

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

IGOR UTZIG PICCO

ANÁLISE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
ATRAVÉS DE FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

CURITIBA

2021

IGOR UTZIG PICCO

ANÁLISE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
ATRAVÉS DE FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia.

Orientador: Prof. Dr. Odilon Luis Tortelli

CURITIBA

2021

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

P591a

Picco , Igor Utzig

Análise de redes de distribuição com geração fotovoltaica através de fluxo de potência probabilístico [recurso eletrônico] / Igor Utzig Picco . – Curitiba, 2021.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2021.

Orientador: Odilon Luis Tortelli

1. Energia solar. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Energia elétrica – distribuição. 4. Eletrônica de potência. I. Universidade Federal do Paraná. II. Tortelli, Odilon Luis. III. Título.

CDD: 621.471

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894



TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **IGOR UTZIG PICCO** intitulada: **Análise de redes de distribuição com geração fotovoltaica através de Fluxo de Potência Probabilístico**, sob orientação do Prof. Dr. ODILON LUIS TORTELLI, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 26 de Julho de 2021.

Assinatura Eletrônica
27/07/2021 16:25:36.0
ODILON LUIS TORTELLI
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica
28/07/2021 13:38:50.0
CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
27/07/2021 15:32:56.0
THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
29/07/2021 08:11:20.0
ROBERTO CAYETANO LOTERO
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE DO OESTE DO PARANÁ)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família pelo apoio durante todo o desenvolvimento desse trabalho, independente da distância e da situação.

Agradeço aos meus amigos e colegas que me ajudaram de maneira técnica ou emocional, sendo ambos os apoios importantes no desenvolvimento desse trabalho.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Odilon Luis Tortelli pelo ótimo apoio, orientação e amizade no desenvolver desse trabalho.

Agradeço a Capes pelo financiamento dessa pesquisa e por permitir que esse trabalho seja realizado, mesmo durante uma crise mundial.

*“Mudança de atitude, o esforço pela fé
Dificuldades passadas te farão ficar de pé.”*

Pense.

RESUMO

Tendo em vista a crescente participação de geração distribuída renovável em sistemas de distribuição, juntamente com a necessidade de informações extras dos sistemas elétricos nesse cenário, este trabalho apresenta o estudo do fluxo de potência probabilístico numérico aplicado a sistemas de distribuição com geração solar fotovoltaica distribuída. O objetivo principal do trabalho é aplicar um método de fluxo de potência probabilístico de baixo custo computacional e adequado para a análise de sistemas em diferentes condições operacionais e topológicas. Para isso, é utilizada a técnica de normalização complexa que viabiliza a utilização da resolução de fluxo de potência desacoplado rápido para sistemas de distribuição, juntamente com o emprego do conceito de *memória*, que reduzem significativamente o custo computacional do fluxo de potência probabilístico numérico proposto. Também é proposta uma formulação simplificada como alternativa inovadora para a representação probabilística de energia fotovoltaica gerada. O método desenvolvido foi testado em sistemas de distribuição de diferentes dimensões, sendo estes de 12, 33 e 141 barras, diferentes arranjos topológicos e estados operacionais. Resultados de simulações indicaram o funcionamento adequado da metodologia proposta, mostrando seu eficiente desempenho computacional e sua potencialidade para apresentar informações relevantes sobre o desempenho operacional do sistema, que não seriam obtidas através do fluxo de potência determinístico convencional.

Palavras-chave: Fluxo de potência probabilístico. Normalização complexa. Geração solar. Sistemas de distribuição.

ABSTRACT

Having in mind the growing participation of renewable generation on distribution systems, along with the need for extra information about the system on this scenario, this work presents the implementation of the numeric probabilistic power flow applied to distribution systems with photovoltaic generation. The main objective of this work is to implement a methodology that presents low computational cost and is adaptable to different operational states and topologies. For this purpose, the Complex Normalization technique is applied, allowing the resolution of distribution systems power flow using the fast-decoupled method, along with the utilization of the concept of *memory*, which significantly decreases the computational cost when applied to the numeric probabilistic power flow. A photovoltaic power production probability distribution is also presented, developed by the author. The developed methodology is tested on distribution systems with different dimensions, such as 12, 33 and 141 bus, different topologies and operational points. The results indicate good performance, featuring high efficiency and potential to extract and show extra information about the systems performance, which could not be obtained using the conventional power flow resolution, on a deterministic approach.

Keywords: Probabilistic power flow. Complex normalization. Photovoltaic generation. Distribution systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - FLUXOGRAMA DE RESOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO NUMÉRICO.....	30
FIGURA 2 - SISTEMA TESTE	34
FIGURA 3 - SISTEMA TESTE	35
FIGURA 4 - SISTEMA TESTE	36
FIGURA 5 - PROBABILIDADE DE QUEDA DE TENSÃO EM UM PERÍODO DE 24H.	36
FIGURA 6 - SISTEMA TESTE	37
FIGURA 7 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE FLUXO DA LINHA 58, NO CENÁRIO 8.....	37
FIGURA 8 - RESOLUÇÕES TEMPORAIS IDENTIFICADAS NA PREVISÃO PROBABILÍSTICA DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA.	40
FIGURA 9 - FDP DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM DIA DE SOL DE VERÃO.	49
FIGURA 10 - FDP DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM DIA DE SOL DE INVERNO.....	49
FIGURA 11 – FDP DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM HORÁRIO DE ALTA INSOLAÇÃO DE VERÃO.....	50
FIGURA 12 - FDP DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM HORÁRIO DE ALTA INSOLAÇÃO DE INVERNO.....	50
FIGURA 13 – FLUXOGRAMA DO MÉTODO DA TRANSFORMADA INVERSA.	52
FIGURA 14 - HISTOGRAMA DE AMOSTRAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM DIA DE SOL DE VERÃO.....	53
FIGURA 15 - HISTOGRAMA DE AMOSTRAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM DIA DE SOL DE INVERNO.	53
FIGURA 16 - HISTOGRAMA DE AMOSTRAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM HORÁRIO DE ALTA INSOLAÇÃO DE VERÃO.....	54
FIGURA 17 - HISTOGRAMA DE AMOSTRAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM HORÁRIO DE ALTA INSOLAÇÃO DE INVERNO.....	54
FIGURA 18 – FLUXOGRAMA DA REALIZAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO	58

FIGURA 19 – FLUXOGRAMA DA APLICAÇÃO DA MEMÓRIA NO FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO NUMÉRICO.....	61
FIGURA 20 - SISTEMA TESTE DE 12 BARRAS.....	63
FIGURA 21 - SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS IEEE.	64
FIGURA 22 - SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 141 BARRAS.	64
FIGURA 23 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 33 BARRAS COM 1 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.	73
FIGURA 24 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 33 BARRAS COM 3 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.	73
FIGURA 25 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 33 BARRAS COM 5 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.	74
FIGURA 26 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 141 BARRAS COM 4 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.	75
FIGURA 27 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 141 BARRAS COM 8 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.	75
FIGURA 28 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 141 BARRAS COM 16 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.	76
FIGURA 29 - HISTOGRAMA DA TENSÃO DA BARRA 17 DO SISTEMA DE 33 BARRAS EM CONFIGURAÇÃO RADIAL.....	81
FIGURA 30 - HISTOGRAMA DA TENSÃO DA BARRA 17 DO SISTEMA DE 33 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 2 MALHAS.....	82
FIGURA 31 - HISTOGRAMA DA TENSÃO DA BARRA 17 DO SISTEMA DE 33 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 3 MALHAS.....	82
FIGURA 32 - HISTOGRAMA DA TENSÃO DA BARRA 17 DO SISTEMA DE 33 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 4 MALHAS.....	83
FIGURA 33 - HISTOGRAMA DA TENSÃO DA BARRA 17 DO SISTEMA DE 33 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 5 MALHAS.....	83
FIGURA 34 - HISTOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA QUE SAI DA BARRA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE 141 BARRAS EM CONFIGURAÇÃO RADIAL.....	85
FIGURA 35 - HISTOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA QUE SAI DA BARRA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE 141 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 2 MALHAS.....	85

FIGURA 36 - HISTOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA QUE SAI DA BARRA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE 141 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 3 MALHAS.....	86
FIGURA 37 - HISTOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA QUE SAI DA BARRA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE 141 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 4 MALHAS.....	86
FIGURA 38 - HISTOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA QUE SAI DA BARRA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE 141 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 5 MALHAS.....	87

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - PROBABILIDADES DE VIOLAÇÕES DE LIMITES.....	34
TABELA 2 - ÍNDICES DE IMPACTO APÓS CONEXÃO DE FAZENDA EÓLICA.	35
TABELA 3 - ÂNGULOS DO PROCESSO DE NORMALIZAÇÃO COMPLEXA PARA OS SISTEMAS ANALISADOS.	65
TABELA 4 - RELAÇÃO $ X/R $ DOS SISTEMAS ANALISADOS ANTES E APÓS A NORMALIZAÇÃO COMPLEXA.....	66
TABELA 5 - NÚMERO DE ITERAÇÕES NA RESOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA DESACOPLADO RÁPIDO.	66
TABELA 6 - SISTEMA DE 33 BARRAS COM 1 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.....	68
TABELA 7 - SISTEMA DE 33 BARRAS COM 3 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.....	68
TABELA 8 - SISTEMA DE 141 BARRAS COM 1 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.....	69
TABELA 9 - SISTEMA DE 141 BARRAS COM 3 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.....	69
TABELA 10 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.	72
TABELA 11 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.	74
TABELA 12 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA, DISTRIBUIDO ENTRE TODAS AS BARRAS.	77
TABELA 13 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA, DISTRIBUIDO ENTRE TODAS AS BARRAS.	77
TABELA 14 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DIFERENTES TOPOLOGIAS.....	79
TABELA 15 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DIFERENTES TOPOLOGIAS.....	79

TABELA 16 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DIFERENTES TOPOLOGIAS.	80
TABELA 17 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DIFERENTES TOPOLOGIAS.	84
TABELA 18 - OCORRÊNCIA DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA NA BARRA DE REFERÊNCIA PARA O SISTEMA DE 141 BARRAS.	87
TABELA 19 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA NÍVEIS ELEVADOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.	88
TABELA 20 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA O CASO 1 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.	89
TABELA 21 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA O CASO 2 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.	89
TABELA 22 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA O CASO 3 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.	90
TABELA 23 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA O CASO 1 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.	91
TABELA 24 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA O CASO 2 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.	91
TABELA 25 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA O CASO 3 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.	92
TABELA 26 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA O CENÁRIO 1 DE INSOLAÇÃO.	93
TABELA 27 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA O CENÁRIO 1 DE INSOLAÇÃO.	93
TABELA 28 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA O CENÁRIO 2 DE INSOLAÇÃO.	94
TABELA 29 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA O CENÁRIO 2 DE INSOLAÇÃO.	94

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	16
1.2 OBJETIVOS	17
1.2.1 Objetivo Geral	17
1.2.2 Objetivos Específicos	17
1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	18
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1 INTRODUÇÃO	19
2.2 FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	19
2.2.1 Fundamentos do cálculo do fluxo de potência	21
2.2.2 Resolução do fluxo de potência através do método de Newton-Raphson	21
2.2.3 Método desacoplado rápido	23
2.2.4 FPDR para sistemas de distribuição	25
2.3 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO	28
2.3.1 Fluxo de potência probabilístico numérico	29
2.3.2 Fluxo de potência probabilístico analítico	31
2.3.3 Exemplos de aplicação.....	33
2.4 REPRESENTAÇÃO PROBABILÍSTICA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	37
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	41
3 MODELOS MATEMÁTICOS E MÉTODOS DE RESOLUÇÃO	43
3.1 INTRODUÇÃO	43
3.2 MÉTODO DE RESOLUÇÃO PROBABILÍSTICO UTILIZADO NESSE TRABALHO	
43	
3.3 MODELAGEM DA DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE GERAÇÃO	
FOTOVOLTAICA.....	44
3.4 MÉTODO DA TRANSFORMADA INVERSA – AMOSTRAGEM	51
3.5 RESOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO.....	55
3.5.1 Cálculo de φ_{base} para a normalização complexa	55
3.5.2 Normalização complexa no fluxo de potência probabilístico	57
3.6 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO NUMÉRICO COM <i>MEMÓRIA</i>	60
3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	61
4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS	63

4.1 SISTEMAS TESTES	63
4.2 NORMALIZAÇÃO COMPLEXA APLICADA AOS SISTEMAS TESTES.....	65
4.3 ANÁLISE DO NÚMERO DE ITERAÇÕES	66
4.4 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO PARA OS SISTEMAS TESTES.....	69
4.4.1 Casos analisados	69
4.4.2 Métricas utilizadas	70
4.5 ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS SISTEMAS SEM MODIFICAÇÕES TOPOLÓGICAS	71
4.5.1 Geradores fotovoltaicos alocados nas barras finais de cada ramal	71
4.5.2 Geradores fotovoltaicos distribuídos em todas as barras do sistema	76
4.6 ANÁLISE DE DESEMPENHO DE MUDANÇAS TOPOLÓGICAS	78
4.7 ANÁLISE DO SISTEMA PARA DIFERENTES CONDIÇÕES DE CARGA.....	88
4.8 ANÁLISE DOS SISTEMAS EM DIFERENTES CONDIÇÕES CLIMÁTICAS	92
4.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	95
5 CONCLUSÕES	96
5.1 TRABALHOS FUTUROS	97
REFERÊNCIAS.....	98
APÊNDICE 1 -DADOS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS	103

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

O cálculo do fluxo de potência é uma ferramenta de análise essencial para o planejamento e operação de sistemas elétricos de potência. É utilizado para determinar o estado operacional do sistema para diferentes condições de despacho de geração e carga e diferentes arranjos topológicos da rede elétrica, indispensável nos estudos de planejamento da operação e expansão, além de prover condições iniciais para outros estudos como, por exemplo, a análise de estabilidade. Tradicionalmente, o fluxo de potência é solucionado de maneira determinística, utilizando valores especificados de geração e demanda [1], [2].

Com o aumento da participação de geração proveniente de fontes renováveis no sistema elétrico, como a solar e eólica, há um aumento na incerteza da quantidade de potência gerada, devido ao comportamento intermitente dessas fontes. Assim, uma maior produção de energia solar e eólica, apesar dos benefícios ambientais e econômicos, implica também em uma maior complexidade na operação do sistema elétrico. Tendo isso em vista, é útil inserir essa incerteza nos estudos de sistemas elétricos modernos, para que assim sejam obtidas informações mais abrangentes sobre o comportamento das grandezas do sistema que servirão para aperfeiçoar o planejamento e a operação do sistema elétrico, permitindo aprimorar a avaliação da capacidade do sistema, níveis de perdas de potência e tensão de barra dentre outros indicadores [1], [3]-[7].

Um modo de avaliar o efeito das incertezas no sistema elétrico é através de métodos probabilísticos aplicados ao estudo do fluxo de potência. Nesse sentido, ao invés de contar com informações de entrada especificadas, como na abordagem convencional, o Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) requer entradas na forma de Funções Distribuição de Probabilidade (FDP), representando seu comportamento variável na formulação do problema. No fluxo de potência probabilístico a saída também é obtida na forma de FDP [1], [6]-[8].

Duas aplicações muito importantes do FPP ocorrem no planejamento de sistemas de potência e na avaliação do impacto da penetração de geração distribuída intermitente no sistema. É comumente aceito que o algoritmo FPP possa ser usado para acessar a probabilidade de um fluxo de linha ser maior que seu limite

operacional, ou ainda a probabilidade da tensão em determinada barra esteja fora dos limites especificados. Essas informações são extremamente úteis em estudos operativos [1], [9] – [15].

A resolução do FPP ocorre de maneira numérica e analítica. A primeira é caracterizada por um custo computacional muito elevado, tornando inviável a simulação de sistemas de distribuição reais de grande porte, enquanto a segunda trabalha com muitas simplificações e linearizações, tornando inadequado certas simulações probabilísticas.

Tendo em vista essa questão, esse trabalho propõe o estudo e a aplicação do Fluxo de Potência Probabilístico para redes elétricas de distribuição com presença de geração fotovoltaica utilizando uma técnica que permite simulações numéricas precisas com baixo custo computacional. Utilizando o resultado proveniente do FPP busca-se analisar o comportamento do sistema para diferentes níveis de penetração de energia renovável, o funcionamento do sistema em diferentes topologias e carregamentos e estimar as probabilidades de violação de limites operativos, fornecendo informações mais abrangentes sobre o comportamento da rede analisada.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Desenvolver um método de realização de fluxo de potência probabilístico em redes de distribuição com presença de geração fotovoltaica que permite analisar o desempenho da rede em relação à probabilidade de violação de limites operativos para diferentes configurações operativas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Revisar a fundamentação teórica dos métodos de fluxo de potência probabilístico e de fluxo de potência em sistemas de distribuição;
- Estudar as funções distribuição de probabilidade que melhor representam a geração de energia fotovoltaica;
- Apresentar uma formulação alternativa, simplificada para a FDP de geração fotovoltaica, adequada para estudos de fluxo de potência;

- Implementar o fluxo de potência probabilístico numérico para redes elétricas de distribuição;
- Analisar o desempenho da rede em diferentes topologias, condições de carga e condições de operação, identificando os cenários mais críticos e os mais favoráveis.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

O restante desta dissertação se divide em quatro capítulos. O capítulo dois apresenta a revisão da fundamentação teórica dos assuntos abordados nesse trabalho. São apresentados tópicos relevantes ao desenvolvimento do trabalho juntamente com sua revisão bibliográfica. Nesse capítulo são apresentados conceitos relativos ao fluxo de potência em redes de distribuição e fluxo de potência probabilístico em suas principais formas: numérica e analítica. É realizada uma apresentação de estudos de caso realizados em trabalhos relevantes que utilizaram o fluxo de potência probabilístico investigando a metodologia e forma de análise empregadas. Além disso, é realizada uma revisão sobre a representação probabilística de energia fotovoltaica.

O capítulo três discute com mais detalhes as modelagens matemáticas e metodologias usadas nesse trabalho. É apresentada a formulação proposta para representar a geração de energia solar fotovoltaica de maneira probabilística e como realizar sua amostragem. Em seguida apresentam-se os modelos matemáticos e metodologia utilizada para o fluxo de potência probabilístico para redes de distribuição utilizando normalização complexa e *memória* associado ao método desacoplado rápido de resolução.

O capítulo quatro apresenta os testes realizados nesse trabalho, juntamente com as análises de seus resultados. São realizados testes em diferentes topologias, condições de carregamento, níveis de participação de geração fotovoltaica e condições de irradiação solar. Os diversos testes visam validar a versatilidade e robustez do método desenvolvido, tentando identificar possíveis limitações e desafios em seu desempenho.

O quinto capítulo encerra com uma conclusão do trabalho, apresentando as principais conclusões retiradas do método desenvolvido, das simulações e análises, um breve resumo sobre a contribuição do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

2 Fundamentação Teórica

2.1 INTRODUÇÃO

Esse capítulo apresenta a fundamentação teórica dos assuntos desenvolvidos nesse trabalho. Inicia-se falando sobre o fluxo de potência em sistemas de distribuição, abordando seus fundamentos e técnicas de resolução. Em seguida são debatidos os diferentes métodos de realização de fluxo de potência probabilístico, categorizando-se em resolução numérica e resolução analítica. Ambas as abordagens são detalhadas a seguir e em seguida, exemplos de estudos de caso são apresentados, baseando-se em trabalhos realizados que se mostraram boas referências para os objetivos visados.

No capítulo é também realizado uma discussão e revisão referente à representação probabilística da geração de energia fotovoltaica, suas diferentes maneiras de representação, obtenção e importância.

2.2 FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O método clássico de resolução de fluxo de potência em redes de transmissão é o método de Newton-Raphson, proposto em [16]. Entretanto, esse método é caracterizado pelo elevado esforço computacional, não sendo, portanto, o mais adequado para estudos elétricos em sistemas de grande porte, como os relacionados à redes de distribuição reais. Visando reduzir o esforço computacional sem comprometer a precisão da resolução do fluxo de potência é utilizado o método de Newton-Raphson Desacoplado Rápido, apresentado em [17]. O método desacoplado rápido tira proveito do fraco acoplamento entre a magnitude das tensões das barras e a potência ativa, assim como o fraco acoplamento entre o ângulo de tensão e potência reativa. Esse método é considerado o mais eficiente e rápido para sistemas de transmissão [18], [19]. Além disso, foi mostrado em [20] que as versões mais eficientes para se tratar de sistemas reais são as chamadas de XB e BX.

Entretanto, ao trabalhar com sistemas de distribuição o método desacoplado rápido deixa de funcionar de maneira eficiente devido à baixa relação X/R presente nas linhas do sistema de distribuição, pois é a alta relação X/R do sistema de

transmissão que causa o fraco acoplamento citado acima, que permite a boa operação do método desacoplado rápido. Apesar de ainda ser possível utilizar outras técnicas baseadas no método de resolução de Newton, esses métodos não são adequados devido ao seu alto esforço computacional e complexidade na programação [18] [19], [21].

Devido a essas características e por ser, tradicionalmente, uma rede radial e passiva, os métodos de varredura *backward-forward sweep* se tornaram os métodos mais utilizados na resolução de fluxo de potência em redes de distribuição. A primeira versão foi desenvolvida em [22] e muitos trabalhos foram desenvolvidos com essa abordagem com o passar dos anos. Entretanto, as redes de distribuição modernas apresentam uma crescente presença de geradores, principalmente provenientes de fontes intermitentes renováveis, e, como consequência, uma tendência maior a evoluir para configurações topológicas não exclusivamente radiais. Nesse sentido, fica evidente a necessidade de métodos de resolução de fluxo de potência mais adequadas para o panorama elétrico atual.

Em [18] foi desenvolvida uma metodologia que utiliza a técnica de normalização complexa, visando modificar a relação X/R do sistema de distribuição para que possa ser aplicado o fluxo de potência desacoplado rápido. O método apresentou bons resultados e fácil aplicação. Entretanto, o método nunca foi aplicado de maneira probabilística. Visando estender tal pesquisa, este trabalho aplica a técnica de normalização complexa de maneira probabilística para sistemas de distribuição com geração distribuída fotovoltaica.

O método de normalização complexa tem como base a técnica de rotação dos eixos [23] e utiliza uma base complexa de potência na normalização. A escolha do ângulo de potência tem como base a relação X/R dos elementos da rede analisada e o fator de potência das cargas. Após sua aplicação, é possível realizar o fluxo de potência desacoplado rápido, permitindo uma resolução rápida e com pouco esforço computacional para redes de distribuição, não se limitando a redes radiais e passivas, sendo possível trabalhar com redes que não apresentam configuração radial e com geração distribuída. Sua formulação matemática e como ocorre sua inclusão no fluxo de potência probabilístico numérico será apresentada no capítulo três.

2.2.1 Fundamentos do cálculo do fluxo de potência

O fluxo de potência tem grande importância na operação e planejamento de sistemas de potência. As principais informações que se obtém através da resolução do fluxo de potência de um sistema são as tensões e ângulos de cada barra, assim como os fluxos de potência ativa e reativa que fluem nas linhas do sistema [24], [25]. As equações base para a solução do fluxo de potência de um sistema são representadas pelas Equações (2.1) e (2.2).

$$Pk = V_k \sum_{m \in \Omega_k}^N V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (2.1)$$

$$Qk = V_k \sum_{m \in \Omega_k}^N V_m (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (2.2)$$

Sendo:

- Pk Potência ativa líquida da barra k ;
- Qk Potência reativa líquida da barra k ;
- V_k, V_m Magnitude da tensão da barra k e m ;
- θ_{km} Diferença entre os ângulos da tensão das barras k e m ;
- G_{km} Coeficientes reais da matriz admitância;
- B_{km} Coeficientes imaginários da matriz admitância.

2.2.2 Resolução do fluxo de potência através do método de Newton-Raphson

Uma das maneiras mais tradicionais de resolução do sistema de equações apresentado em 2.1 e 2.2 é através do método de Newton-Raphson. Nesse método, o sistema de equações é resolvido utilizando o formato apresentado nas equações a seguir.

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$g(x^i) = -J(x^i) \Delta x^i \quad (2.4)$$

$$g(x^i) = \begin{bmatrix} \Delta P^i \\ \Delta Q^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P^{esp} - P(x^i) \\ Q^{esp} - Q(x^i) \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$J(x^i) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P^i}{\partial x^i} \\ \frac{\partial \Delta Q^i}{\partial x^i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P^i}{\partial \theta^i} & \frac{\partial \Delta P^i}{\partial V^i} \\ \frac{\partial \Delta Q^i}{\partial \theta^i} & \frac{\partial \Delta Q^i}{\partial V^i} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$$\Delta x = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Sendo:

- x Vetor de variáveis;
- θ Ângulo da tensão complexa das barras do sistema.;
- V Módulo da tensão das barras do sistema;
- x^i Valor das variáveis na iteração i ;
- J Matriz jacobiana;
- P Potência ativa das barras do sistema;
- Q Potência reativa das barras do sistema.

Reescrevendo, no formato normalmente apresentado para estudos elétricos:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Sendo:

- H Derivada parcial da potência ativa em relação ao ângulo θ ;
- N Derivada parcial da potência ativa em relação ao módulo da tensão V ;
- M Derivada parcial da potência reativa em relação ao ângulo θ ;
- L Derivada parcial da potência reativa em relação ao módulo da tensão V .

Apesar desse método apresentar convergência quadrática, a matriz jacobiana é recalculada a cada iteração, sendo muito custoso computacionalmente. Sendo assim, foram desenvolvidas diferentes estratégias de resolução para utilizar os princípios do método de Newton-Raphson na resolução de sistemas, mas com esforço computacional reduzido.

