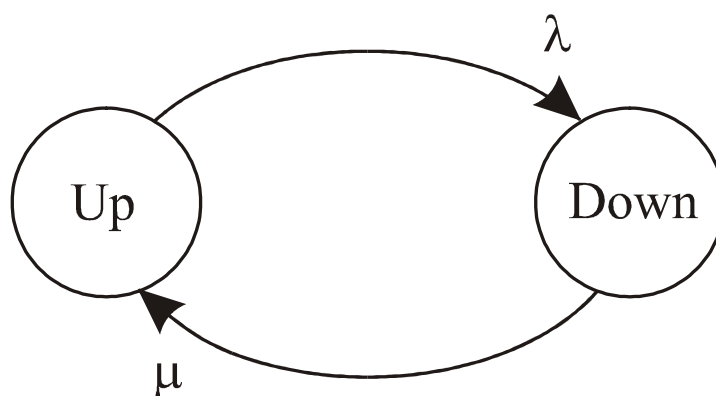
As métricas de manutenibilidade desempenham um papel fundamental na modelagem do comportamento dinâmico dos sistemas elétricos, pois caracterizam a frequência e a duração das falhas dos componentes, influenciando diretamente os índices globais de risco e adequação do sistema. Estas métricas são particularmente relevantes em análises baseadas em Simulação de Monte Carlo, onde a representação precisa dos processos estocásticos de falha e reparo é essencial para a obtenção de estimativas consistentes (PEREIRA, 2017; PEREIRA; MANSO; SALES, 2017).

- **Modelagem de Componentes via Processos de Markov**

Conforme estabelecido na literatura especializada, o comportamento estocástico das unidades geradoras é normalmente modelado através de cadeias de Markov (PEREIRA; MANSO; SALES, 2017; BILLINTON; ALLAN, 1992).

O modelo mais elementar e amplamente utilizado é o de dois estados: (UP/DOWN), ou seja, disponível/indisponível conforme ilustrado na Figura 3.2. Neste modelo, as transições entre os estados são governadas por duas taxas fundamentais, λ e μ (BILLINTON; ALLAN, 1992).

Figura 3.2 – Modelo de Markov com dois estados



Fonte: Adaptado de (PEREIRA, 2017).

Taxa de falha (λ): representa o número médio de falhas por unidade de tempo, expressa em ocorrências por ano. É calculada como a razão entre o número de falhas ocorridas e o tempo total em que o componente permaneceu em operação.

Taxa de reparo (μ): representa o número médio de reparos por unidade de tempo, também expressa em ocorrências por ano. É obtida pela razão entre o número de reparos executados e o tempo total em que o componente permaneceu em reparo.

Os dados de taxa de falha λ e taxa de reparo μ , ambas expressas em eventos por ano, foram obtidas do estudo de (THOTAKURA; CHANDRASEKHAR, 2017). A partir dessas taxas, é possível derivar as principais métricas temporais que caracterizam a confiabilidade intrínseca dos componentes, MTBF e MTTR:

- **Tempo Médio Entre Falhas (MTBF) e Tempo Médio Para Reparo (MTTR)**

A métrica MTBF representa o intervalo médio de tempo esperado entre falhas consecutivas de um componente, considerando seu regime permanente de operação (BILLINTON; ALLAN, 1992). Este parâmetro é o inverso da taxa de falha:

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \quad (3.6)$$

De forma análoga, a MTTR representa a duração média esperada das intervenções de reparo necessárias para restabelecer a operação de um componente após uma falha (BILLINTON; ALLAN, 1992). É obtido como o inverso da taxa de reparo:

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (3.7)$$

em que MTBF e MTTR, são expressos em anos. Estes parâmetros são fundamentais para a caracterização do comportamento dos componentes em estudos de confiabilidade, pois sintetizam, respectivamente, a frequência das interrupções e a agilidade na recuperação do sistema (PEREIRA, 2017; BILLINTON; ALLAN, 1992).

- **Disponibilidade (DISP) e Indisponibilidade**

A disponibilidade é definida como a probabilidade de um componente encontrar-se operacional (estado UP) em regime permanente. Para o modelo Markoviano de dois estados, esta probabilidade é obtida a partir das taxas de falha e reparo (BILLINTON; ALLAN, 1992; PEREIRA; MANSO; SALES, 2017):

$$DISP = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}. \quad (3.8)$$

A indisponibilidade, também conhecida como *Forced Outage Rate* (FOR) na literatura internacional (BILLINTON; ALLAN, 1992), representa a probabilidade

complementar de o componente encontrar-se em estado de falha (estado DOWN) no longo prazo:

$$INDIS = 1 - DISP = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTBF + MTTR}. \quad (3.9)$$

Este parâmetro estocástico constitui a entrada direta para a SMC, onde o estado operacional de cada componente em cada iteração é determinado por amostragem de uma variável aleatória Bernoulli com parâmetro A_i , como será demonstrado na seção 3.2.

3.3.3 Métrica de Diversidade

Conforme discutido na literatura, a diversidade confere resiliência ao sistema, reduzindo o impacto potencial de interrupções em qualquer fonte singular e provendo opções adicionais para sua substituição (HIPPEL et al., 2011; TUFAIL et al., 2022). A diversidade da matriz de geração é um aspecto que complementa de forma relevante a quantificação da segurança energética, e sua mensuração quantitativa da diversidade requer, portanto, índices que capturem, esses atributos.

- **Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)**

Originalmente utilizado em análises de concentração de mercado, o HHI tem sido adaptado para mensurar o grau de diversificação das fontes energéticas, refletindo a dependência do sistema em relação a tecnologias ou recursos específicos (TUFAIL et al., 2022). Valores elevados desse índice indicam maior concentração e, conseqüentemente, maior vulnerabilidade a falhas sistêmicas associadas a uma única fonte de energia (ZHANG; ZHAO; WANG, 2017; HIPPEL et al., 2011).

O HHI é calculado a partir da participação p_i de cada tecnologia na potência instalada total (P_{tot}):

$$HHI = \sum_{i=1}^K p_i^2, \quad \text{com } p_i = \frac{P_i}{P_{tot}}. \quad (3.10)$$

em que K é o número total de fontes consideradas. O HHI varia em $[1/K, 1]$, assumindo o valor mínimo quando todas as fontes possuem participações idênticas ($p_i = 1/K$) e o valor máximo (1) quando há concentração absoluta em uma única fonte. Valores altos indicam alta concentração, ou seja, baixa diversidade de fontes, refletindo maior vulnerabilidade a interrupções ou falhas associadas a uma fonte específica (TUFAIL et al., 2022).

- **Indicador de Diversidade (DIV)**

Para alinhar a métrica a uma interpretação em que valores mais elevados indicam melhor desempenho em termos de segurança energética, define-se o DIV como o complemento do HHI em relação à unidade:

$$\text{DIV} = 1 - \text{HHI}. \quad (3.11)$$

Assim, $\text{DIV} \in [0, 1 - 1/K]$, onde valores mais altos denotam matrizes mais diversificadas e resilientes (TUFAIL et al., 2022; ZHANG; ZHAO; WANG, 2017). O DIV será utilizado neste estudo como a métrica de diversidade componente do ISE, por sua interpretação intuitiva e alinhamento com as demais métricas do tipo "benefício".

3.4 Índice Composto

A crescente complexidade dos sistemas elétricos modernos, marcada pela diversificação tecnológica, pela intermitência das fontes renováveis e pelos novos padrões de demanda, exige ferramentas analíticas que transcendam a avaliação isolada de métricas específicas. Neste contexto, o conceito de índice composto surge como ferramenta adequada para sintetizar, em uma única medida quantitativa, as múltiplas dimensões que compõem a segurança energética (ANG; CHOONG; NG, 2015; JANSEN; ARKEL; BOOTS, 2004). Conforme definição apresentada em (FOSTER; MCGILLIVRAY; SETH, 2013), um índice composto é um indicador que combina vários elementos ou variáveis em um único número que reflete o desempenho geral de um grupo de ativos, empresas ou indicadores. É composto porque não se refere a apenas um item, mas sim a uma média ponderada ou agregação de diversos itens.

O índice composto configura-se como uma ferramenta versátil aplicada em finanças, para acompanhar mercados acionários; em economia, para medir inflação e preços; em desenvolvimento social, para avaliar educação, saúde e qualidade de vida (FOSTER; MCGILLIVRAY; SETH, 2013); e em sistemas elétricos, para monitorar a confiabilidade, eficiência e qualidade do fornecimento de energia (SILVA; LIMA; OLIVEIRA, 2013).

Considerando que a literatura sobre segurança energética reconhece sua natureza multidimensional, incorporando dimensões que vão além da tradicional confiabilidade do suprimento, incluindo sustentabilidade ambiental, resiliência a choques e acessibilidade econômica (LEFÈVRE, 2010; TUFAIL et al., 2022), este trabalho adota o conceito de índice composto como a estrutura principal para operacionalizar o conceito de segurança energética.

Conforme discutido nas seções anteriores, as métricas componentes, observadas individualmente, embora forneçam informações sobre aspectos específicos como adequação, severidade de déficits e diversidade da matriz, oferecem apenas uma visão parcial do

desempenho do sistema. Dessa forma, um índice composto pelas diferentes métricas permite agregar um conjunto de indicadores em um valor único, facilitando a comparação entre cenários alternativos (NARDO et al., 2005).

O índice aqui proposto integra as métricas de confiabilidade, de manutenibilidade e de diversidade, apresentadas na Seção 3.3 em um indicador sintético, para que seja capaz de refletir a multidimensionalidade da segurança energética de um sistema.

3.5 Visão Geral da Metodologia Proposta

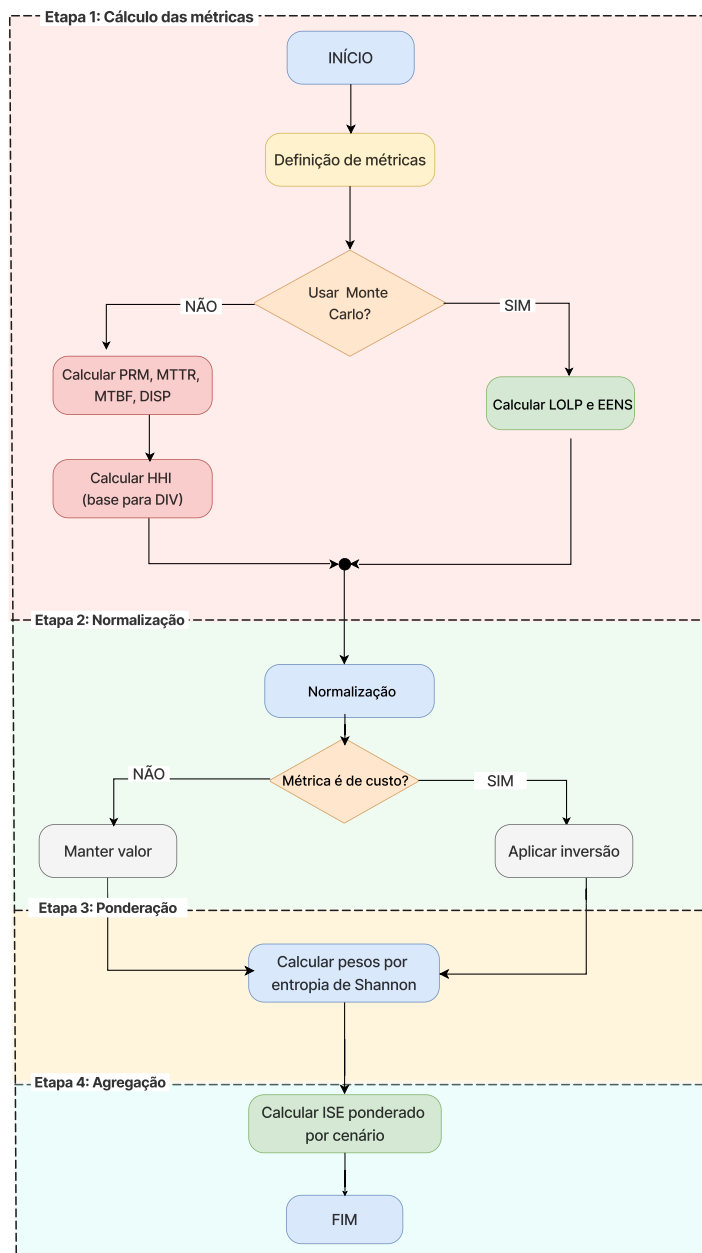
Esta seção detalha o procedimento metodológico desenvolvido para a construção do ISE, sintetizando as métricas e métodos em um processo sistemático e replicável. O método compreende quatro etapas principais:

1. Preparação e cálculo das métricas componentes para cada cenário;
2. Normalização dos valores para uma escala comparável;
3. Determinação da ponderação de cada métrica;
4. Agregação linear para a obtenção do índice final.

