

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Davi Machado Ferreira Boratto

Análise do *Curtailement* Eólico Utilizando a Simulação de Monte Carlo
Pseudo-Sequencial

Juiz de Fora

2026

Davi Machado Ferreira Boratto

**Análise do *Curtailement* Eólico Utilizando a Simulação de Monte Carlo
Pseudo-Sequencial**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

Coorientador: Prof. André Luis Marques Marcato, D.Sc.

Juiz de Fora

2026

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Boratto, Davi.

Análise do *Curtailement* Eólico Utilizando a Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial / Davi Machado Ferreira Boratto. – 2026.

105 f. : il.

Orientador: João Alberto Passos Filho, D.Sc.

Coorientador: André Luis Marques Marcato, D.Sc.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2026.

1. *Curtailement*. 2. Sistemas de Potência. 3. Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial. I. Passos Filho, João Alberto, orient. D.Sc. II. Marcato, André Luis Marques, coorient. D.Sc.

Davi Machado Ferreira Boratto

Análise do *Curtilment* Eólico Utilizando a Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 15 de janeiro de 2026.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. André Luis Marques Marcato - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Wesley Peres

Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 08/12/2025.



Documento assinado eletronicamente por **Joao Alberto Passos Filho, Professor(a)**, em 15/01/2026, às 15:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Andre Luis Marques Marcato, Professor(a)**, em 15/01/2026, às 16:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Wesley Peres, Usuário Externo**, em 15/01/2026, às 16:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 15/01/2026, às 16:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **2782200** e o código CRC **73888CEF**.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da UFJF (PPEE/UFJF), que me amparou e me deu suporte durante toda a minha jornada acadêmica.

Ao meu orientador João Alberto, pela orientação e principalmente paciência nestes últimos anos. Não poderia pedir uma parceria melhor.

Ao meu coorientador André, pelo apoio e pela contribuições ao desenvolvimento deste trabalho.

Ao Professor Silvan Antônio Flávio da UFSJ, pelo fornecimentos dos dados utilizados na elaboração deste trabalho.

Ao restante do corpo docente que fez parte da minha jornada até aqui.

À toda minha família, em especial, ao meu pai Adriano, à minha mãe Deise e à minha irmã Marina, pelo apoio e amor incondicional que recebi durante toda a minha vida.

À minha amiga e professora Mariana, pelos ensinamentos e risadas. Sem você minha jornada acadêmica não existiria.

Aos amigos, Raphael, Victor, Bruno, João Pedro, Arthur, Mateus, Igor, João Vitor, Gustavo, Lucas, Matheus, Fábio e Guilherme que me incentivam dia após dia a ser uma pessoa melhor. Sem vocês a vida não seria tão divertida.

RESUMO

O aumento da penetração de fontes de geração renováveis variáveis no Brasil, em conjunto com eventos como o blecaute de 2023, tem ampliado a incidência e a importância dos eventos de corte de geração no Sistema Interligado Nacional (SIN). De forma geral, métodos tradicionais de confiabilidade concentram-se na análise de déficit energéticos e são amplamente utilizados na literatura, tornando-se assim, promissores para sua aplicação na avaliação de cortes de geração, uma vez que o estudo do *curtailment* se assemelha com os problemas de falha no atendimento da carga, visto que sua diferença é que um se trata de déficit energético e o outro de superavit. Assim, neste trabalho é proposta uma metodologia baseada em Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial (SMCPS) para estimar o corte de geração renovável, aproveitando conceitos consolidados de confiabilidade adaptados ao contexto de superavit energético. A metodologia incorpora o critério de segurança $N-1$, falhas de componentes e perdas elétricas, além de classificar os eventos de *curtailment* segundo as diretrizes da ANEEL, nas razões energética (ENE), de confiabilidade (CNF) e de indisponibilidade externa (REL). A abordagem proposta foi aplicada ao sistema teste RTS96REN, utilizando combinações de séries históricas de carga, vento e hidrologia. Os resultados demonstram que a inclusão do critério $N-1$ e das falhas eleva significativamente os índices de corte, enquanto a consideração das perdas elétricas reduz os valores estimados, devido ao aumento da carga efetiva do sistema. A metodologia mostrou-se eficaz e computacionalmente eficiente, sendo uma alternativa promissora para estudos de planejamento e operação em sistemas elétricos com elevada participação de fontes renováveis variáveis.

Palavras-chave: *curtailment*; sistemas de potência; confiabilidade; simulação de monte carlo pseudo-sequencial.

ABSTRACT

The increasing penetration of variable renewable energy sources in Brazil, in conjunction with events such as the 2023 blackout, has heightened both the frequency and significance of curtailment events in the Brazilian National Interconnected System (SIN). Traditional reliability methods focus on the analysis of energy supply deficits and are widely used in the literature, making them promising tools for curtailment evaluation, given the strong resemblance between curtailment scenarios and load shedding problems. This work proposes a methodology based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation (PSMCS) to estimate renewable generation curtailment by leveraging well-established reliability concepts adapted to a surplus energy context. The proposed methodology incorporates the N-1 security criterion, component failures, and power losses, and classifies curtailment events according to the guidelines of the Brazilian regulatory agency ANEEL—namely: energy-related (ENE), reliability-related (CNF), and external unavailability (REL). The approach was applied to the RTS96REN test system, using combinations of historical series of load, wind, and hydrology. Results show that including the N-1 criterion and component failures significantly increases curtailment indices, while accounting for electrical losses reduces the estimated values due to an increase in effective system demand. The methodology proved to be both effective and computationally efficient, presenting a promising alternative for planning and operational studies in power systems with high penetration of variable renewable energy sources.

Keywords: *curtailment*; power systems; reliability; pseudo-sequential monte carlo simulation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	– Histórico de emissões mundiais de CO ₂	15
Figura 2	– Histórico de crescimento de energias renováveis	16
Figura 3	– Matriz Energética brasileira nos anos de 2025 e 2028.	16
Figura 4	– Fluxograma de funcionamento - DESSEM.	19
Figura 5	– Ilustração do controle de frequência por balanço energético.	21
Figura 6	– Panorama do <i>curtailment</i> no SIN.	22
Figura 7	– Histórico do <i>curtailment</i> no SIN.	23
Figura 8	– Nuvem de palavras dos artigos analisados	31
Figura 9	– Sistema Exemplo de Barra Única.	35
Figura 10	– Estados Operativos de um Sistema Elétrico.	38
Figura 11	– Fluxograma da Otimização com o Critério de Segurança <i>N-1</i>	41
Figura 12	– Diagrama Níveis Hierárquicos Análise de Confiabilidade.	42
Figura 13	– Exemplo de linha do tempo das falhas e reparos de um equipamento.	46
Figura 14	– Fluxograma do Algoritmo Enumeração de Estados.	47
Figura 15	– Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Sequencial.	49
Figura 16	– Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Não-Sequencial.	51
Figura 17	– Sistema Exemplo FPO com Rede.	54
Figura 18	– Sistema Exemplo FPO com Rede - Caso com Violação.	54
Figura 19	– Sistema Exemplo FPO com Rede - Caso sem Violação.	55
Figura 20	– Sistema Exemplo FPO com Rede - Caso de Indisponibilidade Externa.	55
Figura 21	– Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial.	57
Figura 22	– Gráfico Exemplo SMCPS Razão de Confiabilidade.	59
Figura 23	– Gráfico Exemplo SMCPS Razão Energética.	60
Figura 24	– Gráfico Exemplo SMCPS Razão de Indisponibilidade Externa.	61
Figura 25	– Sistema IEEE RTS96.	63
Figura 26	– Séries Históricas Eólicas.	63
Figura 27	– Séries Históricas Hídricas.	64
Figura 28	– Perfil de Carga.	64
Figura 29	– Gráfico Comparativo de Cenários - EWEC.	69
Figura 30	– Gráfico Comparativo de Cenários - Frequência.	69
Figura 31	– Gráfico Comparativo de Cenários - Duração.	70
Figura 32	– Gráficos de Incertezas - Cenário 4.	71
Figura 33	– Gráfico de <i>Curtilment</i> Estimado por Mês - Cenário 1.	72
Figura 34	– Gráfico de <i>Curtilment</i> Estimado por Mês - Cenário 2.	72
Figura 35	– Gráfico de <i>Curtilment</i> Estimado por Mês - Cenário 3.	73
Figura 36	– Gráfico de <i>Curtilment</i> Estimado por Mês - Cenário 4.	73

Figura 37	– Gráfico de <i>Curtaiment</i> Estimado por Patamar de Carga e Quantidade de Vento - Cenário 4 e Razão ENE.	74
Figura 38	– Gráfico de <i>Curtaiment</i> Estimado por Patamar de Carga e Quantidade de Vento - Cenário 4 e Razão CNF.	74
Figura 39	– Gráfico de <i>Curtaiment</i> Estimado por Patamar de Carga e Quantidade de Vento - Cenário 4 e Razão REL.	75
Figura 40	– Carregamento do Sistema IEEE RTS96.	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Panorama da regulamentação do <i>curtailment</i> mundialmente	18
Tabela 2 – Contabilização dos trabalhos por intervalos de ano.	32
Tabela 3 – Índices de cortes de geração por método.	65
Tabela 4 – Índices de frequência de corte de geração por método.	65
Tabela 5 – Índices de duração de corte de geração por método.	65
Tabela 6 – Erro percentual dos índices de corte de geração por método.	65
Tabela 7 – Comparativo entre os Métodos de Monte Carlo - Tempo de execução e número de execuções de FPO.	66
Tabela 8 – Comparativo percentual entre métodos - Tempo de execução	66
Tabela 9 – Índices de cortes de geração Cenário 1.	67
Tabela 10 – Índices de cortes de geração Cenário 2.	68
Tabela 11 – Índices de cortes de geração Cenário 3.	68
Tabela 12 – Índices de cortes de geração Cenário 4.	68
Tabela 13 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 1 - CNF.	76
Tabela 14 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 3 - CNF.	76
Tabela 15 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 2 - CNF.	77
Tabela 16 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 2 - REL.	78
Tabela 17 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 4 - CNF.	79
Tabela 18 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 4 - REL.	80
Tabela 19 – Índices de cortes de geração com e sem perdas de transmissão.	81
Tabela 20 – Dados de Barra	90
Tabela 21 – Dados de Linha	90
Tabela 22 – Dados de Geração	90
Tabela 23 – Dados de Barra	91
Tabela 24 – Dados de Linhas (DLIN)	94
Tabela 25 – Dados de Confiabilidade de Linhas	98
Tabela 26 – Dados de Geração	103

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ADWC	<i>Average Duration of Wind Curtailments</i>
AAS	Amostragem Aleatória Simples
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNF	Razão de Confiabilidade
CVU	Custo Variável Unitário
EE	Enumeração de Estado
EFWC	<i>Expected Frequency of Wind Curtailments</i>
ENE	Razão Energética
EWEC	<i>Expected Wind Energy Curtailed</i>
EWES	<i>Expected Wind Energy Spilled</i>
FRV	Fontes Renováveis Variáveis
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPOBU	Fluxo de Potência Ótimo de Barra Única
G2V	<i>Grid-to-Vehicle</i>
LOEE	<i>Loss of Energy Expectation</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i>
LOLD	<i>Loss of Load Duration</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAR/PEL	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças

PWC	<i>Probability of Wind Curtailed</i>
REL	Razão de Indisponibilidade Externa
R-LSTM	<i>Rolling Long Short-Term Memory</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo
SMCNS	Simulação de Monte Carlo Não Sequencial
SMCPS	Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial
SMCS	Simulação de Monte Carlo Sequencial
TMPE	Tempo Médio para Falha
TMPE	Tempo Médio para Reparo
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

LISTA DE SÍMBOLOS

- C_k^{cur} Custo de *Curtaiment* do Gerador Eólico k . 34
- C^{def} Custo de Deficit. 34
- C_k^{ger} Custo do gerador k . 34
- D Duração do *curtailment*. 56
- D_b Duração do *Backward-Sweep*. 58
- D_f Duração do *Foward-Sweep*. 58
- N Número de Amostras. 53
- NY Contador de Anos. 46– 48, 50, 56
- NY_{max} Número máximo de anos simulados.. 47, 48, 50, 56
- N_{bar} Número de Barras. 34
- N_{eol} Número de Geradores Eólicos. 34, 53
- N_{ger} Número de Geradores. 34
- P_k^{cur} Potência Cortada no Gerador k . 53
- P^{def} Carga Cortada no sistema. 34
- P_k^{def} Potência de deficit na Barra k . 35, 43
- P_k^{dem} Carga Relativa a Barra k . 34
- P_k^{eol} Potência gerada pelo Gerador Eólico k . 34
- P_k^{ger} Potência gerada pelo Gerador k . 34
- P_k^{max} Potência de Geração Máxima do Gerador k . 34
- P_k^{min} Potência de Geração Mínima do Gerador k . 34
- U_i Número amostrado uniformemente.. 45
- V_k Tensão na barra k . 36
- X Inverso da Matriz de Impedância Nodal. 40
- X_{km} Elemento km do Inverso da Matriz de Impedância Nodal. 40
- Δf_{km} Diferença de Fluxo na Linha km . 40

Δx_{rs}	Diferença na Reatância da Linha rs .	40
Ω_{fkm}	Conjunto de Todas as Linhas.	35
Ω_{fk}	Conjunto de Linhas Pertencentes a Barra k .	35
Ω_{gk}	Conjunto de Geradores Pertencentes a Barra k .	35
Ω_g	Conjunto de Todos os Geradores.	34
β	Nível de Acurácia da Simulação de Monte Carlo.	44, 48, 50, 56
λ_i	Taxa de queda ou de reparo do i -ésimo componente..	45
θ'_{km}	Abertura angular das barras km obtida no fluxo linear.	37
θ_k	Angulo da Tensão da Barra k .	36
θ_m	Angulo da Tensão da Barra k .	36
b_{km}	Susceptância na linha km .	36
f'_{km}	Novo Fluxo em km .	40
f_{km}^{max}	Fluxo Máximo da Linha km .	36
f_{km}^{min}	Fluxo Mínimo da Linha km .	36
f_{km}^{perd}	Perdas na linha km .	36
$f_b(x_i)$	Função teste da <i>Backward-Sweep</i> .	56
$f_f(x_i)$	Função teste da <i>Forward-Sweep</i> .	56
f_{km}	Fluxo de Potência na Barra km .	40
f_{rs}	Fluxo na Linha rs .	40
g_{km}	Condutância na linha km .	36
h	Contador de Horas.	46, 48, 50, 56
k	Barra k .	34– 36
m	Barra m .	36
x'_{rs}	Nova Reatância na Linha rs .	40
x_{rs}	Reatância na Linha rs .	40

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	15
1.2	MOTIVAÇÃO	25
1.3	OBJETIVOS	25
1.4	PUBLICAÇÕES	26
1.5	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	26
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1	ESTIMAÇÃO E PREVISÃO DO <i>CURTAILMENT</i>	27
2.2	EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	28
2.3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	29
2.4	INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS	30
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	31
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	33
3.1	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	33
3.2	FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO PERDAS	36
3.3	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS	37
3.3.1	Fator de Distribuição de Desligamento de Ramo	39
3.3.2	Formulação da Otimização com o Critério de Segurança <i>N-1</i>	40
3.4	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE	41
3.4.1	Índices de Confiabilidade e Incerteza	43
3.4.2	Métodos de Amostragem	44
3.4.3	Enumeração de Estados	46
3.4.4	Monte Carlo Sequencial	48
3.4.5	Monte Carlo Não Sequencial	50
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	52
4	METODOLOGIA PROPOSTA	53
4.1	<i>EXPECTED WIND ENERGY CURTAILED</i>	53
4.1.1	Exemplo Tutorial - Sistema 3 Barras	53
4.2	MONTE CARLO PSEUDO-SEQUENCIAL	55
4.2.1	Classificação dos Cortes	59
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	61
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	62
5.1	COMPARATIVO SMCPS E DEMAIS MÉTODOS	62
5.2	SMCPS COM CRITÉRIO DE SEGURANÇA <i>N-1</i>	67
5.3	SMCPS COM PERDAS DE TRANSMISSÃO	81
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	83
6	CONCLUSÃO	84

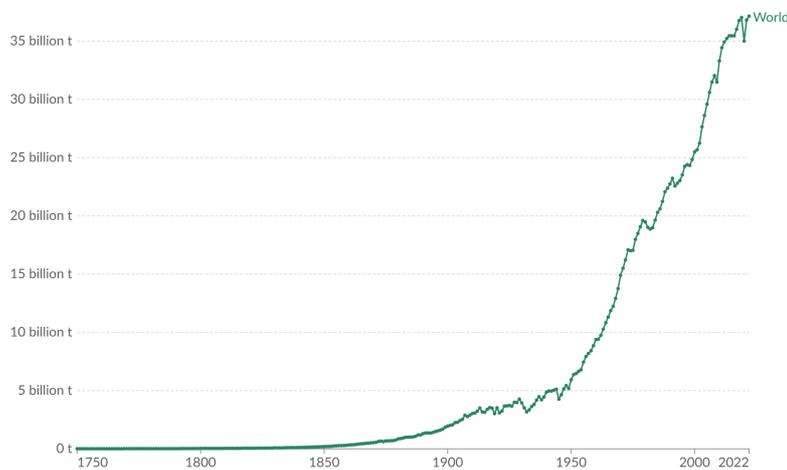
6.1	TRABALHOS FUTUROS	84
	REFERÊNCIAS	86
	APÊNDICE A – Dados do Sistema Exemplo 3 Barras	90
	APÊNDICE B – Dados do Sistema IEEE RTS-96	91

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com o aumento gradual da temperatura média global e os alarmantes índices de poluição atmosférica, a redução na emissão de gases poluentes tem se consolidado como um tema central nos debates internacionais sobre sustentabilidade. A [Figura 1](#) ilustra o crescimento exponencial das emissões globais de CO₂ ao longo das últimas décadas, o que tem gerado crescente preocupação entre as nações, devido à mudanças climáticas, tendências trazidas junto ao conceito de transição energética e posicionamento de órgãos políticos ([RITCHIE; ROSADO; SAMBORSKA, 2024](#)).

[Figura 1](#) - Histórico de emissões mundiais de CO₂.



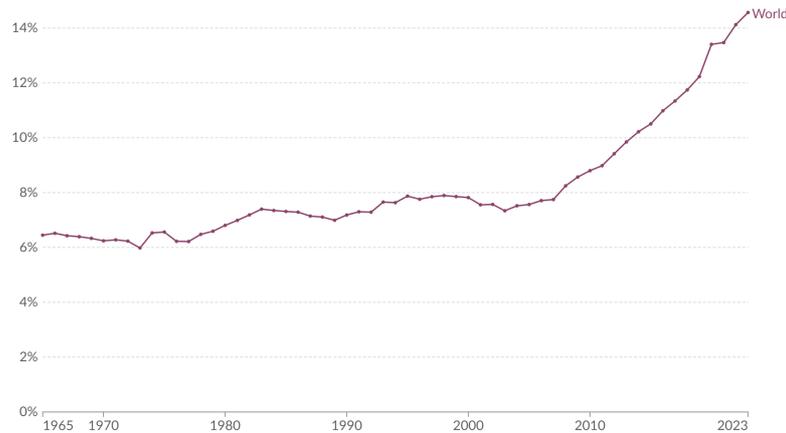
Fonte: ([RITCHIE; ROSADO; ROSER, 2023](#)).

Como resposta, medidas para mitigação dessas emissões vêm sendo amplamente discutidas e implementadas. Com isso, as fontes de energia renovável despontam como uma das principais alternativas para mitigar os impactos ambientais da geração térmica por combustíveis fósseis ([RITCHIE; ROSER; ROSADO, 2020](#)). Nesse cenário, observa-se um aumento significativo dessas fontes mundialmente, conforme evidenciado na [Figura 2](#).

Apesar dos benefícios ambientais trazidos pelas fontes renováveis, convém destacar que a crescente inserção das fontes de energia renovável como a eólica e a solar apresentam alguns desafios operacionais ao serem inseridas em um Sistema Elétrico de Potência (SEP). Uma dessas é a dificuldade de se planejar e operar o sistema quando se tem usinas com alto índice de intermitência e imprevisibilidade.

O Brasil atualmente conta com quase 92% de sua matriz energética de fontes renováveis, com uma participação considerável da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), fonte que é caracterizada pela sua conexão com a rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora ([ANEEL, 2022b](#)), sendo esta a

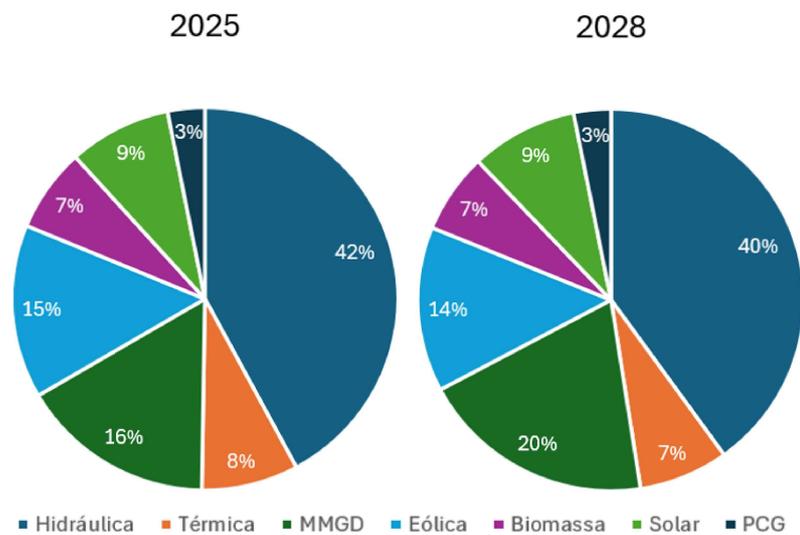
Figura 2 - Histórico de crescimento mundial de energias renováveis.



Fonte: (RITCHIE; ROSER; ROSADO, 2020).

fonte com maior previsão de aumento para para 2028 (ONS, 2024b), conforme é mostrado na Figura 3.

Figura 3 - Matriz Energética brasileira nos anos de 2025 e 2028.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Os operadores do sistema enfrentam a tarefa de gerenciar a operação de um SEP, fazendo o uso eficiente dos recursos a eles disponíveis. Para isso torna-se necessário, em determinadas situações, reduzir a geração proveniente das Fontes Renováveis Variáveis (FRV) para adequar o perfil de geração à demanda, manter os níveis de fluxo de potência nas linhas dentro dos limites, ou até atender a quaisquer restrições operacionais específicas presentes no sistema.

Esse tipo de ocorrência pode parecer contraintuitivo do ponto de vista energético,

uma vez que, mesmo havendo disponibilidade de energia — limpa e gratuita — sua geração é limitada pelo operador do sistema. Esse fenômeno é conhecido como corte de geração ou *curtailment*. No Brasil, o tema passou a ser oficialmente reconhecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em consulta pública realizada em 2018, que buscou normatizar o tratamento do corte de geração em usinas eólicas e fotovoltaicas (ANEEL, 2018). Este tema teve sua primeira normatização, a Resolução Normativa N° 927 publicada na data de 2021 (ANEEL, 2021), todavia, foi substituída posteriormente pela Resolução Normativa n° 1030 da ANEEL (2022a).

Atualmente existem três classificações oficiais em que os eventos de *curtailment* são categorizados:

- Razão Energética (ENE): Motivada pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga. Um exemplo de ocorrência dessa razão é em períodos de carga baixa com geração renovável alta, acarretando na impossibilidade da alocação da geração excedente;
- Razões Elétricas:
 - Razão de Confiabilidade (CNF): Motivada por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às usinas e que não tenham origem em indisponibilidade dos respectivos equipamentos. Pode ocorrer em períodos onde a rede de transmissão esteja saturada, promovendo o corte por não conseguir escoar a geração renovável;
 - Razão de Indisponibilidade Externa (REL): Motivada por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas. Portanto, se qualquer equipamento estiver em falha e houver corte de geração devido a rede elétrica no sistema, essa será sua classificação.

Em escala internacional, o tema dos cortes de geração tem ocupado espaço crescente no debate técnico-regulatório. A Tabela 1 sintetiza o panorama global das diretrizes de *curtailment* aplicadas às fontes renováveis.

No Brasil, os estudos de planejamento da operação elétrica conduzidos pelo ONS têm como objetivo assegurar que a operação presente e futura do SIN ocorra com níveis adequados de segurança e confiabilidade, em conformidade com os critérios técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede (ANEEL, 2025b). Para atender a esse propósito, o planejamento elétrico é organizado como uma cadeia integrada de atividades, abrangendo horizontes de médio e curto prazo (ONS, 2025b).

Na etapa de médio prazo, estudos com horizonte temporal de cinco anos são conduzidos, tendo o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PAR/PEL) como principal produto. Seus dois primeiros anos identificam e solucionam problemas de operação,

Tabela 1 – Panorama da regulamentação do *curtailment* mundialmente

País	Tem compensação	Regras de Compensação
Alemanha	Sim	Compensação de 95% do valor que o produtor de energia receberia em caso de operação normal
China	Sim	Compensação obrigatória do corte de geração
Dinamarca	Sim	Compensados com preço levemente acima do mercado
CAISO (EUA)	Sim	Sem compensação por razão de confiabilidade ou por limites de intercâmbio
ERCOT (EUA)	Não	–
PJM (EUA)	Sim	Sem compensação se não houver dados anemométricos adequados

Fonte: (BMWE, 2017; BIRD; COCHRAN; WANG, 2014; NEA, 2016).

onde a solução estrutural já esteja disponível. Já os três últimos anos abrangem um plano de expansão da transmissão, visando mitigar possíveis restrições ou estrangulamentos (ONS, 2024b).

Os estudos de curto prazo têm como objetivo gerar diretrizes para a operação elétrica, avaliando diversos cenários operativos. Assim indicando diretrizes e ações que assegurem a operação estável do Sistema Interligado Nacional (SIN). Estudos de curto prazo podem recomendar a instalação de sistemas especiais de proteção, ou outras ações corretivas ou preventivas, como monitoramento e controle dos limites dos fluxos regionais.

No planejamento de curto prazo também é feito o incremento ou redução de geração em uma determinada subestação com maior influência sobre os problemas detectados. Assim, são geradas tabelas de sensibilidade que orientam sobre quais usinas têm mais influência para o controle da restrição identificada, conseqüentemente acarretando em cortes por razão de confiabilidade. O objetivo dessas ações é manter o atendimento de energia elétrica estável e em segurança, reduzindo assim riscos de blecautes (ONS, 2025b).