2.2.3 Método desacoplado rápido

Um dos métodos com maior utilização em sistemas de transmissão, é o método desacoplado rápido. No método desacoplado rápido, devido à baixa sensibilidade observada em sistemas de transmissão entre a variável P em relação à variável V e da variável Q em relação à variável θ , as submatrizes M e N são desprezados, resultando no sistema matricial exemplificado em (2.9).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Além disso, é realizada uma normalização em relação à tensão, conforme apresentado nas equações (2.10) e (2.11), mantendo os valores das submatrizes constantes, fazendo com que não seja necessário recalculá-las e inverter as matrizes H e L em toda iteração, podendo representar o sistema como em (2.12), onde as submatrizes constantes passam a ser tratadas como B' e B''. As matrizes são calculadas somente uma vez durante todo o processo iterativo e tem como diferença somente sua dimensão.

$$B' = \frac{H}{V} \quad (2.10)$$

$$B'' = \frac{L}{V} \quad (2.11)$$

$$\begin{cases} \left[\frac{\Delta P}{V} \right] = B' [\Delta \theta] \\ \left[\frac{\Delta Q}{V} \right] = B'' [\Delta V] \end{cases} \quad (2.12)$$

Comparando às equações tradicionais de Newton-Raphson, verifica-se uma redução considerável no tempo de processamento. Na equação de resolução original é necessário calcular uma matriz de derivadas que está constantemente mudando a cada iteração e que apresenta grande dimensão. Para o método desacoplado rápido as submatrizes B' e B'' são constantes e dependem somente dos parâmetros da rede analisada, podendo ser definidas, portanto, antes do processo iterativo. Além disso, há a necessidade do cálculo de um número menor de

elementos, quando comparado ao método de Newton-Raphson, refletindo em redução do custo computacional da resolução.

Em [20] foi mostrado que com uma modificação adicional, pode-se melhorar a convergência do método desacoplado rápido. O artigo demonstra que os métodos BX e XB apresentam convergência melhorada. Nesse método, uma das matrizes da jacobiana é montada desconsiderando a resistência e os elementos shunts, enquanto na outra é utilizada a matriz admitância completa. A escolha de qual matriz será calculada normalmente varia para cada sistema, sendo recomendado o teste com ambos os modos para encontrar o de melhor desempenho para o sistema em análise.

O procedimento do fluxo de potência desacoplado rápido é resumido a seguir:

1. Iniciar com o contador $i=0$, definir os valores iniciais das variáveis V e θ e especificar os valores de P e Q ;
2. Calcular as submatrizes B' e B'' ;
3. Calcular os valores de $P(x^i)$ e $Q(x^i)$ e os desvios de potência $\Delta P(x^i)$ e $\Delta Q(x^i)$;
4. Testar a convergência e analisar se o erro se encontra dentro dos limites especificados. Se os critérios são aceitos, o processo iterativo se encerra, caso não, o processo iterativo continua;
5. Obter os valores de $\Delta\theta(x^i)$ e $\Delta V(x^i)$;
6. Incrementar o contador, atualizar os valores de θ e V e retornar ao passo 3;

Esse método funciona de maneira adequada para sistemas de transmissão, entretanto, ao trabalhar com sistemas de distribuição, a baixa relação X/R do sistema faz com que esse método não opere adequadamente ou de maneira otimizada.

Apesar de existirem diversos métodos que resolvem o fluxo de potência em sistema de distribuição, a maioria deles tem como base sistemas passivos e radiais. Tradicionalmente, isso sempre foi o padrão, entretanto, no novo panorama elétrico as redes de distribuição vêm se tornando cada vez menos radiais e apresentando maior presença de geração distribuída, deixando de ser totalmente passiva. Sendo assim, visando melhorar o desempenho do fluxo de potência para redes de

distribuição nesse novo panorama, é apresentada uma técnica que permite a aplicação do fluxo de potência desacoplado rápido para sistemas de distribuição utilizando a metodologia de normalização complexa, apresentada a seguir.

2.2.4 FPDR para sistemas de distribuição

As simplificações utilizadas na formulação do método desacoplado rápido são válidas para sistemas de transmissão, que tipicamente apresentam linhas com condutores que observam uma elevada reatância indutiva em relação à resistência elétrica, ou seja, alta relação X/R. Como os sistemas de geração fotovoltaica se encontram, em sua maioria, conectados à rede de distribuição, é necessário utilizar uma técnica de resolução de fluxo de potência adequado às características dessa estrutura. Notadamente, sistemas de distribuição são caracterizados por linhas que apresentam uma relação X/R bem mais baixas que as observadas em sistemas de transmissão, não se evidenciando o desacoplamento P-V e Q- θ citado anteriormente.

A partir dessas considerações, pretende-se utilizar neste trabalho a técnica de normalização complexa, que tem como objetivo ajustar adequadamente a relação X/R das linhas da rede de distribuição, permitindo que seja aplicado o método desacoplado rápido na solução do fluxo de potência de redes de distribuição. O procedimento matemático de normalização complexa é detalhado a seguir. Todo o procedimento foi proposto e apresentado em [18]. As equações apresentadas nessa seção foram retiradas do trabalho citado.

Tradicionalmente, os parâmetros de um sistema de potência são representados em valor por unidade, utilizando um valor de unidade base real. No método de normalização complexa, é utilizado um valor complexo de potência base para o sistema, conforme indicado em (2.13). O valor de base de tensão é mantido real, como evidenciado em (2.14).

$$\dot{S}_{base} = |\dot{S}_{base}| e^{-j\varphi_{base}} \quad (2.13)$$

$$\dot{V}_{base} = |\dot{V}_{base}| e^{-j0} \quad (2.14)$$

Sendo:

- \dot{S}_{base} Potência base representada de maneira complexa;
 \dot{V}_{base} Tensão base representada de maneira complexa;
 φ_{base} Ângulo de normalização complexa.

Utilizando as relações apresentadas em (2.13) e (2.14), é demonstrado em (2.15) que o valor de base da impedância complexa é obtido com o mesmo ângulo φ_{base} que a potência.

$$\dot{Z}_{base} = \frac{|\dot{V}_{base}|^2}{\dot{S}_{base}^*} = \frac{|\dot{V}_{base}|^2}{|\dot{S}_{base}|e^{+j\varphi_{base}}} = |\dot{Z}_{base}|e^{-j\varphi_{base}} \quad (2.15)$$

Sendo:

- \dot{Z}_{base} Impedância base representada de maneira complexa.

Tendo o valor de impedância base definido, pode-se calcular o valor da impedância em normalização complexa de cada elemento do sistema através de:

$$\dot{Z}_{cpu} = \frac{R_{\Omega} + jX_{\Omega}}{\dot{Z}_{base}} = \frac{|\dot{Z}_{\Omega}|e^{j\theta}}{|\dot{Z}_{base}|e^{-j\varphi_{base}}} = |\dot{Z}_{pu}|e^{j(\theta+\varphi_{base})} \quad (2.16)$$

Sendo:

- \dot{Z}_{Ω} Impedância do elemento em análise representado de maneira complexa;
 θ Ângulo de impedância do elemento em análise;
 \dot{Z}_{cpu} Impedância do elemento em análise com normalização complexa.

Sendo assim, constata-se através da equação (2.16) que ao realizar o processo de normalização complexa em um elemento, o módulo do valor por unidade se mantém o mesmo, alterando somente seu ângulo complexo.

Separando a parte real e imaginária da impedância reescreve-se a equação (2.16) conforme (2.17) e (2.18).

$$R_{cpu} = |\dot{Z}_{pu}|\cos(\theta + \varphi_{base}) \quad (2.17)$$

$$X_{cpu} = |\dot{Z}_{pu}|\sen(\theta + \varphi_{base}) \quad (2.18)$$

Sendo:

\dot{R}_{cpu} Resistência do elemento em análise com normalização complexa;

\dot{X}_{cpu} Reatância do elemento em análise com normalização complexa.

Sendo assim, verifica-se uma nova relação X/R em normalização complexa para o elemento analisado, sendo ela descrita por (2.19).

$$\frac{X_{cpu}}{R_{cpu}} = \tan(\theta + \varphi_{base}) \quad (2.19)$$

Através da equação (2.19) constata-se que é possível ajustar a relação X/R desejada na normalização complexa através da escolha de φ_{base} . Isso é útil pois, ao analisar uma rede, pode se definir um φ_{base} que transforme a relação da rede. Em redes de distribuição, ao adotar um φ_{base} especificado, a relação X/R é modificada de baixa para alta, fazendo com que o método desacoplado rápido funcione adequadamente para o sistema em análise.

Ao aplicar a normalização complexa obtém-se valores modificados de potência, descritos através das equações a seguir.

$$\dot{S}_{cpu} = \frac{|\dot{S}_{VA}| * e^{j\delta}}{|\dot{S}_{base}| * e^{-j\varphi_{base}}} = |\dot{S}_{pu}| * e^{j(\delta + \varphi_{base})} \quad (2.20)$$

$$\dot{S}_{cpu} = (P_{pu} + jQ_{pu}) * e^{j\varphi_{base}} \quad (2.21)$$

$$P_{cpu} = |\dot{S}_{pu}| \cos(\delta + \varphi_{base}) \quad (2.22)$$

$$Q_{cpu} = |\dot{S}_{pu}| \text{sen}(\delta + \varphi_{base}) \quad (2.23)$$

Sendo:

\dot{S}_{cpu} Potência complexa representada através da normalização complexa;

P_{pu} Potência ativa representada através da normalização padrão;

P_{cpu} Potência ativa representada através da normalização complexa;

Q_{pu} Potência reativa representada através da normalização padrão;

Q_{cpu} Potência reativa representada através da normalização complexa;

δ Ângulo de potência.

O trabalho [18] também mostra que o valor da tensão das barras não é modificado após a normalização complexa, ou seja, pode-se resolver o fluxo de potência normalmente, obtendo os mesmos valores de resposta para as variáveis V e θ .

Tendo o valor de φ_{base} adequado, a relação X/R de qualquer sistema pode ser alterada para um valor preferível. Uma metodologia para obter um ângulo φ_{base} inicial é apresentada em [18] e descrita no capítulo três. Vale a pena observar que o valor calculado de φ_{base} serve como boa estimativa inicial e não necessariamente é o valor ideal. Para se obter o valor ótimo para cada sistema é recomendado uma varredura nos arredores de φ_{base} para cada sistema simulado. O apêndice III do trabalho [26] apresenta uma discussão detalhada sobre a análise do ângulo ótimo a partir do ângulo φ_{base} obtido inicialmente.

2.3 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

Os métodos tradicionais de fluxo de potência foram desenvolvidos considerando as variáveis de maneira determinística, apresentando um valor único especificado. Isso se mostrou adequado durante o desenvolvimento inicial das metodologias. Entretanto, em análises de sistemas que contém geração renovável intermitente, é interessante considerar o efeito de incertezas e comportamentos probabilísticos na análise do fluxo de potência para se obter informações mais abrangentes sobre o desempenho do sistema. Sendo assim, o fluxo de potência probabilístico foi apresentado em [8] e desde então diversos métodos de resolução foram desenvolvidas nesse sentido.

As maneiras de resolução do cálculo do fluxo de potência probabilístico (FPP) no que se refere ao método matemático de resolução, são classificadas como numéricas ou analíticas, que serão tratadas em seguida. Cada um tem suas vantagens e desvantagens e apresentam modificações significativas dependendo da natureza da variável probabilística.

Ao resolver o FPP, utilizam-se distribuições de probabilidade para representar o comportamento das variáveis que apresentam incerteza. Fontes de geração de naturezas diferentes apresentam distribuições de probabilidade diferentes, que afetam a escolha da técnica de resolução. Existem métodos que se adequam somente para variáveis probabilísticas que apresentam distribuição

normal, por exemplo. Sendo assim é essencial que seja estudado com profundidade o tipo de variável probabilística que está sendo considerada, para que, então, possa ser analisada a escolha mais adequada de método de resolução de fluxo de potência.

2.3.1 Fluxo de potência probabilístico numérico

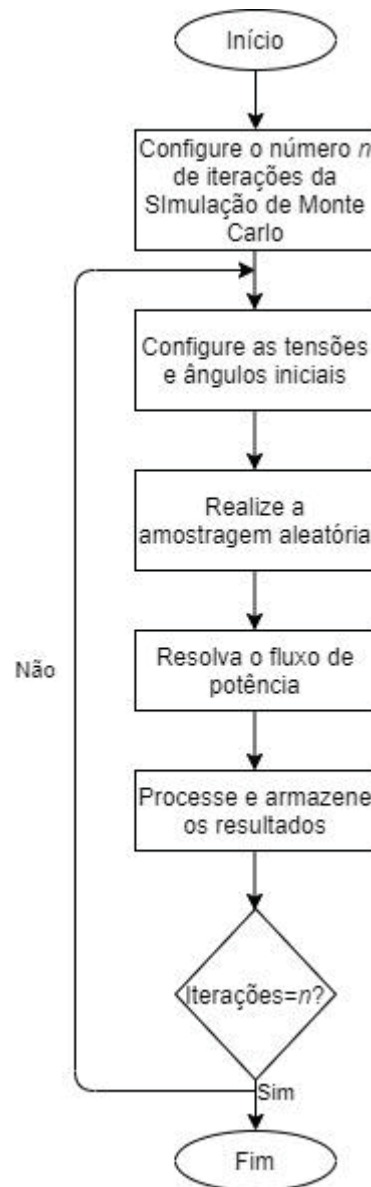
A abordagem numérica do fluxo de potência probabilístico baseia-se na aplicação de simulação de Monte Carlo, integrado com, normalmente, o método de cálculo de fluxo de potência Newton-Raphson, buscando cobrir um grande número de cenários operativos de maneira abrangente. O método de Monte Carlo gera uma quantidade grande de amostras (cenários) e realizam uma simulação determinística para cada amostra gerada. Essas amostras se referem às variáveis nodais que apresentam incerteza, como por exemplo, a potência de uma barra com um gerador fotovoltaico em um determinado instante de tempo. A geração das amostras segue a distribuição de probabilidade do evento analisado. Após realizar a análise de um número muito grande de simulações, suficiente para permitir considerar que todos os cenários foram cobertos, é possível obter o resultado do fluxo de potência como uma função distribuição de probabilidade baseando-se nos histogramas dos resultados da saída [1], [4], [7] - [10].

O método numérico apresenta boa precisão, por considerar um número muito grande de simulações e por não necessitar de linearizações e simplificações do sistema para sua resolução. Porém em contrapartida, normalmente requer muito esforço computacional e excessivo tempo de processamento. A Figura 1 apresenta um fluxograma didático que exemplifica uma resolução de um fluxo de potência utilizando a simulação de Monte Carlo associada com o método Newton-Raphson.

As simulações Monte Carlo se dividem, principalmente, em três tipos: Monte Carlo Sequencial, Monte Carlo Pseudo-Sequencial e Monte Carlo Não Sequencial.

Na abordagem sequencial a amostragem ocorre de maneira cronológica, permitindo representar características temporais do sistema na resposta, como variáveis variantes no tempo, eventos sequenciais e padrões cronológicos. É uma abordagem bem flexível e abrangente, porém requer uma programação complexa e um esforço computacional maior do que em qualquer outro método [10] – [12].

FIGURA 1 - FLUXOGRAMA DE RESOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO NUMÉRICO.



FONTE: Adaptado de [9].

Na abordagem Pseudo-Sequencial, proposta em [11] é utilizada uma amostragem não sequencial, porém, quando selecionado um determinado estado de falha, é realizado uma simulação cronológica dessa subsequência. Sendo assim, na simulação Pseudo-Sequencial é realizada uma amostragem aleatória não sequencial para a maioria dos estados, porém para alguns estados específicos e pré-selecionados é executada a simulação sequencial para garantir a representação cronológica desse determinado estado. Por não realizar a simulação sequencial de todos os estados possíveis, tem um custo computacional reduzido quando

comparado com a simulação sequencial, mantendo a representação cronológica de estados específicos selecionados [10], [13], [14].

No método não sequencial a amostragem dos valores das variáveis nodais é realizada de maneira aleatória, sem relação cronológica e sequencial. Essa abordagem tem maior eficiência computacional e, dependendo da análise a ser realizada, pode ter a mesma precisão que os outros métodos citados anteriormente caso aspectos cronológicos não estejam sendo avaliados [10], [15] – [28].

Apesar de apresentar elevado custo computacional em sua resolução, a metodologia numérica de resolução do FPP apresenta diversas vantagens, sendo elas: não limitação de quantidade e tipos de variáveis probabilísticas analisadas, facilidade no sequenciamento de eventos, não necessidade de simplificações de rede, não necessidade de simplificações de FDP, precisão adequada em todas as regiões da FDP estudada e etc. Sua metodologia é mais genérica, abrindo espaço para diferentes possibilidades de estudos.

2.3.2 Fluxo de potência probabilístico analítico

Os métodos analíticos têm como norte a resolução do problema com menor custo computacional. Pelo fato do problema de fluxo de potência ser não linear e pelas entradas não serem completamente independentes, são usualmente feitas algumas suposições e simplificações a fim de viabilizar o emprego de técnicas analíticas, como por exemplo: realizar a linearização do fluxo de potência, considerar as variáveis probabilísticas não relacionadas, considerar carga e geração com distribuição normal ou discreta, utilizar configuração de linha simplificada, entre outros [1], [10].

Devido a essas simplificações, há uma redução considerável na precisão e fidelidade de representação. Porém, como vantagem, há uma redução muito significativa no tempo de processamento e esforço computacional.

Os métodos analíticos podem ser classificados principalmente em métodos baseados em linearização, como Convolução, *Cumulants*, Expansão de Taylor e métodos baseados em aproximação de Função Distribuição de Probabilidade (FDP), como Método de Estimação por Pontos. Nos últimos anos houve também um desenvolvimento de métodos baseados em expansão de polinômios do caos e de

outros métodos alternativos que apresentaram bons resultados para aplicações específicas.

O método analítico clássico é o método baseado em Convolução. Esse método tem a vantagem de ter uma alta velocidade de processamento, porém requer uma quantidade grande de armazenamento e para sistemas grandes, pode apresentar um tempo computacional alto. Além disso, as variáveis precisam ter distribuição normal, o que não torna viável a aplicação para alguns casos específicos como na geração solar e eólica [10], [29], [30].

O método de Cumulants é um dos métodos analíticos mais utilizados para realizar o fluxo de potência probabilístico de maneira analítica. Ele tem a vantagem de ter um custo computacional reduzido e de não necessitar que as variáveis tenham uma distribuição normal, permitindo uma aplicação mais ampla. O método de Cumulants não devolve a resposta do fluxo de potência na forma de distribuição de probabilidade, sendo assim, ele é associado a métodos de expansão em séries para estimar a distribuição de probabilidade da resposta do fluxo de potência, sendo Gram-Charlier, Cornish-Fisher e Edgeworth as séries mais comumente empregadas. Apesar desse método ser bem versátil e aplicado amplamente, ele não tem convergência garantida e não tem alta precisão nas regiões de baixa probabilidade de distribuições de probabilidade. A utilização de expansão Gram-Charlier serve melhor para variáveis aleatórias que seguem distribuições Gaussianas, para distribuições não gaussianas, é mais eficiente e preciso a utilização de expansão Cornish-Fisher [6], [31], [32].

O método analítico de resolução de fluxo de potência através de Expansão de Taylor fornece uma grande precisão, dependendo da dimensão do sistema em estudo. Ele funciona para diferentes distribuições de probabilidade de variáveis aleatórias e em tempo muito menor que os métodos numéricos [10]. Em [33] o fluxo de potência probabilístico através de Expansão de Taylor foi realizado para diferentes distribuições de probabilidade e foi observado uma boa precisão no resultado da potência ativa, porém foi observado um desvio nos valores de potência reativa para todos os casos.

O método de estimação por pontos fornece uma maneira não iterativa, simples e computacionalmente eficiente, sem problemas de convergência. Ele supera dificuldades associadas à falta de conhecimento completo e perfeito das distribuições de probabilidade das variáveis aleatórias. Em contrapartida, ele não

fornece informações precisas da distribuição de probabilidade da saída, fornecendo somente média e desvio padrão da resposta, além disso, a precisão cai drasticamente quando o número de variáveis aleatórias é alto [10], [34].

Nos últimos anos tem havido o desenvolvimento de técnicas baseadas em expansão de polinômio do caos, como observado em [35] e [36]. Essas abordagens têm aplicação complexa, porém fornecem boa precisão, rapidez e vantagens em problemas de dimensões elevadas.

Baseando-se no estudo das metodologias de resolução do fluxo de potência probabilístico, decidiu-se pela utilização da abordagem numérica para o fluxo de potência probabilístico no desenvolvimento do presente trabalho. Esse tópico será abordado com maior profundidade no início do capítulo três.

2.3.3 Exemplos de aplicação

Duas aplicações muito importantes do FPP ocorrem no planejamento da operação e expansão de sistemas de potência e na avaliação do impacto da penetração de geração distribuída [1]. A resposta do FPP fornece a distribuição de probabilidade das grandezas do sistema. Conhecendo a faixa de valores que essas grandezas devem se encontrar para um desempenho adequado do sistema, é possível obter as porcentagens de ocorrência de valores inadequados de tais grandezas através de técnicas de extração de dados. O resultado do FPP pode, por exemplo, ser usado para acessar a probabilidade de um fluxo de linha ser maior que seu limite térmico, a probabilidade de a tensão de uma barra ser maior que seus limites operativos e potência reativa insuficiente, parâmetros de análise extremamente úteis em estudos operativos. [31], [37] [38].

Normalmente os valores inadequados para a operação se encontram nas caudas das FDP, pois nessas regiões costuma se encontrar os valores extremos da variável de análise, sendo então necessários métodos que garantem a precisão da resposta nessas regiões [38].

Em [39] foi utilizado o FPP, resolvido através método analítico de estimação por pontos, para analisar índices de qualidade de energia em uma microrrede ilhada. As incertezas modeladas pelo método foram as intermitências das fontes de energias renováveis, a disponibilidade de geração e o erro de previsão de carga. O sistema teste é apresentado na Figura 2. Dois casos foram analisados:

primeiramente todos os geradores do sistema eram geradores a gás e no cenário seguinte ocorreu a conexão de uma turbina eólica e um sistema fotovoltaico na microrrede.

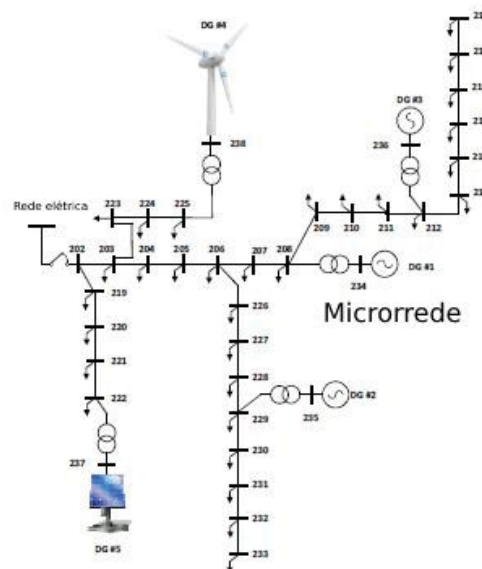
O trabalho evidenciou a identificação das barras que apresentam maior probabilidade de violação de tensão. A Tabela 1 apresenta as probabilidades de violação de tensão e frequência para os dois casos. Na tabela é possível observar que a inclusão de fontes de energia renováveis intermitentes aumentou a probabilidade de violação de tensão ou frequência.

TABELA 1 - PROBABILIDADES DE VIOLAÇÕES DE LIMITES.

Tipo de violação	Caso 1	Caso 2
Nenhuma violação	77,71%	29,71%
Tensão	0,95%	2,14%
Frequência	4,57%	42,01%
Tensão e frequência	16,77%	26,14%

FONTE: Adaptado de [39].

FIGURA 2 - SISTEMA TESTE



FONTE: [39].

Em [40] foi realizada a análise do impacto da inclusão de geradores eólicos em um sistema teste através do cálculo da probabilidade de violação de limites

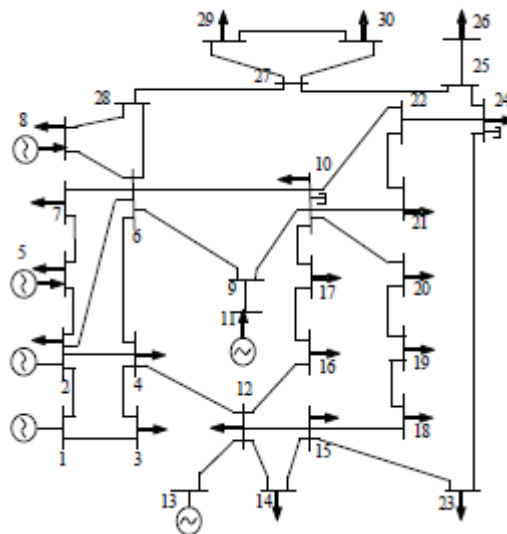
operativos de tensão de barras e fluxos de linhas. Como antes da inclusão não havia nenhuma violação de limites operativos, o resultado representa o impacto da geração intermitente no sistema. A resolução do FPP foi através da simulação de Monte Carlo associada ao fluxo de potência linearizado. A Figura 3 ilustra o sistema teste que foi utilizado nesse trabalho. Os valores após a inclusão das turbinas eólicas são apresentados na Tabela 2.

TABELA 2 - ÍNDICES DE IMPACTO APÓS CONEXÃO DE FAZENDA EÓLICA.

Elemento	Valor Médio	Erro quadrático médio	Ocorrência de superação de limites
Nó 4	0,9813	0,0022	0%
Nó 25	0,9886	0,0022	0,46%
Linha 3-4	0,1081	0,0398	0%
Linha 24-25	-0,0614	0,0290	1,22%

FONTE: Adaptado de [40].

