



**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

IZADORA SOARES CARDOSO

**Metodologia de Regulação de Tensão no PAC de uma  
Rede de Distribuição Secundária Após a Inserção de  
Geração Distribuída Fotovoltaica**

Campina Grande  
2022

Izadora Soares Cardoso

# Metodologia de Regulação de Tensão no PAC de uma Rede de Distribuição Secundária Após a Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica

Dissertação de mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientadores:

Edson Guedes da Costa, D. Sc.

Jalberth Fernandes de Araujo, D. Sc.

Campina Grande  
2022

C268m Cardoso, Izadora Soares.  
Metodologia de regulação de tensão no PAC de uma rede de distribuição secundária após a inserção de geração distribuída fotovoltaica / Izadora Soares Cardoso. – Campina Grande, 2022.  
71 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2022.  
“Orientação: Prof. Dr. Edson Guedes da Costa, Prof. Dr. Jalberth Fernandes de Araujo”.

Referências.

1. Rede de Distribuição de Energia. 2. Geração Distribuída. 3. Nível de Tensão. 4. Processamento de Energia. I. Cunha, Edson Guedes da. II. Araujo, Jalberth Fernandes de. III. Título.

CDU 621.316.1(043)

**Metodologia de Regulação de Tensão no PAC de uma Rede de Distribuição Secundária Após a Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica**

**IZADORA SOARES CARDOSO**

**DISSERTAÇÃO APROVADA EM 01/04/2022**

**EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc., UFCG**  
**Orientador(a)**

**JALBERTH FERNANDES DE ARAÚJO, D.Sc., UFCG**  
**Orientador(a)**

**BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc. , UFCG**  
**Examinador(a)**

**KARCIUS MARCELUS COLAÇO DANTAS, D.Sc., UFCG**  
**Examinador(a)**

**LUIZ AUGUSTO MEDEIROS MARTINS NÓBREGA, D.Sc., UFCG**  
**Examinador(a)**

**CAMPINA GRANDE - PB**



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE**  
POS-GRADUACAO EM ENGENHARIA ELETRICA  
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitario, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

## REGISTRO DE PRESENÇA E ASSINATURAS

1. ATA DA DEFESA PARA CONCESSÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA, REALIZADA  
EM 01 DE ABRIL DE 2022  
(Nº 738)

CANDIDATA: **IZADORA SOARES CARDOSO**. COMISSÃO EXAMINADORA: EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc., UFCG, JALBERTH FERNANDES DE ARAÚJO, D.Sc., UFCG, Orientadores, BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG, KARCIUS MARCELUS COLAÇO DANTAS, D.Sc., UFCG, LUIZ AUGUSTO MEDEIROS MARTINS NÓBREGA, D.Sc., UFCG. TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Metodologia de Regulação de Tensão no PAC de uma Rede de Distribuição Secundária Após a Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica. HORA DE INÍCIO: **10:00** – LOCAL: **Sala Virtual, em virtude da suspensão de atividades na UFCG decorrente do coronavírus e de conformidade com o Art. 8º da PORTARIA PRPG/GPR Nº 003, DE 18 DE MARÇO DE 2020**). Em sessão pública, após exposição de cerca de 45 minutos, a candidata foi arguida oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo demonstrado suficiência de conhecimento e capacidade de sistematização, no tema de sua dissertação, obtendo conceito APROVADO. Face a aprovação, declara a presidente da Comissão, achar-se a examinanda, legalmente habilitada a receber o Grau de Mestre em Engenharia Elétrica, cabendo a Universidade Federal de Campina Grande, como de direito, providenciar a expedição do Diploma, a que a mesma faz jus. Na forma regulamentar, foi lavrada a presente ata, que é assinada por mim, Leandro Ferreira de Lima, e os membros da Comissão Examinadora presentes. Campina Grande, 1 de Abril de 2022.

LEANDRO FERREIRA DE LIMA  
Secretário

EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc. , UFCG  
Orientador

JALBERTH FERNANDES DE ARAÚJO, D.Sc., UFCG  
Orientador

BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc. , UFCG  
Examinador Interno

KARCIUS MARCELUS COLAÇO DANTAS, D.Sc., UFGC  
Examinador Interno

LUIZ AUGUSTO MEDEIROS MARTINS NÓBREGA, D.Sc., UFGC  
Examinador Externo

IZADORA SOARES CARDOSO  
Candidata

## 2 - APROVAÇÃO

2.1. Segue a presente Ata de Defesa de Dissertação de Mestrado do candidato **IZADORA SOARES CARDOSO**, assinada eletronicamente pela Comissão Examinadora acima identificada.

2.2. No caso de examinadores externos que não possuam credenciamento de usuário externo ativo no SEI, para igual assinatura eletrônica, os examinadores internos signatários **certificam** que os examinadores externos acima identificados participaram da defesa da dissertação e tomaram conhecimento do teor deste documento.



Documento assinado eletronicamente por **JALBERTH FERNANDES DE ARAUJO, PROFESSOR 3 GRAU**, em 05/04/2022, às 14:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **LUIZ AUGUSTO MEDEIROS MARTINS NOBREGA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 05/04/2022, às 14:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **EDSON GUEDES DA COSTA, PROFESSOR 3 GRAU**, em 05/04/2022, às 15:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **LEANDRO FERREIRA DE LIMA, SECRETÁRIO (A)**, em 05/04/2022, às 15:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 05/04/2022, às 15:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **KARCIUS MARCELUS COLACO DANTAS, PROFESSOR 3 GRAU**, em 05/04/2022, às 15:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **Izadora Soares Cardoso, Usuário Externo**, em 10/05/2022, às 11:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade>, informando o código verificador **2250353** e o código CRC **CE51C953**.

---

**Referência:** Processo nº 23096.019105/2022-30

SEI nº 2250353

# Agradecimentos

É chegada a hora de agradecer. Primeiro devo agradecer à um Deus tão poderoso que me guia. Eu sempre digo que a fé sustenta e até aqui eu fui guiada, sustentada e recompensada em cada esforço.

À minha família! Aos meus pais que nunca mediram esforços para que eu tivesse acesso à educação de qualidade. Mesmo diante das nossas dificuldades, nunca houveram limitações. Aos meus irmãos e cunhados que sempre acreditaram em mim, cada um ao seu modo me deu forças e apoio para continuar. À minha avó, tios e primos, obrigada por acreditarem nesse sonho até quando eu mesmo duvidei. Essa conquista é nossa! Eu nada sou sem vocês!

Ao meu grupo de pesquisa: Henrique, Karen, Nathalia e Ariel. Vocês que dividiram comigo o dia-a-dia das incertezas, dificuldades e as conquistas de grande parte dos resultados aqui registrados. Obrigada por confiarem em mim e por me fortalecerem em tantos momentos. Obrigada pela dedicação e companheirismo firmado. Vocês fazem parte disso!

À todos os meus amigos, aqui representados por Júlia Nanini, Ingrid Vieira e Rivanildo Alves. À vocês que tantas vezes dividiram comigo os meus medos e inseguranças, a minha mais profunda gratidão! Vocês podem não ter percebido, mas parte da minha força nas dificuldades e recomeços veio de vocês. Sem amigos a caminhada é mais árdua. Obrigada por tanto!

Preciso agradecer ao meu namorado, Thiago Henrique. Obrigada por ser sereno no meio do meu caos, obrigada por segurar minha mão quando eu temi, obrigada por nunca ter duvidado nem por um segundo de que seria possível. Obrigada pelos olhares de admiração, pelas madrugadas em claro apoiando minha pesquisa e por pacientemente me ouvir falar sobre o mestrado, principalmente na reta final. Você faz parte das minhas conquistas de uma forma muito bonita! Um agradecimento especial para a família Oliveira Silva, a família que ganhei: novos pais, novos irmãos! Obrigada por acreditarem em mim e me apoiarem na caminhada, vocês são muito especiais!

Preciso agradecer à instituição Universidade Federal de Campina Grande e ao grupo do Laboratório de Alta Tensão. Obrigada por fornecerem todas as condições para tornar a pesquisa possível. Instituições como essas tem o poder de mudar a vida das pessoas assim como a minha foi mudada!

Preciso agradecer por último, e completamente importante, aos meus grandes mestres: professor Edson Guedes e professor Jalberth Fernandes. Definitivamente, sem vocês eu não chegaria até aqui. Obrigada por acreditarem em mim diariamente, por me apoiarem e orientarem nos últimos dois anos. Obrigada por terem lidado com os desafios junto comigo e por sempre me incentivarem a buscar mais. Certa vez Paulo Freire disse: “o educador se eterniza em cada ser que educa”. Vocês estão eternizados em mim!

À todos vocês, meu muito obrigada!

# Resumo

Neste trabalho é proposta uma metodologia para regulação de tensão no ponto de acoplamento comum de uma rede de distribuição secundária após inserção de geração distribuída fotovoltaica. A rede de distribuição foi analisada a partir de simulações computacionais tomando como base os dados de uma rede de distribuição real localizada no estado da Paraíba, Brasil. As simulações computacionais foram realizadas com o objetivo de analisar se a inserção de geração distribuída fotovoltaica provoca violações dos limites de tensão determinados como adequados pela Agência Nacional de Energia Elétrica brasileira; analisar se a variação da posição do TAP do transformador de distribuição é uma forma de regular a tensão no PAC; analisar se a variação das estações do ano impacta no número de violações dos valores de tensão no PAC. A partir das simulações, verificou-se que, antes da aplicação da metodologia, ao longo de todo o ano ocorreram 142 violações do limite máximo de tensão considerado adequado, além disso também foi concluído que a variação do TAP do transformador aumentou a quantidade de violações do limite de tensão e que as estações do ano impactam diretamente na quantidade de violações, bem como no valor das tensões registradas no PAC. Após a aplicação da metodologia, redistribuindo 27 cargas na fase da unidade geradora, a tensão não ultrapassou nenhuma vez o limite máximo exigido. Com a regulação de tensão obtida a partir da metodologia deste trabalho, pode-se garantir uma maior segurança aos consumidores e aos equipamentos instalados na rede de distribuição na qual a unidade geradora está instalada, redução de custos para a concessionária de energia, além de ser uma possível solução para um dos maiores problemas da inserção da unidade de geração distribuída na rede de distribuição.

Palavras-chave: Redistribuição de cargas; Geração distribuída fotovoltaica; Violação dos limites de tensão; Ponto de acoplamento comum; Rede de distribuição secundária.

# Abstract

In this paper it is proposed a methodology for voltage regulation at the common control point of a secondary distribution network after insertion of photovoltaic distributed generation. The distribution network in Brazil was based on computer simulations based on data from a real distribution network located in the state of Paraíba. As simulations carried out with the objective of studying whether a distributed distribution insertion causes restrictions on the limits of equipment equipment such as equipment by the Brazilian National Electric Energy Agency; if the position of the distribution transformer TAP is a way of analyzing the regulation of the voltage in the PAC; analyze whether the seasons of the seasons impact the number of violations of test values in the PAC. From all the simulations, it was also observed that, before the application of the methodology of the entire resource process, it was also performed, that the TAP transformation process was also carried out from an alternative resource, the from a process of transformation of the entire process, which can be carried out from the voltage limit and that the seasons directly impact the ownership of recorded violations, as well as the value of minor violations in the PAC. After applying the methodology, redistributing 27 loads in the generator unit phase, the voltage never exceeded the maximum possible limit. From a study regulation carried out from the methodology of this work, it is possible to guarantee greater safety to users and to the equipment installed in the distribution network in which the generating unit is installed, cost reduction for the provision of safety services , in addition to being a possible solution to one of the biggest problems of inserting the distributed generation unit in the distribution network.

Keywords: Load Redistribution; Photovoltaic Distributed Generation; Voltage Limit Violation; Common Coupling Point; Secondary Distribution Network.

# Lista de Figuras

Figura 1 – Composição da matriz elétrica mundial.....	8
Figura 2 - Composição da matriz elétrica brasileira.....	9
Figura 3 - Associação dos equipamentos de uma unidade de geração distribuída fotovoltaica. ....	17
Figura 4 – Diagrama da associação dos equipamentos de uma unidade de geração distribuída fotovoltaica.....	19
Figura 5 – Modelo de uma rede de distribuição sem fontes alternativas de energia. ....	20
Figura 6 - Rede de distribuição com unidades de geração distribuída fotovoltaica. ....	21
Figura 7 – Diagrama da rede de distribuição com queda de tensão nos condutores. ....	22
Figura 8 – Diagrama da rede de distribuição com regulação de tensão. ....	23
Figura 9 – Diagrama da rede de distribuição com unidade de geração distribuída. ....	23
Figura 10: Modelo $\pi$ de uma rede de distribuição trifásica a 4 fios. ....	25
Figura 11: Rede de distribuição de energia genérica com 3 componentes.....	28
Figura 12: Diagrama unifilar de uma carga monofásica não-linear conectada à rede de distribuição. .	32
Figura 13: Diagrama unifilar de uma carga monofásica não-linear conectada à rede de distribuição após equivalente Norton. ....	32
Figura 14 – Etapas da metodologia proposta. ....	42
Figura 15– Diagrama unifilar da rede de distribuição do estudo de caso. ....	44
Figura 16: Fluxograma dos passos para realização da etapa de variação do TAP do transformador....	48
Figura 17 - Curvas de carga horária para todos os meses do ano.....	53
Figura 18 – Gráficos dos valores de tensão no PAC: janeiro a abril.....	54
Figura 19 – Gráficos dos valores de tensão no PAC: maio a agosto.....	54
Figura 20 – Gráficos dos valores de tensão no PAC: setembro a dezembro.....	55
Figura 21 – Gráficos dos valores de tensão no PAC para janeiro: TAP em posição 2. ....	58
Figura 22 – Gráficos dos valores de tensão no PAC para janeiro: TAP em posição 3. ....	58
Figura 23 – Gráficos dos valores de tensão no PAC regulada: janeiro a abril. ....	61
Figura 24 – Gráficos dos valores de tensão no PAC regulada: maio a agosto. ....	61
Figura 25 – Gráficos dos valores de tensão no PAC regulada: setembro a dezembro. ....	62
Figura 26: Fluxograma da metodologia de regulação de tensão no PAC de uma rede de distribuição secundária após inserção de geração distribuída fotovoltaica. ....	64

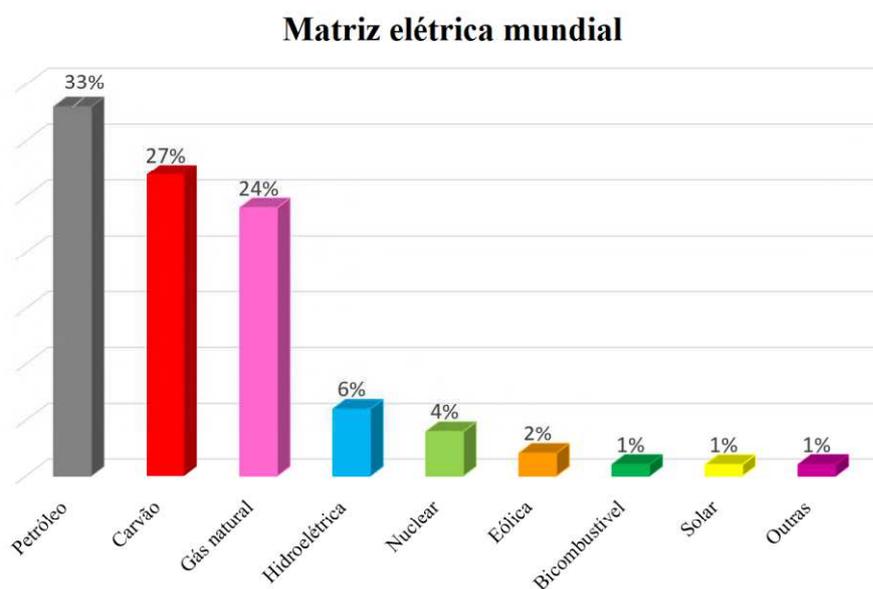
# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>8</b>
1.1	Objetivos .....	13
1.2	Contribuições .....	13
1.3	Publicações realizadas .....	14
1.4	Organização do Texto .....	15
<b>2</b>	<b>Fundamentação Teórica.....</b>	<b>16</b>
2.1	Geração Distribuída Fotovoltaica .....	16
2.2	Ponto de Acoplamento Comum (PAC).....	18
2.3	Fluxo de Potência.....	19
2.4	Elevação de Tensão no PAC.....	21
2.5	Simulações Computacionais .....	24
2.5.1	Matriz de Admitância Primitiva.....	24
2.5.2	Matriz de Admitância Nodal do Sistema Completo .....	28
2.5.3	Método de Solução de Fluxo de Potência.....	31
<b>3</b>	<b>Revisão Bibliográfica .....</b>	<b>35</b>
<b>4</b>	<b>Metodologia .....</b>	<b>42</b>
4.1	Modelagem da rede de distribuição .....	42
4.2	Modelagem das curvas de demanda de energia elétrica .....	45
4.3	Obtenção dos dados de incidência solar .....	46
4.4	Identificação dos pontos críticos.....	46
4.5	Varição do TAP para possível regulação de tensão .....	47
4.6	Redistribuição das cargas entre as fases .....	49
<b>5</b>	<b>Resultados.....</b>	<b>51</b>
5.1	Dados de demanda de energia.....	51
5.2	Identificação dos pontos críticos.....	53
5.3	Modificação do TAP do transformador .....	57
5.4	Redistribuição de cargas e análise das estações do ano .....	59
<b>6</b>	<b>Conclusões .....</b>	<b>65</b>
6.1	Trabalhos a Serem Realizados no Futuro .....	66

# 1 Introdução

Na matriz elétrica mundial, a utilização de materiais de origem fóssil é predominante na geração de energia elétrica. Do total de energia elétrica que é produzida no mundo, cerca de 60% é proveniente da utilização de materiais como o petróleo e o carvão (BP, 2020). Na Figura 1 estão apresentados os percentuais das fontes de energia elétrica que compõem a matriz elétrica mundial.

Figura 1 – Composição da matriz elétrica mundial.



Fonte: Adaptado de *BP* (2020).

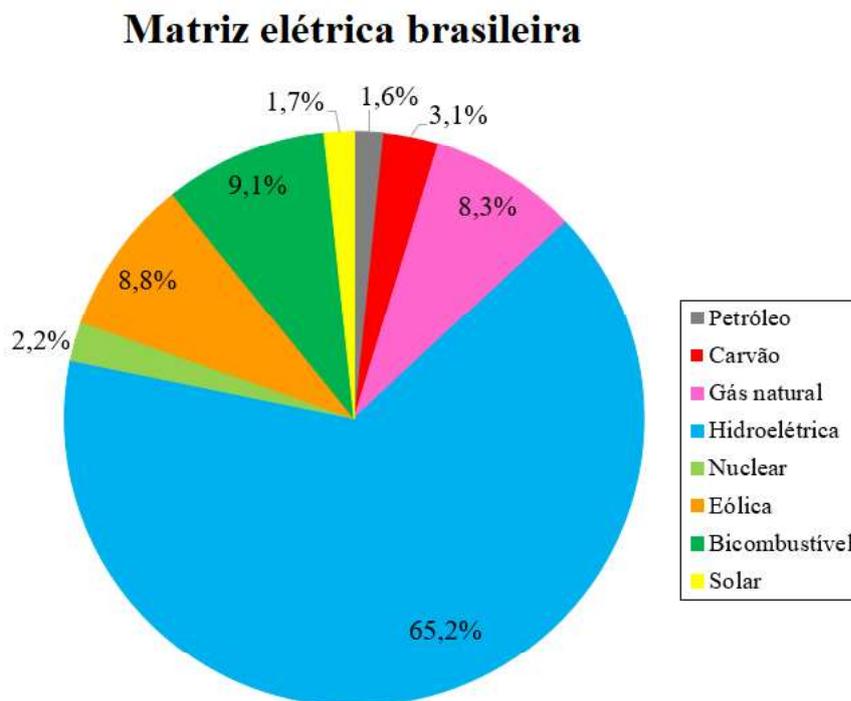
Conforme apresentado na Figura 1, na matriz elétrica mundial existe uma predominância da geração de energia por meio da utilização de materiais como petróleo e carvão. Apesar da energia que é gerada por meio da utilização de combustíveis fósseis ter a maior participação na composição total da matriz elétrica mundial com 60% do total, a longo prazo a sua utilização tem gerado efeitos ambientais negativos (EPE, 2019).

Um dos principais efeitos ambientais negativos da utilização de combustíveis fósseis é a emissão de gases poluentes na atmosfera. Nos últimos anos, com o objetivo de diminuir os efeitos negativos dos processos de geração de energia e de suprir a crescente demanda energética, houve um aumento no interesse da geração de energia elétrica por meio da utilização de fontes renováveis. Como exemplo das fontes de energia renováveis que têm sido mais

utilizadas mundialmente, podem ser citadas a geração de energia a partir das fontes eólicas, solares e de biocombustível (MME, 2020).