3.5.1 Metodologia para Cálculo do ISE

A Figura 3.3 oferece uma visão detalhada das quatro etapas necessárias ao cálculo do ISE, proporcionando uma visão integral do processo metodológico para construí-lo, desde a definição das métricas até a etapa final, onde todas as métricas são agregadas em um único valor para cada cenário.

Figura 3.3 – Fluxograma das etapas para cálculo do ISE.



Fonte: Elaborada pela autora.

Esta abordagem permite não apenas caracterizar o estado atual de um sistema, mas principalmente, comparar o desempenho em segurança energética de diferentes cenários de composição da matriz elétrica, atendendo ao objetivo central deste estudo.

3.5.2 Cálculo das Métricas Componentes

A primeira etapa consiste em calcular o valor de cada uma das métricas selecionadas para todos os cenários da matriz elétrica em análise. Os dados de entrada para cada cenário incluem: a capacidade instalada por tecnologia (P_i), seus parâmetros de confiabilidade (λ_i ,

μ_i e A_i), e a demanda de pico do sistema (L).

- **Métrica Determinística (PRM):** Calculada conforme a Equação (3.1), considerando a capacidade total instalada e a demanda.
- **Métricas Probabilísticas (LOLP, EENS):** São obtidas via SMC Estacionária, conforme detalhado na Seção 3.2. Para cada cenário, executam-se $N = 100.000$ iterações para garantir a convergência estatística.
- **Métricas de Manutenibilidade (MTTR, MTBF, DISP):** Calculadas a partir dos parâmetros de falha e reparo de cada tecnologia, conforme as Equações (3.6), (3.7) e (3.8). O valor utilizado para o cenário é uma média ponderada pela capacidade instalada.
- **Métrica de Diversidade (DIV):** Calculada conforme a Equação (3.11), a partir das participações tecnológicas (p_i) no cenário.

Ao final deste processo, obtém-se uma matriz que constitui a entrada fundamental para a etapa subsequente de normalização, na qual os valores serão transformados para uma escala comparável, conforme detalhado na Seção 3.5.3

3.5.3 Normalização das Métricas

Para agregar métricas com unidades e escalas distintas, é necessária uma etapa de normalização, para garantir comparabilidade e coerência interpretativa na construção do índice. Conforme estabelecido no *Handbook on Constructing Composite Indicators* da OECD, a normalização é um passo fundamental para assegurar que todas as variáveis contribuam de forma equilibrada para o índice final, independentemente de suas unidades originais ou ordens de grandeza (NARDO et al., 2005).

Este trabalho adota uma abordagem de normalização sigmoïdal robusta, projetada para ser resistente a valores extremos (*outliers*) e mapear todas as métricas para o intervalo $[0, 1]$, onde 1 representa o melhor desempenho em termos de segurança energética (OECD, 2008). O procedimento é composto por etapas sequenciais, detalhadas a seguir.

Em estudos prospectivos de planejamento energético, é comum a existência de configurações atípicas, como matrizes com participação extremamente elevada de uma única fonte ou situações de déficit severo, que poderiam distorcer as estimativas de tendência central e dispersão caso fossem empregadas estatísticas convencionais.

Em função disso, utilizou-se a mediana (m_j) e a amplitude interquartil ($IQR_j = Q3_j - Q1_j$) como medidas de tendência central e dispersão, respectivamente, em que $Q3_j$ e $Q1_j$ correspondem ao primeiro e terceiro quartis da distribuição da métrica j . De

acordo com (OpenAnesthesia, 2025), a amplitude interquartil (IQR) é resistente a outliers, tornando-a particularmente útil quando os dados são assimétricos ou não seguem uma distribuição normal. Com essas estatísticas robustas, calcula-se o valor padronizado para cada métrica j em cada cenário i , baseado na transformação denominada na literatura como *robust z-score* (IGLEWICZ; HOAGLIN, 2004).

$$z_{ij} = \frac{x_{ij} - m_j}{IQR_j} \quad (3.12)$$

Diferentemente do *Standardization* ou "*z-score*", que utiliza média e desvio padrão, esta versão robusta substitui essas medidas por seus equivalentes resistentes a *outliers*: a mediana e o IQR (IGLEWICZ; HOAGLIN, 2004).

A transformação linear desloca os dados de forma que a mediana se torne zero e o IQR se torne a unidade de escala. Valores de z_{ij} positivos indicam desempenho superior à mediana; valores negativos, desempenho inferior.

É importante observar que a formulação aqui adotada não inclui o fator de escala 1,35 presente em algumas definições do *robust z-score*, cujo objetivo é equiparar o IQR ao desvio padrão em distribuições normais. A ausência desse fator, contudo, não compromete o propósito da etapa, uma vez que a transformação sigmoïdal demonstrada na Equação 3.13 (GEM Foundation, 2017), reescalonará os valores para o intervalo $[0, 1]$, preservando a ordenação relativa e a robustez desejada.

$$s_{ij} = \frac{1}{1 + \exp(-k \cdot z_{ij})} \quad (3.13)$$

em que k é um parâmetro de inclinação que controla a suavidade da transição. Neste trabalho, adotou-se $k = 4$, valor que proporciona uma discriminação adequada na região central da distribuição (onde se concentra a maioria dos cenários) sem permitir que *outliers* dominem a escala normalizada.

A função sigmoïdal é amplamente empregada em processos de normalização de indicadores compostos por sua propriedade de mapear valores reais no intervalo (GEM Foundation, 2017). Essa função comprime gradativamente os valores extremos, evitando que cenários atípicos exerçam influência desproporcional na composição do índice final, ao mesmo tempo que preserva a ordenação relativa dos dados.

As métricas selecionadas podem ser classificadas em duas categorias quanto à relação com a segurança energética: as do tipo "custo", em que valores menores indicam melhor desempenho; e as do tipo "benefício", em que valores maiores são preferíveis. Para que todas as variáveis compartilhem a mesma orientação interpretativa ("quanto maior, melhor") no índice composto, aplica-se um ajuste de direção:

- Para métricas do tipo "custo":

$$x'_{ij} = 1 - s_{ij} \quad (3.14)$$

- Para métricas do tipo "benefício":

$$x'_{ij} = s_{ij} \quad (3.15)$$

Ao final, obtém-se uma matriz normalizada, com todas as entradas no intervalo $[0, 1]$. Dessa forma, a combinação linear ponderada empregada na construção do ISE torna-se conceitualmente consistente, uma vez que todas as variáveis agregadas compartilham a mesma orientação interpretativa e a mesma escala, conforme recomenda a literatura especializada em construção de indicadores compostos (OECD, 2008; OECD, 2019).

3.5.4 Ponderação por Entropia de Shannon

A terceira etapa atribui um peso p_j a cada métrica j , refletindo sua importância relativa na composição do índice. Para evitar subjetividade na atribuição de pesos, emprega-se o método Entropia de Shannon, conceito fundamental da teoria da informação. A aplicação desse método como medida do grau de importância relativa de critérios em análise de decisão multicritério foi proposta originalmente por Zeleny (1982) e tem sido amplamente adotada em diversos campos do conhecimento, como matemática, ciências naturais e pesquisa operacional (BIAN; YANG, 2010).

O princípio do método baseia-se no grau de dispersão, ou conteúdo de informação, apresentado por cada métrica ao longo dos diferentes cenários analisados. Quanto maior a variabilidade dos valores normalizados de uma métrica entre os cenários, maior é seu poder discriminativo e, conseqüentemente, maior deve ser seu peso no índice composto. Em outras palavras, métricas que pouco variam entre os cenários carregam pouca informação para diferenciá-los, recebendo pesos menores.

O procedimento de cálculo dos pesos, considerando um conjunto de m cenários e n métricas, é realizado nas seguintes etapas:

1. **Cálculo da proporção de cada cenário por métrica:** Para cada valor normalizado x'_{ij} , correspondente à métrica j no cenário i , calcula-se sua participação relativa no somatório dos valores da respectiva métrica:

$$p_{ij} = \frac{x'_{ij}}{\sum_{i=1}^m x'_{ij}}, \quad i = 1, \dots, m, \quad j = 1, \dots, n. \quad (3.16)$$

Essa transformação garante que, para cada métrica j , os valores p_{ij} estejam normalizados de forma a representar uma distribuição de probabilidade discreta

sobre os cenários. Trata-se do passo preliminar indispensável para a quantificação da incerteza ou do conteúdo informacional associado a cada métrica, conforme estabelecido pela teoria matemática da comunicação (SHANNON, 1948).

2. **Cálculo da entropia de cada métrica:** A partir das proporções p_{ij} , a entropia e_j da métrica j é obtida pela expressão clássica de Shannon (SHANNON, 1948):

$$e_j = -\frac{1}{\ln(m)} \sum_{i=1}^m p_{ij} \ln(p_{ij}), \quad \text{com } 0 \leq e_j \leq 1. \quad (3.17)$$

O fator $\frac{1}{\ln(m)}$ atua como um normalizador, garantindo que a entropia esteja contida no intervalo $[0, 1]$. Este procedimento segue a formulação original de Shannon (SHANNON, 1948), na qual a entropia atinge seu valor máximo, $\ln(m)$, quando todas as probabilidades são iguais ($p_{ij} = \frac{1}{m}$), caracterizando a situação de máxima incerteza ou mínimo conteúdo informativo. Por outro lado, a entropia é zero quando toda a probabilidade se concentra em um único cenário, indicando ausência de incerteza.

Na literatura de análise de decisão multicritério, esse conceito é empregado para derivar pesos objetivos, nos quais o grau de diversificação, que mede a intensidade com que cada métrica contribui para a discriminação entre as alternativas avaliadas (CARBONARO, 2011).