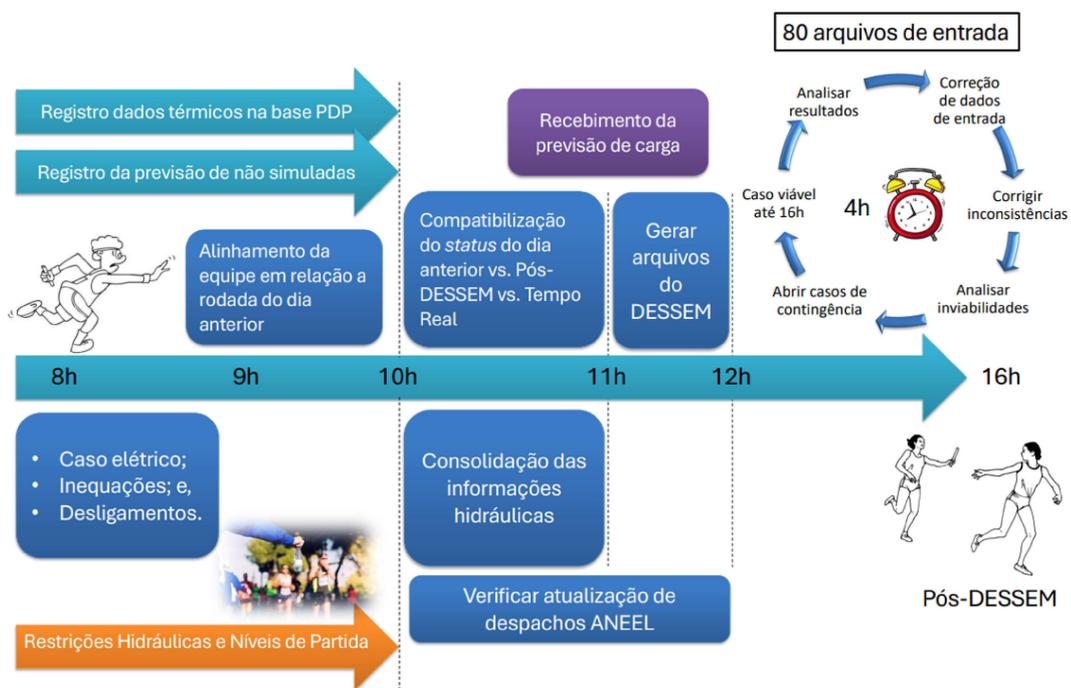
O controle de geração pode ser aplicado de forma individual por ponto de conexão ou de modo agregado, por meio do agrupamento de pontos com fatores de sensibilidade semelhantes em relação ao fluxo-alvo, obtido via *K*-Means. A clusterização busca dispersar as restrições de geração, evitando sua concentração em barras específicas do SIN, o que poderia induzir desequilíbrios entre subestações e/ou regiões adjacentes, condições operativas não contempladas nos estudos de planejamento e redução das margens de estabilidade. Ademais, a mitigação concentrada em determinadas subestações compromete o aproveitamento dos recursos de controle de tensão das usinas ali conectadas (ONS,

2025b).

Já na programação diária da operação, o modelo DESSEM, é utilizado oficialmente o desde 2020 pelo ONS (CEPEL, 2020). Ele tem como principal objetivo a definição de uma proposta de geração das usinas simuladas, o cálculo do CMO¹ e do PLD².

Após a publicação do DESSEM é também feita uma rodada de ajustes chamada de Pós-DESSEM, conforme é mostrado na Figura 4. Primeiramente é recebido comentários dos agentes programadores das usinas hídricas e térmicas para melhor adequar à realidade operativa das usinas. Após isso é feito um fechamento de balanço de carga e geração, além de uma validação elétrica e hidráulica, que podem gerar novos re-despachos, que podem conter um aumento ou redução de geração, esses, considerados como restrições por razão energética pelo ONS (ONS, 2025f).

Figura 4 - Fluxograma de funcionamento - DESSEM.



Fonte: (ONS, 2025a).

Para a resolução de violações por confiabilidade ou razão elétrica são utilizados primeiro os recursos hídricos, seguidos das usinas/conjuntos na ordem da tabela de sensibilidade, visando sempre requisitar o menor re-despacho possível (ONS, 2025b). Já para a resolução do balanço energético, a proposta de redução de geração segue os seguintes critérios:

- ¹ Custo Marginal de Operação (CMO): Custo adicional de produzir uma unidade a mais de energia elétrica no sistema.
- ² Preço da Liquidação das Diferenças (PLD): Resultado de um cálculo que determina os valores de toda a energia elétrica que foi produzida, mas não foi contratada pelos agentes do mercado.

- Bloco 1: Redução ou limitação de geração que produza alívio de custo para o consumidor;
- Bloco 2: Redução ou limitação de geração que não produza nem alivie algum custo para o consumidor; com as usinas seguindo a seguinte prioridade:
 - Usinas hidrelétricas com capacidade de armazenamento de água no reservatório, de modo a preservar os estoques do recurso energético nos reservatórios;
 - Usinas termelétricas despachadas por inflexibilidade, de modo a preservar os estoques do recurso energético;
 - Usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito de custo na condição de $CVU^3 = PLD$, de modo a preservar os estoques do recurso energético; e
 - Usinas hidrelétricas sem capacidade de armazenamento e com vertimento turbinável, usinas eólicas e usinas fotovoltaicas, uma vez que essas fontes não têm capacidade de estocar o recurso energético. Neste item, o ONS deverá ter como diretriz que a efetivação das reduções ou limitações de geração ocorra de forma distribuída entre estas fontes e usinas ou conjunto de usinas, com o objetivo de se atingir, em alguma medida, homogeneidade entre as usinas ou conjuntos de usinas dos montantes de energia reduzidos ou limitados.
- Bloco 3: Redução de geração que imponha algum custo para o consumidor.

Nesse processo, os ajustes de geração, sejam estes de aumento ou redução, devem ser executados em estrita conformidade com a política operativa vigente, assegurando que não sejam introduzidas novas violações elétricas. Para cada item considerado, as reduções são implementadas em todas as usinas do SIN, exceto em casos em que existam impedimentos elétricos ou riscos à segurança operativa (ONS, 2025b).

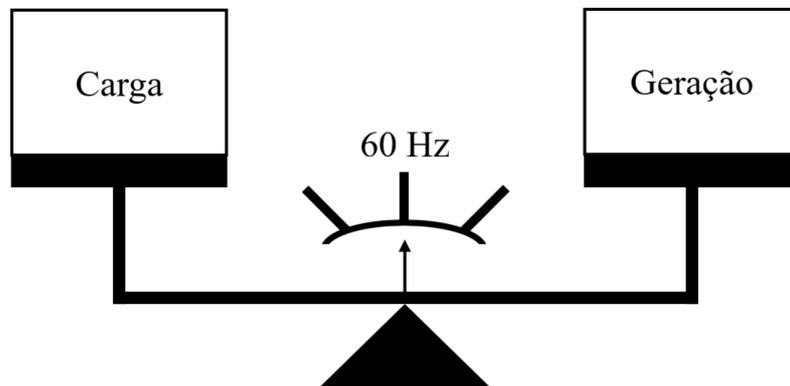
Durante a análise de intervenções no sistema de transmissão, avalia-se quais situações são passíveis de serem controladas com medidas preventivas. São elaboradas inequações de monitoramento e carregamento que são observadas na fase de programação diária e monitoradas em tempo real (ONS, 2023c).

Assim, o *curtailment* aparece na operação em tempo real nos processos de controle de frequência, onde é considerado razão energética, a Figura 5 contém uma ilustração que exemplifica de forma mais simples o controle de frequência através do balanço energético. Aparece também no controle das inequações, sejam elas de limites térmicos de linha, intercâmbio entre regiões ou de intervenções na rede, onde é classificado como de razão de confiabilidade ou indisponibilidade externa. Desta maneira, o ONS classifica o motivo da restrição com base na condição limitante vigente a cada momento. Para o caso de

³ Custo Variável Unitário (CVU): Custo associado à geração de uma unidade de energia por uma usina térmica

classificações por indisponibilidade externa é necessário que o fator limitante seja advindo da existência de uma intervenção (ONS, 2025b).

Figura 5 - Ilustração do controle de frequência por balanço energético.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O comando para limitação de geração é enviado aos agentes operadores pelo ONS através do sistema *SINapse*, plataforma de troca de informações operacionais em tempo real desenvolvida pelo ONS (ONS, 2025d). Lá é informado o valor do corte e a razão com detalhamento do motivo do corte. Para o pagamento do encargo o ONS realiza o cálculo da geração de referência de energia, porém, é passível de ressarcimento somente cortes realizados por razão de indisponibilidade externa (ONS, 2025b).

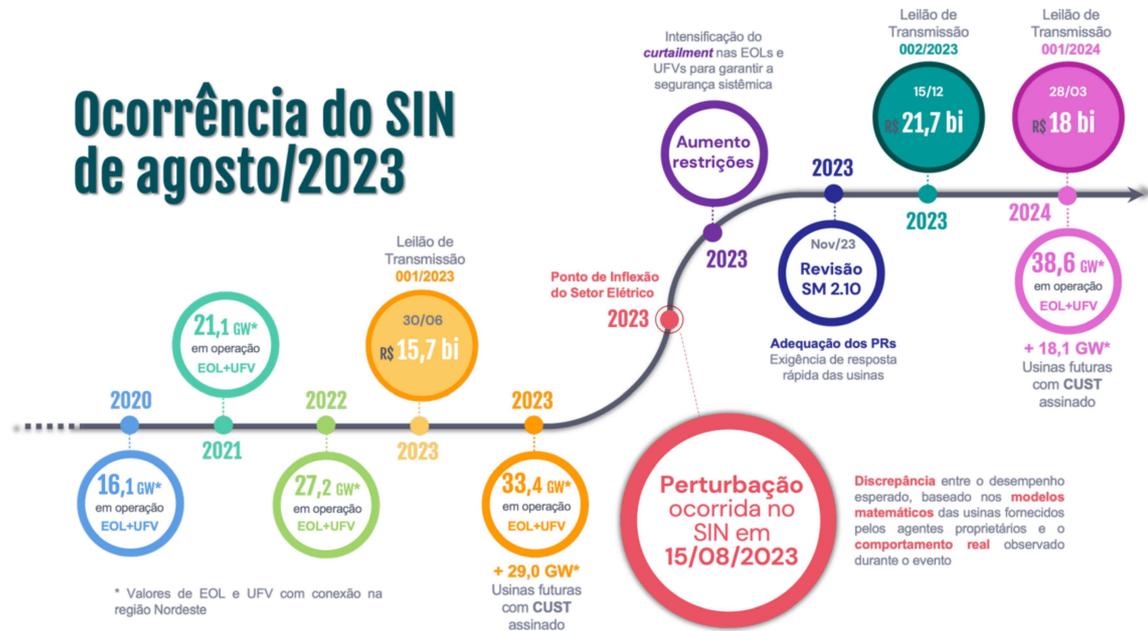
Os montantes de *curtailment* que aconteceram no SIN são relativamente pequenos quando se comparados com a potência instalada, e se mantiveram irrelevantes até 15 agosto de 2023, data em que foi registrado blecaute no SIN (ONS, 2023a). O evento causou a interrupção no fornecimento de energia no montante de 22.5 GW dos 73 GW que estavam sendo fornecidos naquele instante, resultando na separação das regiões Norte e Nordeste das regiões Sul, Sudeste/Cento-Oeste, afetando 25 estados e o Distrito Federal (ONS, 2023b).

De acordo com o ONS, o blecaute evidenciou discrepâncias no controle dinâmico de tensão e no suporte de potência reativa, sendo necessário um ajuste nos modelos utilizados, em busca de melhor englobar o comportamento das FRV (ONS, 2024b). A alteração do modelo acarretou em alterações na região de segurança, implicando assim, numa redução da capacidade de escoamento de energia do sistema. Esse fenômeno explica a causalidade entre o blecaute e o aumento do *curtailment* (ONS, 2025c).

Na época, devido as discrepâncias nas bases, os problemas na região Nordeste não haviam sido revelados, portanto, não foi identificado a necessidade de reforços específicos na área de controle de tensão, fazendo com que os leilões de transmissão para a região, realizados em 2023 e 2024, não atacassem este problema (ONS, 2025c). A Figura 6 mostra

uma linha do tempo do *curtailment* no Brasil.

Figura 6 - Histórico do *curtailment* no SIN.

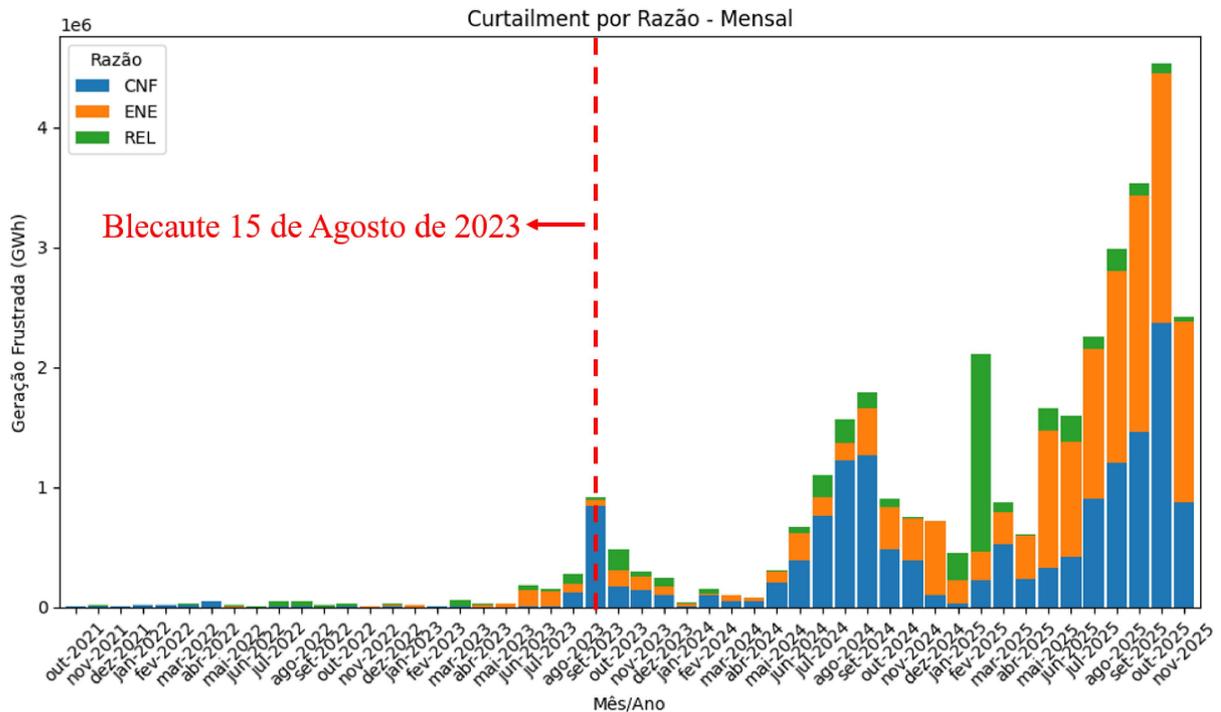


Fonte: Reproduzido de (ONS, 2024b).

O evento de blecaute fez com que os montantes de *curtailment* se intensificassem de forma severa, evidente pela Figura 7. Até agosto de 2023 o montante de geração frustrada, em usinas eólicas, era de 5376,6 GWh. De Agosto de 2023 até Março de 2025 esse valor foi de 17,8 TWh. Ao analisar somente a geração frustrada por razão de confiabilidade, nota-se que, até o evento, o *curtailment* apresentava valor acumulado de 117 GWh. Após o blecaute, a limitação de geração, somente por restrição referente à confiabilidade, supera os 6,5 TWh, sendo 836,7 GWh somente em setembro de 2023, mês imediatamente posterior ao blecaute, representando, em apenas 1 mês, cortes de geração por confiabilidade 7 vezes maiores que todo o período até agosto de 2023 (ONS, 2025e).

A crescente nas FRV também acarretou em um aumento dos cortes de geração (ONS, 2025c). De Agosto de 2023 até Junho de 2025 as fontes Eólica, Solar, e MMGD cresceram 50% em sua potência instalada. No relatório do ONS (2025c), foi exposto o impacto que as fontes não controladas centralizadamente, mais especificamente a MMGD tem nos montantes de *curtailment*. Foi realizado um estudo de dois cenários, o primeiro onde não havia MMGD, e o segundo onde havia rateio proporcional dessa fonte. Ambos foram comparados com um cenário onde elas operariam de maneira normal e o resultado encontrado foi uma redução considerável nos valores de *curtailment*.

A razão de indisponibilidade externa é o único motivo de corte de geração em que é possível o ressarcimento financeiro, sendo chamado também de *constrained-off* ou

Figura 7 - Histórico do *curtailment* no SIN.

Fonte: Elaborado pelo Autor (2025).

frustração de geração, e corresponde a cerca de 8% do valor total de *curtailment* no ano de 2024. Esse fato agregado à imprevisibilidade das fontes renováveis variáveis causa novos desafios ao se vislumbrar novos empreendimentos em solo brasileiro. Segundo [ONS \(2025g\)](#) o montante total de *curtailment* eólico no Brasil no ano de 2024 foi de mais de 8 TWh, sendo 61% desse montante devido a razão de confiabilidade.

Devido aos elevados impactos financeiros causados pelos eventos de *curtailment*, o setor elétrico brasileiro, por meio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ([CMSE](#)), vem elaborando mudanças para alterações nas atuais regras e procedimentos utilizados para os cortes de geração ([MME, 2025](#)). Está sendo proposto um aumento na transparência nas informações relacionadas ao *curtailment*, ampliação e reforços da rede de transmissão, como novos compensadores síncronos para a região Nordeste e a antecipação de obras de linhas de transmissão. Adicionalmente, os modelos dinâmicos das usinas renováveis, a metodologia e a programação de corte e a possibilidade de armazenamento de energia serão discutidos pelo comitê.

Outro resultado importante da discussão atual do *curtailment* no Brasil foi a Nota Técnica N° 155/2025 ([ANEEL, 2025a](#)), produto da Consulta Pública N° 045/2019 ([ANEEL, 2019](#)), onde foram propostas diversas mudanças para o cenário atual dos cortes de geração.

Neste documento foi proposto, para usinas na mesma ordem de prioridade, que haja um rateio proporcional as respectivas garantias físicas das usinas. Este procedimento será feito na etapa de pós-operação, e será limitado aos blocos dos sub-mercados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Para o *curtailment* decorrente de razões de indisponibilidade externa ou de confiabilidade, foi proposto que o **ONS** adote a priorização das usinas segundo a ordem decrescente de sensibilidade da variação de geração em relação ao fluxo de potência que se deseja controlar.

Também foi destacada neste documento a influência da **MMGD** nas manobras de *curtailment*. Porém, foi ponderado que ela não faz parte do conjunto de ativos físicos sob controle do **ONS**, portanto, sob a ótica jurídico-regulatória vigente, sua inclusão nos esquema de cortes não seria permitida.

No âmbito da classificação, apuração e distribuição, foi proposto que quando houver mais de uma redução ou limitação na geração, a razão de indisponibilidade externa tenha prioridade frente às demais. Quando houver simultaneidade das razões de confiabilidade e energética, deverá ser priorizada a classificação por razão energética.

Foi discutido também durante a Consulta Pública Nº 045/2019 possíveis medidas para a mitigação do *curtailment*, sendo elas:

- **Aprimoramento do mecanismo atual para exportação de energia para outros países:** Ampliando as possibilidades de escoamento da energia excedente;
- **Incorporação das hidroelétricas reversíveis (UHRs):** Possibilitando o armazenamento da energia excedente e seu uso em momentos de escassez, reduzindo o *curtailment*;
- **Tecnologias de Armazenamento:** Permitindo o armazenamento local ou centralizado da energia excedente, reduzindo cortes de geração e aumentando a flexibilidade do sistema;
- **Resposta a Demanda:** Permitindo o ajuste do consumo em função da disponibilidade de geração renovável;
- **Acesso de novas cargas:** Ampliando o consumo e reduzindo a energia excedente sujeita ao *curtailment*;
- **Avanço de tecnologias de medição inteligente, automação e tarifação horária:** Incentivando o consumo em períodos de alta geração, equilibrando oferta e demanda, além de melhorar controle do **ONS**;

- **Ampliação da capacidade de transmissão por novas tecnologias e flexibilização de limites contratuais:** Aumentando a capacidade e a flexibilidade da rede de transmissão, permitindo maior escoamento da geração renovável;
- **Intensificação do Sinal Locacional da TUST⁴:** Direcionando a expansão da geração para regiões com maior capacidade de escoamento, evitando sobrecarga da rede.

1.2 MOTIVAÇÃO

Diante do cenário energético atual Brasileiro, aliado à previsão de expansão da geração renovável variável e da **MMGD** no **SIN**, o estudo de forma detalhada do *curtailment* vem se tornando cada vez mais importante.

A alta intermitência característica das **FRV**, impõe desafios significativos à estimativa do *curtailment* futuro. Essa complexidade evidencia a necessidade de abordagens mais robustas e aprofundadas, capazes de considerar as incertezas envolvidas e apoiar o planejamento e a operação do sistema elétrico de forma mais eficiente e sustentável. Dessa forma, vem à luz o uso de métodos análogos aos aplicados nas análises de confiabilidade, que sejam robustos e suficientemente rápidos para serem aplicados nas análises de estimação do corte de geração. Nesse contexto, emerge a ideia de utilizar Simulação de Monte Carlo (**SMC**) para estimar o *curtailment*, em particular a Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial (**SMCPS**) pelo bom desempenho em termos de desempenho computacional.

A escolha desta metodologia para a estimação do *curtailment* é importante, principalmente, pela similaridade estrutural entre os estudos de confiabilidade convencionais e a análise de restrição de geração. Enquanto nas análises de confiabilidade o foco está na identificação de deficit de atendimento à carga, na avaliação do *curtailment* o interesse recai sobre os eventos de superavit de geração. Desse modo, se torna viável adaptar as ferramentas e abordagens já consolidadas na literatura de confiabilidade — especialmente aquelas baseadas em simulação de Monte Carlo, estimando com precisão os montantes de cortes de geração renovável.

1.3 OBJETIVOS

Várias propostas de estudos na área de planejamento da expansão, sistemas de armazenamento de energia e integração de recursos energéticos visando a mitigação do corte de geração já estão sendo estudadas. Porém, um componente importante das análises

⁴ Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (**TUST**): É o encargo cobrado na conta de luz pelo uso das linhas de alta tensão que transportam energia das usinas geradoras para as subestações

realizadas é a correta estimação do *curtailment* em diferentes cenários. Diante disso, o presente trabalho tem como objetivos:

- Propor uma metodologia para a estimação do *curtailment*, utilizando a Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial, com a inclusão das seguintes análises:
 - Considerando falhas de equipamentos;
 - Considerando o critério de segurança $N-1$;
 - Considerando perdas elétricas;
 - Decompondo a razão de cada corte de geração nos três motivos classificados pela ANEEL.
- Apresentar uma comparação entre todas as análises e seus impactos nos valores de *curtailment* quando aplicadas em um sistema teste.

1.4 PUBLICAÇÕES

BORATTO, Davi; RUBIO, Heitor; ALTOMAR, Mariana; MARCATO, André; PASSOS FILHO; João A.. Proposta de Aplicação da Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial para a Obtenção de Índices de Constrained-Off. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2025.

1.5 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Neste capítulo de introdução, foram apresentados o cenário atual do *curtailment* no Brasil e seus impactos, bem como a motivação e os objetivos centrais deste trabalho. A estrutura da dissertação está organizada da seguinte forma: no Capítulo 2, apresenta-se um panorama da literatura relacionada ao *curtailment*; o Capítulo 3 aborda a fundamentação teórica, contendo os conceitos e formulações necessários para o desenvolvimento do trabalho; Nos Capítulos 4 e 5, são descritas a metodologia proposta e sua aplicação em um sistema teste, com a apresentação e análise dos resultados obtidos. Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Devido às atuais dificuldades enfrentadas no setor elétrico e energético, especialmente em função da crescente integração de fontes renováveis, diversos estudos vêm sendo conduzidos na literatura, abordando aspectos relacionados ao planejamento, operação e expansão dos sistemas elétricos de potência. Entre os principais desafios destaca-se o gerenciamento do *curtailment*, que é associado à limitação da geração renovável disponível, seja por restrições de infraestrutura, segurança do sistema ou condições operativas.

Com o intuito de explicitar o estado da arte sobre os estudos realizados na área de *curtailment*, este capítulo apresentará as principais contribuições publicadas na literatura, destacando metodologias, estratégias e soluções propostas para mitigar, estimar ou planejar a redução do *curtailment* em sistemas elétricos modernos. Além disso, serão discutidas abordagens associadas ao uso de armazenamento de energia, participação de veículos elétricos, expansão da rede de transmissão, entre outros tópicos relevantes para a eficiência e a confiabilidade da integração de fontes renováveis.

2.1 ESTIMAÇÃO E PREVISÃO DO *CURTAILMENT*

O fundamento primário para os estudos envolvendo o *curtailment* é a estimativa dos seus valores nos sistemas. A capacidade de prever com antecedência os eventos de corte de geração, conseguindo avaliar sua frequência, magnitude e impacto permite com que toda operação, planejamento e expansão do sistema possa ser feita de modo mais eficiente.

A estimativa do *curtailment* feita através de métodos de amostragem aleatórios estudada em [Silva et al. \(2012\)](#) e [Carvalho et al. \(2012\)](#) será a teoria base para este trabalho. Nestes, é usada a Simulação de Monte Carlo Sequencial para a obtenção do índice de *curtailment*, denominado *Expected Wind Energy Spilled (EWES)* ou *Expected Wind Energy Curtailed (EWEC)*.

O *curtailment* é estimado, considerando múltiplos fatores de incerteza e suas interações entre si, por [Burke e O'Malley \(2011\)](#). Essas incertezas são: a variabilidade interanual do vento; as incertezas nos parâmetros do sistema, como perfil de carga e preços de combustível; e as restrições mínimas de inércia do sistema. É encontrado que frequências de amostragem muito baixas e incertezas nos parâmetros do sistema aumentam o erro de estimativa do *curtailment*. Adicionalmente, é apresentado que há uma considerável sobreposição de eventos de *curtailment* por congestionamento e por restrições de inércia.

Já [Yasuda et al. \(2022\)](#) criaram uma ferramenta de análise chamada *C-E Map*, que permite avaliar tendências históricas e comparações internacionais de forma objetiva e visual, correlacionando razão de *curtailment* com participação da fonte renovável. Foi encontrado que países com alta penetração de eólica (acima de 30%), como Dinamarca e

Irlanda, apresentaram aumento recente nas taxas de corte de geração. Sistemas com 20% de penetração, como Alemanha e Espanha mantiveram as taxas moderadas, porém, regiões como a China e Texas mostraram tendências de melhoria no controle do *curtailment* após condições iniciais desfavoráveis.