No Brasil, o aumento do interesse por fontes de energia renováveis também foi impulsionado após a mudança significativa do setor elétrico brasileiro no que se refere à desverticalização das suas ações (BORGES, 2021). Após a mudança do setor elétrico brasileiro, principalmente as ações de geração de energia passaram a receber investimentos de instituições privadas, tais como concessionárias e distribuidoras de energia elétrica. Com a abertura para novos investidores, aumentaram os incentivos à construção de unidades de geração de energia de pequeno e médio porte localizadas próximas aos centros de carga, diversificando assim a matriz elétrica brasileira (VELOSO, TEIXEIRA E JÚNIOR, 2021). Na Figura 2 estão apresentados os percentuais das fontes de energia elétrica que compõem a matriz elétrica brasileira.

Figura 2 - Composição da matriz elétrica brasileira.



Fonte: Adaptado de *BEN* (2021).

Conforme apresentado na Figura 2, a matriz elétrica brasileira é composta majoritariamente por energia proveniente das usinas hidrelétricas devido à quantidade de água no território nacional. Os percentuais relacionados à geração de energia elétrica por meio do uso de carvão, gás natural e biocombustível estão relacionados à presença de usinas termelétricas como fator estratégico. A depender do tipo de combustível utilizado para geração de energia elétrica e da

tecnologia utilizada, as usinas termelétricas são acionadas para atuar na geração de base ou no atendimento às demandas de períodos específicos, pois em períodos de escassez hídrica, parte da energia elétrica consumida no país é proveniente das usinas termelétricas (TOLMASQUIM, 2016). Apesar de o país possuir capacidade de geração de energia elétrica, com o aumento da população e do desenvolvimento da tecnologia, a demanda energética cresceu, dando espaço à geração de energia elétrica por fontes renováveis (LUCCHESI, 2018). No Brasil, a participação das fontes renováveis na matriz elétrica foi equivalente a 48,3% no ano de 2020, quando consideradas as fontes de geração por lenha e carvão vegetal, hidráulica, eólica e solar. Apesar do crescimento nos últimos anos, o Ministério de Minas e Energia estima que a geração de energia por fontes renováveis continue crescendo (BEN, 2021).

O aumento do número de unidades de geração distribuída foi motivado pelo incentivo da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tendo como base a Resolução Normativa nº 482/2012, que estimulou os consumidores a gerarem a própria energia elétrica, incentivando assim o aumento da Geração Distribuída (GD) no país (REINALDO; DUPCZAK e ARANHA NETO, 2021).

Dentre as possibilidades de GD existentes, a que vem ganhando mais espaço é a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDF). No Brasil, a capacidade instalada de painéis fotovoltaicos vem aumentando a cada ano. Os marcos foram de 1 GW em 2017, 2 GW em 2018, 4 GW em 2019 e 6 GW em 2020. De acordo com as pesquisas realizadas pela Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR), estima-se que a GDF continue crescendo a uma taxa média de 230% ao ano no Brasil (ABSOLAR, 2019).

Com o crescimento da GDF, muitos benefícios vêm sendo proporcionados. Dentre os benefícios, um dos que mais se destacou nos últimos anos foi o da viabilidade econômica para os consumidores. Por meio da Resolução Normativa nº 482/2012, foi criado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, no qual o consumidor brasileiro passou a ter o direito de gerar sua própria energia elétrica e fornecer o excedente da energia gerada para a rede de distribuição na qual a unidade geradora está conectada (ANEEL, 2016).

Apesar dos efeitos positivos, a introdução de GDF pode causar efeitos negativos nas redes de distribuição secundárias que não estão projetadas para receber novas fontes de energia elétrica, podendo comprometer a qualidade da energia elétrica que é entregue aos consumidores. Os principais efeitos negativos que podem ser citados são: elevação do valor de tensão, desequilíbrio de tensão, aumento das perdas elétricas, comprometimento da coordenação e seletividade do sistema de proteção e problemas de estabilidade de tensão (ALCALA-GONZALES, 2021). Dentre os efeitos negativos, a elevação do valor de tensão nas

redes de distribuição secundárias é o efeito mais notável da inserção de GDF (ALMEIDA e JOTA, 2018).

A elevação do valor de tensão da rede de distribuição secundária após a inserção de GDF ocorre quando a potência ativa dos geradores distribuídos é maior que a carga instantânea instalada na mesma rede de distribuição (KIM S-B e SONG S-H, 2020).

Uma solução para evitar a elevação do valor de tensão é o rearranjo das cargas entre as fases, de tal modo que seja garantida a regulação de tensão. Para isso, torna-se necessário conhecer os valores de potência gerada pela GDF, de potência demandada pelas cargas da rede de distribuição secundária, do fluxo de potência e analisar o desequilíbrio de tensão, para então indicar qual a mudança de configuração deve ser executada no sistema elétrico de modo a garantir os valores de tensão corretos no ponto de acoplamento comum (PAC) (KAGAN, 2010).

Os valores de tensão considerados adequados para a rede de distribuição secundária estão entre 202 V e 231 V, para regiões com tensão de operação nominal de 220 V (ANEEL, 2015). Nos casos em que a introdução de GDF causa a elevação dos valores de tensão acima dos permitidos pela ANEEL, violando os valores considerados como adequados, devem ser aplicadas soluções para regulação de tensão.

As soluções para as violações dos limites de tensão atualmente se baseiam em dados de valores de tensão no PAC, realizadas em uma janela de tempo de aproximadamente 07 dias. Após a análise dos valores de tensão medidos, é tomada uma decisão sobre o rearranjo de cargas da rede de distribuição como forma de regular a tensão e minimizar os efeitos negativos. Porém, o rearranjo de cargas para a regulação de tensão pode passar a não ser útil à medida que as estações do ano mudam. A mudança das estações do ano afeta diretamente a quantidade de energia elétrica consumida devido à modificação dos hábitos de consumo dos usuários do sistema elétrico, bem como a quantidade de energia gerada devido à alteração da incidência solar (LEITÃO, 2021).

O caráter sazonal das estações do ano faz com que as demandas de potência das unidades consumidoras e a geração por unidades de GDF sejam afetadas. A variação de demanda de potência ocorre devido à utilização de alguns aparelhos elétricos ser maior ou menor a depender das estações do ano, como por exemplo o uso de aquecedores de água e resfriadores de ambiente. A variação da utilização dos equipamentos nas unidades consumidoras influencia diretamente na demanda de energia total da rede de distribuição secundária. Além disso, a sazonalidade das estações do ano também impacta na geração de energia por meio das unidades de GDF, pois com a mudança das estações, a incidência solar nas regiões também é alterada, modificando diretamente a quantidade de energia que é gerada. A quantidade de energia que é

gerada, e conseqüentemente injetada na rede de distribuição secundária, é diretamente proporcional aos valores de tensão que são medidos no PAC (SILVA, 2021).

Devido à variação dos valores de tensão medidos no PAC, é necessário que sejam realizadas análises dos valores de tensão com uma janela de tempo que abranja as variações das estações do ano, de modo sejam incluídas as considerações de sazonalidade na tomada de decisão para regulação de tensão no PAC. Para determinar um rearranjo de cargas de modo a solucionar a violação dos limites de tensão, podem ser realizadas análises a partir de simulações computacionais que representem a rede de distribuição.

A partir de simulações computacionais com obtenção dos valores de tensão da rede, é possível realizar estudos de caso de redes de distribuição secundárias reais e propor um rearranjo de cargas entre as fases com o objetivo de regular a tensão no PAC. Com os resultados obtidos nas simulações, torna-se possível propor metodologias de regulação de tensão que sejam efetivas durante todo o ano, mesmo após as mudanças de estações.

Conforme pode ser visto na literatura, estudos teóricos e práticos necessitam ser realizados para identificar os instantes em que a tensão no PAC pode ultrapassar os limites de tensão exigido pela ANEEL. Assim, diferentes disposições de cargas nas fases que podem influenciar na amplitude da tensão necessitam ser estudados de forma minuciosa, propondo rearranjos das cargas entre as fases com o intuito de manter os valores de tensão no PAC dentro dos limites determinados como adequados. Com os estudos, uma maior segurança aos consumidores e aos equipamentos instalados na rede de distribuição é garantida, além de possibilitar a redução dos custos com multas e reparação de equipamentos danificados pelo aumento da tensão no PAC por parte das concessionárias. Com base nos estudos, torna-se possível identificar, mensurar e reduzir os efeitos do aumento da tensão nos condutores da rede de distribuição. Assim, a identificação das violações dos limites tensão e a proposição de uma metodologia de redistribuição de cargas simples e objetiva para que os valores de tensão dentro dos limites tensão impostos pela ANEEL, tornam-se imprescindíveis. Na tentativa de contribuir com os estudos no tema, é proposta uma metodologia de regulação de tensão do PAC, de uma rede de distribuição secundária, capaz de analisar as variações de demanda de potência das cargas, sazonalidade das estações do ano, variações do TAP do transformador e diferentes disposições de cargas nas fases.

## 1.1 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é propor uma metodologia para regulação de tensão no ponto de acoplamento comum de uma rede de distribuição secundária após a inserção de geração distribuída fotovoltaica.

Para alcançar o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos também são necessários:

- Analisar se a inserção de unidades de geração distribuída fotovoltaica provoca violações dos limites inferior e superior de tensão do PAC;
- Analisar se a variação da posição do TAP do transformador da rede de distribuição é uma forma de regular a tensão no PAC após a inserção de unidades de geração distribuída fotovoltaica;
- Analisar se a variação das estações do ano influencia no número de violações dos valores de tensão do PAC;
- Analisar se a regulação de tensão é atingida após a aplicação da metodologia de redistribuição de cargas proposta.

Para alcançar os objetivos do trabalho, serão realizadas simulações computacionais com o objetivo de se conhecer o funcionamento da rede de distribuição antes da inserção da GDF, após a inserção da GDF e depois da redistribuição de cargas proposta.

## 1.2 Contribuições

Com os resultados apresentados neste trabalho, é proposta uma metodologia regulação de tensão com o objetivo de minimizar eventos e efeitos da elevação do valor de tensão no PAC de redes de distribuição secundárias após a inserção da geração distribuída fotovoltaica.

Dentre as principais contribuições que podem ser alcançadas com os resultados da pesquisa, destacam-se as seguintes:

- Recomendação de que a unidade de GDF monofásica seja conectada na fase com maior quantidade de cargas da rede de distribuição;
- Recomendação de que os estudos de tensão no PAC da rede de distribuição sejam realizados considerando uma janela de tempo que abranja a variação das estações do ano, visto que a variação das estações impacta diretamente nas violações dos limites de tensão;

- Recomendação de análise prévia dos efeitos da variação do TAP do transformador na violação dos limites de tensão, pois o aumento da posição do TAP pode fazer com que a quantidade de eventos de violação dos limites de tensão seja ainda maior;
- Proposição de uma metodologia que possibilita minimizar a quantidade de violações dos valores de tensão do PAC, mesmo após a variação das estações do ano.

### 1.3 Publicações realizadas

A divulgação dos resultados obtidos ao longo desta pesquisa foi realizada por meio de submissões e publicações de artigos em periódicos, simpósios e congressos científicos internacionais e nacionais. Sendo assim, na Tabela 1 são apresentados os trabalhos científicos que foram publicados ou estão em etapa de publicação.

Tabela 1: Trabalhos científicos desenvolvidos durante a realização da pesquisa.

Publicações	Autores	Título	Revista/Congresso	Ano
Publicados	CARDOSO, I. S.; COSTA, E. G.; ARAUJO, J. F.; SILVA, H. D.	<b>Evaluation of Voltage Limit in Secondary Electricity Distribution Network After the Insertion of a Photovoltaic Distributed Generation Unit.</b>	Revista Cubana de Ingeniería, Vol. XIII (1) e320 (2022) ISSN: 2223-1781.	2022
	CARDOSO, I. S.; COSTA, E. G.; ARAUJO, J. F.; LEITÃO, A. S.	<b>Metodologia para Estimación de Curvas de Carga de Unidades Consumidoras Individuais.</b>	Revista Física no Campus, v. 1, n. 1, p. 36-46. 2021.	2021
	CARDOSO, I. S.; COSTA, E. G.; ARAUJO, J. F.; NEVES, N. B.; LEITÃO, A. S.; SILVA, H. D.	<b>Estudio de Caso de Regulación de Tensión en el Punto de Acoplamiento Común de una Red de Distribución de Baja Tensión Después de la Inserción de la Generación Fotovoltaica.</b>	Congreso de Mantenimiento en Energías Renovables 2021 (Evento virtual).	2021
Aceito	CARDOSO, I. S.; COSTA, E. G.; ARAUJO, J.	<b>Avaliação das Violações dos Limites de Tensão em uma Rede de Distribuição de Energia Após Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica.</b>	IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos	2022

## 1.4 Organização do Texto

Além da Introdução, o trabalho está organizado em mais seis capítulos que serão descritos resumidamente a seguir:

- No Capítulo 2 será realizado o embasamento teórico a respeito dos principais temas que permeiam a pesquisa, dos quais podem ser destacados os fundamentos relacionados a geração distribuída fotovoltaica, ponto de acoplamento comum, fluxo de potência, elevação de tensão no PAC e simulações computacionais;
- No Capítulo 3 serão apresentadas, em ordem cronológica, as principais pesquisas realizadas nos temas correlatos a este trabalho, compondo assim o estado da arte para o tema;
- No Capítulo 4 será apresentada a metodologia empregados nas etapas executadas para alcançar os objetos da pesquisa, bem como as variáveis analisadas durante a realização dos procedimentos;
- No Capítulos 5 serão apresentados os resultados obtidos na realização do trabalho, bem como as discussões a respeito deles;
- No Capítulo 6 serão apresentadas as conclusões que podem ser obtidas a partir das análises dos resultados apresentados.

Ao final do texto, serão apresentadas ainda todas as referências citadas nesta obra.

## 2 Fundamentação Teórica

Neste capítulo são apresentados os conceitos teóricos necessários para o entendimento da metodologia utilizada no trabalho, bem como para a análise e discussão dos resultados obtidos. Assim, são destacados os conceitos fundamentais sobre: geração distribuída fotovoltaica, ponto de acoplamento comum, fluxo de potência, elevação de tensão no PAC e simulações computacionais.

### 2.1 Geração Distribuída Fotovoltaica

A geração de energia elétrica no Brasil é majoritariamente proveniente da geração centralizada, sendo 65,2% do total de energia gerado em usinas hidroelétricas (BEN, 2021). A geração centralizada é caracterizada por possuir centros de geração de energia de grande porte, os quais são localizados fora dos centros consumidores de energia elétrica devido à necessidade de espaço para a sua construção e funcionamento (SILVA, RODRIGUES E SILVA, 2016). Apesar de a maior parte da matriz elétrica brasileira ser formada por grandes centrais geradoras de energia elétrica, já se observa em todo o mundo o crescimento do incentivo ao uso de fontes renováveis para produção de energia elétrica de forma descentralizada principalmente para atender à crescente demanda energética.

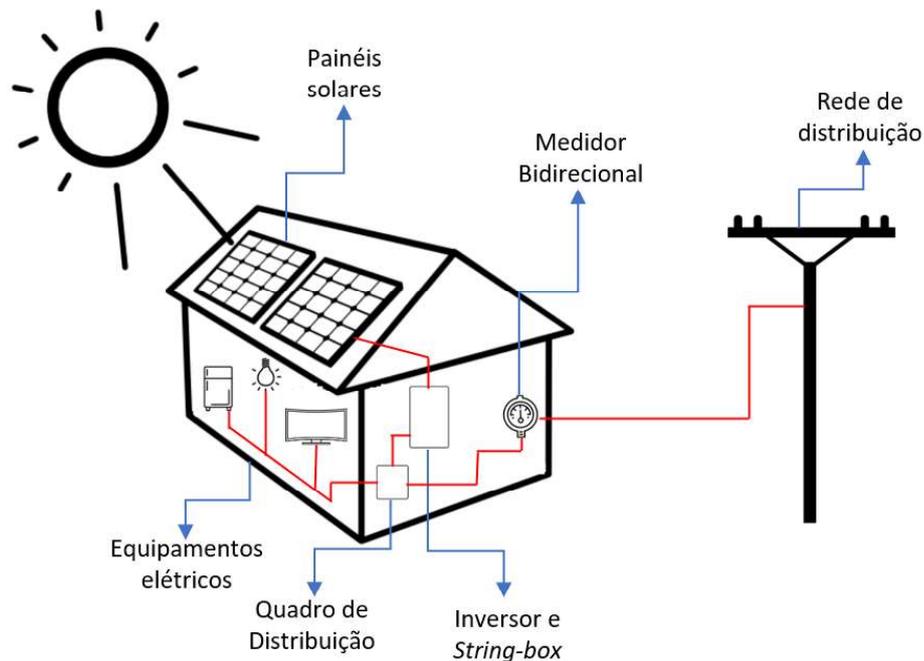
A geração descentralizada de energia, conhecidas também como geração distribuída, é caracterizada por possuir diversas unidades de geração localizadas próximas das unidades consumidoras e ligadas à rede elétrica. No Brasil, dentre as fontes renováveis em maior evidência, pode-se citar a geração solar fotovoltaica, sendo empregada como geração distribuída fotovoltaica (GDF). Um dos incentivos para o crescimento da GDF está relacionado à possibilidade de injetar na rede de distribuição de energia o excedente de geração.

A energia gerada que não é consumida localmente é chamada de excedente de geração, a qual é injetada na rede de distribuição para ser consumida em outras unidades consumidoras que estão conectadas na mesma rede de distribuição de energia da unidade geradora. Devido à injeção da energia excedente na rede de distribuição de energia, o fluxo de potência da rede de distribuição passa a ser alterado, pois a unidade que antes demandava energia se torna geradora e fornecedora de parte da energia do sistema (KIM S-B E SONG S-H, 2020). A injeção de

excedentes na rede está prevista na resolução normativa REN N° 482 de 2012, que trata das normas e parâmetros da geração distribuída (ANEEL, 2012). A quantidade de energia que é injetada na rede de distribuição depende do consumo local da unidade e da potência de geração fotovoltaica instalada, podendo ser caracterizada como microgeração ou minigeração. A microgeração é caracterizada por uma unidade geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a minigeração é caracterizada por uma unidade geradora com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (ANEEL, 2016). Para que a unidade geradora funcione adequadamente, é necessária a instalação e associação de um conjunto de equipamentos que a compõem.

Os equipamentos que compõem a unidade de GDF são os painéis fotovoltaicos, *string-box* para corrente contínua, inversor de frequência, *string-box* para corrente alternada, além dos condutores elétricos e ferragem de fixação dos equipamentos. A associação do conjunto de equipamentos possibilita a geração de energia elétrica a partir do aproveitamento da energia solar. Na Figura 3 está apresentado um formato básico da associação do conjunto de equipamentos utilizado nas unidades de GDF.

Figura 3 - Associação dos equipamentos de uma unidade de geração distribuída fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de VILLALVA (2015).

Conforme apresentado na Figura 3, os equipamentos que compõem o sistema de geração de energia são conectados entre si de modo a permitir que a energia proveniente do sol seja captada pelos painéis solares e transformada em energia elétrica. No conjunto de inversor solar

e *string-box* os níveis de tensão da energia gerada são adequados para a região na qual a unidade GDF está inserida. No quadro de distribuição é possível distribuir a energia elétrica nos seus níveis adequados. Além disso, ele possui dispositivos de proteção contra surtos elétricos para proteção dos equipamentos elétricos instalados na edificação, condutores e para os usuários do sistema. Após a etapa de adequação dos níveis de tensão, parte da energia é consumida localmente pelos equipamentos elétricos e o excedente da energia gerada é injetado na rede de distribuição secundária, passando pelo medidor bidirecional.

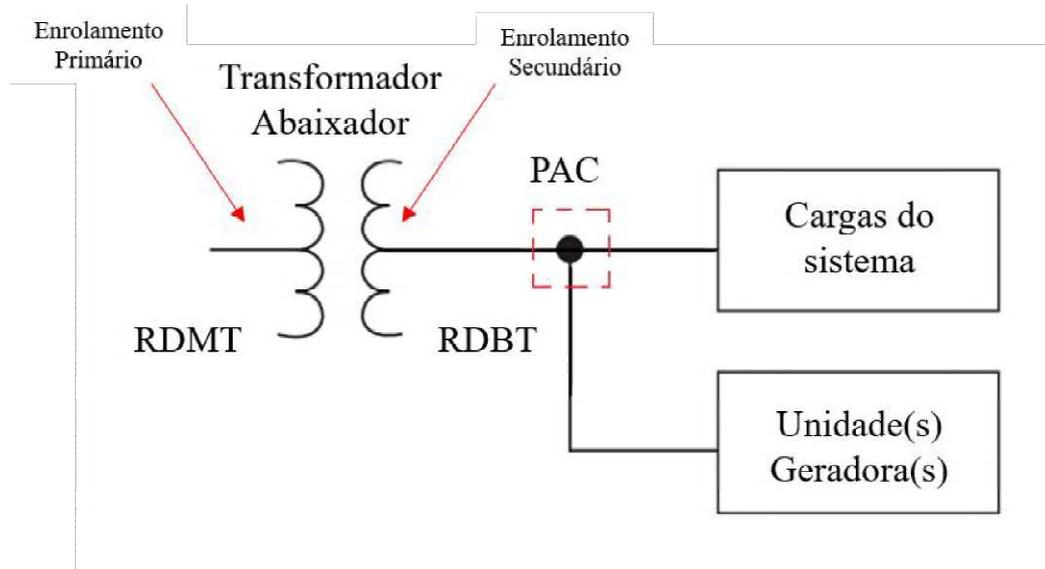
A energia injetada na rede também deve estar dentro dos parâmetros predeterminados pelo órgão regulamentador, que no caso do Brasil é a ANEEL. Para o caso da tensão de operação da rede de distribuição da região Nordeste do Brasil, a tensão de fase máxima considerada adequada é equivalente a 1,05 pu da tensão nominal do sistema elétrico e a tensão de fase mínima considerada adequada equivale a 0,92 pu da tensão nominal. Na região, a tensão de fase nominal é 220 V e a tensão máxima adequada equivale a 231 V e a tensão mínima adequada equivale a 202 V (ANEEL, 2015).