FIGURA 3 - SISTEMA TESTE

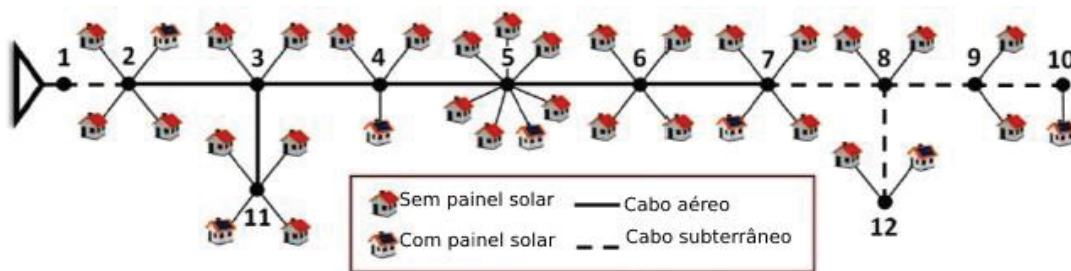


FONTE: [40].

Em [9] o FPP foi aplicado para analisar uma rede de distribuição com a presença de residências com geradores fotovoltaicos. O método de Monte Carlo associado à resolução de Newton-Raphson é utilizado como ferramenta de resolução. A Figura 4 ilustra o sistema teste utilizado no trabalho.

A Figura 5 mostra a probabilidade de diferentes valores de queda de tensão na barra 10 do sistema em um período de 24 horas. Os dados obtidos através do fluxo de potência probabilístico tiveram um erro relativo de 15% para a barra 10, porém apresentou erro absoluto baixo.

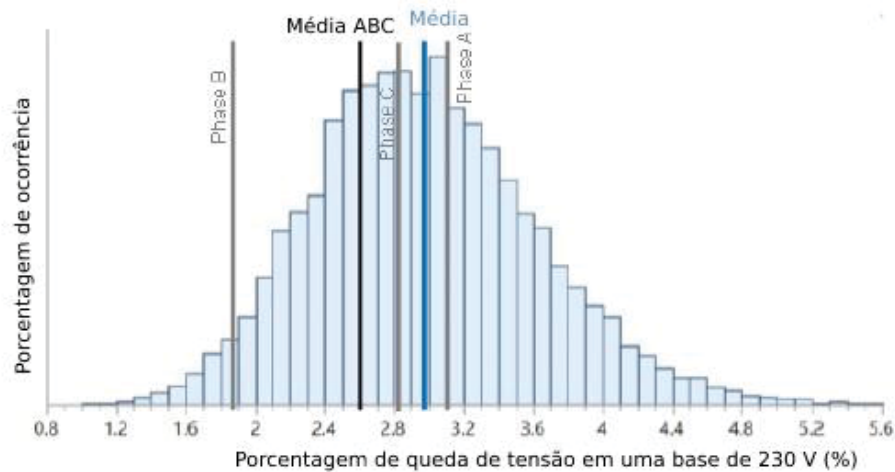
FIGURA 4 - SISTEMA TESTE



FONTE: [9].

FIGURA 5 - PROBABILIDADE DE QUEDA DE TENSÃO EM UM PERÍODO DE 24H.

Distribuição de queda de tensão entre a barra de referência e barra 10.



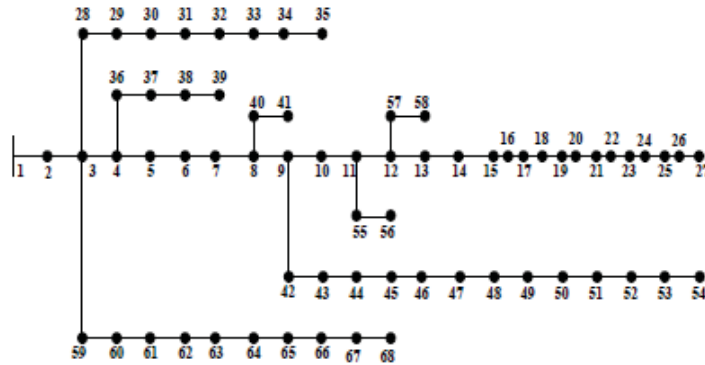
FONTE: [9].

Em [41] o fluxo de potência probabilístico foi aplicado com diferentes distribuições de probabilidade para geração eólica e solar. Neste trabalho o método numérico de Monte Carlo foi utilizado juntamente com um algoritmo *backward-forward sweep* para a realização do fluxo de potência. O sistema teste de 69 barras é apresentado na Figura 6.

A Figura 7 mostra o comportamento da linha 58 para um dos cenários de modelagem de carga e geração combinada apresentado no trabalho. Tendo os valores de limite de fluxo na linha estudada, é possível observar através de sua

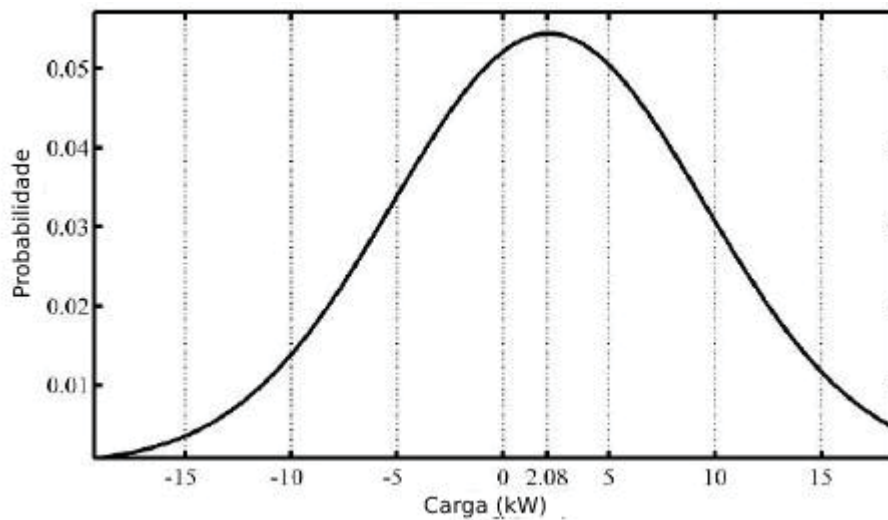
distribuição de probabilidade qual é a ocorrência percentual de violação desses limites, utilizando a resposta do fluxo de potência probabilístico.

FIGURA 6 - SISTEMA TESTE



FONTE: [41].

FIGURA 7 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE FLUXO DA LINHA 58, NO CENÁRIO 8



FONTE: [41].

2.4 REPRESENTAÇÃO PROBABILÍSTICA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

A habilidade de prever a produção de energia gerada por um gerador fotovoltaico com um bom nível de exatidão é de grande importância e foi identificado como um dos principais desafios na integração de geradores fotovoltaicos no sistema elétrico. Essa previsão é fundamental para a operação da rede, pois a diferença entre a energia prevista e a energia efetivamente gerada tem que ser

suprida pelo restante das fontes de energia do sistema. Devido a isso, certas unidades do sistema operam como reserva. Uma previsão precisa pode diminuir a quantidade de unidades que precisam operar como reserva, trazendo uma redução no custo operacional, refletindo também em vantagens para o consumidor. Essa precisão na previsão de produção acaba sendo vantajosa também para as plantas fotovoltaicas, pois com uma previsão mais adequada da geração da planta é possível firmar acordos de geração mais adequados, reduzindo a ocorrência de déficits energéticos contratuais, ocasionando em uma redução nas penalidades que normalmente ocorrem com as flutuações de produção [42], [43].

Normalmente encontram-se duas abordagens para essa previsão: uma baseada na previsão da radiação solar e outra baseando-se na potência gerada pela planta fotovoltaica. A previsão da radiação solar pode ser utilizada para construir um modelo físico que fornece a potência de saída de painéis fotovoltaicos, além de fornecer informações climáticas ou geográficas extras que podem ser também utilizadas em outros tipos de estudos além dos estudos envolvendo o sistema elétrico. A previsão da potência gerada pela planta fotovoltaica já fornece diretamente os dados necessários para executar simulações e análises elétricas e energéticas [42], [44].

Outra categorização importante sobre a previsão é que ela pode ocorrer de maneira probabilística ou determinística. A previsão determinística busca encontrar um valor único para representar a produção de energia fotovoltaica em um determinado período. Esse tipo de previsão ignora informações adicionais como os limites superiores e inferiores de produção e as porcentagens de confiança. A previsão probabilística, por sua vez, visa informar FDP da produção de energia, trazendo um conjunto de informações extras que são de grande utilidade para aplicações que tratam incertezas e riscos, como o balanço de produção e demanda no mercado energético. Alguns dos benefícios que as previsões probabilísticas trazem são uma melhor alocação das reservas energéticas para compensar as incertezas do sistema e melhorar a receita no mercado a médio prazo comparado com previsões determinísticas. Um outro ponto importante das previsões probabilísticas é que elas também podem fornecer o valor determinístico através do cálculo do valor esperado da FDP. Sendo assim, além de fornecer informações extras, ela pode também servir como previsão determinística com o tratamento

adequado, ou seja, uma previsão probabilística pode servir para um número maior de aplicações do que a previsão determinística [42], [44].

Apesar de apresentar as vantagens citadas, a previsão probabilística tem um histórico menor de pesquisa e utilização. Isso é devido ao fato de que a maioria dos trabalhos que utilizam previsões probabilísticas trabalham com métricas determinísticas para medir o desempenho da previsão. Sendo assim, ao utilizar métricas determinísticas, as previsões probabilísticas apresentam performances inferiores à determinística. Essa interpretação equivocada pode ser evitada através da utilização de métricas corretas para avaliação probabilística [44], [45].

Vale a pena ressaltar que, apesar das previsões probabilísticas de carga e geração eólica já estarem relativamente bem consolidadas, as previsões probabilísticas associadas à geração fotovoltaica ainda apresentam um baixo grau de amadurecimento. Pode-se atribuir isso ao fato de que a geração fotovoltaica teve baixo nível de participação na matriz energética durante muito tempo e devido à maior complexidade da modelagem da variância da geração fotovoltaica, já que mudanças físicas e geográficas afetam de maneira muito maior o comportamento da produção fotovoltaica em comparação com a variação observada no comportamento da carga, por exemplo [42]-[44].

Dentre as maneiras de realizar a previsão probabilística da geração fotovoltaica existem diferentes representações, principalmente referente à resolução temporal e à resolução espacial. A previsão probabilística pode visar obter a FDP da produção fotovoltaica de diferentes intervalos de predição, como por exemplo, prever a produção em uma determinada hora, dia ou mês. Assim como existem diferenças nas resoluções temporais, existem também na resolução espacial. A Figura 8 ilustra as diferentes resoluções temporais obtidas em trabalhos que abordam previsões probabilísticas de geração solar através de um levantamento do estado da arte [44].

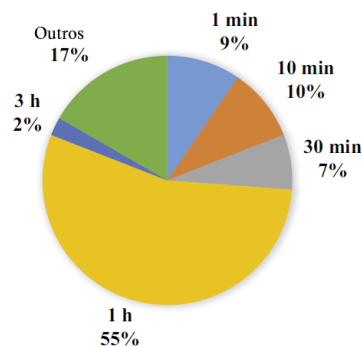
Neste trabalho propõe-se uma metodologia para determinação de função densidade de probabilidade que possa ser aplicada para qualquer horizonte de tempo. Assim, como a metodologia apresentada não tem limitação temporal, presta-se à obtenção de qualquer FDP de geração fotovoltaica.

Muitos dos trabalhos que tratam de previsão utilizam como base um grande banco de dados de geração ou climáticos. A partir dessas informações são normalmente utilizadas duas abordagens: abordagem paramétrica ou abordagem

não paramétrica. A abordagem paramétrica tem como objetivo adequar os dados a uma FDP de uma família conhecida. A abordagem não paramétrica utiliza diferentes métodos, como métodos regressivos ou métodos de inteligência artificial, para obter a FDP. Os primeiros trabalhos que tratavam da previsão probabilística de geradores fotovoltaicos foram desenvolvidos com técnicas paramétricas, utilizando normalmente duas distribuições sobrepostas para representar a previsão de produção. Entretanto, foi observado que essa suposição acaba sendo muito especulativa e longe da realidade. Sendo assim, a grande maioria dos trabalhos modernos considera métodos não paramétricos para prever a produção de energia fotovoltaica [42], [46], [47].

FIGURA 8 - RESOLUÇÕES TEMPORAIS IDENTIFICADAS NA PREVISÃO PROBABILÍSTICA DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA.

Previsão probabilística de geração solar



FONTE: Adaptado de [44].

A previsão da energia gerada utilizando de extensos bancos de dados acaba sendo limitante pois nem sempre é possível obter muitos dados referente à simulação que se visa realizar. Caso o operador de um sistema elétrico queira realizar diferentes simulações para, por exemplo, uma rede elétrica de uma determinada localização, seria necessário um grande esforço para a obtenção desses dados, possivelmente dificultando a realização do estudo visado. Buscando permitir que tal estudo probabilístico possa ser realizado sem necessitar de um extenso banco de dados, existem trabalhos que formulam equações que fornecem de maneira mais direta a FDP da produção fotovoltaica, com base em características dos painéis e parâmetros geográficos de sua localização [48], [49], [50]. Sendo assim, torna-se possível estimar a potência gerada por qualquer conjunto

fotovoltaico em qualquer localidade somente a partir de informações como potência máxima do arranjo e informações de insolação da localidade da instalação.

A potência gerada por um gerador fotovoltaico é afetada por diversos fatores climáticos, como temperatura, vento e radiação. Como a radiação solar tem alta correlação com a potência produzida e é o fator com maior variância dentre os que impactam o desempenho da geração fotovoltaica, acaba tendo uma relevância maior na previsão probabilística. A fim de simplificar os cálculos e focar de maneira mais intensa na radiação solar, a maioria dos trabalhos considera fatores como temperatura e vento como fatores determinísticos ou como fatores probabilísticos com distribuição normal [44], [46]. A modelagem proposta nesse trabalho considera que a única variável probabilística é a radiação solar. Isso irá fornecer uma representação adequada ao objetivo de apresentar uma distribuição de probabilidade versátil e irá refletir em uma simplificação significativa nos cálculos.

Em [51], um dos principais trabalhos referenciados quando se trata de modelar a radiação solar, os autores apresentam uma formulação genérica que permite modelar a FDP do índice k_t , conhecido como *índice de céu limpo*, e que representa a relação entre a radiação solar que chega na superfície terrestre e a radiação solar que chega na atmosfera terrestre. A modelagem proposta neste trabalho parte da formulação apresentada em [51], incorporando simplificações, que visam proporcionar uma equação dependente de poucos parâmetros e efetiva para diferentes locais e horizontes de tempo. Ela será apresentada com mais detalhes no capítulo seguinte.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo foi apresentado uma revisão bibliográfica aprofundada sobre os tópicos essenciais para a compreensão e desenvolvimento do trabalho.

Inicialmente foi apresentado o método de Newton-Raphson de resolução de fluxo de potência. Esse método, apesar de apresentar boa convergência, apresenta custos computacionais muito elevados, não tornando viável sua utilização. Em seguida foi exposto o método Desacoplado Rápido, que com a utilização de simplificações válidas para sistemas que apresentam elementos com alta relação X/R, tornam o processo menos custoso computacionalmente, mantendo a mesma precisão. Foi explicado o problema da utilização desse método em sistemas de

distribuição e em seguida foi introduzido a técnica de normalização complexa, que permite a utilização do método desacoplado rápido em sistemas de distribuição através de um procedimento matemático que será descrito no capítulo a seguir.

Em seguida foi abordado o fluxo de potência probabilístico, sua metodologia numérica e analítica de resolução. Foram apresentadas algumas aplicações e estudos de caso utilizando o fluxo de potência probabilístico, ilustrando possíveis aplicações do método probabilístico na análise de sistemas elétricos. O estudo dos diferentes métodos de resolver o fluxo de potência probabilístico permitiu a identificação do método mais adequado de ser utilizado no presente trabalho, que será exposto e explicado no capítulo seguinte.

Em seguida foi realizada uma revisão das maneiras de representação probabilística da produção de geração fotovoltaica. Isso servirá como base para a formulação desenvolvida pelo autor, que é apresentada no capítulo seguinte.

3 MODELOS MATEMÁTICOS E MÉTODOS DE RESOLUÇÃO

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentadas as modelagens matemáticas e métodos utilizadas no desenvolvimento do presente trabalho. O capítulo inicia abordando o tratamento probabilístico da geração fotovoltaica. É desenvolvida a modelagem da sua distribuição de probabilidade e apresentado seu processo de amostragem.

Em seguida é tratado da resolução do fluxo de potência desacoplado rápido para redes de distribuição. É discorrida a técnica de normalização complexa e sua aplicação no FPP. É exposto também o método utilizado para acelerar a convergência ao se realizar o fluxo de potência probabilístico numérico.

3.2 MÉTODO DE RESOLUÇÃO PROBABILÍSTICO UTILIZADO NESSE TRABALHO

Como os métodos analíticos de resolução de fluxo de potência probabilístico contêm normalmente muitas simplificações, eles podem acabar não sendo adequados para analisar sistemas com grandes não linearidades e incertezas com alta variância. Já o método Monte Carlo, base da abordagem numérica, que utiliza modelos completos do sistema, fornece uma fidelidade maior do mesmo. Além disso, como a precisão e convergência do método de Monte Carlo é garantido pela teoria de limites probabilísticos, as soluções obtidas através desse método costumam ser utilizadas como referência em pesquisas de FPP, mesmo em caso de estudos de soluções analíticas [52].

Assim, considerando que dispositivos fotovoltaicos apresentam alta variância e distribuições de probabilidade que se distanciam da distribuição normal, e que são inseridos, em sua maioria, na rede de distribuição, que também apresentam incertezas com alta variância e distribuições de probabilidade mais complicadas, é recomendada a utilização de métodos numéricos para a representação mais fiel do resultado do fluxo de potência para estudos dessa natureza.

Vale ressaltar que para a realização do fluxo de potência numérico, é necessário que as amostras sigam a mesma distribuição de probabilidade que a variável aleatória analisada, que nesse trabalho é a geração fotovoltaica. A metodologia de amostragem utilizada nesse trabalho é o método da transformada

inversa, que satisfaz esse requisito e será debatido com mais detalhes no capítulo a seguir.

É importante ressaltar que a maioria dos trabalhos que abordam o FPP numérico aplicado a sistemas de distribuição com geração distribuída e topologias malhadas são baseados no método de Newton-Raphson convencional. Assim, considerando que a abordagem probabilística numérica de resolução apresenta elevado esforço computacional, é desenvolvido nesse trabalho um procedimento que permite a utilização do fluxo de potência desacoplado rápido no estudo do FPP numérico para redes de distribuição, buscando uma resolução menos custosa computacionalmente.

3.3 MODELAGEM DA DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A distribuição de probabilidade da variável aleatória estudada impacta profundamente o resultado do FPP. Quando é realizado o estudo de um sistema elétrico com geração fotovoltaica, pode-se utilizar desde modelos simplificados, como distribuição normal com parâmetros ajustados, até modelos mais completos e complexos para a representação da FDP da geração fotovoltaica. A utilização de modelos muito simplificados pode acarretar em resultados que não representem adequadamente o comportamento do sistema com a fonte intermitente. Por outro lado, modelos mais completos podem apresentar grau elevado de complexidade e parâmetros de ajuste.

Visando apresentar um modelo matemático probabilístico que possa ser utilizado com mais facilidade por operadores de sistemas elétricos, é formulada e apresentada nessa seção um método simplificado de obtenção da FDP de geradores fotovoltaicos. O método fornece a FDP da geração fotovoltaica de maneira direta, baseando-se em poucos parâmetros, necessitando de um esforço menor de modelagem, ao mesmo tempo que não se distancia de modo significativo do comportamento apresentado por geradores fotovoltaicos.

Em [51], um dos principais trabalhos referenciados quando se trata de modelar a radiação solar, os autores apresentam uma formulação genérica que permite modelar a FDP do índice k_t , conhecido como *índice de céu limpo*. O índice k_t representa a relação entre a radiação solar que chega na superfície terrestre e a

radiação solar que chega na atmosfera terrestre. A modelagem proposta nesse trabalho parte da formulação apresentada em [51], incorporando simplificações que visam proporcionar uma equação dependente de poucos parâmetros e viável para diferentes locais e horizontes de tempo. A modelagem aqui também foi apresentada em [53]. No modelo desenvolvido é considerado que somente a irradiação solar é a variável probabilística, desconsiderando outros fatores, como temperatura, visando tornar o modelo probabilístico simples.

Em [51] o modelo da FDP do índice k_t , que relaciona a radiação solar que chega na superfície terrestre em relação à radiação solar extraterrestre é descrito por:

$$k_t = \frac{I_t}{I_o} \quad (3.1)$$

Sendo:

I_t Irradiação solar na superfície terrestre;

I_o Irradiação solar extraterrestre.

A FDP do índice k_t depende somente de seu valor máximo k_{tu} e médio \dot{k}_t . A partir dos valores de k_{tu} e \dot{k}_t calculam-se os parâmetros matemáticos Γ , λ e C utilizando as equações (3.2), (3.3) e (3.4) respectivamente e em seguida obtém-se a seguinte FDP representada em (3.5) [51].

$$\Gamma = \frac{k_{tu}}{k_{tu} - \dot{k}_t} \quad (3.2)$$

$$\lambda = \frac{(2\Gamma - 17,519e^{(-1,3118\Gamma)} - 1062e^{(-5,0426\Gamma)})}{k_{tu}} \quad (3.3)$$

$$C = \frac{\lambda^2 k_{tu}}{e^{\lambda k_{tu}} - 1 - \lambda k_{tu}} \quad (3.4)$$

$$f dp(k_t) = C \frac{k_{tu} - k_t}{k_{tu}} e^{\lambda k_t} \text{ para } kt [0, k_{tu}] \quad (3.5)$$

Para que seja possível obter a FDP da potência produzida por um painel fotovoltaico, é preciso relacioná-la ao índice k_t . Para isso utiliza-se a seguinte relação:

$$I_t = I_o k_t \quad (3.6)$$

Como os valores nominais de geração de um painel fotovoltaico são dados para uma irradiação de 1000 W/m^2 , aplica-se o seguinte coeficiente:

$$P_{pv} = P_{nom} \rho \quad (3.7)$$

$$\rho = \frac{I_t}{1000} \quad (3.8)$$

O coeficiente ρ representa a proporção de potência que está sendo produzida pelo painel fotovoltaico em relação a sua potência nominal.

Para fins de simplificação adota-se como constante o valor de $I_o = 1367 \text{ W/m}^2$, apresentado como uma boa aproximação em [54] e [55]. Com esse valor obtém-se:

$$\rho = 1,367 k_t \quad (3.9)$$

Realizando o tratamento probabilístico [56] obtém-se a seguinte FDP como função de ρ :

$$f dp(\rho) = \frac{1}{1,367} C \frac{k_{tu} - \rho/1,367}{k_{tu}} e^{(\lambda \frac{\rho}{1,367})} \quad (3.10)$$

Considerando que a potência produzida segue a relação apresentada em (3.7), pode-se obter a FDP da potência produzida como função da FDP de ρ e do valor da potência nominal do sistema fotovoltaico analisado [56], como apresentado em (3.11) [53].

$$f dp(P_{pv}) = \frac{1}{1,367 P_{nom}} C \frac{k_{tu} - \frac{P_{pv}}{1,367 P_{nom}}}{k_{tu}} e^{\lambda \frac{P_{pv}}{1,367 P_{nom}}} \quad (3.11)$$

Para facilitar a obtenção da FDP apresentada, colocam-se os valores dos parâmetros k_{tu} e k_t em função da irradiação solar máxima e média do local em

análise, que são os valores mais facilmente encontrados em bancos de dados climatológicos.

$$\dot{k}_t = \frac{I_{m\u00e9dia}}{1367} \quad (3.12)$$

$$ktu = \frac{I_{m\u00e1x}}{1367} \quad (3.13)$$

Sendo:

$I_{m\u00e9dia}$ Irradia\u00e7\u00e3o solar m\u00e9dia do per\u00edodo e local analisado [W/m²]

$I_{m\u00e1x}$ Irradia\u00e7\u00e3o solar m\u00e1xima do per\u00edodo e local analisado [W/m²]

Sendo assim, a express\u00e3o da FDP da pot\u00eancia produzida pelo conjunto fotovoltaico, como apresentado em (3.11), passa a depender somente da radia\u00e7\u00e3o m\u00e1xima, radia\u00e7\u00e3o m\u00e9dia e pot\u00eancia nominal do sistema fotovoltaico. Como esses tr\u00eas par\u00e2metros s\u00e3o de simples obten\u00e7\u00e3o, a determina\u00e7\u00e3o da curva de densidade de probabilidade fica muito simplificada, tornando-a aplic\u00e1vel a qualquer localiza\u00e7\u00e3o geogr\u00e1fica, horizonte temporal e apresentando f\u00e1cil obten\u00e7\u00e3o.

Os passos a seguir resumem o processo proposto para a obten\u00e7\u00e3o da FDP da gera\u00e7\u00e3o fotovoltaica proposta:

1. Obter a irradia\u00e7\u00e3o m\u00e9dia e m\u00e1xima da localidade no per\u00edodo temporal em an\u00e1lise atrav\u00e9s de bancos de dados meteorol\u00f3gicos;
2. Calcular \dot{k}_t e ktu atrav\u00e9s de (3.12) e (3.13);
3. Calcular Γ , λ e C atrav\u00e9s de (3.2), (3.3) e (3.4);
4. Obter a pot\u00eancia nominal do sistema fotovoltaico;
5. Obter a FDP da pot\u00eancia fotovoltaica do sistema atrav\u00e9s de (3.11).

