



CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS

CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**PLATAFORMA COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE REDES
ELÉTRICAS E CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE
POTÊNCIA**

Jordana Alves Barbosa

Frederico de Almeida Ângelo

Marcelo Henrique Ribeiro Bernardo

**PLATAFORMA COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE REDES
ELÉTRICAS E CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE
POTÊNCIA**

Trabalho apresentado como requisito parcial
para Conclusão do Curso de Bacharelado em
Engenharia Elétrica do Centro Federal de
Educação Tecnológica de Minas Gerais.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Me. Ítalo Arthur João Wilson Silva Meireles

Prof. Dr. Felipe de Souza Delgado

Prof. Me. Márcio Wladimir Santana

Nepomuceno, 21 de novembro de 2022.

Dedicamos este trabalho a Deus, sem ele não teríamos capacidade para desenvolvermos, aos nossos pais e amigos, pelo incentivo e apoio durante todos os anos preparatórios de nossa educação e aos nossos professores que nos guiaram da melhor maneira possível, nos passando todo o conhecimento necessário.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, a Deus, que fez com que os objetivos fossem alcançados, durante todos os nossos anos de estudos.

Ao professor Ítalo A. J. W. S. Meireles, por ter sido nosso orientador e ter desempenhado tal função com dedicação e amizade.

Aos professores, pelas correções e ensinamentos que nos permitiram apresentar um melhor desempenho no processo de formação profissional ao longo do curso.

Aos nossos colegas de curso, com quem tivemos convívio intenso durante os últimos anos, pelo companheirismo e pela troca de experiências que nos permitiram crescer não só como pessoa, mas também como formandos.

A nossa família, pela confiança e motivação.

Aos amigos e colegas, pela força e vibração em relação a esta jornada.

À professora Zélia, docente da disciplina de TCC II, que sempre nos incentivou a estudar mais para dar maior qualidade à nossa monografia.

“Todo trabalho árduo traz lucro, mas
a mera conversa leva apenas à pobreza.”

(Provérbios 14:23)

RESUMO

O Brasil apresenta um Sistema Elétrico de grande complexidade, devido à sua extensão e sua grande capacidade de geração, garante que a energia possa ser fornecida à maior parte da população nacional. Por ser um sistema amplo projetar, operar ou mesmo realizar manutenções neste, torna-se uma tarefa que demanda um alto padrão de qualidade, confiabilidade e continuidade de fornecimento. Para assegurar que tais padrões sejam seguidos faz-se necessário a realização de testes de confiabilidade do sistema. A proposta da pesquisa é aplicar o método de Monte Carlo sequencial e não-sequencial para análise da confiabilidade na operação de um Sistema Elétrico de Potência, com a avaliação dos fatores de desempenho e o cálculo da probabilidade de ocorrência de erros. Dessa maneira, será realizada uma abordagem sistemática sobre o tema para estabelecimento de regras de direcionamento da pesquisa. A aplicação do método de Monte Carlo deverá revelar qual a probabilidade de ocorrência de uma falha do sistema. A pesquisa deverá então permitir avaliar através de testes quais são os fatores críticos sobre a performance do SEP. A análise do fluxo de potência em redes elétricas consiste em determinar o estado de operação de um sistema de energia em regime permanente senoidal e em consequência disso, o fluxo em sua rede. A principal atribuição de um sistema de energia é fornecer as potências ativas e reativas, que são necessárias às diversas cargas a qual são ligadas, fazendo as potências fluírem pela rede a fim de suprir a demandada. Nesse tipo de análise, a modelagem do sistema e da rede são representadas por um conjunto de equações e inequações algébricas. A crescente evolução da tecnologia alinhada com métodos matriciais, tornou possível a resolução de problemas associados com os sistemas elétricos de energia, tornando o estudo mais otimizado e seguro. Sendo assim foi possível realizar testes de operações do sistema, situações de contingência, como a perda de um equipamento ou linha de transmissão e melhorando o planejamento do sistema, relacionado a adição de novas cargas e demais alterações.

Palavras-chave: Confiabilidade, Teste, Fluxo, Simulação Monte Carlo.

ABSTRACT

Brazil has an Electric System of great complexity, due to its extension and its great generation capacity, guaranteeing that energy can be supplied to most of the national population. As it is a broad system to design, operate or even carry out maintenance on it, it becomes a task that requires a high standard of quality, reliability and continuity of supply. To ensure that such standards are followed, it is necessary to carry out system reliability tests. The research proposal is to apply the sequential and non-sequential Monte Carlo method to analyze the reliability in the operation of an Electric Power System, with the evaluation of performance factors and the calculation of the probability of occurrence of errors. In this way, a systematic approach will be carried out on the subject to establish rules for directing the research. The application of the Monte Carlo method should reveal the probability of occurrence of a system failure. The research must then allow to evaluate through testing which are the critical factors on the performance of the SEP. An analysis of power flow in electrical networks consists of determining the state of operation of a power system in sinusoidal steady state and, as a result, the flow in its network. The main attribution of an energy system is to provide the active and reactive powers, which are necessary for the various loads to which they are transmitted, causing the powers to flow through the network in order to supply the demand. In this type of analysis, the modeling of the system and the network are represented by a set of sadness and algebraic inequalities. The increasing evolution of technology defined with matrix methods, made it possible to solve problems associated with electrical energy systems, making the study more optimized and safer. Thus, it was possible to simulate tests of system operations, contingency situations, such as the loss of equipment or a transmission line and optimized system planning, related to the addition of new loads and other changes.

Keywords: Reliability, Test, Flow, Monte Carlo Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Matriz Elétrica Brasileira 2022.	12
Figura 2. Comportamento da distribuição exponencial.	21
Figura 3. Modelo equivalente Π de uma linha de transmissão.	25
Figura 4. Representação da barra i e suas ligações.	26
Figura 5. Curva de carga anual para o sistema IEEE-RTS32.	31
Figura 6. Curva de Carga das primeiras 24 horas - sistema IEEE-RTS32.	31
Figura 7. Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE.	32
Figura 8. Etapas para simulação Monte Carlo não sequencial.	35
Figura 9. Etapas para simulação do Método de Monte Carlo sequencial.	36
Figura 10. Etapas para simulação do fluxo de potência CC.	37
Figura 11. Interface da plataforma– iniciar.	38
Figura 12. Interface plataforma computacional – Método Monte Carlo não sequencial.	40
Figura 13. Interface plataforma computacional – Método Monte Carlo sequencial.	41
Figura 14. Interface plataforma computacional – Fluxo CC sem perdas.	42
Figura 15. Simulação do Monte Carlo não sequencial.	43
Figura 16. Convergência da EENS para a reserva de capacidade estática	44
Figura 17. Convergência do critério de parada.	44
Figura 18. Plataforma operando o Método de Monte Carlo sequencial.	45
Figura 19. Convergência do critério de parada.	47
Figura 20. Convergência da EENS para a reserva de capacidade estática	47
Figura 21. Comportamento da reserva de capacidade estática do sistema	48
Figura 22. Capacidade estática de geração e carga do sistema. (a)anual; (b) falha	51
Figura 23. Plataforma operando o fluxo CC sem perdas	52
Figura 24. Plataforma operando o fluxo CC com perdas	52
Figura 25. Sentido do fluxo entre barras	54

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
2. REFERENCIAL TEÓRICO	14
2.1. Capacidade da reserva operativa de Sistema de Geração	14
2.2. Confiabilidade da Geração	14
2.3. Representação a Espaços de Estados	16
2.4. Índices de Confiabilidade	16
2.4.1. Custo da perda de carga	18
2.5. Simulação de Monte Carlo não-sequencial (SMCNS)	18
2.6. Representação Cronológica	20
2.6.1. Simulação Monte Carlo Sequencial (SMC)	20
2.7. Sistema Teste IEEE-RTS	22
2.8. Fluxo de Potência	22
2.8.2. Fluxo de Potência CC	25
2.8.2.1. Fluxo de Potência CC sem perdas	27
2.8.2.2. Fluxo de Potência CC com perdas	27
3. METODOLOGIA	29
3.1. Visão geral da Proposta de Pesquisa	29
3.2. Levantamento de Dados	29
3.2.1. Sistema Teste	29
3.3. Fluxo de Potência CC	32
3.4. Implementação computacional	34
3.5. Plataforma	38
3.5.1. Simulação Método de Monte Carlo	39
3.5.2. Fluxo de Potência CC	41
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	43

4.1. Método de Monte Carlo não sequencial	43
4.2. Método de Monte Carlo sequencial	45
4.2.1. Critério de Parada	46
4.2.2. Reserva de capacidade estática	47
4.3. Curva de carga e geração	49
4.4. Fluxo de Potência CC	51
4.4.1. Análise do fluxo entre barras	53
5. CONCLUSÃO	56
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58

1. INTRODUÇÃO

A descoberta de como utilizar energia elétrica impactou de diversas maneiras as formas de viver da humanidade, devido a essa descoberta vivemos em tempos no qual a energia elétrica é imprescindível para a sobrevivência e desenvolvimento da sociedade [1]. Todo esse desenvolvimento moderno de hospitais, escolas, bancos e indústrias tem a energia elétrica como um importante pilar para seu funcionamento.

Essa demanda para abastecer todas essas organizações criou a necessidade de um sistema que suprisse tal consumo. O sistema elétrico de potência (SEP) pode ser definido como o conjunto de sistemas que englobam a geração, a transmissão e a distribuição da energia elétrica [2]. Dentre esses sistemas estão inclusos agrupamentos, como usinas geradoras, subestações de transformação e interligação, linhas e receptores de transmissão e sistemas de distribuição, que são todos interligados entre si.

Tradicionalmente, o sistema de energia operava como uma concessionária verticalmente integrada, onde apenas uma concessionária lidava com todas as operações do sistema, incluindo a geração, transmissão e distribuição dentro de uma determinada área geográfica [3-4]. O processo e a organização desses sistemas eram inicialmente bastante simples, uma vez que todas as tarefas eram controladas por um operador do sistema. Os objetivos operacionais eram fornecer qualidade de energia aos consumidores e, ao mesmo tempo, manter sua confiabilidade e seu custo global.

Devido a essa grande demanda, para que os objetivos operacionais de qualidade, confiabilidade e custo, pudessem ser cumpridos, o sistema elétrico teve que passar por um processo de reestruturação. Ao invés de operar como um sistema monopolizado por uma única empresa, passou a operar como um sistema de energia verticalmente integrado, funcionando em uma situação liberalizada, onde cada parte do sistema de energia, geração, transmissão e distribuição, é comandada por diferentes empresas.

Em decorrência do demasiado consumo elétrico, tornou-se necessário a criação de múltiplas matrizes elétricas. A matriz elétrica brasileira é composta majoritariamente por fonte hidráulica [5], isso porque grande parte da energia elétrica gerada no país é produzida em usinas hidrelétricas, conforme mostra a Figura 1. A geração de energia é feita com base nas características próprias de cada usina.



Figura 1. Matriz Elétrica Brasileira 2022.
 Fonte: epe.gov.br

Visando minimizar os efeitos das indeterminações relacionadas ao fornecimento de energia necessária para suprir a demanda dos consumidores de forma adequada, é essencial manter uma margem de geração para o consumo previsto. Essa margem previamente mantida é conhecida como reserva de capacidade de geração, podendo ser dividida em: reserva de capacidade estática, que se associa as análises do sistema a longo prazo para que a demanda prevista futura seja atendida e a reserva de capacidade operativa, que atenda ao determinado nível de carga a ser suprido em um curto prazo.

Por se tratar de sistemas elétricos amplos, para a prestação de serviços como projetar, construir, montar, operar e fazer manutenções nos sistemas, as concessionárias de energia elétrica no Brasil, tem tido cada vez mais exigências pelo órgão regulador do governo brasileiro, a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - para que exista um padrão de qualidade, confiabilidade e continuidade no fornecimento, a ser seguido [6].

Contando com uma vasta extensão territorial e possuindo um sistema elétrico interligado (SIN - Sistema Interligado Nacional), o Brasil apresenta um sistema de grande complexidade e, fornecer energia elétrica para todos torna-se uma tarefa difícil, a partir daí, surge a necessidade de um controle de qualidade mais minucioso.

No cenário da tecnologia atual, os engenheiros possuem grande responsabilidade no que diz respeito ao planejamento, projeto e construção de produtos que possuem sistemas complexos. Para assegurar a eficácia desses sistemas é necessário que seja realizado um teste de confiabilidade, que consiste na validação das entradas, saídas e operações efetuadas em relação aos requisitos previamente definidos.

As técnicas de confiabilidade estão cada vez mais presentes em todo o processo fabril e

também no que remete a confiabilidade dos processos dos sistemas elétricos de potência.

O presente trabalho aborda sobre o desenvolvimento de uma plataforma computacional que tem como intuito fomentar estudos visando o planejamento a médio e longo prazo da capacidade de geração de um Sistema Elétrico de Potência. Tem-se como objetivo avaliar o desempenho do sistema em termos de geração, considerando diferentes níveis de demanda e geração ao longo de cada período do ano. Os índices que servirão como base para verificar a confiabilidade do sistema serão alcançados via Simulação do Método de Monte Carlo (SMMC).

Além dos testes de confiabilidade que serão realizados, o trabalho abordará em paralelo uma análise do fluxo de potência, que visa determinar o estado de operação de um sistema de energia elétrica em regime permanente, e conseqüentemente, a distribuição de fluxos em sua rede.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Esta seção apresenta uma revisão bibliográfica sobre os Métodos de Monte Carlo sequencial e não sequencial, os índices de confiabilidade, a capacidade de geração estática, o sistema padrão IEEE-RTS, bem como toda a teoria estatística que esteja vinculada à confiabilidade da geração energia dos Sistemas Elétricos de Potência e ao fluxo de potência CC com perdas e sem perdas.

2.1. Capacidade da reserva operativa de Sistema de Geração

A capacidade da reserva de geração está vinculada à capacidade máxima de produção de energia que um dado sistema elétrico é capaz de fornecer. Conhecer tal parâmetro é de extrema importância pois projetos de expansão, por exemplo, devem indicar uma matriz de geração ótima, que minimize os custos do investimento e operação futuros, sendo capaz de atender a demanda de carga dentro dos critérios de confiabilidade. Vinculada a tal análise de expansão de sistemas, tem-se os requisitos de reserva de capacidade estática, que está relacionado ao planejamento de longo prazo e refere-se à capacidade que deve ser planejada e estabelecida para que o sistema seja capaz de atender à demanda futura prevista [7]. Este montante deve ser suficiente para erros como: previsão de crescimento de demanda, onde este terá que operar com uma carga superior ao que fora antes prevista e, deve-se atentar-se a isto na etapa de projeto, implementação de programas de manutenção preventiva, perda inesperada de equipamentos e falta de recursos energéticos.

O presente trabalho utilizará do conceito da capacidade de reserva estática de geração, pois espera-se realizar uma análise do sistema à longo prazo. Porém, há um outro requisito que pode ser levado em consideração tratando-se de capacidade de reserva de geração, a reserva operativa. Esta, por sua vez, relaciona-se a um planejamento de curto prazo e indica se a quantidade de energia produzida pode ser sincronizada a tempo de repor a perda de unidades em operação, também se destina a suprir o aumento de carga oriundos de erros na previsão de carga a curto prazo. O que difere os dois tipos de reserva citados é o período de tempo considerado em cada análise [8].

2.2. Confiabilidade da Geração

O atendimento dos requerimentos básicos dos projetos de engenharia na presença de incertezas não é uma tarefa simples. Esta necessidade levou-se à criação do conceito de projeto

baseado em risco [2], o qual será resumidamente apresentado nesta seção.

Uma vez que os parâmetros de interesse da engenharia possuem certo grau de incerteza é conveniente considerá-los como variáveis aleatórias. Conseqüentemente, o desempenho satisfatório do sistema não poderá ser absolutamente assegurado, mas poderá ser expresso em termos da probabilidade de que algum critério de desempenho seja atendido. Na terminologia da engenharia esta probabilidade é denominada de confiabilidade. O inverso de confiabilidade é a probabilidade de falha (risco).

Confiabilidade é definida, portanto, como a probabilidade relacionada à perfeita operação (dentro dos limites especificados de projeto) de um determinado sistema durante um período de tempo definido (conhecido como tempo de vida útil) nas suas condições normais de utilização [9]. Esta definição requer a consideração dos seguintes fatores:

- definição das condições de operação em que o sistema deve funcionar;
- quantificação de confiabilidade em termos de probabilidade;
- definição de desempenho exigido ao sistema em função das condições de operação;
- especificação do tempo de operação exigido entre as falhas.

Para sistemas de geração e transmissão as estimativas dos índices de perda de carga são obtidas através de algoritmos de confiabilidade, os quais são baseados em duas representações distintas: espaço de estados e cronológica. Em geral, os algoritmos baseados na representação a espaço de estados são compostos de três passos principais [3]:

- (i) selecione um estado do sistema x^k (nível de carga, disponibilidade dos equipamentos, etc.);
- (ii) análise do desempenho do estado selecionado (verifique se a configuração de geradores e circuitos é capaz de atender à carga definida para este estado sem que sejam violados os limites operativos; se necessário, acione medidas corretivas tais como redespacho de geração, correção de tensões, corte de carga, etc.);
- (iii) estime índices de confiabilidade; se a precisão dos estimadores é aceitável pare; senão, retorne ao passo (i).

