

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**METODOLOGIA ESTOCÁSTICA PARA AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

por

Eduardo Santos Finck

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, julho de 2022.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**METODOLOGIA ESTOCÁSTICA PARA AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

por

Eduardo Santos Finck

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Profa. Thamy Cristina Hayashi
Coordenadora do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, Professor Associado, UFRGS.

Coorientadora: Profa. Dra. Bibiana Petry Ferraz, Professor Substituto, UFRGS.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella – DELAE / UFRGS

Profa. Dra. Mariana Resener – SEE / SFU

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, julho de 2022.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à sociedade brasileira por ter financiado os meus estudos na UFRGS.

Aos meus pais e irmão por todo apoio e pelos conselhos durante minha graduação.

A todos os meus orientadores da UFRGS, especialmente à Professora Bibiana Petry Ferraz por ter disponibilizado os dados para a realização deste trabalho, e à Professora Mariana Resener e ao Professor Sérgio Luís Haffner, excelentes profissionais, pela cordialidade, disposição e paciência em me ensinar e por suas mentorias desde 2020.

Aos meus amigos que me acompanharam durante essa etapa.

Aos meus supervisores da Gama Engenharia Elétrica pela sensibilidade, compreensão, paciência e pelos ensinamentos.

FINCK, S. E. **METODOLOGIA ESTOCÁSTICA PARA AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2022. 33 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo desenvolver uma metodologia estocástica para avaliação da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). Neste Estudo, aplica-se a Simulação Monte Carlo (SMC) ao Sistema de 23 Barras, no qual são considerados dispositivos de controle volt-var, tal como bancos de capacitores fixos e automáticos, e reguladores de tensão. Para realizar a SMC, são modelados dois sistemas: um sistema determinístico e um estocástico. O sistema determinístico é o Sistema 23 Barras, o qual recebe curvas de carga e geração nodais de um dia para realizar cálculos de fluxo de potência e obter valores de saída (indicadores operacionais de interesse da rede). O sistema estocástico é modelado para que sejam sintetizadas curvas de carga e de geração nodais para cada dia da semana de maneira correlacionada e aleatória. O conjunto de curvas de carga e geração nodais dos 7 dias configura uma amostra da SMC (uma semana sintética) e é utilizado como entrada do sistema determinístico. A partir de uma amostra, fluxos de potência são calculados por meio do *software OpenDSS* a fim de obter, para cada dia, os indicadores de interesse em base diária. Os indicadores de interesse escolhidos são perdas de energia anual e violações de tensão nodais anual. Dessa forma, uma vez obtidos os indicadores para os 7 dias da amostra, eles são integralizados em base anual de acordo com a ocorrência dos dias no ano de 2017. Os dados de consumo são sintetizados com a ferramenta *Load Profile* e dados de geração são sintetizados a partir da ferramenta *Renewable Ninja*. Cada iteração da SMC corresponde a obter os indicadores de interesse em base anual para uma amostra, bem como os estados horários dos dispositivos volt-var e os valores horários de tensão e corrente para todos os dias. Esse processo é realizado até se atingir a convergência da SMC. Uma vez atingida a convergência, obtém-se valores estatísticos de tensão, violação de tensão, tap do regulador de tensão, corrente e perdas. Esses valores são analisados comparando com os valores de estudos passados, os quais foram obtidos utilizando cenários de carga e geração médios criados através do algoritmo *K-means clustering* aplicado aos mesmos dados de consumo e geração sintetizados. Os valores estatísticos são analisados também de modo a avaliar como os dispositivos reguladores operam quando submetidos a diferentes níveis de estresse de carga/geração sintetizados.

PALAVRAS-CHAVE: Controle volt-var, Fluxo de Potência Probabilístico, Regulação de Tensão, Simulação Monte Carlo.

FINCK, S. E. STOCHASTIC METHODOLOGY FOR EVALUATING THE OPERATION OF ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION SYSTEMS. 2022. 33 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

ABSTRACT

This work aims to develop a stochastic methodology for evaluating the operation of electrical power distribution systems (EPDS). In this Study, Monte Carlo Simulation (MCS) is applied to the 23-Bus System, in which volt-voltage control devices, such as fixed and automatic capacitor banks and voltage regulators, are considered. To perform the MCS, two systems are modeled: a deterministic and a stochastic system. The deterministic system is the 23-Bar System, which receives nodal load and generation curves from a day to perform power flow calculations and obtain output values (operational indicators of interest to the grid). The stochastic system is modeled to synthesize nodal load and generation curves for each day of the week in a correlated and random manner. The set of nodal load and generation curves for the 7 days configures a sample of the SMC (a synthetic week) and is used as input to the deterministic system. From a sample, power flows are calculated using the OpenDSS software in order to obtain, for each day, the indicators of interest on a daily basis. The indicators of interest chosen are annual power losses and annual nodal voltage violations. Thus, once the indicators are obtained for the 7 days of the sample, they are integrated on an annual basis according to the occurrence of the days in the year 2017. Consumption data is synthesized with the Load Profile tool and generation data is synthesized from the Renewable Ninja tool. Each iteration of the SMC corresponds to obtaining the indicators of interest on an annual basis for a sample, as well as the hourly states of the volt-var devices and the hourly values of voltage and current for all days. This process is carried out until convergence of the MCS is achieved. Once convergence is achieved, statistical values of voltage, voltage violation, voltage regulator tap, current and losses are obtained. These values are analyzed by comparing them with values from past studies, which were obtained using average load and generation scenarios created through the K-means clustering algorithm applied to the same synthesized consumption and generation data. The statistical values are also analyzed in order to evaluate how the regulator devices operate when subjected to different synthesized load/generation stress levels.

KEYWORDS: Monte Carlo Simulation, Probabilistic Power Flow, Voltage Regulation, Volt-var Control.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	CONCEITOS E DEFINIÇÕES.....	2
2.1	Função Densidade de Probabilidade (PDF) e Distribuição Acumulada (CDF)	2
2.2	Simulação Monte Carlo.....	3
2.3	Joint Normal Transform	5
2.4	Decomposição Espectral	5
2.5	Indicadores de Interesse	6
2.6	Controle volt-var com Banco de Capacitores.....	6
2.7	Controle volt-var com Reguladores de Tensão	7
2.7.1	<i>Line Drop Compensator</i>	8
3	O SISTEMA 23 BARRAS	9
4	METODOLOGIA DESENVOLVIDA	10
4.1	Modelagem dos Dispositivos de Controle.....	11
4.2	Modelagem do Sistema Estocástico	14
4.2.1	CDFs de potências casadas.....	14
4.2.2	Amostragem: definindo os estados do Sistema	15
4.3	Aplicação da SMC no Sistema 23 Barras.....	18
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	18
6	CONCLUSÕES.....	23

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. PDF Gaussiana.	2
Figura 2. Etapas da SMC.	3
Figura 3. Método da Transformada Inversa.	4
Figura 4. Controle do BC automático. Modo de conexão (a) e controle por corrente (b).	7
Figura 5. Reguladores de tensão na posição <i>raise</i> tipo A (a) e tipo B (b).	7
Figura 6. Circuito LDC conectado à rede.	8
Figura 7. Controle de tap do RT com comutação máxima de 16.	9
Figura 8. Sistema 23 Barras.	10
Figura 9. Esquema da Metodologia.	11
Figura 10. CDF de potências casadas do nó 5 da hora 10 de domingo.	15
Figura 11. PDFs horárias de potência ativa de um dia para um nó do sistema.	15
Figura 12. Processo de obtenção da matriz L para as 5 horas de segunda-feira ¹	16
Figura 13. Amostragem de P e Q para os 7 primeiros nós na hora h e dia d	17
Figura 14. Fluxograma do algoritmo que realiza a SMC.	18
Figura 15. Convergência da SMC dos quatro casos de estudo para 1000 amostras geradas.	19
Figura 16. Histogramas ¹ de perdas e violações.	20
Figura 17. Comparação ¹ da SMC com e sem JNT para o Caso 4.	20
Figura 18. Operação do RT para dias selecionados para o Caso 3 e 4.	21
Figura 19. Estados dos BCA 8 do Caso 2 e do BCA 21 do Caso 4.	22

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. PDF e CDF da Gaussiana.	2
Quadro 2. Código executado no <i>OpenDSS</i> para configurar os BCs do Caso 2.	12
Quadro 3. Código executado no <i>OpenDSS</i> para configurar o RT no Caso 3.	13
Quadro 4. Código executado no <i>OpenDSS</i> para configurar os BCs do Caso 4.	14

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Resultados de um ano de operação do Sistema 23 Barras para os 4 casos.	11
Tabela 2. Configuração do sistema para operação ótima no Caso 2.....	12
Tabela 3. Configuração do sistema para operação ótima no Caso 4.....	12

1 INTRODUÇÃO

Estudos de fluxo de potência (FP) são fundamentais para análise e modelagem do sistema elétrico, de modo que são utilizados para seu planejamento e operação (SAADAT, 2011). Geralmente, as entradas para resolver o fluxo de potência são dados de consumo e geração, os quais carregam incertezas inerentes à sua obtenção, seja por causa da medição, da previsão, de flutuações ou por interrupção da sequência de amostras (PRUSTY et al., 2017). Antes, a estrutura do sistema elétrico era vertical: grandes usinas de geração atendiam as demandas de consumidores. Atualmente, há fluxo bidirecional de energia na rede devido à inserção da geração distribuída (GD). As GDs são majoritariamente fontes de energia renováveis, cuja natureza da produção de energia elétrica é intermitente devido a fatores como localidade, sazonalidade e impossibilidade de controlar a disposição de suas fontes primárias, de maneira que também contribuem com incertezas no sistema elétrico (PRUSTY et al, 2017) (CHEN, 2008).

Incertezas inerentes aos dados de demanda e oferta de energia elétrica comprometem a fidelidade dos resultados de simulações do fluxo de potência puramente determinístico e, portanto, comprometem a tomada de decisão frente ao planejamento da operação ou expansão do sistema elétrico. Sob essa perspectiva, torna-se relevante utilizar o fluxo de potência probabilístico (FPP). Por FPP, entende-se o cálculo do fluxo de potência que modela as características probabilísticas das entradas e saídas (WENYUAN, 2011). Os primeiros estudos desta abordagem datam da década de 1970. Nas últimas décadas, ele foi explorado a fim de investigar problemas relacionados à linearização das equações do FP, à interdependência entre potências nodais e à precisão e eficiência computacional. Na última década, em virtude da inserção de GD, esta abordagem passou a ser utilizada para análise de operação do sistema elétrico considerando incertezas (PRUSTY et al, 2017). Há quatro conjuntos de métodos para realizar o FPP: numérico, analítico, aproximação e híbrido. Para o primeiro, a Simulação Monte Carlo (SMC) é amplamente utilizada e sua natureza é estocástica. A SMC consiste em atribuir funções densidade de probabilidade (PDFs) e funções distribuição acumulada (CDFs) a um conjunto de Variáveis Aleatórias (VAs), amostrar aleatoriamente pontos dessas CDFs para criar um estado do sistema, aplicá-lo em uma função que tem como saída uma variável de interesse. O processo descrito é realizado iterativamente até um determinado indicador de interesse atingir um critério de convergência. No caso de FPPs, as VAs são o consumo e a geração, a função é o fluxo de potência determinístico (FPD) aplicado ao sistema, e as saídas são (HAJIAN et al., 2013) PDFs de tensões nodais, correntes ou perdas do sistema.

Lautenschleger (2018) propõe a análise da operação de sistemas de distribuição considerando incertezas da carga e da geração distribuída a partir do agrupamento de consumidores e GDs de comportamentos similares. Considera-se correlação entre esses agrupamentos para iterativamente gerar amostras, realizar o FPD e obter amostras dos indicadores de interesse, que obedecem a um critério de convergência. Em seu estudo, os indicadores de interesse são os índices de violação de tensão crítica (DRC) e de tensão precária (DRP), as perdas diárias do sistema e a demanda horária média em cada barra do sistema. As variáveis de saída analisadas estatisticamente são perdas e tensão. A GD de instalações fotovoltaicas é representada por uma PDF obtida através da distribuição probabilidade Beta. A análise é realizada no sistema 13 Barras IEEE, as simulações de FP são realizadas a partir do software *OpenDSS*, e outras rotinas foram desenvolvidas na linguagem de programação MATLAB. Bie et al. (2012) e Shahzad (2019) ainda considera GDs de fontes eólicas utilizando a distribuição de Weibull da conversão de energia para turbinas eólicas para obter a PDF para esta geração.

Este trabalho tem por objetivo desenvolver uma metodologia estocástica para avaliação da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). De maneira específica, também se objetiva:

1. Desenvolver um estimador dos indicadores operacionais de SDEE por intermédio de Simulação de Monte Carlo;
2. Testar os controles volt-var de dispositivos existentes no SDEE, determinados levando em conta a previsão de carga e as geração solar fotovoltaica e eólica.

Os dispositivos de controle volt-var considerados incluem reguladores de tensão e bancos de capacitores (BCs) automáticos. Os modos de operação desses dispositivos foram obtidos do modelo de otimização da Rede desenvolvidos por Ferraz (2021). Para realizar o fluxo de potência determinístico, utilizar-se-á o software *OpenDSS*, que será controlado via linguagem de programação *Python* para aplicar a SMC. Dados de consumo serão sintetizados a partir da ferramenta *Load Profile*, enquanto as gerações FV e eólica serão sintetizados a partir da ferramenta *Renewable Ninja*.