Como muitos m\u00e9todos de amostragem requerem a Fun\u00e7\u00e3o de Distribui\u00e7\u00e3o Acumulada (FDA), ela \u00e9 apresentada a seguir:

$$FDA(P_{pv}) = \int_0^{P_{pv}} \frac{1}{1.367P_{nom}} C \frac{k_{tu} - \frac{P_{pv}}{1.367P_{nom}}}{k_{tu}} e^{\lambda \frac{P_{pv}}{1.367P_{nom}}} \quad (3.14)$$

$$\begin{aligned}
& FDA(P_{pv}) \\
& = \frac{[C(e^{\frac{P_{pv}\lambda}{1.367P_{nom}}} - 1)]}{\lambda} \\
& \quad - \frac{[10^6 C \frac{1,868689P_{nom}^2}{\lambda^2} - \left(1367P_{nom}e^{\left(\frac{P_{pv}\lambda}{1.367P_{nom}}\right)} \frac{1,367 * 10^{-3}P_{nom} - 1^{-3}P_{pv}\lambda}{\lambda^2}\right)]}{(1868689P_{nom}^2k_{tu})}
\end{aligned} \tag{3.15}$$

A seguir são apresentadas quatro curvas de distribuição de probabilidade de geração fotovoltaica obtidas através do método proposto. Os dados climatológicos utilizados foram retirados do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) para a localização de Foz do Iguaçu.

A Figura 9 ilustra a distribuição de probabilidade de geração fotovoltaica de um painel de 1 p.u. de potência em um dia de sol de verão. A irradiação máxima desse intervalo é 1012 W/m² e a irradiação média desse intervalo é 594 W/m².

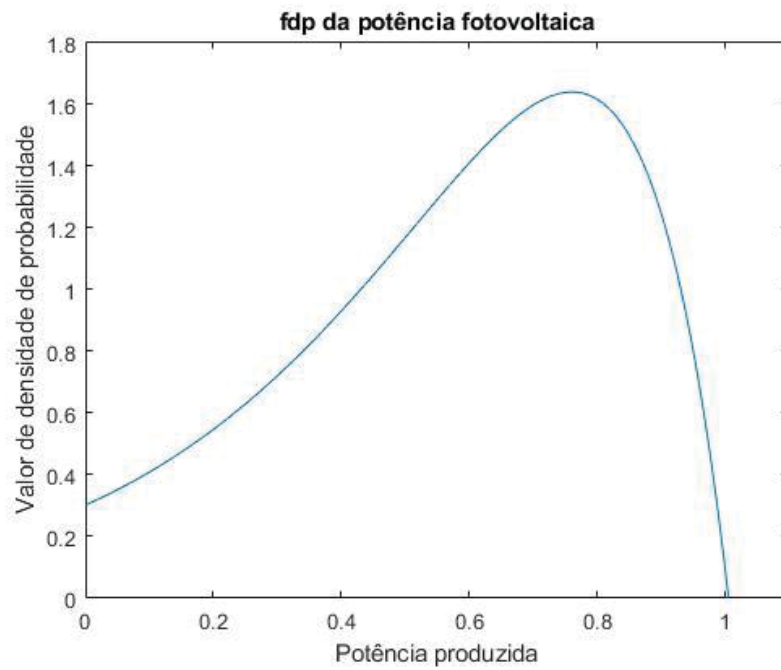
A Figura 10 apresenta a distribuição de probabilidade de geração fotovoltaica de um painel de 1 p.u. de potência em um dia de sol de inverno. A irradiação máxima desse intervalo é 496 W/m² e a irradiação média desse intervalo é 276 W/m².

A Figura 11 apresenta a distribuição de probabilidade de geração fotovoltaica de um painel de 1 p.u. de potência em um horário de pico de sol de verão. A irradiação máxima desse intervalo é 1012 W/m² e a irradiação média desse intervalo é 882 W/m².

A Figura 12 ilustra a distribuição de probabilidade de geração fotovoltaica de um painel de 1 p.u. de potência em um horário de pico de sol de inverno. A irradiação máxima desse intervalo é 496 W/m² e a irradiação média desse intervalo é 447 W/m².

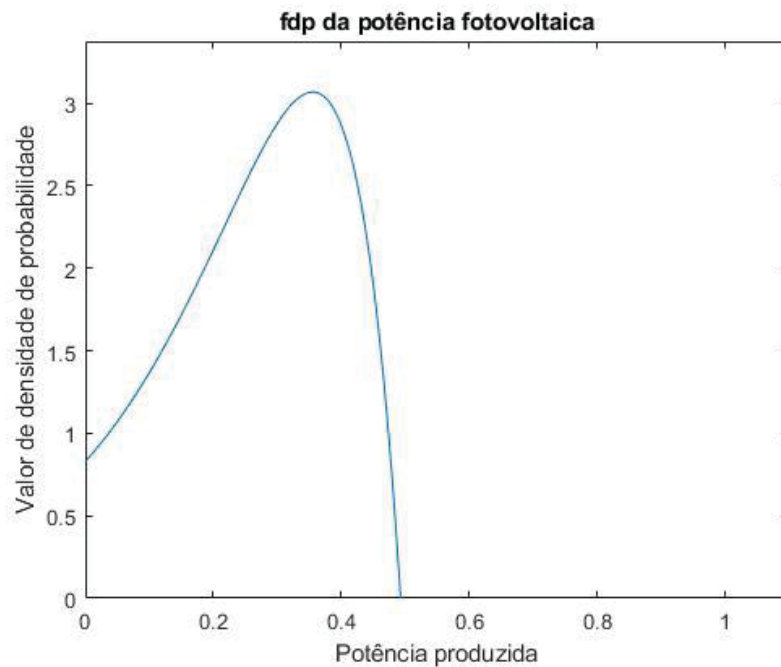
Vale a pena ressaltar que o horizonte temporal das Figuras 9 e 10 se refere ao dia solar completo, variando das 7:00 às 19:00, enquanto o das Figuras 11 e 12 se trata de um horizonte temporal horário, das 12:00 às 13:00. Isso ressalta a flexibilidade e versatilidade do método proposto, tornando-o adaptável a diferentes horizontes temporais com facilidade.

FIGURA 9 - FDP DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM DIA DE SOL DE VERÃO.



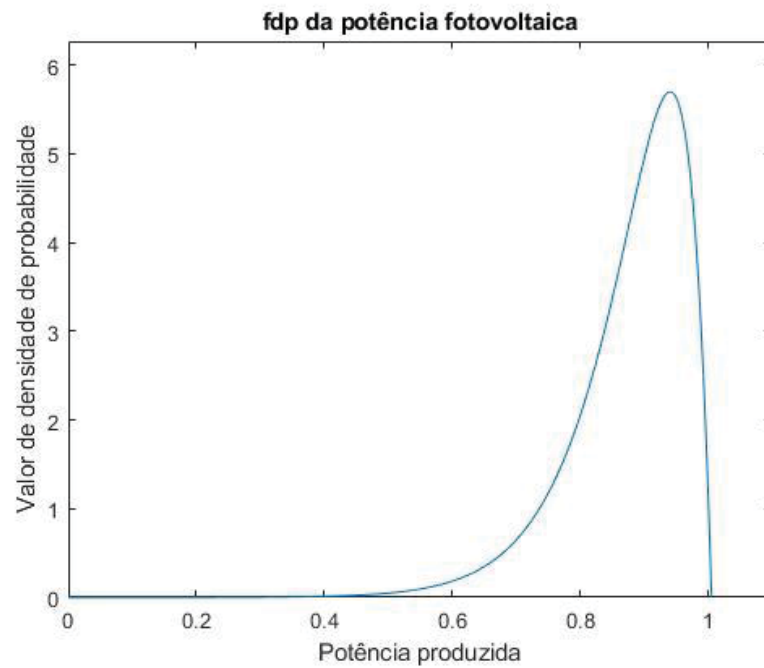
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 10 - FDP DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM DIA DE SOL DE INVERNO.



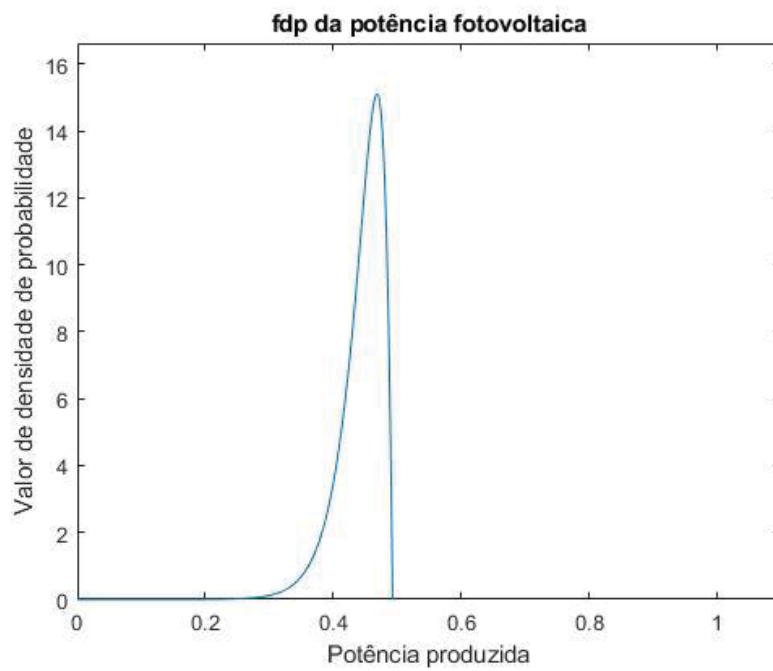
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 11 – FDP DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM HORÁRIO DE ALTA INSOLAÇÃO DE VERÃO.



FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 12 - FDP DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM HORÁRIO DE ALTA INSOLAÇÃO DE INVERNO.



FONTE: Do Autor (2021).

3.4 MÉTODO DA TRANSFORMADA INVERSA – AMOSTRAGEM

Uma vez que se tem a função de distribuição acumulada da variável probabilística em análise, fornecida em (3.15), é possível gerar diferentes conjuntos de amostras cuja função de distribuição acumulada segue a mesma distribuição do evento analisado através do método da transformada inversa, que é um dos métodos mais tradicionais para obtenção de amostras que seguem uma dada distribuição.

O método da transformada inversa consiste em gerar uma variável aleatória U uniformemente distribuída no intervalo $[0,1]$. Através da equação (3.16) relaciona-se o valor de U com o valor da variável aleatória X [57], [58].

$$X = F_x^{-1}(U) \quad (3.16)$$

Sendo:

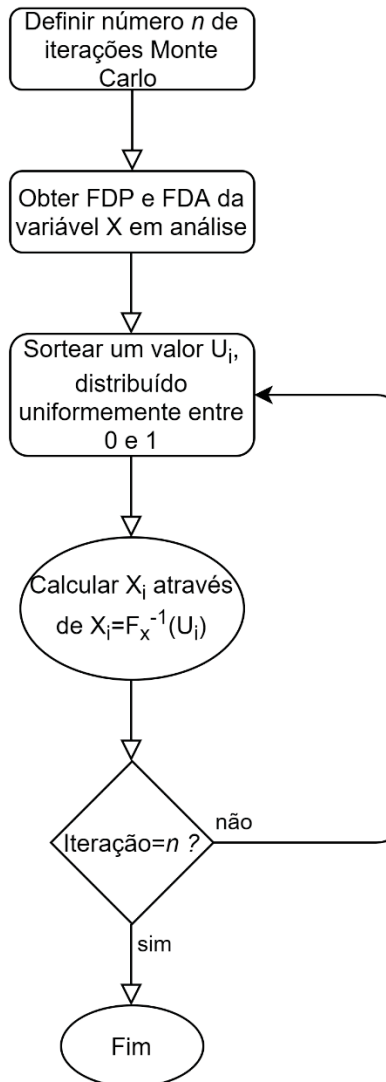
F_x Função de distribuição acumulada da variável aleatória analisada;

Ou seja, é sorteado um número U que se situa uniformemente entre 0 e 1. Se obtém o valor de U na FDA da variável aleatória em análise X . Realiza-se a inversão da FDA para encontrar qual valor de X que corresponde ao valor de U na FDA de X . Sendo assim, o valor de X é obtido.

Ao realizar esse processo para um número muito grande de U , tem-se uma quantidade de amostras cujo histograma terá a mesma distribuição de probabilidade do evento analisado.

O processo da transformada inversa é resumido e apresentado no seguinte fluxograma:

FIGURA 13 – FLUXOGRAMA DO MÉTODO DA TRANSFORMADA INVERSA.

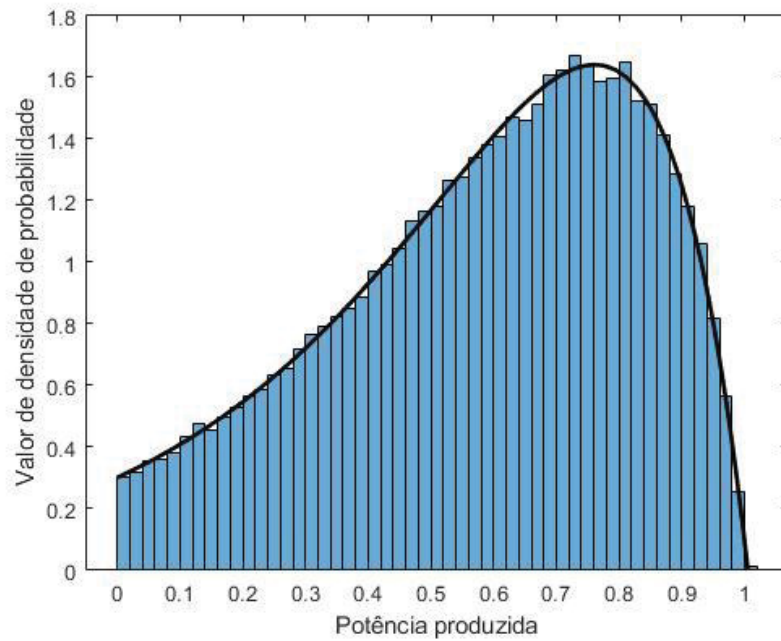


FONTE: Do Autor (2021).

Como a equação apresentada em (3.15) é de uma variável aleatória contínua, ao invés de calcular o valor de $F_x^{-1}(U)$ diretamente é utilizado um algoritmo implementado em Matlab que faz uma varredura ao redor do valor de U analisado na FDA da variável aleatória estudada e encontra o valor de X [57].

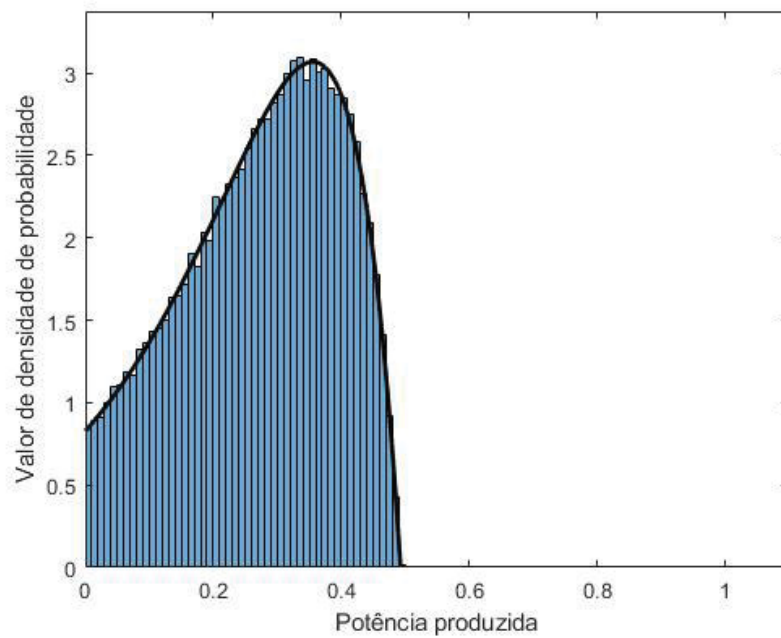
Para evidenciar que sua aplicação produz um resultado adequado, apresenta-se resultados de amostragens para quatro distribuições de probabilidade diferentes de geração fotovoltaica, apresentados na seção anterior. O número de amostras utilizadas foi de 10^5 . As Figuras 14, 15, 16 e 17 representam a amostragem realizada utilizando as FDP apresentadas nas Figuras 9, 10, 11 e 12, respectivamente.

FIGURA 14 - HISTOGRAMA DE AMOSTRAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM DIA DE SOL DE VERÃO.



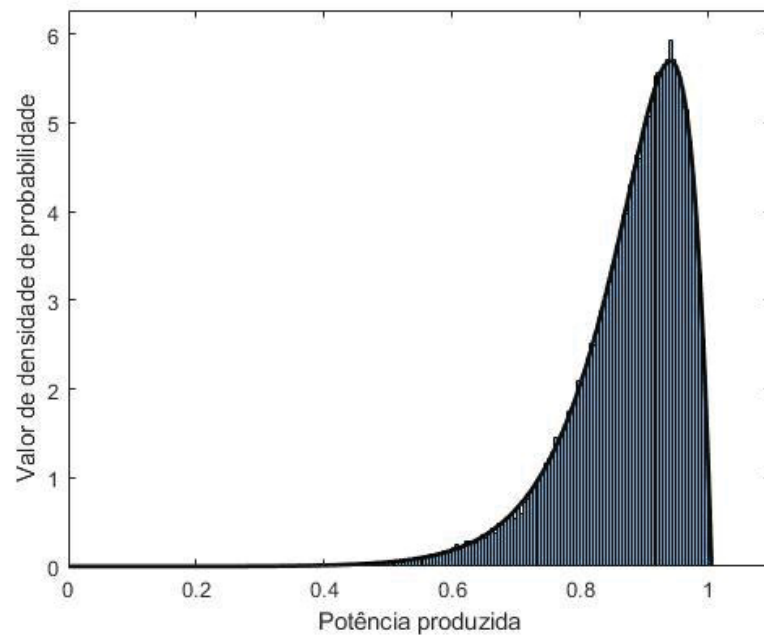
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 15 - HISTOGRAMA DE AMOSTRAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM DIA DE SOL DE INVERNO.



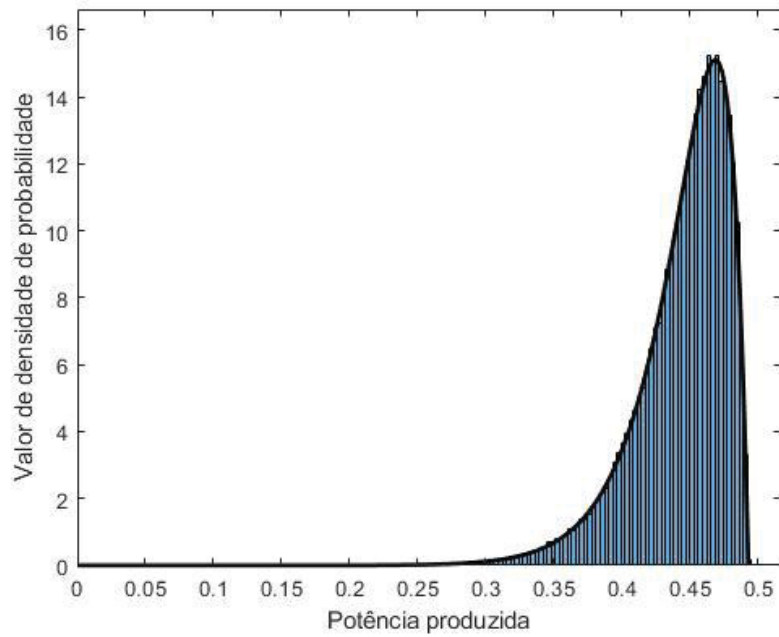
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 16 - HISTOGRAMA DE AMOSTRAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM HORÁRIO DE ALTA INSOLAÇÃO DE VERÃO.



FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 17 - HISTOGRAMA DE AMOSTRAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM HORÁRIO DE ALTA INSOLAÇÃO DE INVERNO.



FONTE: Do Autor (2021).

3.5 RESOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

Tendo como dados de entrada as amostras da variável probabilística, é realizado o cálculo do fluxo de potência probabilístico. Ao realizar o estudo do FPP através do método numérico de resolução, ajusta-se um elevado número resoluções do fluxo de potência de maneira determinística, fixando o valor da variável probabilística conforme a amostragem realizada para cada.

Como nesse trabalho somente a geração fotovoltaica é considerada como variável probabilística, os parâmetros de rede são mantidos fixos, modificando-se somente os dados de barra, que contém as informações das injeções de potência do sistema. Sendo assim, tendo em vista que os parâmetros da rede elétrica são invariáveis, a determinação do ângulo φ_{base} relativa à normalização complexa aplicada ao sistema pode ser realizada no momento inicial de resolução, mantendo tal ângulo constante ao longo de todas as simulações de Monte Carlo, pelo método desacoplado rápido.

Caso fosse considerado e estudado o efeito da incerteza em parâmetros de rede, o método apresentado nessa seção deveria ser revisto, tendo em vista que uma mudança nos parâmetros topológicos poderia implicar em uma necessidade de sucessivos cálculos de φ_{base} durante a resolução do FPP.

Sendo assim, o método apresentado a seguir é aplicável a sistemas que apresentam somente incerteza de geração. Entretanto, não se limita somente a geradores fotovoltaicos. Ao considerar, por exemplo, um gerador eólico, é possível modificar a representação probabilística e aplicar todos os procedimentos apresentados a seguir.

3.5.1 Cálculo de φ_{base} para a normalização complexa

O cálculo apresentado a seguir tem como base o fato de que quanto maior a relação X/R do sistema em análise, melhor o desempenho do método desacoplado rápido. O cálculo apresentado nessa seção foi desenvolvido e apresentado em [18].

Sendo assim, inicia-se o procedimento com o ângulo médio α do sistema em análise, que mede a relação média X/R do sistema, através da equação (3.17).

$$\alpha_{m\u00e9dio} = \frac{\sum_{i=1}^n \tan^{-1}\left(\frac{X_i}{R_i}\right)}{n} \quad (3.17)$$

Sendo:

- $\alpha_{m\u00e9dio}$ \u00c2ngulo m\u00e9dio de rela\u00e7\u00e3o X/R;
 X Reat\u00e2ncia do elemento em an\u00e1lise;
 R Resist\u00eancia do elemento em an\u00e1lise;
 n N\u00famero de elementos do sistema em an\u00e1lise.

Como no n\u00edvel de distribui\u00e7\u00e3o se verificam rela\u00e7\u00f5es X/R muito discrepantes entre os elementos em um mesmo sistema, devido a presen\u00e7a de transformadores, que apresentam rela\u00e7\u00e3o X/R altos e linhas de distribui\u00e7\u00e3o, que apresentam rela\u00e7\u00e3o X/R baixas, no mesmo sistema, \u00e9 realizada a an\u00e1lise do \u00e2ngulo $\gamma_{m\u00e9dio}$ como descrito em (3.18). O \u00e2ngulo γ_{base} auxilia na defini\u00e7\u00e3o do valor de φ_{base} sem considerar somente o \u00e2ngulo $\alpha_{m\u00e9dio}$, fornecendo um valor mais adequado para o sistema em an\u00e1lise.

$$\gamma_{m\u00e9dio} = \frac{\tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right)_{m\u00e1x} + \tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right)_{min}}{2} \quad (3.18)$$

Tendo $\alpha_{m\u00e9dio}$ e $\gamma_{m\u00e9dio}$, \u00e9 poss\u00edvel fazer uma estimativa de φ_{base} atrav\u00e9s de (3.19).

$$\varphi_{base} = \left(\frac{\pi}{2} - \frac{\alpha_{m\u00e9dio} + \gamma_{m\u00e9dio}}{2} \right) \quad (3.19)$$

Caso o sistema em an\u00e1lise apresente cargas com baixo fator de pot\u00eancia, isso pode afetar a determina\u00e7\u00e3o de φ_{base} , sendo assim, \u00e9 apresentado em (3.20) e (3.21) uma modelagem que visa considerar o efeito de cargas de baixo fator de pot\u00eancia no c\u00e1lculo de φ_{base} , assim, tanto os par\u00e2metros topol\u00f3gicos, quanto as caracter\u00edsticas das cargas do sistema s\u00e3o considerados na obten\u00e7\u00e3o de um \u00e2ngulo adequado.

$$\epsilon = 1 - \frac{\sum_{i=1}^l \cos(\tan^{-1}(\frac{Q_i}{P_i}))}{l} \quad (3.20)$$

$$\varphi_{base} = \left(\frac{\pi}{2} - \frac{\alpha_{m\u00e9dio} + \gamma_{m\u00e9dio}}{2} \right) (1 + \epsilon) \quad (3.21)$$

Sendo:

- ϵ Índice de fator de pot\u00eancia;
- l Quantidade de barras de carga do sistema em an\u00e1lise.

A metodologia de normaliza\u00e7\u00e3o complexa \u00e9 aplicada nos sistemas que s\u00e3o simulados neste trabalho. Os resultados de φ_{base} e como eles modificaram a quantidade de itera\u00e7\u00f5es do m\u00e9todo desacoplado r\u00e1pido s\u00e3o apresentados no pr\u00f3ximo cap\u00edtulo.