A enumeração de estados e a simulação Monte Carlo não-sequencial são exemplos de algoritmos baseados na representação a espaços de estados. Portanto, os estados são selecionados e avaliados sem qualquer conexão cronológica ou memória [10].

Os passos necessários à avaliação dos índices de confiabilidade considerando a representação cronológica (simulação Monte Carlo Sequencial) são, a princípio, os mesmos utilizados pela representação a espaço de estados [11]. A diferença básica está na forma como

são gerados os estados de sistema, passo (i) do algoritmo. No caso cronológico, os estados são selecionados sequencialmente no tempo, o que permite representar aspectos independente do tempo, como diferentes padrões cronológicos de carga por área ou barra do sistema. Entretanto, na modelagem cronológica dois estados consecutivos do sistema diferem um do outro apenas pelo estado de um de seus componentes, o que requer um esforço computacional substancialmente maior que o necessário para as demais técnicas.

2.3. Representação a Espaços de Estados

O espaço de estados é responsável pela transformação de uma equação de ordem n em um sistema de n -equações diferenciais de primeira ordem. Essas representações no espaço de estados, desenvolve-se no estado temporal.

Cada estado de um sistema de potência pode ser representado por um vetor de $x = (x_1, x_2, \dots, x_m)$ onde x_i é o estado do i -ésimo componente [10]. Cada componente de x deve corresponder a um elemento do sistema (geradores) ou ao nível momentâneo da carga. O espaço de estados, ou seja, todas as possíveis realizações de x é denotado por X . A cada estado $x \in X$ é associada uma probabilidade de ocorrência $P(x)$. Se as falas de cada componente e as transições de carga são estatisticamente independentes, $P(x)$ fica igual ao produto das probabilidades associadas como o estado de cada componente e da carga [11].

Estabelecidos os conceitos preliminares acima, os índices de confiabilidade são então obtidos a partir do cálculo do valor esperado de várias funções teste $F(x)$:

$$E[F] = \sum_{x \in X} F(x) P(x) \quad (1)$$

O objetivo destas funções teste é verificar se, e/ou de que forma, uma determinada configuração de geradores é capaz de suprir uma dada carga.

2.4. Índices de Confiabilidade

A definição de confiabilidade pode ser expressa baseada no cálculo de quatro pontos: probabilidade, desempenho, tempo e condições de operação.

A probabilidade é a métrica clássica usada para avaliar a confiabilidade e fornece uma primeira indicação da adequação de um sistema e seus requisitos. Nesse caso, o termo confiabilidade é usado coletivamente para descrever todas essas medidas no que diz respeito à probabilidade.

Exemplos típicos dos índices [12]:

- Número esperado de falhas que ocorrerão em um período;
- Tempo médio entre as falhas;
- Tempo médio ou tempo fora de um sistema ou componente;
- Perda esperada em rendimentos devido à falha;
- Perda esperada de produção devido à falha.

Os índices associados à perda de carga (*Loss of Load Indices*) são obtidos analisando conjuntamente o modelo de carga e os modelos de geração no período e consideração. Os principais índices de perda de carga são [13]:

- EPNS (*Expected Power Not Supplied*) – Valor esperado de potência não suprida. Trata-se de uma indicação do valor médio da potência, usualmente em MW, não fornecida durante o período considerado, em decorrência da indisponibilidade do sistema.
- EENS (*Expected Energy Not Supplied*) – Valor esperado de energia não suprida. É obtida multiplicando o EPNS pelo número de horas no ano. Usualmente é dado em MWh/ano.

$$ENS = EPNS \times NH_{ano} \quad (2.1)$$

onde NH_{ano} é o número de horas do ano, 8760 h/ano (365 dias) ou 8736 h/anos (364 dias).

- LOLF (*Loss of Load Frequency*) - Frequência média de perda de carga. Quantifica o número médio de ocorrências de não suprimento no período. Usualmente é dado em ocorrências por ano (oc./ano).
- LOLP (*Loss of Load Probability*) – Probabilidade de perda de carga. É também conhecido pela sigla PPC, Probabilidade de Perda de Carga.
- LOLD (*Loss of Load Duration*) - Duração média da perda de carga. Quantifica a duração média da falha (geralmente em horas). Este índice pode ser obtido, como demonstrado em [14] pela relação:

$$LOLD = \frac{LOLP}{LOLF} \quad (2.2)$$

- LOLE (*Loss of load expectation*) – Expectativa de perda de carga. É obtido multiplicando o LOLP pelo número de horas do ano (ou do período considerado) e reflete o número médio de horas em que o sistema permanece em estados de falha:

$$EENS = EPNS \times NH_{ano} \quad (2.3)$$

2.4.1. Custo da perda de carga

Usando métodos baseados na representação por estado, é possível avaliar diretamente o custo médio da interrupção de carga no sistema sem a necessidade do cálculo de outros fatores. Neste caso, o custo aproximado segue a seguinte expressão [15]:

$$custo = EENS \times UC \quad (2.3.3)$$

onde UC , para o sistema teste IEE-RTS32, equivale a 1500,00 \$/MWh.

2.5. Simulação de Monte Carlo não-sequencial (SMCNS)

O método de Monte Carlo é um método de amostragem artificial usado na resolução de experimentos aleatórios onde as distribuições de probabilidade das variáveis envolvidas são conhecidas [16]. Tem sido amplamente utilizado para determinar a confiabilidade de sistemas operativos.

Quando se faz uma comparação direta entre a simulação de Monte Carlo sequencial e não sequencial, a última perde por não considerar diretamente a cronologia do processo estocástico, não sendo capaz, desta forma, de obter distribuições empíricas de probabilidade associadas aos índices do sistema [17].

Suas principais vantagens são:

- (i) habilidade de estimar todos os índices, incluindo os índices de frequência e duração;
- (ii) esforço computacional significativamente menor que a simulação sequencial.

Na SMCNS, a seleção dos estados do sistema é baseada nas distribuições de probabilidades de seus componentes. Estas distribuições de probabilidade são acessadas por meio de representações markovianas. Desta forma, o estado de cada componente é determinado por um número amostrado de uma distribuição uniforme $U[0,1]$, como mostra a Equação (2.4). Determina-se, então, o vetor x , a sua probabilidade $P(x)$ e as funções teste $F(x)$ [18]:

$$P(x_i) = U \quad U = 1, \dots, m \quad (2.4)$$

Repetindo este processo N vezes, é possível calcular a estimativa de $\tilde{E}[F]$ como a média dos valores encontrados em cada x^k amostrado:

$$\tilde{E}[F] = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F(x^k) \quad (2.5)$$

Utilizando uma função teste adequada, qualquer índice de confiabilidade pode ser estimado via equação (2.5), cuja incerteza é dada pela variância do estimador $\tilde{E}[F]$, que é dada por [11]:

$$V(\tilde{E}[F]) = \frac{V(F)}{N} \quad (2.6)$$

O coeficiente de variação dado abaixo é usualmente utilizado como um dos critérios para interrupção do processo de simulação de Monte Carlo não-sequencial.

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[F])}}{\tilde{E}[F]} \quad (2.7)$$

2.5.1. Índices de Probabilidade e Energia

Através da função teste F_{LOLP} e F_{EENS} , a simulação não-sequencial fornece estimativas não tendenciosas para os índices LOLP e ENS.

$$F_{LOLP}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \in X_{sucesso} \\ 1, & \text{se } x^k \in X_{falha} \end{cases} \quad (2.8)$$

e

$$F_{EPNS}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \in X_{sucesso} \\ \Delta P_k, & \text{se } x^k \in X_{falha} \end{cases} \quad (2.9)$$

onde $X = X_{sucesso} \cup X_{falha}$ é o conjunto de todas as possíveis realizações de x , dividido em dois subespaços $X_{sucesso}$ (estados de sucesso) e X_{falha} (estados de falha); ΔP_k é o corte de potência aplicado no estado de falha x^k e T é o período de análise [19].

2.5.2. Índices de Frequência e Duração

Como na simulação não-sequencial há a ausência da análise cronológica do sistema, esta pode fornecer estimativas não-tendenciosas, para os índices LOLF e consequentemente LOLD. Neste caso a função teste para a LOLF é dada por [20]:

$$F_{LOLF}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \in X_{sucesso} \\ \Delta \lambda_k, & \text{se } x^k \in X_{falha} \end{cases} \quad (2.10)$$

onde $\Delta \lambda_k$ é a soma das taxas de transição de x^k para todos os estados de sucesso que podem ser alcançados mediante uma transição.

A probabilidade de estar nos estados que determinam o sucesso total, o sucesso parcial e a falha de operação do sistema pode ser avaliada, tais técnicas permitem ainda avaliar o MTTF (tempo médio de falhas) e o MTTR (tempo médio de reparo).

Para entender melhor o comportamento de sistemas com componentes reparáveis, e necessário obter alguns indicadores adicionais referente à confiabilidade. Dentre eles,

encontram-se os índices de frequência e duração, definidos por LOLD e LOLF. Estes representam a frequência de se encontrar o estado do sistema e a duração média de residência neste estado.

Para todo e qualquer sistema que tenha seus estados divididos entre falha e sucesso, a frequência será dita como frequência de falha que por sua vez é igual à frequência de sucesso. Se o comportamento de um sistema é descrito somente pelas probabilidades de seus estados, haverá a perda de informações importantes [21].

2.6. Representação Cronológica

Os passos necessários à avaliação de índices de confiabilidade dentro da representação cronológica são, a princípio, os mesmos apontados na representação por espaço de estados. A diferença básica está na forma como são gerados os estados do sistema. No caso cronológico é necessário que os estados sejam gerados sequencialmente no tempo, o que implica em diferenças conceituais na estimação dos índices. Devido à análise sequencial no tempo, a avaliação dos índices de confiabilidade fica equivalente ao cálculo da seguinte expressão [11][22]:

$$E[G] = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \quad (2.11)$$

sendo T o período da simulação e $G(t)$ a função teste que verifica em qualquer instante t se o estado do sistema é, ou não, adequado. Tomando a LOLP como exemplo, $G(t) = 1$ se o estado do sistema, no tempo t , é de falha. Em caso contrário, $G(t) = 0$.

Através da simulação sequencial [3] é possível representar características complexas do sistema, como por exemplo a curva cronológica da carga, a manutenção programada e as políticas de operação.

2.6.1. Simulação Monte Carlo Sequencial (SMC)

O cálculo dos índices de confiabilidade vide Simulação Monte Carlo Sequencial pode ser expresso por uma estimativa de $E(G)$, como segue a equação abaixo:

$$E(G) = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} G(y_k) \quad (2.12)$$

onde: NY é o número de simulações anuais;

y_k é a série sintética do sistema no ano k ;

$G(y_k)$ é a função que estima os índices de confiabilidade do ano k .

No caso da simulação sequencial, a função teste $G(y_k)$ deve ser aplicada a uma observação do sistema a uma série sintética anual y_k . Para cada barra ou para todo o sistema, tem-se as seguintes funções:

- LOLP - $G_{LOLP}(y_k)$: tempo total de interrupção do fornecimento de energia dividido pelo período de estudo;
- EENS - $G_{EENS}(y_k)$: total de energia interrompida;
- LOLF - $G_{LOLF}(y_k)$: número de interrupções do fornecimento de energia.

Geralmente, utiliza-se a função de distribuição exponencial para a reprodução sintética dos processos de falha e reparo dos equipamentos. Este processo é feito por meio dos processos de sorteios alternados dos respectivos tempos de permanência em cada estado [20]. Outras distribuições também podem ser utilizadas.

A aplicação da função teste $G(y_k)$ é mais simples que o uso de $F(x^k)$ para o caso da simulação não-sequencial. Para avaliar o LOLF, por exemplo, basta fazer $G(y_k)$ sendo igual ao número de interrupções do fornecimento de energia no sistema ou barra, durante a série anual y_k .

A realização da geração da série sintética anual dos estados do sistema, aplicando sequencialmente os modelos estocásticos falha/reparo dos equipamentos, é feita via sorteio alternado dos respectivos tempos de permanência [23]. Usualmente, utiliza-se a função de distribuição exponencial em ambas as situações, embora qualquer outra distribuição de probabilidade possa ser utilizada.

Seja uma *v.a* x seguindo uma distribuição exponencial:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x} \quad \text{e} \quad F(X) = 1 - e^{-\lambda x}$$

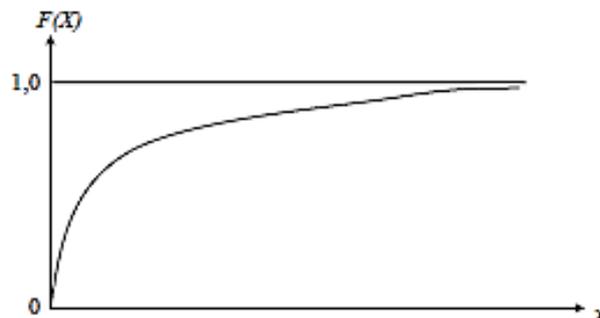


Figura 2. Comportamento da distribuição exponencial.
Fonte: Monticelli, 1983.

Fazendo $U = F(X) = 1 - e^{-\lambda x}$, onde U é uma distribuição uniforme, tem-se:

$$X = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) = -\frac{1}{\lambda} (U)$$

pois U e $1-U$ têm a mesma distribuição

2.7. Sistema Teste IEEE-RTS

O sistema teste IEEE-RTS é um modelo de carga no qual descreve os parâmetros de sistema de geração e rede de transmissão que pode ser usado para testar ou comparar métodos para análise de confiabilidade de sistemas de energia. Esse modelo de teste, tem como objetivo, definir um sistema suficientemente amplo que seja capaz de fornecer uma base para relatórios sobre métodos de análise para confiabilidade combinada de geração e transmissão [4].

A constante evolução da produção, transmissão e consumo de eletricidade exigiram uma atualização do sistema teste de confiabilidade, que foi modernizado pela última vez em 1996. A atualização apresentada introduz um conjunto de geração mais representativo dos sistemas de energia modernos, com a remoção de várias unidades de geração nuclear e de petróleo e a adição de elementos de geração como o de gás natural, eólica, solar fotovoltaica, energia solar concentrada e armazenamento de energia [24].

Diante disso, o RTS tem diversos sistemas aplicáveis para teste de confiabilidade, podendo ser alterado a partir do número de geradores a serem considerados, as ligações e potência que são fornecidas por esse sistema. O presente trabalho adotará como sistema teste base o IEEE-RTS32 cujos parâmetros serão elucidados na metodologia.

2.8. Fluxo de Potência

O cálculo do fluxo de potência em uma rede elétrica consiste substancialmente na determinação do estado desta, da distribuição dos fluxos e de outras grandezas relacionadas. Nesse tipo de problema a modelagem do sistema é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas, que por sua vez pode ser considerada como uma modelagem estática [14].

Os componentes de um sistema de energia elétrica podem ser classificados em dois grupos: os que estão conectados entre um nó qualquer e o nó-terra, como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores; e os que estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, como é o caso de linhas de transmissão, transformadores e defasadores. Os geradores e as cargas são considerados como a parte externa do sistema, e são modelados através de injeções de potência nos nós da rede [23].

As equações básicas do fluxo de carga são obtidas impondo-se a conservação das potências

ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó com um de seus terminais, como denota as Leis de Kirchhoff.

Na formulação mais simples do problema a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas [19]:

V_k – magnitude da tensão nodal

θ_k – ângulo da tensão nodal

P_k – geração líquida (geração – carga) de potência ativa

Q_k – injeção líquida de potência reativa

Dependendo de quais variáveis nodais entram como dados e quais são consideradas como incógnitas, definem-se três tipos de barras [20]:

PQ – são dados P_k e Q_k , e calculados V_k e θ_k nas barras em que os mesmos não foram especificados. Sabe-se que existem $(n-1)$ barras onde θ_k aparece como variável, e npq barras em que V_k é variável. Sabe-se ainda que em $(n-1)$ barras P_k é pré-especificado enquanto para Q_k isto ocorre em npq barras. Conclui-se que para este caso, tem-se um subsistema composto de $(n-1 + npq)$ equações algébricas não lineares, com o mesmo número de incógnitas.

PV – são dados P_k e V_k , e calculados Q_k e θ_k

SW (referência) – são dados V_k e θ_k e calculados P_k e Q_k

As barras dos tipos *PQ* e *PV* são utilizadas para representar, respectivamente, barras de carga e barras de geração. A barra *V θ* , ou barra de referência, tem uma dupla função: como o próprio nome indica, fornece a potência angular do sistema; além disso, é utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, levando em consideração as perdas de transmissão não conhecidas antes de se ter a solução final do problema.