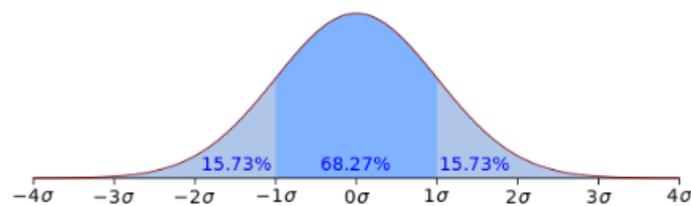
2 CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Nesta seção, são descritos de forma sucinta os principais conceitos e métodos utilizados neste trabalho.

2.1 Função Densidade de Probabilidade (PDF) e Distribuição Acumulada (CDF)

A PDF representa a ocorrência de um conjunto de valores pertencentes a um intervalo dentro do espaço amostral. Por exemplo, a PDF Gaussiana descrita por uma amostra de desvio padrão σ , para um o intervalo de $[-\sigma, +\sigma]$, possui um conjunto de valores no espaço amostral que corresponde a 68,27% de ocorrência frente a todos valores possíveis da distribuição conforme ilustra a Figura 1 (MONTGOMERY; RUNGER, 2007).

Figura 1. PDF Gaussiana.



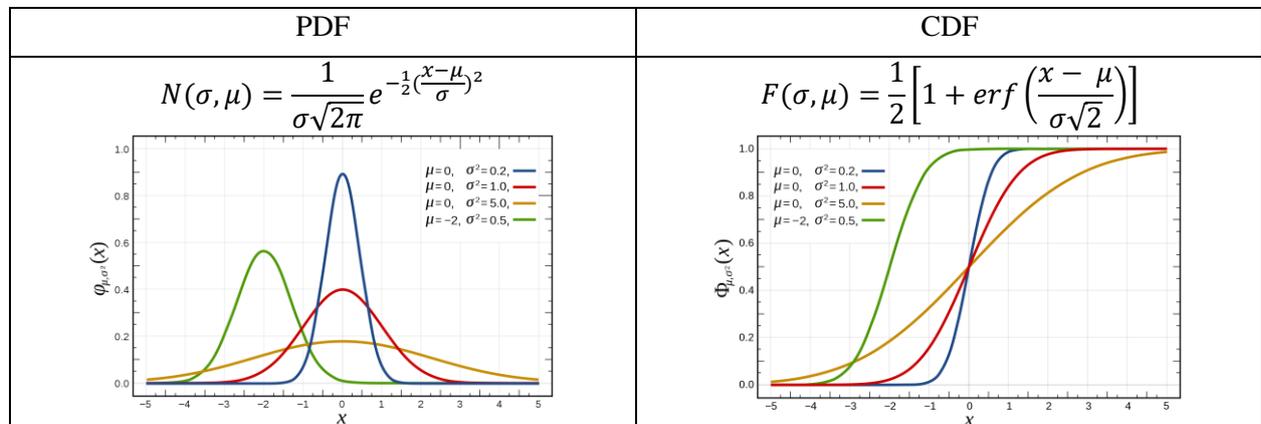
Fonte: O Autor.

A função densidade de probabilidade $f(x)$ de uma variável aleatória é utilizada para obter sua função distribuição acumulada $F(x)$.

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(z) dz. \quad (1)$$

A $F(x)$ é a CDF da variável aleatória X . Ela representa a probabilidade da variável aleatória X assumir valor menor ou igual a x . Ainda no exemplo da Gaussiana, sua PDF é função da média μ e do desvio padrão da distribuição σ . PDFs e CDFs para diferentes valores de σ e μ são apresentadas no Quadro 1.

Quadro 1. PDF e CDF da Gaussiana.

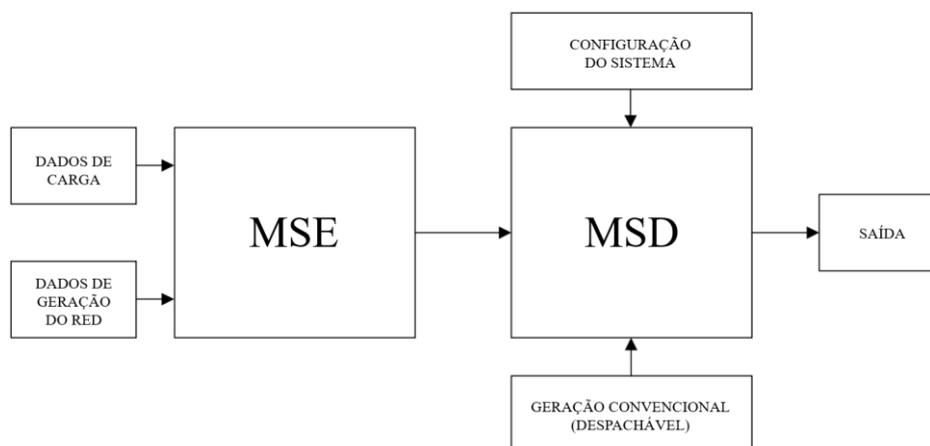


Fonte: O Autor.

2.2 Simulação Monte Carlo

É necessário modelar dois sistemas para aplicar a Simulação Monte Carlo a fim de realizar o Fluxo de Potência Probabilístico: o sistema estocástico e o sistema determinístico – conforme a Figura 2. Para isso, as seguintes etapas são seguidas (PAPAEFTHYMIU, 2017; LAUTENSCHLEGER, 2018; WENYUAN, 2011):

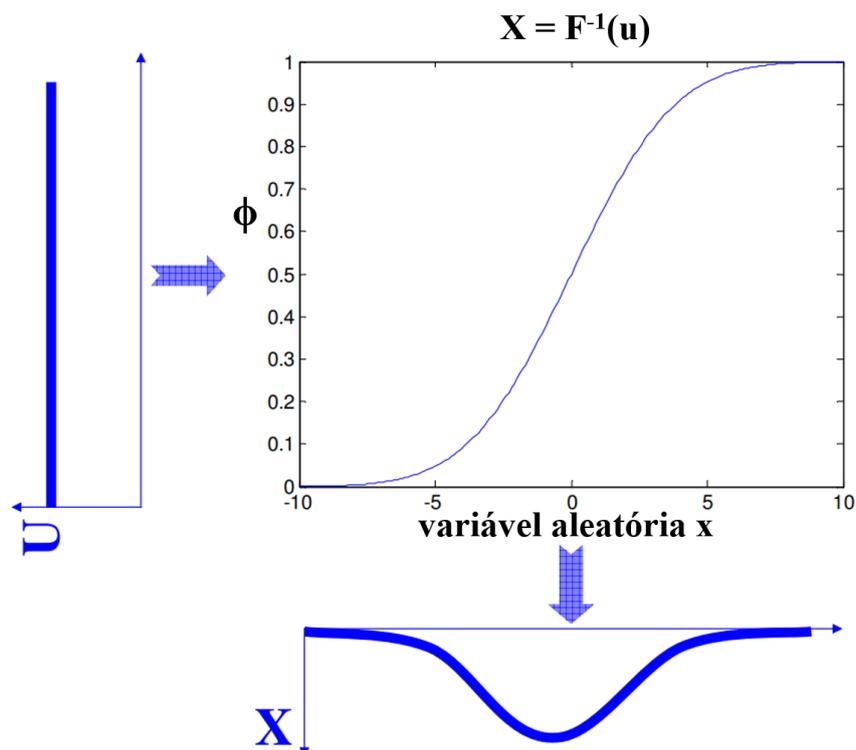
Figura 2. Etapas da SMC.



Fonte: Adaptado de (PAPAEFTHYMIU, 2007).

1. Obtenção de CDFs de demandas e geração nodais. Os valores de potência ativa e reativa nodais, bem como os de potência injetada em virtude de alguma GD seguem uma PDF quando analisados em um dado período de interesse. Por exemplo, para um ano histórico em que foram realizadas medições horárias das potências de um determinado nó do SDEE, tem-se, para esse nó, 365 valores de potência para cada hora do dia. Portanto, associadas a esse nó e para cada hora, há uma PDF descrita por um conjunto de 365 valores e, conseqüentemente, uma CDF. Neste caso, a CDF pode ser obtida simplesmente ordenando esses 365 valores de maneira crescente;
2. Amostragem de consumo e geração. De acordo com Wenyuan (2011), percebe-se que os aumentos ou decréscimos das demandas nodais do sistema entre diferentes níveis de carregamento são proporcionais entre si. Isto leva a conclusões equivocadas de que as demandas nodais são completamente dependentes entre si, causando superestimação do fluxo de potência em linhas no sistema de transmissão. No entanto, considerar que as demandas nodais são completamente independentes entre si também é um equívoco, causando o efeito contrário resultante da primeira conclusão. Desta forma, sabe-se que há correlação entre essas demandas e ela é considerada a fim de obter um conjunto de curvas de distribuição correlacionadas para as demandas nodais do sistema. Papaefthymiou (2017) apresenta o método da *Joint Normal Transform* como uma maneira de impor essa correlação para gerar números aleatórios u que seguem uma distribuição uniforme U no intervalo de $[0, 1]$;

Figura 3. Método da Transformada Inversa.



Fonte: Adaptado de (PAPAEFTHYMIU, 2007)

Esses números são utilizados para amostrar as variáveis aleatórias (consumo e geração). A amostragem das VAs é realizada a partir do Método da Transformada Inversa ilustrado pela Figura 3, em que se utiliza sua CDF $F(x)$;

$$X = F^{-1}(u). \quad (2)$$

3. Cálculo do FPD e armazenamento das variáveis de interesse. As primeiras etapas configuram o Modelo de Sistema Estocástico (MSE) e são utilizadas para definir o estado do sistema, que é aplicado ao Modelo do Sistema Determinístico conforme Figura 2. Assim, calcula-se o fluxo de potência determinístico para obter as variáveis de interesse;
4. Verificação se variáveis de interesse atingem o critério de convergência. O critério de parada segue a Lei dos Grandes Números, sendo C_v inferior a 5% um valor típico para estabelecer a convergência (LAUTENSCHLEGER, 2018);

$$C_v = \frac{s}{\bar{x}\sqrt{n}}. \quad (3)$$

onde:

- s Desvio-padrão amostral;
- \bar{x} Média amostral;
- n Número de amostras da variável aleatória.

5. Obtenção de valores estatísticos das variáveis de interesse. Considerando que são necessárias n amostras para a convergência da Etapa 4 ser atingida, os resultados da SMC são distribuições de probabilidade descritas para um conjunto de n valores de cada variável de interesse.

2.3 Joint Normal Transform

A *Joint Normal Transform* (JNT) é um método utilizado para amostrar as VAs de forma correlacionada. Sob última instância, esse método aplicado na SMC gera um número aleatório no intervalo de $[0, 1]$ para cada nó do SDEE de maneira aleatória, porém respeitando a correlação entre demandas nodais para aquele período analisado. Isso evita os problemas de superestimação e subestimação comentados na Etapa 2 da Seção 2.2. Sua aplicação segue as seguintes etapas (LAUTENSCHLEGER, 2018):

1. Gerar um vetor z de amostras independentes de uma curva normal padrão de probabilidade N -dimensional;
2. Aplicação da transformação linear ao vetor z tal que $y = Lz$, sendo L a matriz triangular inferior da decomposição de Cholesky da matriz R . A matriz de correlação linear R é obtida da matriz de correlação de rank R_r pela relação $R = 2\text{sen}(R_r\pi/6)$. Os componentes ρ_r da matriz R_r são a correlação de rank entre cada variável aleatória. Assim, os números aleatórios independentes em z passam a estar correlacionados em y pela correlação proveniente da existente entre as variáveis aleatórias;
3. A aplicação da função de distribuição acumulada da normal padrão $\phi(\cdot)$ aos números aleatórios correlacionados y , resulta em N vetores aleatórios com distribuição Uniforme na forma $u_i = \phi(y_i)$.

Cada elemento $\hat{\rho}_{ij}$ da matriz de correlação R_r da Etapa 2 da JNT é obtido aplicando a correlação de Spearman entre o *cluster* x' correspondente à linha i e o *cluster* y' correspondente à coluna j . Conforme mostra a Expressão 4, a correlação de Spearman é a correlação linear de Pearson aplicada aos ranks de cada *cluster* x' e y' , portanto aplicada a $R(x')$ e $R(y')$. Para se obter os ranks de um *cluster*, deve-se substituir cada valor marginal pelo seu respectivo rank em relação a todos valores marginais desse *cluster* ordenados de forma crescente. O respectivo rank desse valor marginal é um número inteiro maior que zero. Por exemplo, um *cluster* genérico definido como $[0,3 \ 1,7 \ 0,1 \ 5,0 \ 4,0]$ convertido para ranks é definido por $[2 \ 3 \ 1 \ 5 \ 4]$. Isso porque $0,3$ é o segundo menor valor do *cluster*, $1,7$ é o terceiro menor, e assim por diante.

$$\hat{\rho}_{R(x')R(y')} = \hat{\rho}_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}}. \quad (4)$$

2.4 Decomposição Espectral

Um requisito matemático para realizar a Decomposição de Cholesky do Etapa 2 do método da JNT, no entanto, é que a matriz de correlação seja positiva definida. Dessa forma, todos seus autovalores devem ser maiores ou iguais a zero. Em Papaefthymiou (2017), é explicado detalhadamente alguns motivos pelos quais a matriz de correlação pode não satisfazer esse requisito, tais como (i) dados obtidos entre fontes diferentes, (ii) transformação da matriz R_r para R , (iii) confiabilidade dos dados, (iv) mudança de paradigma. Para contornar esse problema, deve-se utilizar um método que apresente as seguintes características:

1. Garanta que seja gerada uma matriz positiva definida;
2. Não tenha como entrada uma matriz positiva definida para o aplicar;
3. Seja rápido de implementar mesmo para matrizes grandes;

4. Permita a determinação de uma matriz factível que se aproxima mais de uma matriz alvo real simétrica (mas não definida-positiva) em um sentido bem definido e quantificável.