Apesar da determinação da ANEEL para os níveis de tensão de operação permitidos, a inserção de unidade de GDF na rede de distribuição de energia elétrica tem violado o nível de tensão no PAC da rede de distribuição quando ela não está preparada para receber unidades de geração (BERQUO, SOUZA E FRANCA, 2018). A violação do nível de tensão no PAC pode ocasionar a redução de vida útil dos equipamentos das unidades consumidoras ligadas à rede, oferecer riscos aos usuários e operadores da rede de distribuição, bem como acarretar multas para as concessionárias de energia devido ao fornecimento de energia elétrica fora dos limites adequados (KHATIB e SABRI, 2021).

## 2.2 Ponto de Acoplamento Comum (PAC)

O ponto de acoplamento comum (PAC) é o ponto físico de interligação entre os componentes do sistema. Para o caso de uma rede de distribuição com unidade geradora, os componentes são o transformador, as cargas e as unidades de geração distribuída. No PAC, todos os componentes do sistema elétrico em análise compartilham uma tensão em comum, podendo variar de um sistema para outro (GONÇALVES; BALLERINI; DE FREITAS, 2016). Na Figura 4 está apresentado um diagrama de uma rede de distribuição de energia elétrica que contém uma unidade de GDF conectada à rede, com destaque para o PAC.

Figura 4 – Diagrama da associação dos equipamentos de uma unidade de geração distribuída fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de WEG, 2021.

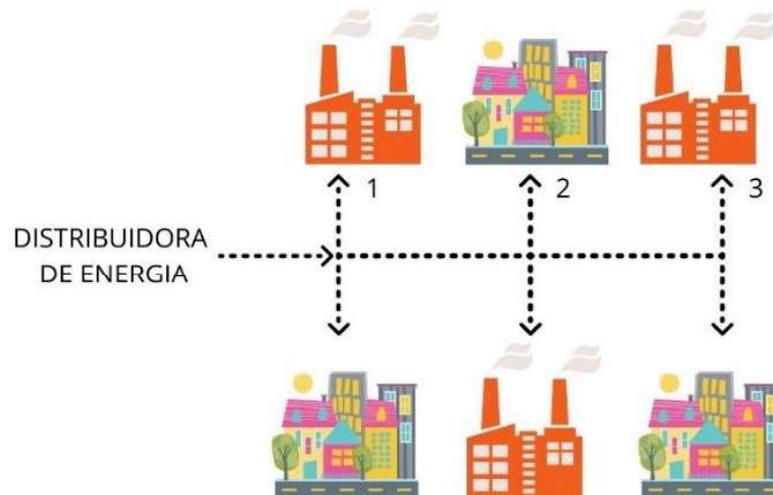
Conforme apresentado na Figura 4, o enrolamento primário do transformador abaixador da rede de distribuição está conectado à rede de distribuição de média tensão (RDMT) e o enrolamento secundário está conectado à rede de distribuição de baixa tensão (RDBT). O PAC do sistema é o ponto em que estão acopladas as cargas do sistema, a unidade geradora e o enrolamento secundário do transformador. Todas as cargas e unidades geradoras conectadas ao PAC tem em comum a mesma tensão, devendo então esta grandeza ser preservada em todos os seus aspectos, seja ele forma de onda, frequência ou amplitude (POMILIO, 2016). Preservar o nível de tensão no PAC dentro das determinações da ANEEL é essencial para que os elementos da rede de distribuição funcionem de maneira adequada. Para garantir o funcionamento adequado, é necessário que o nível de tensão seja monitorado periodicamente e que manutenções corretivas sejam realizadas em caso de violação dos limites de tensão, portanto o valor da tensão no PAC é uma informação essencial no estudo das violações dos níveis de tensão. Dentre as possíveis causas de alteração do nível de tensão no PAC está a modificação do fluxo de potência da rede de distribuição, o qual está fundamentado na subseção a seguir.

## 2.3 Fluxo de Potência

Quando a energia elétrica provém unicamente da geração centralizada, o fluxo de potência dos alimentadores é direcionamento das fontes em direção às cargas. Nesta situação,

existe maior quantidade de potência no início do alimentador, próximo ao transformador, e uma menor quantidade de potência no final do alimentador, mais próximo às últimas cargas (SHAYANI, 2010). Na Figura 5 está apresentado um modelo de uma rede de distribuição sem fontes alternativas de energia, com suprimento exclusivo da geração centralizada.

Figura 5 – Modelo de uma rede de distribuição sem fontes alternativas de energia.

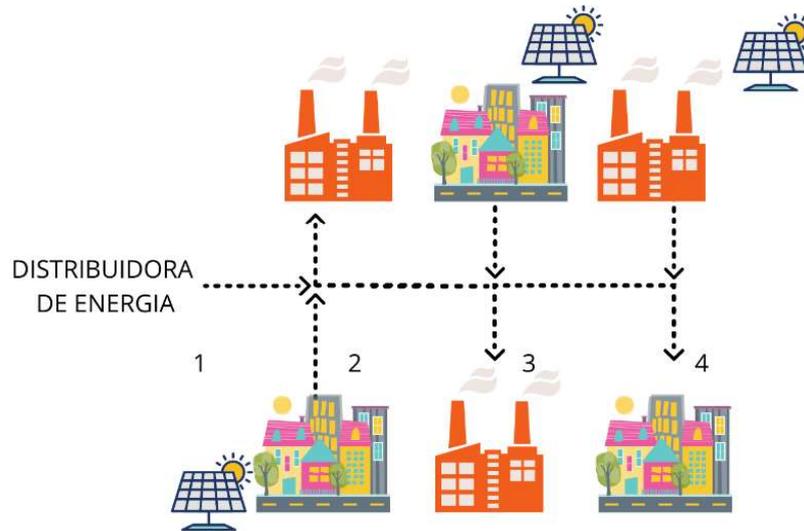


Fonte: Adaptado de SHAYANI, 2010.

Na Figura 5 está uma representação de uma rede de distribuição sem fontes alternativas de energia, com suprimento exclusivo da geração centralizada. Entre a distribuidora de energia e o ponto 1 existe maior quantidade de potência, pois é necessário suprir as demandas das 6 cargas conectadas à rede de distribuição de energia. Entre os pontos 1 e 2, a quantidade de potência é menor do que no trecho anterior, pois é necessário suprir as demandas das 4 cargas que estão conectadas a seguir. Entre os pontos 2 e 3 existe a menor quantidade de potência, visto que só é necessário suprir a demanda de duas cargas conectadas no final da rede de distribuição de energia. Apesar da quantidade de potência necessária às cargas variar ao longo da rede de distribuição, a tensão de alimentação no PAC deve se manter dentro dos limites ideais e predeterminados para o funcionamento adequado do sistema.

Com a inserção de unidades de GDF na rede de distribuição, passam a existir mais de uma fonte de energia para suprir a demanda energética das cargas ligadas à rede de distribuição de energia elétrica. Como consequência, o fluxo de potência da rede de distribuição se altera, pois, parte da demanda pode ser suprida pelo excedente de geração da GDF. Na Figura 6 está apresentado um modelo de uma rede de distribuição com unidades de GDF inseridas nas unidades consumidoras, caracterizando assim a geração descentralizada.

Figura 6 - Rede de distribuição com unidades de geração distribuída fotovoltaica.



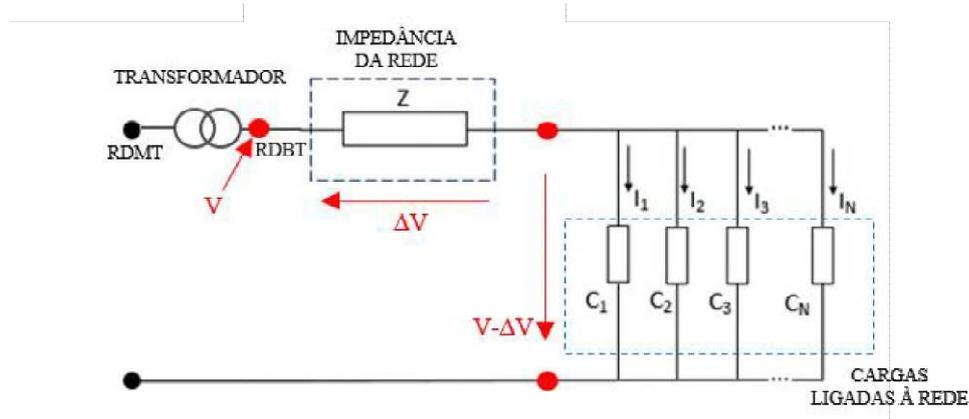
Fonte: Adaptado de SHAYANI, 2010.

Na Figura 6 está uma representação de uma rede de distribuição com fontes alternativas de energia, neste caso GDF, em que o excedente de geração das unidades de GDF são injetados na rede de distribuição. A rede de distribuição que anteriormente foi dimensionada para suprir a demanda de todas as cargas, passa a receber a energia excedente de algumas delas. As novas unidades geradoras podem suprir a demanda de potência das unidades consumidoras vizinhas. As alterações provenientes das novas configurações aumentam a complexidade do sistema elétrico quando comparados aos sistemas que possuem geração centralizada (SHAYANI, 2010). A alteração do fluxo de potência pode causar diversas modificações no sistema elétrico, dentre elas está a dificuldade de regulação da tensão no PAC da rede de distribuição. A alteração do fluxo de potência em decorrência da inserção de unidades de GDF pode causar elevação dos valores de tensão no PAC, efeito está fundamentado e discutido na subseção a seguir.

## 2.4 Elevação de Tensão no PAC

Em um sistema de geração centralizada, o valor da tensão da rede de distribuição é maior próximo ao transformador do que próximo à carga devido à queda de tensão intrínseca dos condutores que compõem a rede de distribuição (KANGAN, 2010). Na Figura 7 está apresentado um diagrama de uma rede de distribuição com destaque para os valores de tensão obtidos em pontos distintos.

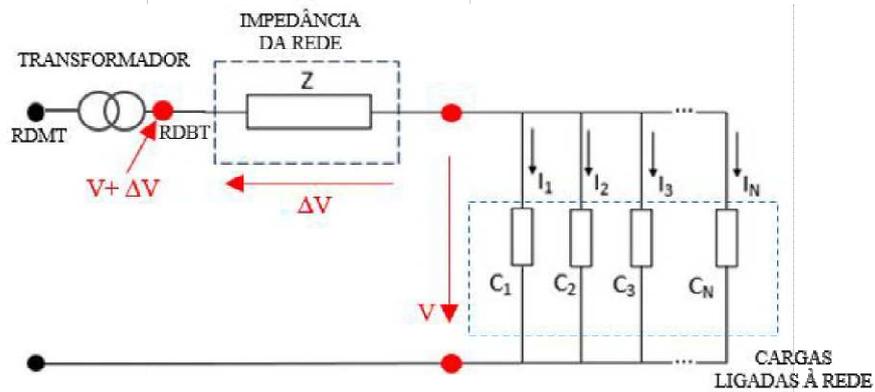
Figura 7 – Diagrama da rede de distribuição com queda de tensão nos condutores.



Fonte: Adaptado de ALMEIDA, 2018.

Na Figura 7 está apresentado um diagrama de um trecho da rede de distribuição de energia elétrica. Na rede de distribuição de baixa tensão (RDBT) ocorre a diminuição do valor de tensão devido à impedância da rede de distribuição e à queda de tensão intrínseca aos condutores, de modo que o valor de tensão entregue às cargas ( $C_1, C_2, C_3, C_N$ ) será  $(V - \Delta V)$  volts. Neste caso,  $\Delta V$  representa a queda de tensão ocorrida ao longo da rede de distribuição. Com a ocorrência da queda de tensão, a concessionária passaria a entregar um valor de tensão menor do que o permitido pela ANEEL (ALMEIDA, 2018). Para que a tensão não seja fornecida abaixo do valor permitido no final dos alimentadores devido à queda de tensão, as concessionárias de energia utilizam técnicas para melhorar a regulação de tensão, dentre elas está a modificação na relação de transformação dos transformadores, garantindo assim que a tensão nos alimentadores fique dentro da faixa determinada (USIDA, 2007). Na Figura 8 está apresentado um diagrama da rede de distribuição após a modificação para regular a tensão.

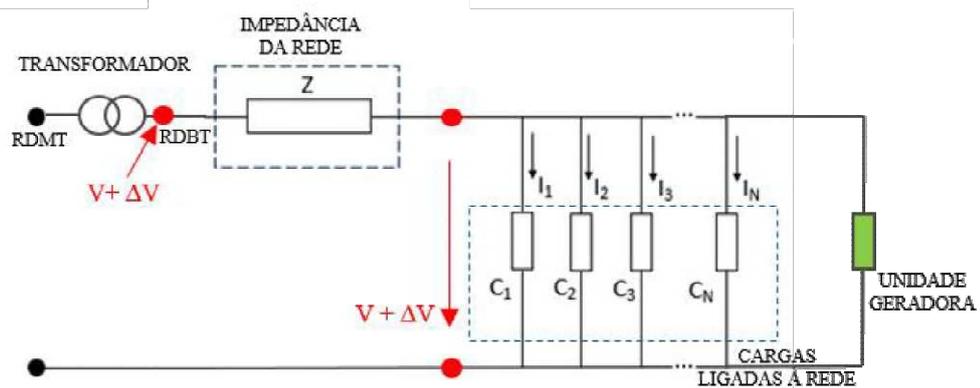
Figura 8 – Diagrama da rede de distribuição com regulação de tensão.



Fonte: Adaptado de ALMEIDA, 2018.

Na Figura 8 está apresentado um diagrama de um trecho da rede de distribuição de energia elétrica após a regulação de tensão. No diagrama apresentado na Figura 8, a modificação é feita para que, após a queda de tensão nos condutores do sistema, equivalente a  $\Delta V$  volts, passe a se obter no final uma tensão nominal de ( $V$ ) volts no final da rede de distribuição, proveniente da característica  $(V + \Delta V - \Delta V)$  volts. Apesar disso, o valor de tensão pode ser alterado quando uma unidade de geração distribuída é inserida no sistema. Na Figura 9 está apresentado o diagrama da rede de distribuição após a inserção da unidade de geração distribuída.

Figura 9 – Diagrama da rede de distribuição com unidade de geração distribuída.



Fonte: Adaptado de ALMEIDA, 2018.

Na Figura 9 está apresentado um diagrama do trecho da rede de distribuição após a inserção de geração distribuída, supondo que a queda de tensão se aproxima de zero. Com a inserção da unidade de geração distribuída, parte da energia a ser consumida pelas cargas é

suprida pelo excedente de geração da unidade geradora. Com o suprimento de parte da energia a ser consumida, a corrente elétrica proveniente do transformador diminui e, conseqüentemente, a queda de tensão nos condutores também diminui. Devido à diminuição da queda de tensão nos condutores da rede de distribuição, a tensão próxima às cargas se eleva, sendo aproximadamente  $(V + \Delta V)$  volts. Com a elevação da tensão da rede de distribuição, o fornecimento de tensão volta a violar o nível permitido previsto no normativo da ANEEL, neste caso se obtendo um valor de tensão maior do que o permitido.

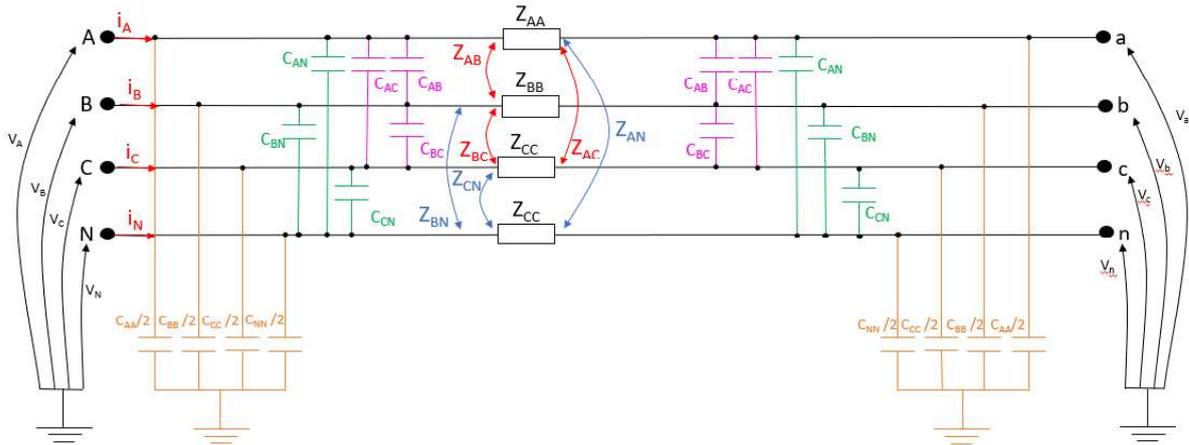
Os valores de tensão próximo às cargas são maiores do que o permitido quando o excedente de geração é maior do que a demanda energética e o transformador passa a operar em vazio, com isso a sua tensão de saída é maior do que o valor nominal e o valor de tensão registrado nas cargas também é maior do que o permitido. Os valores de tensão nas cargas e no PAC da rede de distribuição são geralmente calculados a partir de simulações computacionais, as quais estão fundamentadas e discutidas na subseção a seguir.

## 2.5 Simulações Computacionais

Nas análises e estudos de sistemas elétricos, geralmente se utiliza o cálculo de fluxo de potência para planejamento de operação, otimização do sistema, análise de estabilidade e estimativas em tempo real. O cálculo do fluxo de potência consiste na determinação das tensões nodais, correntes injetadas e potências nos elementos de rede (RADATZ, 2020). Uma das formas de calcular o fluxo de potência é a partir da utilização do método da admitância primitiva, o qual está baseado na utilização de matrizes de admitância primitiva do sistema completo. O método para construção das matrizes de admitâncias primitivas estão apresentados na subseção a seguir.

### 2.5.1 Matriz de Admitância Primitiva

Para se obter a matriz de admitância primitiva do sistema completo, é necessário que se obtenham as matrizes de admitância primitiva de cada um dos elementos presentes na rede (DUGAN e MCDERMOTT, 2011). Para conceituar a elaboração das matrizes, na Figura 10 está apresentado o modelo  $\pi$  de uma rede de distribuição trifásica a quatro fios, da qual serão construídas as matrizes de admitâncias primitivas.

Figura 10: Modelo  $\pi$  de uma rede de distribuição trifásica a 4 fios.

Fonte: Adaptado de ROCHA E RADATZ, 2018.

Na Figura 10, um modelo  $\pi$  de uma rede de distribuição trifásica a quatro fios é apresentado, na qual os traços horizontais em preto representam os três condutores de fase e o condutor de neutro do sistema. Os pontos descritos com as letras iniciais A, B, C e N e as letras finais a, b, c e n representam, respectivamente, os pontos iniciais e finais dos condutores de fase e de neutro. Os símbolos de capacitores em laranja representam as capacitâncias de entrada de cada um dos condutores ( $C_{AA}/2$ ,  $C_{BB}/2$ ,  $C_{CC}/2$  e  $C_{NN}/2$ ), os símbolos em magenta representam as capacitâncias mútuas entre os condutores de fase ( $C_{AB}/2$ ,  $C_{AC}/2$  e  $C_{BC}/2$ ), e os símbolos em verde representam as capacitâncias de cada condutor de fase para o neutro ( $C_{AN}/2$ ,  $C_{BN}/2$  e  $C_{CN}/2$ ). Além disso, os retângulos denominados  $Z_{AA}$ ,  $Z_{BB}$ ,  $Z_{CC}$  e  $Z_{NN}$  representam as impedâncias série das fases A, B, C e N, respectivamente. As correntes que circulam nos condutores estão representadas a partir das setas em vermelho, nas quais  $i_A$ ,  $i_B$ ,  $i_C$  e  $i_N$  representam as correntes nos condutores de fase A, B, C e no condutor de neutro N.