3.5.2 Normaliza\u00e7\u00e3o complexa no fluxo de pot\u00eancia probabil\u00edstico

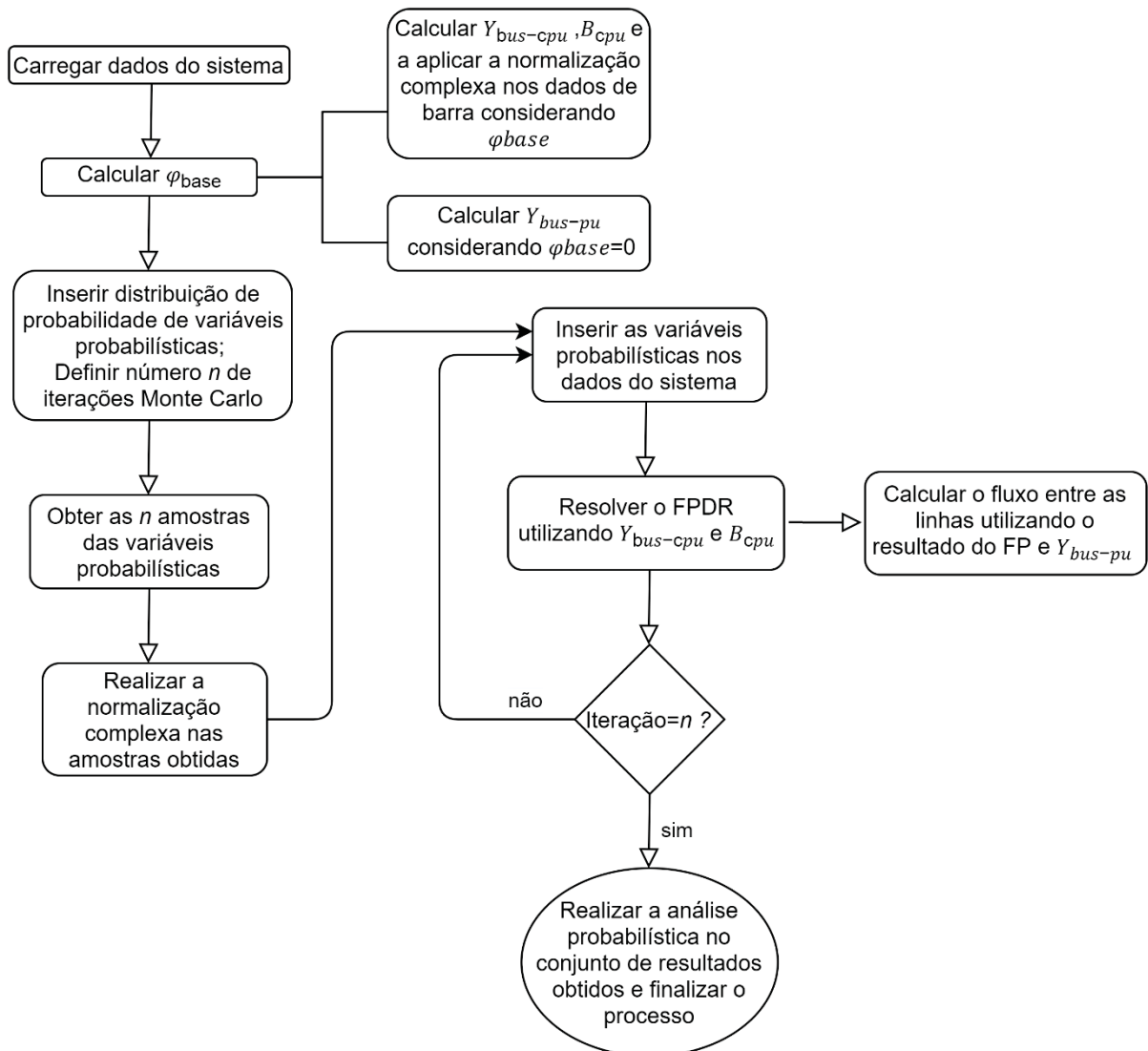
Ao resolver o fluxo de pot\u00eancia probabil\u00edstico num\u00e9rico atrav\u00e9s de simula\u00e7\u00f5es de Monte Carlo, deve-se calcular o \u00e2ngulo φ_{base} somente no momento inicial, analisando os dados do sistema. Como nesse trabalho a \u00fanica vari\u00e1vel probabil\u00edstica \u00e9 a pot\u00eancia gerada pelos geradores fotovoltaicos, os dados de pot\u00eancia de barra ser\u00e3o modificados em cada simula\u00e7\u00e3o de Monte Carlo. Caso seja escolhido realizar o c\u00e1lculo de φ_{base} para cada itera\u00e7\u00e3o de Monte Carlo, utilizando um valor de ϵ para cada amostra de gera\u00e7\u00e3o fotovoltaica, seria necess\u00e1rio realizar o c\u00e1lculo da matriz admit\u00eancia e conseq\u00fcentemente das matrizes B' e B'' para cada itera\u00e7\u00e3o de Monte Carlo, o que anularia a vantagem da aplica\u00e7\u00e3o do FPP associado ao m\u00e9todo desacoplado r\u00e1pido com normaliza\u00e7\u00e3o complexa.

Ao realizar a normaliza\u00e7\u00e3o complexa no sistema em an\u00e1lise, ser\u00e3o modificados tanto os par\u00e2metros de rede quanto os elementos de barra, modificando assim os valores de inje\u00e7\u00e3o de pot\u00eancia l\u00edquida do sistema. As amostras geradas para cada itera\u00e7\u00e3o de Monte Carlo constam de valores de pot\u00eancia ativa, gerados em cada barra atrav\u00e9s dos geradores fotovoltaicos. Como os dados de barra tem seu valor modificado devido \u00e0 normaliza\u00e7\u00e3o complexa, deve se tomar o cuidado de normalizar de maneira complexa cada amostra que \u00e9 inserida no sistema. Nesse trabalho, isso \u00e9 realizado atrav\u00e9s da normaliza\u00e7\u00e3o complexa de todas as amostras,

logo após o processo de amostragem. Sendo assim, ao inserir os valores das amostras no sistema em cada iteração de Monte Carlo, todos os dados se encontram na mesma base de potência complexa.

Os passos para realizar o fluxo de potência probabilístico utilizando o método desacoplado rápido com normalização complexa são, resumidamente, apresentados no fluxograma e no passo a passo a seguir. Esses passos são adequados quando as variáveis probabilísticas são somente dados de barra, como no caso deste trabalho, a potência gerada pelos geradores fotovoltaicos.

FIGURA 18 – FLUXOGRAMA DA REALIZAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO NUMÉRICO.



FONTE: Do Autor (2021).

1. Inserir os dados do sistema em análise;
2. Realizar o cálculo de φ_{base} para o sistema em análise;
3. Calcular a matriz Y_{bus-pu} e B_{pu} para o sistema original, sem considerar o ângulo φ_{base} ;
4. Calcular a matriz $Y_{bus-cpu}$ e B_{cpu} para o sistema com normalização complexa, considerando o ângulo φ_{base} ;
5. Inserir a distribuição de probabilidade das variáveis probabilísticas;
6. Configurar o número de iterações Monte Carlo n ;
7. Realizar a amostragem das variáveis probabilísticas n vezes;
8. Realizar a normalização complexa nas n amostras de geração fotovoltaica;
9. Iniciar o contador i , que representa a quantidade de simulações de Monte Carlo;
10. Inserir o valor de amostra da simulação de Monte Carlo i nos dados de barra do sistema;
11. Resolver o fluxo de potência desacoplado rápido para o sistema com normalização complexa utilizando $Y_{bus-cpu}$ e B_{cpu} , obtendo os valores de V e θ ;
12. Calcular o valor dos fluxos de potência entre as linhas utilizando os valores de V , θ e a matriz Y_{bus-pu} ;
13. Incrementar o contador i e repetir o processo 9, 10 e 11 até $i=n$;
14. Extrair e organizar os resultados de maneira probabilística para o conjunto de dados.

Verifica-se que a aplicação de normalização complexa é realizada no tratamento inicial e final dos dados, sem a necessidade de modificação da metodologia de resolução de fluxo de potência, pois os resultados de estado, V e θ , não são modificados. Entretanto, para a determinação do fluxo de potência nas linhas do sistema podem ser adotadas duas alternativas: (a) a utilizar os valores de matriz admitância com normalização convencional (p.u.) após obter V e θ utilizando normalização complexa; ou (b) utilizar os valores de fluxo obtidos com a normalização complexa e realizar uma operação de normalização reversa.

3.6 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO NUMÉRICO COM MEMÓRIA

No fluxo de potência probabilístico numérico, é rodado um número muito grande de fluxos de potência, em cada resolução são alterados alguns valores iniciais, em função do valor da amostra referente a variável probabilística estudada. Nas simulações realizadas nesse trabalho somente os valores de barra são modificados em cada etapa da simulação de Monte Carlo, pois somente a geração apresenta comportamento probabilístico. Sendo assim, o ponto inicial é constantemente alterado. Entretanto, apesar do ponto inicial ser modificado, muitas vezes de maneira leve, retornar ao *flat start* ao finalizar cada simulação de Monte Carlo resulta em um custo computacional que pode ser reduzido.

Tendo isso em vista, neste trabalho foi utilizado o conceito de *memória*. O fluxo de potência probabilístico numérico com *memória* utiliza como valor inicial de uma simulação o resultado da simulação anterior. Como o fluxo de potência descreve o estado do sistema já considerando a presença de geração fotovoltaica, pode-se utilizar este estado operacional como ponto de partida para o cálculo do estado operacional da próxima amostra.

Por não retornar constantemente para o *flat start*, a maioria das simulações tem o número de iterações reduzidas. Como um número muito grande de simulações é resolvido, essa economia em cada simulação resulta em uma grande melhora no esforço computacional total.

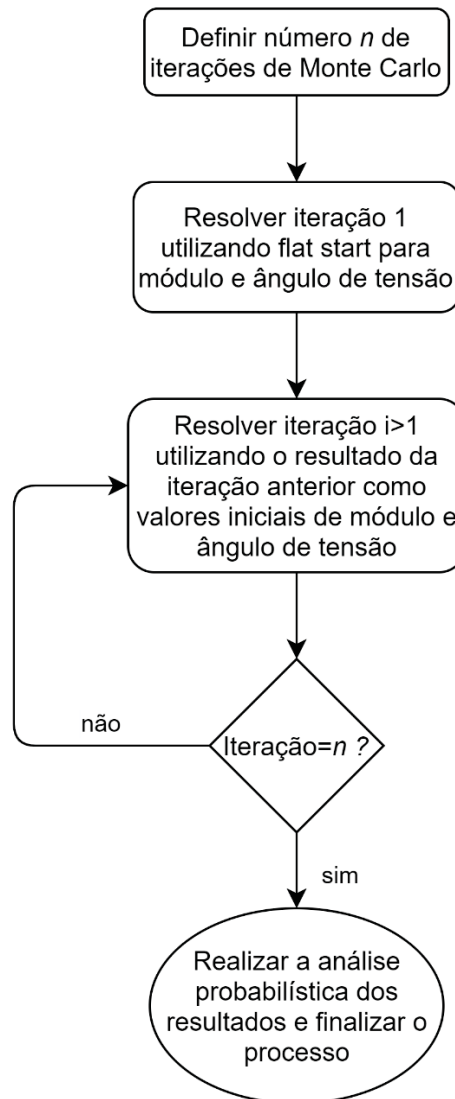
Se ao obter as amostras, ocorrer uma reorganização das mesmas de maneira crescente, ou decrescente, esse efeito pode ser melhorado. Neste trabalho, não houve a ordenação das amostras devido a limitações de tempo. Esse aspecto poderá ser investigado em trabalhos posteriores.

Os passos de aplicação de *memória* no fluxo de potência probabilístico numérico são resumidos no passo a passo e ilustrado através do fluxograma a seguir:

1. Definir o número n de iterações de Monte Carlo;
2. Resolver o fluxo de potência para a simulação $i=1$ utilizando o *flat start*;
3. Incrementar o valor de i .
4. Resolver o fluxo de potência para a simulação i utilizando como valor inicial de V e θ os resultados da simulação anterior ($i-1$);

5. Repetir os passos 3 e 4 até realizar todas as simulações de Monte Carlo, ou seja, até $i=n$.

FIGURA 19 – FLUXOGRAMA DA APLICAÇÃO DA MEMÓRIA NO FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO NUMÉRICO.



FONTE: Do Autor (2021).

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo foi apresentada a metodologia desenvolvida de representação probabilística de geração fotovoltaica. O método foi desenvolvido pelo autor a partir de métodos pré-existentes e simplificações matemáticas, tendo como objetivo um método simples e de fácil obtenção, podendo ser usado com facilidade

por operadores do sistema elétrico. Foi apresentada também a técnica de amostragem utilizada nesse trabalho, a técnica da transformada inversa, necessária no processo de resolução de fluxo de potência probabilístico numérico. A técnica forneceu resultados adequados, permitindo a obtenção de amostras que seguem distribuições de probabilidades geradas pelo método desenvolvido pelo autor.

Foram apresentados também tópicos relacionados ao fluxo de potência em redes de distribuição. Foi apresentado a formulação do fluxo de potência por Newton-Raphson e a metodologia da versão desacoplado rápido. O método de cálculo e aplicação da normalização complexa foi exposto. Foi tratada a utilização da técnica de normalização complexa no FPP numérico, permitindo resolver o FPP numérico de redes de distribuição utilizando o método desacoplado rápido.

Tendo como objetivo diminuir o custo computacional do método desenvolvido, foi introduzido o conceito de *memória*, que visa definir um valor inicial de resolução adequado para o método Desacoplado Rápido.

O comportamento do método desenvolvido em relação a custo computacional é apresentado no capítulo a seguir, explicitando o efeito da *memória* e da normalização complexa, simultaneamente, na redução do custo computacional. O capítulo a seguir também apresenta aplicações do método desenvolvido em diferentes sistemas, em diferentes condições, ilustrando robustez do método e a capacidade do mesmo de realizar análises em sistemas de distribuição de diferentes condições operativas.

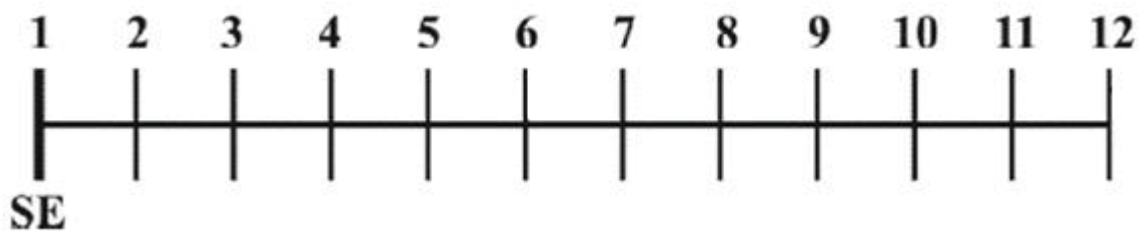
4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 SISTEMAS TESTES

Nesse trabalho são realizados testes em três diferentes sistemas de distribuição: em um sistema alimentador de 12 barras [59], apresentado na Figura 20; um sistema teste de distribuição de 33 barras IEEE [60], [61], apresentado na Figura 21; e um sistema de 141 barras apresentado em [62], que representa uma parte de um sistema de distribuição urbano, ilustrado na Figura 22. As informações elétricas referentes aos dados de linha e de barra dos sistemas são apresentadas no Apêndice 1.

Todos os fluxos de potência deste trabalho, tanto determinístico, quanto probabilístico, foram resolvidos em algoritmos desenvolvidos pelo próprio autor, em Matlab. Os resultados dos fluxos de potência determinísticos foram validados através do Matpower. Os sistemas testes de 33 e 141 barras constam no banco de dados oficial de sistemas de distribuição da ferramenta Matpower, tornando simples a validação dos algoritmos desenvolvidos pelo autor.

FIGURA 20 - SISTEMA TESTE DE 12 BARRAS.



FONTE: Adaptado de [18].

Observa-se na Figura 21 que há a presença de cinco linhas tracejadas que são alternativas de linhas novas, propostas em [61] para mudar a topologia do sistema para uma configuração malhada. Neste trabalho são realizados testes com o sistema totalmente radial, parcialmente malhado (contendo algumas dessas cinco linhas) e malhado (contendo as cinco linhas).

4.2 NORMALIZAÇÃO COMPLEXA APLICADA AOS SISTEMAS TESTES

O processo de normalização complexa foi aplicado aos três sistemas testes avaliados. A Tabela 3 apresenta os ângulos obtidos para cada sistema. O valor de φ_{base-1} é o ângulo obtido sem considerar as cargas, como apresentado em (3.42) e o ângulo φ_{base-2} considera as cargas, como apresentado em (3.44). É exibido na Tabela 4 a relação $|X/R|$ média dos sistemas antes e após a normalização complexa, exemplificando a eficiência do método. É apresentado o módulo da relação X/R pós normalização complexa devido ao fato que no processo de normalização alguns valores de impedância se tornam negativos. Os valores negativos aparecem nos valores de resistência como consequência da manipulação matemática do ângulo da potência base no processo de normalização complexa, não contendo significado físico real.

Constata-se através da Tabela 4 que a normalização complexa teve êxito em aumentar a relação $|X/R|$ de maneira expressiva.

TABELA 3 - ÂNGULOS DO PROCESSO DE NORMALIZAÇÃO COMPLEXA PARA OS SISTEMAS ANALISADOS.

Parâmetro	Sistema analisado		
	12 barras	33 barras	141 barras
$\alpha_{médio}$	19,3593°	39,0896°	34,2903°
$\gamma_{médio}$	19,1869°	45,7252°	46,7098°
φ_{base-1}	70,7269°	47,5911°	49,5°
ϵ	0,2653	0,1129	0,0893
φ_{base-2}	89,4925°	52,0626°	53,9209°

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 4 - RELAÇÃO $|X/R|$ DOS SISTEMAS ANALISADOS ANTES E APÓS A NORMALIZAÇÃO COMPLEXA.

Relação $ X/R $ média do sistema	Sistema analisado		
	12 barras	33 barras	141 barras
Normalização padrão	0,3527	0,8935	0,7458
Normalização complexa	3,0309	15,0626	172,9117

FONTE: Do Autor (2021).

4.3 ANÁLISE DO NÚMERO DE ITERAÇÕES

A Tabela 5 apresenta a diferença na quantidade de iterações ao resolver o sistema através do método desacoplado rápido com e sem normalização complexa, utilizando os métodos BX e XB.

TABELA 5 - NÚMERO DE ITERAÇÕES NA RESOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA DESACOPLADO RÁPIDO.

Ângulo de normalização	Método de resolução	Sistema analisado		
		12 barras	33 barras	141 barras
$\varphi_{base} = 0^\circ$	FPDR BX	17	12	14
	FPDR XB	8	12	12
φ_{base-1}	FPDR BX	7	8	10
	FPDR XB	7	7	8
φ_{base-2}	FPDR BX	10	8	10
	FPDR XB	8	7	8

FONTE: Do Autor (2021).

Pode-se avaliar que para o sistema de 12 barras, o ângulo φ_{base-1} apresentou melhor resultado, proporcionando um menor número de iterações. Por isso é recomendado que diversos valores de φ , ao redor de φ_{base-1} , sejam testados para cada sistema caso almeja-se obter o ângulo φ que reflita no melhor desempenho do método desacoplado rápido.

Como o método XB apresentou menor número de iterações para a resolução do fluxo de potência desacoplado rápido nos sistemas analisados, essa metodologia

é utilizada na realização das resoluções de fluxo de potência no restante do trabalho.

Foi realizada também a medição do impacto da normalização complexa e da utilização de *memória* no fluxo de potência probabilístico numérico. Os testes foram realizados nos sistemas de 33 e 141 barras, utilizando 10^5 simulações de Monte Carlo.

Cada método de fluxo de potência probabilístico foi rodado 10 vezes e é apresentada a quantidade média de iterações, junto com sua variância, pois pelo fato de serem consideradas variáveis probabilísticas, a quantidade total de iterações varia a cada simulação de Monte Carlo. Esse efeito é visto com maior intensidade ao utilizar o conceito de *memória*.

Para todas as simulações dessa seção, foi considerada a presença de um gerador fotovoltaico no final de cada ramo do sistema. Além disso, a distribuição de probabilidade da Figura 9 foi considerada em todos os testes.

Foram testados 2 cenários de participação de geração fotovoltaica para cada sistema e quatro métodos de resolução de fluxo de potência desacoplado rápido probabilístico numérico para cada caso: com e sem *memória* e com e sem normalização complexa.

Para ambos os sistemas foram testados dois níveis fixos de participação de geração fotovoltaica, sendo eles 1 MW e 3 MW. Para o sistema de 33 barras, essa geração representou 27% e 81% da carga, respectivamente, enquanto para o sistema de 141 barras os valores de geração representaram 8% e 25% da carga, respectivamente. Os resultados do número de iterações, variância e melhoria percentual relativa em relação ao caso base, para diferentes testes, são apresentados nas Tabelas 6, 7, 8 e 9. A sigla *cpu* (*Complex Per Unit Normalization*) indica a realização da normalização complexa para o sistema em análise e a sigla DR indica o método Desacoplado Rápido.

Analisando os resultados apresentados pode-se verificar que a aplicação de *memória* reduziu de 23% a 31% o número de iterações, quando comparado ao fluxo de potência probabilístico numérico utilizando o método desacoplado rápido padrão, para os casos analisados.

É constatado também que ao utilizar a metodologia de normalização complexa, houve uma redução de 33% a 42% em relação ao fluxo de potência

probabilístico numérico utilizando o método desacoplado rápido com normalização padrão, para os casos analisados.

A utilização de *memória* reduz ainda mais o número de iterações quando associado à normalização complexa, mostrando ser benéfico tanto quando utilizado a normalização padrão, ou normalização complexa, chegando a reduzir em até 53% o número de iterações quando comparado ao caso base.

Como o número de iterações totais ao se realizar um fluxo de potência probabilístico numérico é muito grande, essa redução percentual é muito significativa. Ao resolver através do método proposto, necessita-se, cerca de 640 mil e 600 mil iterações a menos, para os sistemas de 33 barras e 141 barras, respectivamente, reduzindo significativamente o custo computacional necessário.

TABELA 6 - SISTEMA DE 33 BARRAS COM 1 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.

Caso	Quantidade média de iterações	Variância	Redução percentual de iterações
DR sem <i>memória</i>	1200000	0	Base
DR com <i>memória</i>	832917	13%	31%
DR com <i>cpu</i> sem <i>memória</i>	700000	0	42%
DR com <i>cpu</i> com <i>memória</i>	559422	6%	53%

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 7 - SISTEMA DE 33 BARRAS COM 3 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.

Caso	Quantidade média de iterações	Variância	Redução percentual de iterações
DR sem <i>memória</i>	1162275	1%	Base
DR com <i>memória</i>	852607	10%	27%
DR com <i>cpu</i> sem <i>memória</i>	626205	1%	46%
DR com <i>cpu</i> com <i>memória</i>	570989	9%	51%

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 8 - SISTEMA DE 141 BARRAS COM 1 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.

Caso	Quantidade média de iterações	Variância	Redução percentual de iterações
DR sem <i>memória</i>	1200000	0	Base
DR com <i>memória</i>	857010	10%	29%
DR com <i>cpu</i> sem <i>memória</i>	800000	0	33%
DR com <i>cpu</i> com <i>memória</i>	605994	3%	50%

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 9 - SISTEMA DE 141 BARRAS COM 3 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.

Caso	Quantidade média de iterações	Variância	Redução percentual de iterações
DR sem <i>memória</i>	1200000	0	Base
DR com <i>memória</i>	929692	5%	23%
DR com <i>cpu</i> sem <i>memória</i>	800000	0	33%
DR com <i>cpu</i> com <i>memória</i>	641959	8%	47%

FONTE: Do Autor (2021).

4.4 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO PARA OS SISTEMAS TESTES

A partir desta seção, apresenta-se a análise de desempenho de sistemas de distribuição com geração solar fotovoltaica distribuída. São realizados testes em diversas topologias, níveis de participação de geração fotovoltaica e diferentes carregamentos.

4.4.1 Casos analisados

Inicialmente é analisado o desempenho do sistema para diferentes níveis de participação de geração fotovoltaica, alocando os geradores nas barras finais de cada ramo do sistema. A distribuição de probabilidade da geração fotovoltaica é mantida a mesma para as simulações seguintes, usando a FDP apresentada na

Figura 9. Em seguida é considerada a alocação de geradores fotovoltaicos em todas as barras do sistema, a fim de avaliar a mudança nos valores dos indicadores analisados. Em todos os casos a potência total de geração fotovoltaica é dividida igualmente entre os geradores distribuídos considerados.

Em sequência é analisado o efeito de modificações topológicas no sistema a partir da inserção de linhas extras para fechamento de malhas. Além disso, é avaliado o desempenho do sistema para diferentes níveis de carregamento, aumentando o valor da carga total, juntamente com o valor de geração fotovoltaica na mesma proporção, tornando maior o fluxo de potência entre as linhas do sistema.

Por último, são consideradas distribuições de probabilidade diferentes para a variável probabilística. Além de utilizar a FDP fornecida na Figura 9, são utilizadas as FDP apresentadas nas Figuras 10 e 11, avaliando o desempenho do sistema em condições climatológicas diferentes.

4.4.2 Métricas utilizadas

Para os testes de desempenho de redes de distribuição, neste trabalho são considerados: subtensão, sobretensão e perdas ativas. Uma carga é considerada em subtensão quando sua tensão estiver abaixo de 0.95 p.u., em sobretensão leve quando estiver acima de 1.03 p.u. e sobretensão crítica quando tiver acima de 1.05 p.u..

Apresenta-se o valor médio de perdas ativas do sistema. Toma-se esse índice como indicador principal de desempenho operativo do sistema. Como a tensão das cargas é altamente dependente da tensão na barra da subestação alimentadora, a ocorrência de subtensão e sobretensão acaba sendo uma variável altamente dependente da tensão desta barra.

Como são realizadas 10^5 simulações de Monte Carlo, os valores de perda apresentados se referem à perda média e a ocorrência de tensões fora dos limites aceitos são apresentados em relação percentual.

Para cada simulação de Monte Carlo, é obtido um valor de perda ativa total no sistema. O valor de perda média é dado através da seguinte relação:

$$Perda\ média = \frac{\sum_{i=1}^n Perda\ total_i}{n} \quad (4.1)$$

Sendo:

Perda total Soma dos valores de perda ativa em todas as linhas do sistema;

n Número de simulações de Monte Carlo;

É apresentado também um histograma normalizado das perdas para algumas simulações, a fim de ilustrar a probabilidade de ocorrência de intervalos de valores de perda ativa total do sistema. Os histogramas não são apresentados com frequência para não sobrecarregar o documento.

Para cada simulação de Monte Carlo é obtido um vetor que contém os valores dos resultados de tensão de todas as iterações da simulação. Sendo assim, são gerados *b* valores de tensão nodal para cada simulação, sendo *b* a quantidade pré-definida de iterações de Monte Carlo. Assim é possível obter a ocorrência percentual de subtensão e sobretensão da simulação através da equação apresentada a seguir.

$$\text{Ocorrência de subtensão} = \frac{\sum_{i=1}^n qV_{\text{subtensão}}}{nb} \quad (4.2)$$

Sendo:

$qV_{\text{subtensão}}$ Quantidade de barras que apresentam subtensão na simulação de Monte Carlo analisada;

n Número de simulações de Monte Carlo;

b Quantidade de barras do sistema em análise

O mesmo procedimento é empregado para as medidas de sobretensão leve e sobretensão.