Papaefthymiou (2017) apresenta dois métodos para contornar o problema. O primeiro é o método da *Hypersphere Decomposition*, enquanto o segundo é o da *Spectral Decomposition*. O segundo método consiste em construir uma matriz positiva definida \hat{C} a partir de uma não positiva definida C . Para isso, todos os autovalores negativos de C são substituídos por zero. Inicialmente, deve-se decompôr a matriz inicial C e obter a matriz de seus autovetores S e seus autovalores Λ .

$$C \cdot S = \Lambda \cdot S, \text{ onde } \Lambda = \text{diag}(\lambda_i). \quad (5)$$

Uma vez, substituídos os valores autovalores negativos da matriz Λ por 0, obtêm-se a matriz Λ' . O próximo passo é definir os elementos não nulos t de uma matriz diagonal T em relação à matriz de autovetores S .

$$t_i = \left[\sum_m s_{im}^2 \lambda'_m \right]^{-1}. \quad (6)$$

Por meio de T , a matriz B é construída.

$$B = \sqrt{T} \cdot S \cdot \sqrt{\Lambda'}. \quad (7)$$

Finalmente, chega-se à matriz \hat{C} , que é positiva semi-definida, possui valores unitários na diagonal principal, e é similar à matriz original inicial C . Assim, a decomposição de Cholesky pode ser aplicada a essa matriz de correlação.

$$\hat{C} = B \cdot B^T. \quad (8)$$

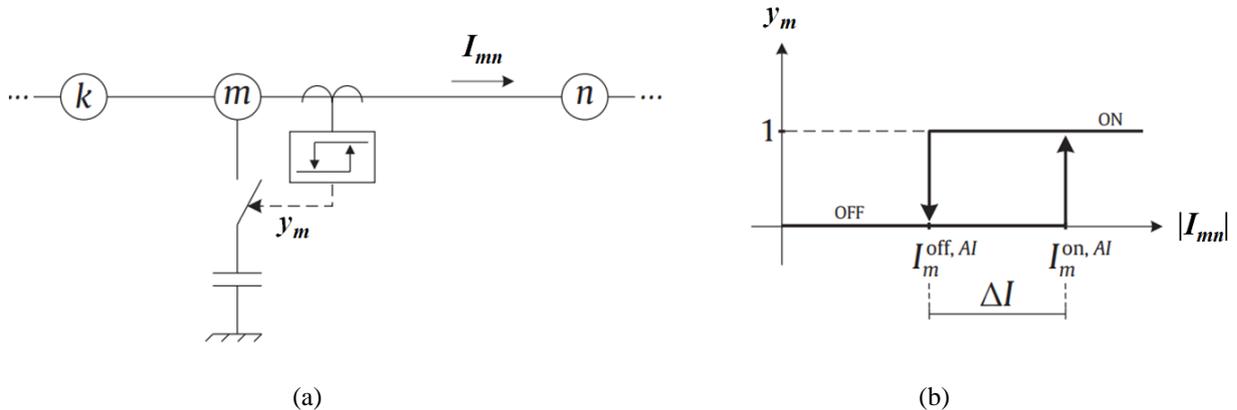
2.5 Indicadores de Interesse

Aos indicadores de interesse são aplicados critérios de parada. Os indicadores são parâmetros do SDEE que o descrevem qualitativamente, sendo alguns exemplos: (i) demanda horária média em cada barra do sistema, (ii) perdas diárias totais do sistema no período analisado, ou (iii) violações de tensão no período analisado. Em Lautenschleger (2018), os critérios de parada seguem a Lei dos Grandes Números, ou seja, quando o coeficiente de variação for inferior a um valor pré-definido, por exemplo C_v igual a 1,5%.

2.6 Controle volt-var com Banco de Capacitores

Controle volt-var consiste em uma técnica que visa manter os níveis de tensão em regime permanente em uma faixa aceitável ao longo de um alimentador por meio de dispositivos reguladores de tensão e de injeção de potência reativa nesse sistema (FERRAZ, 2021). Os bancos de capacitores automáticos (BCAs) podem ser controlados de diferentes maneiras, como por exemplo a partir nos níveis de carregamento do SDEE, de horários específicos ou até de valores corrente em determinada linha do sistema. Conforme Ferraz (2021), a primeira pode não ser adequada para SDEEs contendo REDs, uma vez que, mesmo em um cenário em que os nós do Sistema estejam operando com consumo máximo, pode haver um no qual se esteja injetando potência líquida máxima. Isto inviabiliza a previsão dos horários em que o BC automático deve estar ativo na rede. Assim, utiliza-se o modelo desenvolvido por Ferraz (2021) para realizar o chaveamento do BCA, conforme ilustra a Figura 4.

Figura 4. Controle do BC automático. Modo de conexão (a) e controle por corrente (b).



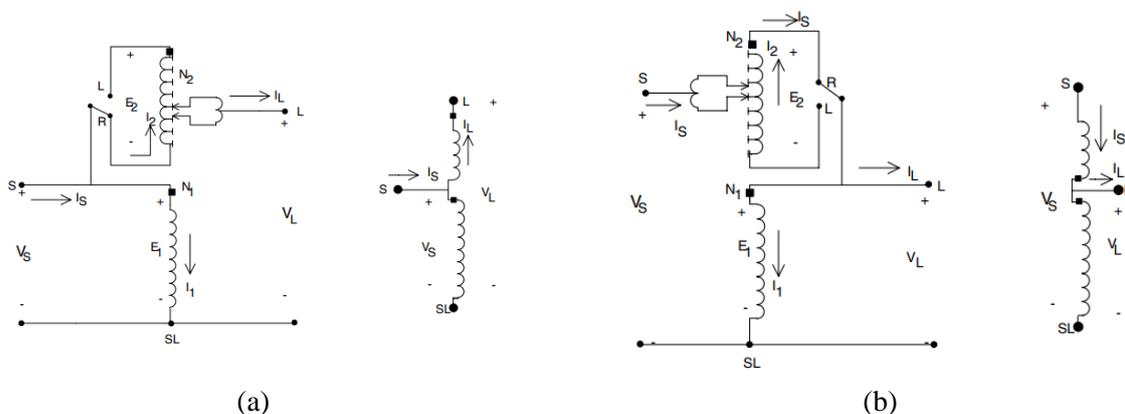
Fonte: (FERRAZ, 2021).

O modelo é baseado no monitoramento da corrente à jusante do nó em que o BCA é instalado. y_m representa o estado do BCA: se for igual a 1, o banco está ligado, senão desligado. Se a magnitude da corrente à jusante for maior que $I_m^{on, AI}$, o BCA é ligado e só é desligado quando a magnitude for menor que $I_m^{off, AI}$. Dessa forma, define-se também a largura de banda de corrente ΔI .

2.7 Controle volt-var com Reguladores de Tensão

Outra opção de equipamento para realizar o controle volt-var são os reguladores de tensão. Os reguladores de tensão são autotransformadores com mecanismo de comutação sob carga (KERSTING, 2001). O enrolamento de baixa tensão do autotransformador é denominado “enrolamento série”, e o de alta tensão de “enrolamento em paralelo”. O controle de tap é realizado para o enrolamento série do RT a partir de um circuito de controle denominado *Line Drop Compensator* (LDC). Há duas tipologias de RTs: tipo A e tipo B. Ambos os tipos podem operar na posição *lower* ou *raise*. O que determina o tipo do RT é como os terminais do autotransformador são conectados ao circuito primário do sistema e àquele que se quer regular conforme é mostrado na Figura 5. Para o tipo A, o enrolamento em paralelo do RT é conectado ao circuito primário, enquanto o enrolamento série (aquele em que há o controle de tap) é conectado ao enrolamento paralelo e ao circuito que se quer regular. Nesta tipologia, a excitação do núcleo varia porque o enrolamento em paralelo está diretamente conectado ao circuito primário do sistema. A maioria dos RTs são do tipo B, no qual o enrolamento série é conectado ao enrolamento paralelo e ao circuito primário do sistema, enquanto o enrolamento em paralelo é diretamente conectado ao circuito que se quer regular. Na tipologia B, a excitação do núcleo é constante.

Figura 5. Reguladores de tensão na posição *raise* tipo A (a) e tipo B (b).



Fonte: (KERSTING, 2001).

O que determina a operação entre *lower* ou *raise* é a posição da chave inversora. Para a tipologia B, a primeira posição faz com que a polaridade do enrolamento série seja o mesmo do enrolamento paralelo. Assim, o aumento de tap reduz a tensão no circuito regulado. Na posição *raise*, a polaridade do enrolamento série é oposta ao paralelo, de modo que o aumento de tap aumenta a tensão no circuito regulado. As tensões do circuito primário do sistema V_S e do circuito regulado V_L , bem como as correntes I_S e I_L se relacionam pela relação de transformação a_R .

$$V_S = a_R V_L. \quad (9)$$

$$I_L = a_R I_S. \quad (10)$$

Como a maior parte dos RTs têm faixa de regulação de $\pm 10\%$ e possuem 32 posições de tap, que variam no intervalo de $[-16, 16]$, a relação de transformação a_R para um RT tipo B pode ser definida.

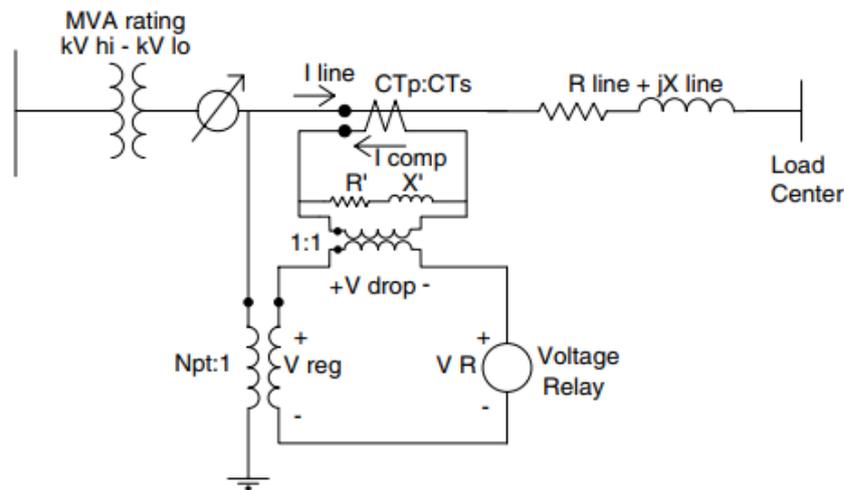
$$a_R = 1 \pm 0,00625T. \quad (11)$$

O sinal positivo é utilizado quando o RT opera na posição *lower* e o negativo na posição *raise*.

2.7.1 Line Drop Compensator

O LDC é um circuito de controle analógico que atua sobre o tap do enrolamento série do RT. Ele é um modelo em escala da linha do circuito (KERSTING, 2001). Os componentes desse circuito são um transformador de potencial (TP), um transformador de corrente (TC) e um relé de tensão. Seus parâmetros são a resistência da linha à jusante do RT que se conecta ao nó remoto refletida para o secundário do TC (R'), a reatância da linha para a mesma circunstância (X'), as relações de transformação do TP (N_{pt}) e do TC ($CT_P:CT_S$), e a tensão de referência no nó em que RT está instalado ($V_m^{set,RT}$) refletida (V_{reg}).

Figura 6. Circuito LDC conectado à rede.



Fonte: (KERSTING, 2001).

R' e X' costumam ser informadas em volts e modelam a queda de tensão na linha à jusante do nó em que o RT. Estes parâmetros são definidos com base na resistência e reatância da linha R_{line} e X_{line} , no parâmetro CT_P e N_{pt} .