Para determinar a matriz de admitância primitiva do elemento, inicialmente devem ser desconsiderados os elementos *shunt* e considerando apenas as impedâncias série. Assim, baseada na Lei de Kirchhoff das tensões, obtêm-se as matrizes apresentadas abaixo:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_A \\ \Delta \dot{V}_B \\ \Delta \dot{V}_C \\ \Delta \dot{V}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{AA} & \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{AC} & \bar{Z}_{AN} \\ \bar{Z}_{BA} & \bar{Z}_{BB} & \bar{Z}_{BC} & \bar{Z}_{BN} \\ \bar{Z}_{CA} & \bar{Z}_{CB} & \bar{Z}_{CC} & \bar{Z}_{CN} \\ \bar{Z}_{NA} & \bar{Z}_{NB} & \bar{Z}_{NC} & \bar{Z}_{NN} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_n \end{bmatrix}. \quad (1)$$

Na Equação (1) está apresentada a relação das tensões nodais com suas respectivas impedâncias série e correntes que circulam nos condutores. A Equação (1) pode ser simplificada de modo que passa a ser representada pela Equação (2) a seguir:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} = \bar{Z} \times \begin{bmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \\ \dot{i}_n \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Na Equação (2) está apresentada, de maneira simplificada, a equação que representa as tensões nodais da rede de distribuição a quatro fios apresentada anteriormente na Figura 10, em que  $\bar{Z}$  é a matriz de impedâncias série. Sabendo-se que a matriz de admitância primitiva deve relacionar as tensões nodais do elemento com as suas correntes injetadas, de modo que sejam representadas pela Equação (30).

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_N \\ \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \bar{Y}_{prim} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \\ \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix}. \quad (3)$$

Sabendo ainda que as correntes injetadas se relacionam com as correntes nos ramos do elemento, modificando apenas a sua direção, pode-se dizer que:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \\ \dot{i}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_N \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \\ \dot{I}_n \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Ao se isolar o vetor das correntes nos ramos, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \\ \dot{i}_n \end{bmatrix} = \bar{Z}^{-1} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} - \bar{Z}^{-1} \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Com isso, é possível determinar que:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_N \\ \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} & \bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} \\ \bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} & \bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \\ \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix}. \quad (6)$$

Logo,

$$\bar{Y}_{prim} = \begin{bmatrix} \bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} & \bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} \\ \bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} & \bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} \end{bmatrix}. \quad (7)$$

Após definir a matriz de admitância primitiva apresentada na Equação (7), deve-se incluir os elementos *shunt*. Para isso, utiliza-se o método da inspeção no qual todos os elementos conectados a um nó “i” qualquer são incorporados somando ao termo de admitância de entrada ( $\bar{Y}_{ii}$ ) e os elementos conectados entre um nó “i” e um nó “j” entram subtraindo na admitância de transferência ( $\bar{Y}_{ij}$ ). Logo, a matriz dos elementos *shunt* é dada por:

$$C_{4 \times 4} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} & C_{24} \\ C_{31} & C_{32} & C_{33} & C_{34} \\ C_{41} & C_{42} & C_{43} & C_{44} \end{bmatrix}. \quad (8)$$

Em que,

$$\begin{aligned} C_{11} &= C_{AA} + C_{AB} + C_{AC} + C_{AN} \\ C_{22} &= C_{BA} + C_{BB} + C_{BC} + C_{BN} \\ C_{33} &= C_{CA} + C_{CB} + C_{CC} + C_{CN} \\ C_{44} &= C_{NA} + C_{NB} + C_{NC} + C_{NN} \\ C_{12} &= C_{21} = -C_{AB} \\ C_{13} &= C_{31} = -C_{AC} \\ C_{14} &= C_{41} = -C_{AN} \\ C_{23} &= C_{32} = -C_{BC} \\ C_{24} &= C_{42} = -C_{BN} \\ C_{34} &= C_{43} = -C_{CN} \end{aligned}$$

Sabendo que no modelo  $\pi$  as impedâncias da linha são divididas por dois e suas partes alocadas em cada uma das extremidades, ou seja, sem acoplamento capacitivo entre os nós dos terminais ABCN e abcn. Portanto, a matriz pode ser adicionada às submatrizes de ordem 4 que compõem a diagonal principal da matriz  $\bar{Y}_{prim}$  calculada até este passo. Assim, tem-se que:

$$\bar{Y}_{prim} = \begin{bmatrix} \bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} + j \frac{\omega}{2} \times C_{44} & -\bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} \\ -\bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} & \bar{Z}^{-1}_{4 \times 4} + j \frac{\omega}{2} \times C_{44} \end{bmatrix}_{8 \times 8} \quad (9)$$

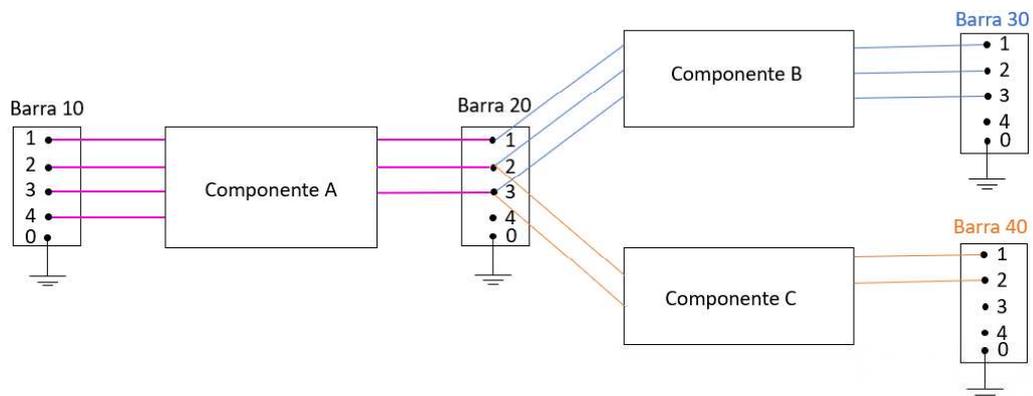
Em que  $\omega = 2\pi f$ , sendo  $f$  a frequência de operação do sistema.

Após a construção das matrizes de admitância nodal primitivas, elas são utilizadas para construir a matriz de admitância nodal do sistema completo ( $\bar{Y}_{system}$ ). O método utilizado na sua construção está apresentado na subsecção a seguir.

## 2.5.2 Matriz de Admitância Nodal do Sistema Completo

O método utilizado na construção da matriz de admitância nodal do sistema completo está baseado em adicionar a matriz  $\bar{Y}_{prim}$  de cada componente do sistema no seu respectivo componente da matriz  $\bar{Y}_{system}$ , o qual é determinado pelos nós aos quais os terminais do componente estão conectados. Para exemplificar a metodologia de construção da matriz de admitância nodal do sistema completo, é considerada uma rede de distribuição de energia genérica com 3 componentes conforme apresentado na Figura 11.

Figura 11: Rede de distribuição de energia genérica com 3 componentes.



Fonte: Adaptado de ROCHA E RADATZ, 2018.

Conforme apresentado na Figura 11, os componentes da rede de distribuição genérica são conectados conforme as descrições abaixo relacionadas.

- **Componente A:**

Primeiro terminal conectado por quatro condutores à barra 10 (10.1, 10.2, 10.3 e 10.4);

Segundo terminal conectado por três condutores à barra 20 (20.1, 20.2 e 20.3).

- **Componente B:**

Primeiro terminal conectado por três condutores à barra 20 (20.1, 20.2 e 20.3);

Segundo terminal conectado por três condutores à barra 30 (30.1, 30.2 e 30.3).

- **Componente C:**

Primeiro terminal conectado por dois condutores à barra 20 (20.2 e 20.3);

Segundo terminal conectado por dois condutores à barra 40 (40.1 e 40.2).

Como o componente A possui interligação em 7 terminais, a matriz de admitância primitiva que o representa é de ordem 7. Como o componente B possui interligação em 6 terminais, a matriz de admitância primitiva que o representa é de ordem 6. Como o componente C possui interligação em 4 terminais, a matriz de admitância primitiva que o representa é de ordem 4. As matrizes de admitâncias primitivas que representam os componentes A, B e C estão apresentadas a seguir.

$$\bar{Y}_{A \text{ prim}} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{a11} & \bar{Y}_{a12} & \bar{Y}_{a13} & \bar{Y}_{a14} & \bar{Y}_{a15} & \bar{Y}_{a16} & \bar{Y}_{a17} \\ \bar{Y}_{a21} & \bar{Y}_{a22} & \bar{Y}_{a23} & \bar{Y}_{a24} & \bar{Y}_{a25} & \bar{Y}_{a26} & \bar{Y}_{a27} \\ \bar{Y}_{a31} & \bar{Y}_{a32} & \bar{Y}_{a33} & \bar{Y}_{a34} & \bar{Y}_{a35} & \bar{Y}_{a36} & \bar{Y}_{a37} \\ \bar{Y}_{a41} & \bar{Y}_{a42} & \bar{Y}_{a43} & \bar{Y}_{a44} & \bar{Y}_{a45} & \bar{Y}_{a46} & \bar{Y}_{a47} \\ \bar{Y}_{a51} & \bar{Y}_{a52} & \bar{Y}_{a53} & \bar{Y}_{a54} & \bar{Y}_{a55} & \bar{Y}_{a56} & \bar{Y}_{a57} \\ \bar{Y}_{a61} & \bar{Y}_{a62} & \bar{Y}_{a63} & \bar{Y}_{a64} & \bar{Y}_{a65} & \bar{Y}_{a66} & \bar{Y}_{a67} \\ \bar{Y}_{a71} & \bar{Y}_{a72} & \bar{Y}_{a73} & \bar{Y}_{a74} & \bar{Y}_{a75} & \bar{Y}_{a76} & \bar{Y}_{a77} \end{bmatrix}_{7 \times 7} \cdot \quad (10)$$

$$\bar{Y}_{B \text{ prim}} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{b11} & \bar{Y}_{b12} & \bar{Y}_{b13} & \bar{Y}_{b14} & \bar{Y}_{b15} & \bar{Y}_{b16} \\ \bar{Y}_{b21} & \bar{Y}_{b22} & \bar{Y}_{b23} & \bar{Y}_{b24} & \bar{Y}_{b25} & \bar{Y}_{b26} \\ \bar{Y}_{b31} & \bar{Y}_{b32} & \bar{Y}_{b33} & \bar{Y}_{b34} & \bar{Y}_{b35} & \bar{Y}_{b36} \\ \bar{Y}_{b41} & \bar{Y}_{b42} & \bar{Y}_{b43} & \bar{Y}_{b44} & \bar{Y}_{b45} & \bar{Y}_{b46} \\ \bar{Y}_{b51} & \bar{Y}_{b52} & \bar{Y}_{b53} & \bar{Y}_{b54} & \bar{Y}_{b55} & \bar{Y}_{b56} \\ \bar{Y}_{b61} & \bar{Y}_{b62} & \bar{Y}_{b63} & \bar{Y}_{b64} & \bar{Y}_{b65} & \bar{Y}_{b66} \end{bmatrix}_{6 \times 6} \quad (11)$$

$$\bar{Y}_{C \text{ prim}} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{c11} & \bar{Y}_{c12} & \bar{Y}_{c13} & \bar{Y}_{c14} \\ \bar{Y}_{c21} & \bar{Y}_{c22} & \bar{Y}_{c23} & \bar{Y}_{c24} \\ \bar{Y}_{c31} & \bar{Y}_{c32} & \bar{Y}_{c33} & \bar{Y}_{c34} \\ \bar{Y}_{c41} & \bar{Y}_{c42} & \bar{Y}_{c43} & \bar{Y}_{c44} \end{bmatrix}_{4 \times 4} \quad (12)$$

Após obtidas as matrizes de admitância primitiva de cada componente, deve-se obter a matriz de admitância nodal do sistema completo ( $\bar{Y}_{system}$ ), a qual terá dimensão dependente da quantidade de nós ativos no sistema. No exemplo utilizado, tem-se 12 nós ativos no sistema, logo a matriz  $\bar{Y}_{system}$  deve ser uma matriz de ordem 12, organizada da seguinte forma:

$$\bar{Y}_{system} = \begin{array}{c} \begin{array}{cccc|ccc|cc} 10.1 & 10.2 & 10.3 & 10.4 & 20.1 & 20.2 & 20.3 & 30.1 & 30.2 & 30.3 & 40.1 & 40.2 \end{array} \\ \begin{array}{l} 10.1 \\ 10.2 \\ 10.3 \\ 10.4 \\ \hline 20.1 \\ 20.2 \\ 20.3 \\ \hline 30.1 \\ 30.2 \\ 30.3 \\ \hline 40.1 \\ 40.2 \end{array} \end{array} \quad ]_{12 \times 12}$$

A partir da determinação das posições apresentadas na matriz de admitância nodal do sistema completo, as matrizes primitivas são incluídas na matriz  $\bar{Y}_{system}$ , para isso, são utilizadas as informações das conexões dos terminais de cada elemento aos nós de cada barra. Portanto, após os passos apresentados, está montada a matriz de admitância primitiva do

sistema completo. Após definir a matriz de admitância primitiva do sistema completo, é necessário que seja aplicado o método de solução do fluxo de potência, o qual está apresentado na subseção a seguir.

### 2.5.3 Método de Solução de Fluxo de Potência

O fluxo de potência pode ser resolvido a partir de diversos métodos, dentre eles está o método de solução do fluxo de potência Normal que é baseado no método do ponto fixo iterativo (ROCHA e RADATZ, 2018). O Método do Ponto Fixo Iterativo (MPF) está apresentado a seguir.

Seja  $f(x)$  uma função contínua no intervalo  $[a,b]$ , contendo uma raiz da equação  $f(x) = 0$ . O método consiste em transformar a equação em uma equação equivalente  $x = \varphi(x)$  e a partir de uma aproximação inicial (chute inicial)  $x_0$  gerar uma sequência  $\{x_k\}$  de aproximações para  $\varepsilon$  pela relação  $x_{k+1} = \varphi(x_k)$ , pois a função  $\varphi(x)$  é tal que  $f(\varepsilon) = 0$  se e somente se  $\varphi(\varepsilon) = \varepsilon$ . Transforma-se assim o problema de encontrar um zero de  $f(x)$  no problema de encontrar um ponto fixo de  $\varphi(x)$ .

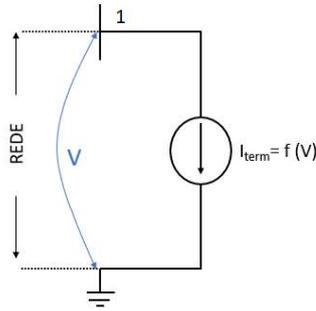
Uma função  $\varphi(x)$  que satisfaz a condição é chamada de função de iteração para a equação  $f(x) = 0$  (RUGGIERO e LOPES, 1988).

Uma das formas de utilizar o MPF para soluções de fluxo de potência está descrita a seguir.

Inicialmente os elementos da rede de distribuição de energia são divididos em grupos de acordo com as funcionalidades de cada componente. Os componentes que estão relacionados com a entrega de energia (como linhas e transformadores) são modelados a partir da matriz de admitância nodal primitiva, enquanto que os componentes de conversão de energia (como geradores, cargas e armazenadores) podem conter características não-lineares e então serem modelados a partir da corrente de compensação.

Corrente de compensação: Supõe-se uma carga monofásica não-linear conectada à rede de distribuição por meio do nó 1. Sabendo que a corrente absorvida pela carga é função da tensão aplicada em seus terminais, tem-se a configuração apresentada na Figura 12.

Figura 12: Diagrama unifilar de uma carga monofásica não-linear conectada à rede de distribuição.

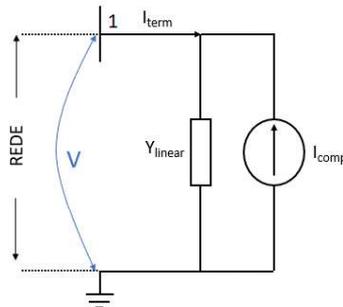


Fonte: Adaptado de ROCHA E RADATZ, 2018.

Conforme apresentado na Figura 12, a carga está conectada à rede por meio da barra 1, tem uma tensão  $V$  aplicada aos seus terminais e a corrente absorvida por essa carga é representada por  $I_{term}$ .

No método, a corrente  $I_{term}$  não deve ser considerada como corrente injetada na rede (com sinal negativo). A carga passa a ser convertida, a partir de um equivalente Norton, em que a admitância é uma grandeza linear e constante calculada com base na condição de tensão nominal da carga. A admitância calculada passa a ser incluída na matriz de admitâncias nodal da rede. Na Figura 13 está apresentado o equivalente Norton da carga monofásica apresentada na Figura 12 anterior.

Figura 13: Diagrama unifilar de uma carga monofásica não-linear conectada à rede de distribuição após equivalente Norton.



Fonte: Adaptado de ROCHA E RADATZ, 2018.

Na Figura 13 está apresentado o equivalente Norton de uma carga monofásica conectada à rede de distribuição a partir da barra 1. A carga agora passa a ser representada por uma admitância  $Y_{linear}$  em paralelo com uma fonte de corrente  $I_{comp}$ . A corrente de compensação  $I_{comp}$  representa a parte não-linear da corrente real da carga, considerada no modelo como uma fonte de corrente que é injetada na rede. Matematicamente tem-se que:

$$\dot{I}_{comp} = \dot{V} \times \bar{Y}_{linear} - \dot{I}_{term}. \quad (13)$$

Na prática, a parte linear dos componentes de conversão de energia também são modelados a partir de uma matriz de admitância nodal primitiva, a qual é adicionada à matriz  $Y_{system}$ . Todos os componentes de conversão de energia que não possuem característica não-linear são convertidos por meio do equivalente Norton e a impedância paralelo também é incluída na matriz de admitância nodal do sistema. A partir daí, todos os componentes são incluídos no modelo e o passo seguinte é a solução do fluxo de potência aplicando diretamente o MPF. A aplicação do MPF consiste no cumprimento de 4 passos, os quais estão explicitados a seguir.

- **Passo 1 – Valor inicial:** Um valor inicial consiste em realizar a solução direta da matriz de admitância nodal do sistema, considerando que a corrente de compensação é nula para todos os componentes de conversão de energia, ou seja, apenas as correntes injetadas pelas fontes constantes são levadas em consideração neste passo.
- **Passo 2 – Cálculo das correntes injetadas:** cada componente de conversão de energia é considerado e calculada a corrente de compensação injetada por cada um deles. Assim, todas as correntes injetadas na rede são organizadas no vetor de correntes injetadas.
- **Passo 3 – Solução para o vetor de tensões nodais:** Com o vetor de correntes injetadas atualizado após o passo 2, uma nova solução do sistema é calculada, em que  $\dot{V}_{nodal} = [\bar{Y}_{system}]^{-1} \times \dot{I}_{inj}$ .
- **Passo 4 – Teste de convergência:** Neste passo, é verificado se o cálculo do sistema convergiu ou não. Em caso afirmativo, o processo iterativo acaba aqui. Caso contrário, os passos 2 e 3 devem ser repetidos até que o sistema convirja. O critério de convergência vai depender da existência ou não de uma tensão de base para a barra em análise. Quando uma tensão de base é especificada para uma dada barra à qual o nó  $i$  pertence,  $\dot{V}_{base}$  é utilizada. Quando uma tensão de

base não é especificada, o cálculo do erro se baseia na tensão nodal calculada na última iteração. Por esse motivo, sempre que possível, é útil definir uma tensão de base para todas as barras do sistema.

Após a realização dos quatro passos explicitados anteriormente pelas simulações computacionais, é obtido o resultado do cálculo de fluxo de potência e os resultados podem ser analisados.

Neste capítulo foram apresentados os conceitos necessários para o entendimento do tema de estudo no qual este trabalho está inserido, da metodologia proposta e dos resultados alcançados com a realização do trabalho, além disso foram abordados conceitos presentes no estado da arte. No capítulo a seguir estão apresentados alguns trabalhos correlatos ao tema de estudo.

### 3 Revisão Bibliográfica

Este capítulo tem como objetivo apresentar e compor o estado da arte para o tema, destacando as principais contribuições de cada autor, bem como identificar as limitações das soluções apresentadas e as oportunidades de melhorias existentes.

A utilização da energia proveniente do sol não é um princípio recentemente desenvolvido, desde o início da existência da humanidade esta fonte de energia é utilizada. As civilizações, ao longo do tempo, usaram a energia do sol à sua maneira para melhorar o padrão de vida do seu povo. Porém os avanços da tecnologia para utilização da energia solar para geração da energia elétrica como conhecemos hoje são datas da década de 90, quando houve uma grande crise no fornecimento de combustíveis fósseis, que até então era a principal fonte de energia elétrica. Na década de 90 foi atingido o marco dos investimentos em massa em programas de pesquisa e desenvolvimento de dispositivos eficientes para captação de energia solar e conversão em energia elétrica (LAMONT, 2012). Nesta seção são apresentados os principais trabalhos correlatos ao tema do efeito da inserção de unidades de GDF nas redes de distribuição de energia elétrica após o aumento dos investimentos nas tecnologias de geração.