O sistema de equações para o problema do fluxo de potência consiste em duas equações para cada barra, com cada uma delas representando as potências ativas e reativas injetadas em uma barra serem iguais à soma dos fluxos que deixam a barra através das linhas de transmissão, e demais equipamentos que constituem o sistema elétrico. Segundo retratado em [20] isso ocorre em consonância à Primeira Lei de Kirchhoff e pode ser expressa matematicamente da seguinte forma:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2.13)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m)$$

em que

$k = 1, \dots, NB$, sendo NB o número de barras da rede

Ω_k – conjunto de barras vizinhas da barra k

V_k, V_m – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k - m$

θ_k, θ_m – ângulos das tensões das barras terminais no ramo $k - m$

P_{km} – fluxo de potência ativa no ramo $k - m$

Q_{km} - fluxo de potência reativa no ramo $k - m$

Q_k^{sh} - componente da injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt* da barra k

Os estudos sobre fluxo de potência, são em grande parte, realizados em condições de equilíbrio, razão pela qual o estudo é restringido a rede de sequência positiva. Há diversas formas de se calcular o fluxo, esses cálculos são desenvolvidos como métodos iterativos.

2.8.1. Modelagem de linhas de transmissão

A determinação da matriz de admitância nodal (Y) da rede tem grande importância para os cálculos de rede elétrica em Sistemas de Potência. Esta relaciona as tensões elétricas nodais com as correntes elétricas injetadas ao sistema através de geradores. Tem-se pela Lei de Kirchhoff das Correntes – LKC):

$$\dot{I} = Y \cdot \dot{V} \quad (2.14)$$

sendo:

- I o vetor de injeção de corrente na rede por fontes independentes ($N \times 1$);
- V o vetor de tensão nodal, desconsiderando a barra de referência ($N \times 1$);
- Y a matriz de admitância nodal ou de admitância de barra ($N \times N$);
- N o número de barras ou de nós da rede.

Outra forma de relacionar as tensões e corrente elétricas de uma rede é através da matriz de impedância da rede:

$$\dot{V} = Z \cdot \dot{I} \quad (2.15)$$

sendo $Z = Y^{-1}$

Dado o diagrama unifilar de impedância da Figura 3, a impedância série do elemento é dado por:

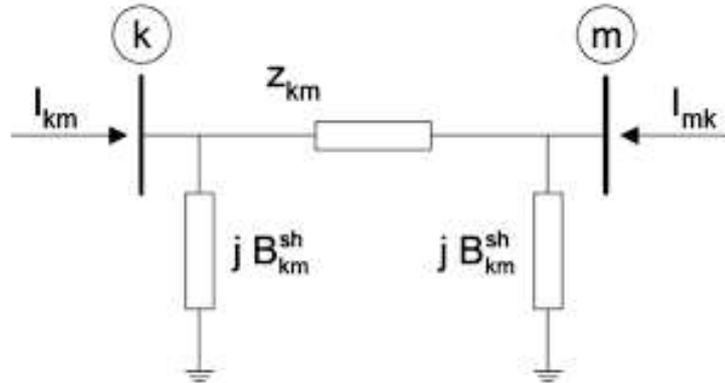


Figura 3. Modelo equivalente Π de uma linha de transmissão.
Fonte: Taranto.

$$Z_{km} = r_{km} + jx_{km}$$

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = Z_{km}^{-1} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$$

ou seja, a condutância série g_{km} e a susceptância série b_{km} são dados, respectivamente por

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}; \quad b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.16)$$

2.8.2. Fluxo de Potência CC

Sabe-se que o fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão é aproximadamente proporcional à abertura angular na linha, deslocando-se no sentido dos ângulos maiores para os ângulos menores. A relação que existe entre os fluxos de potência ativa e as aberturas angulares é similar a existente entre as correntes e as quedas de tensão em um circuito de corrente contínua, como elucidada a Lei de Ohm [20]. Esta propriedade possibilita o desenvolvimento de um modelo aproximado, chamado de fluxo de carga CC, que permite determinar o estado de operação de um sistema de energia elétrica em regime permanente, e conseqüentemente, estimar, com baixo custo computacional e precisão aceitável para muitas aplicações, a distribuição dos fluxos de potência ativa em uma rede de transmissão [21].

O fluxo de carga CC é baseado no acoplamento entre as variáveis P e θ (potência ativa/ângulo) e apresenta resultados tanto melhores quanto mais elevado o nível de tensão.

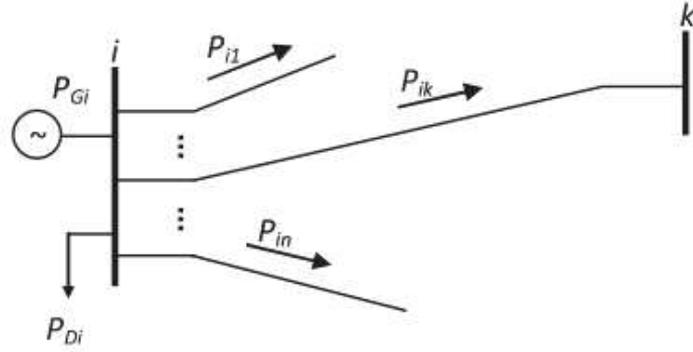


Figura 4. Representação da barra i e suas ligações.
Fonte: Meireles, 2022.

Para uma dada barra i , pode-se obter a equação do balanço de potência ativa:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik})$$

onde:

P_{Gi} e P_{Di} – são respectivamente, potência ativada gerada e demandada na barra i ;

$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ (θ_i é o ângulo da tensão na barra i);

$G_{ik} + jB_{ik}$ – são elementos da matriz Y

Após as seguintes simplificações:

- (i) $G_{ik} = 0$ (sem resistências, i.e. sem perdas ativas);
- (ii) $V_i = 1$ (todas as tensões iguais a 1 pu);
- (iii) $\sin \theta_{ik} = \theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ (em radianos e ângulos pequenos)

tem-se

$$P_i = \sum_{k=1}^n B_{ik} \theta_{ik} = \left(\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n B_{ik} \right) \theta_{ik} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n B_{ik} \theta_{ik} = -B_{ii} \theta_i - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n B_{ik} \theta_{ik} = - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n B_{ik} \theta_{ik}$$

ou

$$P_i = -B_{i1} \theta_{i1} - B_{i2} \theta_{i2} - B_{i3} \theta_{i3} \dots - B_{ii} \theta_i - B_{in} \theta_n \quad (2.17)$$

Considerando todas as barras do sistema, i.e fazendo i variar de 1 até n em (2.7.9), tem-se a seguinte equação matricial:

$$P = -B\theta \quad (2.18)$$

ou

$$P_G + B\theta = P_D \quad (2.19)$$

onde P_G é o vetor de geração de potência ativa (nas barras do sistema), P_D é o vetor de demanda de potência e B é a matriz Y obtida quando apenas as reatâncias de LT's e

transformadores são consideradas.

O fluxo entre as barras i e k fica:

$$P_{ik} = -B_{ik}\theta_{ik} = B_{ik}(\theta_i - \theta_k) = \frac{\theta_i - \theta_k}{x_{ik}},$$

pois

$$B_{ik} = -b_{ik} = \frac{1}{x_{ik}}$$

2.8.2.1. Fluxo de Potência CC sem perdas

Como a matriz B é singular, deve-se eliminar a linha e coluna da Equação (2.19), correspondentes à barra SW (swing), a qual tem ângulo nulo (barra de referência do sistema).

Então, tem-se um novo sistema, não singular, de dimensão $(n-1)$ por $(n-1)$.

Para a solução do fluxo CC o sistema não tem perdas ($\sum_{i=1}^n P_i = 0$). Então:

$$P_i = - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n P_k \quad (2.20)$$

A potência injetada na barra SW pode ser obtida através da Equação (2.20).

2.8.2.2. Fluxo de Potência CC com perdas

As perdas correspondem a cargas distribuídas por todo o sistema, que não são atendidas pela barra de referência. Esse efeito das perdas, pode ser representado aproximadamente como cargas adicionais obtidas, dividindo-se as perdas de cada linha do sistema entre suas barras terminais. No modelo CC, as perdas de potência ativa são supridas pela barra SW . Quanto maior o sistema, maior serão as perdas. Com isso, o modelo CC apresenta fluxos de potência ativa, nas proximidades da barra SW , diferentemente dos obtidos no modelo CA [21].

Considerando as perdas, o termo $\sum_{k=1}^n G_{ik} \cos\theta_{ik}$ deve ser adicionado à Equação (2.17).

Contudo,

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^n G_{ik} \cos\theta_{ik} &= G_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n G_{ik} \cos\theta_{ik} = - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n G_{ik} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n G_{ik} \cos\theta_{ik} \\ &= \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (-1 + \cos\theta_{ik}) G_{ik} = -\frac{1}{2} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n G_{ik} \theta_{ik}^2 \end{aligned}$$

Sendo $\cos\theta_{ik} \cong 1 - \theta_{ik}^2/2$, para valores menores de θ_{ik} . Portanto:

$$P_i = -\frac{1}{2} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n G_{ik} \theta_{ik}^2 - \sum_{k=1}^n B_{ik} \theta_k$$

ou

$$P_i + \frac{1}{2} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n G_{ik} \theta_{ik}^2 = - \sum_{k=1}^n B_{ik} \theta_k$$

Tendo $-G_{ik}\theta_{ik}^2$ faz representação as perdas ativas da linha de transmissão ik no modelo CC.

Matricialmente:

$$P_G - P_D - P^{perdas} = -B'\theta \quad (2.21)$$

Como já era esperado, as perdas (P^{perdas}) implicarão no aumento da geração de potência ativa.

3. METODOLOGIA

A estrutura dos procedimentos metodológicos desenvolvida neste trabalho está descrita abaixo:

3.1. Visão geral da Proposta de Pesquisa

A proposta da pesquisa é aplicar o método de Monte Carlo sequencial e não-sequencial para análise da confiabilidade na operação de um Sistema Elétrico de Potência, com a avaliação dos fatores de desempenho e o cálculo da probabilidade de ocorrência de erros. Dessa maneira, será realizada uma abordagem sistemática sobre o tema para estabelecimento de regras de direcionamento da pesquisa.

A aplicação do método de Monte Carlo deverá revelar qual a probabilidade de ocorrência de uma falha do sistema e qual o custo das mesmas perante a falta de operação do sistema. A pesquisa deverá então permitir avaliar quais são os fatores críticos sobre a performance do SEP e tomar ações com objetivo de melhorar seus níveis de qualidade e mitigar a influência desses fatores sobre a ocorrência de falhas.

A análise do fluxo de potência em redes elétricas consiste em determinar o estado de operação de um sistema de energia em regime permanente senoidal e em consequência disso, o fluxo em sua rede. A principal atribuição de um sistema de energia é fornecer as potências ativas e reativas, que são necessárias às diversas cargas a qual são ligadas, fazendo as potências fluírem pela rede a fim de suprir a demandada. Nesse tipo de análise, a modelagem do sistema e da rede são representadas por um conjunto de equações e inequações algébricas.

A crescente evolução da tecnologia alinhada com métodos matriciais, tornou possível a resolução de problemas associados com os sistemas elétricos de energia, tornando o estudo mais otimizado e seguro. Sendo assim foi possível simular situações de operações do sistema, situações de contingência, como a perda de um equipamento ou linha de transmissão e melhorando o planejamento do sistema, relacionado a adição de novas cargas e demais alterações

3.2. Levantamento de Dados

3.2.1. Sistema Teste

Os dados fornecidos para modelar o sistema como sua capacidade máxima de trabalho, seu valor de pico anual de carga, que garante que os geradores possam suprir o valor da carga, as

potências mínimas e máximas por gerador, dentre outros dados, foram retirados do sistema padronizado IEEE-RTS32. Estes dados serão a base para a simulação dos métodos de Monte Carlo não Sequencial e Monte Carlo Sequencial.

O presente grupamento possui 32 geradoras, distribuídas entre 14 usinas, perfazendo uma capacidade total instalada de 3405 MW. O pico anual da carga equivale a 2850 MW.

A Tabela 1 mostra os dados referentes a cada grupo de unidades geradoras, indicando a identificação da usina, o número de unidades instaladas em cada usina, a taxa de falha, o tempo médio de reparo e a potência mínima e máxima dessas unidades.

Tabela 1. Dados de Geração do Sistema IEE-RTS 32

Usina	Núm. geradores	λ (1/ano)	MTTR (horas)	Pot. Ativa (MW)	
				Mín	Máx
1	5	2,97959	60	6	12
2	2	19,4667	50	10	20
3	2	19,4667	50	10	20
4	2	4,46939	40	30	76
5	2	4,46939	40	30	76
6	3	7,30000	50	60	100
7	1	9,12500	40	80	155
8	1	9,12500	40	80	155
9	2	9,12500	40	80	155
10	3	9,22105	50	80	197
11	1	7,61739	100	150	350
12	1	7,96364	150	200	400
13	1	7,96364	150	200	400
14	6	4,42424	20	16	50

3.2.1.1. Dados de Carga

Para a simulação do Método de Monte Carlo Sequencial é necessária a obtenção dos dados de carga do sistema em análise, de modo que seja possível realizar a comparação entre a geração e a demanda do sistema. Desta forma, tem-se ilustrado na Figura 5 o padrão de comportamento da carga em análise ao longo do ano (1 ano = 8760 h). A Figura 6 mostra a curva de carga diária referente às primeiras 24 horas.

Os dados de carga estão associados ao sistema teste padrão IEE-RTS32.

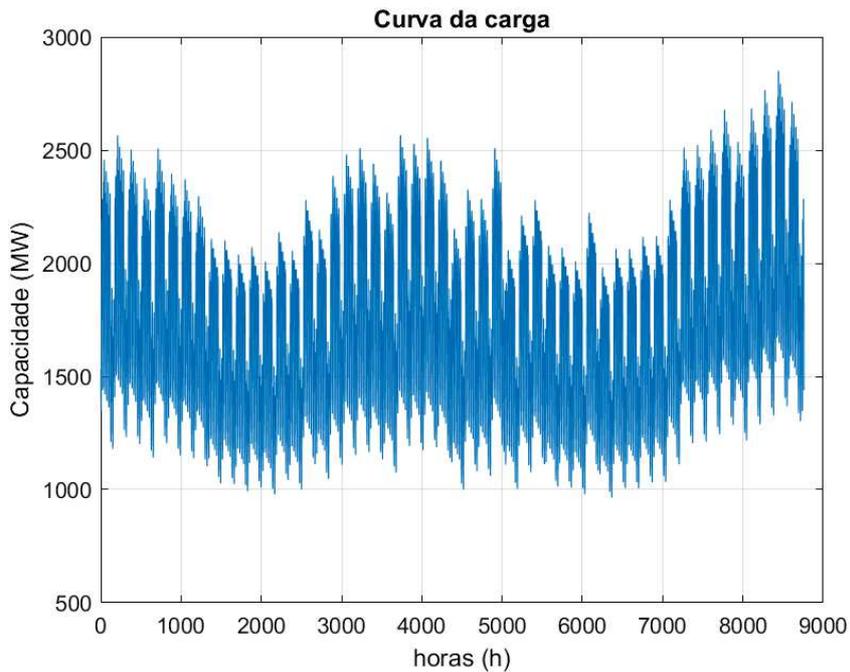


Figura 5. Curva de carga anual para o sistema IEE-RTS32.
Fonte: IEE-RTS32 (adaptado).

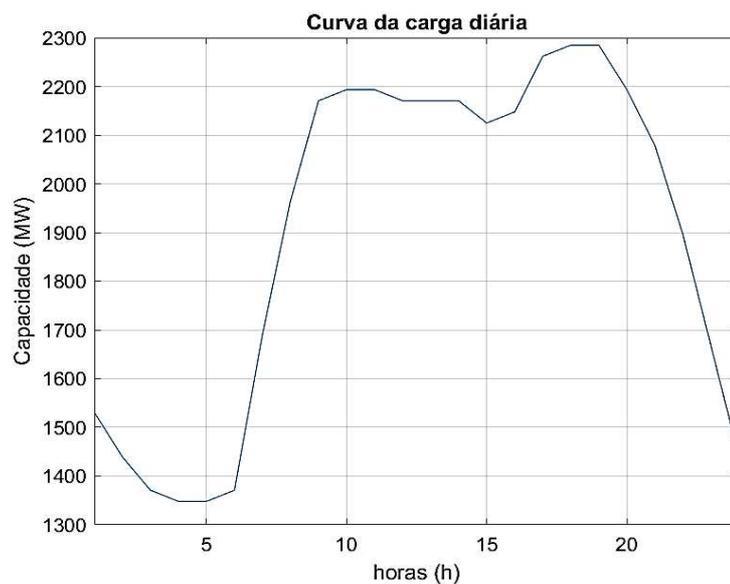


Figura 6. Curva de Carga das primeiras 24 horas - sistema IEE-RTS32.
Fonte: IEE-RTS32 (adaptado).

3.3. Fluxo de Potência CC

A Figura 7 mostra o sistema padrão de teste IEE-RTS32, que será utilizado como base para o estudo do fluxo de carga CC.

Os dados de carga do barramento no momento do pico do sistema são mostrados na Tabela 2. Para outros momentos que não correspondem ao pico anual do sistema, as cargas são consideradas tendo uma relação proporcional àquelas que possuem condição de pico.