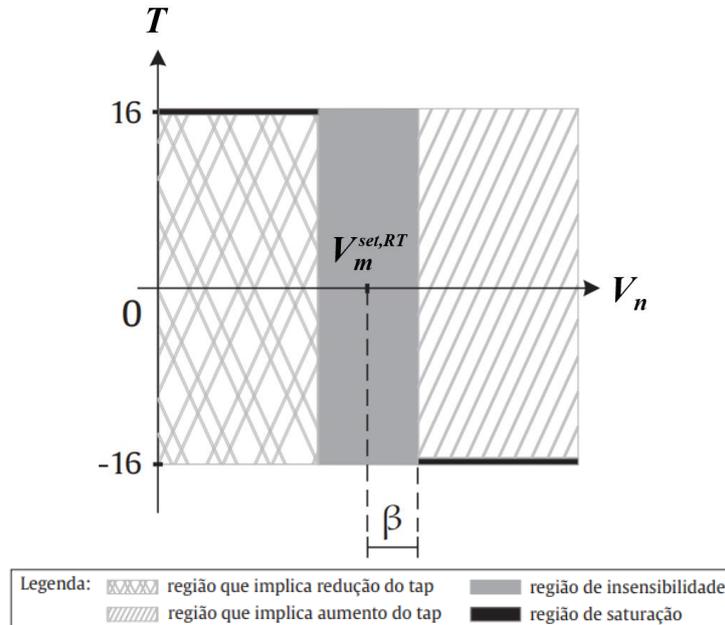
$$R' + jX' = (R_{line\Omega} + jX_{line\Omega}) \cdot \frac{CT_P}{N_{PT}}. \quad (12)$$

O controle é realizado a partir da diferença de potencial imposta sobre relé de tensão V_R , que depende de V_{REG} e V_{DROP} . No circuito do LDC, V_R representa a tensão que é estimada no nó V_N considerando a tensão do nó à montante (representada por V_{REG}) e as perdas da linha (representada por V_{REG}). O tap do enrolamento série do RT é alterado quando se ultrapassa o limiar de tensão imposto à tensão estimada no nó remoto V_n a partir da insensibilidade ou largura de faixa β (FERRAZ, 2021).

$$V_m^{set,RT} - \beta < V_n < V_m^{set,RT} + \beta. \quad (13)$$

Desse modo, considerando o intervalo de taps de $[-16, 16]$ e a faixa de regulação de a_R de $\pm 10\%$, o RT atua conforme ilustrado na Figura 7. Quando V_n assume valores menores do que os valores do intervalo da região de insensibilidade, o tap deve ser ajustado de modo a diminuir o valor de a_R e aumentar a tensão secundária. Já para valores maiores que os do intervalo de insensibilidade, o valor de a_R deve aumentar para diminuir a tensão secundária.

Figura 7. Controle de tap do RT com comutação máxima de 16.

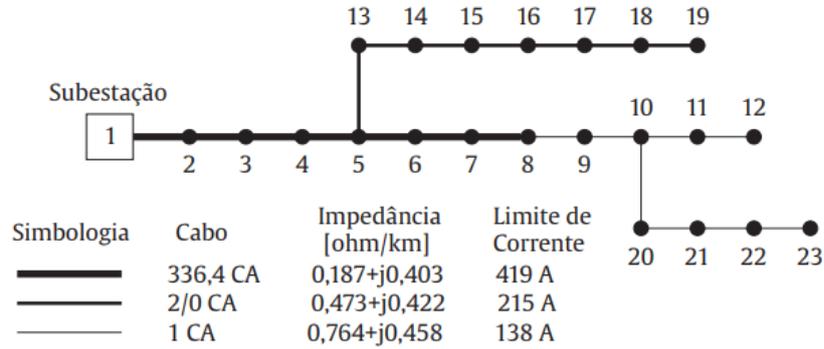


Fonte: Adaptado de (FERRAZ, 2021).

3 O SISTEMA 23 BARRAS

O estudo de caso é realizado no Sistema 23 Barras da Figura 8. Esse é um sistema trifásico de 60Hz que opera com tensão nominal de 13,8 kV com potências ativa nominal de 4158 kW e reativa nominal de 2728 kvar, que são uniformemente distribuídas entre 22 nós do sistema. Desse modo, o primeiro nó representa a subestação, enquanto cada um dos outros nós tem potências nominais de 189 kW e 124 kvar. Além disso, a distância de todas as linhas entre dois nós é de 2 km.

Figura 8. Sistema 23 Barras.



Fonte: (FERRAZ, 2021).

Quanto à modelagem das cargas e da geração do Sistema, aos parâmetros do SDEE adotados e aos equipamentos que serão utilizados nas simulações, considera-se os seguintes critérios (FERRAZ, 2021):

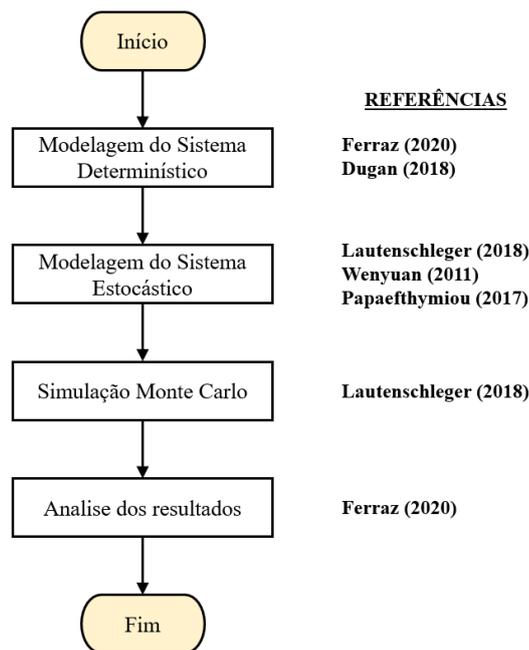
- BCs fixos são representados pela letra “F”, enquanto os automáticos pela letra “A”. Os bancos utilizados são de 1200 e 600 kvar;
- RTs são modelados com controle via LDC com $\beta = 0,01$ pu e capacidade de corrente de 400 A;
- cargas são modeladas como 50% potência constante e 50% impedância constante;
- BCs são modelados como 100% impedância constante;
- REDs são modelados como injeção de 100% de potência ativa constante;
- a tensão no nó da subestação é fixada em 1,02 pu;
- os limites de tensão são V_m^{min} igual a 0,975 pu e V_m^{max} igual a 1,05 pu. Tensões nodais fora do intervalo [0,975, 1,05] violam os níveis de tensão. A violação de tensão do nó m na hora j do dia d pode ser então calculada.

$$z_{m,j,d} = \begin{cases} V_{m,j,d} - V_m^{max}, & \text{se } V_{m,j,d} > V_m^{max} \\ V_m^{min} - V_{m,j,d}, & \text{se } V_{m,j,d} < V_m^{min} \\ 0, & \text{c. c} \end{cases} \quad (14)$$

4 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

A estratégia para desenvolver a metodologia é esquematizada na Figura 9. Na etapa de modelagem determinística, que compreende as seções 3.1 e 3.2, utiliza-se o *OpenDSS* controlado via Interface COM por meio do Python. Essa etapa não requer grande esforço computacional e a modelagem do sistema é validada com base nos resultados obtidos por Ferraz (2021). A próxima etapa consiste em modelar um sistema de amostragem de valores de entrada para o sistema determinístico por meio Python. Já modelados os dois sistemas, a terceira etapa consiste em aplicar a SMC com critério de parada definido na segunda etapa. Esse é um processo iterativo de considerável esforço computacional, de modo que é imprescindível utilizar o *OpenDSS* com o *Python*, que o potencializa através de estruturas lógicas recursivas e condicionais.

Figura 9. Esquema da Metodologia.



Fonte: O Autor.

Por fim, quando atingido o critério de parada, tem-se os valores de variáveis de interesse obtidos para cada iteração da SMC, o que possibilita analisá-los estatisticamente.

4.1 Modelagem dos Dispositivos de Controle

Esta etapa da Metodologia se trata da modelagem do Sistema Determinístico. A validação da modelagem do sistema e dos dispositivos de controle no software *OpenDSS* foi realizada utilizando os 3 cenários (*sc*) de cargas utilizados em Ferraz (2021) a fim de se chegar aos mesmos valores obtidos nessa referência - mostrados na Tabela 2. A duração dos cenários ΔT_{sc} 1, 2 e 3 em dias durante um ano são respectivamente 110 dias, 148 dias e 107 dias.

Tabela 1. Resultados de um ano de operação do Sistema 23 Barras para os 4 casos.

Caso	Perdas Ativas [MWh]	z^1 [pu]
1	1388	0,6971
2	1063	0,1002
3	1527	0,1019
4	901	0,0286

Fonte: (FERRAZ, 2021).

Embora em Ferraz (2021) sejam abordadas 8 combinações de estudos de caso envolvendo BC, RT e RED, para validar o que se propõe bastou analisar 4 casos de operação do Sistema 23 Barras:

1. Caso Base: operação do sistema sem nenhum equipamento (BC e RT) e sem RED instalados.
2. Caso BC: operação ótima do sistema considerando somente a existência de BCs. A alocação e operação dos BCs que configuram a operação ótima obtida pelo modelo de otimização de Ferraz (2021) para este caso são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2. Configuração do sistema para operação ótima no Caso 2.

Nó	BC	$I_m^{on,AI}$ [pu]	$I_m^{off,AI}$ [pu]
8	A1200	1,4208	1,2007
9	F600	-	-
16	F600	-	-
21	A600	0,3434	0,2213

Fonte: (FERRAZ, 2021).

3. Caso RT: operação ótima do sistema considerando somente um RT com compensação por queda de tensão na linha. Nesse caso, há um RT com LDC instalado no nó 5 do sistema e sua operação ótima é tal que a sua tensão de referência é $V_m^{set,RT}$ igual a 1,056 pu.
4. Caso RT, BC e RED: operação ótima do sistema considerando o mesmo RT do Caso 3 conectado ao nó 5 do sistema, porém com $V_m^{set,RT}$ igual a 1,010 pu. A alocação dos BCs e operação dos BCs que configuram a operação ótima obtida pelo modelo de otimização de Ferraz (2021) para este caso é mostrada na Tabela 3. O RED é conectado ao nó 14 seguindo os critérios da Seção 3.

Tabela 3. Configuração do sistema para operação ótima no Caso 4.

Nó	BC	$I_m^{on,AI}$ [pu]	$I_m^{off,AI}$ [pu]
8	F600	-	-
16	F600	-	-
21	A600	0,3441	0,2219

Fonte: (FERRAZ, 2021).

Notas:

¹ A violação dos níveis de tensão é calculada pela seguinte expressão (FERRAZ, 2021):

$$z = \sum_{sc \in \psi^k} \Delta T_{sc} \sum_{j \in \psi^j} \sum_{m \in \psi^D} z_{m,j,sc}.$$

Uma vez definido os casos, foi possível replicar as simulações no *OpenDSS*. Como o sistema no seu caso base já é modelado em um arquivo da extensão “.dss”, a configuração dos equipamentos reguladores de tensão é realizada via Interface COM por meio da linguagem de programação *Python*.

Quadro 2. Código executado no *OpenDSS* para configurar os BCs do Caso 2.

```
! Alocação e configuração dos modos de operação dos BCs
```

```
New Capacitor.cap8 phases=3 bus1=108 kvar=1200 kv=13.8
```

```
New capcontrol.cap8c element=line.L14 capacitor=cap8 type=current ctratio=1 ONsetting= 59.44  
~ OFFsetting= 50.24
```

```
New Capacitor.cap9 phases=3 bus1=109 kvar=600 kv=13.8
```

```
New Capacitor.cap16 phases=3 bus1=116 kvar=600 kv=13.8
```

```
New Capacitor.cap21 phases=3 bus1=121 kvar=600 kv=13.8
```

```
New capcontrol.cap21c element=line.L20 capacitor=cap21 type=current ctratio=1 ONsetting=14.37  
~ OFFsetting=9.26
```

Fonte: O Autor.

<i>capcontrol</i>	Objeto que monitora a tensão ou corrente num terminal da rede e envia mensagens de comutação para um objeto <i>Capacitor</i> . Como os BCAs estão conectados nos nós 8 e 21, há dois desses objetos que mandam mensagens para o seu respectivo BC;
<i>element</i>	Elemento do circuito no qual o TP ou TC do BC está conectado. L14 e L20 são as linhas à jusante dos BCAs;
<i>type</i>	É o tipo de controle do BCA. Nesse trabalho, eles são controlados pela corrente;
<i>ONsetting</i>	Valor para o qual o BCA é ligado. Conforme o modelo de operação ótimo, este valor é 1,4208 pu e 0,3434 pu para os nós 8 e 21. A corrente de base é obtida considerando S_{base} igual a 1 MVA;
<i>OFFsetting</i>	Valor para o qual o BCA é desligado. Conforme o modelo de operação ótimo, este valor é 1,2007 e 0,1950pu para os nós 8 e 21. A corrente de base é obtida considerando S_{base} igual a 1 MVA.

Quadro 3. Código executado no *OpenDSS* para configurar o RT no Caso 3.

```
! Alocação e configuração do modo de operação do RT com LDC
Edit Line.L3 Bus2=105x.1.2.3
New Transformer.tr5a phases=1 windings=2 buses=(105x.1 105.1) kvas=(8, 8) xhl=0.01
New Regcontrol.RT5a transformer=tr5a winding=2 vreg=115.6 ptratio=70 bus=106.1 band=2.31197
New Transformer.tr5b phases=1 windings=2 buses=(105x.2 105.2) kvas=(8, 8) xhl=0.01
New Regcontrol.RT5b transformer=tr5b winding=2 vreg=115.6 ptratio=70 bus=106.2 band=2.31197
New Transformer.tr5c phases=1 windings=2 buses=(105x.3 105.3) kvas=(8, 8) xhl=0.01
New Regcontrol.RT5c transformer=tr5c winding=2 vreg=115.6 ptratio=70 bus=106.3 band=2.31197
```

Fonte: O Autor.

Para modelar um RT no *software* é necessário definir um transformador. Por isso, a L3, que no Caso Base conecta o nó 4 (barra 104) ao nó 5 (barra 105), deve ser conectada ao nó 5x (barra 105x). Assim, é definido um transformador entre o nó 5x e o nó 5. O nó 6 é aquele que se quer regular.