Chowdhury (1990) desenvolveu um trabalho em que foram realizadas análises dos efeitos da inserção de uma usina fotovoltaica na segurança do sistema elétrico. No método proposto pelo autor é utilizado um algoritmo de fluxo de potência para determinar as condições de segurança do sistema elétrico após a inserção de uma unidade de GDF, analisando os valores de violação de tensão nas barras do sistema. O objetivo do trabalho era analisar se ocorriam distúrbios elétricos após a inserção de GDF na rede de distribuição de energia elétrica. O método de análise apresentado é um passo-a-passo para determinar a quantidade de penetração fotovoltaica ideal que não causaria violações dos parâmetros de segurança da rede de distribuição sob condições de variação da demanda diária das unidades consumidoras. Para obtenção dos resultados, o método foi aplicado em um sistema de teste não real, o qual o autor garante que pode ser replicado para qualquer outra rede de distribuição maior. Com os resultados obtidos a partir da aplicação do método, o autor conclui que é necessário que sejam realizados estudos prévios para indicação do ponto específico da rede de distribuição em que os sistemas de GDF podem ser conectados. No trabalho o autor sugere que em casos de violação dos limites de tensão, a unidade de GDF não seja conectada à rede. Não são feitas menções

acerca de possibilidade de manter a unidade de GDF no local desejado e propor soluções para minimizar a quantidade de eventos de violação dos limites de tensão.

Conti *et al.* (2001) propuseram um estudo do impacto da geração distribuída fotovoltaica no perfil de tensão em redes de distribuição de baixa tensão. Na realização do trabalho, os autores realizaram diferentes tipos de distribuições de carga ao longo da rede de distribuição e realizaram análises para determinar o limite do valor de potência que pode ser injetada na rede de distribuição por uma unidade de GDF sem causar violações dos limites de tensão determinados como adequados. Como resultado, os autores desenvolveram uma expressão matemática geral a partir da qual se torna possível calcular a tensão em um ponto da rede de distribuição após a inserção de uma única unidade de GDF. Os autores não indicaram possíveis soluções a serem empregados quando os valores de tensão ultrapassam os limites predeterminados como adequados.

Aramizu *et al.* (2013) desenvolveram um trabalho que teve por objetivo verificar os impactos da geração distribuída fotovoltaica conectada à rede de distribuição de energia quanto à regulação de tensão e desequilíbrio de tensão nas fases, quando o sistema se encontrava inserindo a maior parte da potência de geração na rede de distribuição. Os autores analisaram duas situações de cargas do sistema, média e alta. O estudo é baseado no sistema-teste de 13 barras do IEEE, contando com a modificação da inserção de regulador de tensão em um dos barramentos. Para a obtenção dos resultados, os autores realizaram simulações computacionais para o estudo de sistemas de distribuição de energia. Com a análise dos resultados obtidos pelos autores, foi possível constatar que ocorreram desequilíbrios de tensão nas fases do sistema, afundamentos dos valores de tensão e fornecimento de tensão com valores fora dos normatizados e permitidos. A partir dos resultados, os autores concluíram que a inserção de unidades de GDF na rede de distribuição podem causar variações de tensão capazes de violar os requisitos normais de tensão em regime permanente. Os autores limitaram os estudos a sistemas de geração distribuída fotovoltaica com configuração trifásica, equilibrados e injetando o mesmo valor de potência em todas as fases do sistema de distribuição e com valor de potência injetada constante durante todo o dia. No trabalho não são apresentadas possíveis soluções para os impactados constatados nas simulações da rede de distribuição.

E. Silva, Rodrigues e M. Silva (2016) desenvolveram um trabalho no qual foi feita uma avaliação do impacto da conexão de GDF nos índices de qualidade de energia das redes de distribuição. Foram analisadas principalmente as variações de tensão da rede de distribuição, o desequilíbrio de tensão e a quantidade de mudança do TAP dos transformadores. Para a obtenção dos resultados, os autores utilizaram simulações computacionais com modelos

probabilísticos para as variações de carga e de irradiação solar e considera incertezas associadas às variações de temperatura ambiente. Após as análises dos resultados, os autores concluíram que os índices de qualidade de energia são prejudicados quando a unidade de GDF é inserida no sistema e o desequilíbrio entre as amplitudes das tensões aumenta.

Oliveira (2016) propôs um estudo sobre o impacto da inserção de geração solar fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica a partir do uso da análise de um modelo de geradores fotovoltaicos. Os objetivos principais do trabalho foram avaliar a variação dos valores de tensão, as perdas técnicas do sistema e analisar a influência da alocação e penetração da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição. Para o desenvolvimento do estudo foram realizadas simulações computacionais com o modelo de sistema em um cenário pré-definido de carga e módulos fotovoltaicos utilizados para supor as características da unidade geradora. No trabalho está apresentada também uma seção de discussão da viabilidade econômica de uma usina solar fotovoltaica. O autor apresenta discussões e resultados acerca dos impactos da inserção de geração solar fotovoltaica no sistema de distribuição, os resultados obtidos são baseados em um modelo pré-definido de cargas e de módulos, não considerando a possibilidade de regulação da tensão a partir da mudança do TAP do transformador abaixador da rede de distribuição de energia. Com a análise dos resultados, o autor concluiu que a inserção de unidades de GDF provocou elevação dos valores de tensão em todas as barras do sistema para todos os cenários avaliados. O autor ainda concluiu que quando as unidades de GDF são inseridas com análises prévias e atendendo os limites de tensão predeterminados, foram constatadas melhorias significativas na qualidade da energia fornecida, devido à diminuição do uso de reguladores de tensão.

Almeida e Jota (2018) realizaram um estudo da elevação de tensão em redes de distribuição de energia elétrica com alta concentração de geradores fotovoltaicos. No trabalho foram apresentados alguns dos possíveis problemas que podem ocorrer em redes de distribuição com a alta concentração de unidades geradoras conectadas à rede. Os autores apresentaram modelos simplificados de uma rede de distribuição base, com o objetivo de se calcular as variações de tensão que podem ocorrer no sistema. Para a obtenção dos resultados, foram realizadas simulações computacionais e são apresentadas algumas estratégias para limitar os impactos da inserção da geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição. Dentre as soluções apresentadas, os autores sugeriram reforços nas redes de distribuição, como por exemplo a substituição de alguns condutores existentes da rede de distribuição por condutores de seção transversal maior para minimizar os efeitos da queda de tensão. No trabalho, foram considerados dois tipos de simulações específicas dos condutores do sistema, sendo elas antes

da inserção da geração distribuída e após a inserção da geração distribuída, de modo que fosse possível comparar os resultados e constatar as modificações ocorridas. Os autores simularam redes de distribuição com transformador contendo uma relação de transformação fixa, sem possibilidade de modificação do TAP.

Gabdulln *et al* (2018) realizaram uma análise da inserção de uma unidade de GDF em uma rede de distribuição de baixa tensão na Ilha de Gozo, Malta. Os autores utilizaram simulações computacionais para analisar as alterações de tensão da rede de distribuição após a inserção da unidade de GDF que foi alocada no final da rede e posteriormente alocada junto à subestação. A janela de tempo abrangida nas simulações é de uma semana e contemplam a estação de verão. Nas análises dos resultados, os autores constataram que a inserção de unidades de GDF acarreta problemas de elevação de tensão na rede de distribuição, comprometendo também o funcionamento dos equipamentos contidos nas demais unidades consumidoras conectadas à rede. Os autores do trabalho não citaram possíveis soluções para os eventos de elevação de tensão.

Berquo, Souza e Franca (2018) desenvolveram um trabalho no qual é realizado um resumo do estado da arte da penetração fotovoltaica em redes de distribuição de energia, dos impactos provenientes da penetração e suas possíveis soluções. Além disso, os autores realizaram um estudo de caso considerando a unidade de GDF instalada em uma cidade da região Sudeste do Brasil. Foi utilizado um alimentador de teste de 13 barras do IEEE para avaliar os problemas relacionados à qualidade de energia após a inserção da unidade de GDF. Nas simulações, os autores utilizaram uma curva de carga típica para a região do estudo de caso e a curva de incidência solar para um dia típico da região. Foram realizadas simulações com disposições distintas, sendo elas com injeção de uma quantidade de energia de forma concentrada a partir de uma unidade de GDF e injeção da mesma quantidade de energia de forma distribuída a partir de mais de uma unidade de GDF. Com os resultados das simulações, os autores concluíram que a injeção de energia de forma distribuída ao longo da rede causa menores impactos do ponto de vista da qualidade da energia que é fornecida aos consumidores. Os autores do trabalho não citaram possíveis soluções para correção da violação dos limites de tensão e melhoria da qualidade de energia.

Gusnanda, Sarjiya e Putranto (2019) analisaram os efeitos da penetração de uma unidade de geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição. O estudo foi realizado com base em simulações computacionais e utilizando dados reais da rede de distribuição. Foram realizadas simulações modificando o local em que a unidade de GDF seria supostamente instalada, bem como a variação da quantidade de penetração de potência proveniente da unidade

GDF na rede de distribuição. Com as simulações computacionais foi constatado que a inserção de unidades de GDF altera o perfil de tensão da rede de distribuição, porém essa alteração não foi analisada com as modificações das estações do ano e os autores não citam formas de regular a tensão da rede de distribuição após a inserção de GDF.

Drishya Ramesh e Jayaprakash (2021) desenvolveram um estudo acerca dos impactos da penetração de energia solar fotovoltaica na estabilidade de tensão de uma rede de distribuição de energia elétrica. No desenvolvimento do trabalho, foi analisado o fluxo de potência de uma unidade de GDF conectada em um sistema de testes de 14 barras do IEEE. O objetivo do estudo era analisar principalmente o efeito da inserção da GDF na estabilidade de tensão do sistema em situações com penetração distribuída ao longo do sistema e concentrada ao longo da rede. Com base nos resultados obtidos, os autores concluíam que a inserção da unidade de GDF compromete a estabilidade de tensão, causando oscilações de tensão e elevação dos valores de tensão da rede. Também foi concluído que a violação dos valores de tensão em redes de distribuição de energia é um dos principais efeitos da inserção de GDF, sendo necessário o incentivo da realização de mais estudos que proponham soluções para minimizar tal efeito. Os autores não citaram a utilização de dados reais de redes de distribuição, assim como não propuseram possíveis ações para ajustar os valores de tensão para os níveis adequados.

Com base no que foi destacado das pesquisas citadas, é possível afirmar que já está consolidado no estado da arte que a inserção de unidades de GDF na rede de distribuição de energia sem uma análise e planejamento prévio acarreta em violações dos limites de tensão predeterminados pela ANEEL. Além disso, também fica evidente que a violação dos limites de tensão no PAC não é um problema isolado, pois tem acontecido nas mais diversas regiões geográficas. Com isso, faz-se necessário que se adequem os estudos às regiões geográficas a partir da análise de sazonalidade das estações do ano de cada local, pois é evidente que a localização geográfica impacta diretamente na geração de energia elétrica proveniente da energia solar. Com isso, faz-se necessário que as novas pesquisas incorporem estudos com janelas de tempo que englobe as variações das estações do ano, de modo a tornar os estudos mais fidedignos à realidade.

No Quadro I estão resumidas as contribuições científicas dos trabalhos discutidos anteriormente, como também as contribuições propostas para este trabalho.

1 - Análise dos impactos da inserção da geração distribuída na rede de distribuição com possíveis soluções apresentadas;

2 - Análise de unidade de geração distribuída fotovoltaica inserindo excedente na rede de distribuição de energia;

3 – Análise considerando a variação de potência demandada pelas unidades consumidoras e variação da potência de geração durante o dia;

4 – Análise das possíveis alterações dos valores de tensão em decorrência da mudança do TAP do transformador da rede de distribuição;

5 – Uso de dados realísticos para representar a rede de distribuição;

6 – Análise da variação das estações do ano nas simulações computacionais.

Como é possível constatar, é proposto que as 6 contribuições sejam atingidas ao final deste trabalho.

Quadro I: Síntese da revisão bibliográfica com as suas contribuições.

	1	2	3	4	5	6
Chowdhury (1990)						
Conti <i>et al.</i> (2001)						
Aramizu <i>et al.</i> (2013)						
E.Silva, Rodrigues e M.Silva, 2016						
Oliveira (2016)						
Almeida e Jota (2018)						
Gabdulln <i>et al.</i> (2018)						
Berquo, Souza e Franca (2018)						
Gusnanda, Sarjiya e Putranto (2019)						
Drishya Ramesh e Jayaprakash (2021)						
Este trabalho						

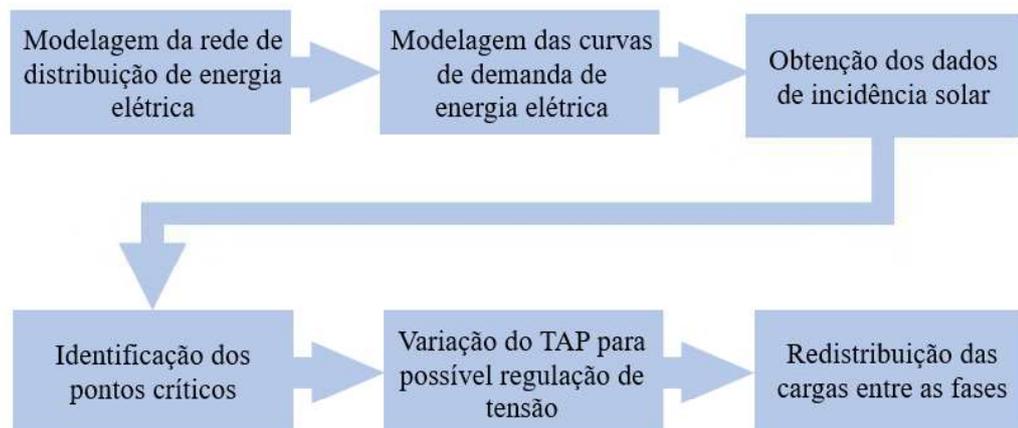
Neste capítulo foram apresentados os principais trabalhos correlatos ao tema de estudo abordado nesta dissertação, bem como as contribuições deste trabalho. Além das contribuições

explicitadas anteriormente, este trabalho tem por objetivo desenvolver uma metodologia para regulação de tensão no PAC de uma rede de distribuição secundária após a inserção de geração distribuída fotovoltaica. A metodologia pode ser aplicada em estudos de outras redes de distribuição secundária, não apenas ao estudo de caso desenvolvido no trabalho. Para aplicação da metodologia, deve-se fazer os ajustes de dados necessários, como por exemplo definição dos parâmetros da rede de distribuição e dados de localização geográfica. A forma de obtenção dos dados está apresentada no capítulo a seguir.

## 4 Metodologia

Para propor uma metodologia para regulação de tensão no ponto de acoplamento comum de uma rede de distribuição secundária após inserção de geração distribuída fotovoltaica, é necessário que se cumpra algumas etapas de obtenção de dados. A obtenção de dados é necessária para executar as simulações computacionais e posteriormente propor o rearranjo de cargas. A metodologia proposta foi aplicada em um estudo de caso real em uma cidade da região Nordeste do Brasil com o objetivo de verificar se a regulação da tensão no PAC é atingida. As etapas que compõem a metodologia proposta estão apresentadas na Figura 14 e os passos realizados em cada etapa estão descritos nas subseções a seguir.

Figura 14 – Etapas da metodologia proposta.



Fonte: Autoria própria.

### 4.1 Modelagem da rede de distribuição

A primeira etapa da metodologia é a modelagem da rede de distribuição de energia elétrica, de modo a se conhecer as suas características construtivas e funcionais. Para a modelagem, é feita a obtenção dos dados da rede de distribuição na qual o valor da tensão no PAC está violando os limites determinados pela ANEEL. Os dados a serem coletados devem ser relativos aos elementos conectados à rede de distribuição, que são transformador abaixador, unidades consumidoras, unidades de geração e tipo de condutores utilizados na rede de distribuição. Deve-se obter a informação do valor de potência nominal do transformador da

rede, bem como sua quantidade de fases e o valor de tensão nominal no primário e secundário. Além disso, a quantidade de unidades consumidoras conectadas à rede, a sua classificação (podendo ser residencial, comercial ou industrial) e sua classe de atendimento (podendo ser monofásica, bifásica ou trifásica). Também deve-se identificar quais unidades consumidoras passaram a ser unidades geradoras com GDF instalada no local.

Em casos de unidade geradora com GDF, deve-se coletar as informações de potência instalada da geração, quantidade de fases do sistema gerador de energia e a classe de atendimento da unidade. Além disso, deve-se conhecer também a localização geográfica da unidade de GDF, pois impacta diretamente na incidência solar e consequentemente no rendimento do sistema de geração.

Para o estudo de caso utilizado neste trabalho, as características da rede de distribuição e do sistema de geração foram reunidos e estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Componentes e equipamentos da rede de distribuição do estudo de caso.

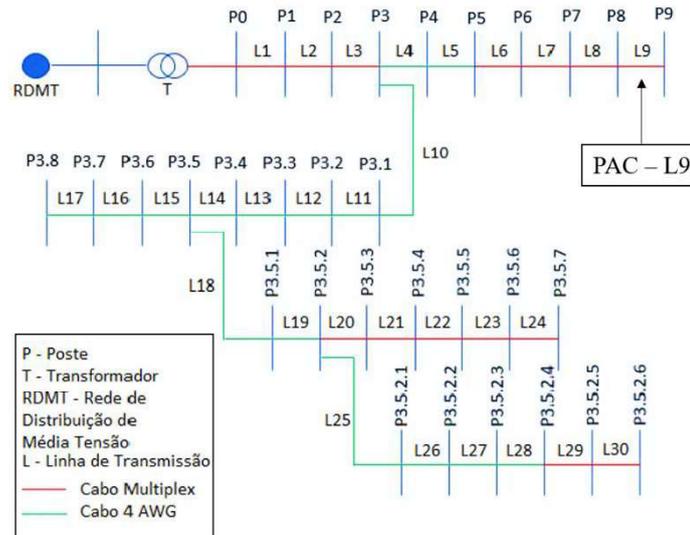
<b>Componente</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência</b>	<b>Tensão</b>	<b>Fase</b>
Transformador abaixador	1	75 kVA	13,8 kV – Primário 380 V – Secundário	A, B e C
Unidades consumidoras residenciais monofásicas	57	57 kW de potência instalada	220 V	A – 19 unid B – 19 unid C- 19 unid
Unidades consumidoras residenciais trifásicas	4	60 kW de potência instalada	380 V	A, B e C
Unidade de GDF	1	9,88 kWp de potência instalada	220 V	B

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 2 estão apresentados os dados componentes da rede de distribuição com os seus parâmetros de quantidade, potência elétrica, tensão e fase de conexão. Todos estes dados servirão de dados de entrada para a simulação computacional das etapas seguintes.

Além dos dados apresentados na Tabela 2, também foram identificados os trechos da rede de distribuição entre os pontos de conexão e os tipos de condutores utilizados em cada um deles. Na Figura 15 está apresentado um diagrama unifilar que representa os trechos da rede de distribuição, bem como a identificação dos seus condutores, o ponto de conexão do transformador abaixador e o ponto em que serão feitas as análises, ou seja, o PAC.

Figura 15– Diagrama unifilar da rede de distribuição do estudo de caso.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 15 está apresentado o diagrama unifilar da rede de distribuição de energia elétrica a ser analisada no estudo de caso, a qual se caracteriza por uma rede de baixa tensão composta por 1 transformador abaixador (T), onde o seu primário está conectado à rede de distribuição de média tensão (RDMT) e o seu secundário à rede de baixa tensão, 31 pontos de conexão com as unidades consumidoras (P), interligados entre si por condutores elétricos (L1 à L30), a uma distância média de 40 m um do outro. As linhas horizontais em vermelho representam os trechos em que são utilizados cabos multiplexados, com seção transversal de  $3 \times 35+35 \text{ mm}^2$ , e em verde os cabos de alumínio com alma de aço, com seção transversal de 4 AWG. Além disso, foram coletados os dados geográficos de localização da unidade geradora, a qual tem latitude e longitude de  $-7.2245323$  e  $-35.9138678$ , respectivamente. Os dados da rede de distribuição também servirão de dados de entrada para as simulações computacionais das próximas etapas.

Após a obtenção dos dados da rede de distribuição, é necessário que sejam obtidos os dados da quantidade de energia elétrica que é demandada da rede de distribuição. Os passos para a obtenção destas informações estão apresentados na etapa a seguir.

## 4.2 Modelagem das curvas de demanda de energia elétrica

Para que seja possível analisar a rede de distribuição e a ocorrência de elevação de tensão, deve-se modelar as curvas de demanda de energia elétrica da rede de distribuição, as quais são obtidas a partir da definição das curvas de carga horária típica das unidades consumidoras conectadas à rede de distribuição.