Os dados a serem utilizados para simulação do fluxo de potência com perdas e sem perdas são os expressos em *p.u* (por unidade).

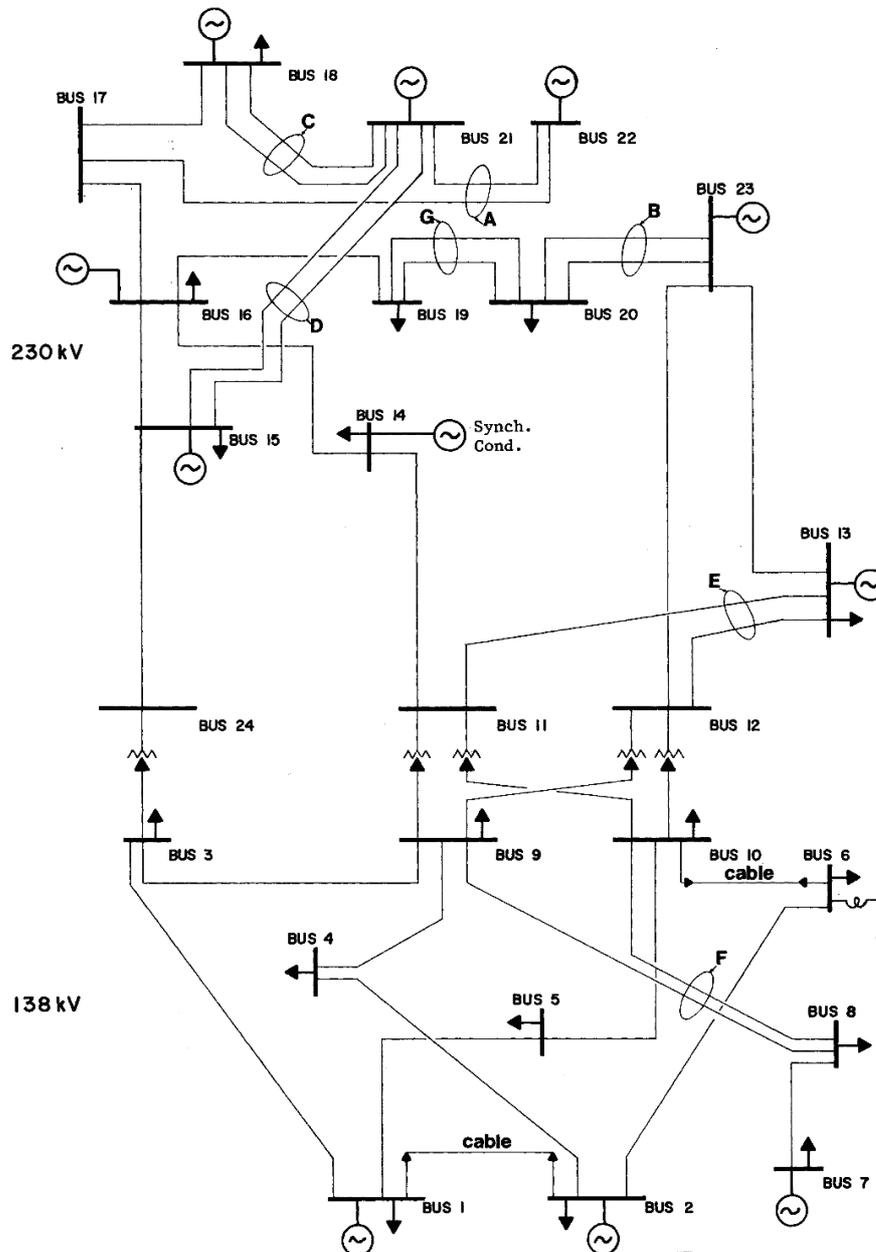


Figura 7. Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE.
Fonte: IEE-RTS32

Os dados de impedância e classificação da linha de transmissão estão presentes na Tabela 3, os dados de linha de transmissão são definidos pela Figura 7.

Tabela 2. Dados de carga do barramento – IEE-RTS32.

Barra	P_G (pu)	Q_G (pu)	P_D (pu)	Q_D (pu)	V (pu)	θ (°)
1	1,92	0,80	1,08	0,22	1	0
2	1,92	0,80	0,97	0,20	1	0
3	0,00	0,00	1,80	0,37	1	0
4	0,00	0,00	0,74	0,15	1	0
5	0,00	0,00	0,71	0,14	1	0
6	0,00	0,00	1,36	0,28	1	0
7	3,00	1,80	1,25	0,25	1	0
8	0,00	0,00	1,71	0,35	1	0
9	0,00	0,00	1,75	0,36	1	0
10	0,00	0,00	1,95	0,40	1	0
13	0,00	0,00	0,00	0,00	1	0
14	0,00	0,00	0,00	0,00	1	0
15	5,91	2,40	2,65	0,54	1	0
16	1,55	0,80	1,94	0,39	1	0
18	2,15	1,10	3,17	0,64	1	0
19	1,55	0,80	1,00	0,20	1	0
20	0,00	0,01	0,00	0,00	1	0
21	4,00	2,00	3,33	0,68	1	0
22	0,00	0,00	1,81	0,37	1	0
23	0,00	0,00	1,28	0,26	1	0
24	4,00	2,00	0,00	0,00	1	0

Tabela 3. Dados de linha de transmissão.

De	Para	R(pu)	X(pu)	B_{shunt} (pu)	Capacidade (pu)
1	2	0,003	0,014	0,461	1,75
1	3	0,055	0,211	0,057	1,75
1	5	0,022	0,022	0,023	1,75
2	4	0,033	0,127	0,034	1,75
2	6	0,050	0,192	0,052	1,75
3	9	0,031	0,119	0,032	1,75
3	24	0,002	0,084	0,00	4,00
4	9	0,027	0,104	0,028	1,75

5	10	0,023	0,088	0,024	1,75
6	10	0,014	0,061	2,459	1,75
7	8	0,016	0,061	0,017	1,75
8	9	0,043	0,165	0,045	1,75
8	10	0,043	0,165	0,045	1,75
9	11	0,002	0,084	0,000	4,00
9	12	0,002	0,084	0,000	4,00
10	11	0,002	0,084	0,000	4,00
10	12	0,002	0,084	0,000	4,00
11	13	0,006	0,048	0,100	5,00
11	14	0,005	0,042	0,088	5,00
12	13	0,006	0,048	0,100	5,00
12	23	0,005	0,097	0,203	5,00
13	23	0,011	0,087	0,182	5,00
14	16	0,005	0,059	0,082	5,00
15	16	0,002	0,017	0,036	5,00
15	21	0,003	0,0245	0,206	10,0
15	24	0,007	0,052	0,109	5,00
16	17	0,003	0,026	0,055	5,00
16	19	0,003	0,023	0,049	5,00
17	18	0,002	0,014	0,030	5,00
17	22	0,014	0,0105	0,221	5,00
18	21	0,0015	0,013	0,110	10,0
19	20	0,0025	0,020	0,166	10,0
20	23	0,0015	0,011	0,092	10,0
21	22	0,009	0,068	0,142	5,00

Os dados fornecidos na Tabela 3 são suficientes para definir o fluxo de carga CC para os sistemas de teste. No entanto, um fluxo de carga CA não está completamente definido. Dados sobre a impedância e cargas reativas são fornecidas, mas as especificações completas para um fluxo de carga CA requer suposições adicionais em relação às tensões em barramentos do gerador e sobre a derivação do transformador.

3.4. Implementação computacional

O software computacional *Matlab* foi utilizado como guia para a implementação do Método de Monte Carlo e os demais equacionamentos necessários para a auxiliar na análise de confiabilidade, sendo este o veículo responsável por demonstrar os resultados finais de

desempenho/críticos. A proposta nesta seção é implementar uma plataforma que realize o cálculo dos índices de confiabilidade de acordo com as entradas que serão fornecidas pelo usuário.

Os passos básicos de um algoritmo de Simulação Monte Carlo não Sequencial são representados no fluxograma da Figura 8 a seguir.

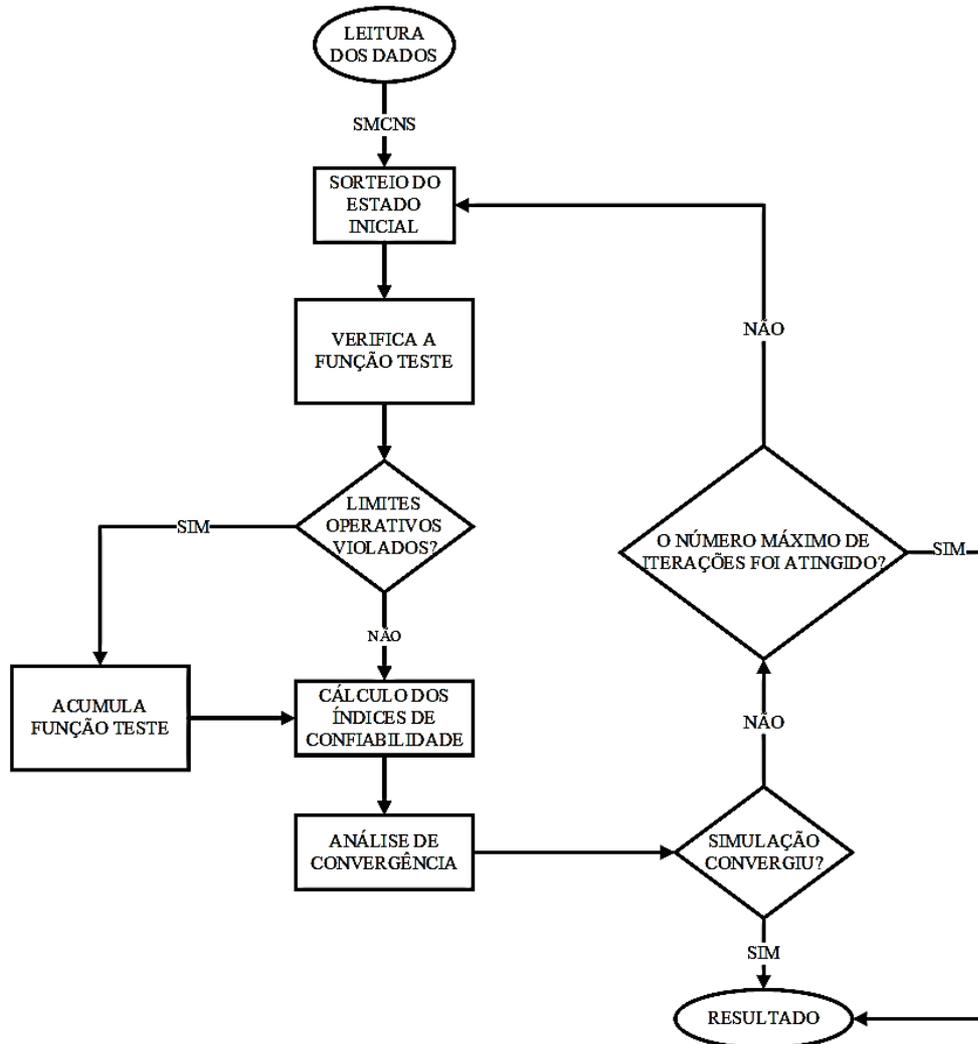


Figura 8. Etapas para simulação Monte Carlo não sequencial.
Fonte: Autores.

Deve-se inicialmente, realizar a leitura dos dados referentes ao sistema a ser analisado (dados da Tabela 1). Define-se a tolerância e o número máximo de sorteios a serem realizados. Este parâmetro começa com valor estipulado igual a zero ($NS = 0$). Em seguida, deve-se sortear um vetor x pertencente à distribuição da função teste e atualizar o número de sorteio ($NS = NS + 1$). Verifica-se a ocorrência de corte de carga. Caso tenha ocorrido, avalia-se as funções teste para o vetor amostrado x verificando se os limites operativos foram violados. Na ocorrência de violação acumula-se a função teste e realiza-se o cálculo dos índices de confiabilidade. Verifica-

se em seguida a convergência do processo, caso o valor da variância calculada, referente ao índice BEPNS (variância da energia esperada não suprida), tenha valor menor que a estipulada

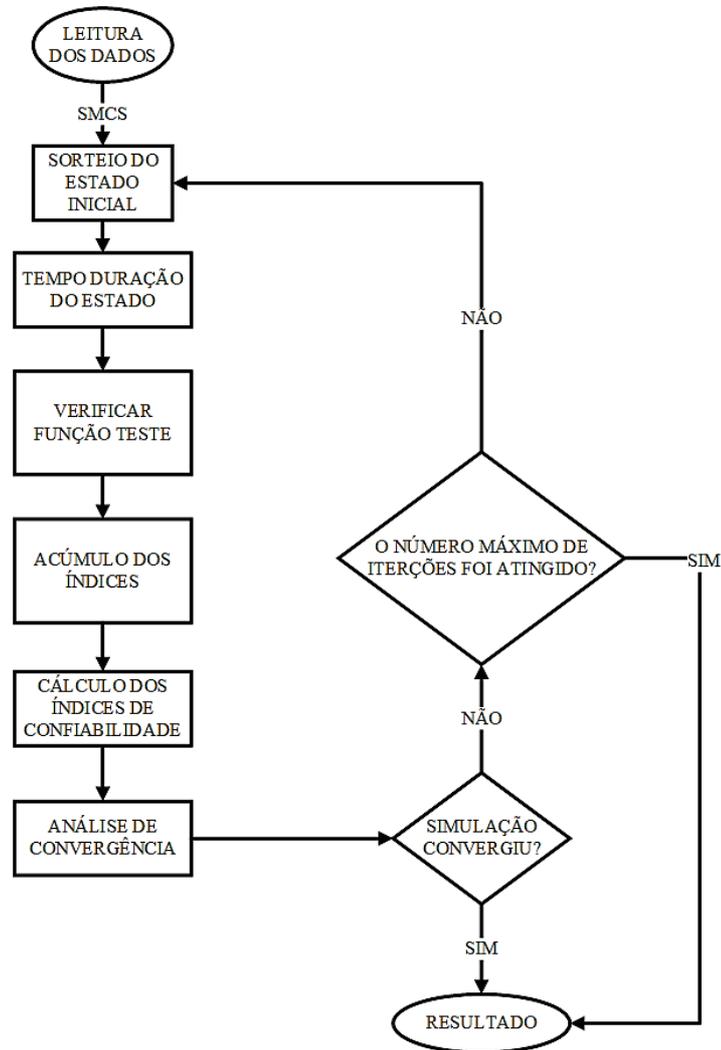


Figura 9. Etapas para simulação do Método de Monte Carlo sequencial.
Fonte: Autores.

inicialmente a simulação retorna os valores encontrados dos índices de confiabilidade, se não, a simulação regressa ao sorteio de um outro estado inicial para o sistema (sorteio de um valor x pertencente a $P(X)$).

De maneira análoga, tem-se na Figura 9 o fluxograma representando as etapas para a simulação do Método de Monte Carlo Sequencial (SMCS).

As etapas iniciais referentes à leitura dos dados e o sorteio do estado inicial dos geradores no Método de Monte Carlo sequencial são realizadas em conformidade com o não sequencial. Porém neste é acrescido um outro sorteio, pertinente ao primeiro tempo de residência de cada gerador. Utiliza-se λ para tempo de operação e μ para tempo de reparo.

Em seguida, deve-se encontrar o gerador com menor tempo de residência do sistema (TG_i). Como a projeção do estudo será anual, deve-se verificar se $TG_i > 8760$ horas, caso; a inequação seja verdadeira deve-se fazer com que o tempo de residência assuma o valor de horas correspondente a um ano, faz-se a atualização das funções teste e calcula-se os índices de confiabilidade correspondentes. Por fim realiza-se a análise da convergência, o índice a ser empregado como critério de parada neste método foi o EENS (energia esperada não suprida). Em caso de convergência tem-se como retorno os valores dos índices de confiabilidade, se não, o processo retorna a etapa de sorteio do estado inicial do gerador.

Para a implementação do fluxo de potência CC, seguiu-se os passos conforme mostra o fluxograma da Figura 10.

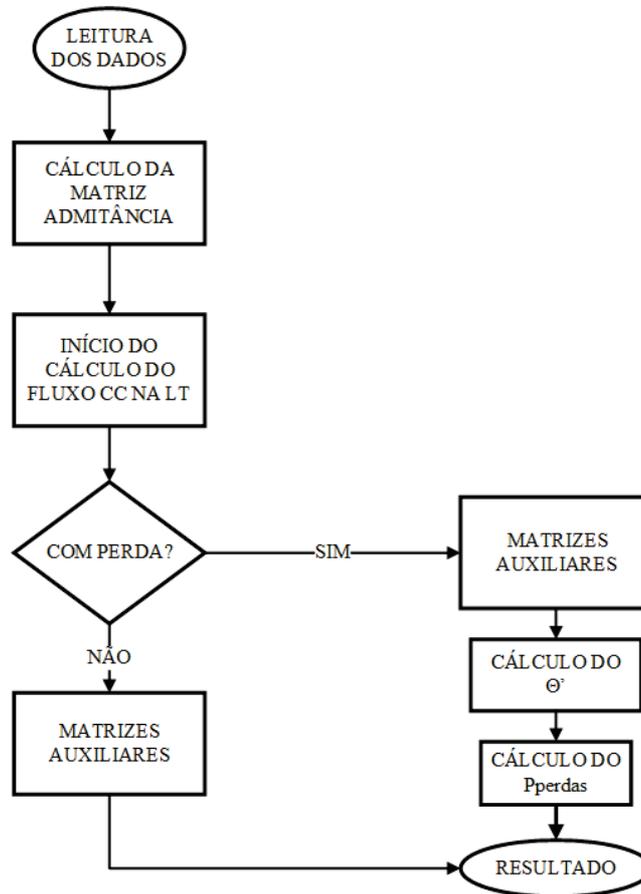


Figura 10. Etapas para implementação do fluxo de potência CC.