3. **Cálculo do grau de diversificação e dos pesos finais:** Define-se o grau de diversificação d_j como o complemento da entropia em relação à unidade:

$$d_j = 1 - e_j. \quad (3.18)$$

Neste cálculo, valores de e_j próximos de 1 indicam que a métrica j apresenta distribuição quase uniforme entre os cenários, ou seja, baixo poder discriminativo. Por outro lado, valores próximos de 0 sinalizam alta concentração da informação em poucos cenários, conferindo à métrica elevado potencial de discriminação. O peso final p_j é então obtido pela normalização dos graus de diversificação de todas as métricas:

$$p_j = \frac{d_j}{\sum_{k=1}^n d_k}. \quad (3.19)$$

Ao final do procedimento, obtém-se um vetor de pesos $p = [p_1, p_2, \dots, p_n]$ cujos elementos são não-negativos e somam 1. Esses pesos refletem, de forma objetiva e baseada nos dados, a importância relativa de cada métrica na diferenciação dos cenários avaliados, sendo posteriormente utilizados na agregação linear que compõe o ISE. O índice para cada cenário i é calculado pela média ponderada:

$$ISE_i = \sum_{j=1}^7 p_j \cdot x'_{ij} \quad (3.20)$$

em que p_j é o peso da métrica j , e x'_{ij} é o valor normalizado da métrica j no cenário i . De forma expandida, o índice é dado por:

$$ISE = \sum (\text{métrica} \cdot \text{peso}) \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} ISE = & \text{LOLP} \cdot p_1 + \text{EENS} \cdot p_2 + \text{PRM} \cdot p_3 + \text{MTTR} \cdot p_4 \\ & + \text{MTBF} \cdot p_5 + \text{DISP} \cdot p_6 + \text{DIV} \cdot p_7 \end{aligned} \quad (3.22)$$

O resultado final reflete, de maneira sintética, o desempenho global do sistema sob diferentes dimensões de confiabilidade, adequação e diversidade.

4 RESULTADOS

Neste capítulo, descreve-se inicialmente o ambiente computacional desenvolvido para a implementação dos cálculos e simulações necessárias às análises propostas. Em seguida, são apresentadas as principais características do sistema adotado como caso de referência para o estudo aqui proposto, que trata-se do sistema IEEE 14 barras, o qual foi adotado como benchmark para a aplicação metodológica e validação dos cenários investigados. Subsequentemente, são definidas as características dos cenários que fundamentam as análises de segurança energética, detalhando as sensibilidades consideradas. Por fim, é realizada a análise dos resultados obtidos para o ISE, destacando as melhores faixas de operação, os casos extremos e a influência da diversificação da matriz, do carregamento do sistema e da presença do armazenamento nos cenários em questão.

4.1 Ambiente Computacional

As condições de análise e cálculo do ISE foram associadas em um *script* desenvolvido na linguagem de programação *Python* no ambiente do *Google Colab*, aproveitando suas bibliotecas científicas para eficiência e reprodutibilidade. As principais bibliotecas utilizadas foram:

- **NumPy**: Para operações numéricas em arrays, geração de números aleatórios e cálculos estatísticos.
- **Pandas**: Para organização, manipulação e análise estruturada dos dados de entrada e resultados.
- **SciPy**: Para funções estatísticas avançadas utilizadas no processo de normalização.
- **Matplotlib**: Para a geração de gráficos e visualizações;

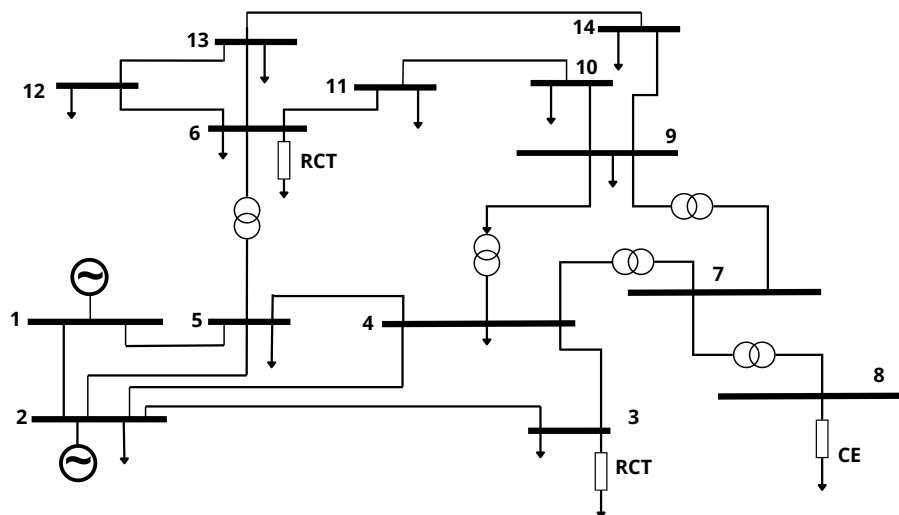
O *script* realizado fornece ao estudo base operacional; e sua natureza modular permite fácil adaptação para diferentes conjuntos de métricas, cenários, parâmetros de normalização e ponderação, assegurando flexibilidade metodológica na avaliação comparativa dos diferentes cenários investigados.

4.2 Sistema IEEE - 14 barras

Neste estudo, considera-se o sistema *IEEE 14-bus system* (University of Washington, 2014) como *benchmark*, cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 4.1. A adoção deste

sistema elétrico como referência para o caso de estudo é justificada por sua ampla utilização em estudos de planejamento de sistemas elétricos, o que facilita a reprodutibilidade e comparação de resultados, assim como sua representatividade de sistema de distribuição em média tensão. O sistema permite que sejam incorporadas múltiplas fontes de geração e que sejam considerados diferentes perfis de carregamento, adequando-se ao escopo de análise de integração de fontes renováveis e armazenamento de energia.

Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE - 14 barras.



Fonte: Adaptado de (University of Washington, 2014)

O *IEEE 14-bus system* é um sistema-teste amplamente utilizado em estudos de sistemas elétricos de potência, composto por 14 barras, 5 geradores, 15 linhas e 3 transformadores, operando em base de 100 MVA. O sistema opera em dois níveis principais de tensão nominal, 69 kV (rede de transmissão) e 13,8 kV (nível de geração), modelados em valores por unidade (pu). Neste sistema há uma barra *slack*, barras PV e PQ, sendo adequado para análises de fluxo de carga, estabilidade e validação de métodos de otimização e segurança operacional.

Os demais parâmetros do sistema IEEE 14 barras encontram-se apresentados em anexo A e anexo B, que incluem respectivamente, o diagrama unifilar e os dados elétricos originais do caso-teste disponibilizado pelo *Power Systems Test Case Archive (PSTCA)* (University of Washington, 2014). O conjunto de informações contempla a especificação das barras, níveis de tensão, potências ativa e reativa, parâmetros das linhas e transformadores, bem como demais informações necessárias para modelagens elétricas e reprodutibilidade de simulações.

4.3 Estruturação dos Cenários

A Tabela 4.1 sintetiza a alocação das fontes de geração de energia e do BESS nos cenários avaliados, que foram delineados, conforme listado abaixo, para capturar transições graduais na matriz de geração de energia:

- Cenário Referência: Baseado exclusivamente em geração térmica (fonte despachável).
- Cenário 1: Inserção de geração fotovoltaica e BESS.
- Cenário 2: Expansão com inserção adicional de geração eólica
- Cenário 3: Incorporação da eólica sem atuação do BESS.

Tabela 4.1 – Casos base considerados nas simulações

Fontes	Cenário Referência	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Térmica (MW)	518	518	518	518
Fotovoltaica (MW)	–	50	50	50
Eólica (MW)	–	–	60	60
BESS (MW)	–	50	50	–

Fonte: Elaborado pela autora.

4.3.1 Parametrização das Análises de Sensibilidade

Com o objetivo de ampliar a avaliação comparativa do ISE, os Cenários 1, 2 e 3 foram expandidos por meio da aplicação sistemática de análises de sensibilidade, nas quais parâmetros do sistema foram configurados e variados dentro de intervalos predefinidos. A análise foi conduzida de forma estruturada, permitindo quantificar a influência individual e combinada dessas variáveis sobre os indicadores de desempenho, bem como avaliar a robustez dos resultados frente a diferentes condições operacionais. Para cada cenário, definiram-se níveis de penetração fotovoltaica, parâmetros operacionais associados ao carregamento do sistema e ao critério energético do armazenamento, estabelecendo a base estruturada para a comparação dos resultados. A Tabela 4.2 sintetiza os aspectos analisados e os respectivos intervalos considerados.

Tabela 4.2 – Variáveis de Sensibilidade

Aspecto analisado	Descrição
Penetração Fotovoltaica	10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60% 70%, 80%, 90%
Carregamento do sistema	Mínimo (0,8); Médio (1,0); Máximo (1,2)
Critério energético do BESS (H_{crit})	2 h; 4 h; 6 h

Fonte: Elaborado pela autora

Como base para as análises de sensibilidade foram estruturadas variáveis que possivelmente sejam capazes de alterar o balanço entre geração e demanda e, conseqüentemente, impactar as métricas probabilísticas de adequação. Além disso, a abrangência combinatória dos cenários avaliados, demonstrados nas Tabela 4.3, confere maior robustez às conclusões obtidas, uma vez que amplia o espectro de condições operacionais analisadas.

Tabela 4.3 – Estrutura combinatória das simulações realizadas

Cenário	FV	Carga	H_{crit}
Referência	Fixo (0%)	3 níveis	–
Cenário 1	9 níveis	3 níveis	3 níveis
Cenário 2	9 níveis	3 níveis	3 níveis
Cenário 3	9 níveis	3 níveis	–

Fonte: Elaborado pela autora.

Para o cenário de referência, caracterizado pela ausência de geração fotovoltaica e de armazenamento, analisou-se apenas a variação do carregamento do sistema, totalizando três casos.

Para os Cenários 1 e 2, que incluem a presença de BESS, consideraram-se nove níveis de penetração fotovoltaica (10% a 90%, com incrementos de 10%), três níveis de carregamento e três valores do horizonte crítico do armazenamento ($H_{crit} = 2h, 4h$ e $6h$), resultando em 81 combinações por cenário.

Já o Cenário 3, que não contempla armazenamento, foi analisado considerando apenas a variação da penetração fotovoltaica e do carregamento, totalizando 27 combinações. Com isso, totaliza-se um conjunto completo de 192 simulações que serão base para as análises do ISE.

A seguir, tais variáveis são detalhadas, apresentando-se as premissas adotadas em sua modelagem, os intervalos de variação considerados nas análises de sensibilidade e a

forma como cada parâmetro influencia diretamente as métricas de adequação e o índice de segurança energética proposto.

- **Sensibilidade ao Nível de Carregamento do Sistema**

Estudos em sistemas compostos demonstrados por (BILLINTON; ALLAN, 1996) evidenciam que a variação do carregamento afeta significativamente os índices de confiabilidade nos pontos de carga. Em razão disso, a sensibilidade ao carregamento foi definida de modo a representar diferentes condições operacionais do sistema, simulando cenários de subutilização, operação nominal e estresse de demanda. Para isso, a carga base do sistema foi multiplicada por fatores representativos, conforme apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Níveis de carregamento

Condição	Fator multiplicativo da carga base
Carregamento mínimo	0,8
Carregamento nominal	1,0
Carregamento máximo	1,2

Fonte: Elaborado pela autora.

Essa variação demonstrada na Tabela 4.4 permite avaliar o comportamento do ISE sob diferentes níveis de estresse da demanda, mantendo constantes as configurações de geração.

A seleção dos patamares de carregamento (0,8; 1,0 e 1,2 vezes a carga base) fundamenta-se na prática consolidada em estudos de confiabilidade de sistemas elétricos, por representarem valores que refletem regiões de atenção e sobrecarga operacional. A avaliação da adequação deve contemplar diferentes condições de demanda para capturar adequadamente o comportamento dos índices de confiabilidade (BILLINTON; ALLAN, 1996).