Lee e Hur (2023) propõe um método de previsão e estimativa probabilística baseado no modelo *Rolling Long Short-Term Memory* (R-LSTM). São utilizadas duas metodologias para a criação dos cenários eólicos, além do critério $N-1$ ser considerado na análise. O modelo R-LSTM demonstrou elevada precisão na identificação de períodos críticos de congestionamento de transmissão, além de, possibilitar um mapeamento das estações e horários de maior e menor probabilidade de ocorrência de congestionamento.

Uma metodologia baseada em lógica *fuzzy* para avaliação do *curtailment* eólico é estudado em Sun et al. (2016). São considerados diferentes níveis de capacidade instalada, além da incerteza probabilística dos recursos eólicos. Através dessa metodologia é possível analisar os cortes de geração através de diferentes cenários eólicos, oferecendo uma visão prática para a expansão eólica. Adicionalmente, é possível obter pontos de conexão com maior aceitação de capacidade para construção de novos parques eólicos.

O *curtailment* como ferramenta ativa de controle de estabilidade é encontrado em Takayama et al. (2015), onde são realizadas simulações numéricas em um sistema de pequeno porte com intuito de verificar os efeitos da variabilidade elétrica sobre o desvio de frequência e a estabilidade transitória. Foram testados dois métodos que priorizam ou a frequência ou a estabilidade transitória do sistema. O estudo demonstra as diferenças entre a escolha estratégica do *curtailment* e as estratégias de corte de geração uniformes.

2.2 EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Muitas vezes as redes existentes não possuem capacidade suficiente para acomodar o aumento da geração variável, resultando em restrições de escoamento de energia e, conseqüentemente, em *curtailment*. Com isso, o estudo da expansão da transmissão se torna uma ferramenta fundamental para o combate dos cortes de geração, assegurando confiabilidade e economias para o sistema. Nesta seção, são apresentados estudos que incorporam o *curtailment* como um elemento crítico no planejamento da expansão da transmissão.

Em Ugranli e Karatepe (2015) é proposta uma metodologia multi-objetivo, considerando intermitência de geração eólica, a variabilidade da carga e o critério de segurança $N-1$. Já em Paula et al. (2020a) é apresentada uma estrutura em duas etapas para o planejamento da expansão da rede de transmissão considerando níveis de confiabilidade e o *curtailment* da geração eólica ao longo do horizonte de planejamento, sendo sua avaliação feita por meio do índice *Expected Wind Energy Spilled*, encontrado através da simulação de Monte Carlo Não Sequencial.

Foi proposta em [Ugranli e Karatepe \(2016\)](#) uma metodologia com o objetivo de minimizar o custo de investimento e o *curtailment* eólico, considerando o critério de segurança $N-1$. A incerteza da carga e da geração eólica é tratada por meio de *clustering*, reduzindo a complexidade da simulação, sem perda de representatividade. Adicionalmente, foi usado um algoritmo genético, com auxílio do fluxo de potência ótimo linearizado para incorporar o *curtailment* em sua análise. O método proposto reduz significativamente o valor de *curtailment* eólico quando se comparado aos métodos tradicionais. Foi evidenciado também que as soluções de expansão ótima variam consideravelmente dependendo das prioridades estabelecidas pelos planejadores.

Já em [Assis et al. \(2018\)](#) foi proposto uma metodologia para o planejamento da expansão da transmissão levando em conta intermitência de fontes renováveis e meta-heurística construtiva. A variabilidade é modelada por meio de cenários obtidos com o algoritmo *K-Means*, permitindo a preservação da correlação entre as centrais geradoras. A variação de energia eólica em diferentes cenários foi eficientemente acomodada quando ao aplicar a metodologia, respeitando as restrições de segurança e de perdas no sistema elétrico.

2.3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Com a expansão das *FRV*, o *curtailment* tornou-se uma preocupação operacional relevante. Para mitigá-lo, estudos têm avaliado a integração de sistemas de armazenamento por baterias, com evidências de redução de cortes por deslocamento temporal da geração e alívio de restrições de rede.

A relação entre custo operacional e o *curtailment* foi investigado em [Wang et al. \(2019a\)](#), considerando incertezas híbridas de carga e geração eólica. Foi desenvolvido um modelo multi-objetivo de *Unit Commitment* de curto prazo utilizando um algoritmo de otimização por enxame de partículas. Em [Liu et al. \(2019\)](#) o mesmo algoritmo foi utilizado, porém, sua aplicação foi feita para elaboração de uma estratégia de colaboração entre parques eólicos e sistemas híbridos de armazenamento de energia, para aproveitamento de energia eólica não conectada à rede. Em ambos os casos o uso de baterias oferece benefícios significativos para a redução do *curtailment*.

Uma metodologia para planejamento de sistemas de armazenamento por bateria visando a maximização da integração da energia eólica foi proposta em [Alanazi e Khodaei \(2017\)](#). É avaliada a viabilidade econômica do armazenamento como solução para o problema da variabilidade da fonte considerando restrições de operação de unidades térmicas, limites de linha e carga. Como resultado, foi possível identificar uma redução significativa do montante de geração cortada, permitindo maior penetração da energia eólica, sem comprometer os limites operativos impostos.

Em [Keck et al. \(2019\)](#) foi feita uma análise econômica do papel dos sistemas de

armazenamento de energia elétrica em cenários de alta penetração de fontes renováveis. Foi utilizada uma simulação baseada no sistema de informação geográfica, e sua aplicação foi testada no sistema elétrico australiano. Foi encontrado que a implantação de baterias é economicamente viável em cenários com alta penetração de energia renovável, reduzindo significativamente os níveis de *curtailment*. Já em [Denholm e Mai \(2019\)](#) uma análise similar foi feita para o sistema do Texas no ano de 2050, onde foi encontrado que soluções de armazenamento de curta duração (4 a 8 horas) são as mais eficientes para a mitigação dos cortes de geração.

É proposto em [Dui, Zhu e Yao \(2018\)](#) um método de otimização em duas etapas para determinar a potência e a capacidades ideais dos sistemas de armazenamento de energia em sistemas com alta penetração de energia eólica. É demonstrado que a cooperação entre dispositivos de armazenamento e parques eólicos reduz custos gerais de operação.

Há também estudos sendo conduzidos na redução do *curtailment* através do consumo por carros elétricos em momentos de superavit energético. [Zhang et al. \(2022\)](#) propuseram um modelo de tarifação dinâmica de uso horário para *clusters* de veículos elétricos. Coordenação de carregamento de veículos elétricos operando no modo de rede-para-veículo (*Grid-to-Vehicle (G2V)*) também foi estudado em [Saadatmandi et al. \(2024\)](#). Em ambos os casos as estratégias propostas conseguiram acomodar a energia renovável excedente satisfatoriamente, além de destacarem a importância da previsibilidade das fontes de energia usadas para a eficiência do método.

2.4 INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

Estudos no campo da integração de fontes renováveis também são um foco de diversos trabalhos. Em [Wang et al. \(2019b\)](#) uma abordagem de otimização multi-objetivo para operação coordenada de sistemas elétricos com *FRV* durante o período de enchimento de reservatórios é proposta. Esse tipo de operação coordenada suaviza as variações horárias sem comprometer a meta de enchimento, porém, com o reservatório cheio, as hidrelétricas tem perdas significativas devido ao vertimento, apesar de contribuírem para a estabilidade do sistema. Com isso, é demonstrado que o sistema é mais eficiente quando o reservatório não está cheio e a hidrelétrica opera abaixo da capacidade máxima.

O impacto que a conexão de novas unidades de geração distribuída tem no *curtailment* foi analisado em [Hidayat e LI \(2013\)](#). São analisados três parâmetros principais: o tipo de contrato de *MMGD*; o fator de capacidade; e o custo nivelado de geração de energia. Foi encontrado que, em áreas dominadas por geração, novas conexões de *MMGD* frequentemente causam excesso de capacidade, exigindo o corte de geração para respeitar os limites de linha.

Já [Liao et al. \(2016\)](#) propuseram uma abordagem de otimização que combina o *curtailment* de energia eólica e hídrica, com o intuito de melhorar a capacidade de

et al. (2012), Carvalho et al. (2012), que oferecem contribuições relevantes ao considerar a representação probabilística de eventos de *curtailment* no contexto de simulações de confiabilidade e planejamento da operação. Essas abordagens fornecem uma base teórica sólida e serão tomadas como referência para o desenvolvimento da presente pesquisa.

Tabela 2 – Contabilização dos trabalhos por intervalos de ano.

Tipo	Quantidade	Ano de Publicação
Artigo de Revista	29	2010 a 2024
Artigo de Congresso/Conferência	28	2013 a 2025
Livro	6	1992 a 2014
Tese de Doutorado	2	2015 a 2024

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo será feita uma síntese de conceitos utilizados no trabalho como um todo, auxiliando na compreensão da metodologia.

Uma das abordagens muito utilizadas para os estudos relacionados a *curtailment* e geração eólica são os métodos baseados em amostragens aleatórias massivas, como a Simulação de Monte Carlo. Nessa técnica, múltiplos estados do sistema são simulados ao longo do ano, com o objetivo de capturar seu comportamento médio e avaliar sua variabilidade.

Neste trabalho será utilizado uma formulação do problema do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) linear para obter o despacho ótimo do estado do sistema em questão (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLÉ, 2014). Além disso, será realizada uma análise do sistema sob o critério de segurança $N-1$, incluindo a consideração das perdas elétricas, a fim de avaliar o comportamento do *curtailment* em condições operativas mais restritivas.

3.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O problema do despacho pode ser modelado através de um problema de otimização linear, que prioriza as usinas de menor custo de operação (LIMA, 2000). Cada unidade geradora é representada associada ao seu custo de produção, sendo necessário também adicionar custos fictícios de corte de geração e carga, com a intenção de penalizar qualquer restrições desse tipo. Assim o objetivo da otimização será de minimizar o custo de operação do sistema.

Para realizar uma análise do ponto de vista puramente energético, é utilizado o Fluxo de Potência Ótimo de Barra Única (FPOBU), já que esta análise considera que todas as cargas e gerações estão conectadas na mesma barra, assim não é necessário adicionar nenhuma restrição para a rede. Porém, para esse problema é necessário adicionar uma restrição que faz o balanço energético do sistema como um todo, isto é, que a soma de tudo que é gerado deverá ser igual ao que for consumido. Além disso, são adicionadas as restrições que indicam os limites de geração e de deficit de cada unidade geradora e barra, respectivamente.

O modelo do FPOBU segue o modelo descrito nas Equações (1) a (4):

$$\text{Min} \quad \sum_{k=1}^{N_{ger}} C_k^{ger} P_k^{ger} - \sum_{k=1}^{N_{eol}} P_k^{eol} + C^{def} P^{def} \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{k=1}^{N_{ger}} P_k^{ger} + \sum_{k=1}^{N_{eol}} P_k^{eol} + P^{def} = \sum_{k=1}^{N_{bar}} P_k^{dem} \quad (2)$$

$$P_k^{min} \leq P_k^{ger} \leq P_k^{max}, \quad \forall k \in \Omega_g \quad (3)$$

$$0 \leq P_{def} \leq \sum_{k=1}^{N_{bar}} P_k^{dem} \quad (4)$$

N_{ger} Número total de geradores do sistema.

N_{eol} Número de geradores eólicos.

N_{bar} Número total de barras do sistema.

Ω_g Conjunto de todos os geradores.

P_k^{ger} Potência gerada pela unidade geradora k .

P_k^{eol} Potência gerada pelo conjunto eólico k .

P_k^{min} Potência mínima da unidade geradora k .

P_k^{max} Potência máxima da unidade geradora k .

P^{def} Potência de deficit do sistema.

P_k^{dem} Demanda da barra k .

C_k^{ger} Custo de despacho da unidade geradora k .

C_k^{cur} Custo associado ao corte da unidade geradora k .

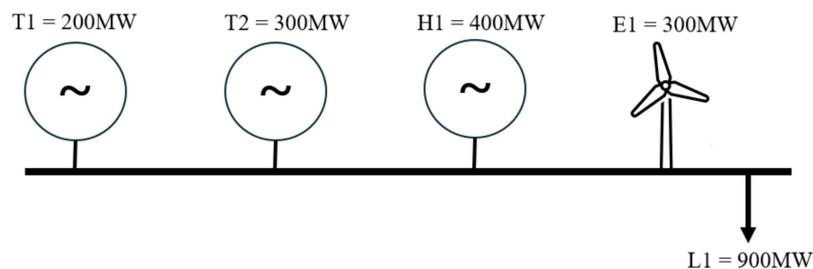
C^{def} Custo associado ao corte de carga.

Os custos de geração seguem a seguinte regra: $C^{def} \gg C_k^{ger}$, onde o custo de deficit é baseado no custo usado pelo modelo DESSEM, podendo ser encontrado em [ONS \(2025g\)](#). O intuito desta sensibilidade é, primeiramente, priorizar a prevenção de cortes de carga e após isso favorecer a geração nas usinas eólicas, evitando assim seu *curtailment*.

Um exemplo de como o modelo de otimização apresentado anteriormente pode ser usado será descrito a seguir. O sistema usado contém dois geradores térmicos, T1 e T2, com capacidade somada de 500 MW, um gerador hídrico, H1, com capacidade de 400 MW um gerador eólico, E1, com geração disponível naquele instante de 300 MW e e uma carga do sistema L1 de 900 MW. Este sistema está visualmente demonstrado na [Figura 9](#).

Considerando que o custo de geração das usinas sendo: $C_{T1} = 1\$/MW$; $C_{T2} = 2\$/MW$; $C_{H1} = 0\$/MW$; $C_{E1} = 0\$/MW$; para suprir os 900 MW é necessário primeiramente despachar a energia eólica, para não haver *curtailment*, após isso se despacha a usina hídrica, que é a de menor custo, em seguida a usina $T1$, que é a de menor custo entre as usinas de custo não nulo. A usina $T2$ não tem necessidade de ser despachada, visto que ao despachar toda a capacidade de $E1$, $H1$ e $T1$ tem-se os 900 MW da carga.

Figura 9 - Sistema Exemplo FPOBU.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para a adição da rede de transmissão na análise do fluxo de potência ótimo linear é necessário acrescentar uma análise individualizada do balanço energético por barra, além de aplicar o modelo de fluxo em uma linha de transmissão para encontrar os fluxos (MONTICELLI, 1983). O modelo do FPO considerando a rede é descrito nas Equações (1) a (5):

$$\text{Min} \quad \sum_{k=1}^{N_{ger}} C_k^{ger} P_k^{ger} - \sum_{k=1}^{N_{eol}} P_k^{eol} + C_{def} \sum_{k=1}^{N_{bar}} P_k^{def} \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{k=1}^{\Omega_{gk}} P_k^{ger} + P_k^{def} + \sum_{k=1}^{\Omega_{fk}} \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} = P_k^{dem}, \quad \forall k \in \Omega_k \quad (2)$$

$$P_k^{min} \leq P_k^{ger} \leq P_k^{max}, \quad \forall k \in \Omega_g \quad (3)$$

$$0 \leq P_k^{def} \leq P_k^{dem}, \quad \forall k \in \Omega_k \quad (4)$$

$$f_{km}^{min} \leq \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \leq f_{km}^{max}, \quad \forall km \in \Omega_{fkm} \quad (5)$$

P_k^{def} Potência de deficit na Barra k .

Ω_{gk} Conjunto de todos os geradores pertencentes à barra k .

Ω_{fk} Conjunto de todas as linhas conectadas à barra k .

Ω_{fkm} Conjunto de todas as linhas do sistema.

θ_k Angulo da tensão da barra k .

θ_m Angulo da tensão da barra m .

f_{km}^{min} Limite térmico inferior da linha km .

f_{km}^{max} Limite térmico superior da linha km .

A [Equação \(2\)](#) é referente ao balanço energético do sistema; a [Equação \(3\)](#) é referentes aos limites geração de cada unidade geradora; [Equação \(4\)](#) aos limites de deficit e a [Equação \(5\)](#) aos limites de fluxo nas linhas. Assim, o problema conta com o seguinte vetor de variáveis $[P_1^{ger}, \dots, P_k^{ger}, P_1^{eol}, \dots, P_k^{eol}, \theta_1, \dots, \theta_k, P_1^{def}, \dots, P_k^{def}]$.

Através do uso da programação linear, é possível obter índices de sensibilidade, estes que tem o intuito de medir a variação da função objetivo em relações incrementais. Cada um destes índices estão associados a uma restrição do problema, e assim são chamados de multiplicadores de Lagrange, mas também são conhecidos na Programação Linear como multiplicadores Simplex. Estes, podem ser interpretados como preços unitários e serão utilizados para medir a sobrecarga das linhas de transmissão ([LIMA, 2000](#)).

Com o uso destes dois fluxos de potência é possível classificar os cortes em razão energética, fazendo o [FPOBU](#) e razão de confiabilidade, realizando o [FPO](#) com a adição da rede. O processo de classificação das razões de *curtailment* serão melhor elucidados no [Capítulo 4](#).

3.2 FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO PERDAS

Considerando o fluxo de potência na linha km como mostrado na [Equação \(3.1\)](#) ([MONTICELLI, 1983](#)):

$$f_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.1)$$

Com o fluxo no extremo oposto da linha sendo:

$$f_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.2)$$

Pode-se deduzir que as perdas de transmissão na linha km são:

$$f_{km}^{perd} = g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.3)$$

Onde V_k é a tensão na barra k , f_{km}^{perd} é a perda na linha km , g_{km} e b_{km} é a condutância e a susceptância na linha km , respectivamente. Assim, é possível obter, através do modelo linear, as perdas aproximadas de um sistema. Ao considerar $V_k \cong V_m \cong 1 p.u.$ e $\cos \theta_{km} \approx 1 - \theta_{km}^2/2$ a equação de perdas pode ser expressada pela [Equação \(3.4\)](#).

$$f'_{km} \cong g_{km} \frac{\theta_{km}^2}{2} \quad (3.4)$$

Portanto, com o fluxo de potência linear dado pela [Equação \(3.5\)](#), é possível modificar o modelo da otimização para englobar as perdas integrado-as na otimização de maneira iterativa ([PAULA et al., 2020b](#)). Este processo pode ser descrito da seguinte maneira:

1. Realizar um [FPO](#) para encontrar o despacho do sistema;
2. Calcular os fluxos e as perdas através de $P = B\theta$;
3. Com as aberturas angulares θ'_{km} do passo anterior, realizar um novo [FPO](#) utilizando a [Equação \(3.6\)](#) para representação do fluxo passante;
4. Calcular a diferença entre as aberturas angulares da iteração atual com a iteração anterior, caso seja maior que a tolerância voltar ao passo [Item 1](#), caso contrário terminar o processo e contabilizar as perdas.

$$f_{mk} = -b_{km}\theta_{km} + \frac{g_{km}\theta_{km}^2}{2} \quad (3.5)$$

$$f_{mk} = (-b_{km}\theta_{km} + \frac{g_{km}\theta'_{km}}{2})\theta_{km} \quad (3.6)$$

Com isso, o modelo final do [FPO](#) utilizando as perdas pode ser descrito da seguinte maneira:

$$\text{Min} \quad \sum_{k=1}^{N_{ger}} C_k^{ger} P_k^{ger} - \sum_{k=1}^{N_{eol}} P_k^{eol} + C_{def} \sum_{k=1}^{N_{bar}} P_k^{def} \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{k=1}^{\Omega_{gk}} P_k^{ger} + P_k^{def} + \sum_{k=1}^{\Omega_{fk}} \left[\frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} - \frac{g_{km}\theta'_{km}\theta_{km}}{2} \right] = P_k^{dem}, \quad \forall k \in \Omega_k \quad (2)$$

$$P_k^{min} \leq P_k^{ger} \leq P_k^{max}, \quad \forall k \in \Omega_g \quad (3)$$

$$0 \leq P_k^{def} \leq P_k^{dem}, \quad \forall k \in \Omega_k \quad (4)$$

$$f_{km}^{min} \leq \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} - \frac{g_{km}\theta'_{km}\theta_{km}}{2} \leq f_{km}^{max}, \quad \forall km \in \Omega_{fkm} \quad (5)$$

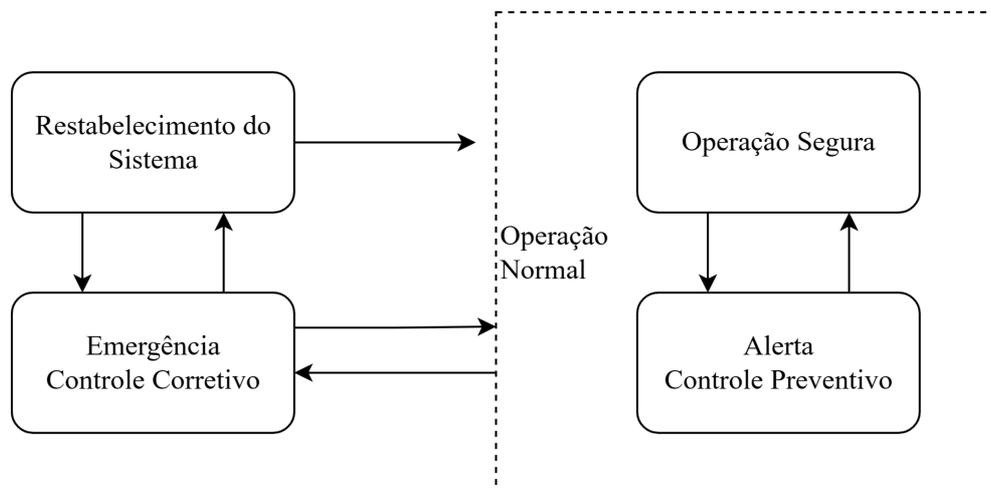
3.3 ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

O objetivo do despacho econômico de um [SEP](#) é de encontrar a geração que agrega o menor custo para a operação, levando em conta todas as restrições físicas da rede.

Todavia, na operação real de um sistema, é necessário planejar a operação de modo mais real e segura possível. Isso significa manter o sistema operando dentro de limites pré determinados, sendo estes de linhas de transmissão ou de tensão nas barras.

Assim, a operação segura do sistema pode ser quantificada em termos da capacidade do operador de se manter em um estado sem a violação de nenhum limite operacional. A classificação do sistema pode ser feita em quatro partes, conforme a [Figura 10 \(GOMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CANIZARES, 2018; LIACCO, 1974\)](#).

Figura 10 - Estados Operativos de um Sistema Elétrico.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A operação normal do sistema é quando todas as restrições operacionais estão satisfeitas, e todos os equipamentos estão funcionando dentro de seus limites nominais. O sistema passa para o estado de alerta caso algum critério de segurança seja violado, mesmo que nenhum limite operacional tenha sido ultrapassado. Neste estado ações de controle preventivo serão tomadas para que o sistema se mantenha nas condições normais de operação.

Caso haja alguma contingência ou alguma variável tenha seu limite operacional violado o sistema entra no estado de emergência, onde ações corretivas precisarão ser tomadas para eliminar todas as violações e trazer o sistema para sua condição normal de operação. Em alguns casos, essas medidas não são suficientes para prevenir problemas maiores, como corte de carga, levando o sistema para o estado de falha. Neste estado os operadores precisam, a qualquer custo, reestabelecer o serviço do sistema, isso significa, em muitos casos, ignorar o despacho econômico e adotar medidas que façam este reestabelecimento de forma mais rápida possível.

Portanto, a avaliação do grau de segurança de um sistema elétrico é uma etapa crucial para o planejamento e operação. Assim o estudo de múltiplos estados da rede após a falha de um ou mais equipamentos é chamada de análise de contingência.

O Operador Nacional do Sistema ([ONS](#)) simula a ocorrência de contingências simples, e em alguns casos específicas duplas, podendo ser estas a perda de uma linha de transmissão, transformador, banco de transformador, unidade geradora, elo de corrente contínua ou equipamento de controle de tensão. O objetivo principal é de identificar os casos em que a segurança elétrica do sistema pode estar comprometida. São feito também estudos das interligações inter-regionais e internacionais, onde o [ONS](#) identifica as contingências críticas, avalia as consequências para o SIN e propõe as medidas necessárias para eliminá-las ([ONS, 2024a](#)).

O ONS realiza também estudos em regime permanente e transitórios eletromecânicos, sob condições normais e de contingência, com o objetivo de:

- Fornecer recursos suficientes de controle de tensão em regimes permanente e dinâmico;
- Avaliar a compensação de potência reativa de novas linhas de transmissão propostas;
- Controlar as sobretensões provenientes das manobras de energização ou de rejeição de carga que envolvam as novas linhas de transmissão;
- Reduzir a necessidade de desligamentos de circuitos em situações de baixo carregamento nas linhas de transmissão;
- Indicar as centrais geradoras de energia elétrica integradas ao [SIN](#) que devem prestar serviços ancilares de compensação de potência reativa.

Os centros de operação, em períodos de contingência, consideram que o [SIN](#) opera em regime permanente com a rede em operação incompleta. Assim, após o desligamento parcial ou geral da instalação o agente de operação procede para reestabelecer a operação normal de acordo com as instruções operacionais específicas ([ONS, 2020](#)).

Com isso são implementadas restrições de segurança na modelagem do problema, visando atender a operação mais segura e real do sistema. Para isso serão utilizados fatores de distribuição ([STEVENSON; GRAINGER, 1994](#)) para calcular a redistribuição dos fluxos para o caso de possível perda de uma linha. Seu uso se torna vantajoso também pelo fato de não ser necessário realizar nenhum fluxo de potência extra para o cálculo da redistribuição dos fluxos quando se perde um ramo, tornando o processo mais eficiente.

3.3.1 Fator de Distribuição de Desligamento de Ramo

No caso da contingência devido a falha de uma linha ou transformador é possível realizar o recálculo dos fluxos lineares utilizando o teorema da compensação ([GOMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CANIZARES, 2018](#)), obtendo assim um fator que relaciona variações no fluxo de um ramo devido ao desligamento, ou variação de reatância de outro ramo da rede, sendo ele definido por:

$$\phi_{km,rs}^D = \frac{\Delta f_{km}}{f_{rs}} = \frac{\frac{\Delta \theta_{km}}{x_{km}}}{\frac{\theta_{rs}}{x_{rs}}} \quad (3.7)$$

Onde $\Delta f_{km} = f_{km} - f'_{km}$ é a variação no fluxo de potência ativa devido à uma variação $\Delta x_{rs} = x_{rs} - x'_{rs}$ no ramo rs . Sendo f_{km} , f'_{km} os fluxos no ramo km antes e depois, respectivamente, da variação e o fluxo f_{rs} no ramo rs , e x_{rs} e x'_{rs} são as reatâncias antes e depois da variação. Segundo (STEVENSON; GRAINGER, 1994), o fator distribuição de desligamento de ramo pode ser escrito:

$$\phi_{km,rs} = -\frac{x_{rs}[X_{kr} - X_{ks} - X_{mr} + X_{ms}]}{x_{km}[\Delta x_{rs} + X_{rr} - X_{rs} - X_{sr} + X_{ss}]} \quad (3.8)$$

Sendo X o inverso da matriz de admitância nodal e X_{km} é representação do elemento km da matriz X . Com isso o novo fluxo na linha km devido a uma mudança na reatância de rs pode ser calculado pela Equação (3.9)

$$f'_{km} = f_{km} + \phi_{km,rs} \frac{(\theta_r - \theta_s)}{x_{rs}} \quad (3.9)$$

3.3.2 Formulação da Otimização com o Critério de Segurança $N-1$

Sabendo que o fluxo em uma linha, com a queda de outra linha pode ser calculado pela equação Equação (3.9), é possível então, adicionar uma restrição ao modelo de otimização toda vez que o critério de segurança for violado, visando englobar na otimização uma situação de contingência.