Fonte: Autores.

Inicialmente é realizada a leitura dos dados do sistema (Tabela 2 e Tabela 3). Calcula-se a matriz Y . Define-se se será levado calculado o fluxo considerando as perdas ou não. Em seguida, seleciona-se se o cálculo do fluxo será com perdas ou sem perdas. Para o primeiro caso, obtém-se a solução do θ : a matriz B é obtida da matriz admitância, calculada anteriormente, a matriz P é calculada através dos dados fornecidos do sistema. Desta forma,

tem-se as matrizes auxiliares, sendo possível calcular o valor de θ pela equação (2.7.10)

O cálculo do fluxo com perdas dá-se de forma semelhante, porém após obtenção de uma solução inicial θ' , calcula-se a matriz P^{perdas} e considera-se este para resolução final do θ , como mostrado na equação (2.7.13).

3.5. Plataforma

Utilizando o *App designer*, ambiente integrado do *Matlab* que permite a criação de aplicativos profissionais, foi possível desenvolver uma interface gráfica (GUI - *Graphical User Interface*) de modo a facilitar e tornar-se intuitivo os estudos referentes à confiabilidade da geração de energia elétrica e ao fluxo de potência CC.

A Figura 11 mostra a interface da tela inicial da plataforma computacional para Análise do Sistema Elétrico de Potência.

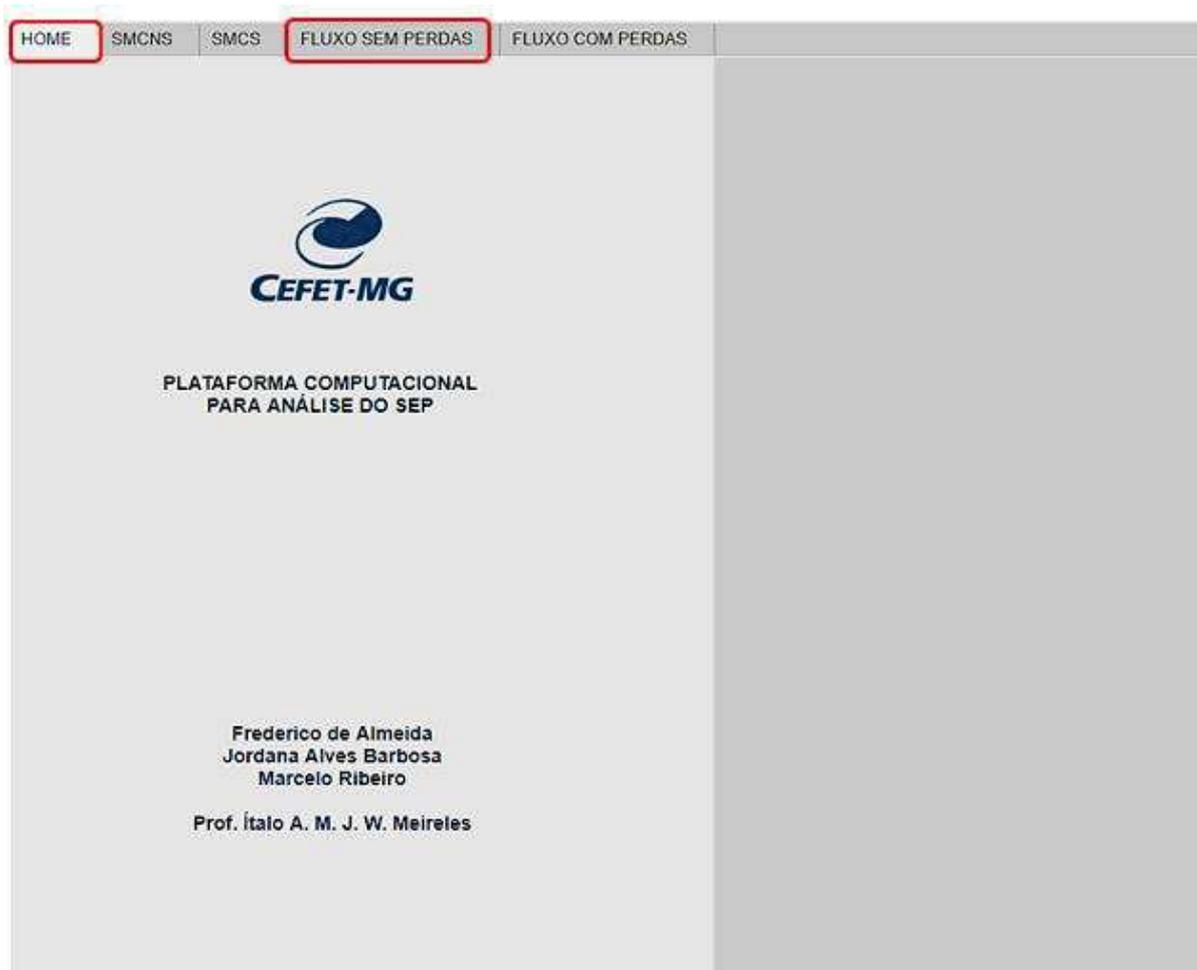


Figura 11. Interface da plataforma – iniciar.

Fonte: Autores.

Após aberta a plataforma deve-se escolher entre uma das 4 abas disponíveis (SMCNS,

SMCS, Fluxo sem perdas e fluxo com perdas).

Para obtenção dos índices de confiabilidade do sistema elétrico deve-se escolher uma das abas referentes ao método de Monte Carlo (SMCNS – Simulação Monte Carlo não Sequencial ou SMCS – Simulação Monte Carlo Sequencial). É também possível, executar uma aba e em seguida executar as próximas, obtendo desta forma todos os parâmetros referentes a ambos os métodos.

Da mesma forma, para o fluxo de potência CC, deve-se escolher entre as abas Fluxo CC sem perdas e fluxo CC com perdas.

3.5.1. Simulação Método de Monte Carlo

As simulações realizadas dos métodos de Monte Carlo não sequencial e sequencial foram implementadas junto aos comandos da plataforma.

A Figura 12 mostra a interface computacional para a SMCNS.

Tem-se a plataforma desenvolvida por:

1. Entrada de dados do sistema: pode ser realizada tanto por meio de um arquivo com extensão (.xlsx) como manualmente. Tem-se na aba ao lado do botão procurar o diretório do arquivo de dado. O operador deve definir a potência máxima do sistema e o número máximo de iterações a serem realizadas.
2. Critério de parada – dado em porcentagem – corresponde à variância dos índices de confiabilidade. BEPNS é a variância em análise na presente simulação.
3. Botão calcular, realiza o cálculo dos índices de confiabilidade e gera o gráfico.
4. São expostos os resultados dos índices de confiabilidade, o número de iterações realizadas até que se atinja a conversão e o gráfico da conversão do mesmo e o tempo de simulação.
5. Para o método de Monte Carlo não sequencial, tem-se a geração da curva referente ao número de iterações pela variação do índice BPENS.

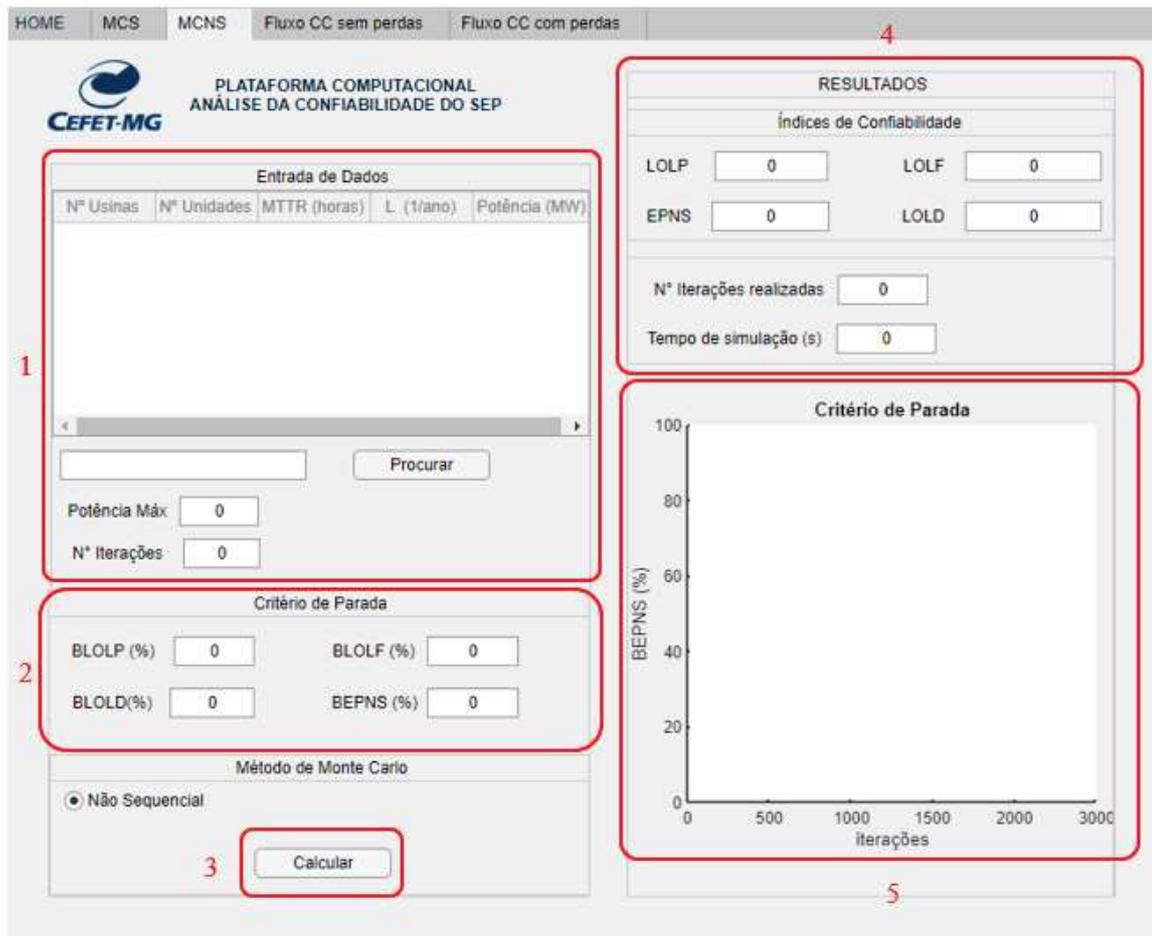


Figura 12. Interface plataforma computacional –Monte Carlo não sequencial.

Fonte: Autores.

A Figura 13 mostra a interface computacional para a SMCS.

Tem-se a plataforma desenvolvida por:

1. Entrada de dados do sistema: pode ser realizada tanto por meio de um arquivo com extensão (.xlsx) como manualmente. Tem-se na aba ao lado do botão procurar o diretório do arquivo de dado. O operador deve definir o número máximo de iterações a serem realizadas.
2. Critério de parada – dado em porcentagem – corresponde à variância dos índices de confiabilidade. BEENS é a variância em análise na presente simulação.
3. Botão calcular, realiza o cálculo dos índices de confiabilidade e gera o gráfico.
4. São expostos os resultados dos índices de confiabilidade, o número de iterações realizadas até que se atinja a convergência, o gráfico da convergência do mesmo e o tempo de simulação decorrido.
5. Para o método de Monte Carlo sequencial, tem-se a geração da curva referente ao número de iterações pela variação do índice BEENS.

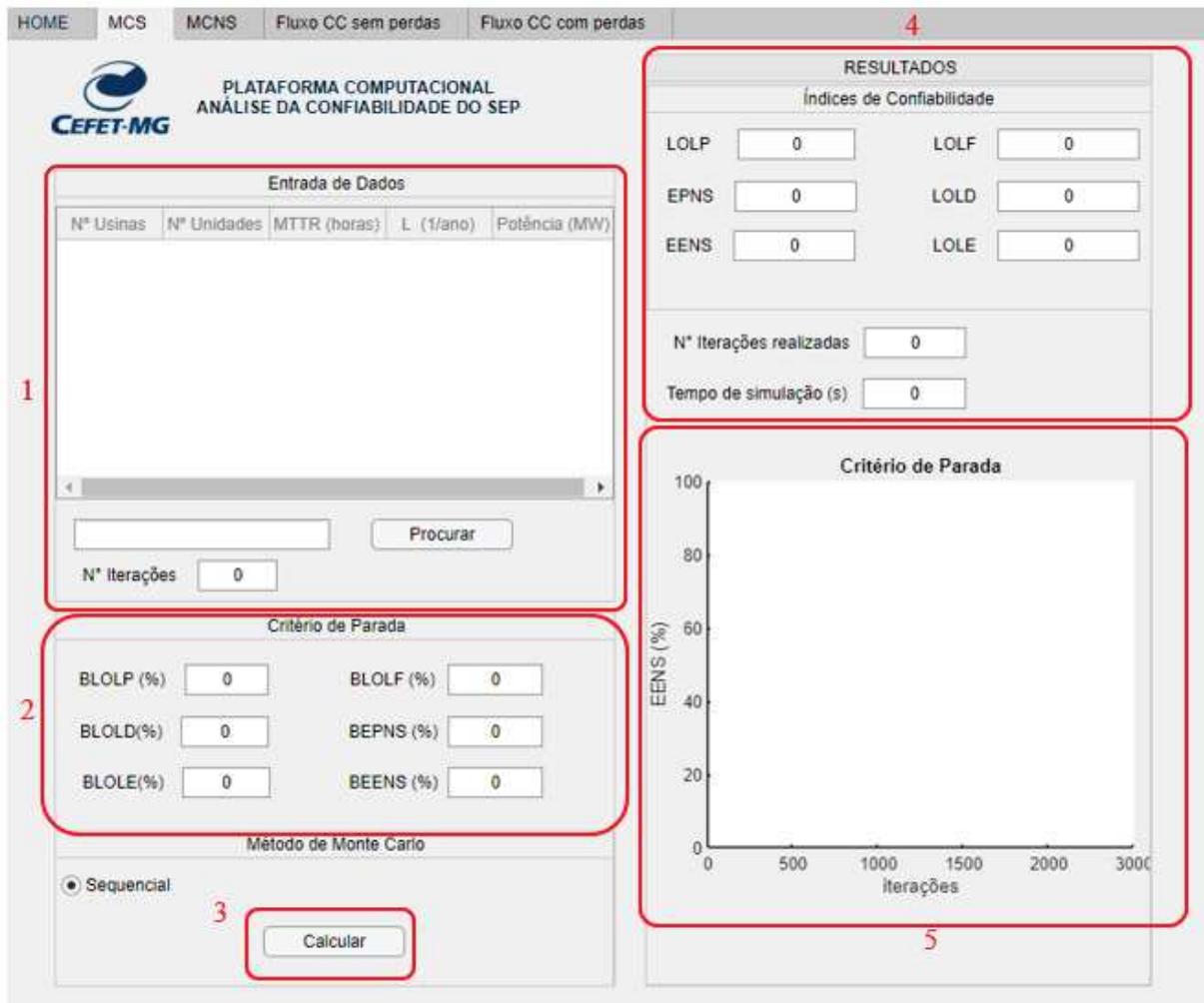


Figura 13. Interface plataforma computacional - Monte Carlo Sequencial.
Fonte: Autores.

3.5.2. Fluxo de Potência CC

A Figura 14 mostra a interface gráfica para o estudo de fluxo de potência sem perdas na LT. A operação da plataforma para o fluxo de potência CC dá-se por:

1. Entrada de dados do sistema: pode ser realizada tanto por meio de um arquivo com extensão (.xlsx) como manualmente.
2. Tem-se na aba ao lado do botão procurar o diretório do arquivo de dado.
3. O operador deve definir se o cálculo do fluxo será com perdas ou sem perdas
4. Tem-se expostos nos resultados a matriz admitância Y (composta apenas da susceptância), a matriz de fluxo por barras e, por fim, a matriz referente aos ângulos encontrados para o sistema.

Da mesma forma, tem-se a interface para o cálculo do fluxo CC com perdas.