Especificamente, o fator 1,2 representa uma região de sobrecarga onde o sistema opera com reduzida margem de reserva, aumentando a exposição a déficits (BILLINTON; ALLAN, 1996). O fator 0,8, por sua vez, caracteriza uma região de folga estrutural, típica de períodos de vale. Tais fatores tem como base o valor 1,0 que corresponde à condição nominal do sistema.

Essa variação permite analisar como alterações na intensidade da demanda impactam a probabilidade de déficit e a energia não suprida, influenciando diretamente as métricas LOLP e EENS e, conseqüentemente, o ISE. Ao manter constantes as configurações de geração e armazenamento, isola-se o efeito do carregamento como

variável de sensibilidade, possibilitando identificar em que medida o aumento da demanda compromete a segurança energética sob diferentes composições da matriz.

- **Modelagem do BESS**

Diferentemente de unidades geradoras convencionais, BESS são intrinsecamente limitados tanto por sua capacidade energética quanto por seus limites de potência de operação. Assim, sua contribuição para a adequação do sistema depende do estado de carga (*SOC*), da duração nominal das restrições de potência de carga e descarga, sendo, por isso, frequentemente representado de forma dinâmica em estudos de confiabilidade e resiliência (SANTOS et al., 2025).

Modelar essa restrição apenas por meio da potência nominal pode levar à superestimação do impacto do BESS em métricas de confiabilidade, como a perda de carga esperada, LOLP e a energia não suprida esperada, EENS. Para contornar essa limitação, adota-se neste trabalho uma abordagem de potência efetiva, que incorpora de forma agregada a restrição energética do armazenamento.

Define-se inicialmente a energia nominal do BESS como:

$$E_{\text{bess}} = P_{\text{bess}} \cdot t_{\text{dur}} \quad (4.1)$$

em que P_{bess} é a potência nominal (MW) e t_{dur} é a duração nominal (horas), resultando em E_{bess} expresso em MWh. Esse valor representa a capacidade máxima de fornecimento contínuo do sistema à potência nominal.

No entanto, em situações críticas de déficit prolongado, a efetiva contribuição do BESS é limitada não apenas por sua potência, mas também por sua autonomia energética. Para capturar esse efeito nas métricas de adequação, introduz-se o conceito de janela crítica de atendimento contínuo, denotada por H_{crit} (horas). A potência efetiva creditada ao BESS para fins de adequação é então definida como:

$$P_{\text{eff}} = \min \left(P_{\text{bess}}, \frac{E_{\text{bess}}}{H_{\text{crit}}} \right) \quad (4.2)$$

A Equação (4.2) estabelece que, quando a duração nominal do BESS é inferior à janela crítica ($t_{\text{dur}} < H_{\text{crit}}$), sua contribuição é reduzida proporcionalmente, de modo a refletir a impossibilidade de manter a potência nominal por todo o período crítico. Caso contrário, a potência efetiva iguala-se à potência nominal, e a restrição energética não é limitante.

No modelo de adequação desenvolvido, a potência efetiva P_{eff} substitui P_{bess} nas equações de capacidade disponível e no cálculo das métricas LOLP e EENS (Eqs. (3.2)–(3.5)). Dessa forma, a modelagem proposta influencia diretamente a avaliação da segurança energética do sistema e, conseqüentemente, o índice proposto neste trabalho.

O parâmetro H_{crit} representa uma hipótese de modelagem associada ao horizonte temporal mínimo durante o qual se exige que o BESS sustente o fornecimento em eventos críticos. Para avaliar a robustez dos resultados frente a essa hipótese, conduz-se uma análise de sensibilidade com valores representativos:

$$H_{crit} \in \{2 \text{ h}, 4 \text{ h}, 6 \text{ h}\} \quad (4.3)$$

Para cada valor de H_{crit} , recalculam-se as métricas de adequação e o índice composto subsequente, permitindo verificar o impacto da severidade do critério de duração sobre a contribuição efetiva do BESS e sobre a hierarquização dos cenários analisados. Essa abordagem assegura que as conclusões obtidas não dependam de uma escolha arbitrária do horizonte crítico, conferindo maior robustez à análise comparativa.

- **Índice de Penetração de Geração Fotovoltaica**

A definição de penetração fotovoltaica adotada na literatura fundamenta-se, tipicamente, na razão entre a capacidade instalada de geração fotovoltaica e a capacidade total instalada do sistema, conforme a Equação (4.4) (KOOTTE; VUIK, 2022).

$$\text{Penetração FV}(\%) = \frac{P_{FV}}{P_{total}} \cdot 100 \quad (4.4)$$

em que P_{FV} é a capacidade instalada de geração fotovoltaica (MW) e P_{total} é a capacidade total instalada do sistema (MW), incluindo todas as fontes de geração e armazenamento modeladas com potência efetiva.

Essa abordagem, contudo, requer a modelagem horária da geração solar e do perfil de carga, o que escapa ao escopo do presente trabalho, centrado na avaliação estrutural da adequação do sistema sob diferentes composições da matriz de geração.

Diante disso, adota-se uma aproximação consistente com a formulação proposta: define-se a penetração fotovoltaica com base na capacidade instalada, preservando a lógica de participação relativa das fontes.

Para um dado valor-alvo de penetração p , a capacidade fotovoltaica requerida é obtida isolando-se P_{FV} na expressão anterior. Partindo de $p = P_{FV}/(P_{FV} + P_{base})$, em que P_{base} representa a soma das capacidades das demais fontes (térmicas, eólicas e BESS), obtém-se:

$$P_{FV} = \frac{p}{1 - p} P_{base} \quad (4.5)$$

A Equação (4.5) estabelece uma relação direta entre a penetração desejada e a capacidade fotovoltaica a ser instalada, sendo aplicada em todos os cenários que contemplam fonte fotovoltaica.

É importante observar que a formulação apresenta uma singularidade matemática quando $p \rightarrow 1$ (100% de penetração), levando a valores de P_{FV} artificialmente elevados e, conseqüentemente, a distorções nas métricas de adequação normalizadas. Adicionalmente, penetrações extremas não encontram respaldo em sistemas elétricos reais de média tensão, nos quais a presença de fontes despacháveis e armazenamento permanece necessária para garantia de suprimento contínuo.

Em função dessas limitações, tanto de ordem numérica quanto de representatividade operacional, a análise de sensibilidade da penetração fotovoltaica foi conduzida no intervalo de 0% a 90% da capacidade total instalada, com incrementos de 10%. O limite superior de 90% assegura que os cenários avaliados permaneçam dentro de condições factíveis de operação, evitando distorções na normalização das métricas e preservando a comparabilidade entre os diferentes casos estudados.

A variação sistemática da penetração fotovoltaica altera diretamente a composição da matriz de geração e, por conseguinte, a capacidade disponível e a confiabilidade do sistema. Esses efeitos refletem-se nas métricas de adequação e, por extensão, no ISE. A análise de sensibilidade proposta permite, assim, avaliar de forma robusta como o aumento da participação fotovoltaica influencia a segurança energética sob diferentes configurações de geração (térmica, eólica) e armazenamento (BESS), contribuindo diretamente para os objetivos centrais deste trabalho.

4.4 Resultados das Análises de Sensibilidade

As análises de sensibilidade consideradas permitem avaliar o comportamento do ISE nos diferentes cenários investigados. A análise foca na comparação entre os cenários, em relação a sensibilidade à variação da penetração fotovoltaica, trazendo visão das participações renováveis, em relação ao carregamento do sistema e ao critério do BESS, além de identificar as relações entre a diversidade das fontes e do ISE.

4.4.1 Análise de Sensibilidade de Penetração Fotovoltaica

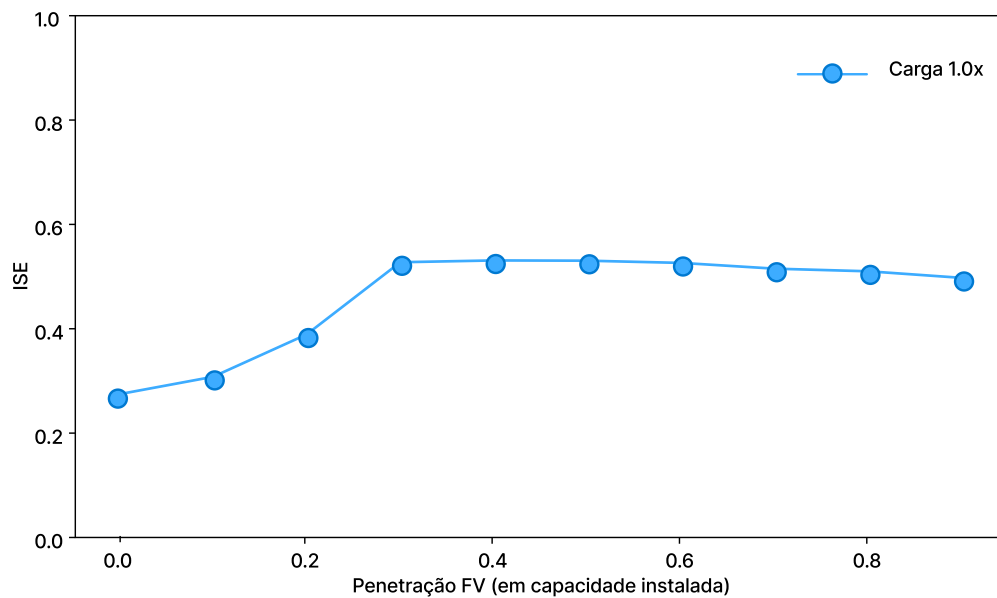
A análise de sensibilidade da penetração fotovoltaica foi conduzida considerando valores entre 10% e 90% da capacidade instalada total do sistema, em incrementos de 10%. A limitação superior em 90% foi adotada para evitar regimes extremos não representativos do modelo de adequação utilizado.

Em particular, a formulação empregada define a capacidade fotovoltaica como uma fração da capacidade total instalada, o que conduz a uma singularidade matemática para penetrações próximas de 100%, resultando em valores artificialmente elevados de capacidade e distorções na normalização das métricas probabilísticas. Dessa forma, a escolha do limite de 90% assegura consistência numérica, preserva a comparabilidade entre

cenários e mantém a análise concentrada em condições plausíveis de operação do sistema elétrico, permitindo avaliar de forma robusta o impacto da diversificação da matriz e da participação fotovoltaica sobre o ISE.

A Figura 4.2 evidencia o comportamento do Cenário 1, a faixa ótima média de FV situa-se aproximadamente entre 30% e 60%. Esse intervalo concentra os maiores valores de ISE, enquanto penetrações acima desse patamar tendem a produzir ganhos marginais reduzidos, caracterizando uma saturação do benefício associado ao aumento de FV.