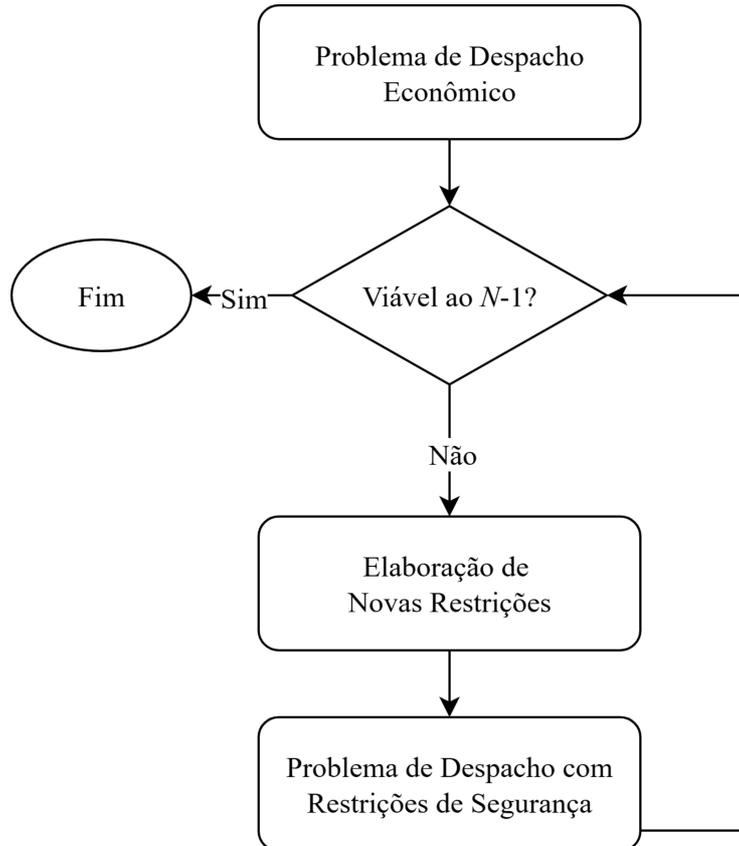
Sabendo que as restrições de fluxo na linha no modelo linearizado do FPO são dadas pela ??, para adicionar as restrições de segurança seguindo o critério $N-1$, será necessário adicionar a parcela de fluxo que acarretou na violação do limite. Então, supondo que a perda da linha rs , faça com que a linha km ultrapasse seu limite, pode-se adicionar a Equação (3.10) a modelagem do problema.

$$-\eta f_{km}^{min} \leq \frac{(\theta_k - \theta_m)}{x_{km}} + \phi_{km,rs} \frac{(\theta_r - \theta_s)}{x_{rs}} \leq \eta f_{km}^{max} \quad (3.10)$$

Onde η é um fator multiplicativo que considera que as linhas, em situação de contingência, podem atuar com valores acima de seu limite nominal.

Para isso, após o processo de otimização é verificado se o despacho previamente encontrado é aderente ao critério de segurança $N-1$. Caso não seja, é feita a elaboração de novas restrições, utilizando a Equação (3.10), e um novo problema de otimização considerando os mesmos será feito. Esse processo é repetido até o despacho encontrado ser viável ao critério $N-1$. O fluxograma da Figura 11 apresenta os passos descritos anteriormente.

Figura 11 - Fluxograma da otimização com o Critério de Segurança $N-1$.



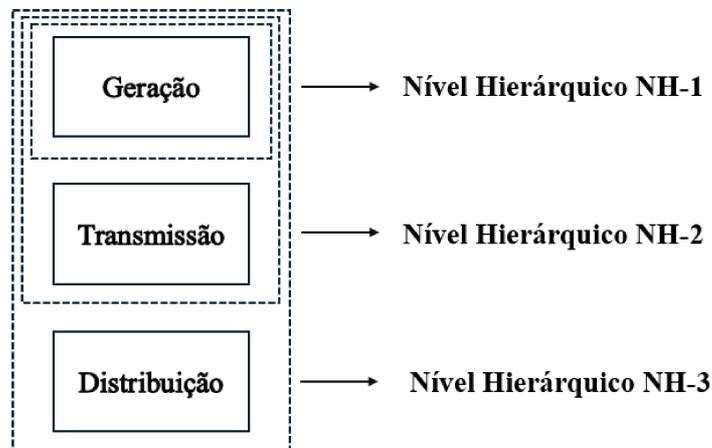
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.4 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

A operação adequada e segura de um SEP tem um dos seus pilares nos estudos de confiabilidade aplicados ao sistema em questão. Para reduzir a probabilidade, a frequência e a duração de eventos que possam comprometer o suprimento de carga, muitas vezes é necessário aperfeiçoar o sistema como um todo, desde as etapas de planejamento até a operação.

Devido à natureza probabilística e estocástica do SEP, é imprescindível a adoção de metodologias que reflitam adequadamente esse comportamento. Nesse contexto, o uso de técnicas estatísticas e probabilísticas tem sido amplamente explorado na literatura especializada para a análise de confiabilidade aplicadas em sistemas elétricos de potência.

Figura 12 - Diagrama Níveis Hierárquicos Análise de Confiabilidade.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O estudo da confiabilidade pode ser dividido em 3 níveis hierárquicos, conforme a Figura 12 (BILLINTON; LI, 1994). O primeiro (NH1), abrange exclusivamente as unidades geradoras, ou seja, leva em consideração no estudo somente o que está diretamente relacionando com as instalações geradoras. É avaliada primariamente a capacidade do sistema de atender os requisitos de carga do sistema, sem levar em consideração a capacidade de transportar essa energia.

O segundo (NH2), chamado também de análise de confiabilidade composta, incorpora a análise do sistema de transmissão ao da geração. São levadas em consideração mudanças de configuração ou de topologia que podem afetar o funcionamento do sistema. Muitas vezes no estudo deste nível hierárquico as instalações de geração podem ser consideradas 100% confiáveis a fim de deixar mais evidente os diferentes efeitos que o sistema de transmissão pode ter no estudo da confiabilidade.

Outra consideração que pode ser feita é a limitação da área de estudo em um sistema. A motivação por traz disso é devido a grande escala dos sistemas de transmissão, uma vez que a falha de um equipamento de transmissão geralmente traz consequências maiores somente para suas proximidades, não necessitando assim de realizar análises em áreas mais distantes.

Por fim, o terceiro nível (NH3) inclui os componentes anteriores e acrescenta a análise do sistema de distribuição, fazendo assim com que sua análise se torne bastante complexa na maioria dos casos. Por este motivo esse nível geralmente é tratado como um nível separado, utilizando os índices encontrados no nível NH2 como entradas para sua análise. Como falhas nos segmentos dos dois primeiros níveis podem trazer consequências muito maiores para o sistema, o nível NH3 não é estudado com tanta frequência, apesar

de suas falhas ocorrerem com maior frequência que nos níveis anteriores.

3.4.1 Índices de Confiabilidade e Incerteza

Existem vários índices que são comumente utilizados para a análise de confiabilidade de um sistema como a:

- *Loss of Load Probability (LOLP)*: Índice que entrega a probabilidade de haver corte de carga;
- *Loss of Load Expectation (LOLE)*: Índice que entrega o número médio de dias ou horas em um determinado período onde há perda de carga;
- *Loss of Energy Expectation (LOEE)*: Índice que entrega a quantidade de energia que será cortada em um determinado período;
- *Loss of Load Frequency (LOLF)*: Índice que entrega a frequência em que os cortes de carga acontecem em um determinado período;
- *Loss of Load Duration (LOLD)*: Índice que entrega a média de duração dos eventos de corte de carga.

Eles, em sua maioria, são adquiridos através de valores médios de variáveis aleatórias, podendo assim obter também uma função de densidade de probabilidade. Valores médios não são parâmetros determinísticos, eles refletem em seus resultados fatores como a variação de carga, falhas de equipamentos e até perfis climáticos, porém, é possível calcular sua incerteza.

Os índices são calculados através das chamadas funções teste $f(x_i)$, e sua principal finalidade é a de verificar o estado x_i do sistema (CUNHA et al., 1985; MELLO; PEREIRA; SILVA, 1993). Um exemplo claro do uso de uma função teste é na computação de índices de corte de carga, onde a função teste não só verifica se o estado amostrado é ou não de deficit, como também mensura sua quantidade. O estado é considerado de falha caso haja qualquer valor de corte de carga em alguma barra, por isso verifica-se se a soma de todos os P_k^{def} são maiores que zero, conforme mostra a Equação (3.11).

$$f(x_i) = \begin{cases} \sum_{k=1}^{N_{bar}} P_k^{def} & , \text{ se houver corte de carga} \\ 0 & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.11)$$

Assim, após um número suficiente de amostras N é possível calcular o valor esperado (\bar{Q}) do índice através da média dos valores encontrados pelas funções testes ($f(x_i)$), como mostra a Equação (3.12).

$$\bar{Q} = \overline{E(f(x))} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f(x) \quad (3.12)$$

A partir do valor esperado é possível encontrar a variância amostral, indicada na [Equação \(3.13\)](#). Esse valor indica a distância entre o valor encontrado na função teste da amostra atual e o valor esperado acumulado até então.

$$V(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (f(x_i) - \bar{Q})^2 \quad (3.13)$$

Com isso é possível encontrar incerteza β associada ao valor esperado ($V(\bar{Q})$), que pode ser representado pela sua variância do valor esperado, e o nível de acurácia da simulação de Monte Carlo ([BILLINTON; LI, 1994](#)), conforme as ?? a [Equação \(3.15\)](#), respectivamente.

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} (f(x_i) - \bar{Q})^2 \quad (3.14)$$

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\bar{Q})}}{\bar{Q}} \quad (3.15)$$

Substituindo a ?? em [Equação \(3.15\)](#) e rearranjando-a, tem-se a [Equação \(3.16\)](#), que é usada para encontrar o número de amostras para o determinado nível de acurácia β .

$$N_{max} \approx \frac{1}{\beta^2 \bar{Q}} \quad (3.16)$$

A próxima seção conterá um breve demonstrativo de como as variáveis aleatórias deste trabalho foram amostradas.

3.4.2 Métodos de Amostragem

Por meio do método da transformada inversa, é possível amostrar uma variável aleatória a partir de uma função cumulativa de probabilidade. Deste modo, é possível amostrar a duração dos estados de cada componente do sistema, obtendo as mudanças de estados de forma cronológica ([BILLINTON; LI, 1994](#)). Este método de amostragem foi usado para simular as falhas e reparos dos equipamentos do sistema durante um certo período, e ele pode ser descrito da seguinte maneira:

1. Especificar o estado inicial de cada componente;
2. Amostrar a duração de residência no estado para cada componente. Neste trabalho foi utilizada a distribuição exponencial, que tem seu valor de amostragem pelo

método da transformada inversa encontrado através de:

$$T_i = -\frac{P}{\lambda_i} \ln U_i \quad (3.17)$$

Onde U_i é um número uniformemente amostrado entre $[0,1]$, λ_i é a taxa de queda ou de reparo, ambos correspondentes ao componente i_i e P é o tempo total do período estudado (no caso de 1 ano dividido em horas $P = 8760$).

3. Repetir o [Item 2](#) para todos os componentes cronologicamente até a hora final ser alcançada.

Para melhor elucidar este conceito, um exemplo pode ser dado elaborando uma linha do tempo de um ano para um certo equipamento i , onde sua taxa de falha seja de $\lambda_f = 0,24$ e sua taxa de reparo seja de $\lambda_r = 131,4$, sendo seu estado inicial em operação ¹. O primeiro número uniformemente amostrado foi 0,95, assim [Equação \(3.17\)](#) é aplicada, utilizando o valor de λ_f , uma vez que o estado em que a linha se encontra é em operação. Portanto, a duração do primeiro estado íntegro será de 1872 horas ($T_1 = -\frac{8760}{0,24} \ln(0,95)$).

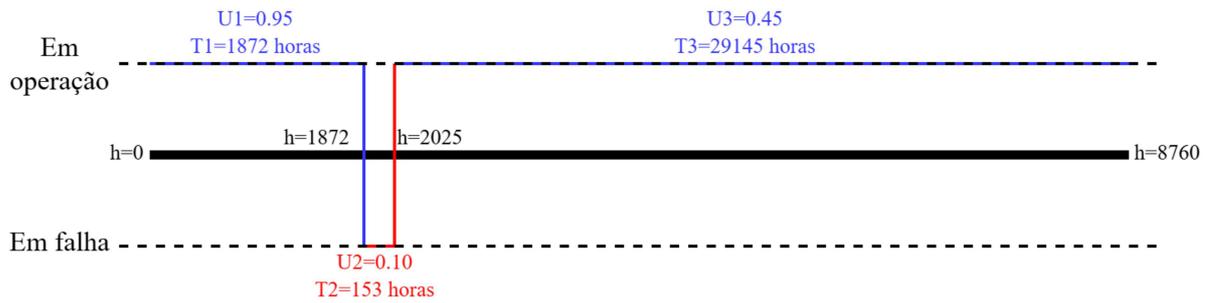
Agora, a duração do estado de falha será amostrada, com o próximo número amostrado sendo 0,10. A [Equação \(3.17\)](#) será novamente aplicada, porém utilizando o valor de λ_r , obtendo uma duração do estado de 153 horas ($T_2 = -\frac{8760}{131,4} \ln(0,10)$). Isso significa que o equipamento ficará no estado de falha por 153 horas, e após esse período ele voltará para operação.

Até então a linha do tempo deste equipamento está amostrada até a hora 2025, que dessas, 1872 ele esteve em operação mais 153 ele esteve em falha. Como a última hora do período proposto não foi alcançada o processo continua. Sendo o próximo número amostrado 0,45, a [Equação \(3.17\)](#) é aplicada novamente, utilizando o valor $\lambda_f = 0,24$. Tem-se, assim, que a duração desse novo estado de operação é de 29145 horas ($T_3 = -\frac{8760}{0,24} \ln(0,45)$). Essa última amostragem conclui o processo, uma vez que este último valor de duração amostrado é suficiente para atingir o final do período de estudo. Todo o processo descrito acima está visualmente explicado pela [Figura 13](#).

Os diferentes valores de taxa de reparo e de falha, aliadas com a aleatoriedade intrínseca do método, faz com que a cronologia de cada um se diferencie profundamente, captando com bastante semelhança o comportamento real das falhas de equipamento de um [SEP](#).

¹ λ_f e λ_r são o inverso do Tempo Médio para Falha ([TMFP](#)) e do Tempo Médio para Reparo ([TMPR](#)) que tem unidade duração média por ano

Figura 13 - Exemplo de linha do tempo das falhas e reparos de um equipamento.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

As demais seleções aleatórias realizadas neste trabalho, como a escolha das séries históricas eólicas e hídricas, bem como a amostragem das horas do ano nos métodos de Monte Carlo, foram realizadas por meio do método de Amostragem Aleatória Simples (AAS) com reposição (BUSSAB; MORETIN, 2010), no qual todos os indivíduos da população possuem a mesma probabilidade de serem selecionados, e a seleção de um não modifica a probabilidade dos que serão selecionados na sequência.

3.4.3 Enumeração de Estados

O método da Enumeração de Estado (EE) consiste na simulação de todos os estados possíveis de grupo, combinando todas as séries históricas disponíveis. Com isso é possível mensurar deterministicamente os índices propostos.

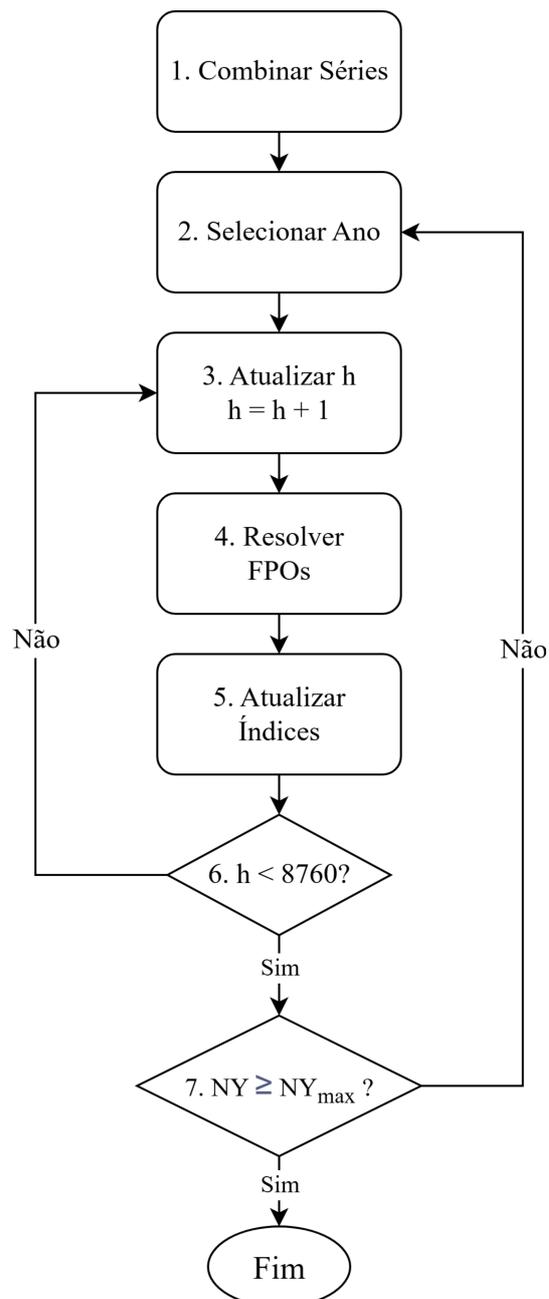
Seu algoritmo para obtenção dos índices é descrito do seguinte modo:

1. Combinar todas as séries históricas disponíveis, gerando uma gama de anos para serem simulados (e.x. 5 séries históricas eólicas, com 5 séries hídricas, com 1 perfil de carga gera 25 combinações de anos para serem simulados).
2. Selecionar um dos anos que ainda não foram analisados e inicializar o contador de horas $h=0$ e anos NY ;
3. Atualizar o contador de horas $h = h + 1$;
4. Resolver os dois problemas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) para a hora h ;
5. Acumule os montantes de energia frustrados aos índices de *curtailment* utilizando suas respectivas funções testes;
6. Se $h < 8760$, ou seja, caso h não ultrapassar o total de horas no ano, voltar ao Item 3.

7. Se ainda não analisou todos os anos combinados, $NY \leq NY_{max}$ voltar ao Item 2. Caso contrário finalizar o processo e computar os índices.

Apesar desse método entregar um resultado determinístico, o método se torna inviável computacionalmente quando o número de séries aumenta consideravelmente ou quando se é considerado falhas de equipamentos. Isso se dá pela natureza combinatorial ao montar os anos a serem simulados. Um fluxograma do algoritmo é mostrado na Figura 14.

Figura 14 - Fluxograma do Algoritmo Enumeração de Estados.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.4.4 Monte Carlo Sequencial

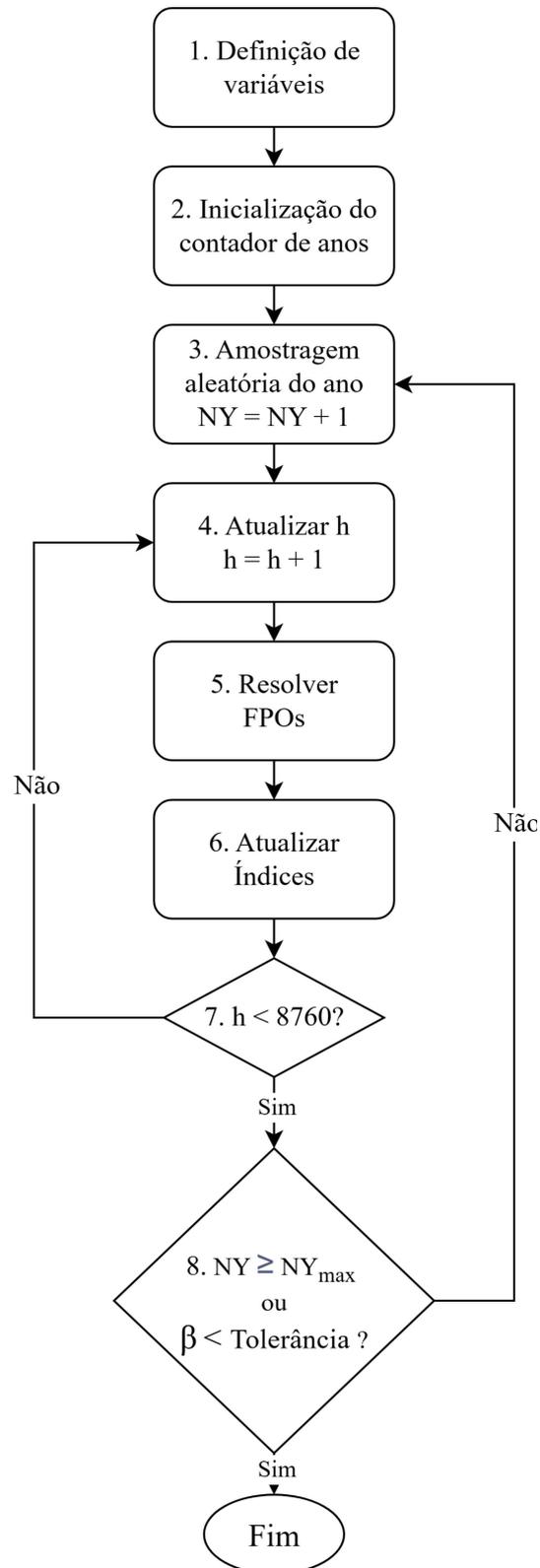
A Simulação de Monte Carlo Sequencial (**SMCS**) se caracteriza pelo uso de amostras aleatórias massivas para a simulação de um processo estocástico. Durante o processo são simulados múltiplos anos, com diferentes séries eólicas, hídricas e de carga, conforme o histórico da localidade estudada. A combinação dessas séries possibilita a obtenção de um ponto de operação para cada hora do ano (**BILLINTON; LI, 1994**), similarmente ao método de enumeração de estados, mas se diferencia por selecionar aleatoriamente os anos a serem simulados.

O algoritmo para a estimação dos índices é descrito do seguinte modo:

1. Definição da tolerância para a incerteza relativa β do método e o número máximo de anos a serem simulados NY_{max} ;
2. Inicializar o contador de anos simulados $NY = 0$;
3. Amostragem aleatória de um ano do sistema utilizando as séries eólica, hídrica e de carga a partir do instante inicial $h = 0$, fazendo $NY = NY + 1$;
4. Atualizar o contador de horas $h = h + 1$;
5. Resolver os dois problemas de Fluxo de Potência Ótimo para a hora h ;
6. Acumule os montantes de energia frustrados aos índices de *curtailment* utilizando suas respectivas funções teste;
7. Se $h < 8760$, ou seja, caso h não ultrapassar o total de horas no ano, voltar ao **Item 4**. Caso contrário finalizar o ano, computar os índices e atualizar as incertezas associadas a cada índice;
8. Se as incertezas relativas forem menores que a tolerância β ou o número de anos simulados for maior que número máximo de anos, interrompa a simulação, caso contrário, volte para o **Item 3**.

Apesar deste método não ter um resultador determinístico, é possível convergir para um resultado relativamente próximo utilizando a incerteza β associada ao método. Esse método tem seu uso bastante difundido em aplicações de confiabilidade por conseguir produzir índices de duração e frequência. Um fluxograma do algoritmo é mostrado na **Figura 15**.

Figura 15 - Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Sequencial.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.4.5 Monte Carlo Não Sequencial

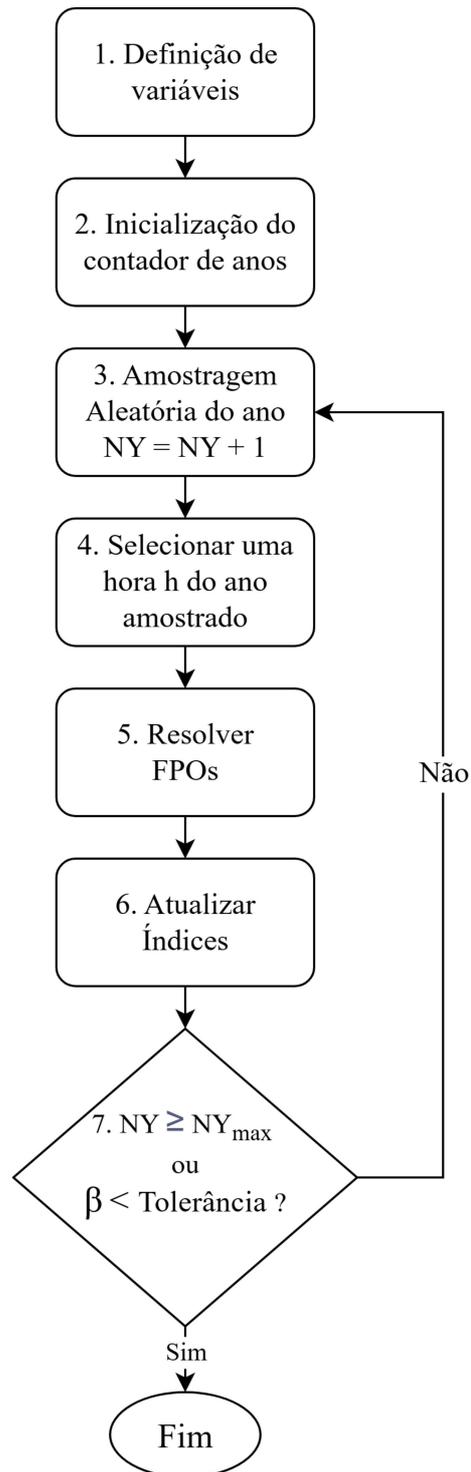
Diferente de abordagens sequenciais, a Simulação de Monte Carlo Não Sequencial (SMCNS) realiza a amostragem de estados de forma independente, sem levar em consideração a ordem temporal dos eventos. Essa característica torna o método menos custoso em termos computacionais, permitindo análises mais rápidas, especialmente em sistemas de grande porte (BILLINTON; LI, 1994).