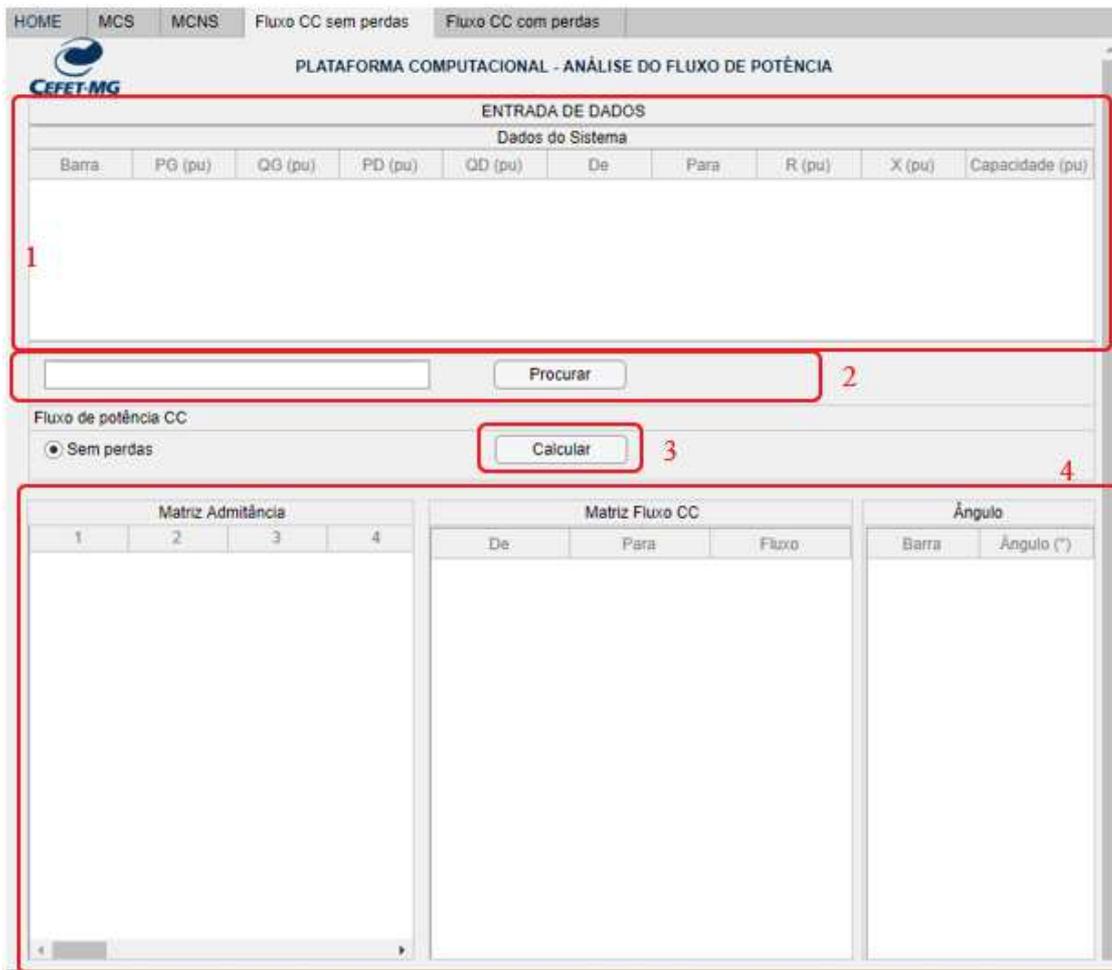


Figura 14. Interface plataforma computacional – Fluxo CC sem perdas.
Fonte: Autores.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A aplicação da metodologia proposta é ilustrada através de estudos utilizando o sistema IEE-RTS (*Reability Test System*). Para análise de adequação de cada estado amostrado são utilizados os Métodos de Monte Carlo: sequencial e não sequencial e o modelo de fluxo de potência linearizado (ou CC).

4.1. Método de Monte Carlo não sequencial

A Figura 15 mostra a plataforma operando na Simulação do Método de Monte Carlo não sequencial. A entrada de dados foi realizada através de um arquivo contendo os dados referentes ao sistema IEEE-RTS32.

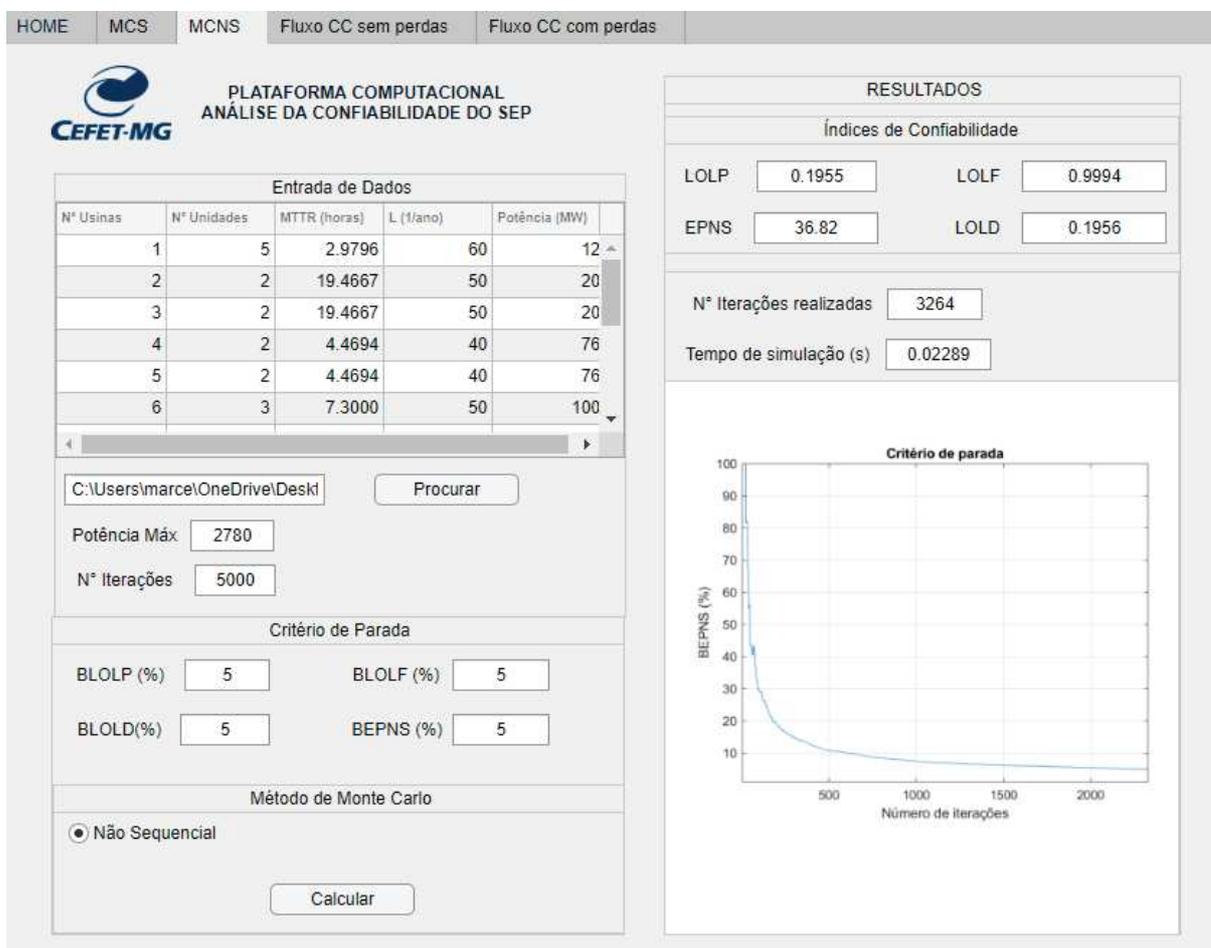


Figura 15. Simulação do Método de Monte Carlo não sequencial.

Fonte: Autores.

Foi estipulado que o sistema operasse com um número máximo de iterações igual a 5000. Como critério de parada estipulou-se um desvio de 5% em torno da estimativa da potência esperada não suprida (BEPNS). Pode-se observar que a convergência do sistema para esta configuração ocorreu na iteração 3264.

A Figura 16 mostra o comportamento do índice energia esperada não suprida em relação ao número de iterações realizadas.

A Figura 17 mostra o comportamento de tal desvio em relação ao número de iterações simuladas.



Figura 16. Convergência da EENS para a reserva de capacidade estática.
Fonte: Autores.

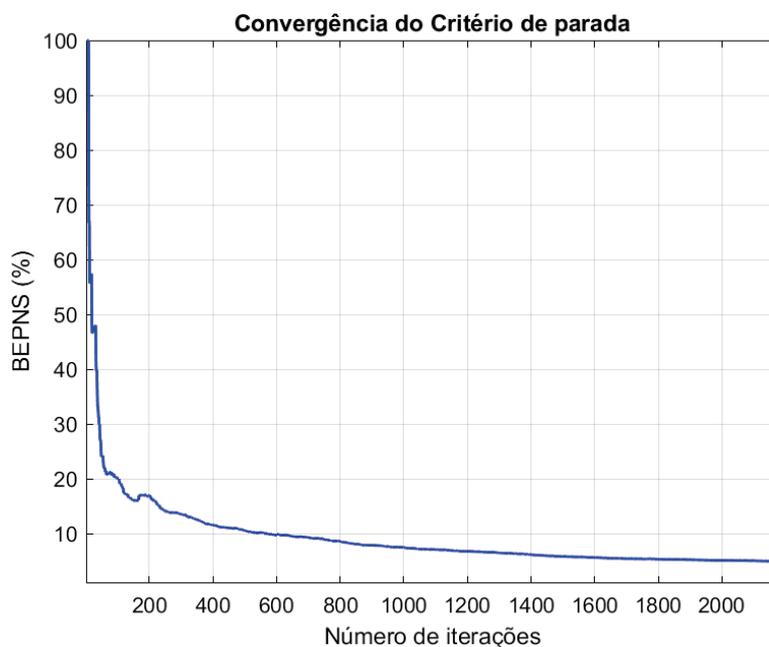


Figura 17. Convergência do critério de parada.
Fonte: Autores.

A Tabela 4 mostra as estimativas dos índices obtidos na plataforma computacional, junto à variância dos mesmos. Pode-se observar que o índice EPNS necessita de um número maior de iterações para atingir a convergência.

Tabela 4. Índices estimados para MC não sequencial.

Índice	Valor	B (%)
LOLP (horas/ano)	0,25505	3,4551
LOLF (ocorrências/ano)	0,99957	0,0430
EEPNS	48,4766	4,99
LOLD **	0,25516	--

4.2. Método de Monte Carlo sequencial

Na Figura 18 tem-se a plataforma operando o Método de Monte Carlo sequencial, a entrada de dados deu-se conforme mostrado anteriormente pelos dados de geração do sistema (Tabela 1). Para esta simulação foram estipulados um número máximo de iterações igual a 5000. Como critério de parada estipulou-se um desvio de 5% em torno da estimativa da energia esperada não suprida (BEENS).

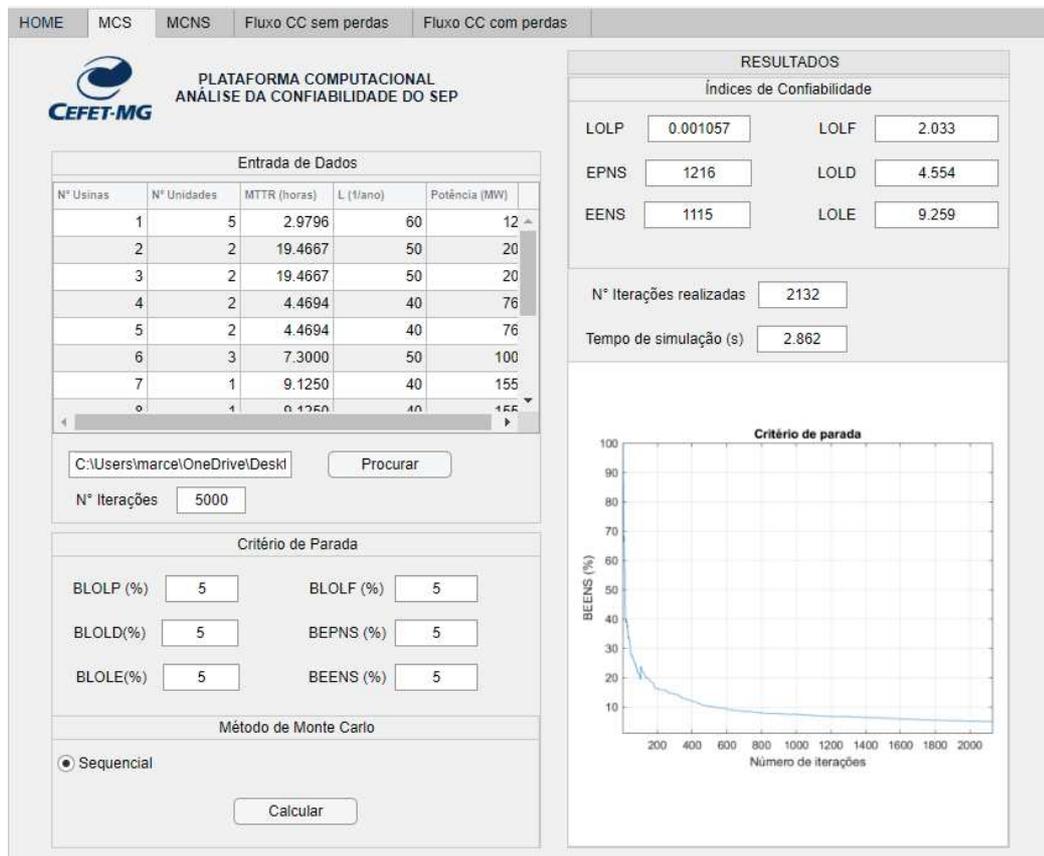


Figura 18. Plataforma operando o Método de Monte Carlo sequencial.

Fonte: Autores.

A partir dos dados encontrados na plataforma computacional, montou-se a Tabela 5.

** O índice LOLD não possui o parâmetro B , uma vez que não possui função teste, seu cálculo dá-se pela equação (2.2).

Tabela 5. Índices de Confiabilidade obtidos- MC sequencial.

Índices de Confiabilidade	Valor	B(%)
EENS (MWh/ano)	1114,6685	4,9932
EPNS	1215,6876	5,0414
LOLE (h/ano)	9,2591	0,002617
LOLF (ocorrências/ano)	2,0333	2,9261
LOLP	0,00107	0,001558
*LOLD (h/ocorrência)	4,5537	--

O índice utilizado como critério de parada e que obedeceu ao mesmo foi o EENS. Quando este obteve uma variância abaixo de 5% fez com que o programa fosse interrompido e os índices da iteração equivalente fossem estimados e apontados na tela.

O sistema contou com uma energia esperada não suprida de 1.114,6685 MWh/ano e a partir desse índice é possível calcular, utilizando a equação (2.3.3) qual o custo médio desta falta no sistema.

$$custo = 1.500,00 \left(\frac{\$}{MWh} \right) \times 1.114,6685(MWh) = \$ 1.672.002,75$$

A potência esperada não suprida teve valor de 1215,6876 MW. A duração média da perda de carga foi de 4,55 horas por ocorrência tendo uma expectativa de perda de carga para o período em análise somada de 9,25 h ao ano. A frequência com que as falhas sucederam no período em análise equivalem a 2,033 ocorrências/ano.

4.2.1. Critério de Parada

Para a SMCS foi estipulado que o sistema atuasse com um número máximo de iterações igual a 5000. Como critério de parada estipulou-se um desvio de 5% em torno da estimativa da energia esperada não suprida (BEENS).

A Figura 19 mostra o comportamento de tal desvio em relação ao número de iterações simuladas, este varia de 100% até atingir os 5% estipulados como critério de parada.

A Figura 20 mostra a o comportamento da energia em relação às séries sintéticas anuais. Pode-se relacioná-la com a Figura 19 obtida anteriormente. Vê-se que ambas possuem comportamentos opostos, enquanto uma descrese e atinge a convergência, para o índice de energia esperada não suprida, este cresce atinge um valor de pico próximo a 1400 MWh nos primeiros 100 anos simulados e depois atinge sua convergência próximo a 1114 MWh em 2132 anos simulados.

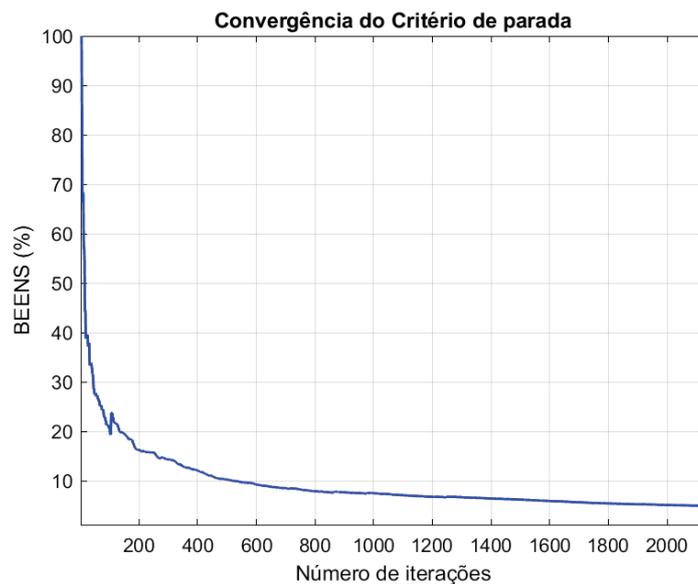


Figura 19. Convergência do critério de parada.
Fonte: Autores.