Obter as curvas de carga horárias de unidades consumidoras conectadas à rede de distribuição é possível a partir de 3 formas básicas: recolhendo os dados com a concessionária de energia local, medindo hora a hora o consumo das unidades consumidoras ou a obtenção das curvas de carga horária por meio de metodologias de estimação das curvas com base nos dados de posse de equipamentos elétricos e hábitos de consumo para a região em análise. Para o estudo de caso utilizado neste trabalho, as curvas de carga horárias foram obtidas por meio de uma metodologia de estimação das curvas de carga.

A metodologia de estimação de curvas de carga utilizada é baseada na abordagem *bottom-up*. Na abordagem, são utilizados dados desagregados para identificar o consumo de energia elétrica de diferentes equipamentos elétricos e de diferentes tipos de consumidores, de acordo com a região geográfica. Portanto, são estimadas curvas de carga de consumidores individuais representativos que podem ser extrapoladas para o cálculo do perfil de carga de uma dada região. A principal base de dados da metodologia é a Pesquisa de Posses e Hábitos de Consumo de Energia (PPH) realizada pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) do Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética. A curva de carga total típica pode ser estimada a partir da soma das estimativas de consumo de cada um dos equipamentos analisados para as 24 horas do dia. Na PPH estão listados os equipamentos que devem ser considerados por região e classe econômica. Com a aplicação da metodologia de geração de curvas de carga, torna-se possível conhecer uma curva de carga típica que representa o perfil de consumo das unidades consumidoras da região que se deseja e conhecer a demanda de energia elétrica da rede de distribuição, replicando a curva obtida para a quantidade de unidades consumidoras conectadas (CARDOSO *et al*, 2021).

Para o estudo de caso utilizado neste trabalho, foram considerados 16 equipamentos elétricos de posse média não nula na região de estudo e que possuem informações relativas aos seus hábitos de uso por parte dos consumidores. As informações de posse média e dos hábitos de uso de cada equipamento a ser considerado deve ser descrito e considerado na estimativa da curva de carga horária total para as residências.

Após a obtenção dos dados de demanda de energia da rede de distribuição, é necessário que sejam obtidos os dados de incidência solar na região durante todo o ano. Os passos para a obtenção destas informações estão apresentados na etapa a seguir.

### 4.3 Obtenção dos dados de incidência solar

A localização geográfica impacta diretamente na incidência solar e conseqüentemente no rendimento do sistema de geração. Com o objetivo de calcular a potência produzida pela GDF para todos os dias do ano, deve-se obter os valores de irradiação solar e temperatura diários do local que se deseja analisar. A sazonalidade destes fatores, devido à alteração das estações do ano, deve ser considerada para que seja possível ter um modelo realístico do funcionamento da rede de distribuição. Os dados de temperatura ambiente e incidência solar de diversas regiões do Brasil podem ser coletados na base de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Para o estudo de caso utilizado neste trabalho, a partir da utilização dos dados de latitude e longitude do local, foram coletados os dados anuais de temperatura ambiente e irradiação solar do ano de 2020 no local em que a GDF está instalada. De acordo com o apresentado na folha de dados, na qual o fabricante dos módulos fotovoltaicos utilizados no estudo de caso, a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos será cerca de 20°C acima da temperatura ambiente em horários com incidência de sol. Esta temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos também deve ser um dado de entrada do sistema.

Após a obtenção dos dados de temperatura ambiente e incidência solar no local, deve-se identificar os instantes críticos do funcionamento da rede. Os passos para a identificação destes instantes estão apresentados na etapa a seguir.

### 4.4 Identificação dos pontos críticos

Os pontos críticos do funcionamento da rede de distribuição ocorrem nos instantes em que o valor de tensão se eleva a ponto de ultrapassar os limites permitidos. A elevação de tensão ocorre quando a potência de geração da GDF é maior do que a demanda de energia do conjunto de cargas que estão conectadas na mesma fase da rede de distribuição. Para identificar os pontos críticos da rede de distribuição, são realizadas simulações computacionais em um *software*

adequado e utilizando os dados da rede de distribuição de energia elétrica adquiridos nas etapas anteriores. Após se conhecer os dados da rede de distribuição e inseri-los como dados de entrada, as simulações computacionais foram realizadas no *software* OpenDSS hora a hora para todos os dias do ano de 2020, totalizando 8.760 simulações realizadas. Durante as simulações, são geradas as matrizes de admitância nodal primitiva para que se torne possível calcular a matriz de admitância nodal da rede completa. A geração e cálculo dos elementos das matrizes de admitância são realizadas no *software*, por meio do qual é aplicado o Método Normal para solução do cálculo de Fluxo de potência e então sejam adquiridos os valores de tensão de saída no PAC.

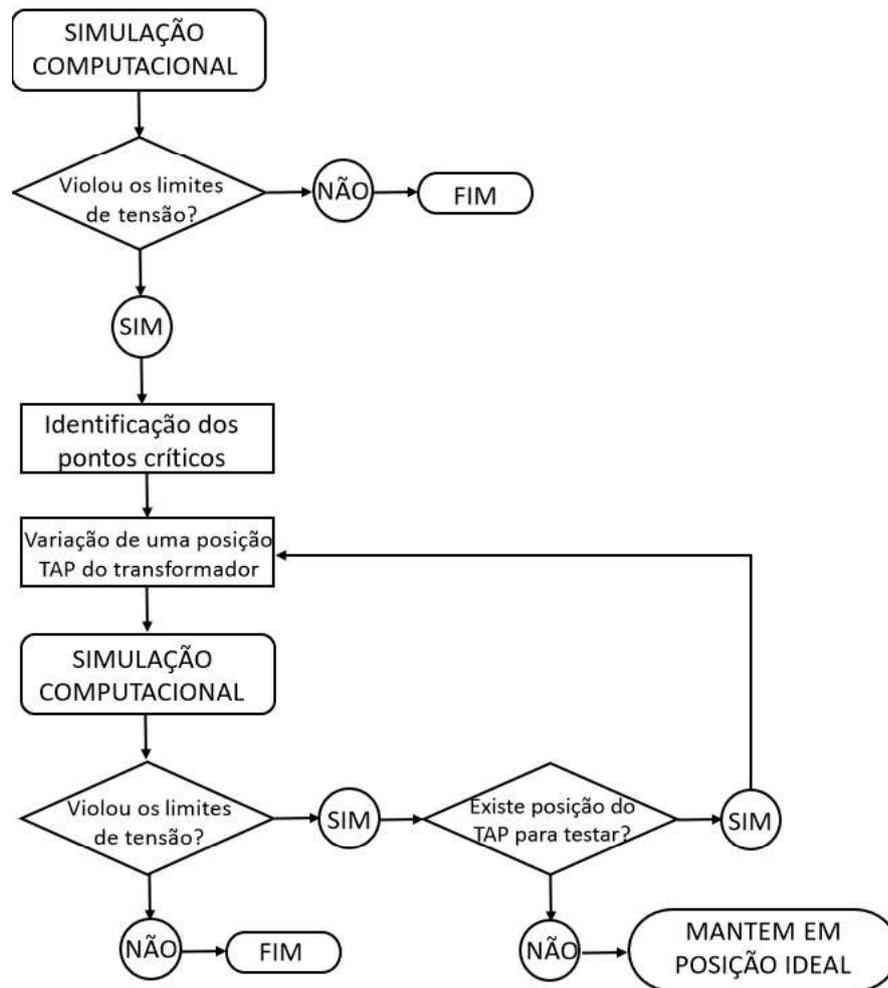
Os dados de saída da simulação são os valores de tensão no PAC. Com a simulação do funcionamento da rede, torna-se possível conhecer os valores de tensão no PAC antes e após a inserção da GDF, além da potência gerada pela GDF de todos os dias do ano de 2020, hora a hora. Obtendo-se os dados de saída da simulação, é possível que sejam identificados os instantes em que a elevação de tensão ocorre e se os instantes são pontos críticos. Nesta etapa de identificação, os valores de tensão no PAC devem ser analisados de modo que se torne possível identificar os pontos críticos durante a janela de simulação e identificar o maior valor de tensão atingido durante a simulação, o qual será o ponto crítico principal da rede de distribuição analisada. As informações dos pontos críticos são de suma importância, pois é por meio delas que se torna possível propor uma metodologia para regulação de tensão. Uma das possíveis formas de regulação de tensão em uma rede de distribuição de baixa tensão é feita a partir da variação do TAP do transformador, a qual também foi analisada neste trabalho. Os procedimentos realizados estão apresentados na etapa a seguir.

## 4.5 Variação do TAP para possível regulação de tensão

Uma das possíveis formas de regulação de tensão em uma rede de distribuição de baixa tensão é feita a partir da variação do TAP do transformador, a qual também deve ser simulada e testada com o objetivo de verificar se é suficiente para regular a tensão no PAC. Inicialmente deve-se identificar quantas possíveis posições são disponíveis para o TAP do transformador da rede de distribuição que se deseja analisar. Os dados de quantidade de posições do TAP e os seus respectivos valores de potência nominal podem ser encontrados nos dados de placa do transformador. Para o estudo de caso realizado neste trabalho, foi identificado que o transformador abaixador da rede de distribuição possui 3 posições possíveis para o TAP, as

quais mantêm os seguintes valores de tensão no enrolamento primário: posição 1 com 13.800 V, posição 2 com 13.200 V e a posição 3 com 12.600 V. Na Figura 16 está apresentado um fluxograma dos passos a serem seguidos na etapa de variação do TAP.

Figura 16: Fluxograma dos passos para realização da etapa de variação do TAP do transformador.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 16 está apresentado o fluxograma dos passos necessários na etapa de variação do TAP. Ao serem realizadas as simulações computacionais, e identificar que existem pontos críticos e identificar o ponto crítico principal citado na etapa anterior, as posições do TAP do transformador devem ser variadas, sempre refazendo as simulações computacionais e analisando se durante todo o ano ainda são registradas ocorrências de violação dos valores de tensão. Se ao variar a posição do TAP do transformador não ocorrer violação dos valores de tensão, deve-se mantê-la e indicar como a posição fixa com a qual a regulação dos valores de tensão ocorre. Caso ainda ocorram violações dos limites de tensão, deve-se continuar a variação

da posição do TAP uma a uma até que se obtenha a regulação de tensão. Caso ainda sejam registradas ocorrências de violação dos valores de tensão mesmo após variar todas as posições do TAP do transformador, deve-se manter fixa a posição na qual foram registrados os menores índices de violação e buscar uma redistribuição de cargas entre as fases como outra alternativa para regular a tensão. Os procedimentos a serem realizados estão apresentados na etapa a seguir.

## 4.6 Redistribuição das cargas entre as fases

Para se fazer a redistribuição de cargas na rede de distribuição, é necessário que seja selecionado o maior pico de tensão do ano no PAC, sendo este o principal ponto crítico. Após o principal ponto crítico da rede de distribuição ser identificado, é feita uma redistribuição de cargas entre as fases da rede de distribuição com o objetivo de voltar a equilibrar a quantidade de energia injetada na fase da rede de distribuição e a quantidade de energia demandada por unidades consumidoras próximas ao local de geração. Após esta identificação do principal ponto crítico, deve ser feita a redistribuição de cargas no programa de simulação seguindo os passos abaixo:

- a. selecionar uma unidade consumidora conectada anteriormente em uma das fases diferente da fase de conexão da GDF e conectar na mesma fase da GDF;
- b. simular a rede de distribuição e observar se a elevação de tensão foi corrigida;
- c. caso a elevação de tensão ainda ocorra, selecionar uma unidade consumidora conectada anteriormente na outra fase diferente da fase de conexão da GDF e conectar na mesma fase da GDF;
- d. simular a rede de distribuição novamente e observar se a elevação de tensão foi corrigida;
- e. caso a elevação de tensão ainda ocorra, repetir os passos anteriores até que seja a elevação de tensão no ponto crítico principal seja corrigida.

Após fazer a redistribuição das cargas que corrige a elevação de tensão no principal ponto crítico, deve-se simular novamente a rede de distribuição avaliando todos os meses do ano observando se todos os pontos de ocorrência de elevação de tensão foram sanados.

Para o estudo de caso utilizado neste trabalho, a fase de conexão da GDF é a fase B e as cargas foram redistribuídas da fase A para a B e posteriormente da fase C para a fase B. O processo de redistribuição foi repetido até que todos os pontos críticos observados anteriormente fossem resolvidos.

Neste capítulo foram apresentadas as etapas que devem ser seguidas para que seja possível analisar os valores de tensão no PAC da rede de distribuição a partir de simulações computacionais e então propor o rearranjo de cargas entre as fases da rede de distribuição. Após a análise, foi descrito como deve ser feita a redistribuição de cargas como etapa final da aplicação da metodologia proposta e os resultados estão apresentados no capítulo a seguir.

## 5 Resultados

### 5.1 Dados de demanda de energia

Os dados de demanda de energia foram estimados a partir da geração de curvas de carga horária para as unidades consumidoras considerando a região do estudo de caso e a classe econômica dos consumidores. A estimativa é baseada na PPH da PROCEL do ano de 2019, com dados para a região da Paraíba-Brasil e da classe econômica C, a pesquisa é determinada a partir de entrevista com alguns consumidores e com base em um modelo probabilístico com nível de confiança de 95% e erro de amostragem de 1,0% no Brasil, 3,0% nas regiões geográficas e 4,0% nos estados e no Distrito Federal (PROCEL, 2019).

Os equipamentos considerados na composição da curva de carga representativa da região estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Equipamentos considerados no estudo de caso.

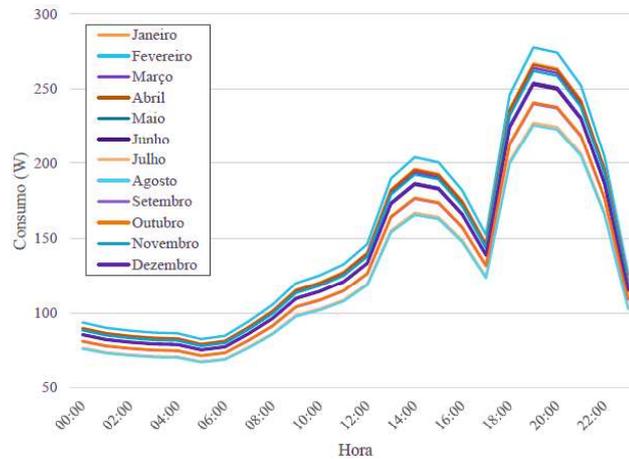
<b>Equipamento</b>	<b>Posse média por domicílio</b>	<b>Potência considerada (W)</b>
Bebedouro	0,06	30,00
Chuveiro elétrico	0,06	4988,60
Computador	0,16	300,00
Condicionador de ar	0,05	888,89
Congelador	0,10	94,44
Ferro elétrico a seco	0,62	1000,00
Ferro elétrico a vapor	0,13	1200,00
Lâmpada	5,88	13,35
Máquina de lavar roupas	0,49	25,36
<i>Notebook</i>	0,14	45,00
Refrigerador	1,00	55,42
Secadora de roupas	0,02	1200,00
Som/Rádio	0,36	6,00
Televisor	1,32	108,42
Ventilador	1,12	40,00
<i>Videogame</i>	0,04	80,00

Fonte: Adaptado de PROCEL (2019).

Na Tabela 3 estão apresentados todos os equipamentos que foram considerados para compor a curva de carga representativa para este trabalho, bem como a sua posse média por domicílio e a potência considerada para cada um. As informações relativas aos hábitos de uso de equipamentos elétricos dos entrevistados da PPH-2019 também foram incorporadas, pois os valores de demanda foram considerados por cada hora do dia. Os dados reúnem as informações declaradas do percentual de equipamentos ligados em cada hora do dia, além disso foi considerado o uso contínuo de refrigeradores e congeladores durante todo o dia, conforme declarado pelos entrevistados. O passo a passo para a obtenção das curvas de carga foi proposto

por Cardoso *et al.* (2021). A curva de carga obtida que representa a região do estudo de caso está apresentada na Figura 17.

Figura 17 - Curvas de carga horária para todos os meses do ano.



Fonte: Adaptado de Leitão (2021).

No gráfico da Figura 17, está apresentado o perfil de consumo de uma unidade consumidora individual do estudo de caso por dia para cada mês do ano. Para saber o valor da demanda horária em cada fase da rede de distribuição basta multiplicar o valor de carga da unidade consumidora instantânea pela quantidade de unidades consumidoras conectadas em cada fase. Com a estimativa da curva de carga realizada, é possível conhecer a demanda de potência de cada fase da rede de distribuição durante todo o dia. As informações de demanda serviram de dados de entrada para as etapas de simulação dos passos seguintes.

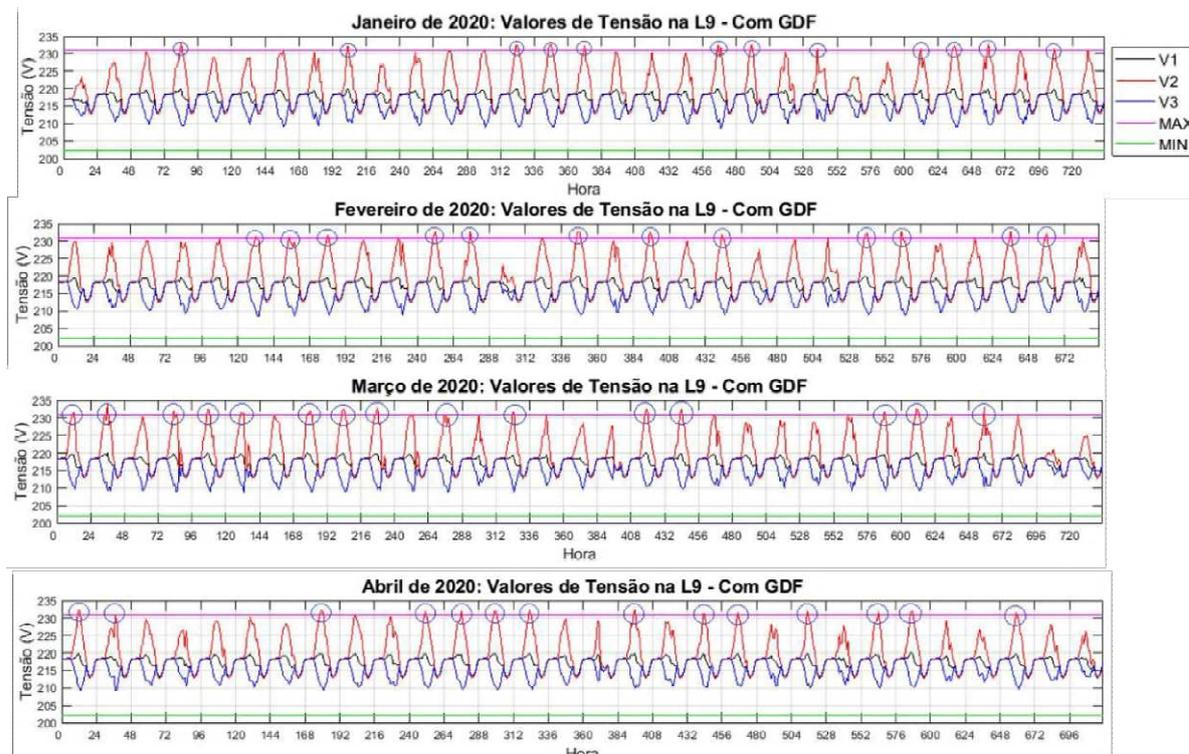
## 5.2 Identificação dos pontos críticos

Após a coleta de todos os parâmetros da rede de distribuição de energia elétrica e dos dados geográficos e climáticos do estudo de caso, todos os elementos do sistema foram transcritos em dados de entrada para realização das simulações computacionais. A partir das simulações computacionais foi possível gerar os valores de tensão no PAC após a inserção da GDF e de potência gerada pela GDF de todos os dias do ano de 2020.