4.5 ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS SISTEMAS SEM MODIFICAÇÕES TOPOLÓGICAS

4.5.1 Geradores fotovoltaicos alocados nas barras finais de cada ramal

Nesta seção analisam-se os sistemas de 33 e 141 barras, sem modificar sua topologia e carregamento. Primeiramente os geradores fotovoltaicos são alocados

nas barras finais de cada ramal e em seguida são realizados testes com geradores fotovoltaicos distribuídos em todas as barras do sistema.

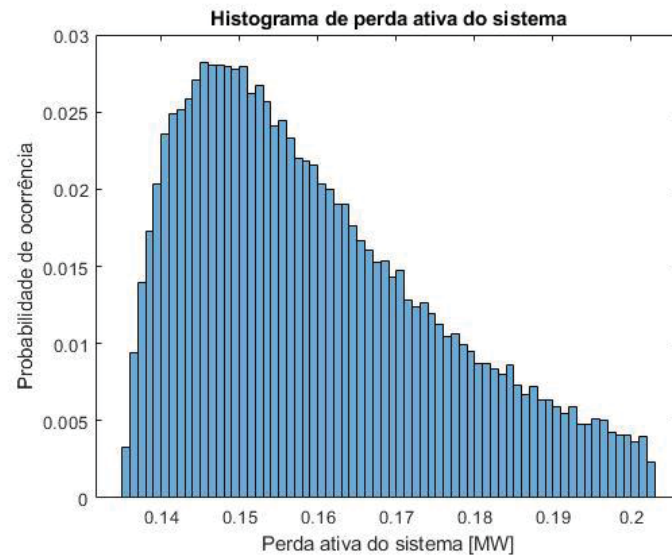
A Tabela 10 apresenta indicadores de desempenho do sistema de 33 barras para três diferentes níveis de participação de geração fotovoltaica. Em seguida são ilustrados os histogramas das perdas. A tensão da barra de referência foi definida como 1 p.u. para os testes realizados. A distribuição de probabilidade da geração fotovoltaica é a que foi apresentada na Figura 9, assim como nas simulações anteriores. Os valores de participação de geração fotovoltaica são acompanhados da proporção relativa à carga do sistema.

TABELA 10 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.

Indicador	Níveis de participação de geração fotovoltaica		
	1 MW – 27%	3 MW – 81%	5 MW – 135%
Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,16	0,11	0,11
Ocorrência de subtensão	53%	21%	9%
Ocorrência de sobretensão	0	0	0
Ocorrência de sobretensão crítica	0	0	0

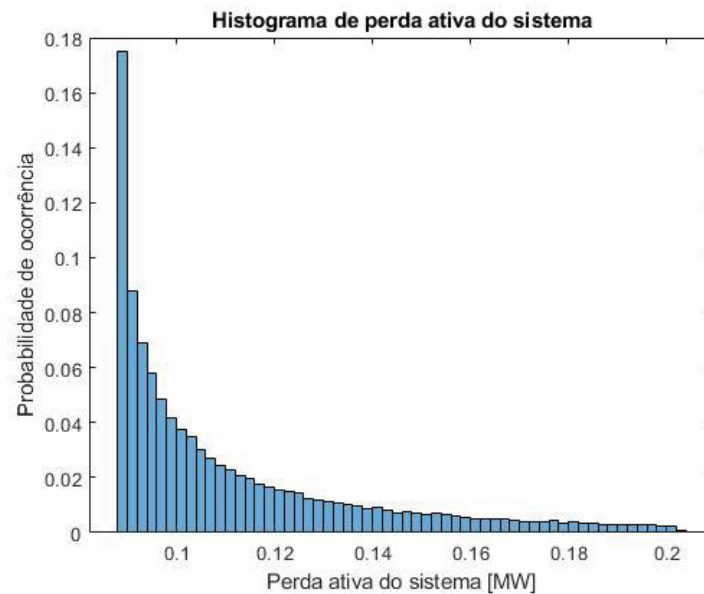
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 23 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 33 BARRAS COM 1 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.



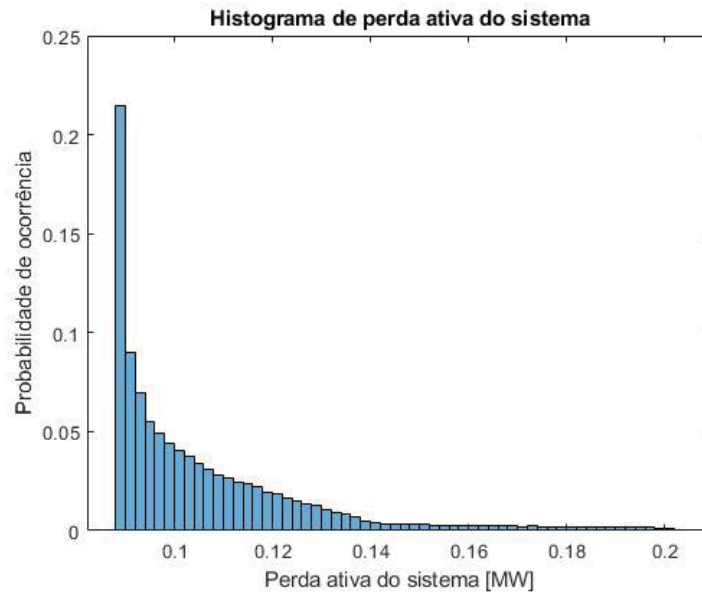
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 24 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 33 BARRAS COM 3 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.



FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 25 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 33 BARRAS COM 5 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.



FONTE: Do Autor (2021).

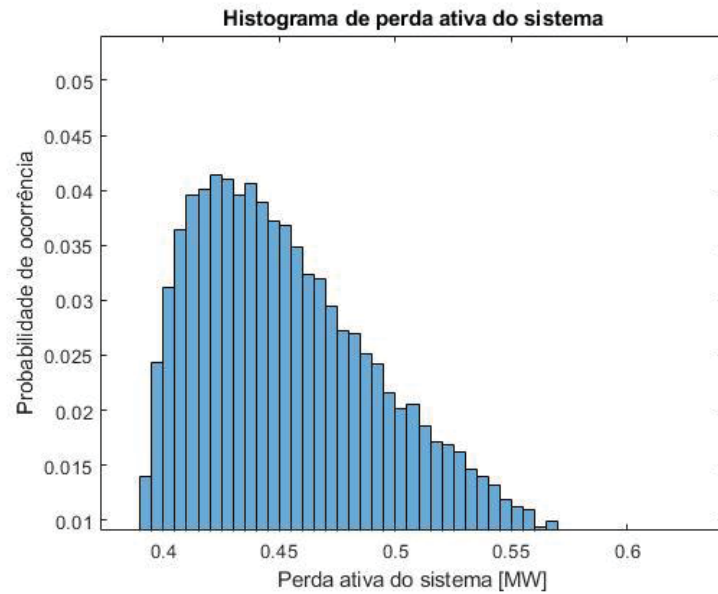
A Tabela 11 apresenta o desempenho do sistema de 141 barras para três diferentes níveis de participação de geração fotovoltaica. Os histogramas de perda são ilustrados em seguida. A tensão da barra de referência foi definida como 1 p.u. para os testes realizados. A distribuição de probabilidade da geração fotovoltaica é a que foi apresentada na Figura 9, assim como nas simulações anteriores. Os valores de participação de geração fotovoltaica são acompanhados da proporção relativa à carga do sistema.

TABELA 11 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.

Indicador	Níveis de participação de geração fotovoltaica		
	4 MW – 33%	8 MW – 67%	16 MW – 134%
Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,473	0,378	0,348
Ocorrência de subtensão	32%	20%	6%
Ocorrência de sobretensão	0	0	0
Ocorrência de sobretensão crítica	0	0	0

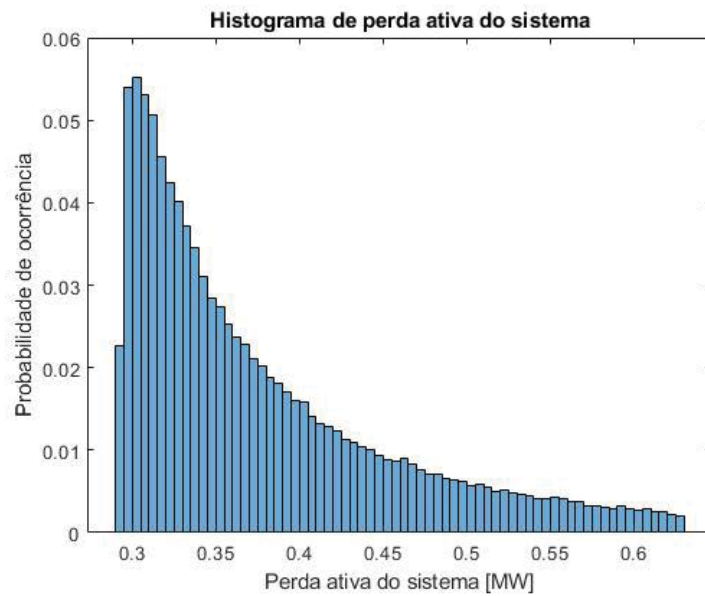
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 26 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 141 BARRAS COM 4 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.



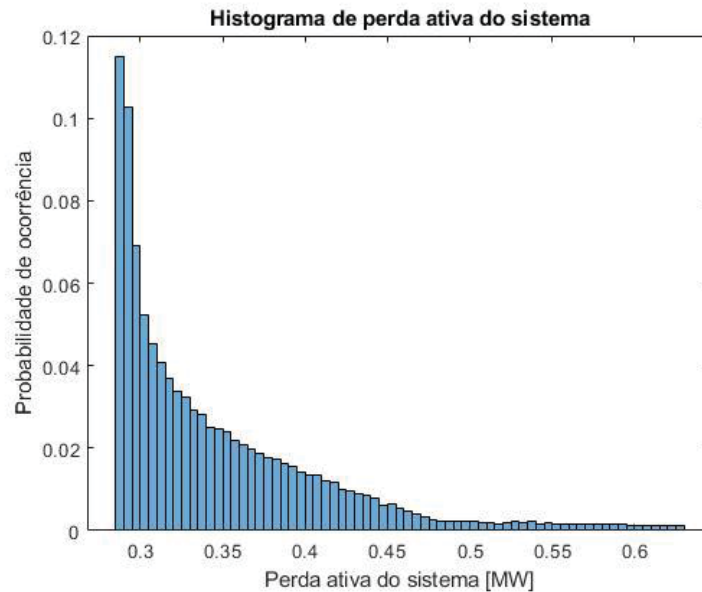
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 27 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 141 BARRAS COM 8 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.



FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 28 - HISTOGRAMA DO VALOR DE PERDA ATIVA TOTAL DO SISTEMA DE 141 BARRAS COM 16 MW DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.



FONTE: Do Autor (2021).

Constata-se que ambos os sistemas apresentaram melhor desempenho para um nível de participação alta de geração fotovoltaica. Nos sistemas de distribuição analisados, há um valor grande de perda ativa nas linhas do sistema. Ao alocar geradores no final de cada ramal, foi possível diminuir a potência ativa que flui da barra de referência até o final de cada ramal, conseqüentemente, diminuindo o valor de perda ativa nos elementos do sistema e diminuindo a queda de tensão através daquele ramal.

Através dos histogramas é possível observar que não somente o valor médio de perda ativa dos sistemas foram reduzidos, mas também a ocorrência de valores altos de perda ativa tiveram suas frequências diminuídas.

A partir dos histogramas apresentados nessa seção, evidencia-se a capacidade do método implementado de permitir a extração de relevantes informações adicionais, como histogramas de perda de potência, valores de tensão e fluxo entre linhas, que serão apresentados posteriormente.

4.5.2 Geradores fotovoltaicos distribuídos em todas as barras do sistema

Em seguida realizam-se testes alocando a geração distribuída em todas as barras dos sistemas, utilizando os mesmos níveis de participação, tensão de barra

de referência e FDP de geração fotovoltaica. Os resultados são apresentados a seguir.

TABELA 12 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA, DISTRIBUIDO ENTRE TODAS AS BARRAS.

Indicador	Níveis de participação de geração fotovoltaica		
	1 MW – 27%	3 MW – 81%	5 MW – 135%
Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,16	0,10	0,09
Ocorrência de subtensão	52%	20%	9%
Ocorrência de sobretensão	0	0	0
Ocorrência de sobretensão crítica	0	0	0

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 13 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA, DISTRIBUIDO ENTRE TODAS AS BARRAS.

Indicador	Níveis de participação de geração fotovoltaica		
	4 MW – 33%	8 MW – 67%	16 MW – 134%
Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,473	0,360	0,254
Ocorrência de subtensão	32%	17%	5%
Ocorrência de sobretensão	0	0	0
Ocorrência de sobretensão crítica	0	0	0

FONTE: Do Autor (2021).

Analisando os dados apresentados nas tabelas é possível verificar que apesar de haver uma redução na ocorrência de subtensão, a redução mais significativa aconteceu no valor de perda média ativa. Isso ocorreu pois a alocação dos geradores distribuídos em todas as barras acabou diminuindo o carregamento geral do sistema, diminuindo o fluxo e as perdas ativas do sistema em um todo, não somente nos trechos finais dos ramais.

4.6 ANÁLISE DE DESEMPENHO DE MUDANÇAS TOPOLÓGICAS

Primeiramente analisa-se o sistema com a inserção de uma malha. São testados a inserção de 5 linhas diferentes, cada um fechando uma malha no sistema. Para o sistema de 33 barras, existe 5 linhas previamente já criadas e propostas para tornar a topologia mais malhada, conforme apresentado em [61] e visto em tracejado na Figura 18. Para o sistema de 141 barras, foram criadas 5 linhas adicionais, conforme apresentado a seguir.

As alternativas, juntamente com as linhas que são ligadas são apresentadas a seguir:

Para o sistema de 33 barras:

- Malha 1: ligação entre as barras 18 e 33;
- Malha 2: ligação entre as barras 21 e 8;
- Malha 3: ligação entre as barras 9 e 15;
- Malha 4: ligação entre as barras 12 e 22;
- Malha 5: ligação entre as barras 25 e 29.

Para o sistema de 141 barras:

- Malha 1: ligação entre as barras 32 e 52;
- Malha 2: ligação entre as barras 52 e 59;
- Malha 3: ligação entre as barras 34 e 104;
- Malha 4: ligação entre as barras 95 e 125;
- Malha 5: ligação entre as barras 20 e 130.

O desempenho de cada sistema com uma única malha é apresentado nas Tabelas 14 e 15:

TABELA 14 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DIFERENTES TOPOLOGIAS.

Nível de participação	Indicador	Radial	Malha 1	Malha 2	Malha 3	Malha 4	Malha 5
1 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,16	0,16	0,13	0,16	0,12	0,13
	Ocorrência de subtensão	52%	52%	29%	52%	17%	31%
3 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,10	0,10	0,08	0,10	0,08	0,09
	Ocorrência de subtensão	21%	21%	7%	18%	6%	7%
5 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,09	0,085	0,07	0,09	0,07	0,07
	Ocorrência de subtensão	9%	9%	3%	8%	3%	3%

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 15 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DIFERENTES TOPOLOGIAS.

Nível de participação	Indicador	Radial	Malha 1	Malha 2	Malha 3	Malha 4	Malha 5
4 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,473	0,453	0,47	0,392	0,468	0,473
	Ocorrência de subtensão	32%	34%	32%	27%	32%	32%
8 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,360	0,339	0,358	0,299	0,357	0,360
	Ocorrência de subtensão	17%	10%	16%	9%	17%	17%
16 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,254	0,233	0,252	0,214	0,244	0,254
	Ocorrência de subtensão	5%	4%	5%	3%	5%	5%

FONTE: Do Autor (2021).

É possível detectar que ao inserir uma malha no sistema, os índices de desempenho são melhorados, tanto para as perdas, quanto para a ocorrência de subtensão. Não houve casos de sobretensão, mesmo com geração superior a carga, devido ao alto carregamento dos sistemas analisados.

Nota-se que apesar do valor de perda ativa e ocorrência de subtensão ser reduzido, não houve nenhuma malha única que permitiu extinguir a ocorrência de subtensão nos sistemas.

Em seguida, é realizada a análise dos sistemas com números superiores de malhas. O sistema tem 5 malhas fechadas, gradativamente. A ordem de inserção de malhas é baseada no desempenho de cada uma para cada sistema, inserindo da melhor, para a pior, sucessivamente. As configurações testadas são apresentadas a seguir:

Sistema de 33 barras:

- 2 malhas: Malha 4 + Malha 2
- 3 malhas: Malha 4 + Malha 2 + Malha 5
- 4 malhas: Malha 4 + Malha 2 + Malha 5 + Malha 3
- 5 malhas: Todas as cinco

Sistema de 141 barras:

- 2 malhas: Malha 3 + Malha 2
- 3 malhas: Malha 3 + Malha 2 + Malha 1
- 4 malhas: Malha 3 + Malha 2 + Malha 1 + Malha 4
- 5 malhas: Todas as cinco

O desempenho do sistema nas diferentes topologias é apresentado nas Tabelas 16 e 17:

TABELA 16 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DIFERENTES TOPOLOGIAS.

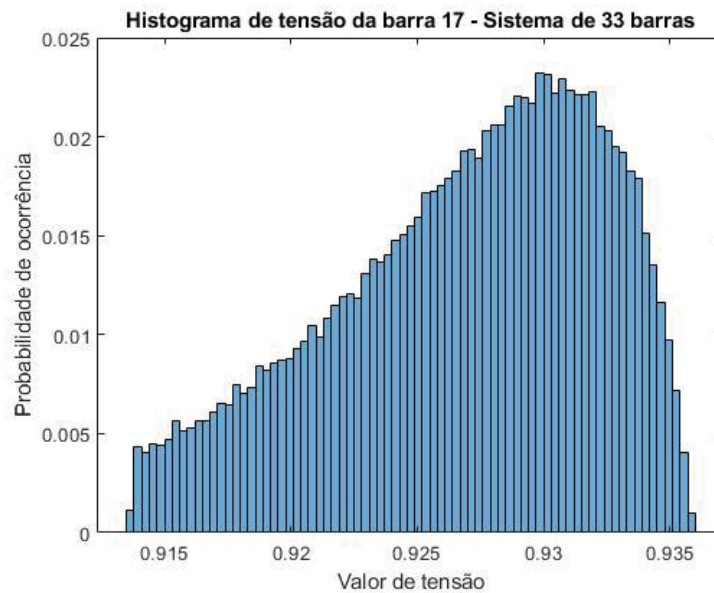
Nível de participação	Indicador	Radial	2 malhas	3 malhas	4 malhas	5 malhas
1 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,16	0,12	0,10	0,10	0,10
	Ocorrência de subtensão	52%	15%	0	0	0
3 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,10	0,08	0,07	0,07	0,07
	Ocorrência de subtensão	21%	4%	0	0	0
5MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,09	0,07	0,06	0,05	0,05
	Ocorrência de subtensão	9%	2%	0	0	0

FONTE: Do Autor (2021).

É constatado que o sistema de 33 barras teve a ocorrência de subtensão anulada ao inserir uma terceira malha no sistema. A inserção de malhas adicionais não trouxe mudanças significativas de desempenho.

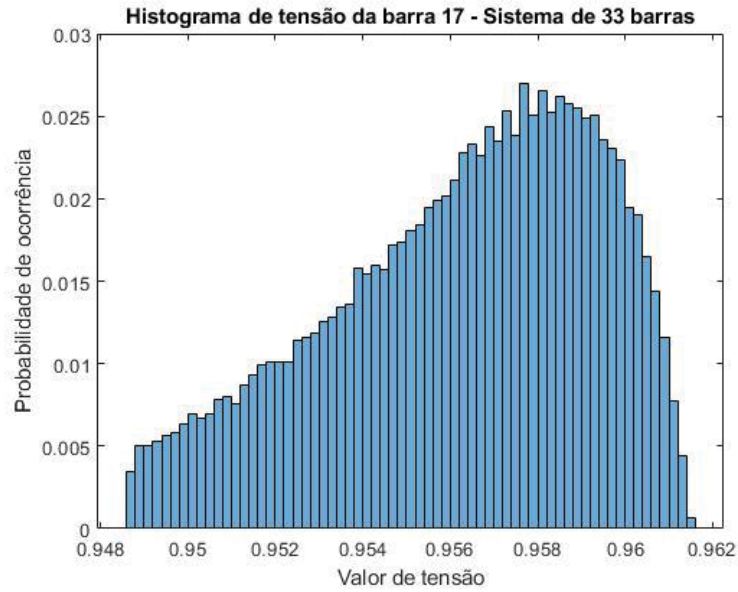
Os histogramas a seguir apresentam o comportamento da tensão da barra 17, para o sistema de 33 barras apresentando 1 MW de geração fotovoltaica para diferentes topologias. As Figuras 29, 30, 31, 32 e 33 se referem ao sistema com topologia radial, com 2 malhas, 3 malhas, 4 malhas e 5 malhas, respectivamente.

FIGURA 29 - HISTOGRAMA DA TENSÃO DA BARRA 17 DO SISTEMA DE 33 BARRAS EM CONFIGURAÇÃO RADIAL



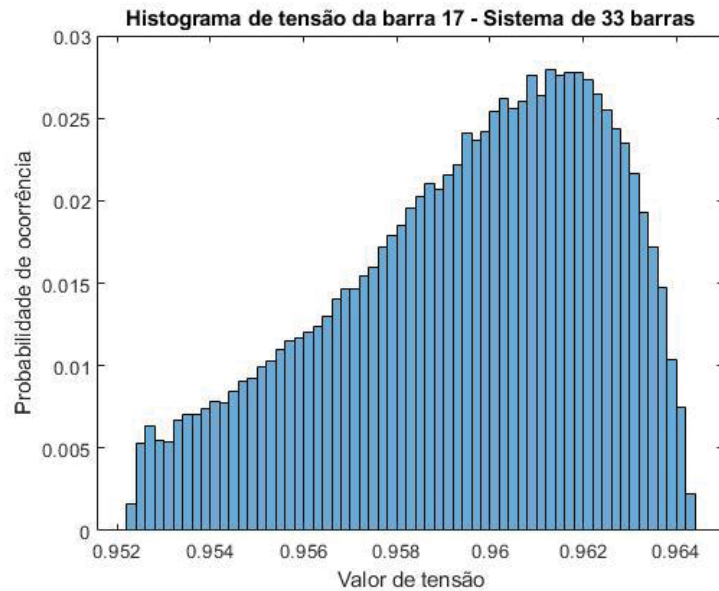
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 30 - HISTOGRAMA DA TENSÃO DA BARRA 17 DO SISTEMA DE 33 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 2 MALHAS.



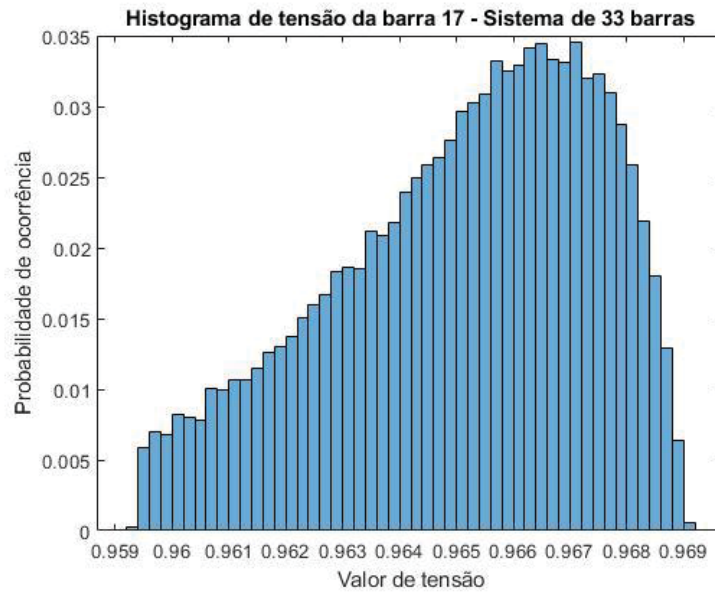
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 31 - HISTOGRAMA DA TENSÃO DA BARRA 17 DO SISTEMA DE 33 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 3 MALHAS.



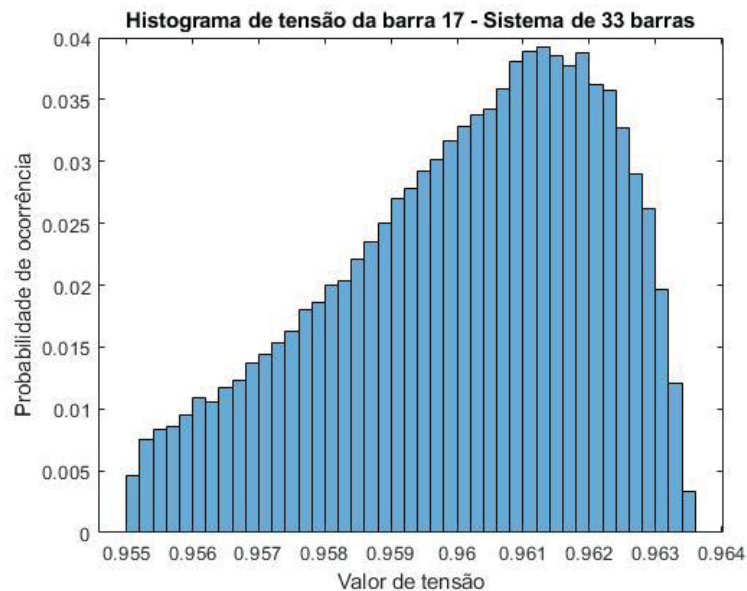
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 32 - HISTOGRAMA DA TENSÃO DA BARRA 17 DO SISTEMA DE 33 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 4 MALHAS.



FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 33 - HISTOGRAMA DA TENSÃO DA BARRA 17 DO SISTEMA DE 33 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 5 MALHAS.



FONTE: Do Autor (2021).

Através dos histogramas é possível observar de maneira mais abrangente o comportamento da tensão, seus limites superiores e inferiores, assim como as faixas de valores mais frequentes.

No caso específico relativo à barra 17, observa-se como em topologia radial, a tensão na mesma apresentava todos seus valores na classificação de subtensão. A partir da inserção de 3 malhas a ocorrência de valores abaixo de 0.95 se torna nula. Pode-se observar que a topologia com 4 malhas foi a mais positiva em relação a magnitude da tensão observando o eixo horizontal da Figura 32.

Nota-se através da Tabela 17 que para o sistema de 141 barras, nenhuma das configurações analisadas zeraram totalmente a ocorrência de subtensão, entretanto, ao conter 4 ou 5 malhas, a ocorrência de subtensão se torna quase nula e o valor de perdas é reduzido significativamente.

TABELA 17 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA DIFERENTES NÍVEIS DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DIFERENTES TOPOLOGIAS.

Nível de participação	Indicador	Radial	2 malhas	3 malhas	4 malhas	5 malhas
4 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,473	0,390	0,37	0,35	0,34
	Ocorrência de subtensão	32%	27%	6%	1%	0,1%
8 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,360	0,298	0,278	0,262	0,256
	Ocorrência de subtensão	17%	8%	2%	0,5%	0,05%
16 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,254	0,213	0,191	0,178	0,174
	Ocorrência de subtensão	5%	3%	1%	0,2%	0,02%

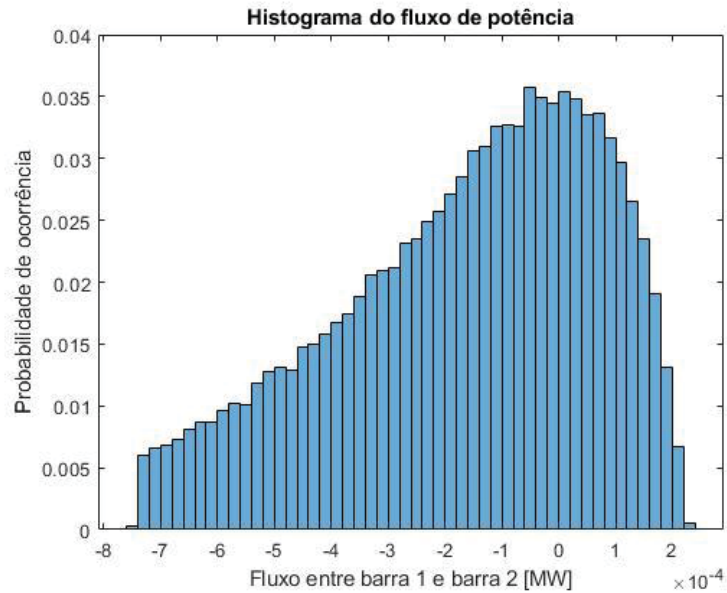
FONTE: Do Autor (2021).

Os histogramas a seguir apresentam o comportamento do fluxo de potência na linha conectada à barra de referência do sistema de 141 barras, considerando a inserção de 16 MW de geração fotovoltaica para diferentes topologias. As Figuras 34, 35, 36, 37 e 38 se referem ao sistema com topologia radial, com 2 malhas, 3 malhas, 4 malhas e 5 malhas, respectivamente.

Através dos histogramas é possível ter um conhecimento mais abrangente sobre o comportamento da potência que flui através da barra de referência, seus limites superiores e inferiores, assim como as faixas de valores mais frequentes. Essas informações podem contribuir para auxiliar nos ajustes das configurações da

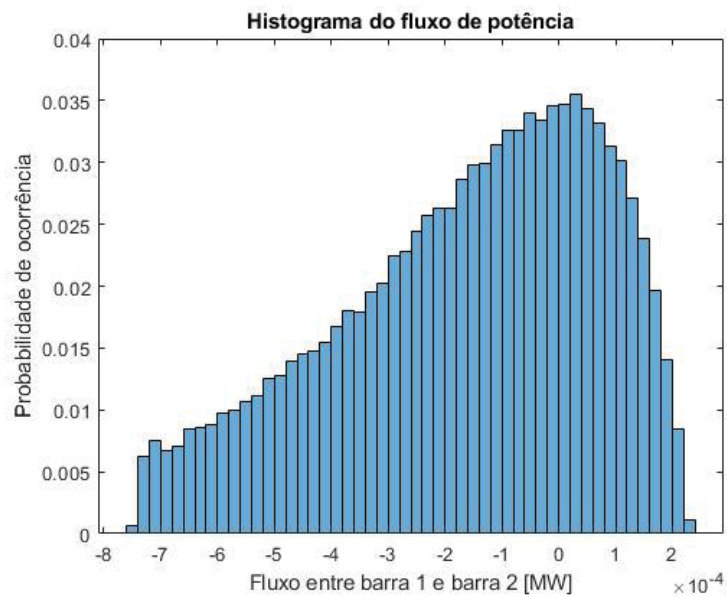
proteção e dimensionamento de equipamentos para fluxo reverso na subestação em questão.

FIGURA 34 - HISTOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA QUE SAI DA BARRA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE 141 BARRAS EM CONFIGURAÇÃO RADIAL.



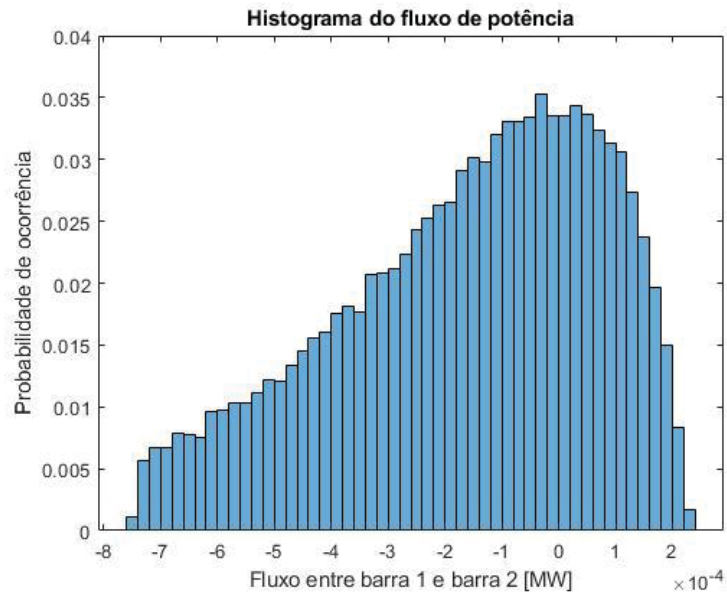
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 35 - HISTOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA QUE SAI DA BARRA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE 141 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 2 MALHAS.



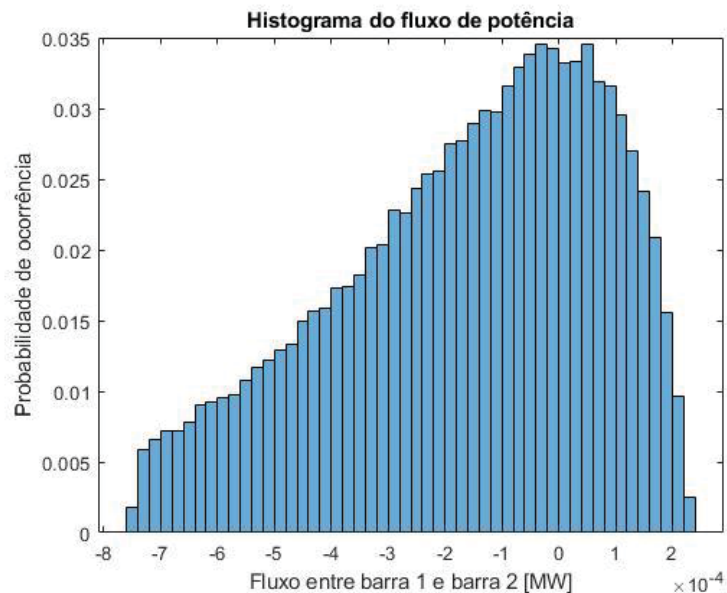
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 36 - HISTOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA QUE SAI DA BARRA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE 141 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 3 MALHAS.



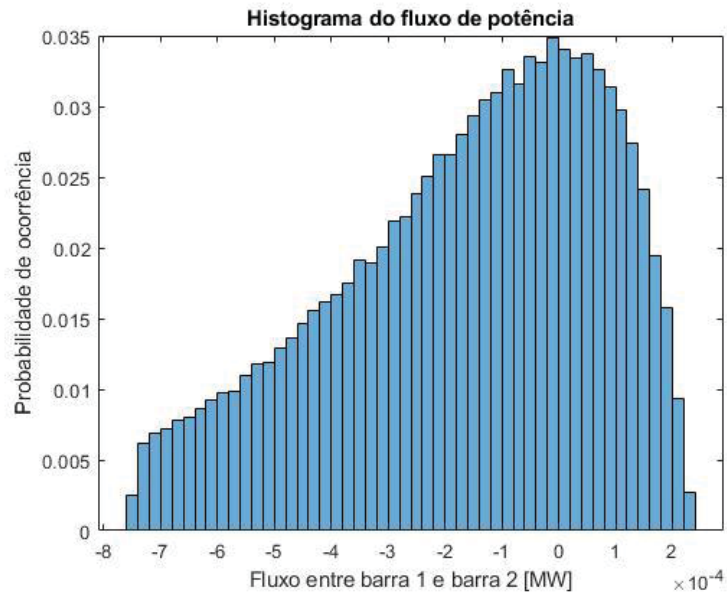
FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 37 - HISTOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA QUE SAI DA BARRA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE 141 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 4 MALHAS.



FONTE: Do Autor (2021).

FIGURA 38 - HISTOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA QUE SAI DA BARRA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE 141 BARRAS EM TOPOLOGIA COM 5 MALHAS.



FONTE: Do Autor (2021).

Através dos resultados apresentados no histograma foi possível calcular a ocorrência de fluxo reverso na barra de referência. Esse fluxo reverso se refere a entrada de potência na subestação de distribuição, categorizando-se por valores negativos de injeção de potência na barra de referência. Os resultados referentes a ocorrência de fluxo reverso no caso estudado são apresentados na tabela a seguir.

TABELA 18 - OCORRÊNCIA DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA NA BARRA DE REFERÊNCIA PARA O SISTEMA DE 141 BARRAS.

Nível de participação	Indicador	Radial	2 malhas	3 malhas	4 malhas	5 malhas
16 MW de geração	Ocorrência de fluxo reverso na barra de referência	28,5%	28,9%	29,3%	29,4%	29,4%

Observa-se a capacidade do método desenvolvido de quantificar a ocorrência de entrada de potência na barra de subestação. É possível constatar que a mudança topológica aumentou a ocorrência de fluxo de potência para a barra de referência.

Para testar a capacidade do método desenvolvido avaliar a ocorrência de sobretensão, é realizada a simulação no sistema de 33 barras alocando uma quantidade elevada de geração fotovoltaica. Essa quantidade foi de 8 MW a 12MW,

que corresponde a aproximadamente 200% a 300% da carga do sistema. Os resultados dessa simulação, para o sistema de 33 barras é apresentada na tabela a seguir.

TABELA 19 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA NÍVEIS ELEVADOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.

Nível de participação	Indicador	Radial	2 malhas	3 malhas	4 malhas	5 malhas
8 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,12	0,09	0,07	0,07	0,06
	Ocorrência de subtensão	4,4%	0,98%	0	0	0
	Ocorrência de sobretensão	8,2%	1,76%	1,5%	0,06%	0
10 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,18	0,13	0,11	0,09	0,09
	Ocorrência de subtensão	3,3%	0,75%	0	0	0
	Ocorrência de sobretensão	20,83%	8,41%	7,6%	4,63%	0,8%
12 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,26	0,19	0,16	0,15	0,14
	Ocorrência de subtensão	2,61%	0,61%	0	0	0
	Ocorrência de sobretensão	33%	20%	14%	12%	9,2%

É observado que o método conseguiu operar adequadamente nessa situação, avaliando a ocorrência de subtensão e sobretensão simultaneamente. É observado a ocorrência de subtensão para níveis elevados de geração fotovoltaica. É possível observar que a inserção de malhas tornou o desempenho do sistema mais adequado, reduzindo as perdas e a ocorrência de violações de limites operativos.

4.7 ANÁLISE DO SISTEMA PARA DIFERENTES CONDIÇÕES DE CARGA

Nessa seção apresentam-se os resultados obtidos com a modificação do carregamento total do sistema. O valor de carga e de geração é incrementado na mesma proporção.

Os casos de aumento de carregamento do sistema são apresentados a seguir:

- Caso 1: Incremento de 20% no carregamento;

- Caso 2: Incremento de 50% no carregamento;
- Caso 3: Incremento de 70% no carregamento;

Primeiramente os testes são executados no sistema de 33 barras. Os resultados para cada aumento de carga são apresentados a seguir:

TABELA 20 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA O CASO 1 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.

Nível de participação	Indicador	Radial	1 malha	3 malhas	4 malhas	5 malhas
1 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,24	0,18	0,15	0,15	0,14
	Ocorrência de subtensão	63%	30%	13%	10%	7%
3 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,15	0,12	0,10	0,10	0,10
	Ocorrência de subtensão	34%	14%	3%	2%	1%
5MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,13	0,10	0,08	0,08	0,07
	Ocorrência de subtensão	14%	6%	1%	1%	1%

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 21 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA O CASO 2 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.

Nível de participação	Indicador	Radial	1 malha	3 malhas	4 malhas	5 malhas
1 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,39	0,29	0,24	0,24	0,23
	Ocorrência de subtensão	64%	61%	38%	30%	36%
3 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,25	0,20	0,16	0,16	0,15
	Ocorrência de subtensão	49%	27%	13%	11%	10%
5 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,21	0,16	0,13	0,13	0,12
	Ocorrência de subtensão	23%	13%	6%	5%	4,5%

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 22 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA O CASO 3 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.

Nível de participação	Indicador	Radial	1 malha	3 malhas	4 malhas	5 malhas
1 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,51	0,39	0,31	0,31	0,30
	Ocorrência de subtensão	66%	64%	49%	48%	52%
3 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,33	0,26	0,21	0,21	0,20
	Ocorrência de subtensão	56%	34%	22%	20%	20%
5MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,27	0,21	0,17	0,16	0,15
	Ocorrência de subtensão	27%	18%	10%	9%	8%

FONTE: Do Autor (2021).

Através dos resultados é possível observar que ao aumentar o carregamento do sistema houve um incremento no valor de perda ativa média no sistema e na ocorrência de subtensão. É verificado que quando o carregamento do sistema se eleva, nenhuma das alternativas analisadas conseguiram anular a presença de subtensão nos sistemas, entretanto a inserção de malhas no sistema se mostrou positiva em todos os cenários, diminuindo a ocorrência de subtensão e o valor médio de perda ativa do sistema. Pode-se notar que para alguns casos, o sistema com 4 malhas apresentou desempenho superior ao sistema de 5 malhas.

Os resultados dos casos de incremento de carga para o sistema de 141 barras são apresentados a seguir.

TABELA 23 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA O CASO 1 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.

Nível de participação	Indicador	Radial	1 malha	3 malhas	4 malhas	5 malhas
4 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,697	0,576	0,542	0,509	0,496
	Ocorrência de subtensão	43%	32%	41%	29%	22%
8 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,529	0,439	0,406	0,383	0,374
	Ocorrência de subtensão	35%	25%	14%	9%	7%
16 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,370	0,313	0,279	0,259	0,254
	Ocorrência de subtensão	12%	7%	5%	3%	2,5%

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 24 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA O CASO 2 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.

Nível de participação	Indicador	Radial	1 malha	3 malhas	4 malhas	5 malhas
4 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	1,130	0,93	0,871	0,815	0,795
	Ocorrência de subtensão	75%	45%	63%	46%	42%
8 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,854	0,706	0,649	0,613	0,598
	Ocorrência de subtensão	49%	36%	42%	31%	27%
16 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,592	0,498	0,442	0,412	0,402
	Ocorrência de subtensão	23%	16%	13%	9%	8%

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 25 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA O CASO 3 DE MUDANÇA DE CARREGAMENTO.

Nível de participação	Indicador	Radial	1 malha	3 malhas	4 malhas	5 malhas
4 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	1,489	1,221	1,141	1,066	1,039
	Ocorrência de subtensão	89%	62%	69%	55%	53%
8 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	1,120	0,925	0,849	0,799	0,780
	Ocorrência de subtensão	61%	42%	54%	43%	41%
16 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,772	0,648	0,576	0,533	0,522
	Ocorrência de subtensão	30%	21%	18%	14%	13%

FONTE: Do Autor (2021).

Através dos resultados é possível notar que houve um incremento significativo no valor de perda ativa média no sistema e na ocorrência de subtensão ao aumentar o carregamento do sistema. Mesmo ao inserir cinco malhas no sistema não foi possível anular a ocorrência de subtensão, entretanto, o desempenho do sistema sempre melhorou conforme o número de malhas inseridas no sistema.

4.8 ANÁLISE DOS SISTEMAS EM DIFERENTES CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

Nessa seção são apresentados os resultados considerando diferentes topologias e diferentes FDP de geração fotovoltaica. Os diferentes cenários de insolação simulados são apresentados a seguir:

- Cenário 1: Período intenso de sol de verão, ilustrado na Figura 11. A curva representa os horários entre as 11:00 e 13:00, com uma irradiação média de 882 W/m^2 e uma irradiação máxima de 1012 W/m^2 ;
- Cenário 2: Período solar de inverno, ilustrado na Figura 10. A curva representa os horários entre as 7:00 e 19:00, com uma irradiação média de 276 W/m^2 e uma irradiação máxima de 496 W/m^2 .

Os resultados para o sistema de 33 e 141 barras, no cenário 1 são apresentados nas tabelas a seguir.

TABELA 26 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA O CENÁRIO 1 DE INSOLAÇÃO.

Nível de participação	Indicador	Radial	1 malha	3 malhas	4 malhas	5 malhas
1 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,14	0,11	0,0913	0,0902	0,0885
	Ocorrência de subtensão	49%	15%	0	0	0
3 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,0767	0,0639	0,0507	0,0503	0,0475
	Ocorrência de subtensão	1%	0,12%	0	0	0
5MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,0809	0,0634	0,0488	0,0467	0,0423
	Ocorrência de subtensão	0,03%	0,004%	0	0	0

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 27 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA O CENÁRIO 1 DE INSOLAÇÃO.

Nível de participação	Indicador	Radial	1 malha	3 malhas	4 malhas	5 malhas
4 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,407	0,338	0,315	0,298	0,291
	Ocorrência de subtensão	32%	16%	0,01%	0,01%	0
8 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,266	0,223	0,200	0,191	0,187
	Ocorrência de subtensão	1%	0,09%	0,001%	0	0
16 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,206	0,178	0,154	0,137	0,134
	Ocorrência de subtensão	0,1%	0,003%	0	0	0

FONTE: Do Autor (2021).

Foi observado que o sistema de distribuição analisado apresentou melhor desempenho para a condição analisada, reduzindo o valor de perda média e de ocorrência de subtensão, verificando-se inclusive valores nulos, não observados nas simulações anteriores.

Os resultados para o sistema de 33 e 141 barras, no cenário 2 são apresentados nas tabelas a seguir.

TABELA 28 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 33 BARRAS PARA O CENÁRIO 2 DE INSOLAÇÃO.

Nível de participação	Indicador	Radial	1 malha	3 malhas	4 malhas	5 malhas
1 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,18	0,14	0,11	0,11	0,11
	Ocorrência de subtensão	57%	20%	0	0	0
3 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,15	0,11	0,0940	0,0928	0,0911
	Ocorrência de subtensão	48%	15%	0	0	0
5MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,12	0,0955	0,0780	0,0772	0,0752
	Ocorrência de subtensão	31%	9%	0	0	0

FONTE: Do Autor (2021).

TABELA 29 - DESEMPENHO DO SISTEMA DE 141 BARRAS PARA O CENÁRIO 2 DE INSOLAÇÃO.

Nível de participação	Indicador	Radial	1 malha	3 malhas	4 malhas	5 malhas
4 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,551	0,456	0,434	0,405	0,396
	Ocorrência de subtensão	32%	32%	23%	3%	0,3%
8 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,483	0,4	0,378	0,355	0,346
	Ocorrência de subtensão	32%	28%	8%	1%	0,1%
16 MW de geração	Valor médio de perda ativa do sistema [MW]	0,375	0,312	0,290	0,274	0,268
	Ocorrência de subtensão	19%	11%	3%	1%	0,07%

FONTE: Do Autor (2021).

Observa-se que para os sistemas analisados, os desempenhos em condições de baixa insolação foram inferiores aos períodos de alta insolação, apresentado nas tabelas anteriores, tanto em relação ao valor médio de perda ativa quanto em relação a ocorrências de subtensão.

4.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo foram apresentados os resultados de diferentes testes com diferentes sistemas de distribuição, visando avaliar desde o custo computacional do método desenvolvido, sua robustez e a análise de desempenho de sistemas através da ferramenta desenvolvida.

Foi exposto o impacto positivo que a normalização complexa, juntamente com a utilização de *memória* trouxe para o fluxo de potência probabilístico numérico, reduzindo até 53% o número de iterações totais necessárias. Como o fluxo de potência probabilístico numérico realiza um grande número de iterações, essa redução apresentou-se significativa, tornando mais viável a resolução do FPP numérico para sistemas de distribuição com geração fotovoltaica.

Foram realizadas diversas simulações nessa seção utilizando a metodologia desenvolvida, com o intuito de analisar o desempenho dos sistemas estudados para diferentes condições topológicas, diferentes níveis de participação de geração, diferentes carregamentos e diferentes condições de irradiação solar. Com os resultados é possível retirar valores médios de variáveis, probabilidades de ocorrência e histogramas de variáveis de interesse.

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho é desenvolvido e apresentado um método de resolução de fluxo de potência probabilístico aplicado a redes de distribuição com geração solar fotovoltaica distribuída. O objetivo principal foi desenvolver um método versátil, que tem a capacidade de avaliar sistemas de distribuição modernos, com presença de geração distribuída fotovoltaica e diferentes topologias, com um custo computacional menor que o encontrado na literatura, quando referente ao FPP numérico.

O trabalho evidencia a importância do fluxo de potência para a operação de sistemas de distribuição, juntamente com a mudança de paradigma que tal sistema vem passando. Foi comentado sobre a necessidade de se obter mais informações para os sistemas atuais e como o fluxo de potência probabilístico pode auxiliar nesse aspecto. Sendo assim, foi possível contextualizar o trabalho e identificar sua motivação.

Foi realizada uma fundamentação teórica dos métodos de resolução de fluxo de potência probabilístico e metodologias de representação probabilística de geração fotovoltaica, fornecendo uma base teórica para o desenvolvimento das técnicas e metodologias apresentadas.

O método numérico foi escolhido como método de resolução probabilística devido ao fato de utilizar modelos completos e não simplificados para o sistema. Como foi utilizado normalização complexa juntamente com *memória* nesse trabalho, foi possível reduzir significativamente o custo computacional do método, que se apresenta como maior problema do método numérico de resolução.

Além disso foi proposta uma maneira simplificada de representação da geração fotovoltaica distribuída, que permite a geração de FDP de maneira simples e rápida para diferentes horizontes temporais, mostrando-se assim bastante efetiva para emprego em estudos de sistemas ativos de distribuição.

Foi mostrado como a normalização complexa é aplicada para aumentar a relação $|X/R|$ das redes de distribuição e permitir a utilização de ferramentas computacionais que não são usuais em sistemas de distribuição, como a realização de fluxo de potência probabilístico desacoplado rápido. A metodologia é adequada para avaliar redes de distribuição de diferentes topologias e níveis de participação de geração distribuída. Essa técnica foi debatida com profundidade e foi aplicada no fluxo de potência probabilístico pela primeira vez. Foi exposto seu comportamento

positivo, diminuindo o custo computacional e permitindo um método robusto e versátil

A utilização de *memória* no fluxo de potência probabilístico numérico apresentou efeito positivo, reduzindo o custo computacional exigido no estudo de FPP numérico, tanto quando utilizado com a normalização padrão, quanto utilizando a normalização complexa. Ao reduzir o custo computacional do FPP numérico, é possível uma maior viabilização da aplicação de tal abordagem, pois, o custo computacional elevado é o maior problema da utilização do FPP numérico para sistemas de porte elevado.

O método proposto para o fluxo de potência probabilístico desenvolvido foi empregado em diversas condições operativas e para diferentes sistemas, mostrando-se robusta e efetiva para o estudo de sistemas de distribuição ativos contando com elevada participação de fontes de geração intermitente.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

O método aqui apresentado pode contribuir para diferentes estudos de sistemas de potência com presença de geração intermitente. São apresentadas a seguir propostas de continuidade e aprimoramento dessa área de análise e do método proposto:

- Utilização de fontes intermitentes de diferentes naturezas;
- Estudo de sistemas que apresentam incertezas em variáveis topológicas, além de variáveis de geração;
- Otimização da utilização do conceito de *memória*;
- Inclusão da abordagem probabilística em estudos de otimização para apoio ao planejamento e operação do sistema elétrico;
- Utilização do método na análise do fluxo de potência trifásico;
- Utilização de diferentes métricas para avaliação das incertezas.