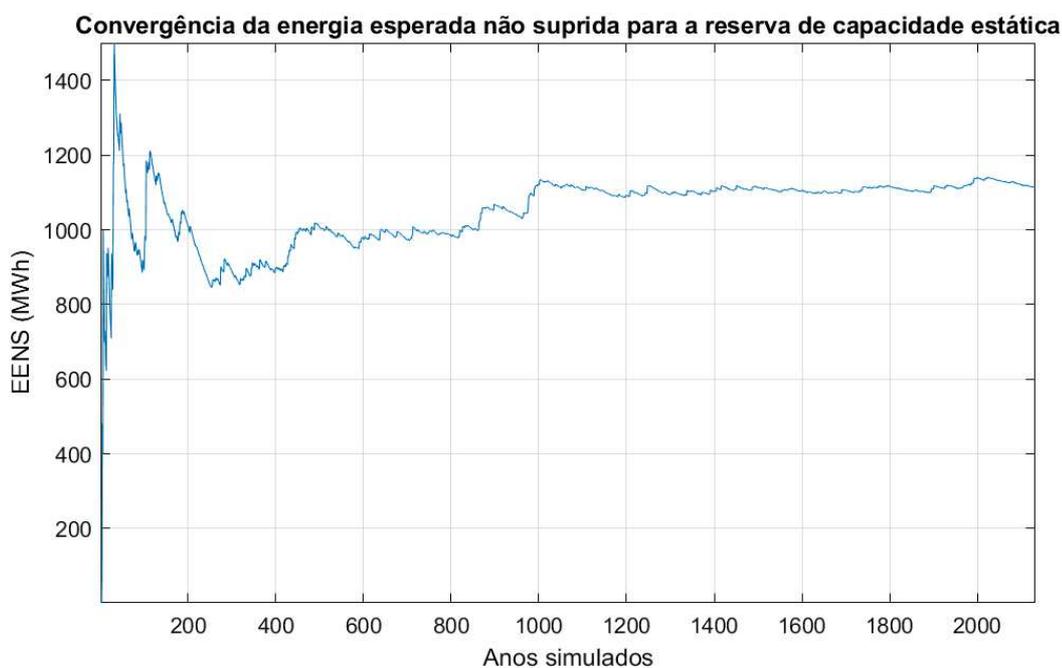


Figura 20. Convergência da EENS para a reserva de capacidade estática.
Fonte: Autores.

4.2.2. Reserva de capacidade estática

A Figura 21 mostra o comportamento da reserva de capacidade estática do sistema durante uma série anual, referente aos dados simulados anteriormente.

Através da curva é possível identificar os picos de maior e menor valor da reserva de capacidade estática, sendo respectivamente 3405 MW e 2358 MW.

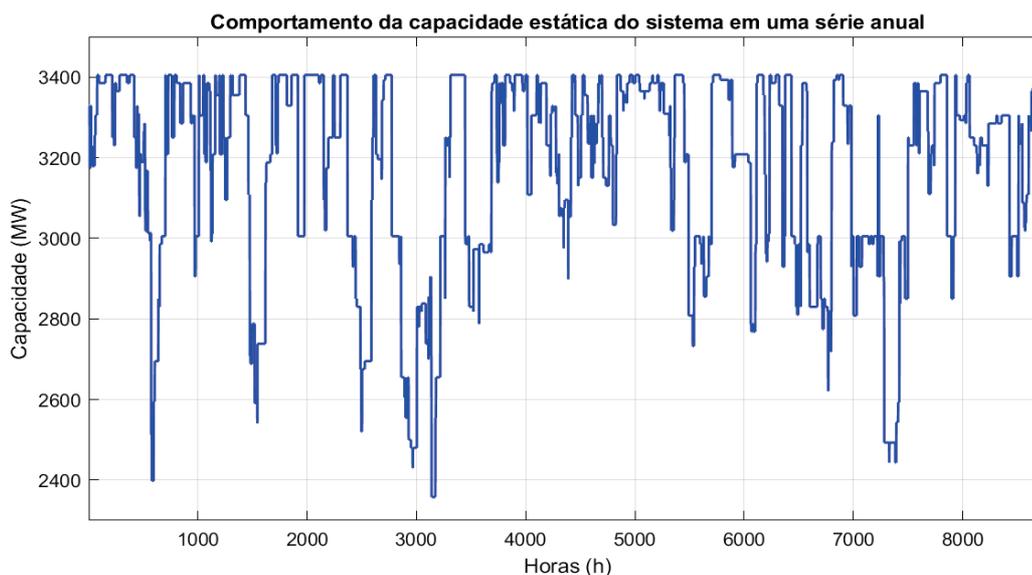


Figura 21. Comportamento da reserva de capacidade estática do sistema.

Fonte: Autores.

4.2.2. Tempo de Simulação

De modo que se possa verificar o tempo de simulação para cada método de Monte Carlo, realizou-se testes com números máximos de iterações sendo acrescidos a cada etapa. Sabe-se, por teoria, que o método de Monte Carlo Sequencial por ser mais robusto e contar com uma análise cronológica, possui um tempo de simulação maior que o Monte Carlo não sequencial. Isso se comprovou através dos dados aferidos via plataforma computacional, presentes na Tabela 6.

Tabela 6. Teste 1 – tempo de simulação.

Simulação de Monte Carlo	Nº máx iterações	Iterações até a convergência	Tempo (s)
Não sequencial	5000	3264	0,02289
	5700	3174	0,06478
	8000	2959	0,04146
	10000	3121	0,03146
	20000	3588	0,05918
Sequencial	5000	2132	2,862
	5700	2132	5,355
	8000	2447	5,661
	10000	2438	5,522
	20000	2558	5,719

Através desta primeira abordagem realizada, percebeu-se que o número máximo de iterações desejadas não foram alcançadas, isso porque o desvio máximo estipulado para a convergência era atingido antes que o número máximo de iterações fosse alcançado. Buscando

sanar esse problema e fazer com que uma correta simulação, levando em consideração o tempo, fosse realizada, alterou-se os parâmetros B de 5% para um valor próximo a zero, sendo $B = 0,00001$. Desta forma, foi possível obter os parâmetros conforme mostra a Tabela 7.

Tabela 7. Teste 2 – tempo de simulação.

Simulação de Monte Carlo	Nº máx iterações	Iterações até a convergência	Tempo (s)
Não sequencial	5000	5000	0,01172
	5700	5700	0,04798
	8000	8000	0,04088
	10000	10000	0,06479
	20000	20000	0,107
Sequencial	5000	5000	7,95
	5700	5700	8,63
	8000	8000	11,83
	10000	10000	14,89
	20000	20000	28,07

A análise realizada levou em consideração o número de iterações para avaliar o tempo de simulação, porém, na prática o que faz com que este parâmetro seja elevado quanto à análise sequencial é o número de usinas e barras presentes no sistema a ser analisado. Desta forma, a busca por um tempo de simulação sequencial menor é um fator que deve ser levado em consideração.

Para o presente trabalho a plataforma operou com um processador core i5, que possui 2 núcleos físicos e 4 *threads*. As iterações estavam sendo realizadas de maneira serial, ou seja, realizava-se uma por vez. Uma forma de otimizar o tempo de resposta da plataforma seria utilizar-se de 3 *threads* para rodar as iterações do Monte Carlo, de forma paralela, enquanto o quarto estaria rodando o sistema operacional da máquina. Desta forma realizar a análise de sistemas mais amplos e ramificados seria algo praticável com a plataforma desenvolvida.

4.3. Curva de carga e geração

Para esta SMCS foi estipulado que o sistema atuasse com um número máximo de iterações igual a 5000. Como critério de parada estipulou-se um desvio de 5% em torno da estimativa da energia esperada não suprida (BEENS). A convergência do desvio deu-se com a realização de 2545 iterações.

A Figura 22 (a) mostra a curva de carga junto à curva da reserva da capacidade estática do sistema. É possível, através da análise anual, visualizar o comportamento da demanda e da geração referente aos dados do sistema IEEE. Os parâmetros encontrados via plataforma estão

presentes na Tabela 8.

Tabela 8. Valores obtidos na plataforma.

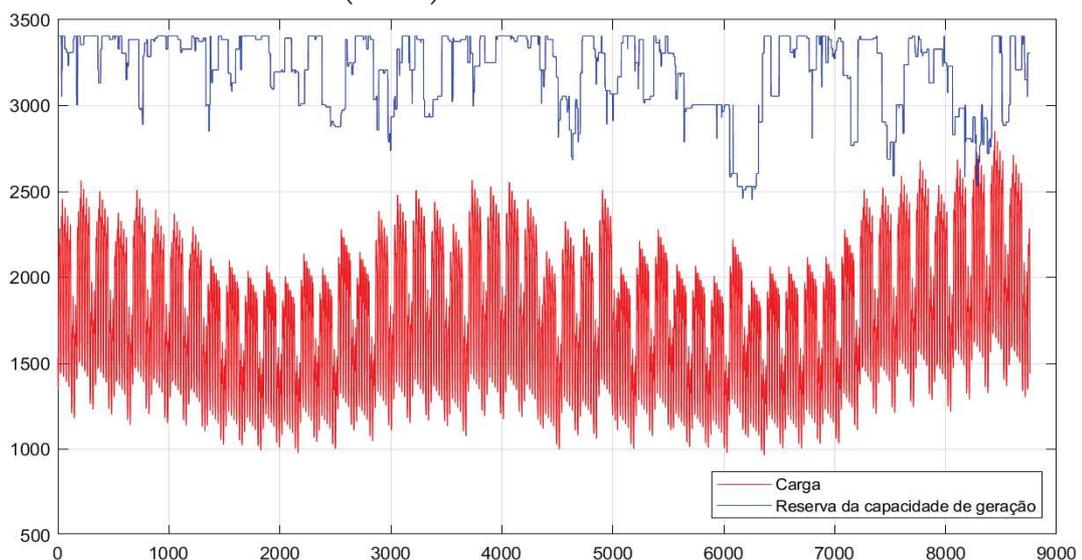
Índices	Valores	B(%)
LOLE (h/ano)	8,7823	0,0028296
LOLP	0,0010025	1,5361
EPNS	1170,8908	5,038
LOLF (ocorrências/ano)	1,9618	2,8334
EENS (MW/ano)	1069,6956	4,9986
LOLD (h/ocorrência)	4,4766	--

Percebe-se, analisando a Figura 22 (a) que o sistema obteve um comportamento como o esperado quanto à falha, pois viu-se pelo índice de confiabilidade LOLF que o mesmo apresenta uma média de 1,9618 ocorrências ao ano. Percebe-se que a demanda foi maior que a reserva de geração estática em um momento ao longo do ano (aproximadamente em 8299 h), como mostra a Figura 22 (b). A capacidade de geração estática para este horário estava em 2688 MW enquanto à carga demandou uma potência superior, tendo pico de 2709,21 MW.

Por se tratar de uma análise anual, verifica-se que o sistema de potência em estudo apresenta um bom desempenho quanto ao suprimento da demanda de carga exigida, apresentando uma baixa média de falhas ao ano.

É possível ainda verificar qual o custo que tal falha trouxe ao sistema utilizando o índice de energia esperada não suprida, como mostrado a seguir:

$$custo = 1.500,00 \left(\frac{\$}{MWh} \right) \times 1.069,6956(MWh) = \$ 1.604.543,40$$



(a)

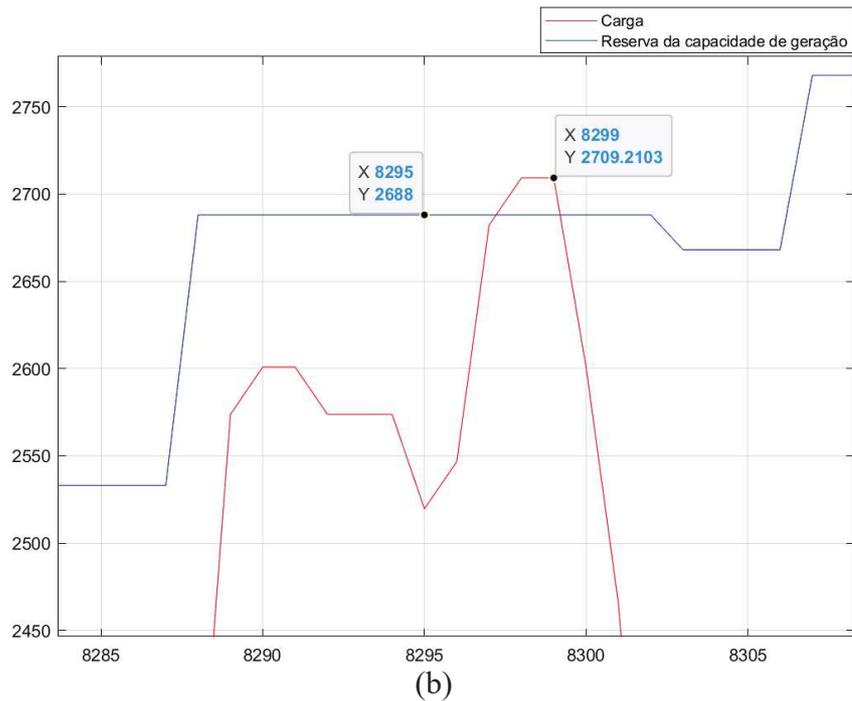


Figura 22. (a) Capacidade estática de geração e carga do sistema. (a) anual; (b) falha.
Fonte: Autores.

4.4. Fluxo de Potência CC

O sistema elétrico IEE-RTS32 foi executado na plataforma computacional e o fluxo de potência sem perdas foi resolvido utilizando o método linearizado cujo embasamento teórico foi apresentado anteriormente. A Figura 23 apresenta os dados da solução do sistema.

O objetivo desta implementação foi verificar o desempenho da ferramenta computacional frente ao sistema teste de 24 barras do IEEE.

A Figura 24 mostra a plataforma operando para o fluxo de potência CC com perdas.

Através dos dados obtidos via simulação, tem-se na Tabela 9, os valores referentes ao fluxo de potência com perdas e sem perdas. Por meio destes foi possível verificar qual o sentido do fluxo entre as barras, conforme mostra a Figura 25. Após apontado o caminho percorrido pelo fluxo realizou-se uma análise de como está sendo realizada a alimentação do sistema e a distribuição da rede

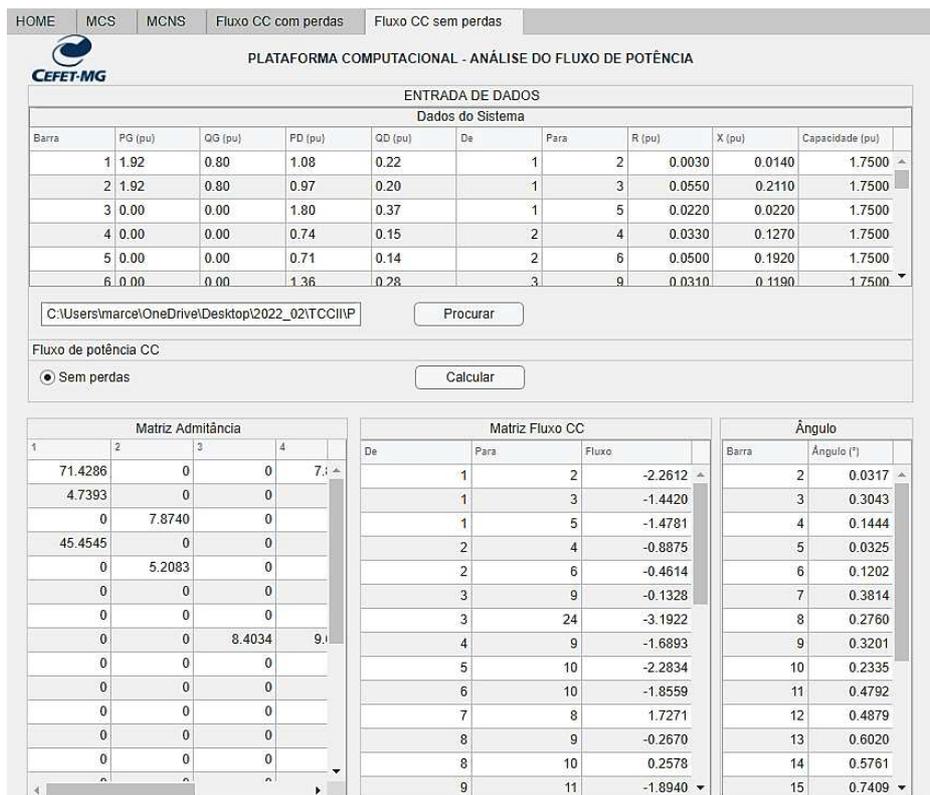


Figura 23. Plataforma operando o fluxo CC sem perdas.
Fonte: Autores.