O algoritmo para a estimação dos índices é descrito do seguinte modo:

1. Definição da tolerância para a incerteza relativa β do método e o número máximo de anos a serem simulados NY_{max} ;
2. Inicializar o contador de anos simulados $NY = 0$;
3. Amostragem aleatória de um ano do sistema utilizando as séries eólica, hídrica e de carga, fazendo $NY = NY + 1$;
4. Selecionar aleatoriamente uma hora h do ano;
5. Resolver os dois problemas de Fluxo de Potência Ótimo para a hora selecionada h ;
6. Acumule e computar os montantes de energia frustrados aos índices de *curtailment* utilizando suas respectivas funções testes;
7. Se as incertezas relativas forem menores que a tolerância β ou o número de anos simulados for maior que número máximo de anos, interrompa a simulação, caso contrário, volte para o Item 3.

Um ponto importante desse método é sua inabilidade em entregar índices relacionados a frequência e duração dos cortes. Isso se dá devido ao fato da simulação selecionar somente uma hora por ano ao invés do ano todo ou de frações do ano. Um fluxograma do algoritmo é mostrado na Figura 16.

Figura 16 - Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Não-Sequencial.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas as principais bases conceituais e metodológicas para a compreensão e desenvolvimento do presente trabalho. Foram abordadas inicialmente as representações e os modelos do despacho ótimo do sistema, desde o a formulação linear do Fluxo de Potência Ótimo até a modelagem com a incorporação de critérios de segurança $N-1$. Em complemento, discutiram-se as etapas e importância do estudo de confiabilidade para o planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência, destacando a relevância de representar adequadamente as incertezas associadas às fontes renováveis e à operação do sistema.

Foram descritos e detalhados métodos para avaliação probabilística e estocástica, como a Enumeração de Estados e a Simulação de Monte Carlo Sequencial, enfatizando suas vantagens e limitações para representar cenários complexos e variáveis ao longo do tempo. Os conceitos de função teste, índices de confiabilidade e incerteza associada às amostras foram introduzidos para oferecer uma base sólida para as análises que serão apresentados nas próximas etapas do trabalho.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

Este capítulo tem por objetivo principal apresentar a metodologia que será usada como base para este trabalho. Serão usados alguns conceitos apresentados no Capítulo 3 para a elaboração da metodologia proposta.

Com isso, serão introduzidas as funções teste usadas para obtenção dos índices de *curtailment* e o algoritmo conceitual da **SMCPS**, além de alguns exemplos tutoriais demonstrando o uso de ambos.

4.1 EXPECTED WIND ENERGY CURTAILED

Neste trabalho o maior foco será no índice *Expected Wind Energy Curtailed* (**CARVALHO et al., 2012**), ele estima a quantidade de energia esperada à ser frustrada em um determinado período de tempo. A função teste $f(x_i)$ para a obtenção desse índice é computada caso haja restrição de geração renovável no estado amostrado, conforme a **Equação (4.1)**, e seu valor esperado conforme a **Equação (4.2)**, onde x_i é o estado i do sistema.

$$WEC = f_{WEC}(x_i) = \begin{cases} \sum_{k=1}^{N_{eol}} P_k^{cur} & , \text{ se houver } curtailment \\ 0 & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (4.1)$$

$$EWEC = \overline{E(f_{WEC}(x_i))} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f_{WEC}(x_i) \quad (4.2)$$

Onde N é o número de amostras, N_{eol} é o número de usinas eólicas, $f(x_i)$ é a função teste que verifica se o estado x_i é ou não de falha, $\overline{E(f(x_i))}$ é o valor esperado da função teste $f(x_i)$, e P_k^{cur} é o montante de energia cortada na usina renovável k .

Os índices de *curtailment* ainda podem ser subdivididos naqueles que ocorrem devido a razões energéticas, de confiabilidade e de indisponibilidade externa, e para essa classificação será necessário realizar duas formulações do problema de fluxo de potência ótimo distintas, um **FPOBU** para obtenção da razão de **ENE** e um **FPO** considerando a rede linearizada para obtenção das razões de **CNF** e **REL**.

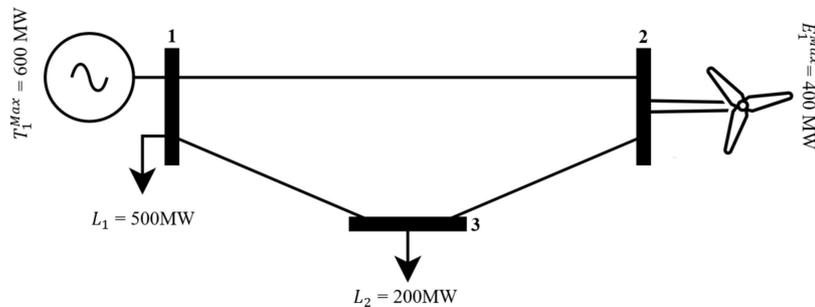
Portanto, para a obtenção do *curtailment* pelas razões de **CNF** e **REL** é necessário retirar a parcela correspondente à razão **ENE** do resultado do **FPO** com rede. Isso pode ser feito subtraindo o valor encontrado no **FPOBU** do valor encontrado no **FPO** com rede.

4.1.1 Exemplo Tutorial - Sistema 3 Barras

Um exemplo do uso da otimização para a classificação das razões de restrição pode ser dado ao examinar a **Figura 17**. Nela há dois geradores, um térmico com capacidade de

600 MW e geração mínima de 400 MW e outro eólico, que tem disponível 400 MW para gerar, além disso a carga do sistema é de 700 MW.

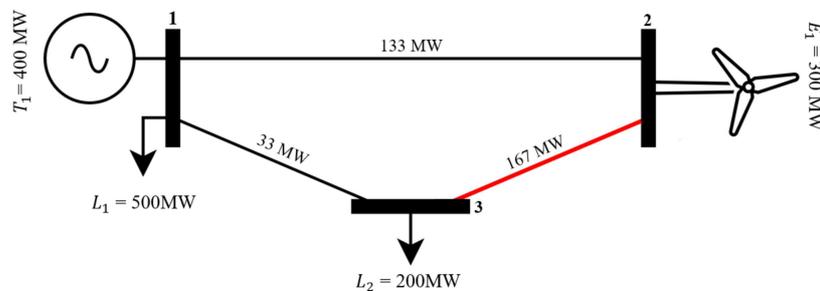
Figura 17 - Sistema Exemplo FPO com Rede.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Utilizando o raciocínio da otimização de barra única, o resultado é a unidade térmica gerando 400 MW, o seu mínimo devido a inflexibilidade, e o eólico 300 MW, o restante para igualar a geração com a carga. Isso gera um corte por razão ENE de 100 MW, pois tem-se 400 MW de geração disponível e foi verificada uma geração de somente 300 MW.

Figura 18 - Sistema Exemplo FPO com Rede - Caso com Violação.

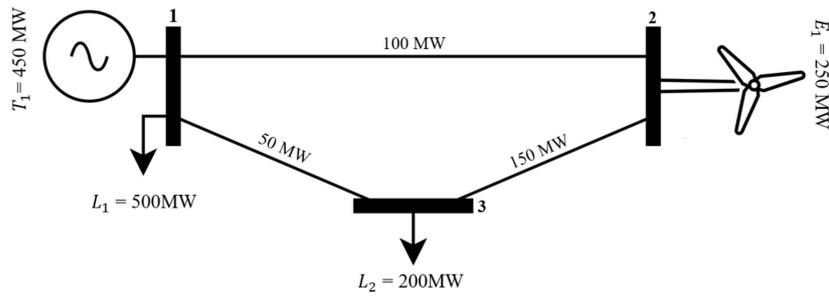


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Considerando que os limites de linha sejam todos 150 MW e a reatância da linha 0,1 p.u., o resultado anteriormente discutido seria inválido, pois violaria o limite da linha 2-3, conforme ilustrado na Figura 18. Portanto, é necessário refazer a análise considerando a rede. Assim, é encontrado que, para o despacho ótimo considerando a rede (FPO com rede), a unidade térmica precisaria gerar 450 MW e a eólica 250 MW, como apresentado na Figura 19.

Assim, após a realização deste procedimento foi encontrado um corte de geração total de 150 MW. Com isso, é possível atribuir que nesse estado do sistema há 100 MW de corte por razão ENE e 50 MW de corte por razão CNF.

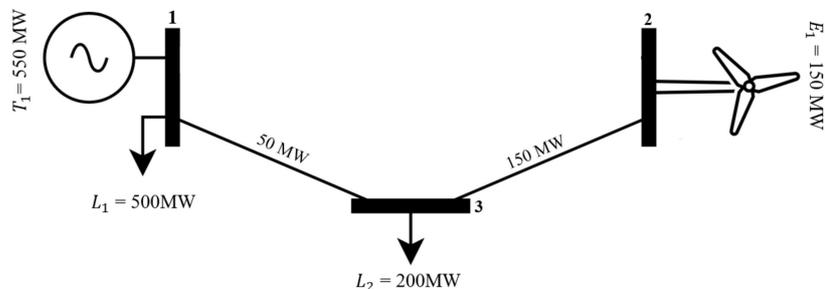
Figura 19 - Sistema Exemplo FPO com Rede - Caso sem Violação.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Um exemplo da razão **REL** pode ser dado mantendo os mesmos patamares de carga e de geração eólica, porém adicionando a saída da linha 1-2, como apresentado na **Figura 20**. Ao realizar os fluxos de potência para este estado foi encontrado um corte de 100 MW ao fazer o **FPOBU** e de 250 MW no **FPO** com rede. Portanto, o montante de corte relativo a razão **ENE** continua sendo 100 MW, porém, como o sistema teve a perda de uma linha os 150 MW restantes serão classificados pela razão **REL** ao invés da razão de confiabilidade.

Figura 20 - Sistema Exemplo FPO com Rede - Caso de Indisponibilidade Externa.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.2 MONTE CARLO PSEUDO-SEQUENCIAL

A metodologia proposta será baseada na simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial (**MELLO; PEREIRA; SILVA, 1994; MARCATO, 1998; MELLO, 1994**). Ela se difere das demais **SMC** pois é feita uma amostragem dos estados conforme feito na **SMCNS**, porém, com processos de varredura de períodos anteriores e posteriores ao amostrado. Com este procedimento, é possível realizar a construção de métricas de duração e frequência, assim como é feito em processos de **SMCS**. Para melhor elucidar o processo, o algoritmo também é mostrado em formato de fluxograma na **Figura 21**.

O algoritmo para a estimação dos índices é descrito do seguinte modo:

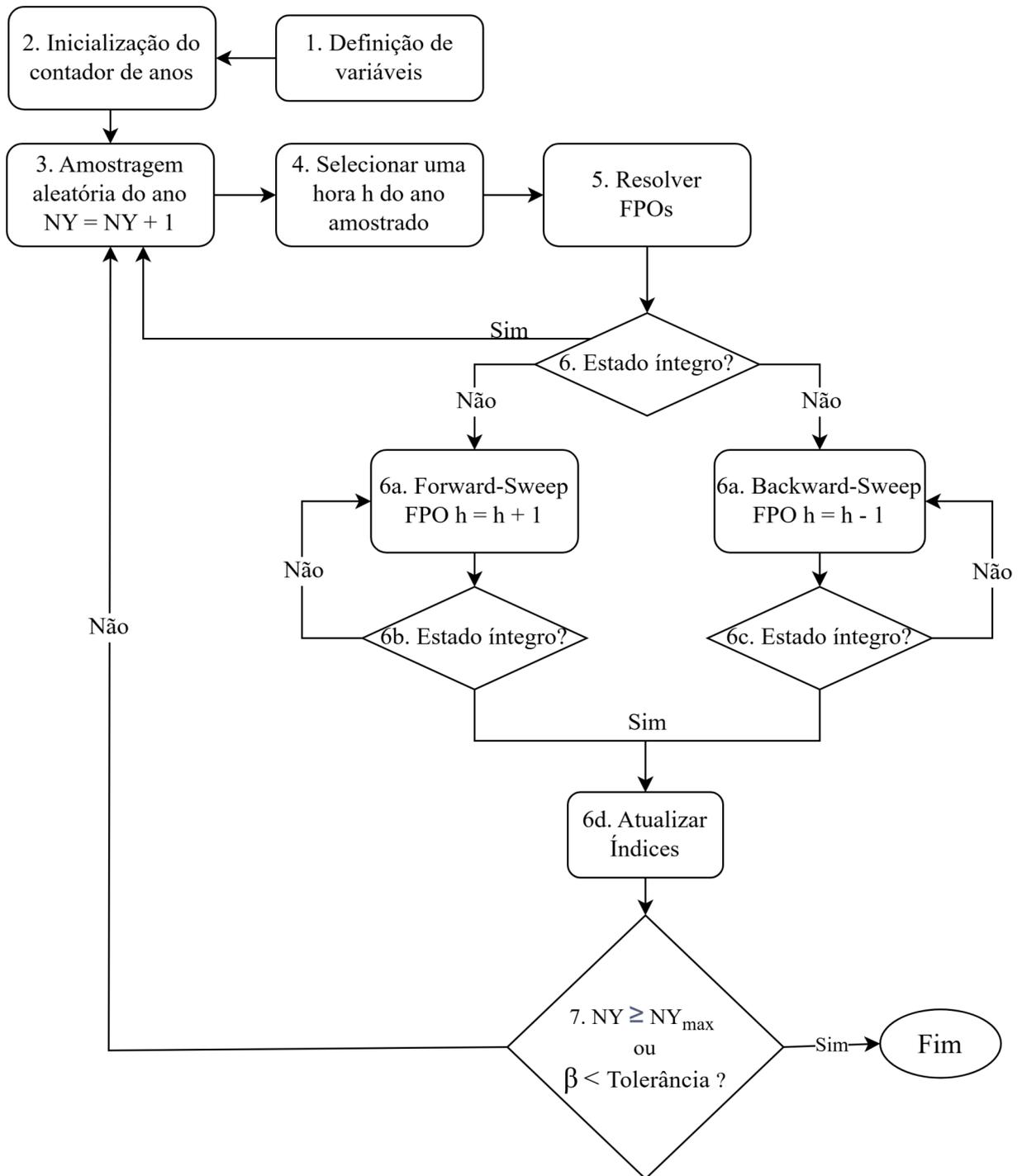
1. Definição da tolerância para a incerteza relativa β do método e o número máximo de anos a serem simulados NY_{max} ;
2. Inicializar o contador de anos simulados $NY = 0$;
3. Amostragem aleatória de um ano do sistema utilizando as séries eólica, hídrica e de carga a partir do instante inicial, fazendo $NY = NY + 1$;
4. Selecionar uma hora aleatória h do ano amostrado;
5. Resolver os problemas de FPO para a hora h e verificar o estado do sistema, caso o estado não seja de falha, ou seja, caso não haja *curtailment*, voltar para o item (3);
6. Caso o estado seja de falha, faça uma análise das subsequências que antecederam e precederam o estado de falha que foi amostrado, esse processo é chamado de *forward* e *backward sweep*;
 - a) Resolver os problemas de FPO para as hora $h = h + 1$ e $h = h - 1$;
 - b) Se o estado em $h = h + 1$ for íntegro parar o processo de *forward-sweep*, caso contrário voltar para o Item 6a;
 - c) Se o estado em $h = h - 1$ for íntegro parar o processo de *backward-sweep*, caso contrário voltar para o Item 6a;
 - d) Se ambos os processos estiverem finalizados, acumule os montantes de energia frustrados aos índices de *curtailment* utilizando suas respectivas funções teste ao longo de todas sub-sequências;
7. Se as incertezas relativas forem menores que a tolerância β ou o número de anos simulados for maior que número máximo de anos, interrompa a simulação, caso contrário, voltar para o Item 3.

Com isso, para acumular os montantes de *curtailment* no índice EWEC utilizando a SMCPS é necessário realizar uma média ponderada dos valores encontrados nos processos de varredura, conforme mostra a Equação (4.3) (MELLO; PEREIRA; SILVA, 1994).

$$EWEC = \overline{E(f_{WEC}(x_i))} = \frac{8760}{N} \sum_{x=1}^N \frac{\sum_{i=1}^{D_f} f_f(x_i) + \sum_{i=1}^{D_b} f_b(x_i)}{D} \quad (4.3)$$

Onde $f_f(x_i)$ e $f_b(x_i)$ são, respectivamente, as funções teste das *forward* e *backward-sweeps*, e D é a duração total do segmento onde houve corte de geração. É utilizado $8760/D$ para realizar este processo, visto que 8760 é a quantidade de horas do ano e D é a duração total dos processos de varredura, assim, ao somar todos os segmentos ponderados tem-se a quantidade média de *curtailment* em um ano.

Figura 21 - Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para a computação dos índices de probabilidade e frequência dos eventos de *curtailment* é necessário utilizar as funções testes, representadas nas Equações (4.4) a (4.7), respectivamente. Este processo é realizado após o termino das *forward* e *backward sweeps*. A sua elaboração foi baseada em índices pré-existentes de corte de carga (BILLINTON;

LI, 1994; MELLO; PEREIRA; SILVA, 1994), porém, para uso neste trabalho, eles foram alterados para encapsular o comportamento dos eventos de *curtailment*.

$$f_{PWC}(x_i) = \begin{cases} 1 & , \text{ se } \sum_{k=1}^{N_{ren}} P_k^{cur} > 0 \\ 0 & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (4.4)$$

$$PWC = \overline{E(f_{PWC}(x_i))} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f_{PWC}(x_i) \quad (4.5)$$

As Equações (4.4) a (4.5) apresentam a função teste e o índice de probabilidade de *curtailment* (*Probability of Wind Curtailed (PWC)*), que tem o papel de mostrar a chance de haver cortes de geração em um ano. Em sua função teste ele computa quantas vezes houve *curtailment* e seu valor esperado faz uma média desses valores.

$$f_{FWC}(x_i) = \begin{cases} \frac{8760}{D_b + D_f} & , \text{ no sucesso} \\ 0 & , \text{ na falha} \end{cases} \quad (4.6)$$

$$EFWC = \overline{E(f_{FWC}(x_i))} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f_{FWC}(x_i) \quad (4.7)$$

Já as Equações (4.6) a (4.7) contém a função teste e o índice de Frequência dos cortes de geração (*Expected Frequency of Wind Curtailments (EFWC)*). Onde D_b e D_f são as durações das sub-sequências anteriores e posteriores de falha, respectivamente. Estas equações utilizam da duração total de um evento de *curtailment* ($D_b + D_f$) para retirar a frequência de curtailment em um ano ($8760/(D_b + D_f)$), e realizar uma média dessas frequências ($\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f_{FWC}(x_i)$)

$$ADWC = \frac{PWC \cdot 8760}{EFWC} \quad (4.8)$$

Na Equação (4.8) o índice contendo valor médio da duração dos eventos de *curtailment* (*Average Duration of Wind Curtailments (ADWC)*) é apresentado. Este índice não tem uma função teste, sendo obtido a partir da frequência. A razão disso é que nos métodos da EE e SMCS é feita uma varredura completa do ano, portanto é comum ter cortes com menores durações, abaixando sua média de duração. Isso acontece com menor frequência na SMCPs, devido ao fato da chance da simulação selecionar um período com maior duração do corte ser maior, conseqüentemente aumentando a média da duração dos cortes.

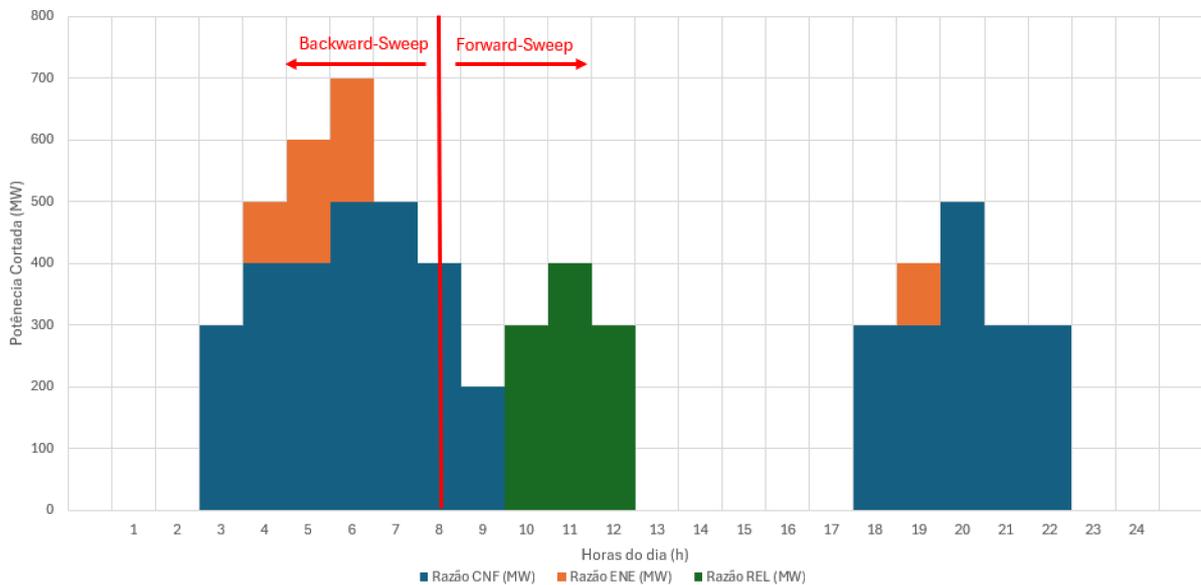
Uma das vantagens da metodologia pseudo-sequencial é a possibilidade de análise mais profunda somente dos estados de falha, ao contrário da SMCS, onde é necessária uma análise do ano por completo, tornando o processo mais eficiente.

Um bom exemplo do funcionamento da Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial pode ser dado ao analisar a [Figura 22](#). Ao selecionar a hora 8 de um dia qualquer e verificar que este estado é de *curtailment* se iniciam os processos de *sweep*. Na *forward-sweep* são somados incrementos de tempo até chegar na hora 13, hora em que o sistema volta para operação sem corte de geração. O mesmo acontece na *backward-sweep*, porém são subtraídos incrementos de tempo até a hora analisada ser $h = 2$. Após o término destes processos a quantidade de *curtailment* é acumulada e se seleciona um novo estado.

Nota-se que no mesmo dia houve dois eventos de *curtailment*, um com início na hora 3 e final na hora 13 e outro com início em 18 e final em 23. Contudo, somente o primeiro evento de *curtailment* foi analisado, uma vez que a hora selecionada aleatoriamente foi $h = 9$.

Um outro exemplo que pode ser dado usando o mesmo dia é ao selecionar a hora 15, uma hora que não engloba um evento de *curtailment*. Ao fazer esta seleção e verificar o estado íntegro do sistema a simulação não faria as varreduras, amostrando assim outro ano e selecionando outra hora, reiniciando o processo.

Figura 22 - Gráfico Exemplo SMCPS Razão de Confiabilidade.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.2.1 Classificação dos Cortes

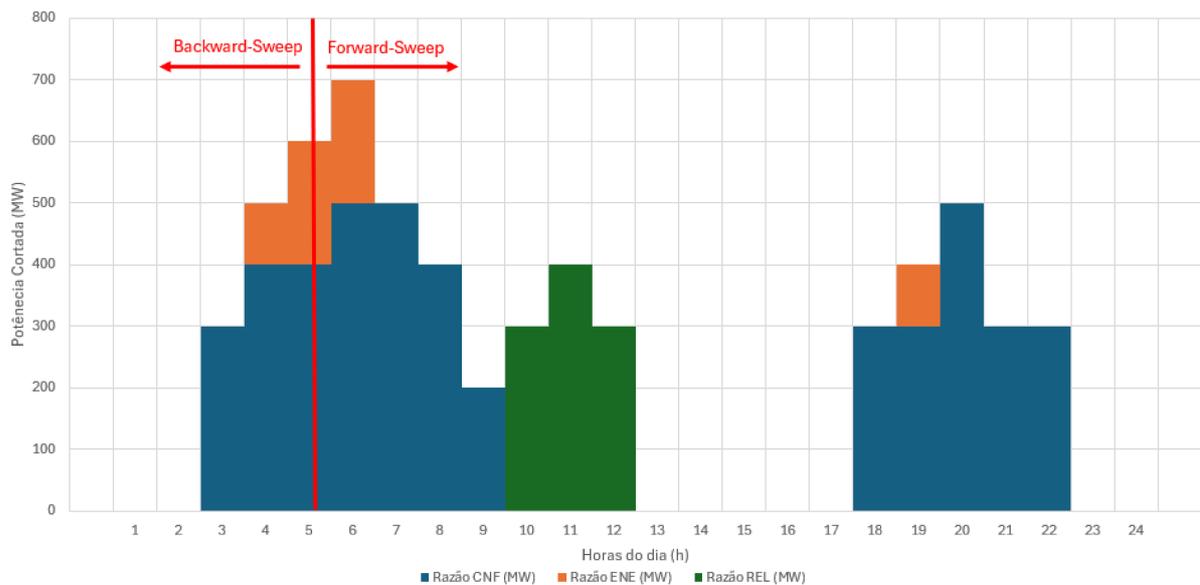
Para o processo de classificação das razões de corte é necessário realizar os processos de varredura de forma separada para não haver distorções nos valores encontrados.

Portanto, é necessário ao obter um evento de *curtailment* na hora amostrada, classificá-lo, e realizar os processos de varredura até a sua condição acabar.

Um exemplo da classificação por razão de confiabilidade pode ser mostrada na [Figura 22](#). Após a hora 8 ser amostrada a *forward-sweep* acontecerá até a hora 10, já que a partir dessa hora não há mais corte por razão CNF. Já a *backward-sweep* é feita até a hora 2, momento em que não há mais corte de geração. Apesar de haver corte por razão energética nesse período, ele só será contabilizado quando a primeira hora amostrada for por essa razão, conforme a [Figura 23](#).

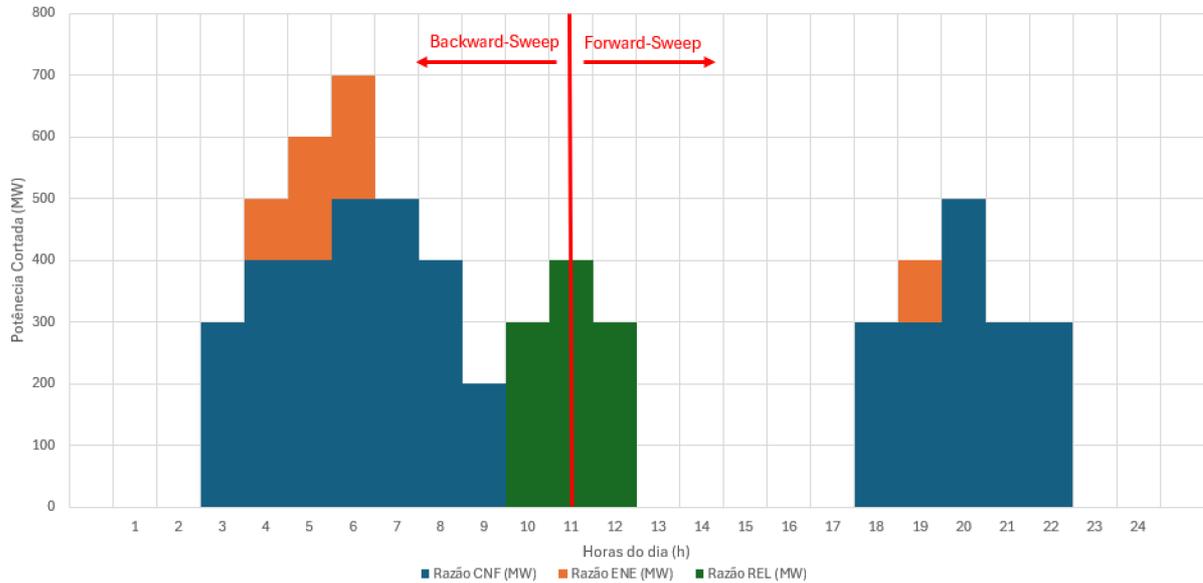
Já a classificação por razão de indisponibilidade externa pode ser feita de modo mais simples, como mostra a [Figura 24](#), uma vez que não é possível ter nenhuma outra razão simultaneamente a esta. Portanto, caso amostrada a hora 11 as varreduras serão feitas até as horas 13 e 9.