<i>xhl</i>	Parâmetro que modela a impedância do modelo do circuito equivalente de transformadores.
<i>regcontrol</i>	Objeto que emula um RT com LDC. Ele é conectado a um dos enrolamentos de um transformador;
<i>transformer</i>	Transformador ao qual o objeto <i>regcontrol</i> está conectado;
<i>winding</i>	Enrolamento que o objeto <i>regcontrol</i> está monitorando. Neste caso, ele monitora o enrolamento do lado da barra 105;
<i>ptratio</i>	Relação de transformação do TP conectado no nó 5.

<i>band</i>	Conforme um dos critérios definidos na seção 3, β é igual a 0,01 pu. No <i>software</i> , a unidade do parâmetro <i>band</i> é 2β transformada para Volts com o valor de base de V_{reg} ;
<i>vreg</i>	Configuração do RT em Volts para o enrolamento controlado. Essa é a diferença de potencial imposta sobre o relé do circuito de controle analógico da Figura 7. Quando esse valor de tensão ultrapassa os limiares da faixa aceitável de tensão definida pelo parâmetro <i>band</i> , o relé atua modificando o tap dos transformadores monofásicos definidos. Essa faixa é ilustrada pela Figura 8.

A modelagem do RT do Caso 4 é idêntica à do Caso 3, porém v_{reg} é igual 114,96 V e *band* é igual 2,29924 V, pois $V_m^{set,RT}$ é igual a 1,010 pu neste caso. Já os BCs são modelados conforme o Quadro 4.

Quadro 4. Código executado no *OpenDSS* para configurar os BCs do Caso 4.

```
! Alocação e configuração dos modos de operação dos BCs
New Capacitor.cap8 phases=3 bus1=108 kvar=600 kv=13.8
New Capacitor.cap16 phases=3 bus1=116 kvar=600 kv=13.8
New Capacitor.cap21 phases=3 bus1=121 kvar=600 kv=13.8
New capcontrol.cap21c element=line.L20 capacitor=cap21 type=current cratio=1 ONsetting=14.40
~ OFFsetting=9.28
```

Fonte: O Autor.

4.2 Modelagem do Sistema Estocástico

No trabalho de Ferraz (2021), gerou-se um conjunto de 365 cenários de carga para o ano de 2017 com a ferramenta *LoadProfile*. Um cenário de carga consiste em 22 curvas de carga horárias (uma para cada um dos 22 nós do sistema). Com o intuito de representar os REDs conectados ao nó 14 do Estudo de Caso 4, no mesmo trabalho, foi gerado um ano completo de geração fotovoltaica e de geração eólica a partir da ferramenta *Renewable Ninja*. Dessa maneira, esses dados configuram 365 cenários de carga e geração de 2017, e são a base amostral para a modelagem do Sistema Estocástico.

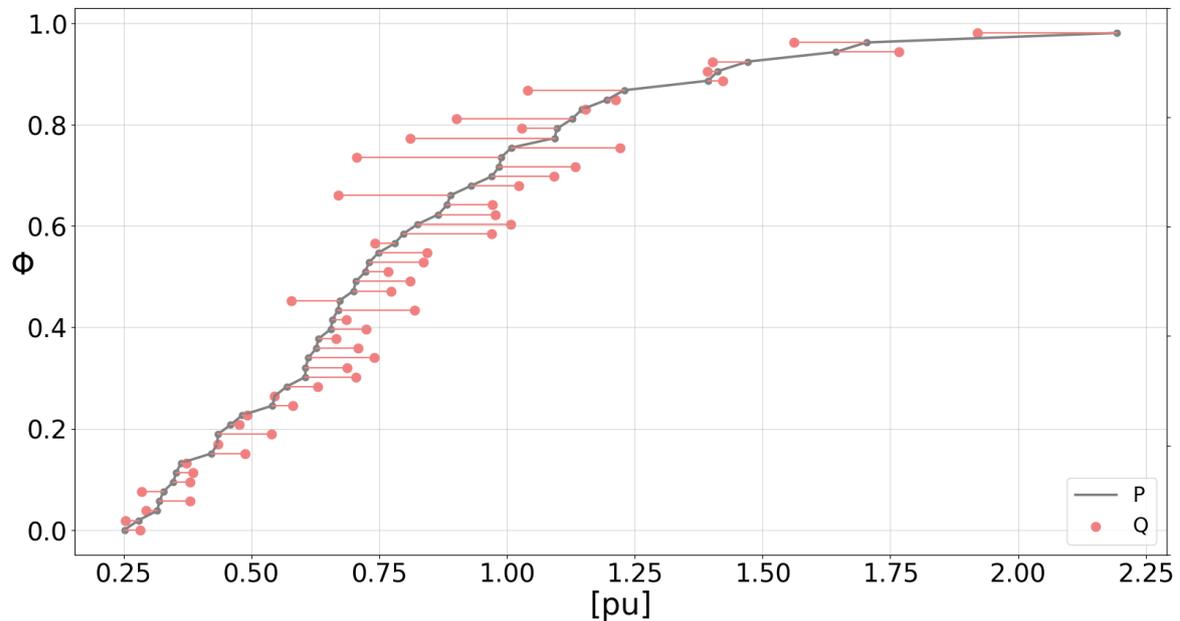
4.2.1 CDFs de potências casadas

Os indicadores de interesse escolhidos nesse trabalho são grandezas relacionadas a um ano completo de operação. Na Simulação de Monte Carlo proposta, uma amostra, para qual se obtém os indicadores de interesse, corresponde a um ano sintético. Esse ano é sintetizado com base no ano de 2017, ou seja, ele é sintetizado com base no passado a partir dos dias da semana. O ano de 2017 teve 53 domingos e 52 ocorrências para os outros dias da semana. Dessa forma, a fim de se construir um domingo sintético, tem-se uma distribuição de probabilidade (PDF) definida por 53 valores para cada hora e para todos nós do sistema nesse dia, enquanto, para os outros dias, há uma PDF definida por 52 valores para cada hora. Sob essa abordagem, os indicadores de interesse são calculados em base diária para os 7 dias e são então integralizados em base anual de acordo com suas ocorrências no ano de 2017.

Para cada dia da semana, será amostrada uma curva de carga horária para todos os 22 nós e uma curva de geração horária do RED conectada ao nó 14, o que configura uma matriz de cargas e geração de dimensões 24 x 23 por dia. Vale destacar que as primeiras 22 colunas se referem às cargas nodais horárias, e a coluna 23 corresponde aos valores de geração horários conectados ao nó 14. Conforme a Etapa 2 da Seção 2.2, é necessário obter as CDFs nodais para amostrar esses valores. A Figura 11 evidencia que, associadas a um nó, há 7 (dias) x 24 (horas) (168) PDFs de potência ativa e 168 PDFs de potência reativa, e consequentemente 168 CDFs para as mesmas grandezas. A rigor, seriam necessárias, portanto, um total de $2(P \text{ e } Q) \times 22 \text{ (nós)} \times 7 \text{ (dias)} \times 24 \text{ (horas)}$ (7392) CDFs para criar uma amostra - uma semana sintética. No entanto, foram utilizadas 3696 CDFs de potências casadas para contornar o problema de amostrar um par de potência ativa e reativa de forma totalmente independente e descorrelacionada. Essas CDFs foram

construídas ordenando o par de potências ativa (P) e reativa (Q) de forma crescente com referência nos valores de P conforme é ilustrado pela Figura 10.

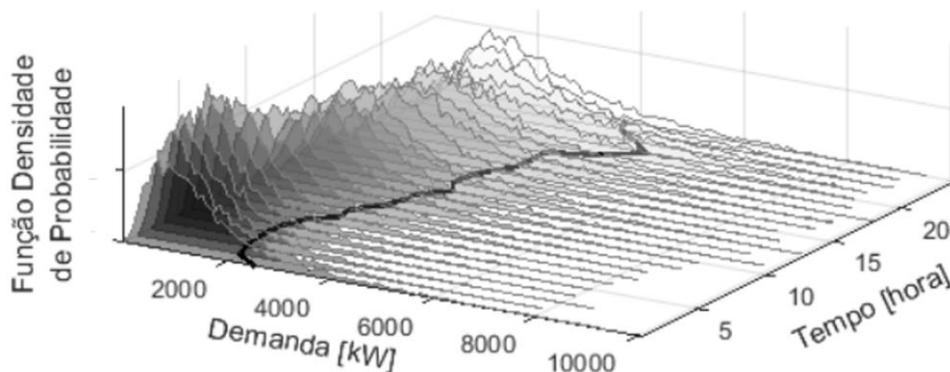
Figura 10. CDF de potências casadas do nó 5 da hora 10 de domingo.



Fonte: O Autor.

Em última instância, uma vez amostrado um número aleatório no intervalo de $[0, 1]$, a amostragem do par de potências ativa e reativa é realizada interpolando o número aleatório entre dois pontos de P e Q respectivamente de uma CDF como a da Figura 10. Considera-se dois pontos de interpolação de P (P_a, ϕ_a) e (P_b, ϕ_b) com seus respectivos pares Q (Q_a, ϕ_a) e (Q_b, ϕ_b) e um número sorteado u_x para o qual se quer interpolar um valor de potência ativa P_x e um de reativa Q_x . Para $\phi_a < u_x < \phi_b$, a Figura 10 ressalta que o valor de P_x sempre será maior que P_a , o que não ocorre necessariamente para Q_x , pois a variação de Q_a para Q_b pode ser negativa.

Figura 11. PDFs horárias de potência ativa de um dia para um nó do sistema.



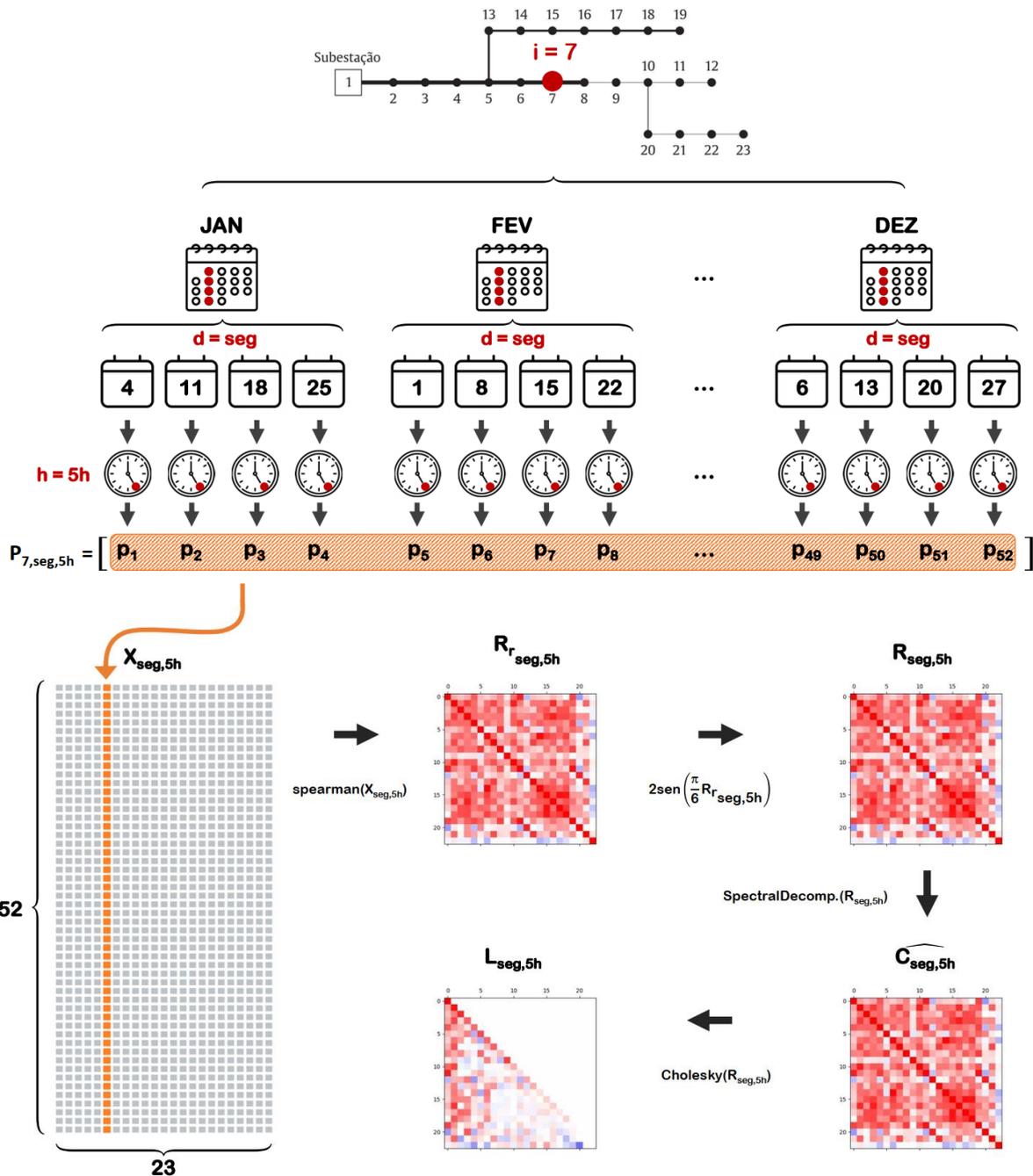
Fonte: Adaptada de (LAUTENSCHLEGER, 2018).