REFERÊNCIAS

- [1] CHEN, Peiyuan; CHEN, Zhe; BAK-JENSEN, Birgitte. Probabilistic load flow: A review. In: **2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**. IEEE, 2008. p. 1586-1591.
- [2] SHENG, Hao; WANG, Xiaozhe. Probabilistic power flow calculation using non-intrusive low-rank approximation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 4, p. 3014-3025, 2019.
- [3] REINDERS, J. et al. A linearized probabilistic load flow method to deal with uncertainties in transmission networks. In: **2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. IEEE, 2018. p. 1-6.
- [4] REINDERS, Jeroen; MORREN, Johan; SLOOTWEG, Han. Comparing probabilistic load flow methods in dealing with uncertainties at TSO/DSO interface. In: **2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**. IEEE, 2017. p. 1-5.
- [5] RUIZ-RODRIGUEZ, Francisco Javier; HERNANDEZ, J. C.; JURADO, Francisco. Probabilistic load flow for radial distribution networks with photovoltaic generators. **IET renewable power generation**, v. 6, n. 2, p. 110-121, 2012.
- [6] Shujun Yao, Yan Wang, Minxiao Hang and Xiaona Liu, "Research on probabilistic power flow of the distribution system with Photovoltaic System Generation," **2010 International Conference on Power System Technology**, Hangzhou, 2010, pp. 1-6.
- [7] EL-KHATTAM, Walid; HEGAZY, Y. G.; SALAMA, M. M. A. Stochastic power flow analysis of electrical distributed generation systems. In: 2003 **IEEE Power Engineering Society General Meeting** (IEEE Cat. No. 03CH37491). IEEE, 2003. p. 1141-1144.
- [8] BORKOWSKA, Barbara. Probabilistic load flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, n. 3, p. 752-759, 1974.
- [9] WARREN, Julian J.; NEGNEVITSKY, Michael; NGUYEN, Thanh. Probabilistic load flow analysis in distribution networks with distributed solar generation. In: **2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**. IEEE, 2016. p. 1-5.
- [10] ZUBO, Rana HA et al. Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, p. 1177-1198, 2017.
- [11] DA SILVA, AM Leite et al. Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 1, p. 73-80, 2000.

- [12] SANKARAKRISHNAN, A.; BILLINTON, Roy. Sequential Monte Carlo simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads. **IEEE Transactions on power Systems**, v. 10, n. 3, p. 1540-1545, 1995.
- [13] MELLO, J. C. O.; PEREIRA, M. V. F.; DA SILVA, AM Leite. Evaluation of reliability worth in composite systems based on pseudo-sequential Monte Carlo simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 1318-1326, 1994.
- [14] ZHAO, Qian et al. Evaluation of nodal reliability risk in a deregulated power system with photovoltaic power penetration. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 8, n. 3, p. 421-430, 2014.
- [15] AMARAL, Tiago S.; BORGES, Carmen LT; REI, Andrea M. Composite system well-being evaluation based on non-sequential Monte Carlo simulation. **Electric power systems research**, v. 80, n. 1, p. 37-45, 2010.
- [16] TINNEY, William F.; HART, Clifford E. Power flow solution by Newton's method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and systems**, n. 11, p. 1449-1460, 1967.
- [17] STOTT, Brian; ALSAC, Ongun. Fast decoupled load flow. **IEEE transactions on power apparatus and systems**, n. 3, p. 859-869, 1974.
- [18] TORTELLI, Odilon L. et al. Fast decoupled power flow to emerging distribution systems via complex pu normalization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 3, p. 1351-1358, 2014.
- [19] KUMAR, R. James Ranjith; JAIN, Amit. Load flow methods in distribution systems with dispersed generations: A brief review. In: **2015 1st Conference on Power, Dielectric and Energy Management at NERIST (ICPDEN)**. IEEE, 2015. p. 1-4.
- [20] VAN AMERONGEN, Robert AM. A general-purpose version of the fast-decoupled load flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, n. 2, p. 760-770, 1989.
- [21] WU, Felix F. Theoretical study of the convergence of the fast decoupled load flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 96, n. 1, p. 268-275, 1977.
- [22] BERG, R.; HAWKINS, E. S.; PLEINES, W. W. Mechanized calculation of unbalanced load flow on radial distribution circuits. **IEEE Transactions on power apparatus and systems**, n. 4, p. 415-421, 1967.
- [23] GARCIA, A.; MONTICELLI, A. Simulation of distribution network through fast decoupled power flow and axis rotation. In: **Proc. IX Nacional Conf. Power Distribution Systems—SENDI**. 1984.
- [24] GRAINGER, John J. **Power system analysis**. McGraw-Hill, 1999.

[25] MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. E. Blucher, 1983.

[26] PORTELINHA, R. K. **Fluxo de potência desacoplado rápido trifásico para redes de distribuição**. 2016, 140f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Paraná, Curitiba (PR), 2016.

[27] R. A. Bakkiyaraj and N. Kumarappan, "Evaluation of composite reliability indices based on non-sequential Monte Carlo simulation and particle swarm optimization," **IEEE Congress on Evolutionary Computation**, Barcelona, 2010, pp. 1-5.

[28] ZHANG, Shuo; LI, Gengyin; ZHOU, Ming. Calculation and analysis of capacity credit of wind farms based on Monte-Carlo simulation. In: **IEEE PES General Meeting**. IEEE, 2010. p. 1-6.

[29] ALLAN, R. N.; AL-SHAKARCHI, M. R. G. Probabilistic ac load flow. In: **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**. IET Digital Library, 1976. p. 531-536.

[30] ALLAN, R. N.; AL-SHAKARCHI, M. R. G. Probabilistic techniques in ac load-flow analysis. In: **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**. IET Digital Library, 1977. p. 154-160.

[31] FAN, Miao et al. Probabilistic power flow studies for transmission systems with photovoltaic generation using cumulants. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 2251-2261, 2012.

[32] REN, Zhouyang et al. Probabilistic power flow analysis based on the stochastic response surface method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 2307-2315, 2015.

[33] REINDERS, J. et al. A linearized probabilistic load flow method to deal with uncertainties in transmission networks. In: **2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. IEEE, 2018. p. 1-6.

[34] GALLEGO, Luis Alfonso; ECHEVERRIA, Mauricio Granada; PADILHA-FELTRIN, Antonio. Fluxo de potência trifásico probabilístico para redes de distribuição usando o método de estimação por pontos. Sba: **Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 23, n. 2, p. 179-189, 2012.

[35] WU, Hao et al. Probabilistic load flow based on generalized polynomial chaos. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 1, p. 820-821, 2016.

[36] SHENG, Hao; WANG, Xiaozhe. Probabilistic power flow calculation using non-intrusive low-rank approximation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 4, p. 3014-3025, 2019.

- [37] AMID, Pouya; CRAWFORD, Curran. A cumulant-tensor-based probabilistic load flow method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 5, p. 5648-5656, 2018.
- [38] DA SILVA, Armando Martins Leite; DE CASTRO, André Milhorange. Risk assessment in probabilistic load flow via Monte Carlo simulation and cross-entropy method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 2, p. 1193-1202, 2018.
- [39] CHAGAS, Elton Amorim; RODRIGUES, Anselmo B.; DA SILVA, Maria G. Probabilistic power flow for power quality assessment of islanded microgrid. In: **2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. IEEE, 2018. p. 1-6.
- [40] WEI, Peng et al. Research on impact of prediction error of new energy on power grid based on probabilistic power flow algorithm. In: **2017 IEEE 2nd International Conference on Big Data Analysis (ICBDA)**. IEEE, 2017. p. 573-577.
- [41] NASSAR, M. E.; SALAMA, M. M. A. Probabilistic power flow using novel wind and solar probabilistic models. In: **2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**. IEEE, 2016. p. 1-5.
- [42] ANTONANZAS, Javier et al. Review of photovoltaic power forecasting. **Solar Energy**, v. 136, p. 78-111, 2016.
- [43] RAZA, Muhammad Qamar; NADARAJAH, Mithulananthan; EKANAYAKE, Chandima. On recent advances in PV output power forecast. **Solar Energy**, v. 136, p. 125-144, 2016.
- [44] VAN DER MEER, Dennis W.; WIDÉN, Joakim; MUNKHAMMAR, Joakim. Review on probabilistic forecasting of photovoltaic power production and electricity consumption. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 1484-1512, 2018.
- [45] HONG, Tao et al. Energy forecasting: Past, present, and future. **Foresight: The International Journal of Applied Forecasting**, n. 32, p. 43-48, 2014.
- [46] KHALLAT, M. A.; RAHMAN, Saifur. A probabilistic approach to photovoltaic generator performance prediction. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, n. 3, p. 34-40, 1986.
- [47] LIU, Luyao et al. Prediction of short-term PV power output and uncertainty analysis. **Applied energy**, v. 228, p. 700-711, 2018.
- [48] CONTI, Stefania; RAITI, Salvatore. Probabilistic load flow using Monte Carlo techniques for distribution networks with photovoltaic generators. **Solar Energy**, v. 81, n. 12, p. 1473-1481, 2007.
- [49] TINA, G.; GAGLIANO, S.; RAITI, S. Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment. **Solar energy**, v. 80, n. 5, p. 578-588, 2006.

- [50] RUIZ-RODRIGUEZ, F. J.; HERNÁNDEZ, J. C.; JURADO, F. Probabilistic load flow for photovoltaic distributed generation using the Cornish–Fisher expansion. **Electric Power Systems Research**, v. 89, p. 129-138, 2012.
- [51] HOLLANDS, K. Gw T.; HUGET, R. G. A probability density function for the clearness index, with applications. **Solar Energy**, v. 30, n. 3, p. 195-209, 1983.
- [52] CUI, Tao; FRANCHETTI, Franz. A Quasi-Monte Carlo approach for radial distribution system probabilistic load flow. In: **2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. IEEE, 2013. p. 1-6.
- [53] PICCO, I. U.; TORTELLI, O. L. Abordagem simplificada para determinação da função densidade de probabilidade de geração fotovoltaica. In: XVIII CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2020. Uberlândia, 2020.
- [54] ARAS, Haydar; BALLI, Ozgur; HEPBASLI, Arif. Global solar radiation potential, part 1: model development. **Energy Sources**, v. 1, n. 3, p. 303-315, 2006.
- [55] AKARSLAN, Emre; HOCAOGLU, Fatih Onur; EDIZKAN, Rifat. Novel short term solar irradiance forecasting models. **Renewable Energy**, v. 123, p. 58-66, 2018.
- [56] PAPOULIS, Athanasios; SAUNDERS, H. **Probability, random variables and stochastic processes**. 1989.
- [57] DEVROYE, Luc. **General principles in random variate generation**. In: **Non-uniform random variate generation**. Springer, New York, NY, 1986. p. 27-82.
- [58] VOGEL, Curtis R. **Computational methods for inverse problems**. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2002.
- [59] KHODR, H. M. et al. Maximum savings approach for location and sizing of capacitors in distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 7, p. 1192-1203, 2008.
- [60] BARAN, Mesut E.; WU, Felix F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Power Engineering Review**, v. 9, n. 4, p. 101-102, 1989.
- [61] RAJARAM, R.; KUMAR, K. Sathish; RAJASEKAR, N. Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG). **Energy Reports**, v. 1, p. 116-122, 2015.
- [62] EMINOGLU, U.; GÖZEL, T.; HOCAOGLU, M. H. DSPFAP: Distribution systems power flow analysis package using matlab graphical user interface (GUI). **Computer Applications in Engineering Education**, v. 18, n. 1, p. 1–13, 2010.

APÊNDICE 1 -DADOS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

TABELA 1.A. – DADOS DE BARRA DO SISTEMA DE 12 BARRAS.

Barra	P [MW]	Q [MVar]
1	0,0600	0,0600
2	0,0400	0,0300
3	0,0550	0,0550
4	0,0300	0,0300
5	0,0200	0,0150
6	0,0550	0,0550
7	0,0450	0,0450
8	0,0400	0,0400
9	0,0350	0,0300
10	0,0400	0,0300
11	0,0150	0,0150
12	0,0600	0,0600

FONTE: [59]

TABELA 1.B. – DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 12 BARRAS (POTÊNCIA BASE DE 100MVA E TENSÃO BASE DE 12,5KV).

Nº trecho	De	Para	R (p.u.)	X (p.u.)
1	1	2	0,0900	0,0380
2	2	3	0,0980	0,0410
3	3	4	0,1730	0,0720
4	4	5	0,2630	0,1100
5	5	6	0,0900	0,0380
6	6	7	0,0830	0,0310
7	7	8	0,3610	0,1000
8	8	9	0,4660	0,1320
9	9	10	0,2390	0,0680
10	10	11	0,1250	0,0350
11	11	12	0,1020	0,0290

FONTE: [59]

TABELA 1.C. – DADOS DE BARRA DO SISTEMA DE 33 BARRAS.

Barra	P [MW]	Q [Mvar]
1	0	0
2	0,1000	0,0600
3	0,0900	0,0400
4	0,1200	0,0800
5	0,0600	0,0300
6	0,0600	0,0200
7	0,2000	0,1000
8	0,2000	0,1000
9	0,0600	0,0200
10	0,0600	0,0200
11	0,0450	0,0300
12	0,0600	0,0350
13	0,0600	0,0350
14	0,1200	0,0800
15	0,0600	0,0200
16	0,0600	0,0200
17	0,0600	0,0200
18	0,0900	0,0400
19	0,0900	0,0400
20	0,0900	0,0400
21	0,0900	0,0400
22	0,0900	0,0400
23	0,0900	0,0500
24	0,4200	0,2000
25	0,4200	0,2000
26	0,0600	0,0250
27	0,0600	0,0250
28	0,0600	0,0200
29	0,1200	0,0700
30	0,2000	0,6000
31	0,1500	0,0700
32	0,2100	0,1000
33	0,0600	0,0400

FONTE: [60]

TABELA 1.D. – DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 33 BARRAS (POTÊNCIA BASE DE 100MVA E TENSÃO BASE DE 12,66KV).

(continua)

Nº trecho	De	Para	R (p.u.)	X (p.u.)
1	1	2	0,0575	0,0293
2	2	3	0,3076	0,1567
3	3	4	0,2284	0,1163
4	4	5	0,2378	0,1211
5	5	6	0,5110	0,4411
6	6	7	0,1168	0,3861
7	7	8	0,4439	0,1467
8	8	9	0,6426	0,4617
9	9	10	0,6514	0,4617
10	10	11	0,1227	0,0406
11	11	12	0,2336	0,0772
12	12	13	0,9159	0,7206
13	13	14	0,3379	0,4448
14	14	15	0,3687	0,3282
15	15	16	0,4656	0,3400
16	16	17	0,8042	1,0738
17	17	18	0,4567	0,3581
18	2	19	0,1023	0,0976
19	19	20	0,9385	0,8457
20	20	21	0,2555	0,2985
21	21	22	0,4423	0,15848
22	3	23	0,2815	0,1924
23	23	24	0,5603	0,4424
24	24	25	0,5590	0,4374
25	6	26	0,1267	0,0645

TABELA 1.D. – DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 33 BARRAS (POTÊNCIA BASE DE 100MVA E TENSÃO BASE DE 12,66KV).

(conclusão)

Nº trecho	De	Para	R (p.u.)	X (p.u.)
26	26	27	0,1773	0,0903
27	27	28	0,6607	0,5826
28	28	29	0,5018	0,4371
29	29	30	0,3166	0,1613
30	30	31	0,6080	0,6008
31	31	32	0,1937	0,2258
32	32	33	0,2128	0,3308
33	18	33	0,3119	0,3119
34	21	8	1,2478	1,2478
35	9	15	1,2478	1,2478
36	12	22	1,2478	1,2478
37	25	29	0,3119	0,3119

FONTE: [60]

TABELA 1.E. – DADOS DE BARRA DO SISTEMA DE 141 BARRAS

(continua)

Barra	P [MW]	Q [Mvar]	Barra	P [MW]	Q [Mvar]
1	0	0	72	0,1275	0,0790
2	0	0	73	0,2550	0,1580
3	0	0	74	0,2550	0,1580
4	0	0	75	0,0382	0,0237
5	0	0	76	0,0638	0,0395
6	0	0	77	0,1275	0,0790
7	0	0	78	0	0
8	0,0638	0.0395000000000000	79	0,4271	0,2647
9	0,0085	0.0053000000000000	80	0,6375	0,3951
10	0	0	81	0	0
11	0	0	82	0,1275	0,0790
12	0,0213	0,0132	83	0,0638	0,0395
13	0,0638	0,0395	84	0,1913	0,1185
14	0	0	85	0	0
15	0	0	86	0,4250	0,2634
16	0	0	87	0,1275	0,0790
17	0,1275	0,0790	88	0,0638	0,0395
18	0	0	89	0,0553	0,0342
19	0	0	90	0	0
20	0,0638	0,0395	91	0	0
21	0,0638	0,0395	92	0	0
22	0	0	93	0	0
23	0,0638	0,0395	94	0,0935	0,0579
24	0	0	95	0	0
25	0	0	96	0,1275	0,0790
26	0,1275	0,0790	97	0	0
27	0,0638	0,0395	98	0,2550	0,1580
28	0	0	99	0	0
29	0,0638	0,0395	100	0,2550	0,1580
30	0	0	101	0,0127	0,0079
31	0	0	102	0	0
32	0,1275	0,0790	103	0,1062	0,0658
33	0	0	104	0	0
34	0,1275	0,0790	105	0,2550	0,1580
35	0,2550	0,1580	106	0,1275	0,0790
36	0,1275	0,0790	107	0,4271	0,2647
37	0,0425	0,0263	108	0	0
38	0	0	109	0,6375	0,3951
39	0,0170	0,0105	110	0,6375	0,3951
40	0	0	111	0,0213	0,0132
41	0,0638	0,0395	112	0,4250	0,2634
42	0	0	113	0,0638	0,0395
43	0	0	114	0	0
44	0,0425	0,0263	115	0	0
45	0	0	116	0,2550	0,1580
46	0	0	117	0,0553	0,0342
47	0	0	118	0	0
48	0,1062	0,0658	119	0,0935	0,0579
49	0,1275	0,0790	120	0	0
50	0	0	121	0	0
51	0,1062	0,0658	122	0	0
52	0,0638	0,0395	123	0,0850	0,0527
53	0,0425	0,0263	124	0,1062	0,0658
54	0	0	125	0	0

TABELA 1.E. – DADOS DE BARRA DO SISTEMA DE 141 BARRAS

(conclusão)

Barra	P [MW]	Q [Mvar]	Barra	P [MW]	Q [Mvar]
55	0	0	126	0	0
56	0,0213	0,0132	127	0,0638	0,0395
57	0	0	128	0,0638	0,0395
58	0,2550	0,1580	129	0,0935	0,0579
59	0,1275	0,0790	130	0,0956	0,0593
60	0	0	131	0	0
61	0,2550	0,1580	132	0,0638	0,0395
62	0,1700	0,1054	133	0,0382	0,0237
63	0	0	134	0,0297	0,0184
64	0,2550	0,1580	135	0,0213	0,0132
65	0,1275	0,0790	136	0,0638	0,0395
66	0,1913	0,1185	137	0,0467	0,0290
67	0,0425	0,0263	138	0,0425	0,0263
68	0,0850	0,0527	139	0,0425	0,0263
69	0,2550	0,1580	140	0,1275	0,0790
70	0	0	141	0,0638	0,0395
71	0,2550	0,1580	-	-	-

FONTE: [62]

TABELA 1.F. – DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 141 BARRAS (POTÊNCIA BASE DE 10MVA E TENSÃO BASE DE 12,66KV).

(continua)

Nº trecho	De	Para	R (p.u.)	X (p.u.)	Nº trecho	De	Para	R (p.u.)	X (p.u.)
1	1	2	0,0037105	0,0026302	74	43	75	0,0024372	0,0017234
2	2	3	0,0110931	0,0078649	75	44	76	0,0035498	0,0025144
3	3	4	0,0000578	0,0000385	76	46	77	0,0033183	0,0028038
4	4	5	0,0005916	0,000418	77	76	78	0,0010739	0,0007073
5	5	6	0,0004373	0,0003151	78	78	79	0,0026687	0,0006495
6	6	7	0,0030160	0,0040192	79	79	80	0,0064501	0,0015691
7	7	8	0,0047330	0,0063086	80	79	81	0,0097298	0,0023794
8	8	9	0,0041736	0,0029517	81	81	82	0,0002122	0,0000514
9	9	10	0,0032604	0,0023086	82	47	83	0,0005466	0,0003987
10	10	11	0,0007459	0,0005273	83	49	84	0,0033247	0,0028874
11	11	12	0,0083022	0,0058713	84	50	85	0,0009453	0,0002315
12	12	13	0,0078906	0,0055691	85	85	86	0,0002379	0,0001028
13	13	14	0,0031382	0,0022186	86	86	87	0,000001	0,0000064
14	14	15	0,0061543	0,0043536	87	7	88	0,0011189	0,0014855
15	15	16	0,0055305	0,0039163	88	88	89	0,0030160	0,0040192
16	16	17	0,0025594	0,0018134	89	89	90	0,0019228	0,0025594
17	17	18	0,0053247	0,0036398	90	90	91	0,0013633	0,0018199
18	18	19	0,0011961	0,0008488	91	91	92	0,0020257	0,0027009
19	19	20	0,0035948	0,0025401	92	92	93	0,0018006	0,0023987
20	20	21	0,0023472	0,0015819	93	93	94	0,0013247	0,0017620
21	21	22	0,0036848	0,0019742	94	94	95	0,0013247	0,0017620
22	22	23	0,0016913	0,0012282	95	89	96	0,0044179	0,0031253
23	23	24	0,0043922	0,0031961	96	96	97	0,0062379	0,0044115
24	24	25	0,0025594	0,0018134	97	97	98	0,0058006	0,0012604
25	25	26	0,0046880	0,0034083	98	97	99	0,0002122	0,0000514
26	26	27	0,0021543	0,0015691	99	99	100	0,0002122	0,0000514

TABELA 1.F. – DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 141 BARRAS (POTÊNCIA BASE DE 10MVA E TENSÃO BASE DE 12,66KV).

(conclusão)

Nº trecho	De	Para	R (p.u.)	X (p.u.)	Nº trecho	De	Para	R (p.u.)	X (p.u.)
27	27	28	0,0037556	0,0026623	100	91	101	0,0014855	0,0010546
28	28	29	0,0042121	0,0029774	101	101	102	0,0037170	0,0026302
29	29	30	0,0021993	0,0015948	102	102	103	0,0057170	0,0013955
30	30	31	0,0008231	0,0005852	103	103	104	0,0040450	0,0009839
31	31	32	0,0022315	0,0015755	104	104	105	0,0075241	0,0018328
32	2	33	0,0028489	0,0020193	105	104	106	0,0007331	0,0001672
33	33	34	0,0001286	0,0000579	106	92	107	0,0054598	0,0013312
34	5	35	0,0146237	0,0035627	107	94	108	0,0039357	0,0016720
35	5	36	0,008135	0,0100642	108	108	109	0,0029067	0,0012347
36	6	37	0,0003537	0,0004694	109	94	110	0,0002122	0,0000514
37	37	38	0,0130932	0,0092604	110	7	111	0,0046238	0,0032733
38	38	39	0,0060321	0,0042636	111	10	112	0,0068809	0,0016784
39	39	40	0,0022315	0,0015755	112	11	113	0,0022315	0,0015755
40	40	41	0,0059035	0,0041800	113	13	114	0,0040064	0,002836
41	41	42	0,0149067	0,0105466	114	114	115	0,0042958	0,0030418
42	42	43	0,0077620	0,0054919	115	115	116	0,0002572	0,0000643
43	43	44	0,0028489	0,0020193	116	14	117	0,003254	0,0023537
44	44	45	0,0026045	0,0018521	117	15	118	0,0010354	0,0007331
45	45	46	0,0010289	0,0008167	118	118	119	0,0029710	0,0021029
46	46	47	0,0040900	0,0028939	119	119	120	0,0027267	0,0019292
47	47	48	0,0026817	0,0018971	120	120	121	0,0032604	0,0023087
48	48	49	0,0047074	0,0032797	121	121	122	0,0047074	0,0033311
49	49	50	0,0053247	0,0035755	122	122	123	0,0037556	0,0026624
50	50	51	0,0025595	0,0018135	123	123	124	0,0039228	0,0027781
51	51	52	0,0014469	0,0010225	124	124	125	0,0050353	0,0035627
52	38	53	0,0054083	0,0038263	125	125	126	0,0053633	0,0039035
53	42	54	0,0010353	0,0007331	126	126	127	0,0022315	0,0015755
54	54	55	0,0033890	0,0023987	127	127	128	0,0036656	0,0027009
55	55	56	0,0057427	0,0040643	128	128	129	0,0037620	0,0027331
56	56	57	0,0055755	0,0039421	129	129	130	0,0006624	0,0004694
57	57	58	0,0043344	0,0030675	130	119	131	0,0022829	0,001627
58	58	59	0,0030161	0,0021350	131	131	132	0,0022315	0,0015755
59	55	60	0,0021479	0,0015177	132	131	133	0,0059164	0,0043022
60	60	61	0,0021029	0,0014919	133	121	134	0,0054083	0,0039357
61	61	62	0,0026431	0,0018714	134	16	135	0,0033890	0,0023987
62	60	63	0,0022701	0,0016077	135	16	136	0,0019421	0,001376
63	63	64	0,0067331	0,0047652	136	18	137	0,0037556	0,0026624
64	64	65	0,0043344	0,0030675	137	23	138	0,0049453	0,0035948
65	65	66	0,0019421	0,0013762	138	25	139	0,0061093	0,0043279
66	66	67	0,0029325	0,0020772	139	30	140	0,0033376	0,0024244
67	67	68	0,00140192	0,00099035	140	31	141	0,00375561	0,0026624
68	63	69	0,00235368	0,00166559	141	32	52	0,01309317	0,0092604
69	55	70	0,00148552	0,00105466	142	59	52	0,01309317	0,0092604
70	70	71	0,0007717	0,00018649	143	34	104	0,01309317	0,0092604
71	70	72	0,00450158	0,00318326	144	95	125	0,01309317	0,0092604
72	42	73	0,00148552	0,00105466	145	20	130	0,01309317	0,0092604
73	73	74	0,00019292	0,00041157	-	-	-	-	-

FONTE: [62]