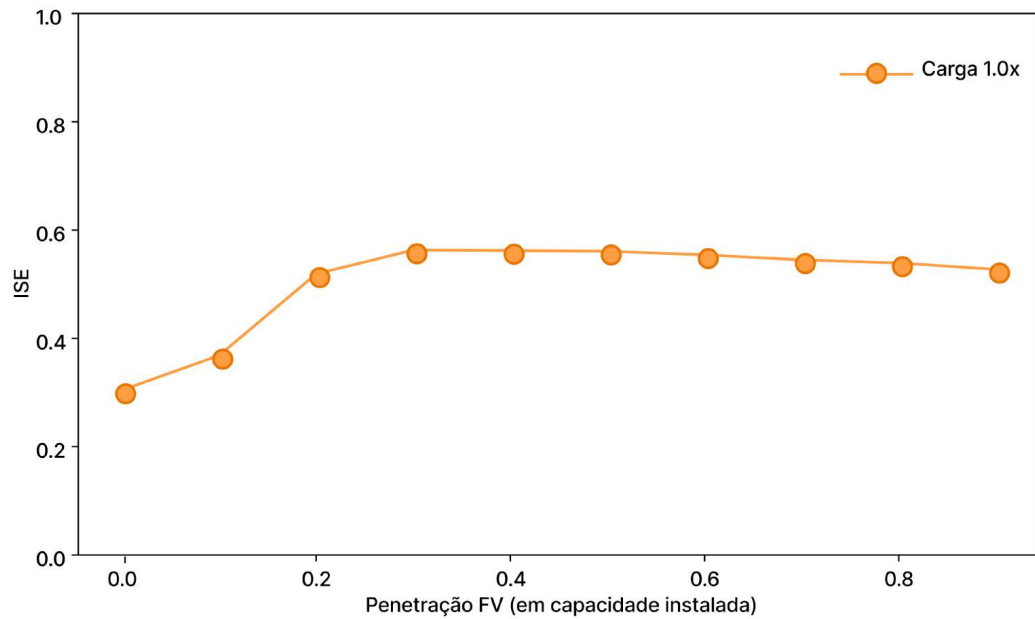
Figura 4.2 – ISE x FV - Cenário 1



Fonte: Elaborado pela autora.

O Cenário 2, demonstrado na Figura 4.3 apresenta, de forma consistente, os maiores valores de ISE ao longo de praticamente toda a faixa analisada. A combinação de fontes (térmica, FV e eólica), aliada à presença do BESS, resulta em maior diversificação e maior robustez do sistema. A faixa ótima é semelhante à do Cenário 1, porém levemente antecipada e estende-se até cerca de 70%, o que sugere que a diversificação adicional permite alcançar níveis elevados de ISE com penetrações FV um pouco menores.

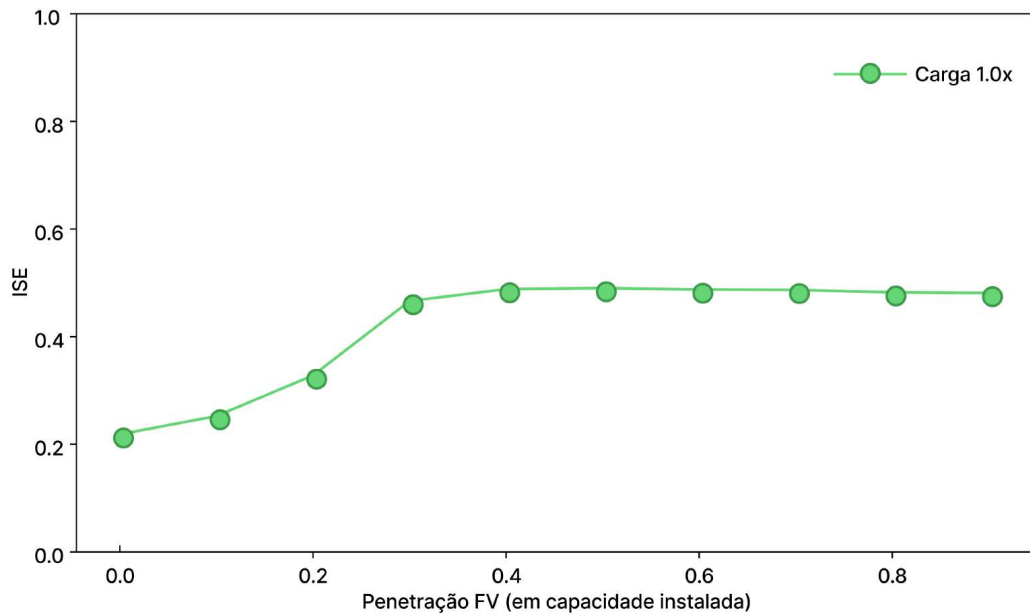
Figura 4.3 – ISE x FV - Cenário 2



Fonte: Elaborado pela autora.

Por sua vez, o Cenário 3, demonstrado na Figura 4.4, onde se analisa um cenário com participação fotovoltaica e eólica, porém sem BESS, apresenta valores de ISE inferiores aos do Cenário 2 em toda a faixa de penetração fotovoltaica. A ausência de armazenamento reduz a flexibilidade do sistema para enfrentar eventos críticos de déficit, o que limita a melhoria do ISE mesmo com o aumento da participação de fotovoltaica. Neste caso, a faixa ótima média é mais ampla, refletindo uma saturação mais gradual e a ausência de um pico bem definido: o aumento de fotovoltaica continua contribuindo, porém com ganhos marginais progressivamente menores.

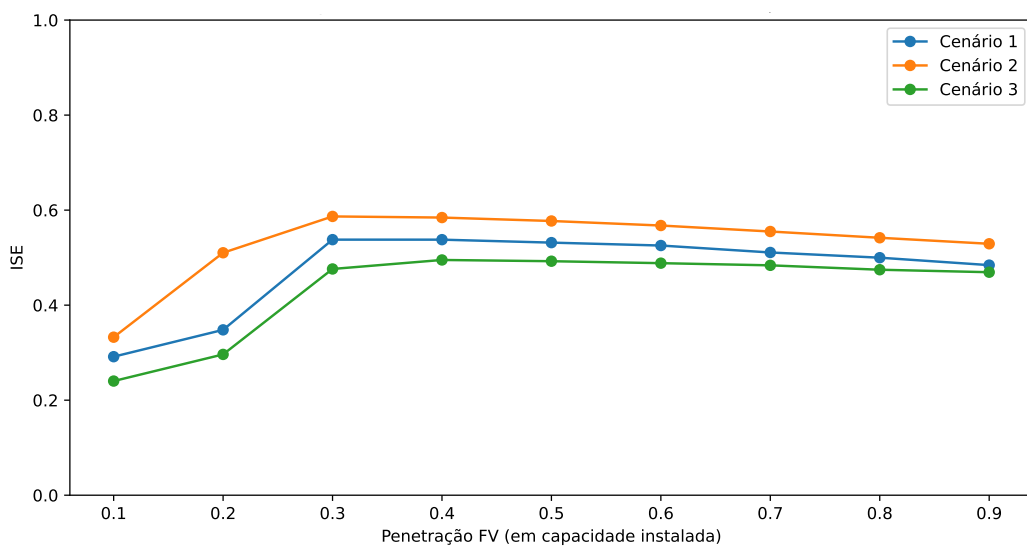
Figura 4.4 – ISE x FV - Cenário 3



Fonte: Elaborado pela autora.

Os valores de ISE em função da penetração fotovoltaica evidenciam a atuação não linear da segurança energética frente ao aumento da participação da fonte solar. Em todos os cenários analisados, demonstrados na Figura 4.5, observa-se inicialmente um incremento do ISE com o aumento da penetração fotovoltaica, associado à diversificação da matriz e à redução da dependência de fontes convencionais.

Figura 4.5 – Comparação entre cenários



Fonte: Elaborado pela autora.

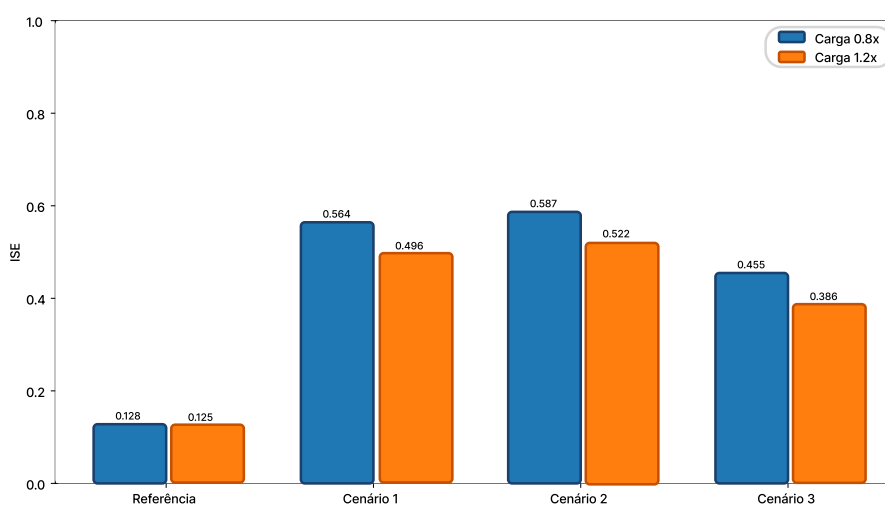
Entretanto, a partir de determinado patamar, o ganho marginal de segurança

se reduz e, em alguns casos, o ISE passa a apresentar tendência de saturação ou leve decréscimo, especialmente sob condições de carregamento elevado.

4.4.2 Análise de Sensibilidade em Relação ao Carregamento do Sistema

Analisou-se também a influência do nível de carregamento do sistema sobre o comportamento do ISE. Observa-se na Figura 4.6 que, mantendo os valores estabelecidos das demais variáveis estruturais do sistema, o aumento do carregamento provoca redução sistemática do ISE.

Figura 4.6 – Sensibilidade do carregamento



Fonte: Elaborado pela autora.

Nos cenários analisados, a condição de $1,2\times$ apresenta os menores valores do índice, evidenciando maior exposição ao risco de déficit energético. Essa redução decorre principalmente da elevação dos indicadores probabilísticos, como LOLP e EENS, que passam a refletir maior frequência dos estados de falha sob maior estresse de carga.

Por outro lado, na condição de $0,8\times$, observa-se elevação do ISE em todos os cenários, indicando maior robustez estrutural. Nesse regime, o sistema opera com maior folga entre geração disponível e demanda requerida, reduzindo a ocorrência de estados.

Dessa forma, destaca-se que a diferença de cenários torna-se mais evidente sob maior carregamento, sugerindo que a diversificação da matriz exerce papel mais significativo em situações de estresse. A Figura 4.6 demonstra também que os cenários com maior diversidade de fontes e presença de BESS tende a apresentar menor degradação do ISE quando submetidos a aumento da demanda.

4.4.3 Análise de Sensibilidade em Relação ao Critério Energético do BESS

A análise relacionada a sensibilidade de H_{crit} , o horizonte crítico de atendimento, não evidenciou impactos significativos nos valores do ISE. Conforme observado na tabela 4.5, onde as diferenças são expressas em pontos percentuais (p.p.), os valores apresentam comportamento praticamente coincidente, com variações marginais que não são visualmente discerníveis.

Tabela 4.5 – Sensibilidade do ISE à variação de H_{crit} (2h, 4h e 6h).