4.2.2 Amostragem: definindo os estados do Sistema

Conforme comentado na Seção 4.2.1, serão amostradas, para cada dia, uma matriz de dimensões 24×23 , cujos elementos são pares de potência ativa e reativa, configurando um cenário de carga e geração – um dia sintético. Isso significa que, para cada hora h do dia d , será necessário obter um conjunto de 23 números no intervalo de $[0, 1]$ aleatórios e correlacionados. Com esses 23 números, aplica-se o Método da Transformada Inversa ilustrado na Figura 3 para cada nó i utilizando a $CDF_{i,d,h}$. Logo, faz-se necessário

gerar 24 vezes um conjunto de 23 valores de números aleatórios correlacionados no intervalo de [0, 1] para construir o cenário de carga e geração completo de um dia. Uma vez construído os cenários de carga e geração de todos os 7 dias, basta utilizá-los como entrada no fluxo de potência determinístico para se obter os indicadores de interesse da amostra.

Figura 12. Processo de obtenção da matriz L para as 5 horas de segunda-feira¹.



Fonte: O Autor.

Notas:

¹ A matriz $X_{seg,5h}$ é construída com o vetor hachurado em laranja de todos i nós e para o RED conectado ao nó 14.

O método utilizado para gerar este conjunto de números aleatórios e correlacionados é o da JNT, apresentado na Seção 2.3. Para aplicá-lo, a primeira etapa consiste em determinar todas as matrizes triangulares inferiores da decomposição de Cholesky $L_{d,h}$. A Figura 12 esquematiza o processo para se obter

uma matriz $L_{d,h}$. Seguindo o exemplo dessa figura, as entradas desse processo são as amostras de potência ativa $p_{i,seg,5h}$ (todos valores de potência ativa registrados no ano de 2017 em segundas-feiras às 5 horas) para todos nós $i = [2, 3, \dots, 23]$ e as amostras de potência ativa injetada pelo RED conectado ao nó 14 $p_{RED,seg,5h}$. Essas amostras configuram uma matriz de dimensões 53×23 para domingos e 52×23 para os outros dias da semana. Aplica-se nessa matriz a correlação de Spearman, resultando em uma matriz quadrada $R_{r_{seg,5h}}$ de dimensões 23×23 , cujos valores da diagonal principal são unitários. Após, a matriz de correlação de Spearman é transformada na matriz $R_{seg,5h}$ por meio do cálculo $R_{d,h} = 2\text{sen}(R_{r_{d,h}}\pi/6)$. De acordo com o método da JNT, a próxima etapa seria aplicar a decomposição de Cholesky na matriz $R_{seg,5h}$, porém um dos requisitos para realizar essa fatoração é que a matriz $R_{seg,5h}$ seja semi-positiva definida. Notou-se, contudo, que todas as matrizes R geradas nesse estudo apresentaram 1 ou 2 autovalores negativos de ordem 10^{-2} , de modo que elas não satisfazem aquele requisito matemático. Dessa forma, faz-se necessário aplicar o Método *Spectral Decomposition* apresentado na Seção 2.4 para obter a matriz $\widehat{C}_{seg,5h}$, que é similar à matriz original $R_{seg,5h}$ e positiva definida. Enfim, a decomposição de Cholesky pode ser aplicada para se chegar em $L_{seg,5h}$. Esse processo é realizado 24 vezes para cada dia, portanto totalizando 168 matrizes L . Cada matriz $L_{d,h}$ é gerada somente uma vez e armazenada em um banco de dados.

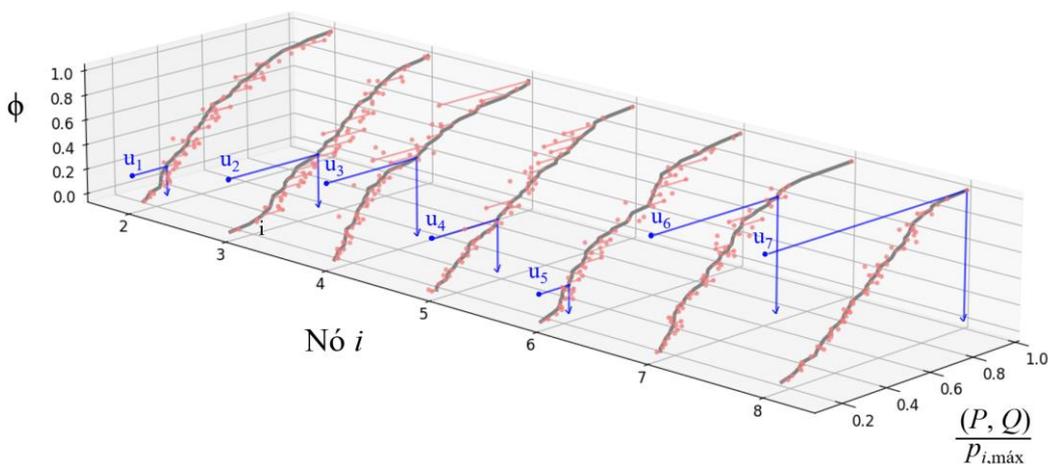
Cada matriz $L_{d,h}$ é utilizada para construir o estado do sistema na hora h do dia d , de modo que as 24 matrizes horárias associadas ao dia d são utilizadas para construir um cenário de carga e geração completo. Já determinadas as matrizes L , a segunda etapa da aplicação da JNT é gerar um vetor $z_{d,h}$ de amostras independentes de uma curva normal padrão de probabilidade de dimensão 23×1 para se obter o vetor $y_{d,h}$, e, por fim, aplicar a função de distribuição acumulada da normal padrão aos números aleatórios e correlacionados $y_{d,h}$. O produto final é um vetor $u_{d,h}$ de dimensão 23×1 aleatório com distribuição uniforme, onde cada elemento está contido no intervalo de $[0, 1]$.

$$\begin{aligned} y_{d,h} &= L_{d,h} \cdot z_{d,h} \\ u_{d,h} &= \Phi(y_{d,h}) \end{aligned} \quad (15)$$

Realizando essa amostragem de números aleatórios correlacionados iterativamente para as 24 horas do dia d , chega-se em uma matriz U_d de dimensão 24×23 , onde cada linha corresponde a um vetor $u_{d,h}$. Finalmente, o estado do sistema pode então ser definido aplicando cada elemento do vetor $u_{d,h}$ em sua respectiva CDF. Vale destacar que, da forma como foi construída a matriz de correlação de Spearman, o elemento u_j do vetor $u_{d,h}$ está associado ao nó $j + 1$. Assim, fixando o dia d e a hora h , obtém-se as potências casadas fazendo a transformação da Equação 16, a qual é ilustrada pela Figura 13.

$$(P, Q)_{j+1} = CDF_{j+1}^{-1}(u_j) \quad (16)$$

Figura 13. Amostragem de P e Q para os 7 primeiros nós na hora h e dia d .

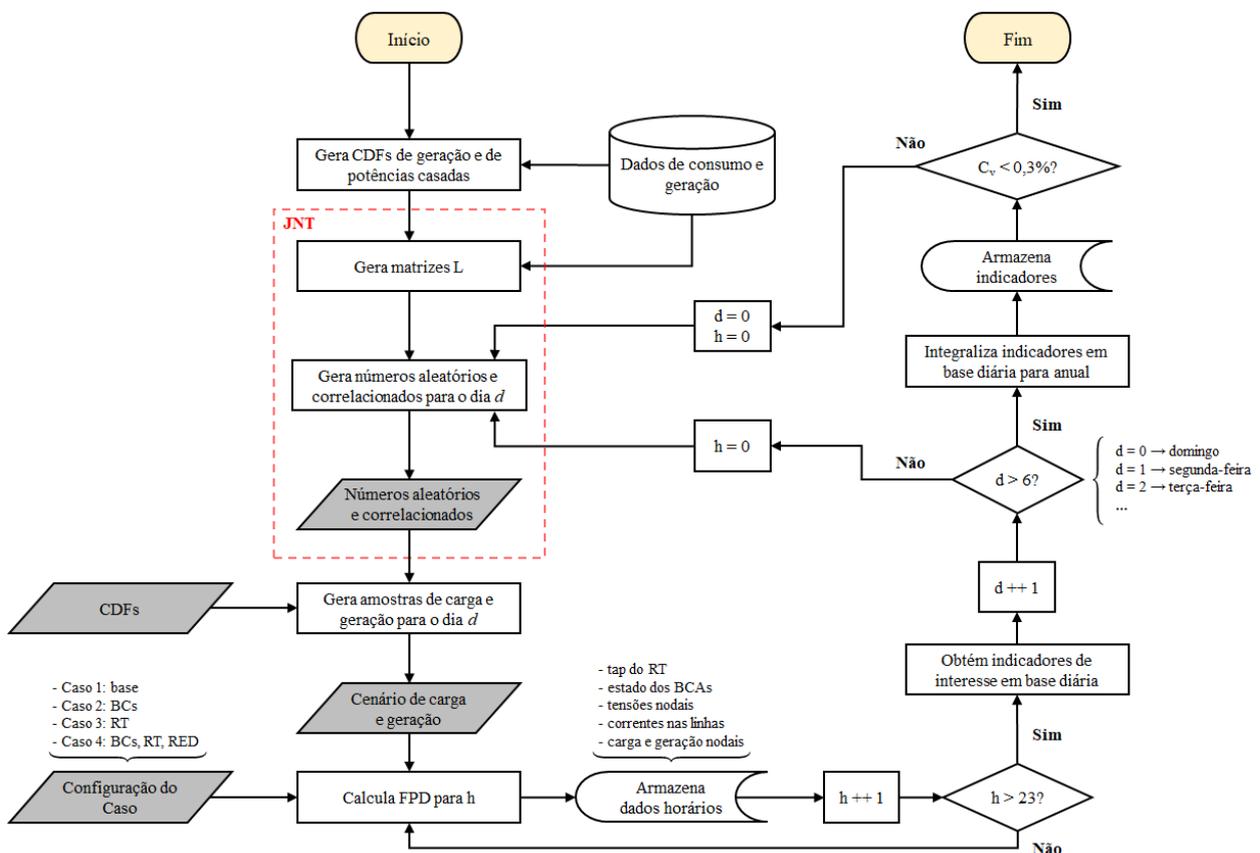


Fonte: O Autor.

4.3 Aplicação da SMC no Sistema 23 Barras

Modelados o processo de amostragem (Sistema Estocástico) e a Rede (Sistema Determinístico), o Monte Carlo pode ser simulado conforme o fluxograma apresentado pela Figura 14. Cada iteração da SMC corresponde a rodar 168 de fluxos de potência para os 7 dias (24 para cada dia). Os indicadores de interesse selecionados para avaliar a convergência da SMC foram perdas anuais e violações anuais de tensão. Ao fim de cada dia, há um valor de perdas diárias – obtidas diretamente pelo *OpenDSS* - e de violações de tensão z diárias - obtidas pela Expressão 14. Estes valores são integralizados de acordo com a ocorrência de cada dia no ano de 2017, obtendo, assim, as perdas e as violações em base anual. Portanto, ao fim de cada iteração da SMC, são armazenados perdas anuais e violações anuais, e, ao fim de cada dia pertencente à iteração, são armazenados, para todas as horas do dia, os estados dos BCAs, as correntes em todas as linhas, as tensões em todas barras, as cargas em potência ativa e reativa conectadas em todas as barras, a potência injetada na Rede pelo RED do nó 14, e o tap do RT conectado ao nó 5. Esses são todos os parâmetros armazenados para o Caso 4, que é o mais completo, de modo que para o Caso 2, por exemplo, não há RT e, portanto, não existe valores de tap armazenados. O critério de convergência da SMC segue a Lei dos Grandes Números apresentada na Seção 2.2, e o valor de C_V adotado foi de 0,3%.

Figura 14. Fluxograma do algoritmo que realiza a SMC.

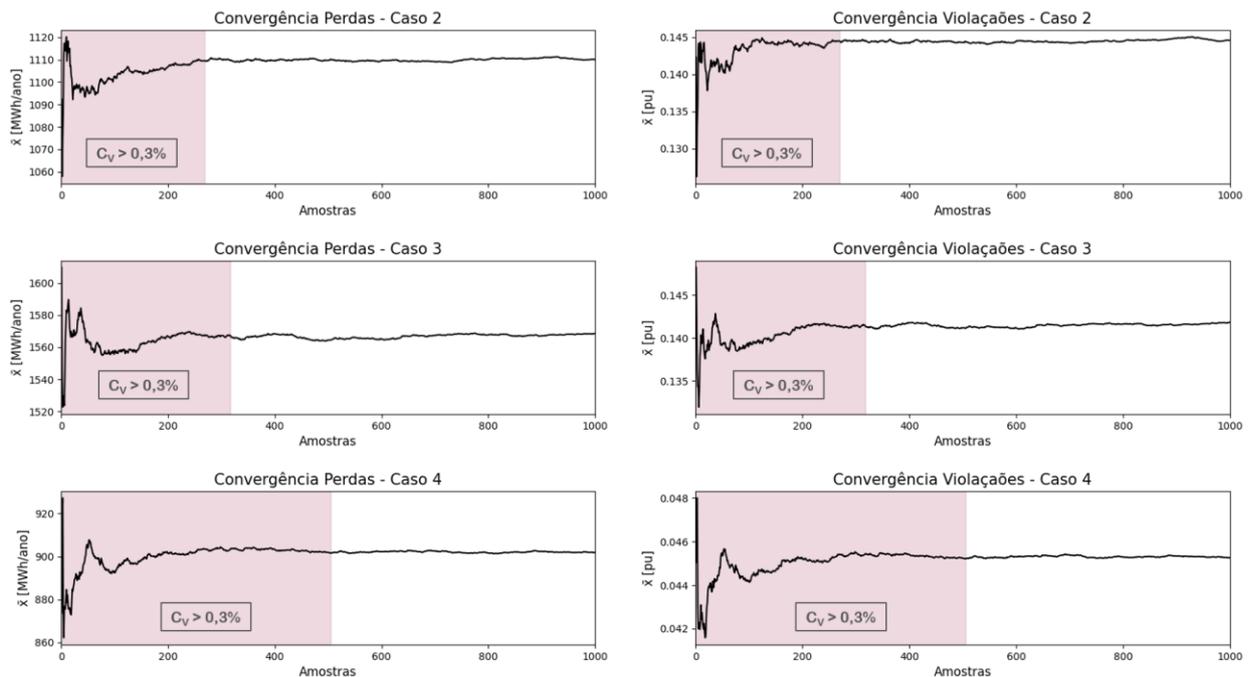


5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Como o objetivo do trabalho consiste em analisar a operação dos dispositivos de controle de tensão para os próximos dias, a SMC foi realizada para os casos 2, 3 e 4, enquanto o caso 1 (caso base) foi utilizado somente para a validação das curvas de carga na etapa descrita na Seção 4.1. A primeira etapa da análise dos resultados consiste em verificar a convergência das SMCs aplicadas para os quatro casos. Para um C_V global de 0,3%, a Figura 15 ilustra que, para se atingir a convergência, foi necessário gerar 269 amostras para o Caso 2, 317 amostras para o Caso 3, e 505 amostras para o Caso 4. Além disso, para números de

amostras a partir do início do intervalo de convergência (fim da área hachurada em vermelho), nota-se pouca variação do valor da média dos indicadores de interesse quando comparado com o intervalo de não-convergência.