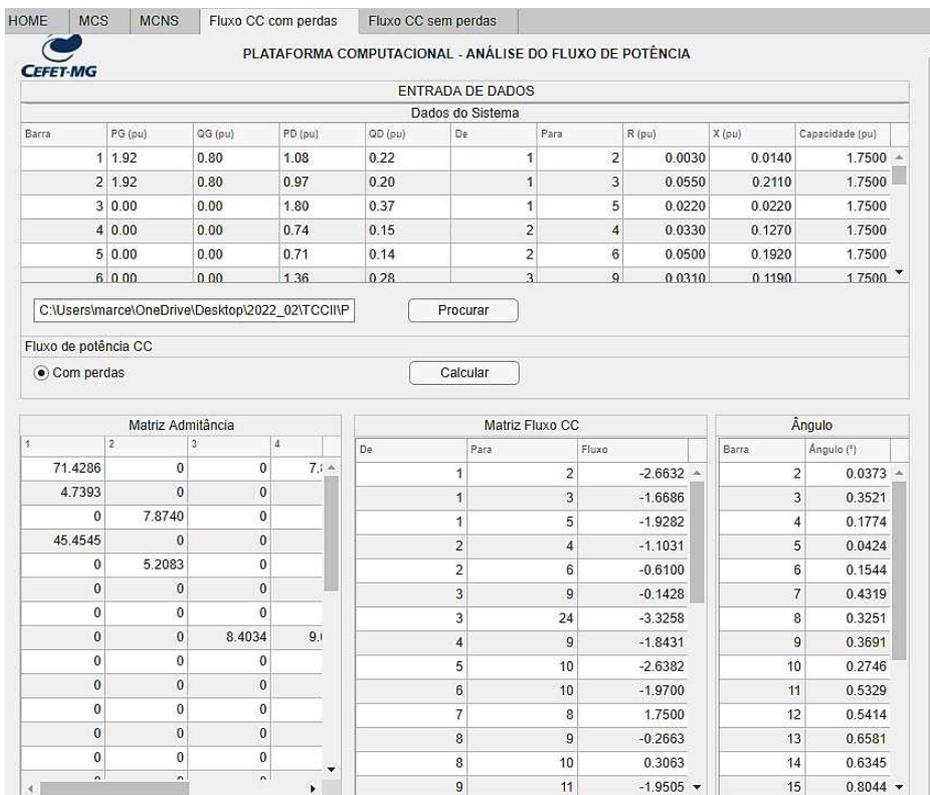


Figura 24. Plataforma operando o fluxo CC com perdas.
Fonte: Autores.

Tabela 9. Parâmetros obtidos via plataforma – fluxo CC.

DE	PARA	Fluxo com perdas (pu)	Fluxo sem perdas (pu)
1	2	-2,66318	-2,26123
1	3	-1,6686	-1,44196
1	5	-1,92822	-1,47806
2	4	-1,10314	-0,88752
2	6	-0,61004	-0,46141
3	9	-0,14282	-0,13282
3	24	-3,32578	-3,19218
4	9	-1,84314	-1,68929
5	10	-2,63822	-2,28344
6	10	-1,97004	-1,85593
7	8	1,75	1,727077
8	9	-0,26632	-0,267
8	10	0,30632	0,257839
9	11	-1,95054	-1,89396
9	12	-2,05174	-1,99785
10	11	-3,07537	-2,9249
10	12	-3,17657	-3,02879
11	13	-2,60768	-2,55861
11	14	-2,41823	-2,308
12	13	-2,43059	-2,37679
12	23	-2,79771	-2,72785
13	23	-1,77827	-1,73006
14	16	-2,80823	-2,73199
15	16	0,247878	0,215657
15	21	-4,59366	-4,54619
15	24	3,325782	3,241258
16	17	-3,07634	-3,02201
16	19	1,065984	1,020355
17	18	-1,68458	-1,67183
17	22	-1,39176	-1,3803
18	21	-1,01458	-1,00537
19	20	-0,74402	-0,792
20	23	-2,02402	-2,0757
21	22	-1,60824	-1,59494

4.4.1. Análise do fluxo entre barras

Através da Figura 25, pode-se verificar o sentido do fluxo entre as barras. As informações

fornechas do tipo de geração por barras são disponibilizadas pelo IEEE de modo que este sistema   composto por termoeletricas, usinas nucleares e hidreltricas.

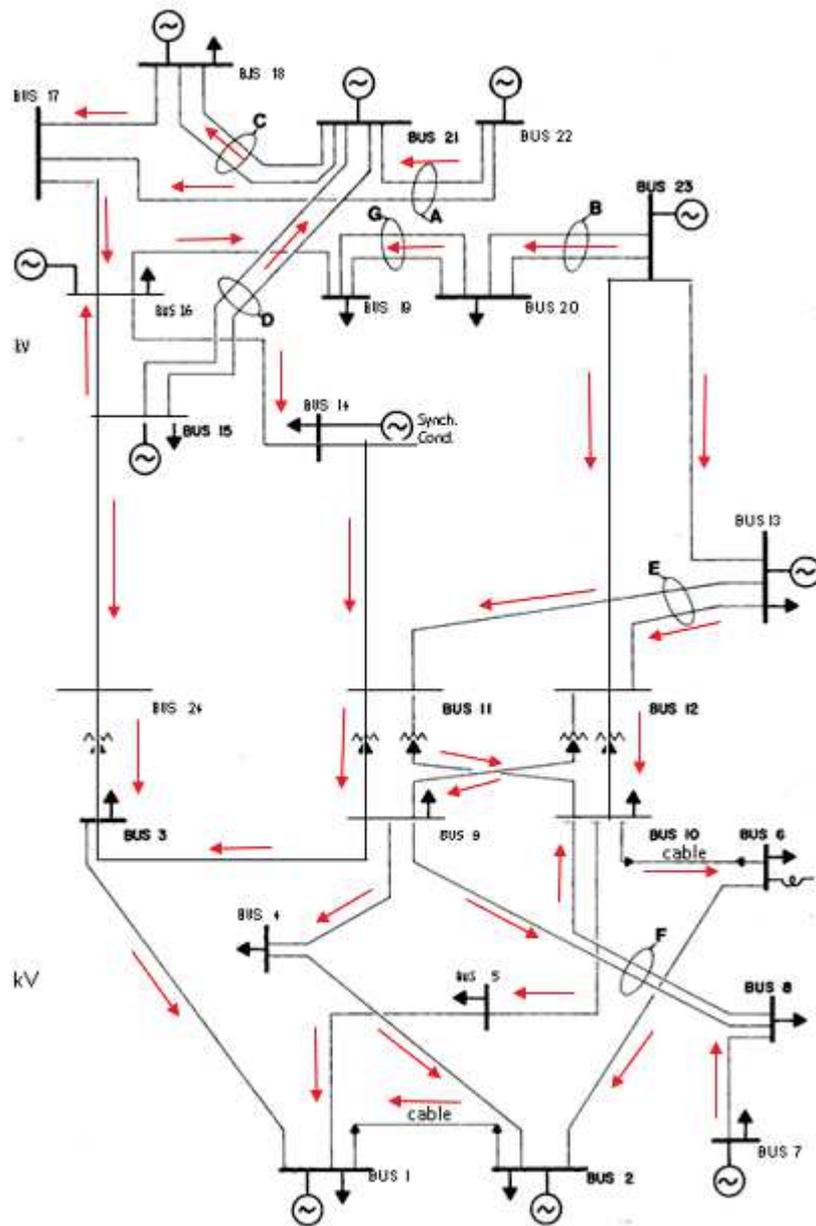


Figura 25. Sentido do fluxo entre barras.
Fonte: IEEE adaptado.

Na Tabela 9, são apresentados os valores dos fluxos de uma barra para outra, sendo considerado duas situa es o fluxo sem perdas, que   quando não se   considerado as reatâncias da rede e entre as barras. Já o fluxo com perdas   considerado esses fatores, embora os valores próximos, existe essa perda entre os valores.

Logo, a partir da análise da Tabela 9, pode-se observar que nas situa es de 7 para 8, 8 para 10, 15 para 16, 15 para 24 e 16 para 19, são todas de valores positivos, o que representa valores

que entram de uma barra na outra, demonstrando assim valores gerados nas barras. Contudo, nas demais distribuição da rede, os valores negativos representam o fluxo que sai de uma barra para a outra, demonstram o fluxo de alimentação da rede e assim sua distribuição.

Por mais que as os valores da Tabela 9 representem grande parte o fluxo de valores negativos, o sistema da rede, apresenta uma distribuição das cargas está em equilíbrio, garantindo assim o bom funcionamento da rede e todo seu fluxo, sendo considerados as situações de com perdas e sem perdes na rede.

5. CONCLUSÃO

Todo o trabalho foi desenvolvido com o intuito de fazer um estudo de todo um sistema elétrico, contemplando sua etapa de geração e estudo de rede, o que foi obtido através das abordagens de fluxo CC e confiabilidade do sistema.

O estudo do fluxo de potência tem grande importância no planejamento, na determinação das condições de operação, no controle e supervisão de sistemas elétricos. A determinação do fluxo de potência, varia, conforme os elementos da matriz admitância das barras do sistema. Nesse contexto, o trabalho tornou possível aprofundar os conhecimentos sobre a formulação do método do fluxo de potência linear e conseqüentemente na matriz admitância e sua componente, a matriz de susceptância B , além da matriz B' , que foi utilizada no método linearizado de fluxo de potência, tendo sido evidenciada a diferença entre ambas as matrizes e os processos decorridos para a obtenção.

Para que seja determinada a distribuição dos fluxos de potência ativa pelos ramos de uma rede elétrica, através do método do fluxo de potência linear, foi desenvolvida uma ferramenta computacional aplicada em um sistema elétrico de 24 barras, obtido pelo sistema IEEE, onde ficou evidente o bom desempenho desta, frente à solução encontrada com os dados nominais do sistema.

Espera-se que a plataforma computacional elaborada para análise de confiabilidade de sistemas elétricos de potência fomente estudos visando o planejamento de médio e longo prazo da sua capacidade de geração, evitando cenários, por exemplo, em que a energia gerada não atenda a expectativa de carga.

Adicionalmente, não se tem a pretensão de fechamento do assunto em questão neste trabalho. Espera-se promover uma contribuição nesse tema que sirva como um trabalho preliminar de investigação, capaz de instigar a continuidade dessa linha de pesquisa.

Uma proposta de análise utilizando a plataforma computacional desenvolvida seria a de realizar a análise do despacho ótimo de geração de fontes de energia que despontam atualmente, como fontes solares e de cogeração que estão sendo inseridas gradativamente no cenário energético, seria interessante analisar o comportamento dos índices de confiabilidade e dos custos operativos e de interrupção destas. Assim, esse estudo pode contribuir para um desenvolvimento sustentável.

Do ponto de vista computacional, a implementação paralela contribuiria para uma redução significativa do tempo de processamento, tornando viável a análise de sistemas de grande porte.

Ainda sobre o ponto de vista computacional, o desenvolvimento de novos trabalhos na área de fluxo de potência CA, como as metodologias de Newton-Raphson, podem ser considerados, apresentado assim uma ferramenta computacional mais completa no que se refere ao estudo de distribuição de rede.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. **O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002**. Revista de Administração Pública, 2009. v. 43, n. 2, 2009.
- [2] FREUDENTHAL, A. M. **“Safety and the Probability of Structural Failure”**, ASCE Transactions, Vol. 121, pp. 1337-1397, 1956.
- [3] EPRI, **“Transmission system reliability models”**, Report EL-2526, 1982.
- [4] PM Subcommittee, **“IEEE Reliability Test System”**, em *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, n.º. 6, pp. 2047-2054, nov. 1979. DOI: 10.1109/TPAS.1979.319398.
- [5] EPE – Empresa de Pesquisa Energética – Balanço Energético Brasileiro – ano base 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>. Data de acesso: 15 set. 2022.
- [6] MIETTINEN, J. et al., **“Impact of longer stochastic forecast horizon on the operational cost of a power system”** in Proc. 15th Int. Conf. Eur. Energy Market, Lodz, Poland, jun. 2018, pp. 1–5.
- [7] SALES, W. S. **Planejamento da reserva operativa de Sistema de Geração com elevada penetração de energia eólica**. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2009.
- [8] SILVA, Amândio M. L. et al. **Comparação dos métodos alternativos para avaliação dos custos da perda de carga em sistemas de geração e transmissão**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 15, ed. 1, p. 73-80, fev. 2000. DOI: 10.1109/59.852103.
- [9] BEÇA, J. M. M., **“Modelagem e Validação de Técnicas de Recapitação de Linhas de Transmissão”** Mestrado em Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2019.
- [10] PEREIRA, M. V. F.; BALU, N. J. **“Composite generation/ transmission reliability evaluation”**, Proceedings of IEEE, Vol. 80, No. 4, pp. 470-491, 1992.
- [11] SINGH, C.; CHANDER, T. P.; FENG, J. **“Convergence Characteristics of Two Monte Carlo Models for Reliability Evaluation of Interconnected Power Systems”**, Electric Power Systems Research, 1-8, 1993.
- [12] BILLINTON, R.; RONAN, A. **Avaliação de Confiabilidade de Sistemas de Engenharia: Conceitos e Técnicas**. Editoras Plenas. 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1007/978-1-4899-0685-4>>. Data de acesso: 15 out. 2022.
- [13] PRESTON, E.; BARROWS, C. **“Evaluation of year 2020 IEEE RTS generation reliability indices”** in Proc. IEEE Int. Conf. Probab. Methods Appl. Power Syst., jun. 2018, pp. 1–5.

- [14] M. L. A. Fonseca. “**Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**”. Universidade Federal de São João Del Rei, 2006.
- [15] SANTOS, D. H. “**Avaliação da Reserva Girante de Sistemas de Geração via Simulação Monte Carlo não sequencial**”. Mestrado em Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEL, Universidade Federal de São João Del Rei, 2015.
- [16] PULIDO, J. E, JACOBS, T. L. PRATES DE LIMA, E. C. “*Structural reability using Monte Carlo simulation with variance reduction techniques on elastic-plastic structures. Computer and Structures*”, p. 419-430, 1992.
- [17] SILVA, A. M. L et al. “*Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads*”, IEEE Transactions on Power Systems, 73-80, 2000.
- [18] MELLO, J. C. O.; PEREIRA V. V. F.; SILVA; A. M. L. “*Evolution of Reability Worth in Composite System Based on Pseudo-Sequencial Monte Carlo Simulation*”. IEEE Transactions on Power Systems, 1318-1326, 1994.
- [19] YANG, G.-h.; LI, Y.; YAO, Q.; YONG, R. “*Estudo de confiabilidade de energia fotovoltaica conectada à rede com base no método de Monte Carlo*”, 2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference, 2011, pp. 92-95, DOI: 10.1109/PEAM.2011.6134803.
- [20] MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes elétricas**. Edgard Blucher Ltda, São Paulo, 1983.
- [21] MEYER, P. L. “**Probabilidade – Aplicações à Estatística**”, LTC, Rio de Janeiro, 1976.
- [22] SALVADERI, L. “*Monte Carlo Simulation Techniques*”, in *Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission Systems, IEEE Tutorial Course 90EH0311-1-PWR*, 1990.
- [23] MEIRELES, I. J. W S. **Fluxo de potência**. Minas Gerais, 2022.
- [24] GHADERI, A.; HAGHIFAM, M. R.; ABEDI, S. M. “**Aplicação da simulação de Monte Carlo no processo Markov para análise de confiabilidade**”, IEEE 11th *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2010, pp. 293-298, DOI: 10.1109 /PMAPS.2010.5528836.
- [25] BILLINTON, C.; SINGH, R. B. “*System Reliability Modelling and Evaluation*”, Hutchinson, London, 1977.
- [26] MULLER, F. C.; DONADEL, C. B. “**Planejamento da Expansão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica: Tomada de Decisão considerando a Utilização de Perfis Probabilísticos de Geração e Consumo de Energia**”, 14th IEEE *International Conference on Industry Applications* (INDUSCON), 2021, DOI:

10.1109/INDUSCON51756.2021.9529566.

[27] MELLO, J. C. O. “**Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão**”, Tese de Doutorado PUC/RJ, 1994.

[28] MANSO, L. A. F.; SILVA, A. M. L., MELLO, J. C. O. “**Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão Considerando Cargas Variantes no Tempo.**” XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu, 1999.

[29] FIOROTTI, R. et al. "*A Novel Strategy for Distribution Network Reinforcement Planning considering the Firm Capacity of Distributed Generation Units*", IEEE Latin America Transactions, vol. 17, no. 04, pp. 530-539, 2019.

[30] TARANTO, G. N.; PONTES, C. E. **Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída – Simuligth.** Fundação COPPETEC, Rio de Janeiro, 2013.



RELATÓRIO FINAL DE CURSO N° 4/2025 - DENP (11.62.04)

(N° do Protocolo: NÃO PROTOCOLADO)

(Assinado digitalmente em 06/03/2025 15:45)
ITALO ARTHUR JOAO WILSON SILVA MEIRELES
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
DENP (11.62.04)
Matricula: ###624#3

Visualize o documento original em <https://sig.cefetmg.br/documentos/> informando seu número: 4, ano: 2025, tipo:
RELATÓRIO FINAL DE CURSO, data de emissão: 06/03/2025 e o código de verificação: d25f3dd182