Cenário	Diferença média (p.p. ISE)	Diferença P95 (p.p. ISE)	Diferença máxima (p.p. ISE)
Cenário 1	0.86	1.71	2.84
Cenário 2	1.07	2.16	2.93
Cenário 3	0.96	2.14	2.21

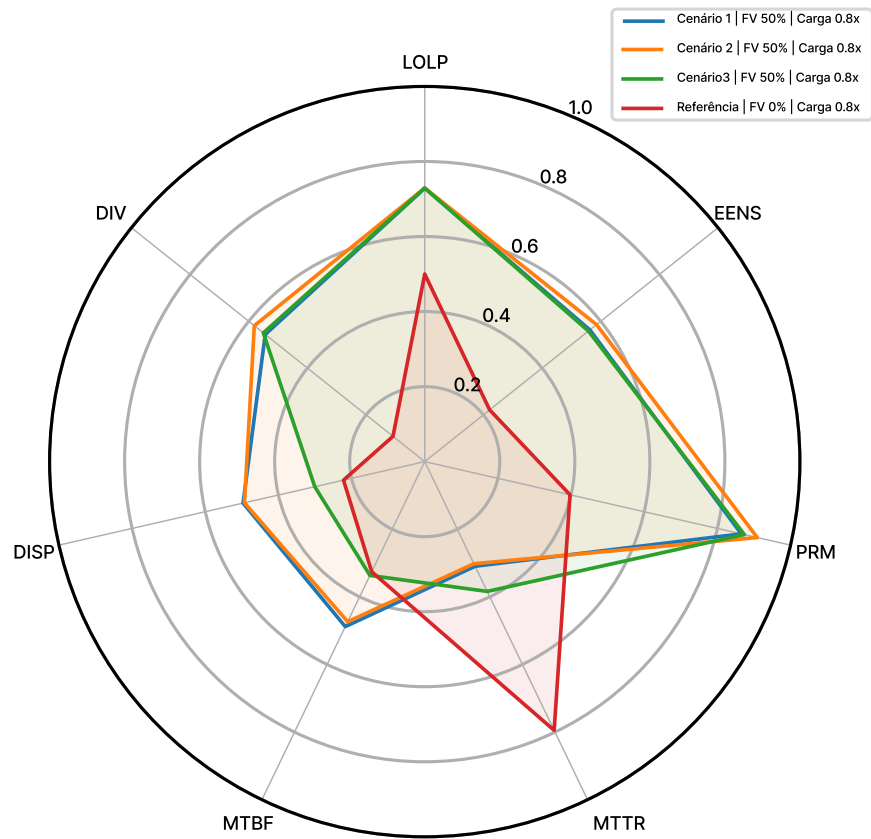
Fonte: Elaborado pela autora.

Esse resultado decorre do fato de que, para a duração nominal adotada do BESS (H_{crit}), a potência efetiva do armazenamento sofre apenas reduções moderadas à medida que H_{crit} aumenta, permanecendo pequena em relação à capacidade total do sistema. Além disso, as métricas probabilísticas de adequação são predominantemente influenciadas pela composição da matriz geradora e pelo nível de carregamento, de modo que o efeito do H_{crit} se manifesta como um fator de segunda ordem no cálculo do ISE. Assim, no escopo deste estudo, a variação do horizonte crítico não altera qualitativamente a hierarquia nem as tendências dos cenários avaliados.

Com os 3 tipos de análises realizadas, conclui-se que as faixas ótimas variam conforme o nível de carregamento e o cenário considerado, e tendem a se concentrar em valores intermediários de penetração fotovoltaica, reforçando que a maximização do ISE depende não apenas do aumento da participação renovável, mas do equilíbrio entre diversificação de fontes, nível de demanda e presença de recursos de flexibilidade, como o BESS.

A Figura 4.7 apresenta os melhores casos por cenário, ou seja, as combinações de penetração fotovoltaica e carregamento que resultaram nos maiores valores de ISE. Observa-se que esses casos estão associados a níveis intermediários de fotovoltaica (entre 30% e 60%) e carga nominal ou reduzida, evidenciando o benefício da diversificação sem sobrecarga do sistema.

Figura 4.7 – Melhores casos por cenário

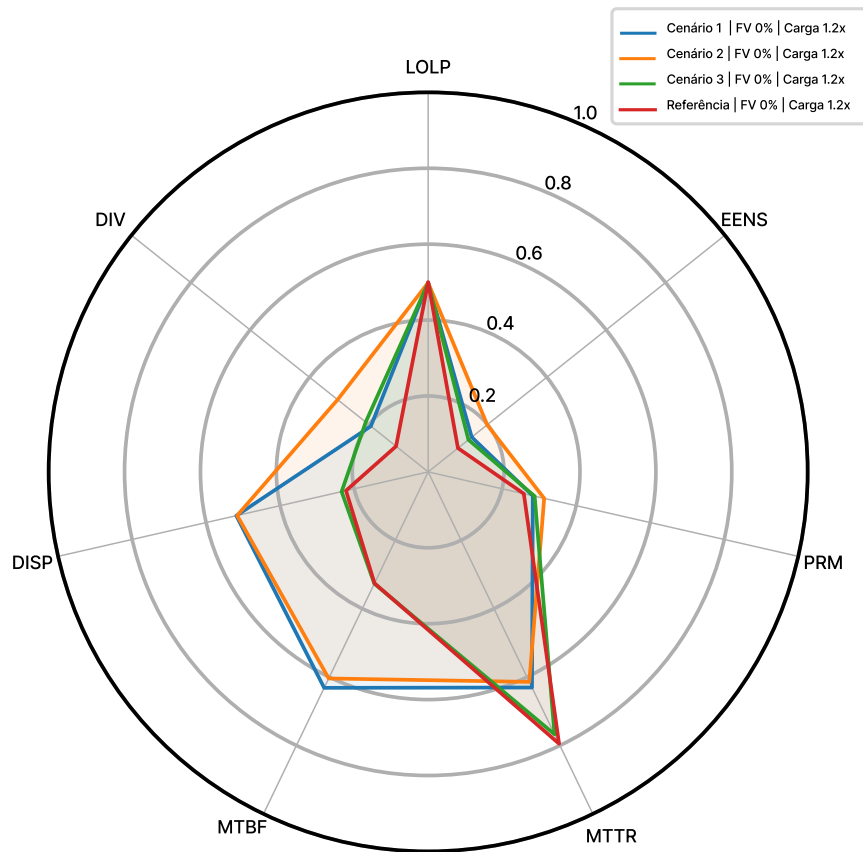


Fonte: Elaborado pela autora.

Em contrapartida, a Figura 4.8 ilustra os piores casos para cada cenário, caracterizados pelos menores valores de ISE. Em todas as situações, o pior desempenho ocorre sob carga máxima ($1,2\times$ a nominal) e ausência de penetração fotovoltaica (FV = 0%), confirmando que a condição de maior estresse do sistema, aliada à falta de diversificação por fonte solar, é a mais crítica para a segurança energética.

A análise detalhada desses casos extremos permite identificar as métricas que mais contribuem para a degradação do ISE, como a LOLP e a EENS, além da redução da diversidade da matriz, representada por DIV e da disponibilidade, ou DISP.

Figura 4.8 – Piores casos por cenário



Fonte: Elaborado pela autora.

Essa análise reforça que o carregamento do sistema é um elemento crucial para a segurança energética: mesmo em cenários com maior diversificação (Cenário 2), a condição de carga extrema sem geração fotovoltaica leva a um ISE significativamente inferior ao obtido em condições nominais com participação renovável moderada. Portanto, estratégias de expansão da matriz devem considerar não apenas a inserção de renováveis, mas também medidas de flexibilidade e gerenciamento da demanda para fazer frente aos períodos de ponta.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo central investigar o impacto da diversidade de fontes de geração na avaliação da segurança energética de sistemas elétricos, em um contexto marcado pela transição energética, pela crescente participação de fontes renováveis intermitentes e pelo aumento da complexidade operacional dos sistemas de potência. Partiu-se do reconhecimento de que abordagens tradicionais, baseadas em métricas isoladas de confiabilidade ou adequação, são insuficientes para capturar de forma abrangente os múltiplos fatores que influenciam a segurança do suprimento elétrico.

A hipótese formulada considerou que a diversificação da matriz de geração, quando avaliada por meio de um conjunto integrado de métricas probabilísticas, operacionais e de diversidade tecnológica, permite uma mensuração mais robusta e multidimensional da segurança energética. Para verificar essa hipótese, foi proposto e aplicado um Índice de Segurança Energética, denominado de ISE, capaz de sintetizar indicadores de confiabilidade, adequação, manutenibilidade e diversidade em um único parâmetro comparativo.

Os objetivos específicos que incluem a seleção e fundamentação das métricas, a definição de um método de ponderação baseado na entropia de Shannon, a modelagem de cenários com diferentes níveis de penetração renovável e a aplicação do ISE em um sistema referência, foram plenamente atendidos ao longo do desenvolvimento do trabalho.

Os resultados obtidos demonstram que a diversidade do mix energético contribui positivamente para a segurança energética, porém até um determinado limite. Observou-se que o aumento da participação de fontes renováveis, em especial da geração fotovoltaica, promove ganhos iniciais no valor do ISE, associados à redução da dependência de fontes convencionais e ao aumento da diversidade tecnológica.

Entretanto, para níveis elevados de penetração renovável, os ganhos marginais tendem à saturação e, em alguns casos, à redução do índice, evidenciando que a maximização da segurança energética não está associada exclusivamente ao aumento da participação renovável, mas sim ao equilíbrio entre diversidade tecnológica, adequação de capacidade e flexibilidade operacional. Esse comportamento não linear reforça a importância de abordagens integradas na avaliação da segurança energética.

A inclusão de sistemas de armazenamento, especificamente o BESS mostrou-se particularmente relevante para o fortalecimento da segurança energética, sobretudo sob condições de carregamento elevado do sistema. Os cenários que combinaram fontes despacháveis, renováveis e armazenamento apresentaram, de forma consistente, os maiores valores do ISE ao longo da faixa analisada. Evidenciando que o BESS atua como recurso

de flexibilidade capaz de mitigar eventos críticos de déficit. Assim, os resultados indicam que o armazenamento desempenha um papel estratégico na integração segura de fontes renováveis, especialmente em sistemas com elevada variabilidade da demanda.

Apesar dos resultados obtidos, este estudo apresenta limitações que devem ser consideradas na interpretação dos resultados. A avaliação da confiabilidade e da segurança energética foi conduzida por meio de uma simulação de Monte Carlo Estacionária, baseada em estados agregados de disponibilidade, não contemplando a evolução temporal cronológica das variáveis do sistema.

Além disso, o modelo adotado não incorpora explicitamente correlações temporais entre demanda, geração renovável e estados operativos, o que pode influenciar a representação de eventos extremos ou persistentes. Outra limitação refere-se à aplicação do ISE a um sistema teste de referência (IEEE 14 barras), o qual, embora amplamente utilizado na literatura, não captura integralmente a complexidade estrutural, geográfica e operativa de sistemas reais de grande porte.

Essas limitações não invalidam os resultados obtidos, mas delimitam o escopo de aplicação do índice proposto, que deve ser interpretado como uma ferramenta de análise estrutural e comparativa, e não como um instrumento operacional fixo para quaisquer tipos de sistemas.

Como perspectivas para trabalhos futuros, destaca-se a extensão da metodologia proposta para simulações de Monte Carlo Sequenciais, permitindo a incorporação explícita da dimensão temporal e a análise cronológica da operação do sistema. A inclusão de cronogramas horários de carga e geração renovável possibilitaria avaliar de forma mais detalhada os efeitos da variabilidade e da correlação temporal sobre os indicadores de segurança energética.

Adicionalmente, a aplicação do ISE a sistemas reais, como em microrredes, representa um passo relevante para validar e ampliar a utilidade prática da metodologia. A incorporação de restrições de transmissão, diferenciação regional e múltiplos recursos de flexibilidade também constitui uma linha promissora para o aprimoramento do índice e sua utilização no planejamento energético de longo prazo.

- **Publicações**

O seguinte artigo foi publicado em decorrência dos trabalhos desta pesquisa:

Raiane R. Freitas, Aline M. S. Costa, Silvangela L. Barcelos, Shigeaki L. Lima. Impact of Generation Source Diversity on Power System Energy Security Assessment. In: 16^a Conferência Internacional IEEE sobre Aplicações Industriais - INDUSCON, 2025. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/11241394>>. Acesso em: 11 jan. 2026.