Após serem gerados os valores de tensão no PAC da rede de distribuição, foi analisado em todo o decorrer do ano se a potência injetada na rede pela unidade de GDF era suficiente para suprir a demanda das unidades consumidoras conectadas à mesma fase da geração. Além disso, foi analisado se os valores de tensão no PAC ultrapassaram os limites máximo ou mínimo

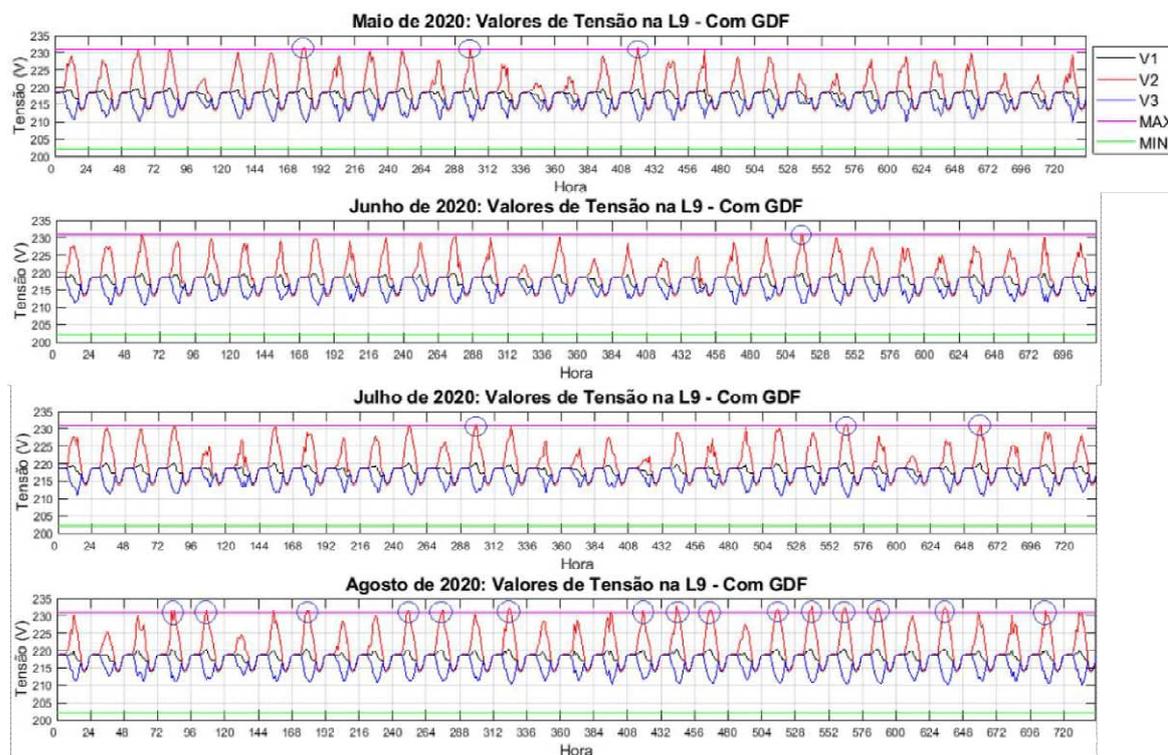
predeterminados pela ANEEL. Nas Figuras 18, 19 e 20 estão apresentados os valores obtidos no PAC com as simulações computacionais.

Figura 18 – Gráficos dos valores de tensão no PAC: janeiro a abril.



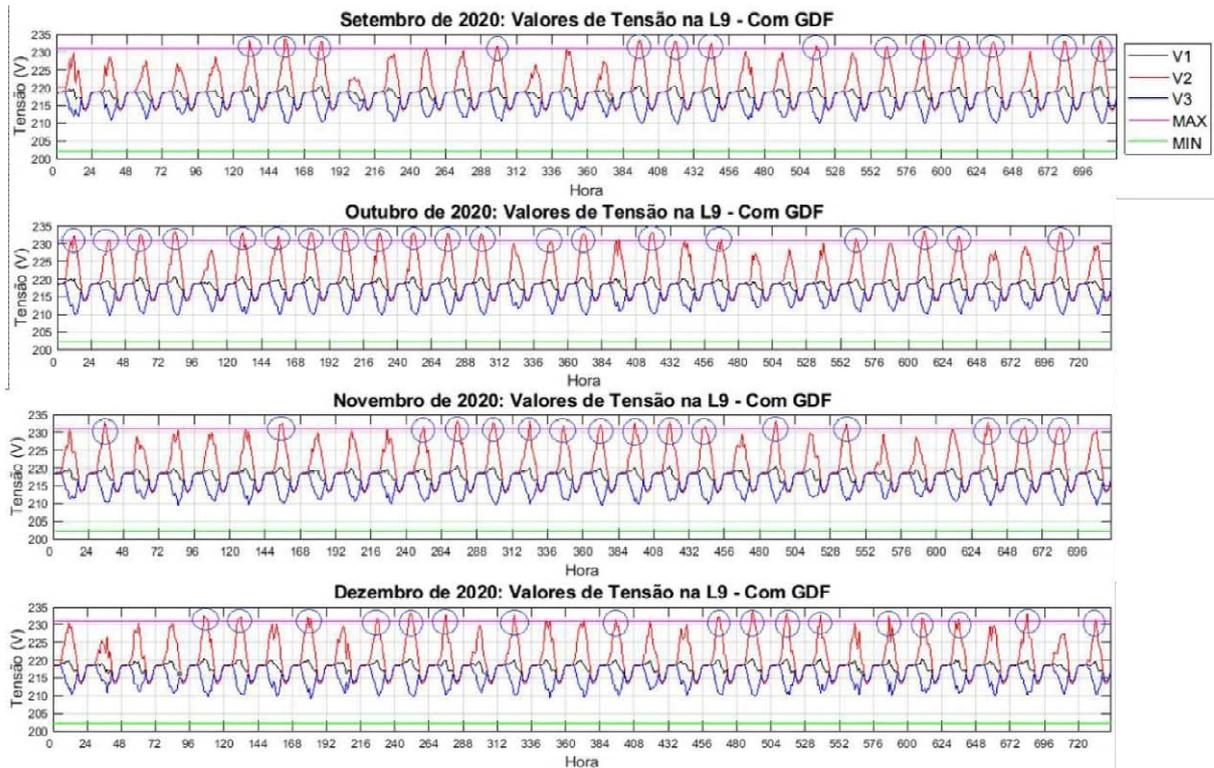
Fonte: Autoria Própria.

Figura 19 – Gráficos dos valores de tensão no PAC: maio a agosto.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 20 – Gráficos dos valores de tensão no PAC: setembro a dezembro.



Fonte: Autoria Própria.

Nas Figuras anteriores estão apresentados os gráficos dos valores obtidos no PAC da rede de distribuição após a inserção da unidade de GDF. As linhas horizontais magenta e verde representam respectivamente os limites máximo e mínimo determinados pela ANEEL. As curvas em preto, vermelho e azul representam as tensões nas fases A, B e C respectivamente., sendo a fase B a qual a unidade de GDF está conectada. Os círculos azuis nos gráficos indicam os instantes em que ocorreu violação do limite máximo de tensão em cada mês. Conforme apresentado nas figuras anteriores, é possível constatar que durante os meses do ano não houve violações do limite mínimo de tensão. Durante o ano, ocorreram 142 violações do limite máximo de tensão.

As violações da tensão no PAC da rede ocorreram nos instantes em que a potência de geração da GDF atingiu valores máximos e a demanda de energia das unidades consumidoras era menor do que a quantidade de potência injetada na rede pela unidade de GDF, sendo esses os instantes críticos. Os maiores valores de tensão obtidos em cada mês estão apresentados na Tabela 4 abaixo.

Tabela 4: Violação dos Limites de Tensão no PAC após inserção de GDF antes da redistribuição de cargas.

<b>Mês</b>	<b>Número de violações antes da metodologia</b>	<b>Maior pico de tensão antes da metodologia (V)</b>
Janeiro	12	232,90
Fevereiro	12	232,70
Março	15	233,80
Abril	14	232,40
Maio	3	231,50
Junho	1	231,09
Julho	3	232,31
Agosto	15	232,67
Setembro	14	233,88
Outubro	20	233,61
Novembro	16	233,31
Dezembro	17	233,84

Fonte: Autoria Própria.

Com base nos dados apresentados na Tabela 4, é possível constatar que o maior valor de tensão registrado foi 233,88 V ocorrido no mês de setembro, considerado o ponto crítico principal. Além das violações de tensão, também foi analisado se a energia injetada na rede era completamente consumida pelas unidades consumidoras circunvizinhas.

Com as análises, foi constatado que a demanda das unidades consumidoras conectadas na fase B ainda não era suficiente para consumir toda a energia injetada na fase pela GDF. Na Tabela 5 estão apresentados, em percentual, a quantidade de energia injetada que é consumida pelas cargas.

Tabela 5: Porcentagem da energia injetada na rede de distribuição que é consumida pelas unidades consumidoras conectadas na fase B.

<b>Mês</b>	<b>Porcentagem da energia que é consumida (%)</b>
Janeiro	77,03
Fevereiro	62,43
Março	55,68
Abril	61,49
Maio	63,64
Junho	61,01
Julho	59,92
Agosto	54,07
Setembro	47,73
Outubro	48,41
Novembro	56,97
Dezembro	49,46
<b>Média</b>	<b>58,15</b>

Fonte: Aatoria Própria.

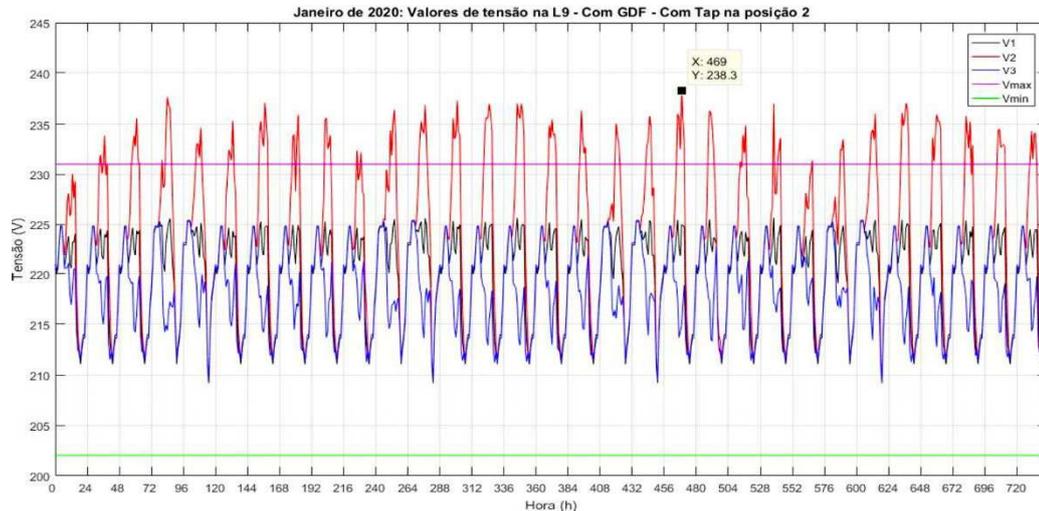
De acordo com os dados apresentados na Tabela 5, em média 58,15% da energia que é injetada na rede de distribuição pela GDF é consumida pelas cargas conectadas na mesma fase. O excedente da energia que é injetada e que não é consumida localmente faz com que a fase do transformador opere com menor quantidade de cargas, ocasionando o aumento de tensão no PAC da rede de distribuição. Como forma de tentar minimizar a quantidade de violações dos limites de tensão, foram simuladas novas situações contando com a modificação do TAP do transformador e os resultados obtidos estão apresentados na subseção a seguir.

### 5.3 Modificação do TAP do transformador

Após identificar os pontos críticos, as simulações computacionais foram repetidas modificando a posição do TAP do transformador com o objetivo de verificar se a regulação de tensão era atingida. Nas Figuras 18, 19 e 20 estão apresentados os valores de tensão obtidos no PAC com o TAP na posição 1, em seguida todos os meses foram novamente simulados com o

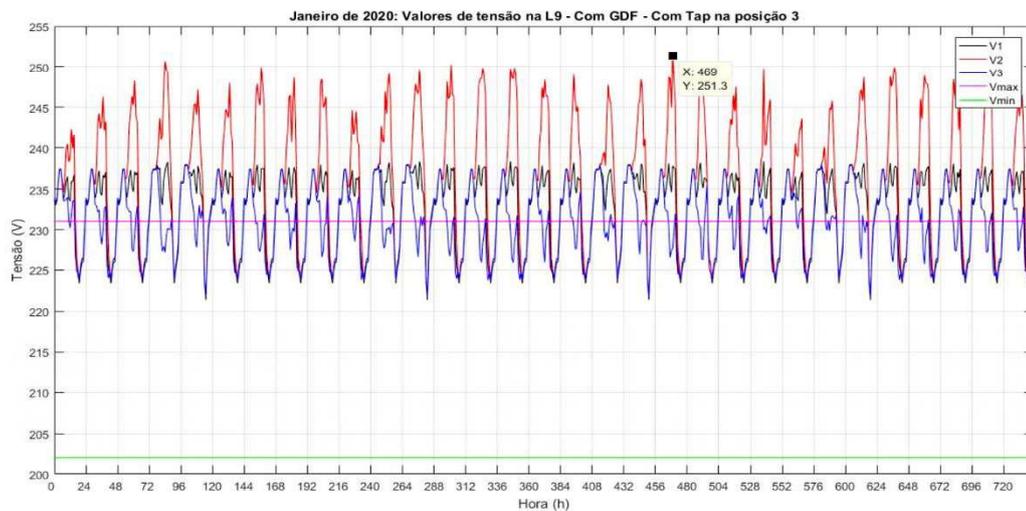
TAP nas posições 2 e 3. Nas Figuras 21 e 22 estão apresentados os valores de tensão obtidos com as simulações computacionais para o mês de janeiro considerando as variações da posição do TAP.

Figura 21 – Gráficos dos valores de tensão no PAC para janeiro: TAP em posição 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 22 – Gráficos dos valores de tensão no PAC para janeiro: TAP em posição 3.



Fonte: Autoria própria.

Com base nas informações apresentadas nas Figura 21 e Figura 22, é possível constatar que a variação da posição do TAP para as posições 2 e 3 aumentou os valores de tensão no PAC. Com as variações, os valores de tensão das 3 fases do sistema foram elevados quando comparados com os valores obtidos com o TAP na posição 1. A elevação da tensão constatada para o mês de janeiro também foi constatada nos demais meses do ano. Após a obtenção dos resultados, o TAP do transformador foi novamente ajustado para a posição 1 e os procedimentos descritos na seção 4.6 foram retomados.

## 5.4 Redistribuição de cargas e análise das estações do ano

Com os dados obtidos nas simulações computacionais mantendo o TAP na posição 1, a solução proposta é analisar o maior pico de elevação de tensão em todo o ano, considerando como o ponto crítico principal, e fazer a redistribuição de cargas entre as fases de modo que seja minimizada a elevação de tensão no ponto crítico principal. Posteriormente, seguindo os passos descritos na seção 4.6 da metodologia deste trabalho, é analisado se é reduzida a quantidade de eventos de violação do limite tensão durante o ano mesmo após a variação das estações.

Na Tabela 6 estão apresentadas todas as modificações realizadas, bem como a medição do valor de tensão no PAC após cada uma delas para o instante em que ocorreu o ponto crítico principal de cada mês.

Tabela 6: Avaliação da tensão no PAC do pior caso de elevação de tensão para o ano todo.

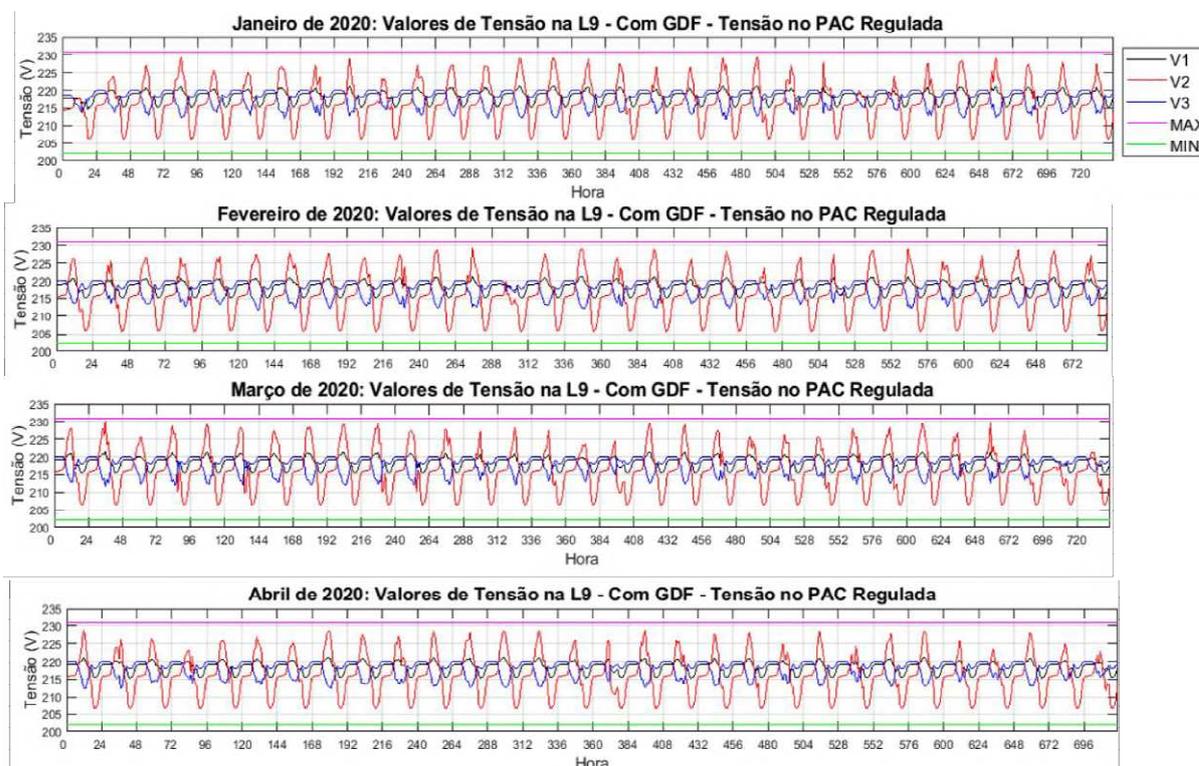
<b>Alterações realizadas</b>		<b>Valor da tensão no PAC</b>
carga 1	da fase 1 para a fase 2	233,88
carga 2	da fase 3 para a fase 2	233,82
carga 3	da fase 1 para a fase 2	233,76
carga 4	da fase 3 para a fase 2	233,71
carga 5	da fase 1 para a fase 2	233,62
carga 6	da fase 3 para a fase 2	233,52
carga 7	da fase 1 para a fase 2	233,39
carga 8	da fase 3 para a fase 2	233,29
carga 9	da fase 1 para a fase 2	232,42
carga 10	da fase 3 para a fase 2	233,05
carga 11	da fase 1 para a fase 2	232,92
carga 12	da fase 3 para a fase 2	232,04
carga 13	da fase 1 para a fase 2	231,89
carga 14	da fase 3 para a fase 2	231,78
carga 15	da fase 1 para a fase 2	231,62
carga 16	da fase 3 para a fase 2	231,51
carga 17	da fase 1 para a fase 2	231,35
carga 18	da fase 3 para a fase 2	232,08
carga 19	da fase 1 para a fase 2	231,94
carga 20	da fase 3 para a fase 2	231,83
carga 21	da fase 1 para a fase 2	231,69
carga 22	da fase 3 para a fase 2	231,58
carga 23	da fase 1 para a fase 2	231,50
carga 24	da fase 3 para a fase 2	231,32
carga 25	da fase 1 para a fase 2	231,21
carga 26	da fase 3 para a fase 2	231,08
carga 27	da fase 1 para a fase 2	230,91

Fonte: Autoria Própria.

Com base nos dados apresentados na Tabela 6, foi constatado que foram necessárias 27 novas cargas monofásica incluídas na fase B para que a elevação de tensão ocorrida no instante do ponto crítico principal fosse solucionada. Após este passo, o sistema como um todo foi

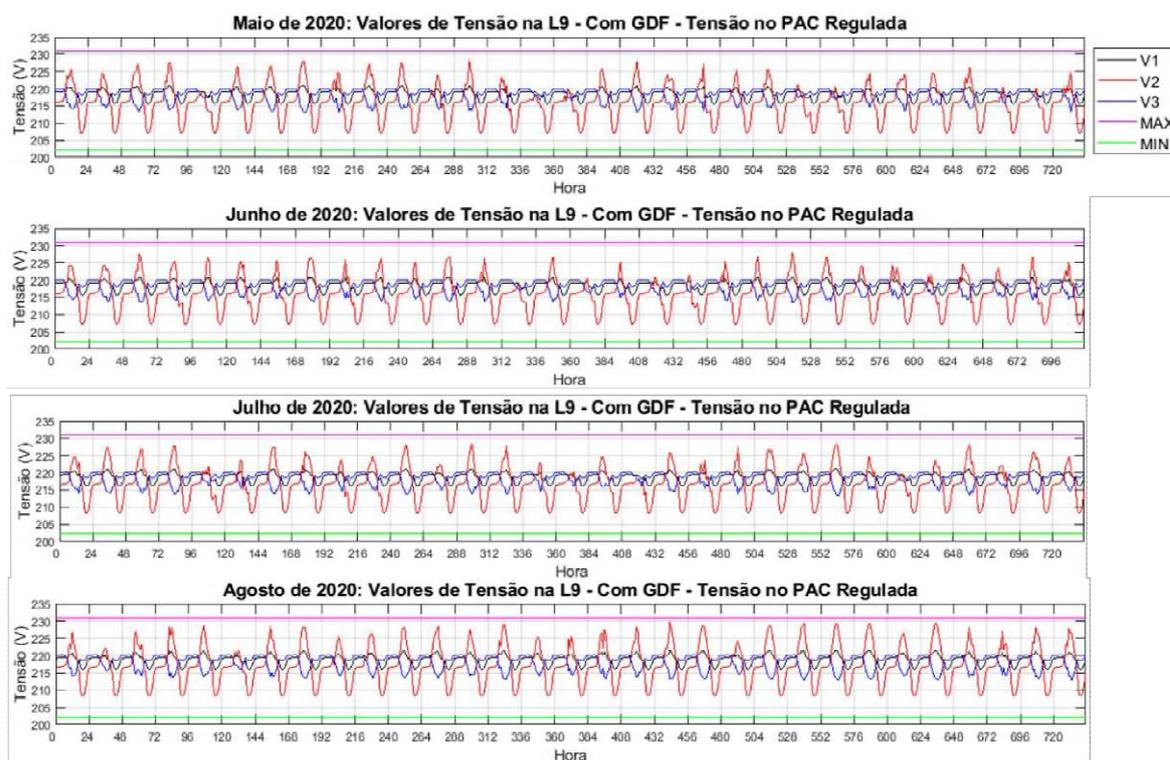
novamente analisado. Nas Figuras 23, 24 e 25 estão apresentados os gráficos dos valores de tensão no PAC após a redistribuição de cargas realizada.