Figura 15. Convergência da SMC dos quatro casos de estudo para 1000 amostras geradas.



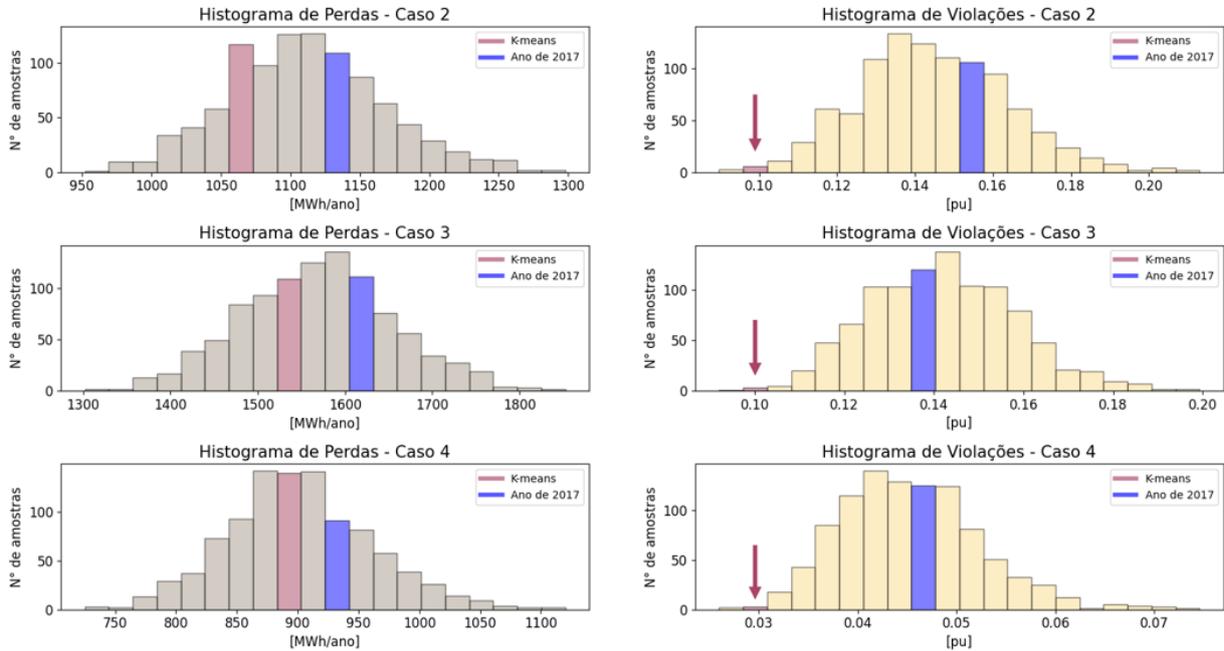
Fonte: O Autor.

As médias dos indicadores de interesse estabelecidas ao se atingir a convergência verificadas na Figura 15 representam, em parte, as distribuições de valores desses indicadores para cada caso. Essas distribuições são ilustradas na Figura 16. Nessa figura, as barras dos histogramas que compreendem o intervalo em que estão inseridos os valores obtidos pelo *K-means clustering* (FERRAZ, 2021) e os valores reais do ano de 2017 são destacadas com cores diferentes. Os valores reais do ano de 2017 foram obtidos calculando o fluxo de potência a partir de todos os 8760 pontos da curva de carga e - para o Caso 4 - da geração conectada ao nó 14. A Figura 16 evidencia que os 1000 valores de perdas e de violações se distribuem em torno da média de forma típica a de uma distribuição normal para todos os casos. Ainda, verifica-se que as perdas anuais obtidas pelo *K-means* são menores, porém próximas em relação às perdas reais de 2017 e às perdas médias da SMC, enquanto os valores das violações obtidos pelo *K-means* são menores e um pouco mais distantes em relação aos valores de violações reais e das médias da SMC. Nos três casos, os indicadores reais de 2017 ficaram próximos às médias obtidas na SMC.

Nesse estudo, é apresentado, também, o impacto da utilização do método da JNT na SMC, o qual é ilustrado pela Figura 17. A SMC realizada de maneira totalmente aleatória e decorrelacionada (sem o método da JNT) consiste em amostrar pontos da curva de carga e de geração nodais sem impor a correlação horária existente entre os nós. Essa correlação é apresentada na Figura 12, na qual se utiliza como exemplo uma matriz de correlação gerada para as 5 horas de uma segunda-feira, onde os nós com relação totalmente dependente ($r = 1$) são representados pela cor vermelha, e totalmente independentes pela cor azul ($r = -1$). A SMC aplicada sem a JNT apresenta valores de perdas e de violações nos três casos para 1000 amostras consideravelmente menores que os valores reais do ano de 2017 e que os valores obtidos com a utilização desse Método. Dessa forma, as distribuições definidas pelos indicadores de interesse obtidos sem a JNT ficam mais à esquerda e afastadas dos valores reais. Os desvios padrão das amostras de perdas e violações geradas sem a JNT são menores que aquelas geradas com a JNT, indicando que há maior uniformidade no conjunto de valores dos indicadores de interesse obtidos de forma decorrelacionada. Isso pode ser visualizado nas curvas de distribuição em azul claro e marrom, que possuem maior quantidade de valores distribuídos próximos à média quando comparados com as curvas em amarelo e cinza. A curva de

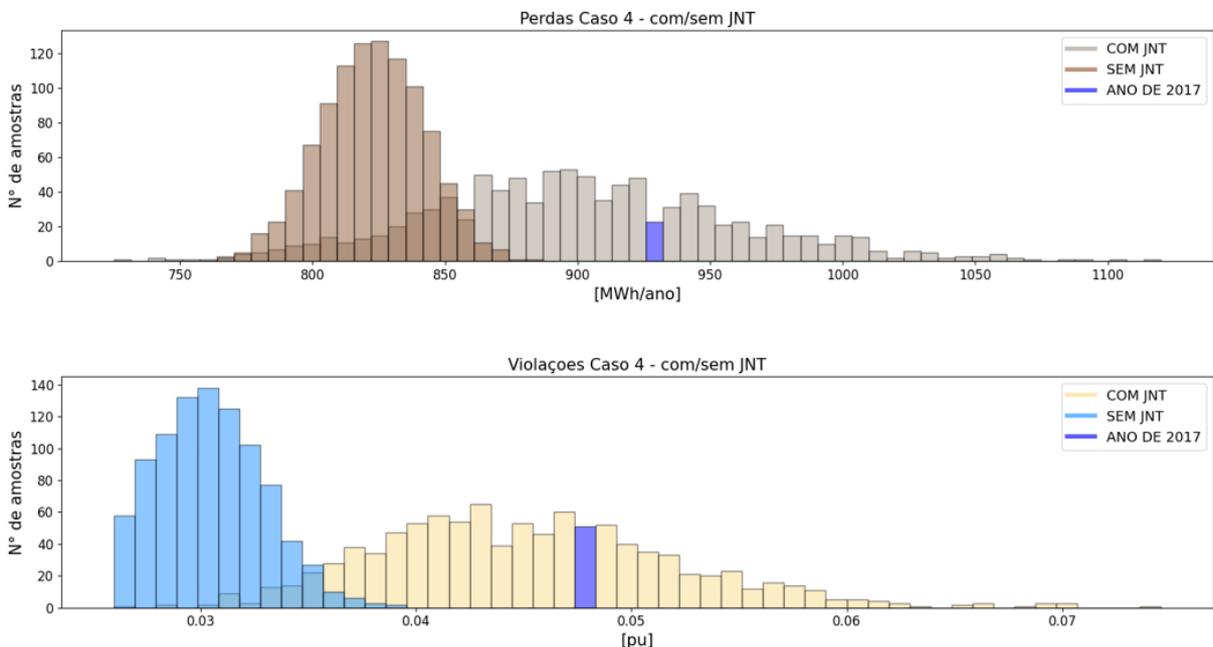
distribuição definida pelas violações obtidas sem JNT possui perfil de uma PDF do tipo Beta, enquanto as outras possuem perfil de uma PDF do tipo normal.

Figura 16. Histogramas¹ de perdas e violações.



Fonte: O Autor.

Figura 17. Comparação¹ da SMC com e sem JNT para o Caso 4.



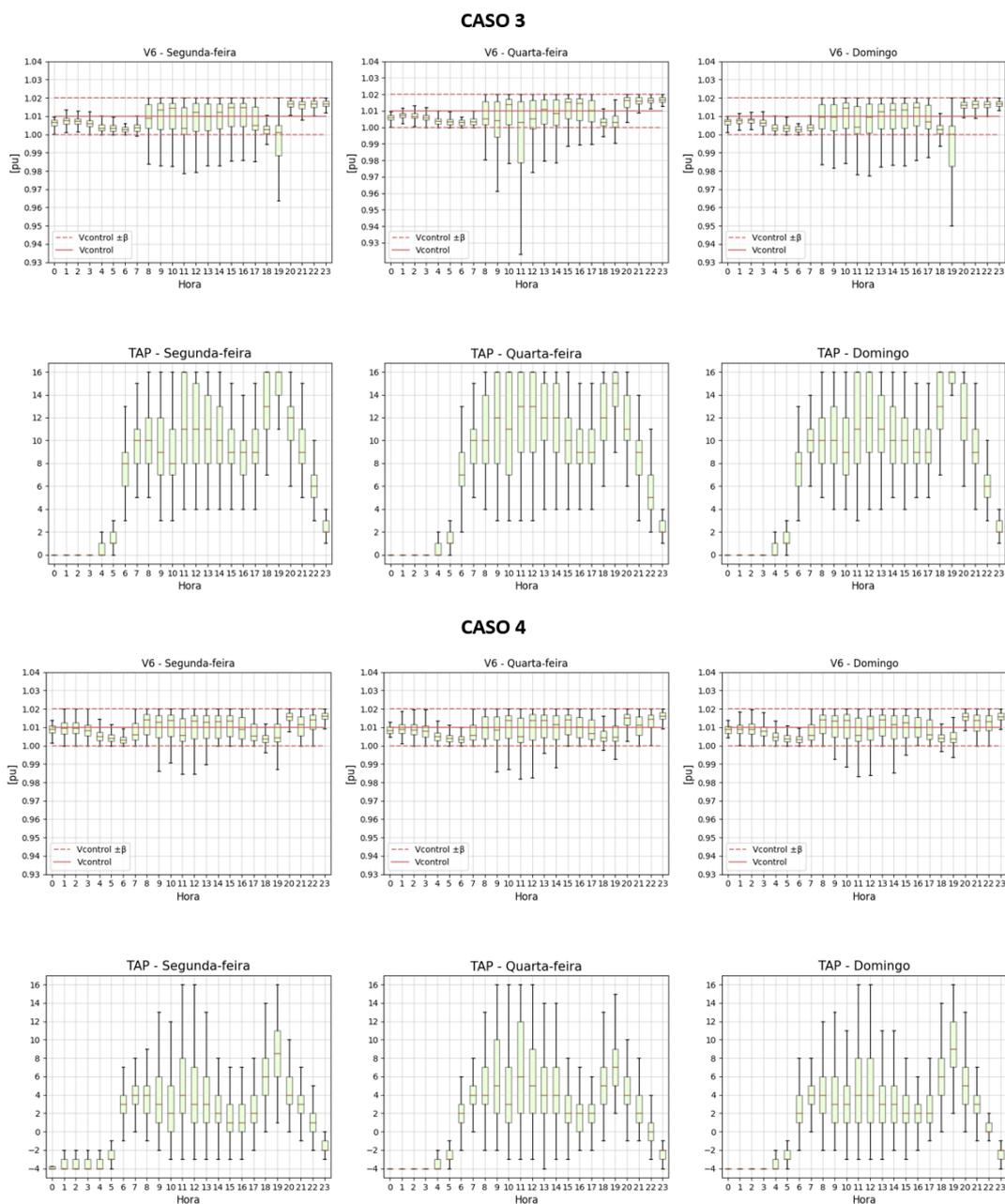
Fonte: O Autor.