Referências

- ANG, B. W.; CHOONG, W. L.; NG, T. S. Energy security: Definitions, dimensions and indexes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 42, p. 1077–1093, 2015. ISSN 1364-0321.
- BARRETO, A. *Avaliação da Segurança Energética e Confiabilidade em Sistemas Elétricos Interligados*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2020.
- BIAN, Y.; YANG, F. Resource and environment efficiency analysis of provinces in china: A dea approach based on shannon's entropy. *Energy Policy*, Elsevier, v. 38, n. 4, p. 1909–1917, 2010.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. *Reliability Evaluation of Power Systems*. 1996. Plenum Press.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. *Basic Concepts of Reliability Evaluation*. 2019. Technical report. Material introdutório sobre avaliação da confiabilidade em sistemas elétricos de potência.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. *Reliability Evaluation of Engeneering Systems*. 2nd. ed. [S.l.]: Plenum Press, 1992. ISBN 0-306-45259-6.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. *Reliability Evaluation of Power Systems*. 2nd. ed. [S.l.]: Plenum Press, 2012. ISBN 0-306-45259-6.
- BILLINTON, R.; LI, W. *Reliability Assessment of Eletric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. 1st. ed. [S.l.]: Springer Science+Business Media, 1994. ISBN 978-1-4899-1346-3.
- BRASIL. *Lei No 9.478, de 6 de Agosto de 1997*. 1997. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm>.
- BUSS, B. S.; BREMERMAN, L. E. Avaliação da confiabilidade de sistemas com diferentes níveis de inserção da fonte solar fotovoltaica. In: *Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. [S.l.: s.n.], 2020. v. 1, n. 1. ISSN 2177-6164. Publicado em 2021.
- CARBONARO, I. Measuring italian well-being by modified TOPSIS (tecniue for order preference by similarity to ideal solution). In: *Proceedings of the 58th World Statistical Congress of the International Statistical Institute*. Dublin: International Statistical Institute, 2011. p. 4079–4082. Session CPS011. Disponível em: <<https://2011.isiproceedings.org/papers/950814.pdf>>.
- CASTRO, R. A. *Avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos de potência utilizando métricas probabilísticas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil, 2014.
- CHONGPHIPATMONGKOL, T.; AUDOMVONGSEREE, K. Determination of reserve margin based on specified loss of load expectation. In: *2018 15th International Conference*

on *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 644–647.

CIGRÉ Brasil. *Resiliência de Sistemas Eletroenergéticos*. Rio de Janeiro: Editora Inteligencia, 2019.

CUNHA, P. H. C. *Avaliação dos benefícios da operação colaborativa de microrredes*. 144 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Maranhão (UFMA), São Luís, 2024.

DENHOLM, P.; ARENT, D. J.; BALDWIN, S. F.; BILELLO, D. E.; BRINKMAN, G. L.; COCHRAN, J. M.; COLE, W. J.; FREW, B.; GEVORGIAN, V.; HEETER, J.; HODGE, B.-M. S.; KROPOSKI, B.; MAI, T.; O'MALLEY, M. J.; PALMINTIER, B.; STEINBERG, D.; ZHANG, Y. The challenges of achieving a 100Joule, v. 5, n. 6, p. 1331–1352, 2021. ISSN 2542-4351. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2542435121001513>>.

Department of Energy & Climate Change. *Energy Markets Outlook Report*. London, 2009.

DODDS, P. E.; JONES, O. The role of hydrogen and fuel cells in providing affordable, secure and clean energy in the future. In: *H2FC SUPERGEN: Energy Security and the Role of Hydrogen*. H2FC SUPERGEN, 2017. cap. 2. Acessado em: maio de 2025. Disponível em: <<https://www.h2fcsupergen.com/wp-content/uploads/2017/03/IMPJ5213-H2FC-Supergen-Energy-Security-032017-Chapter-2.pdf>>.

EMBER. *Global Electricity Review 2025: The Big Picture*. 2025. Acesso em: maio de 2025. Disponível em: <<https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2025/the-big-picture/>>.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. Brasília, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>>.

EPE. *Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento*. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-sistemas-de-armazenamento-em-baterias-aplicacoes-e-questoes-relevantes-para-o-planejamento>>.

EPE. *Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas: Revisão Bibliográfica*. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-813/NT-EPE-DEA-016-2023_R0_Final.pdf>.

EPE. *Mudanças Climáticas: Resiliência e Adaptação do Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-813/Resili%C3%Aancia%20Clim%C3%A1tica_Rev%20Bibliogr%C3%A1fica_Sintese.pdf>.

EPE. *Balanco Energético Nacional 2025: Relatório Síntese (ano base 2024)*. Rio de Janeiro, 2025. Acesso em: 13 fev. 2026. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025>>.

FOSTER, J. E.; MCGILLIVRAY, M.; SETH, S. Composite indices: Rank robustness, statistical association, and redundancy. *Econometric Reviews*, v. 32, n. 1, p. 35–56, 2013.

GEM Foundation. *Integrated Risk Modelling Toolkit User Manual*. [S.l.], 2017. Disponível no portal OpenQuake. Disponível em: <<https://docs.openquake.org/>>.

GHOLAMI, H.; ARABNEJAD, M.; YOUSEFI, H.; TOGHRAIE, D. Review of renewable energy resources and environmental challenges for global sustainability. *IET Nanodielectrics*, Wiley, v. 6, n. 2, p. 79–93, 2023. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/mna2.12148>>.

GUTERRES, A. C. E. *Análise do Fator de Capacidade da Geração Solar Fotovoltaica no SIN*. 2023.

HIPPEL, D. F. V.; SUZUKI, T.; WILLIAMS, J. H.; SAVAGE, T.; HAYES, P. Evaluating the energy security impacts of energy policies. In: *The Routledge handbook of energy security*. [S.l.]: Routledge, 2010. p. 74–95.

HIPPEL, D. F. von; SUZUKI, T.; WILLIAMS, J. H.; SAVAGE, T.; HAYES, P. Energy security and sustainability in northeast asia. In: *The Northeast Asia Energy Situation*. [S.l.]: Nautilus Institute, 2011. PARES Project.

IEA. *Electricity Security 2023 — Power Systems in Transition*. Paris: International Energy Agency, 2023.

IEA. *World Energy Outlook 2024*. International Energy Agency (IEA), 2024. Acessado em: maio de 2025. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>>.

IEA. *Energy Security: What is it?* 2025. <https://www.iea.org/topics/energy-security>. Accessed: 11 mar. 2025.

IGLEWICZ, B.; HOAGLIN, D. C. *How to Detect and Handle Outliers*. [S.l.]: ASQC Quality Press, 2004. v. 16. 99 p. Item Number E0801. ISBN 9780873892605.

IPCC. *Mudanças Climáticas 2023: Relatório de Síntese*. Genebra, Suíça: IPCC, 2023. 35–115 p.

JANSEN, J. C.; ARKEL, W. G. van; BOOTS, M. G. *Designing indicators of long-term energy supply security*. Petten, The Netherlands, 2004.

KOOTTE, M.; VUIK, C. The influence of the increasing penetration of photovoltaic generation on integrated transmission-distribution power systems. In: _____. [S.l.]: Controle de Edifícios Inteligente, 2022. p. 15–35. ISBN 978-981-19-0374-8.

LAZARI, G. M.; MEDEIROS, L. H.; BARTH, N. D.; BIAZZI, R.; SPERANDIO, M. Estudo de confiabilidade para um sistema de potência através da inserção de um parque eólico. *Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência*, 2018.

LEFÈVRE, N. Measuring the implications of the concentration of fossil-fuel resources for energy security. *Energy Policy*, v. 38, p. 1635–1644, 2010.

LIU, S.; SHU, J.; QIAO, M. Assessment of the impact of extreme weather on power system reliability. In: *2024 9th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*. [S.l.: s.n.], 2024. p. 2475–2480.

- MENAEM, A.; ELGAMAL, M.; MAHNITO, A.; PETRIĆENKO, R.; OBOSKALOV, V. Impact of load stochastic process sampling on probabilistic loss of load assessment in a power system. In: *2024 IEEE 65th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*. Piscataway, NJ: IEEE, 2024. p. 365–369. ISBN 979-8-3503-6578-8. ISSN 2996-1033.
- NARDO, M.; SAISANA, M.; SALTELLI, A.; TARANTOLA, S.; HOFFMAN, A.; GIOVANNINI, E. *Handbook on Constructing Composite Indicators: Methodology and User Guide*. Paris, France, 2005. OECD Statistics Working Paper.
- OECD. *Handbook on Constructing Composite Indicators: Methodology and User Guide*. Paris: OECD Publishing, 2008. ISBN 9789264043466.
- OECD. *Methodology for composite indexes on Gender Budgeting, Regulatory Policy and Governance, and Open Useful Re-usable data*. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://www.oecd.org/en/publications/government-at-a-glance-2019_8ccf5c38-en.html>.
- ONU. *Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil*. 2023. Nações Unidas Brasil. Acesso em: 16 nov. 2025. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>>.
- OpenAnesthesia. *Measures of Dispersion*. 2025. OpenAnesthesia Knowledge Base. Disponível em: <<https://www.openanesthesia.org/keywords/measures-of-dispersion/>>.
- PAIXÃO, J. L.; ABAIDE, A. R. Dimensionamento de parque eólico a partir de análises de indicadores de confiabilidade e severidade. In: *Engenharias: Qualidade, Produtividade e Inovação Tecnológica*. [S.l.]: Atena, 2023. p. 144–152.
- PEREIRA, M. A. S. *Otimização dos níveis de reserva girante em sistemas de geração com elevada penetração de energias renováveis*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de São João del-Rei, São João del-Rei, MG, Brasil, 2017.
- PEREIRA, M. A. S.; MANSO, L. A. F.; SALES, W. S. Probabilistic assessment of spinning reserve in power systems with renewable energy sources. *IEEE Latin America Transactions*, v. 15, n. 6, p. 1096–1104, 2017.
- REIMERS, A.; COLE, W.; FREW, B. The impact of planning reserve margins in long-term planning models of the electricity sector. *Energy Policy*, v. 125, p. 1–8, 2019. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518306797>>.
- REIS, C. M. *Diversificação da Matriz Energética Brasileira: Caminho para a Segurança Energética em Bases Sustentáveis*. São Paulo, 2015. Estudo elaborado no âmbito do projeto Caminhos para o Futuro que Queremos. Disponível em: <<https://www.cebri.org>>.
- ROCZEN, B. Basic concepts of reliability. In: *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*. [S.l.]: IEEE, 2007, (IEEE Standards, IEEE Std 493-2007). cap. 2, p. 21–42. ISBN 0-7381-5300-1.
- ROSA, C.; COIMBRA, M.; BARBOSA, P.; CHANTRE, C.; ROSENTAL, R. Microrredes: benefícios e desafios para o setor elétrico brasileiro. *GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ, Rio de Janeiro*. Available at: http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/10_Rosa_2022_02_02.pdf. Accessed on, v. 28, 2022.