[Figura 23](#) - Gráfico ExemploSMCPS Razão Energética.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 24 - Gráfico Exemplo SMCPs Razão de Indisponibilidade Externa.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi detalhada a metodologia que servirá de base para todas as análises e avaliações realizadas no capítulo de resultados. Partindo dos conceitos apresentados no capítulo de fundamentação teórica, foram descritas as funções teste para cálculo dos principais índices de *curtailment*, com destaque para o índice de energia eólica não aproveitada [EWEC](#).

Foram apresentados exemplos para ilustrar o processo de determinação e segregação dos diferentes tipos de *curtailment* e a necessidade de realizar as análises levando em conta a operação considerando o lado energético e a operação com representação explícita da rede elétrica. Dessa modo, tornam-se claros os caminhos para quantificação das parcelas de corte por cada uma das razões e para entendimento dos fatores críticos envolvidos.

Adicionalmente, foi detalhada a lógica e estrutura do algoritmo de simulação de Monte Carlo pseudo-sequencial. Assim, este capítulo estabelece uma base sólida para a aplicação prática dos métodos e para a análise crítica dos resultados obtidos nas etapas seguintes do trabalho.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo traz os resultados e discussões das análises feitas ao se aplicar a metodologia proposta em um sistema teste. Serão descritas as características do sistema utilizado, bem como os parâmetros e premissas adotadas na modelagem. Em seguida, serão apresentados os resultados obtidos, com ênfase na análise dos impactos do *curtailment* das fontes renováveis variáveis.

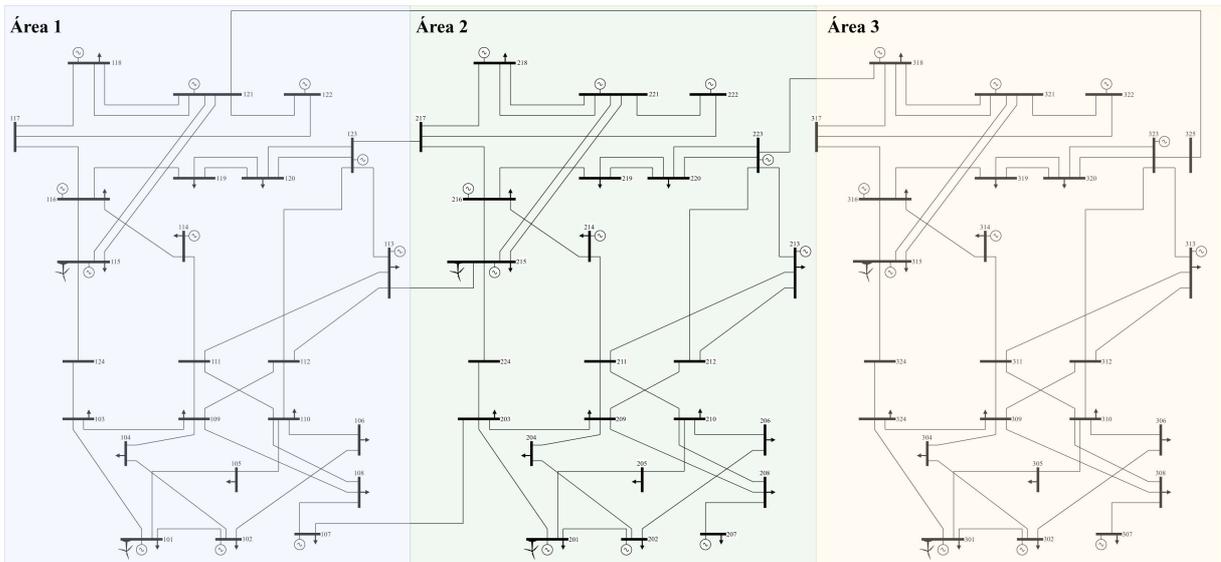
Os resultados são discutidos de forma a evidenciar as principais contribuições da metodologia desenvolvida, destacando aspectos como a quantificação da energia restringida e o comportamento do sistema sob diferentes cenários de operação.

5.1 COMPARATIVO SMCPS E DEMAIS MÉTODOS

Para avaliar o comportamento dos eventos de *curtailment* e validar a metodologia proposta, foram utilizadas quatro abordagens distintas de simulação: Enumeração de Estados, Simulação de Monte Carlo Sequencial, Simulação de Monte Carlo Não Sequencial e Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial.

O sistema que foi utilizado neste trabalho para aplicação da metodologia proposta é o RTS96REN (FLAVIO et al., 2011). Esse sistema é uma versão modificada do sistema IEEE Reliability Test System 1996 (GRIGG et al., 1999), representado na Figura 25, onde algumas unidades térmicas foram substituídas por unidades hidráulicas e eólicas. Essa modificação aumentou a participação de energias renováveis no sistema, que possui uma capacidade instalada total de 13.996 MW. Os dados do sistema se encontram no Apêndice B e em (BORATTO, 2025).

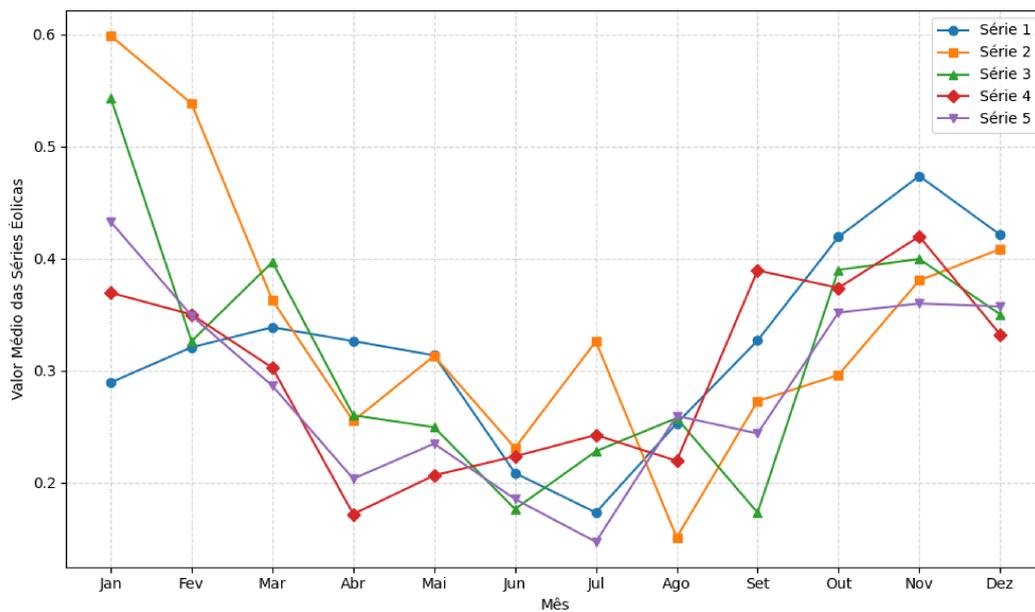
Figura 25 - Sistema IEEE RTS96.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

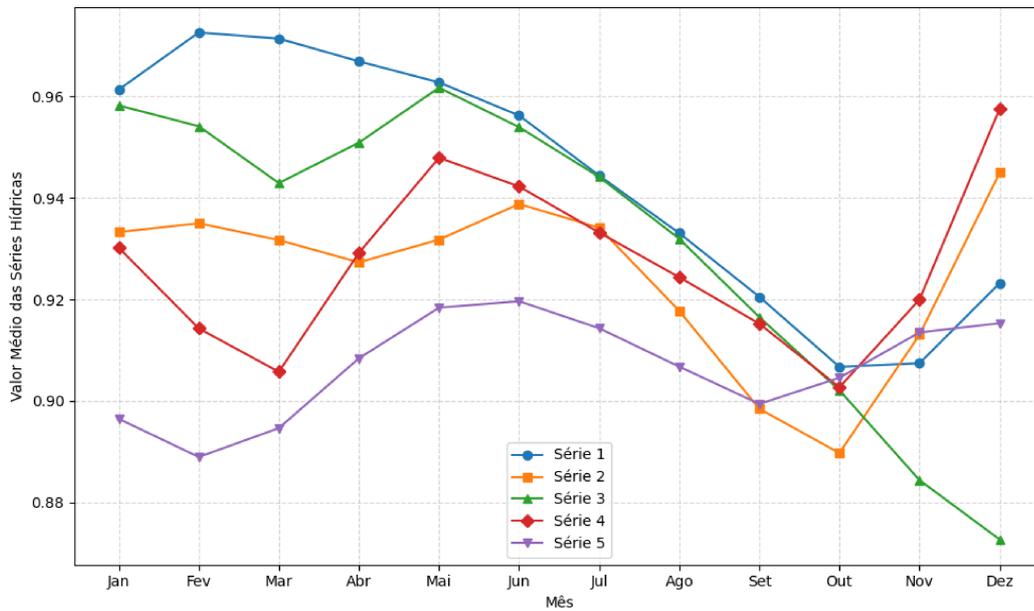
Além disso, foram consideradas cinco séries históricas de geração eólica e hídrica e um perfil de carga (FLAVIO et al., 2011), totalizando 25 combinações possíveis de anos sintéticos, a Figura 26 e a Figura 27 mostram as séries históricas eólicas e hídricas, respectivamente, já a Figura 28 mostra o perfil de carga usado.

Figura 26 - Séries Históricas Eólicas.



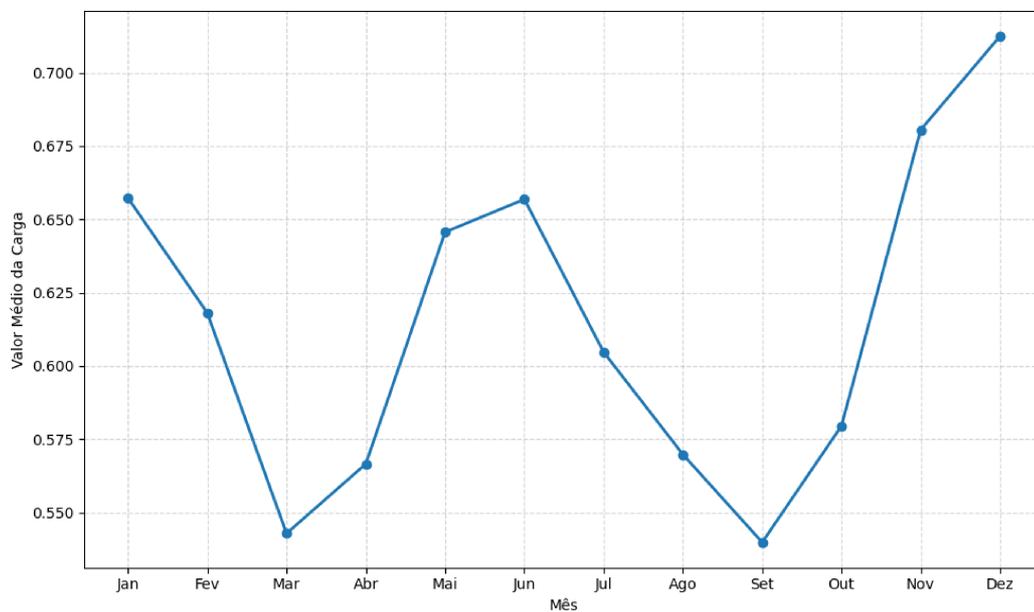
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 27 - Séries Históricas Hídricas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 28 - Perfil de Carga.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Durante as simulações de Monte Carlo as séries foram selecionadas aleatoriamente, gerando anos sintéticos que poderiam se repetir ao longo do processo de simulação. Para a **SMCS**, foi adotada uma incerteza relativa de $\beta = 5\%$ e um máximo de 250 anos simulados, enquanto para a **SMCPS** e **SMCNS**, o número de anos simulados foi de 100.000 e 80.000,

respectivamente. A incerteza relativa foi escolhida baseada em diversos trabalhos que utilizam este valor (MELLO; PEREIRA; SILVA, 1994; SILVA et al., 2012), já o número de anos simulados para a SMCNS e a SMCPS foi escolhido seguindo a Equação (3.16).

Tabela 3 – Índices de cortes de geração por método.

Método	$EWEC_{ENE}$ (GWh/ano)	$EWEC_{CNF}$ (GWh/ano)
EE	12,72	117,66
SMCS	12,91	120,05
SMCNS	12,86	119,04
SMCPS	13,20	120,83

Tabela 4 – Índices de frequência de corte de geração por método.

Método	$EFWC_{ENE}$ (vezes/ano)	$EFWC_{CNF}$ (vezes/ano)
EE	10,80	113,16
SMCS	11,06	113,84
SMCNS	-	-
SMCPS	10,38	113,46

Tabela 5 – Índices de duração de corte de geração por método.

Método	$ADWC_{ENE}$ (horas)	$ADWC_{CNF}$ (horas)
EE	3,50	7,20
SMCS	3,47	7,26
SMCNS	-	-
SMCPS	3,65	7,44

Tabela 6 – Erro percentual dos índices de corte de geração por método.

Método	$EWEC_{ENE}$ (%)	$EWEC_{CNF}$ (%)
EE	-	-
SMCS	1,49	2,03
SMCNS	1,10	1,17
SMCPS	3,77	3,48

Os resultados obtidos, apresentados nas Tabelas 3 a 6, mostram que os valores de $EWEC$ obtidos pelas simulações de Monte Carlo são satisfatoriamente próximos aos valores

determinísticos. Isso evidencia a eficácia desses métodos na estimação do *curtailment*. A [SMCPS](#), em particular, destacou-se por sua capacidade de reduzir significativamente o tempo de processamento sem comprometer a qualidade dos resultados, tornando-se uma opção viável para sistemas de larga escala, ou para análises que demandam a inclusão de variáveis adicionais, como falhas de equipamentos ou mais séries históricas.

Tabela 7 – Comparativo entre os Métodos de Monte Carlo - Tempo de execução e número de execuções de FPO.

Método	Tempo de Execução (s)	N. Execuções de FPO
SMCS	9731	4380000
SMCNS	216	50000
SMCPS	269	157761

Tabela 8 – Comparativo percentual entre métodos - Tempo de execução

Método	Tempo de Execução(%)
SMCS	-
SMCNS	2,22
SMCPS	2,76

É preciso considerar que não é viável computacionalmente adicionar uma análise contendo falhas de equipamentos ou mais séries históricas nos métodos de Enumeração de Estados e na simulação de Monte Carlo Sequencial, uma vez que o número de combinações necessárias para o sistema em questão ficaria exorbitante para o método de [EE](#) e seria necessário um número de execuções consideravelmente maior para o [SMCS](#) convergir.

A adição de mais séries históricas não se torna um empecilho para a [SMCPS](#), uma vez que, através deste método, só é analisado um segmento do ano, portanto captar as variações interanuais se torna uma tarefa mais simples. Já na [SMCS](#) este processo se torna muito mais complexo, uma vez que para fazer esta captura, este método precisaria simular todas as combinações de séries históricas, tornando o processo exponencialmente mais demorado, já que a [SMCS](#) simula o ano por completo.

Esses fatos, agregados aos tempos mostrados nas [Tabelas 7 a 8](#) atestam a eficiência da simulação de Monte Carlo pseudo-sequencial, indicando que seu uso para a estimação do *curtailment* se mostra promissor.

Embora todos os métodos estimem corretamente as quantidades de corte de geração, cada um apresenta características específicas. A [EE](#) mostra-se vantajosa para casos com menor variabilidade e menor complexidade temporal, uma vez que ela entrega resultados determinísticos dos índices. A [SMCS](#) oferece robustez para cenários mais abrangentes, mas

com custo computacional significativo com o aumento do detalhe temporal e amostral. A [SMCNS](#) é a de maior eficiência, porem não entrega uma análise completa como as outras, uma vez que não é possível extrair índices de frequência e duração. Já a [SMCPS](#) desponta como a alternativa mais promissora para análises de longo prazo e de alta complexidade, especialmente quando a representação de incertezas e restrições operativas detalhadas é necessária.

Na próxima seção a [SMCPS](#) será utilizada sob diferentes cenários, com o intuito de melhor entender o comportamento do *curtailment* sob diferentes ângulos.

5.2 SMCPS COM CRITÉRIO DE SEGURANÇA $N-1$

Nesta seção são apresentados e discutidos os resultados obtidos do uso da [SMCPS](#) no sistema teste utilizando quatro cenários distintos:

- **Cenário 1:** Sem utilizar o critério de segurança $N-1$ e sem falha de equipamentos;
- **Cenário 2:** Sem utilizar o critério de segurança $N-1$, mas com falha de equipamentos;
- **Cenário 3:** Utilizando o critério de segurança $N-1$, mas sem falha de equipamentos;
- **Cenário 4:** Utilizando o critério de segurança $N-1$ com falha de equipamentos;

O critério $N-1$ foi utilizado conforme a [Seção 3.3](#). Ele é empregado com a rede em estado íntegro ou não, com o intuito principal de realizar o despacho ótimo do sistema possibilitando a perda de um equipamento. Isso significa que caso um equipamento já esteja em falha em uma determinada hora amostrada pelo [SMCPS](#), um [FPO](#) com o critério de segurança $N-1$ será realizado para achar o despacho ótimo daquela hora.

É importante salientar também que nas análises que consideram falhas de equipamentos os geradores serão considerados 100% confiáveis, assim, somente as linhas de transmissão e os transformadores são elegíveis para falha. Esta escolha foi feita para melhor traduzir os efeitos que a rede tem nos eventos de *curtailment*.

O cenário 1 tem as mesmas condições exploradas na [Seção 5.1](#), portando foram usados os mesmo valores já anteriormente apresentados, conforme apresentados na [Tabela 9](#).

Tabela 9 – Índices de cortes de geração Cenário 1.

Razão	$EWEC$ (GWh/ano)	Frequência(vezes/ano)	Duração(h)
ENE	13,20	10,38	3,65
CNF	120,83	113,46	7,44

Os resultados obtidos para o cenário 2 são apresentados na [Tabela 10](#). Ao se analisa-los, é possível notar a influência das falhas de equipamento tem nos índices de

curtailment. O valor associado a razão de confiabilidade tem uma diminuição, isso se dá devido ao fato desta razão dividir a sua quantidade de *curtailment* com a razão de indisponibilidade externa, porém, com as falhas de equipamento o valor total dos cortes aumenta.

Tabela 10 – Índices de cortes de geração Cenário 2.

Razão	<i>EWEC</i> (GWh/ano)	Frequência(vezes/ano)	Duração(h)
ENE	12,24	9,29	5,62
CNF	91,55	84,65	18,54
REL	83,24	94,93	14,56

Ao comparar os resultados do cenário 3, apresentados na [Tabela 11](#), verifica-se a diferença que o critério de segurança tem nos índices de *curtailment*, com um aumento considerável nos valores de corte de geração. Convém destacar que a adição do critério de segurança tem um impacto maior nos valores de *EWEC* que a análise com falha de equipamentos.

Tabela 11 – Índices de cortes de geração Cenário 3.

Razão	<i>EWEC</i> (GWh/ano)	Frequência(vezes/ano)	Duração(h)
ENE	12,78	10,90	5,36
CNF	389,79	175,92	26,88

Já o cenário 4, apresentado na [Tabela 12](#), revela a situação mais crítica de *curtailment*, com os índices sendo os mais altos, destacando novamente o impacto da análise incluindo a falha de equipamentos e o critério de segurança.

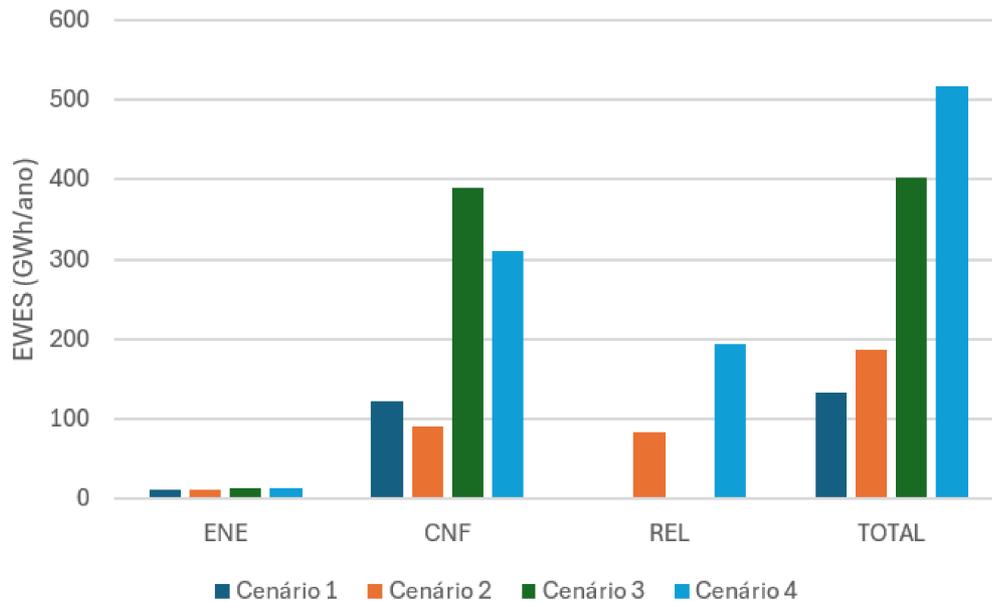
Tabela 12 – Índices de cortes de geração Cenário 4.

Razão	<i>EWEC</i> (GWh/ano)	Frequência(vezes/ano)	Duração(h)
ENE	13,15	10,59	5,57
CNF	309,60	181,31	23,79
REL	193,91	110,31	19,47

É interessante salientar que os valores de *curtailment* por razão energética se mantiveram praticamente constantes. Esse comportamento é esperado, uma vez que as análises feitas afetam somente a rede do sistema, então no caso os patamares de carga e as séries de energia renovável não mudam, fazendo com que os índices se mantenham no mesmo patamar.

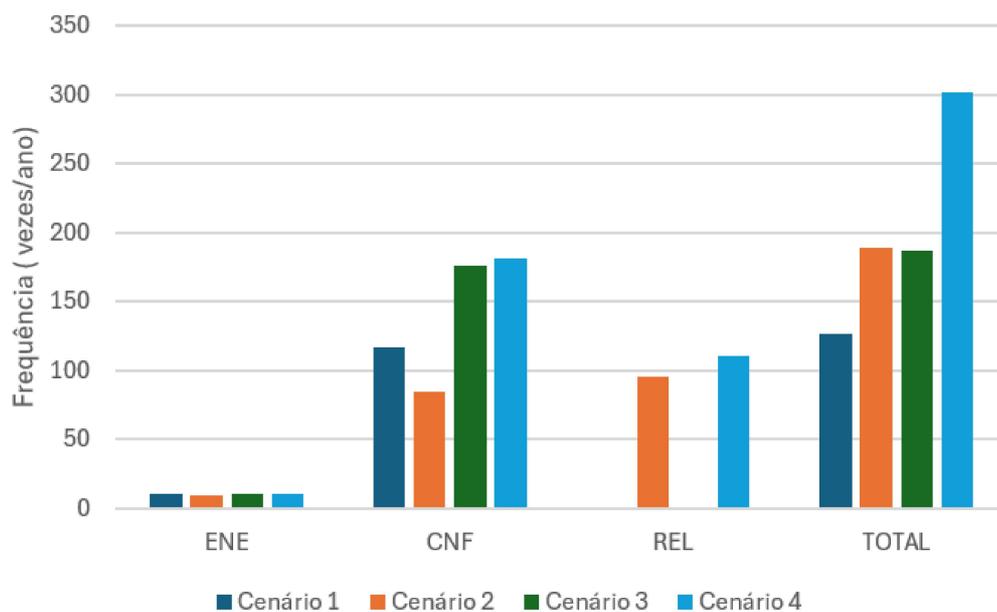
As Figuras 29 a 31 apresentam gráficos comparativos dos cenários separados por razão. Neles, é possível notar a tendência de crescimento do gráfico conforme a adição de empecilhos na análise. Variações pequenas devem ser desconsideradas devido a incerteza relativa do método.

Figura 29 - Gráfico Comparativo de Cenários - EWEC.



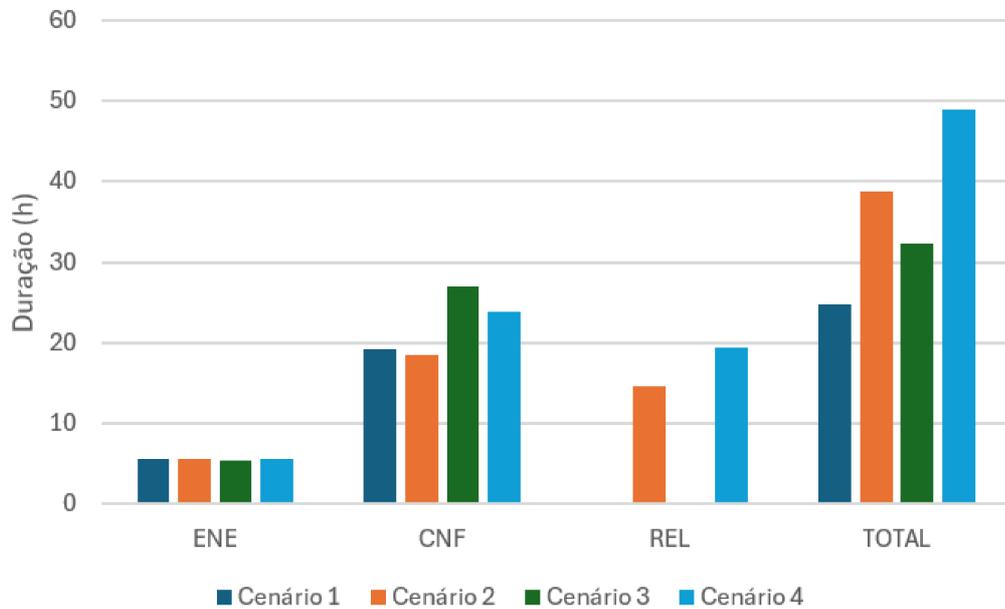
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 30 - Gráfico Comparativo de Cenários - Frequência.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 31 - Gráfico Comparativo de Cenários - Duração.