Notas:

¹ Os histogramas da Figura 16 (para o Caso 4) e da Figura 17 (com JNT) representam as mesmas curvas de distribuição, porém, na Figura 17, o intervalo das barras do histograma é maior para fins de visualização e comparação com os histogramas referentes às curvas obtidas sem utilizar a JNT em azul e marrom.

A cada uma das 1000 amostras geradas para se obter os histogramas comentados estão associados 7 cenários de operação correspondentes a cada dia da semana. Isso significa que, para cada cenário, as grandezas horárias formam uma distribuição de 1000 valores em cada hora. Sob essa perspectiva, a Figura 18 resume a operação do RT instalado no nó 5 de 1000 amostras para segundas-feiras, quartas-feiras e domingos para os casos 3 e 4. Verifica-se, nos dois casos, que o tap do RT esteve submetido a maiores variações no intervalo de 6 h a 21 h, chegando a valores de tap extremos de até 16 e 2 para o Caso 3 e 16 até -3 para o Caso 4. Isso reflete, conseqüentemente, nas tensões do nó remoto V_6 que também variam de forma mais intensa nessa faixa. Contudo, o Caso 4, quando comparado com o 3, apresentou menos variações de tap para a mesma faixa de horário e, no geral, para a maioria das amostras, a tensão V_6 saiu menos da faixa de insensibilidade do regulador ao longo dos dias.

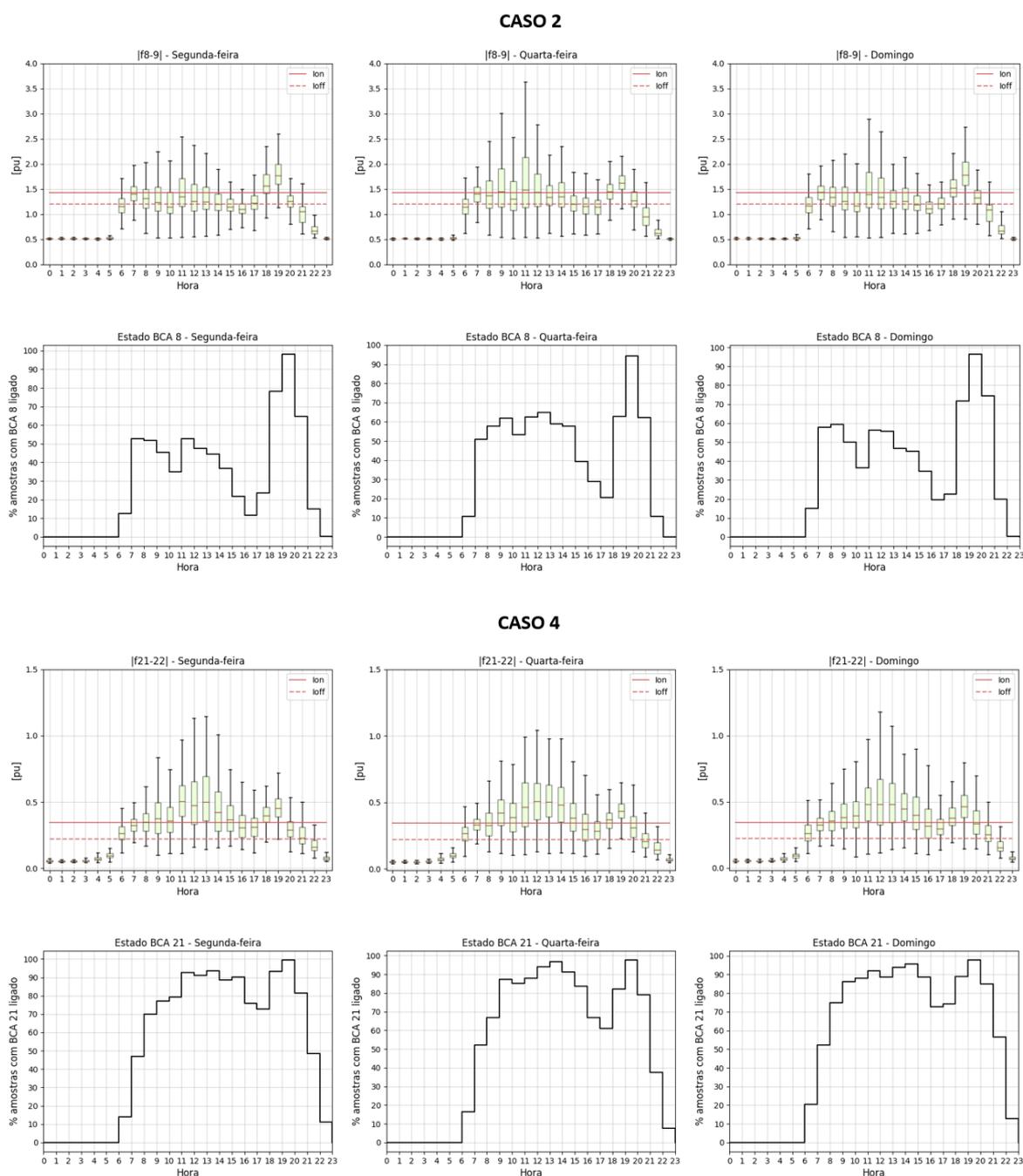
Figura 18. Operação do RT para dias selecionados para o Caso 3 e 4.



Fonte: O Autor

Analogamente à análise da operação do RT, a Figura 19 resume a operação de 1000 amostras do BCA instalado no nó 8 do Caso 2 e do BCA instalado no nó 21 do Caso 4 para segundas-feiras, quartas-feiras e domingos. Verificou-se que, para o Caso 2, aproximadamente metade das amostras resultou no BCA 8 ligado na faixa de horário das 7 h até as 15 h, enquanto para a maioria das amostras o BCA esteve ligado no horário das 18 h até as 21 h. No Caso 4, para a maioria das amostras, o BCA 21 permaneceu ligado entre as 8h e 21h. Ainda, verificou-se que as distribuições das correntes nas linhas à jusante dos BCAs possuem média acima do valor estabelecido como Ion nas mesmas faixas de horário para as quais a maioria das amostras resultou nos BCAs ligados.

Figura 19. Estados dos BCA 8 do Caso 2 e do BCA 21 do Caso 4.



Fonte: O Autor.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo desenvolver uma metodologia estocástica baseada na previsão de carga e geração de REDs para avaliação da operação de um sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE). A análise da operação da rede é realizada estimando seus indicadores operacionais, como perdas anuais e violações de tensões por meio da Simulação de Monte Carlo e testando os controles volt-var dos dispositivos nela existentes.

Quanto à convergência dos indicadores de interesse para os três casos analisados, o maior número de amostras necessárias para satisfazer a condição de C_V menor que 0,3% no Caso 4 é justificado devido à presença de mais dispositivos reguladores nessa configuração do sistema. Esse caso possui um BCA, que pode assumir o estado de ligado ou desligado e um RT com 32 posições de tap disponíveis, de modo que, comparando com os outros casos, há maior grau de liberdade para se definir o estado do sistema em cada hora, sendo necessárias mais amostras para convergência. Além disso, a presença do RED representa mais uma entrada do fluxo de potência determinístico e, portanto, mais possibilidades de cenários aos quais o sistema é submetido, o que corrobora com essa necessidade. O Caso 3 possui um RT com 32 posições de tap disponíveis, sendo o segundo caso para o qual se precisa de mais amostras, e o Caso 2 é aquele para o qual menos amostras são necessárias para atingir a convergência. O Caso 2 possui apenas dois BCAs. Ademais, a baixa variação das médias dos indicadores a partir do limiar definido pelo C_V indicam que a escolha de 0,3% para o C_V se mostrou satisfatória como critério de parada da SMC.

Os histogramas obtidos para os três casos evidenciam que a SMC apresenta um bom método para analisar a operação da SDEE com base em dados históricos, pois os anos sintéticos médios apresentaram valores de indicadores próximos ao ano real. Isso significa que os anos sintéticos extremos gerados – aqueles que possuem indicadores que se distanciam da média da distribuição – podem ser fieis à realidade e há probabilidade de ocorrerem no futuro. Assim, com essa metodologia, sabe-se o que esperar da operação dos dispositivos de controle caso anos extremos como esses ocorram de fato. Ainda, verificou-se que os cenários obtidos a partir do algoritmo de *K-means clustering* representam as perdas anuais reais de modo satisfatório, porém o mesmo não ocorre para as violações de tensão, obtendo valores subestimados.

Quanto à modelagem do sistema estocástico, a JNT se mostrou de extrema importância e reforçou o que se encontrou em Wenyuan (2011): considerar que as demandas nodais são completamente independentes entre si também é um equívoco, causando subestimação do fluxo de potência nas linhas do sistema. Como verificado na Figura 17, as distribuições de perda e violação para o Caso 4 sem JNT são definidas por valores expressivamente menores do que os valores reais, de modo que é muito importante impor a correlação entre demandas nodais para realizar a SMC. O menor desvio padrão da SMC sem JNT é explicado porque o sistema é submetido a menos estresse, uma vez que, para um estado do sistema em uma hora, a probabilidade de se amostrar um valor de demanda alto ou baixo com base em uma distribuição uniforme é igual, resultando em um efeito de compensação. O mesmo não ocorre para a SMC com a JNT, que apresenta distribuições dos indicadores mais dispersas. Quando se utiliza a JNT, o sistema é submetido a maiores níveis de estresse porque, tal como foi apresentada a matriz de correlação na Figura 14, há forte/média correlação entre demandas nodais, de modo que amostrar um alto valor de carga para um nó implica amostrar altos valores de carga para os nós que se correlacionam fortemente com esse. O mesmo vale para cargas baixas.

Enfim, em relação ao RT do Caso 3 e 4, as maiores variações de tap ocorrem na faixa horária solar, momento em que há maior consumo de energia e injeção de potência no sistema em virtude do RED. Esses dois fatores estressam o sistema. Além disso, as CDFs em horários solares possuem maior desvio padrão, o que contribui para criar estados horários mais extremos, refletindo no grande desvio padrão apresentados pelas *boxplots* nessa faixa horária. Essas também são justificativas para explicar o porquê os BCAs estão ligados em uma faixa horária semelhante na maior parte das amostras. Embora haja grande variação nos estados do para ambos os Casos 3 e 4, nota-se que a tensão V_6 no Caso 4 se encontra na faixa de insensibilidade para a maior parte das amostras. Isso ocorre porque há mais dispositivos de controle no Caso 4 para regular a tensão.

Neste Trabalho, a correlação imposta entre demandas e geração foi realizada para cada hora do dia independentemente, isto é, não foi imposta a correlação entre as horas do dia. Dessa forma, para trabalhos futuros, sugere-se investigar uma maneira de correlacionar as demandas e geração nodais e as horas do dia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BIE, Z; ZHANG, P; LI, G; HUA, B; MEEHAN, M; WANG, X. Reliability Evaluation of Active Distribution Systems Including Microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 27, no. 4, pp. 2342-2350, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2202695.
- CHEN, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Probabilistic Load Flow: a review. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGY, 3., 2008, Nanjing, China, **Proceedings**. . . New York: IEEE, 2008.
- DUGAN, R. C. **Software OpenDSS (version 7.6.5.52)**. [S.l.]: Electric Power Research. Institute (EPRI), 2018.
- FERRAZ, B; RESENER, M; PEREIRA, L. A; LEMOS, F; HAFFNER, S. MILP model for volt-var optimization considering chronological operation of distribution systems containing DERs. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. v.129, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106761>>. Acesso em: 01 nov. 2022.
- HAIJIAN, M; ROSEHART, W; ZAREIPOUR, H. Probabilistic Power Flow by Monte Carlo Simulation With Latin Supercube Sampling. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 28, no. 2, pp. 0885-8950, May 2013. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2214447.
- KERSTING, W. **Distribution System Modeling and Analysis**. [S.l.]: CRC Press, 2001.
- LAUTENSCHLEGER, A. **Análise da operação de sistemas de distribuição considerando as incertezas da carga e da geração distribuída**. 2018. Dissertação – (Mestrado em Engenharia). Programa de Pós-Graduação em Engenharia elétrica, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.
- MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Applied statistics and probability for engineers**. 4.ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2007.
- PAPAEFTHYMIIOU, G. **Integration of stochastic generation in power systems**. 2007. 178 f. Tese (Doutorado) — Delft University of Technology, Delft, The Netherlands, 2007.
- PRUSTY, B. R.; JENA, D. A critical review on probabilistic load flow studies in uncertainty constrained power systems with photovoltaic generation and a new approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v.69, p.1286-1302, mar. 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.044>>. Acesso em: 01 nov. 2022.
- SAADAT, Hadi. **Power System Analysis**. 3rd. ed. [S. l.]: McGraw-Hill Companies, Inc., 2001. v. *IEbook*.
- SHAHZAD, U.; ASGARPOOR, S. Probabilistic Risk Assessment of an Active Distribution Network Using Monte Carlo Simulation Approach. **2019 North American Power Symposium (NAPS)**, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS46351.2019.9000225.
- WENYUAN, L. **Probabilistic Transmission System Planning**. IEEE Press Editorial, Canada, 2011.