- SALES, W. de S. *Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá, MG, Brasil, 2009.
- SANTOS, F. de A.; SAAVEDRA, O. R.; RIBEIRO, L. A. de S.; SILVA, L. C. P. da. Resilience in mission-critical microgrids: A case study of the alcântara launch center microgrid. In: *2025 16th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. [S.l.: s.n.], 2025. p. 485–492.
- SCHMIDT, O.; MELCHIOR, S.; HAWKES, A.; STAFFELL, I. Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, v. 3, n. 1, p. 81–100, 2019. ISSN 2542-4351. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X>>.
- SHANNON, C. E. A mathematical theory of communication. *The Bell System Technical Journal*, Nokia Bell Labs, v. 27, n. 3, p. 379–423, 1948.
- SHARMA, A. K.; SINGH, R.; VERMA, P. Reliability evaluation of power systems considering demand response using monte carlo simulation. *European Journal of Advances in Engineering and Technology*, v. 12, n. 2, p. 53–57, 2025.
- SILVA, G. S.; LIMA, F. A. C. A.; OLIVEIRA, R. J. P. S. A new composite index of reliability of supply in the industrial systems with distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 44, p. 824–831, 2013.
- SOVACOOOL, B. K. *The Routledge Handbook of Energy Security*. New York: Routledge International Handbooks, 2011.
- STIRLING, A. Diversity and ignorance in electricity supply investment: Addressing the solution rather than the problem. *Energy Policy*, v. 22, n. 3, p. 195–216, 1994.
- SUN, G.; MENG, Y.; YUAN, B.; LU, G.; XIA, P.; WU, C. Impact of energy storage on effective load carrying capability of renewable energy based on reliability analysis. In: *2023 IEEE 7th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 356–361.
- THOTAKURA, B. K.; CHANDRASEKHAR, O. Heuristic algorithm for optimal location of dgs in distribution system based on probability of power availability. *International Journal of Control Theory and Applications*, v. 10, p. 343–354, 01 2017.
- TUFAIL, M. M. B.; SALAM, M.; SHAKEEL, M.; GOHAR, A. Diversified sustainable resource availability by optimizing economic environmental and supply risk factors in malaysia’s power generation mix. *International Journal of Energy Economics and Policy*, v. 12, n. 1, p. 507–516, Jan. 2022. Disponível em: <<https://www.econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/12605>>.
- UNDP. Energy security: Trends and prospects. In: *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability*. United Nations Development Programme, 2000. cap. 4. Disponível em: <<https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/publications/chapter4.pdf>>.
- University of Washington. *IEEE 14 Bus Test Case*. 2014. Converted from IEEE CDF file on 15-Oct-2014 by cdf2matp, rev. 2393. Original archive date: 19-Aug-1993. Disponível em: <http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm>.

WANG, J.; WANG, Z.; LIU, Q. Impact assessment of variable wind generation on power system reliability. *Electric Power Systems Research*, v. 189, p. 106747, 2020.

WERLANG, A.; CUNHA, G.; BASTOS, J.; SERRA, J.; BARBOSA, B.; BARROSO, L. Reliability metrics for generation planning and the role of regulation in the energy transition: Case studies of brazil and mexico. *Energies*, v. 14, n. 21, p. 7428, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en14217428>>.

XIAO, J.; LIU, Z.; LI, W.; GAO, L.; LIU, Y.; ZHANG, N.; MING, M. Reliability analysis of the effective load carrying capacity of new energy in the integration of source, network, load and storage. In: *2022 7th International Conference on Computational Intelligence and Applications (ICCIA)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 248–255.

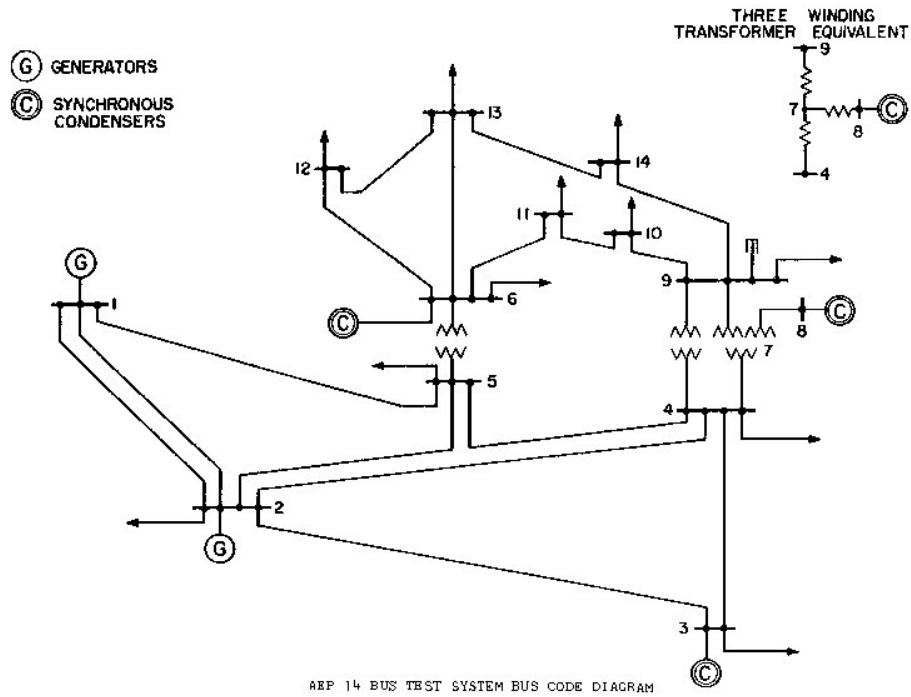
YIN, J.; MOLINI, A.; PORPORATO, A. Impacts of solar intermittency on future photovoltaic reliability. *Nature Communications*, v. 11, 2020.

ZHANG, Y.; ZHAO, L.; WANG, J. Energy security assessment of china based on multi-dimensional indicators. *Energy*, v. 120, p. 188–198, 2017.

ANEXO A – Diagrama Unifilar do Sistema IEEE 14 Barras

26/02/2026, 11:41

pg_lca14fig


https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_lca14fig.htm

1/1

Figura A.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 14 barras.

ANEXO B – Dados Elétricos do Caso-Teste IEEE 14 Barras

26/02/2026, 11:13

labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/ieee14cdf.txt

```

08/19/93 UW ARCHIVE          100.0 1962 W IEEE 14 Bus Test Case
BUS DATA FOLLOWS          14 ITEMS
1 Bus 1 HV 1 1 3 1.060 0.0 0.0 0.0 232.4 -16.9 0.0 1.060 0.0 0.0 0.0 0.0 0
2 Bus 2 HV 1 1 2 1.045 -4.98 21.7 12.7 40.0 42.4 0.0 1.045 50.0 -40.0 0.0 0.0 0
3 Bus 3 HV 1 1 2 1.010 -12.72 94.2 19.0 0.0 23.4 0.0 1.010 40.0 0.0 0.0 0.0 0
4 Bus 4 HV 1 1 0 1.019 -10.33 47.8 -3.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
5 Bus 5 HV 1 1 0 1.020 -8.78 7.6 1.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
6 Bus 6 LV 1 1 2 1.070 -14.22 11.2 7.5 0.0 12.2 0.0 1.070 24.0 -6.0 0.0 0.0 0
7 Bus 7 ZV 1 1 0 1.062 -13.37 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
8 Bus 8 TV 1 1 2 1.090 -13.36 0.0 0.0 0.0 17.4 0.0 1.090 24.0 -6.0 0.0 0.0 0
9 Bus 9 LV 1 1 0 1.056 -14.94 29.5 16.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.19 0
10 Bus 10 LV 1 1 0 1.051 -15.10 9.0 5.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
11 Bus 11 LV 1 1 0 1.057 -14.79 3.5 1.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
12 Bus 12 LV 1 1 0 1.055 -15.07 6.1 1.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
13 Bus 13 LV 1 1 0 1.050 -15.16 13.5 5.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
14 Bus 14 LV 1 1 0 1.036 -16.04 14.9 5.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
-999
BRANCH DATA FOLLOWS          20 ITEMS
1 2 1 1 1 0 0.01938 0.05917 0.0528 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
1 5 1 1 1 0 0.05403 0.22304 0.0492 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2 3 1 1 1 0 0.04699 0.19797 0.0438 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2 4 1 1 1 0 0.05811 0.17632 0.0340 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2 5 1 1 1 0 0.05695 0.17388 0.0346 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
3 4 1 1 1 0 0.06701 0.17103 0.0128 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
4 5 1 1 1 0 0.01335 0.04211 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
4 7 1 1 1 0 0.0 0.20912 0.0 0 0 0 0 0 0 0.978 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
4 9 1 1 1 0 0.0 0.55618 0.0 0 0 0 0 0 0 0.969 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
5 6 1 1 1 0 0.0 0.25202 0.0 0 0 0 0 0 0 0.932 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
6 11 1 1 1 0 0.09498 0.19890 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
6 12 1 1 1 0 0.12291 0.25581 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
6 13 1 1 1 0 0.06615 0.13027 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
7 8 1 1 1 0 0.0 0.17615 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
7 9 1 1 1 0 0.0 0.11001 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
9 10 1 1 1 0 0.03181 0.08450 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
9 14 1 1 1 0 0.12711 0.27038 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
10 11 1 1 1 0 0.08205 0.19207 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
12 13 1 1 1 0 0.22092 0.19988 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
13 14 1 1 1 0 0.17093 0.34802 0.0 0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
-999
LOSS ZONES FOLLOWS          1 ITEMS
1 IEEE 14 BUS
-99
INTERCHANGE DATA FOLLOWS          1 ITEMS
1 2 Bus 2 HV 0.0 999.99 IEEE14 IEEE 14 Bus Test Case
-9
TIE LINES FOLLOWS          0 ITEMS

```

https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/ieee14cdf.txt

1/2

ANEXO C – Pseudocódigo do Algoritmo de Avaliação do ISE

Entrada: Configuração *cfg*

Saída: Arquivo PDF com gráficos e resultados do ISE

1. Inicializar *cfg* com parâmetros padrão (Monte Carlo, seed, níveis FV, cargas, Hcrit, duração BESS)
2. Inicializar gerador aleatório $rng \leftarrow default_rng(cfg.seed)$
3. Inicializar cache $mc \leftarrow MonteCarloCache(rng)$
4. Gerar lista de casos $\leftarrow gerar_casos(cfg)$
5. Para cada $(cenario, p_fv, lf, hcrit)$ na lista de casos:
 - a) Criar dados base
 - b) Aplicar penetração FV
 - c) Extrair fontes instaladas
 - d) Extrair potência nominal do BESS
 - e) Aplicar potência efetiva do BESS
 - f) Extrair capacidades, tipos e carga
 - g) Estimar *LOLP*, *EENS*
 - h) Calcular *PRM*
 - i) Calcular *HHI*
 - j) Calcular *DIV*
 - k) Calcular *MTTR*, *MTBF* ponderados por capacidade
 - l) Calcular *DISP*
 - m) Calcular percentual renovável
 - n) Armazenar vetor [*LOLP*, *EENS*, *PRM*, *MTTR*, *MTBF*, *DISP*, *DIV*]
6. Normalizar métricas usando função sigmoïdal robusta:
 - a) Para cada métrica calcular Mediana e IQR

- b) Calcular z
 - c) Calcular s
 - d) Se métrica inversa então $s \leftarrow 1 - s$
7. Calcular pesos de Shannon:
- a) Calcular P
 - b) Calcular e
 - c) Calcular d
 - d) Calcular p
8. Calcular ISE
9. Organizar resultados por Cenário, H_{crit} e Fator de Carregamento
10. Gerar PDF contendo:
- a) Gráficos ISE vs Penetração FV
 - b) Gráfico cenário referência
 - c) Gráfico de sensibilidade ao carregamento
 - d) Tabela de sensibilidade ao H_{crit}
 - e) Gráfico ISE vs HHI
 - f) Gráfico ISE vs % Renováveis