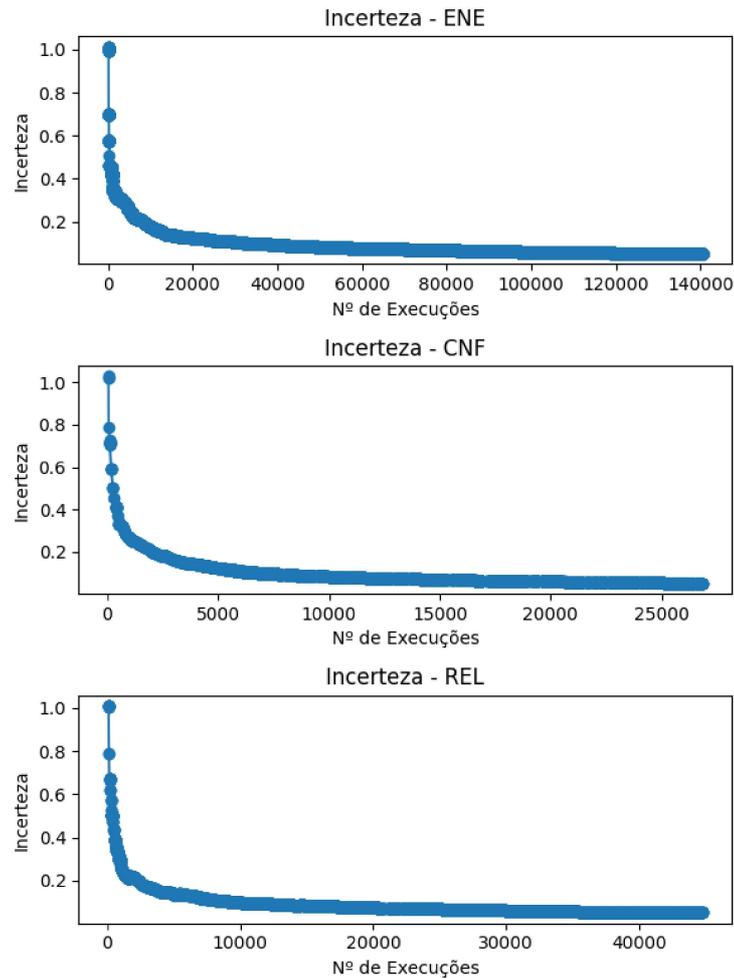


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Outro ponto relevante é a diferença entre os valores encontrados nas diferentes razões. Os valores de [EWEC](#) encontrados na razão de confiabilidade foram os maiores em todos os cenários, isso acontece devido ao fato do sistema ter mais problema com escoamento de energia do que com sobre-oferta de energia ou inflexibilidades. Outro fato que faz essa razão ser a maior é por que o sistema tende a estar em estado íntegro, ou seja, com todas as suas linhas de transmissão funcionando, com mais frequência, acumulando mais cortes por [CNF](#) do que por [REL](#).

Na [Figura 32](#) são apresentados três gráficos contendo as incertezas encontradas ao longo do processo de simulação no cenário 4. É possível notar que apesar da quantidade de execuções ser diferente entre as razões as tendências dos gráficos foram similares.

Figura 32 - Gráficos de Incertezas - Cenário 4.

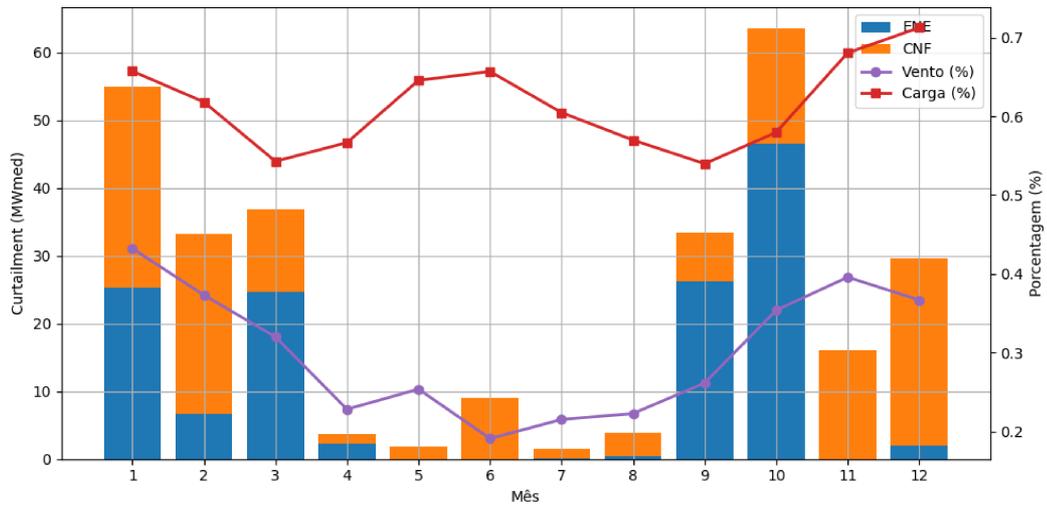


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Nas Figuras 33 a 36 foram feitos gráficos com os valores de *curtailment*, porcentagem de vento e carga médios mensais. É possível notar que o corte de geração tem seus menores valores nos meses com menor quantidade de vento e maior quantidade de carga. O motivo para isso é evidente, uma vez que neste contexto se tem muito menos geração eólica disponível para ser cortada.

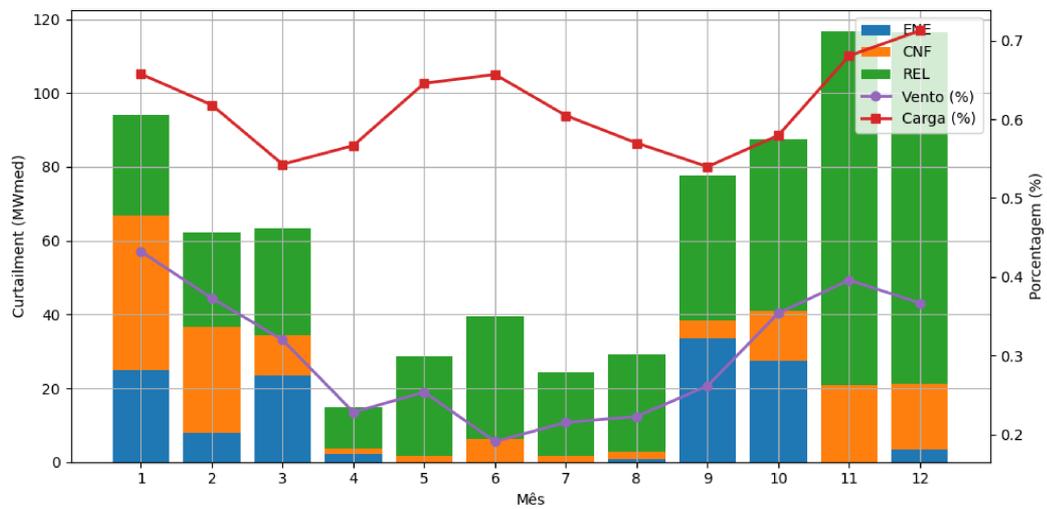
Nos meses onde se tem muito vento e pouca carga os cortes por razão energética se tornam mais proeminentes. Já nos meses onde há muito geração eólica disponível e o patamar de carga está elevado tem-se valores elevados de *curtailment*, isso se dá pelos cortes por razão de confiabilidade e indisponibilidade externa, muito devido à incapacidade de escoamento dessa energia. Um exemplo claro desse fato é apresentado na Figura 36, nela é possível identificar um valor alto nos valores de *curtailment* ao se atentar às razões de CNF e REL.

Figura 33 - Gráfico de *Curtailement* Estimado por Mês - Cenário 1.



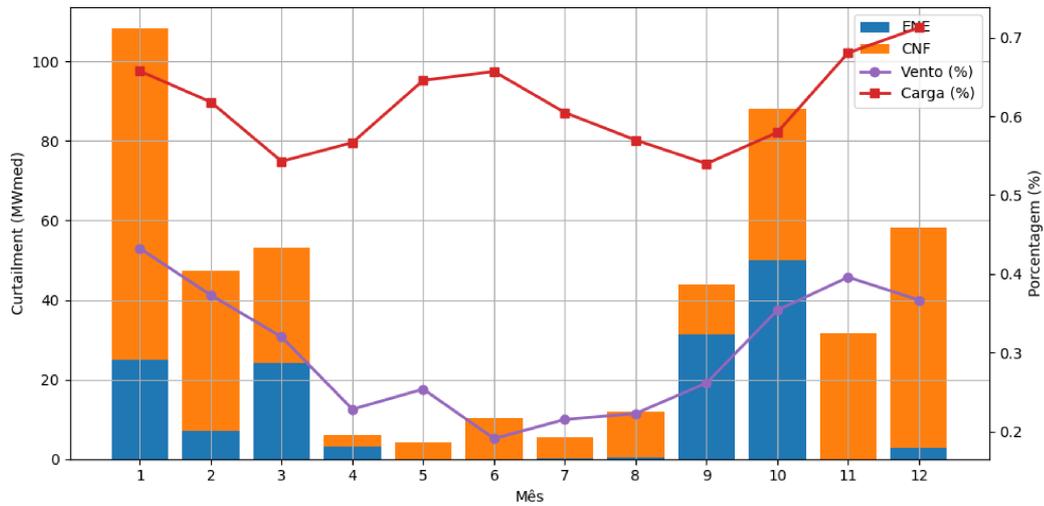
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 34 - Gráfico de *Curtailement* Estimado por Mês - Cenário 2.



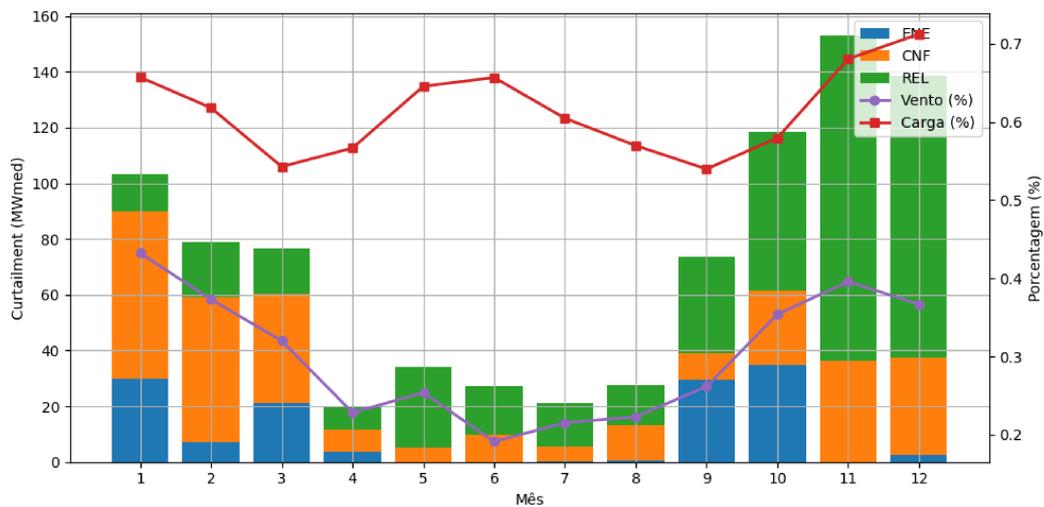
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 35 - Gráfico de *Curtilment* Estimado por Mês - Cenário 3.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

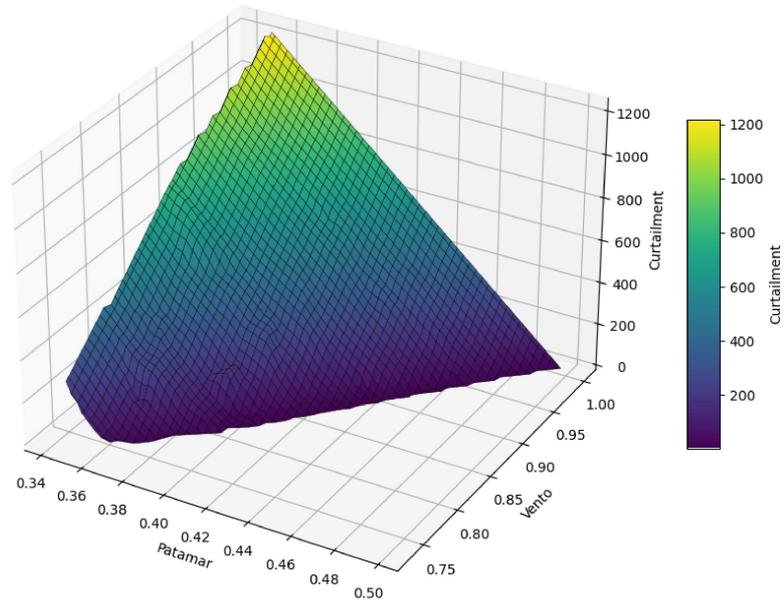
Figura 36 - Gráfico de *Curtilment* Estimado por Mês - Cenário 4.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

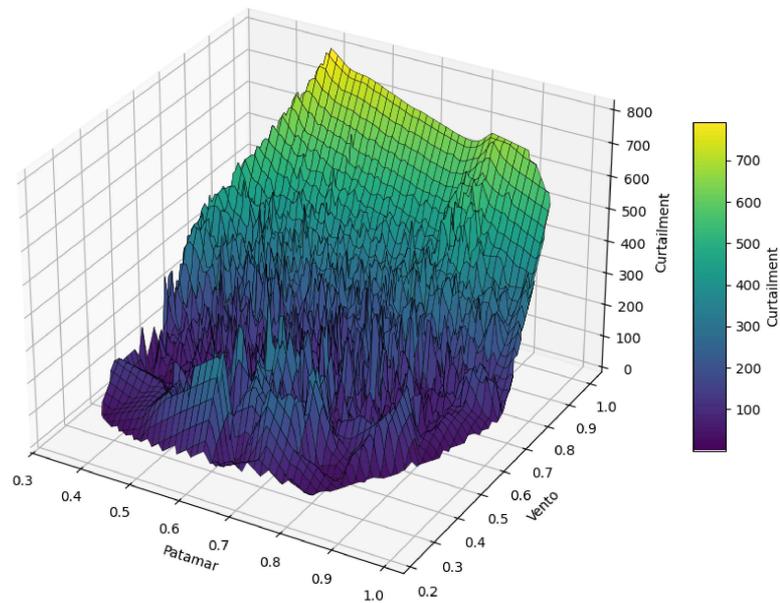
Outro ponto interessante é a correlação entre os patamares de carga e quantidade de vento com os montantes de *curtilment*. Na [Figura 37](#) possível identificar o padrão já apresentado anteriormente, quanto menor o patamar de carga e maior a quantidade de vento disponível maior serão os valores de *curtilment* por razão energética. Já a [Figura 38](#) mostra como maiores quantidade de vento influenciam na quantidade de corte de geração por razão de confiabilidade.

Figura 37 - Gráfico de *Curtaim* Estimado por Patamar de Carga e Quantidade de Vento - Cenário 4 e Razão ENE.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

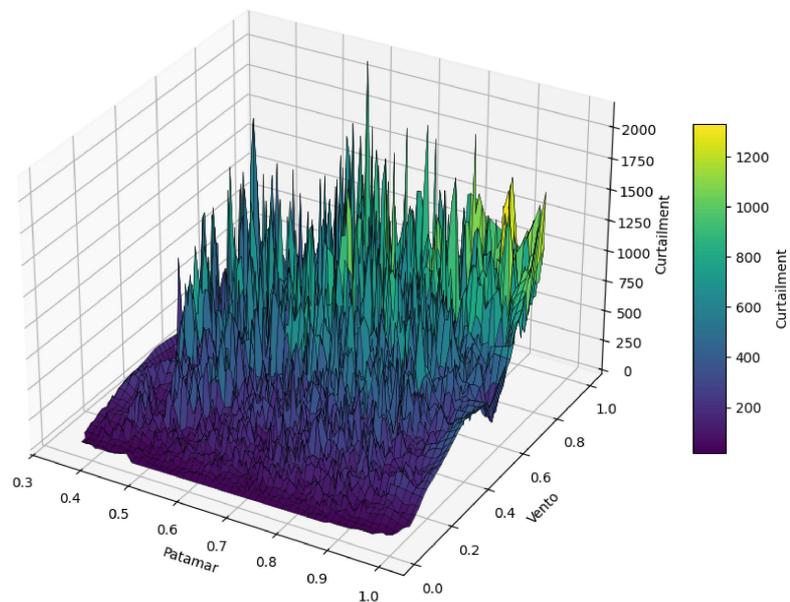
Figura 38 - Gráfico de *Curtaim* Estimado por Patamar de Carga e Quantidade de Vento - Cenário 4 e Razão CNF.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Por fim, na [Figura 39](#) é possível verificar maior aleatoriedade nos cortes por razão de indisponibilidade externa, apesar dos maiores montantes de cortes estarem associados a valores maiores de vento disponíveis. Essa maior aleatoriedade se dá devido ao fato da razão [REL](#) acontecer quando há falhas de linhas de transmissão, por conta deste ser um evento aleatório se tem maior dispersão nos valores de *curtailment*.

[Figura 39](#) - Gráfico de *Curtilment* Estimado por Patamar de Carga e Quantidade de Vento - Cenário 4 e Razão [REL](#).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

É possível, através dos multiplicadores simplex coletados na otimização do problema, aferir quais linhas de transmissão estão causando os cortes. Assim, no caso de *curtailment* os multiplicadores, referentes as equações de limite, que forem diferentes de zero foram acumulados e estão apresentados nas [Tabelas 13 a 18](#)

Uma representação mais visual do que foi exibido nas tabelas anteriores é apresentado na [Figura 40](#). Para a elaboração desta figura o aparecimento total em todos os cenários foi somado para ter uma visão geral de onde ocorrem os maiores carregamentos, assim, sua classificação é apresentada em vermelho para as linhas mais carregadas e amarelo para as menos. Por fim, é possível notar que há um maior carregamento das linhas próximas a geração eólica. Houve também um carregamento mais acentuado nas linhas 123-217, 107-203 e 212-325, essas que são linhas de conexão entre as áreas.

Tabela 13 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 1 - CNF.

Barra DE	Barra PARA	Frequência de Ocorrência
101	102	7493
101	105	7117
301	302	6838
301	305	6137
201	202	3475
318	223	195
325	121	115
115	116	11
201	205	8

Tabela 14 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 3 - CNF.

Barra DE	Barra PARA	Frequência de Ocorrência
101	102	16407
301	302	16227
201	202	11275
301	305	4621
201	205	4303
101	105	569
311	313	119
312	313	57
325	121	7
115	116	3
116	117	1

Tabela 15 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 2 - CNF.

Barra DE	Barra PARA	Frequência de Ocorrência
101	102	8191
101	105	6813
301	302	6735
301	305	5947
201	202	3293
207	208	304
307	308	265
318	223	238
325	121	173
107	108	113
216	219	91
116	119	84
316	319	56
216	217	46
107	203	46
123	217	42
116	117	28
115	116	21
201	205	13
105	110	12
316	317	11
101	103	9
113	215	4
215	216	3
315	316	1

Tabela 16 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 2 - REL.

Barra DE	Barra PARA	Frequência de Ocorrência
101	102	9138
207	208	4891
307	308	4094
301	302	2944
301	305	2880
101	105	2523
107	108	1888
116	119	1609
216	219	1457
318	223	1453
325	121	1298
316	319	904
201	202	902
123	217	713
116	117	709
107	203	704
216	217	678
105	110	288
316	317	181
115	116	173
201	205	172
101	103	122
113	215	45
215	216	32
315	316	23
311	313	20
201	203	6
301	303	3
214	216	1

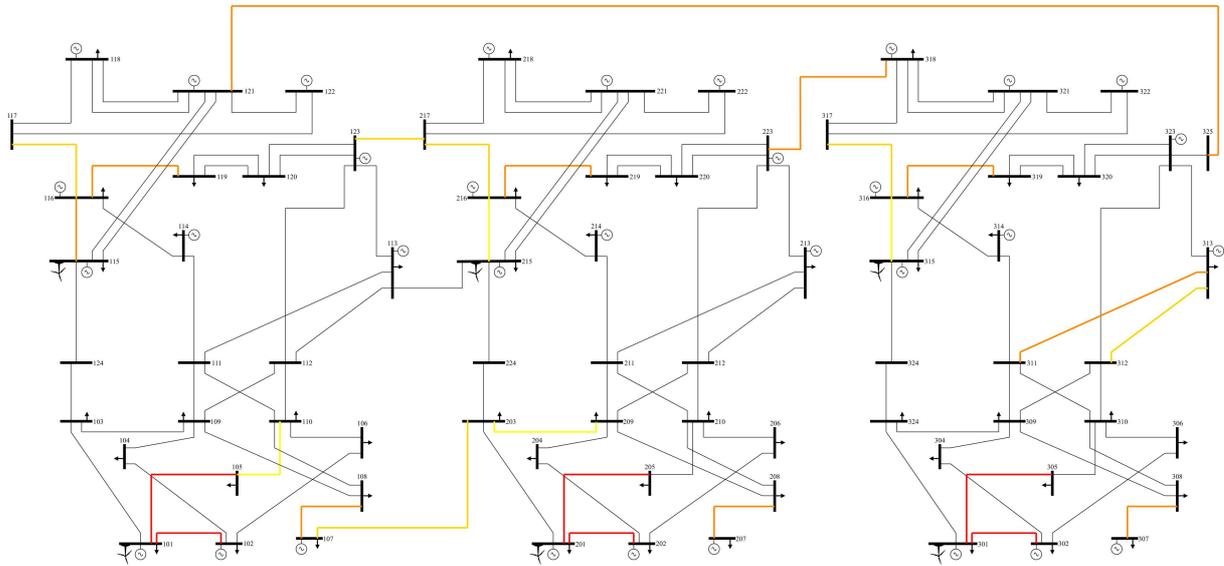
Tabela 17 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 4 - CNF.

Barra DE	Barra PARA	Frequência de Ocorrência
101	102	20554
301	302	19759
201	202	13665
301	305	5668
201	205	5080
101	105	566
311	313	199
312	313	92
107	108	71
216	219	48
316	319	33
115	116	31
316	317	27
216	217	19
325	121	15
116	117	11
116	119	10
107	203	8
215	216	7
106	110	6
318	223	4
306	310	2
123	217	2
315	316	2
203	209	2
214	216	1
113	215	1
317	318	1

Tabela 18 – Ocorrências de Sobrecarga Cenário 4 - REL.

Barra DE	Barra PARA	Frequência de Ocorrência
101	102	14527
301	302	13094
201	202	9320
301	305	4455
107	108	3319
201	205	2619
115	116	2073
216	219	1628
311	313	1268
316	319	1162
312	313	811
101	105	793
316	317	704
216	217	654
116	117	581
116	119	494
325	121	436
315	316	331
107	203	294
215	216	277
203	209	229
318	223	198
106	110	194
123	217	156
214	216	39
310	312	35
317	318	33
306	310	31
206	210	22
113	215	16
213	223	11
105	110	6
101	103	3
211	213	2
210	212	1
212	223	1

Figura 40 - Carregamento do Sistema IEEE RTS96.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

5.3 SMCPS COM PERDAS DE TRANSMISSÃO

Os índices de *curtailment* utilizando o modelo que considera perdas na metodologia proposta será realizado utilizando a metodologia descrita em [Seção 3.2](#). Nesta seção ele será aplicado em um cenário onde não são consideradas falhas de equipamentos e o critério de segurança $N-1$. Além disso, será utilizada somente a razão energética, visto que a consideração de perdas afeta mais diretamente esta razão.

Em testes preliminares foi encontrado que a variação desta análise é menor que a incerteza relativa utilizada para como tolerância ($\beta = 5\%$), portanto, caso o processo fosse feito de maneira separada, ou seja, com anos diferentes sendo amostrados para ambas as análises o impacto causado pelas perdas não seria tão facilmente notado. Portanto, o procedimento adotado foi simular ambos os cenários de forma conjunta, analisando os mesmos estados para ambos. Desta maneira é possível contrapor de forma mais adequada o impacto da análise considerando perdas. A [Tabela 19](#) mostra os resultados obtidos.

Tabela 19 – Índices de cortes de geração com e sem perdas de transmissão.

Método	S/ Perdas	C/ Perdas
$EWEC_{ENE}$ (GWh/ano)	11,47	10,37
$EFWC_{ENE}$ (Veze/ano)	7,21	9,01
$ADWC_{ENE}$ (Média de Duração/ano)	4,24	3,40

É possível observar que o modelo considerando perdas tem valor de $EWEC$ menores

que o sem perdas. Isso é devido ao fato de quando as perdas são adicionadas na análise, elas são consideradas cargas extras nas barras em que a linha está acoplada. Assim, considerando perdas, a carga geral do sistema é aumentada, tornando mais fácil alocar a geração eólica, diminuindo assim os valores de *curtailment*.

Já para o valor de duração ([ADWC](#)) é notada uma diminuição. A motivação é que, com o decréscimo dos valores de *curtailment*, também há uma diminuição dos valores de duração dos mesmos.

Um fenômeno diferente acontece na frequência ([EFWC](#)), onde ao comparar com os resultados anteriormente encontrados, há um aumento deste valor ao se olhar para a análise considerando perdas. Isso é devido a forma que a frequência é calculada internamente na simulação. Pelas [Equações \(4.6\)](#) a [\(4.7\)](#) a frequência é calculada baseada na duração das *forward* e *backward-sweeps* de *curtailment*, assim, quando se diminui a extensão dos mesmos há um aumento na frequência.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram apresentados e discutidos os principais resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta ao sistema de teste RTS96REN, considerando diferentes abordagens para estimativa e caracterização do *curtailment*. Os resultados evidenciaram não apenas a eficiência e a coerência das diferentes técnicas de simulação, mas também destacaram as vantagens específicas do método de simulação de Monte Carlo pseudo-sequencial, especialmente no que se refere à sua adaptabilidade e eficiência computacional para análises de grande porte.

Além disso, a consideração do critério de segurança $N-1$ e das falhas de equipamentos nas análises ampliou a compreensão do impacto das restrições operacionais sobre o sistema. Os resultados mostraram que, enquanto o corte de energia por razões energéticas apresenta uma certa estabilidade, as restrições por critério de segurança e por indisponibilidade de equipamentos têm efeito significativo no volume e frequência de *curtailment*, especialmente quando combinadas.

O impacto das perdas de transmissão na análise do *curtailment* também foi analisado. Foi atestado que ao se considerar perdas no modelo os valores de corte de geração tendem a diminuir, uma vez que a carga do sistema está aumentando.

Por fim, este capítulo evidencia que a metodologia proposta contribui para uma representação mais abrangente e realista do comportamento do sistema sob diferentes níveis de restrição, ampliando a capacidade de estimação do *curtailment*. Os dados obtidos não só fortalecem a importância de considerar todas as fontes de incerteza e restrição para quantificação dos cortes de geração, mas também oferecem subsídios para a proposição de estratégias e investimentos que visem aumentar a eficiência e a resiliência do [SEP](#).

6 CONCLUSÃO

Este trabalho propôs uma metodologia para a estimação do *curtailment* baseada na Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial com a adição de falha de equipamentos e análise de contingências. Sua principal contribuição foi em validar e comparar a metodologia com outros métodos, além de indicar o impacto que a adição de análises extras tem nos índices de corte de geração.

Primeiramente foi verificado o desempenho da Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial quando se comparado com outras três metodologias mais usuais. Foi atestado que a metodologia apresentou um bom nível de detalhamento, entregando o resultado com eficiência, revelando-se como uma alternativa promissora para análises em sistemas maiores.

Para a investigação do impacto da falha de equipamentos e do critério de segurança $N-1$ na análise do *curtailment*, foram estudados quatro cenários. O primeiro, onde não havia a adição de nenhuma das análises, foi usado como base para a comparação das demais. No segundo, onde foi adicionado somente a falha de equipamentos, foi mostrado que há um aumento geral no índices de corte de geração.

Finalmente, no terceiro cenário foi demonstrado o impacto que a adição somente da análise do critério de segurança $N-1$ tem nos índices de *curtailment*. Assim foi apresentado que essa análise causa um aumento significativamente maior nos índices, quando se comparada a anterior, com somente a análise de falha de equipamentos. Por fim, no quarto cenário, foi estudado o impacto de ambas as análises em conjunto. Neste, os índices de *curtailment* foram os mais elevadas.

Foi demonstrando também o impacto que as perdas elétricas tem nos valores de corte de geração. Verificou-se que, ao se considerar essas perdas no modelo, os valores de corte de geração tendem a diminuir, uma vez que há um aumento efetivo na carga do sistema.

De modo geral a metodologia desenvolvida demonstrou potencial para a aplicação em estudos reais de planejamento e operação, revelando-se como uma ferramenta útil para a estimação do *curtailment*.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Embora a metodologia proposta tenha apresentado resultados satisfatórios e contribuições relevantes para a análise do *curtailment* em sistemas com alta penetração de fontes renováveis, ainda há diversas oportunidades de aprimoramento e expansão do trabalho. Destacam-se como temas que podem ser contemplados no futuro:

- Consideração da energia fotovoltaica em um sistema teste, permitindo a análise da

correlação entre as fontes renováveis variáveis;

- Adição de baterias na modelagem da metodologia proposta, possibilitando estimar o *curtailment* levando em conta possíveis mitigações através de dispositivos de armazenamento;
- Aplicação da metodologia proposta em um sistema real, com intuito de comparar os dados encontrados com os dados reais.

REFERÊNCIAS

- ALANAZI, A.; KHODAEI, A. Optimal battery energy storage sizing for reducing wind generation curtailment. *IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2017.
- ANEEL. *Consulta Pública nº 08/2018*. 2018. Acessado em: 10/12/2025. Disponível em: <<https://tinyurl.com/4ewhre52>>.
- ANEEL. *Consulta Pública nº 045/2019*. 2019. Acessado em: 10/12/2025. Disponível em: <<https://tinyurl.com/2hzdhh6c>>.
- ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL Nº 927, de 22 de Março de 2021*. 2021. Acessado em: 10/12/2025. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021927.pdf>>.
- ANEEL. *Resolução Normativa nº 1030, de 11 de janeiro de 2022*. 2022. Acessado em: 06/10/2025. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>>.
- ANEEL. *Resolução Normativa nº 1031, de 26 de julho de 2022*. 2022. Acessado em: 06/10/2025. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221031.pdf>>.
- ANEEL. *NOTA TÉCNICA Nº 155/2025-SGM/ANEEL*. [S.l.], 2025.
- ANEEL. *Procedimentos de Rede*. [S.l.], 2025.
- ASSIS, F. A. et al. *Transmission Expansion Planning with Wind Sources Based on Constructive Metaheuristics*. 2018.
- BILLINTON, R.; LI, W. *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. [S.l.]: Springer US, 1994.
- BIRD, L.; COCHRAN, J.; WANG, X. *Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States*. [S.l.], 2014. Disponível em: <www.nrel.gov/publications>.
- BMWE. *Renewable Energy Sources Act (EEG 2017)*. [S.l.], 2017.
- BORATTO, D. M. F. *Dados do Sistema IEEERTS96M*. 2025. Disponível em: <<https://github.com/DaviBoratto/DadosIEEERTS96M>>.
- BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. J. Factors influencing wind energy curtailment. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 2, p. 185–193, 4 2011.
- BUSSAB, W. D. O.; MORETIN, P. A. *Estatística Básica*. [S.l.]: Saraiva, 2010.
- CARVALHO, L. D. M. et al. Probabilistic analysis for maximizing the grid integration of wind power generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, p. 2323–2331, 2012.
- CEPEL. *DESSEM: Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo*. 2020. Acessado em: 10/12/2025. Disponível em: <<https://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/dessem-saiba-mais/>>.
- CUNHA, S. H. F. et al. *COMPOSITE GENERATION AND TRANSMISSION RELIABILITY EVALUATION IN LARGE HYDROELECTRIC SYSTEMS*. 1985.
- DENHOLM, P.; MAI, T. Timescales of energy storage needed for reducing renewable energy curtailment. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, v. 130, p. 388–399, 1 2019.

- DUI, X.; ZHU, G.; YAO, L. Two-stage optimization of battery energy storage capacity to decrease wind power curtailment in grid-connected wind farms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, 2018.
- FLAVIO, S. A. et al. Reliability of generation and transmission systems with large penetration of renewable sources. In: *Proceedings of MT Summit IX*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–10.
- GOMEZ-EXPOSITO, A.; CONEJO, A. J.; CANIZARES, C. *Electric energy systems: analysis and operation*. [S.l.]: CRC press, 2018.
- GRIGG, C. et al. *The IEEE Reliability Test System - 1996*. 1999.
- HIDAYAT, M. N.; LI, F. Impact of distributed generation technologies on generation curtailment. *IEEE Power Energy Society General Meeting*, IEEE, 2013.
- KALANTARI, A.; GALIANA, F. D. The impact of wind power variability and curtailment on ramping requirements. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (TD-LA)*, IEEE, 11 2010.
- KECK, F. et al. The impact of battery energy storage for renewable energy power grids in australia. *Energy*, v. 173, 2019.
- LEE, M.; HUR, J. A probabilistic estimation of transmission congestion for mitigating wind power curtailments. *IEEE Access*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 11, 2023.
- LIACCO, T. D. Real-time computer control of power systems. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 62, n. 7, p. 884–891, 1974.
- LIAO, G. et al. Optimized wind and water combined curtailment strategy for peak regulation of power system. *5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, IEEE, 2016.
- LIMA, J. W. M. *MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA*. [S.l.]: EFEI, 2000.
- LIU, J. et al. Collaboration strategy and optimization model of wind farm-hybrid energy storage system for mitigating wind curtailment. *Energy Science and Engineering*, v. 7, 2019.
- MARCATO, A. L. M. *Avaliação dos Requisitos e Comercialização da Reserva de Potência em Sistemas Competitivos*. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 1998.
- MELLO, A.; PEREIRA, M.; SILVA, A. L. da. A conditional probability approach to the calculation of frequency and duration indices in composite reliability evaluation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1993.
- MELLO, J. C. de O. *Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas Compostos de Geração e de Transmissão*. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 1994.
- MELLO, J. C. O.; PEREIRA, M. V. F.; SILVA, A. M. L. D. Evaluation of reliability worth in composite systems based on pseudo-sequential monte carlo simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, 1994.

- MME. *MME coordena primeira reunião do grupo de trabalho do CMSE sobre cortes de geração de energia renovável*. 2025. Acessado em: 10/12/2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-coordena-primeira-reuniao-d-o-grupo-de-trabalho-do-cmse-sobre-cortes-de-geracao-de-energia-renovavel>.
- MONTICELLI, A. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Eletrica*. [S.l.]: Edgard Blucher LTDA., 1983.
- NEA. *Medidas de Gestão para Compra Totalmente Garantida de Geração de Energia Renovável*. 2016. Acessado em: 29/05/2025. Disponível em: https://www.nea.gov.cn/2016-03/28/c_135230445.htm.
- ONS. *Procedimento de Rede - Submódulo 5.6*. [S.l.], 2020.
- ONS. *ANÁLISE DA PERTURBAÇÃO DO DIA 15/08/2023 ÀS 08H30MIN*. [S.l.], 2023.
- ONS. *OCORRÊNCIA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - AGOSTO DE 2023*. 2023. Acessado em: 10/12/2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/Ocorr%C3%Aancia-no-SIN-em-15-de-agosto-de-2023.aspx>.
- ONS. *Programação Diária da Operação - Submódulo 4.5*. [S.l.], 2023.
- ONS. *Procedimento de Rede - Submódulo 3.1*. [S.l.], 2024.
- ONS. *Sumário Exeutivo PAR/PEL 2024*. [S.l.], 2024.
- ONS. *13º Webnar CE-C2 CIGRE – Brasil. Modelo DESSEM: Ferramenta de apoio à Programação Diária da Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)*. 2025.
- ONS. *Critérios para Gestão de Excedentes Energéticos*. [S.l.], 2025.
- ONS. *Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil*. [S.l.], 2025.
- ONS. *Ferramenta do ONS para envio de mensagens operativas em tempo real alcança 1 milhão de envios*. 2025. Acessado em: 10/12/2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/details.aspx?i=11321>.
- ONS. *Portal de Dados Abertos*. 2025. Acesso em: 22/02/2025. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/>.
- ONS. *Programação Diária da Operação - Submódulo 4.5*. [S.l.], 2025.
- ONS. *Sintegre ONS*. 2025. Acessado em: 09/01/2025. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/>.
- PAULA, A. N. de et al. Reliability-constrained dynamic transmission expansion planning considering wind power generation. *Electrical Engineering*, Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, v. 102, p. 2583–2593, 12 2020.
- PAULA, A. N. de et al. Robust static transmission expansion planning considering contingency and wind power generation. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, Springer, v. 31, n. 2, p. 461–470, 2020.
- RITCHIE, H.; ROSADO, P.; ROSER, M. Co and greenhouse gas emissions. *Our World in Data*, 2023. Acessado em: 01/10/2024. Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>.

RITCHIE, H.; ROSADO, P.; SAMBORSKA, V. Climate change. *Our World in Data*, 2024. Acessado em: 28/05/2025. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/climate-change>>.

RITCHIE, H.; ROSER, M.; ROSADO, P. Renewable energy. *Our World in Data*, 2020. Acessado em: 01/10/2024. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/renewable-energy>>.

SAADATMANDI, S. et al. Smart electric vehicle charging for reducing photovoltaic energy curtailment. *Electric Power Systems Research*, v. 230, 2024.

SILVA, A. M. L. D. et al. Chronological power flow for planning transmission systems considering intermittent sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, p. 2314–2322, 2012.

STEVENSON, W. D.; GRAINGER, J. J. *POWER SYSTEM ANALYSIS*. [S.l.]: McGraw-Hill, Inc., 1994.

SUN, C. et al. Assessing wind curtailment under different wind capacity considering the possibilistic uncertainty of wind resources. *Electric Power Systems Research*, Elsevier Ltd, v. 132, p. 39–46, 3 2016.

TAKAYAMA, T. et al. A study of wind power curtailment using frequency sensitivity and transient stability. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, 2015.

UGRANLI, F.; KARATEPE, E. Multi-objective transmission expansion planning considering minimization of curtailed wind energy. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Elsevier Ltd, v. 65, p. 348–356, 2015.

UGRANLI, F.; KARATEPE, E. Transmission expansion planning for wind turbine integrated power systems considering contingency. *IEEE Transactions on Power Systems*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 31, p. 1476–1485, 3 2016.

WANG, B. et al. Analysis of operation cost and wind curtailment using multi-objective unit commitment with battery energy storage. *Energy*, v. 178, 2019.

WANG, X. et al. Integrating wind, photovoltaic, and large hydropower during the reservoir refilling period. *Energy Conversion and Management*, v. 198, 2019.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; SHEBLÉ, G. B. *Power-Generation-Operation-and-Control-3rd-edition-by-Allen-J.-Wood-Bruce-F.-Wollenberg-Gerald-B.-Shebl*. [S.l.]: John Wiley Sons, Inc., 2014.

YANG, B. et al. Unit commitment comprehensive optimal model considering the cost of wind power curtailment and deep peak regulation of thermal unit. *IEEE Access*, v. 8, 2020.

YASUDA, Y. et al. C-e (curtailment – energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd, v. 160, 5 2022.

ZHANG, L. et al. A wind power curtailment reduction strategy using electric vehicles based on individual differential evolution quantum particle swarm optimization algorithm. *Energy Reports*, v. 8, 2022.

APÊNDICE A – Dados do Sistema Exemplo 3 Barras

Tabela 20 – Dados de Barra

Nº da Barra	Carga Ativa (MW)
1	500
2	0
3	200

Tabela 21 – Dados de Linha

De	Para	R (%)	X (%)
1	2	1,00	1,00
1	3	1,00	1,00
2	3	1,00	1,00

Tabela 22 – Dados de Geração

Barra	Capacidade (MW)	Inflexibilidade (MW)
1	600	400
2	400	-

APÊNDICE B – Dados do Sistema IEEE RTS-96

Tabela 23 – Dados de Barra

Número da Barra	Potência Ativa (MW)	Área
101	108	01
102	97	01
103	180	01
104	74	01
105	71	01
106	136	01
107	125	01
108	171	01
109	175	01
110	195	01
111	–	01
112	–	01
113	265	01
114	194	01
115	317	01
116	100	01
117	–	01
118	333	01
119	181	01
120	128	01
121	–	01
122	–	01
123	–	01
124	–	01

Continua na próxima página

Tabela 23 – Continuação da página anterior

Número da Barra	Potência Ativa (MW)	Área
201	108	02
202	97	02
203	180	02
204	74	02
205	71	02
206	136	02
207	125	02
208	171	02
209	175	02
210	195	02
211	–	02
212	–	02
213	265	02
214	194	02
215	317	02
216	100	02
217	–	02
218	333	02
219	181	02
220	128	02
221	–	02
222	–	02
223	–	02
224	–	02
301	108	03
302	97	03

Continua na próxima página

Tabela 23 – Continuação da página anterior

Número da Barra	Potência Ativa (MW)	Área
303	180	03
304	74	03
305	71	03
306	136	03
307	125	03
308	171	03
309	175	03
310	195	03
311	–	03
312	–	03
313	265	03
314	194	03
315	317	03
316	100	03
317	–	03
318	333	03
319	181	03
320	128	03
321	–	03
322	–	03
323	–	03
324	–	03
325	–	03

Tabela 24 – Dados de Linhas (DLIN)

De	Para	Resistência (%)	Reatância (%)	Tap
101	102	0,260	1,390	–
101	103	5,460	21,12	–
101	105	2,180	8,450	–
102	104	3,280	12,67	–
102	106	4,970	19,20	–
103	109	3,080	11,90	–
103	124	0,230	8,390	1,015
104	109	2,680	10,37	–
105	110	2,280	8,830	–
106	110	1,390	6,050	–
107	108	1,590	6,140	–
107	203	4,200	16,13	–
108	109	4,270	16,51	–
108	110	4,270	16,51	–
109	111	0,230	8,390	1,030
109	112	0,230	8,390	1,030
110	111	0,230	8,390	1,015
110	112	0,230	8,390	1,015
111	113	0,610	4,760	–
111	114	0,540	4,180	–
112	113	0,610	4,760	–
112	123	1,240	9,660	–
113	123	1,110	8,650	–
113	215	1,000	7,500	–
114	116	0,500	5,890	–

Continua na próxima página

Tabela 24 – Continuação da página anterior

De	Para	Resistência (%)	Reatância (%)	Tap
115	116	0,220	1,730	–
115	121	0,630	4,900	–
115	121	0,630	4,900	–
115	124	0,670	5,190	–
116	117	0,330	2,590	–
116	119	0,300	2,310	–
117	118	0,180	1,440	–
117	122	1,350	10,53	–
118	121	0,330	2,590	–
118	121	0,330	2,590	–
119	120	0,510	3,960	–
119	120	0,510	3,960	–
120	123	0,280	2,160	–
120	123	0,280	2,160	–
121	122	0,870	6,780	–
123	217	1,000	7,350	–
201	202	0,260	1,390	–
201	203	5,460	21,12	–
201	205	2,180	8,450	–
202	204	3,280	12,67	–
202	206	4,970	19,20	–
203	209	3,080	11,90	–
203	224	0,230	8,390	1,015
204	209	2,680	10,37	–
205	210	2,280	8,830	–
206	210	1,390	6,050	–

Continua na próxima página

Tabela 24 – Continuação da página anterior

De	Para	Resistência (%)	Reatância (%)	Tap
207	208	1,590	6,140	–
208	209	4,270	16,51	–
208	210	4,270	16,51	–
209	211	0,230	8,390	1,030
209	212	0,230	8,390	1,030
210	211	0,230	8,390	1,015
210	212	0,230	8,390	1,015
211	213	0,610	4,760	–
211	214	0,540	4,180	–
212	213	0,610	4,760	–
212	223	1,240	9,660	–
213	223	1,110	8,650	–
214	216	0,500	5,890	–
215	216	0,220	1,730	–
215	221	0,630	4,900	–
215	221	0,630	4,900	–
215	224	0,670	5,190	–
216	217	0,330	2,590	–
216	219	0,300	2,310	–
217	218	0,180	1,440	–
217	222	1,350	10,53	–
218	221	0,330	2,590	–
218	221	0,330	2,590	–
219	220	0,510	3,960	–
219	220	0,510	3,960	–
220	223	0,280	2,160	–

Continua na próxima página

Tabela 24 – Continuação da página anterior

De	Para	Resistência (%)	Reatância (%)	Tap
220	223	0,280	2,160	–
221	222	0,870	6,780	–
301	302	0,260	1,390	–
301	303	5,460	21,12	–
301	305	2,180	8,450	–
302	304	3,280	12,67	–
302	306	4,970	19,20	–
303	309	3,080	11,90	–
303	324	0,230	8,390	1,015
304	309	2,680	10,37	–
305	310	2,280	8,830	–
306	310	1,390	6,050	–
307	308	1,590	6,140	–
308	309	4,270	16,51	–
308	310	4,270	16,51	–
309	311	0,230	8,390	1,030
309	312	0,230	8,390	1,030
310	311	0,230	8,390	1,015
310	312	0,230	8,390	1,015
311	313	0,610	4,760	–
311	314	0,540	4,180	–
312	313	0,610	4,760	–
312	323	1,240	9,660	–
313	323	1,110	8,650	–
314	316	0,500	5,890	–
315	316	0,220	1,730	–

Continua na próxima página

Tabela 24 – Continuação da página anterior

De	Para	Resistência (%)	Reatância (%)	Tap
315	321	0,630	4,900	–
315	321	0,630	4,900	–
315	324	0,670	5,190	–
316	317	0,330	2,590	–
316	319	0,300	2,310	–
317	318	0,180	1,440	–
317	322	1,350	10,53	–
318	223	1,300	10,37	–
318	321	0,330	2,590	–
318	321	0,330	2,590	–
319	320	0,510	3,960	–
319	320	0,510	3,960	–
320	323	0,280	2,160	–
320	323	0,280	2,160	–
321	322	0,870	6,780	–
323	325	0,000	0,920	1,000
325	121	1,200	9,650	–

Tabela 25 – Dados de Confiabilidade de Linhas

De	Para	Número do Circuito	Taxa de Falha (%)	Tempo Médio de Reparo
101	102	1	0,24	16
101	103	1	0,51	10
101	105	1	0,33	10
102	104	1	0,39	10

Continua na próxima página

Tabela 25 – Continuação da página anterior

De	Para	Número do Circuito	Taxa de Falha (%)	Tempo Médio de Reparo
102	106	1	0,48	10
103	109	1	0,38	10
103	124	1	0,02	768
104	109	1	0,36	10
105	110	1	0,34	10
106	110	1	0,33	35
107	108	1	0,30	10
107	203	1	0,44	10
108	109	1	0,44	10
108	110	1	0,44	10
109	111	1	0,02	768
109	112	1	0,02	768
110	111	1	0,02	768
110	112	1	0,02	768
111	113	1	0,40	11
111	114	1	0,39	11
112	113	1	0,40	11
112	123	1	0,52	11
113	123	1	0,49	11
113	215	1	0,47	11
114	116	1	0,38	11
115	116	1	0,33	11
115	121	1	0,41	11
115	121	2	0,41	11
115	124	1	0,41	11

Continua na próxima página

Tabela 25 – Continuação da página anterior

De	Para	Número do Circuito	Taxa de Falha (%)	Tempo Médio de Reparo
116	117	1	0,35	11
116	119	1	0,34	11
117	118	1	0,32	11
117	122	1	0,54	11
118	121	1	0,35	11
118	121	2	0,35	11
119	120	1	0,38	11
119	120	2	0,38	11
120	123	1	0,34	11
120	123	2	0,34	11
121	122	1	0,45	11
123	217	1	0,46	11
201	202	1	0,24	16
201	203	1	0,51	10
201	205	1	0,33	10
202	204	1	0,39	10
202	206	1	0,48	10
203	209	1	0,38	10
203	224	1	0,02	768
204	209	1	0,36	10
205	210	1	0,34	10
206	210	1	0,33	35
207	208	1	0,30	10
208	209	1	0,44	10
208	210	1	0,44	10

Continua na próxima página

Tabela 25 – Continuação da página anterior

De	Para	Número do Circuito	Taxa de Falha (%)	Tempo Médio de Reparo
209	211	1	0,02	768
209	212	1	0,02	768
210	211	1	0,02	768
210	212	1	0,02	768
211	213	1	0,40	11
211	214	1	0,39	11
212	213	1	0,40	11
212	223	1	0,52	11
213	223	1	0,49	11
214	216	1	0,38	11
215	216	1	0,33	11
215	221	1	0,41	11
215	221	2	0,41	11
215	224	1	0,41	11
216	217	1	0,35	11
216	219	1	0,34	11
217	218	1	0,32	11
217	222	1	0,54	11
218	221	1	0,35	11
218	221	2	0,35	11
219	220	1	0,38	11
219	220	2	0,38	11
220	223	1	0,34	11
220	223	2	0,34	11
221	222	1	0,45	11

Continua na próxima página

Tabela 25 – Continuação da página anterior

De	Para	Número do Circuito	Taxa de Falha (%)	Tempo Médio de Reparo
301	302	1	0,24	16
301	303	1	0,51	10
301	305	1	0,33	10
302	304	1	0,39	10
302	306	1	0,48	10
303	309	1	0,38	10
303	324	1	0,02	768
304	309	1	0,36	10
305	310	1	0,34	10
306	310	1	0,33	35
307	308	1	0,30	10
308	309	1	0,44	10
308	310	1	0,44	10
309	311	1	0,02	768
309	312	1	0,02	768
310	311	1	0,02	768
310	312	1	0,02	768
311	313	1	0,40	11
311	314	1	0,39	11
312	313	1	0,40	11
312	323	1	0,52	11
313	323	1	0,49	11
314	316	1	0,38	11
315	316	1	0,33	11
315	321	1	0,41	11

Continua na próxima página

Tabela 25 – Continuação da página anterior

De	Para	Número do Circuito	Taxa de Falha (%)	Tempo Médio de Reparo
315	321	2	0,41	11
315	324	1	0,41	11
316	317	1	0,35	11
316	319	1	0,34	11
317	318	1	0,32	11
317	322	1	0,54	11
318	321	1	0,35	11
318	321	2	0,35	11
319	320	1	0,38	11
319	320	2	0,38	11
320	323	1	0,34	11
320	323	2	0,34	11
321	322	1	0,45	11
325	121	1	0,52	11
318	223	1	0,53	11
323	325	1	0,02	768

Tabela 26 – Dados de Geração

Barra	Potência (MW)	Número de Unidades	Custo de Produção	Tempo Médio para Falha (h)	Tempo Médio de Reparo (h)	Inflexibilidade (MW)
101	20,0	2	0,3	450	50	0
101	2,5	319	0,9	1960	40	0
102	20,0	2	0,3	450	50	0

Continua na próxima página

Tabela 26 – Continuação da página anterior

Barra	Potência (MW)	Número de Unidades	Custo de Produção (\$)	Tempo Médio para Falha (h)	Tempo Médio de Reparo (h)	Ger. Mínima (MW)
102	84,0	2	0,9	1980	20	0
107	100,0	3	0,8	1200	50	100
113	212,0	3	0,7	1980	20	0
115	12,0	5	0,9	2940	60	0
115	2,5	325	0,8	960	40	0
116	155,0	1	0,8	960	40	0
118	400,0	1	0,3	1100	150	0
121	400,0	1	0,3	1100	150	0
122	50,0	6	0,0	1980	20	0
123	155,0	2	0,8	960	40	0
123	350,0	1	0,7	1150	100	0
201	20,0	2	0,3	450	50	0
201	2,5	181	0,9	1960	40	0
202	20,0	2	0,3	450	50	0
202	80,0	2	0,9	1980	20	0
207	100,0	3	0,8	1200	50	100
213	253,0	3	0,7	1980	20	0
215	12,0	5	0,9	2940	60	0
215	2,5	184	0,8	960	40	0
216	155,0	1	0,8	960	40	0
218	400,0	1	0,3	1100	150	0
221	400,0	1	0,3	1100	150	0
222	50,0	6	0,0	1980	20	0
223	155,0	2	0,8	960	40	0

Continua na próxima página

Tabela 26 – Continuação da página anterior

Barra	Potência (MW)	Número de Unidades	Custo de Produção (\$)	Tempo Médio para Falha (h)	Tempo Médio de Reparo (h)	Ger. Mínima (MW)
223	350,0	1	0,7	1150	100	0
301	20,0	2	0,3	450	50	0
301	2,5	285	0,9	1960	40	0
302	20,0	2	0,3	450	50	0
302	96,0	2	0,9	1980	20	0
307	100,0	3	0,8	1200	50	100
313	352,0	3	0,7	1980	20	0
315	12,0	5	0,9	2940	60	0
315	2,5	290	0,8	960	40	0
316	155,0	1	0,8	960	40	0
318	400,0	1	0,3	1100	150	0
321	400,0	1	0,3	1100	150	0
322	50,0	6	0,0	1980	20	0
323	155,0	2	0,8	960	40	0
323	350,0	1	0,7	1250	100	0