Figura 23 – Gráficos dos valores de tensão no PAC regulada: janeiro a abril.



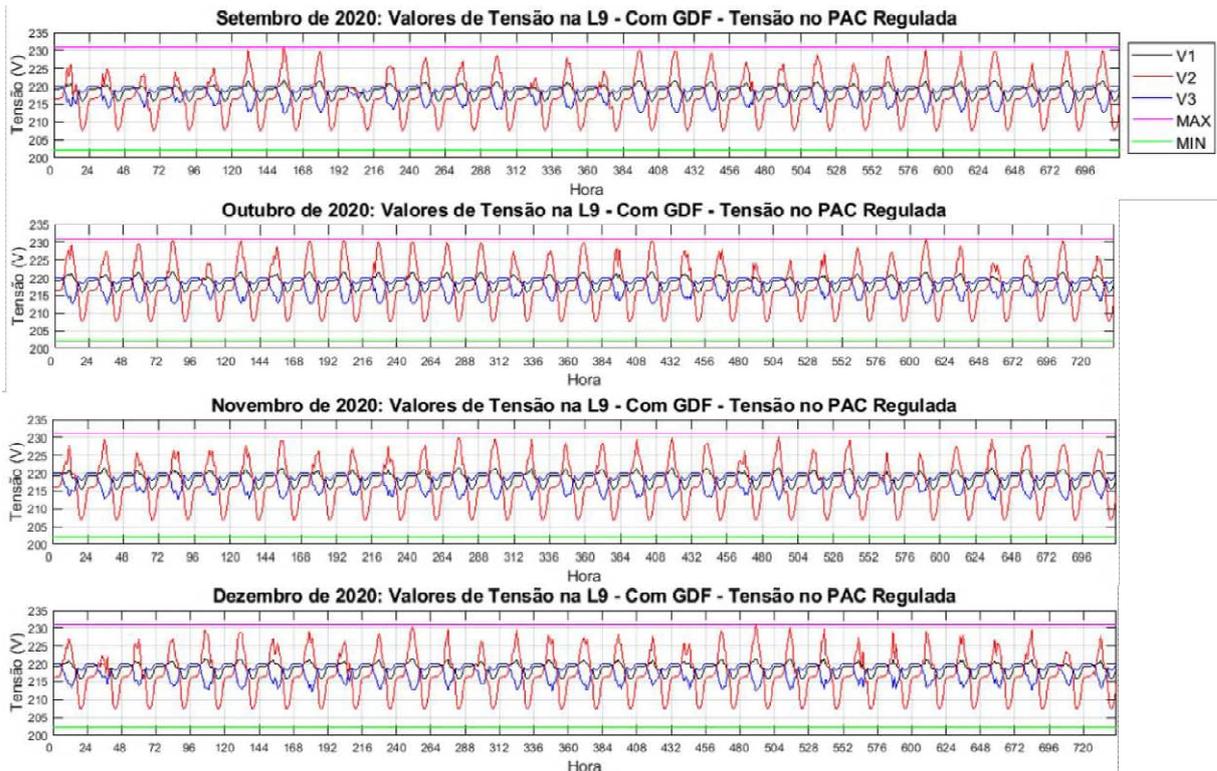
Fonte: Autoria Própria.

Figura 24 – Gráficos dos valores de tensão no PAC regulada: maio a agosto.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 25 – Gráficos dos valores de tensão no PAC regulada: setembro a dezembro.



Fonte: Autoria Própria.

De acordo com os dados apresentados nas figuras anteriores, foi constatado que após a modificação das 27 cargas não houve mais ocorrência de pontos críticos, fazendo com que o valor de tensão no PAC durante todo o ano se mantivesse dentro dos limites predeterminados pela ANEEL. Com isso, é possível afirmar que 27 cargas é um número suficiente de redistribuição de carga para o estudo de caso deste trabalho.

A partir da redistribuição de cargas da rede de distribuição de energia elétrica feita para corrigir a tensão no PAC, constatou-se que para este estudo de caso seria necessário incluir 27 novas unidades consumidoras na fase B para que a tensão no PAC ao longo de todo o ano fosse regulada, sendo 14 unidades consumidoras retiradas da fase A e 13 retiradas da fase C. A seguir, na Tabela 7, estão apresentados os valores máximos de tensão no PAC para cada mês do ano, bem como o número de violações ocorridas antes da aplicação da metodologia proposta.

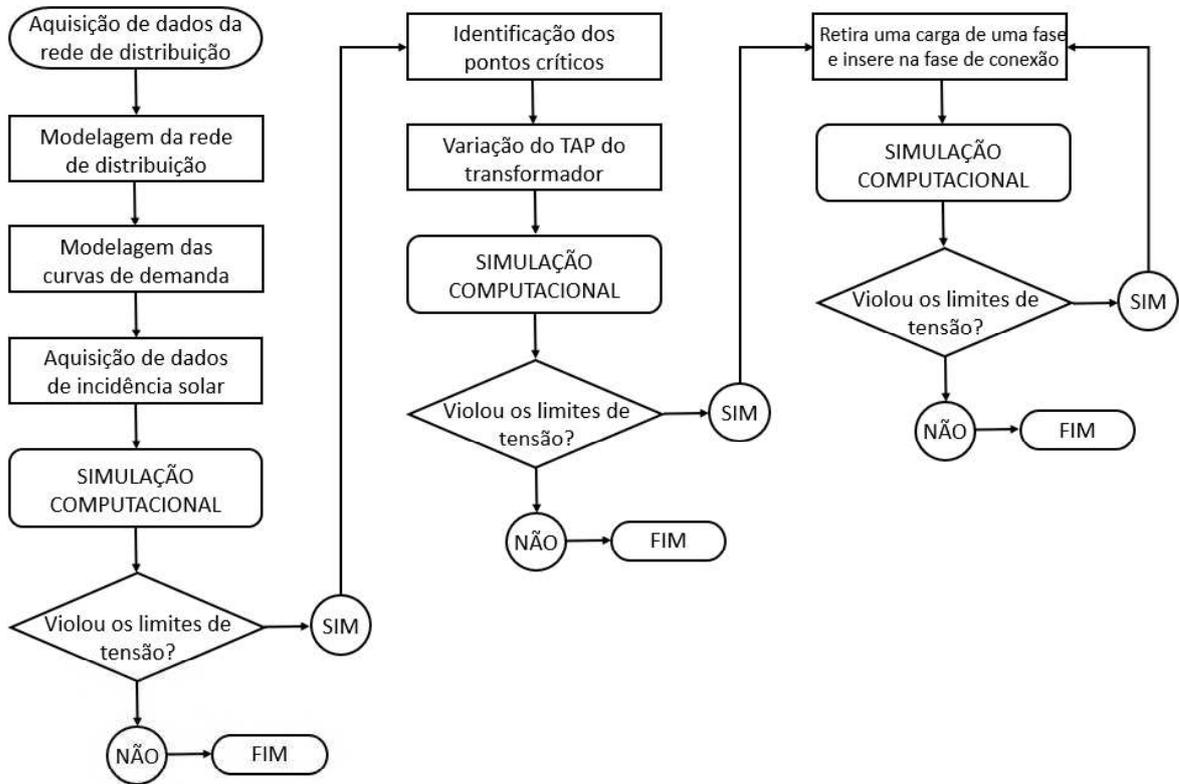
Tabela 7: Violação dos Limites de Tensão no PAC após inserção de GDF antes da redistribuição de cargas.

<b>Mês</b>	<b>Número de violações antes da metodologia</b>	<b>Maior pico de tensão antes da metodologia (V)</b>	<b>Maior pico de tensão após a metodologia (V)</b>
Janeiro	12	232,90	229,35
Fevereiro	12	232,70	229,23
Março	15	233,80	230,24
Abril	14	232,40	228,81
Maio	3	231,50	228,08
junho	1	231,09	227,88
Julho	3	232,31	228,40
Agosto	15	232,67	229,82
Setembro	14	233,88	230,91
Outubro	20	233,61	230,68
Novembro	16	233,31	230,08
Dezembro	17	233,84	230,75

Fonte: Autoria Própria.

A partir dos dados apresentados na Tabela 7 é possível constatar que os meses em que ocorrem maior número de eventos de violação dos limites de tensão são os meses de setembro a março, meses característicos das estações de primavera e verão. Apesar da menor quantidade de ocorrências, nos demais meses continuam ocorrendo eventos de violação de tensão mesmo sendo os meses característicos das estações de outono e inverno. A partir dos dados apresentados, também é possível constatar que a metodologia proposta neste trabalho pode ser utilizada como uma solução para os eventos de elevação de tensão, pois após a aplicação da metodologia de redistribuição de cargas não ocorreu nenhum evento de elevação de tensão na rede de distribuição do estudo de caso. Com isso, é possível transformar a metodologia proposta em um passo a passo, o qual está apresentado no fluxograma da Figura 26.

Figura 26: Fluxograma da metodologia de regulação de tensão no PAC de uma rede de distribuição secundária após inserção de geração distribuída fotovoltaica.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 26, está apresentado o fluxograma da metodologia de regulação de tensão no PAC de uma rede de distribuição secundária após a inserção de geração distribuída fotovoltaica. O fluxograma apresentado define uma série de passos necessários para que se obtenha a indicação de uma ação para regular a tensão no PAC de uma rede de distribuição, podendo ser a partir da variação do TAP do transformador de distribuição ou da redistribuição de cargas entre as fases da rede de distribuição. Devem ser realizadas simulações computacionais para testar as posições do TAP, bem como a modificação das cargas entre as fases sempre repetindo as simulações computacionais e analisando os valores de tensão no PAC. Os valores de tensão do PAC são os dados de saída das simulações computacionais e devem ser comparados com os valores de tensão definidos pela ANEEL como adequados.

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta com o desenvolvimento deste trabalho, bem como o fluxograma da metodologia proposta. No capítulo a seguir estão apresentadas as conclusões obtidas durante a realização da pesquisa central do trabalho.

## 6 Conclusões

Neste trabalho foi proposta uma metodologia de redistribuição de cargas entre as fases de uma rede de distribuição secundária para a regulação de tensão no PAC após a inserção de geração distribuída fotovoltaica. A metodologia é aplicável em redes de distribuição secundária nas quais o valor da tensão fica acima ou abaixo dos valores limites determinados como adequados pela ANEEL.

Para obter os resultados com a aplicação da metodologia, simulações computacionais foram realizadas com base em uma rede de distribuição secundária real. Com os resultados obtidos, foi possível concluir que:

- A inserção de unidades de geração distribuída fotovoltaica provocou violações do limite superior de tensão do PAC. Foram registradas 142 violações do limite máximo de tensão durante todo o ano. Todas as violações de tensão ocorreram na fase de conexão entre a unidade de geração e a rede de distribuição, enquanto que nas demais fases os valores de tensão se mantiveram dentro dos limites adequados.
- A variação da posição do TAP do transformador da rede de distribuição não é uma forma de regular a tensão no PAC após a inserção de unidades de geração distribuída fotovoltaica para o estudo de caso. Foram analisadas as quantidades de violações do limite máximo de tensão para o mês de janeiro e foi constatado que com o TAP na posição 1 ocorreram 12 violações, com o TAP na posição 2 ocorreram 30 violações, com o TAP na posição 3 ocorreram 31 violações.
- A variação das estações do ano influencia no número de violações dos valores de tensão do PAC. Foi constatado que 64% das violações ocorreram nas estações de verão e primavera, que são estações que se caracterizam por maior incidência solar, enquanto que as estações de inverno e outono se caracterizam por menor incidência solar e a quantidade de violações que ocorreram nestas estações é de 36%.
- A regulação de tensão foi atingida após a aplicação da metodologia de redistribuição de cargas proposta. Foram redistribuídas 27 cargas para a fase de conexão da unidade geradora, as quais foram suficientes para regular a tensão durante todo o ano representado nas simulações computacionais. Após a

redistribuição de cargas, não foram registradas violações dos limites dos valores de tensão do PAC.

Com a metodologia proposta, torna-se possível regular a tensão de uma rede de distribuição secundária a partir da redistribuição de cargas entre as fases. A regulação de tensão obtida com a aplicação da metodologia é válida para todo o ano, mesmo após a mudança das estações. Ao se conhecer a quantidade de cargas que regula a tensão do PAC durante todo o ano, torna-se possível evitar a necessidade de retrabalho por parte das equipes da concessionária após a modificação das estações do ano. Ao se evitar o retrabalho e deslocamento das equipes para fazer uma nova redistribuição de cargas, são minimizados os custos financeiros para a concessionária de energia, bem como os transtornos causados para os consumidores conectados à rede de distribuição.

## 6.1 Trabalhos a Serem Realizados no Futuro

Diante dos resultados alcançados no trabalho, torna-se natural que existam possibilidades de desdobramento e continuação da pesquisa, de modo a complementar a metodologia proposta. Com isso, a seguir são apresentadas sugestões de trabalhos a serem realizados no futuro que podem ser realizados como continuação desta linha de pesquisa.

- Incorporar inteligência computacional para que a distribuição de cargas seja feita de maneira automática pelo *software* após o teste de violação dos limites de tensão, de modo que não seja necessário que o usuário indicar a mudança de fase de uma dada carga a ser redistribuída. Para tanto é necessário que seja incorporado um sistema automático de teste do valor de tensão e da tomada de decisão da carga a ser redistribuída, bem como a fase para na qual a carga deverá ser conectada;
- Incorporar interface de comunicação homem-máquina para facilitar a inserção de dados de entrada e captação dos dados de saída sem a necessidade de alteração direta do código. Para tanto, é necessário que seja desenvolvido um ambiente virtual no qual seja possível inserir os dados da rede de distribuição a ser analisada e se obtenha a quantidade de cargas a serem redistribuídas ao final do ciclo de simulações;
- Incorporar *smart meter* para medições da rede de modo a se obter dados reais de tensão do PAC durante todo o ano. Para tanto, é necessário que se firme uma

colaboração com as concessionárias de energia para a etapa de aquisição de dados, uma vez que os usuários comuns da rede de distribuição não são autorizados a instalar quaisquer equipamentos na rede de distribuição sem autorização prévia;

- Testar a redistribuição de cargas em uma rede de distribuição real para que se torne possível fazer comparativos reais dos valores de tensão no PAC antes e depois da aplicação da metodologia de redistribuição de cargas. Para tanto, é necessário que se firme uma colaboração com as concessionárias de energia para a realização do trabalho;
- Sabendo que o fornecimento de tensão acarreta custos para a concessionária de energia por meio de multas e ressarcimentos de equipamentos danificados devido aos efeitos da violação dos limites de tensão, considerar uma análise de retorno financeiro para a concessionária de energia após a implementação da metodologia e a consequente diminuição da quantidade eventos de violação dos limites de tensão. Para tanto, é necessário que se desenvolvam modelos de previsão de custos que recaem para as concessionárias de energia por multas e ressarcimentos de equipamentos danificados devidos ao efeito de violação dos limites de tensão.

## Referências

ABSOLAR, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **RS 60 Bilhões serão investidos até 2027 no Sistema de Geração Distribuída**. São Paulo, 2019. Disponível em: < <https://www.absolar.org.br/noticia/r-60-bilhoes-serao-investidos-ate-2027-no-sistema-de-geracao-distribuida/> >

ALCALA-GONZALEZ, D.; GARCÍA DEL TORO, E.M.; MÁ S-LÓPEZ, M.I.; PINDADO, S. **Effect of Distributed Photovoltaic Generation on Short-Circuit Currents and Fault Detection in Distribution Networks: A Practical Case Study**. *Appl. Sci.* 2021, *11*, 405. 2021. <https://doi.org/10.3390/app11010405>

ALMEIDA, G. L. S.; JOTA, P. R. D. S. **Estudo da elevação de tensão em redes de distribuição de energia elétrica com alta concentração de geradores**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Caderno Temático: Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. 2ª edição. Brasília, 2016. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8*. Revisão 5, resolução normativa nº 602/2014. Brasília, 2015. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8\\_Revisao\\_5.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_5.pdf)>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa Nº 482*, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>

ARAMIZU, J. & Vieira, J.C. **Analysis of PV generation impacts on voltage imbalance and on voltage regulation in distribution networks**. IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES). 2013.

BEN, Balanço Energético Nacional 2021 (ano base 2020). Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf> >

BERQUO, D. F., DE SOUZA, G. R., & FRANCA, B. W. (2018). **Impact of photovoltaic generation system on the energy quality of distribution systems**. 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). <https://doi.org/10.1109/SBSE.2018.8395873>

BORGES, Fabricio Quadros. **Análise histórica do setor elétrico brasileiro: uma revisão de literatura**, Revista Observatorio de las Ciencias Sociales en Iberoamérica, ISSN: 2660-5554 (Vol 2, Número 10, mayo 2021, pp. 151-167).

BP COMPANY. **Statistical Review of World Energy 2020**, 69<sup>th</sup> edition. Disponível em: < <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> >

CARDOSO, I. S.; COSTA, E. G.; ARAUJO, J. F.; LEITÃO, A, S. **Metodologia para Estimção de Curvas de Carga de Unidades Consumidoras Individuais**. Revista Física no Campus, v. 1, n. 1, p. 36-46, Universidade Estadual da Paraíba, Campina Grande -PB, 2021.

CHOWDHURY, B. H. **Effect of Central Station Photovoltaic Plants on Power System Security**. IEEE Conference on Photovoltaic Specialists. Kissimmee, FL, USA, 1990. <http://doi.org/10.1109/pvsc.1990.111738>

CONTI, S.; RAITI, S.; TINA, G.; VAGLIASINDI, U. **Study of the Impact of PV Generation on Voltage Profile in LV Distribution Networks**. IEEE Porto Power Tech Proceedings. Porto, Portugal, 2001.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. **An Open Source Platform for Collaborating on**. Power and Energy Society General Meeting IEEE, p. 1-7, 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Matriz Energética e Elétrica**, ABCDEnergia, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>.

GABDULLIN, Y., XERRI, C., AZZOPARDI, B., CILIA, K., & PORTELLI, G. (2018). **Solar Photovoltaics Penetration Impact on a Low Voltage Network A Case Study for the Island of Gozo, Malta**. 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8585974>

GUSNANDA, A. F., SARJIYA, & PUTRANTO, L. M. (2019). **Effect of Distributed Photovoltaic Generation Installation on Voltage Profile: A Case Study of Rural Distribution System in Yogyakarta Indonesia**. 2019 International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT). <https://doi.org/10.1109/icoiact46704.2019.893>

KAGAN, N. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica / Nelson Kargan, Carlos César Barioni de Oliveira, Ernesto João Robba**. 2<sup>a</sup>. ed. São Paulo: Blucher, 2010.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações – Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. 2<sup>a</sup>. ed. São Paulo: Editora Saraiva, 2015.

Khatib, T., Sabri, L. **Grid Impact Assessment of Centralized and Decentralized Photovoltaic-Based Distribution Generation: A Case Study of Power Distribution Network with High Renewable Energy Penetration**. Mathematical Problems in Engineering, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1155/2021/5430089>

KIM S-B, SONG S-H. **A Hybrid Reactive Power Control Method of Distributed Generation to Mitigate Voltage Rise in Low-Voltage Grid.** *Energies*. 2020; 13(8):2078. <https://doi.org/10.3390/en13082078>

LAMONT, L. A. (2012). **History of Photovoltaics.** *Comprehensive Renewable Energy*, 31–45. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00102-5>

LEITÃO, A. D. S. **Metodologia para Estimção de Curvas de Carga de Unidades Consumidoras Individuais.** Universidade Federal de Campina Grande (Trabalho de Conclusão de Curso). Campina Grande, 2021.

LUCCHESI, F. C.; ANSELMINI, F.; MARTINS, C. C.; SPERANDIO, M. **Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA DO BRASIL (MME). **Fontes de energia renováveis representam 83% da matriz elétrica brasileira.** Governo Federal. Brasília, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2020/01/fontes-de-energia-renovaveis-representam-83-da-matriz-eletrica-brasileira>

OLIVEIRA, S. A. **Geração Distribuída Fotovoltaica: Avaliação dos Impactos Técnicos e um Breve Estudo de Viabilidade Econômica.** Universidade Federal de Campina Grande (Dissertação de Mestrado). Campina Grande, 2016.

PETINRIN, J. O.; AGBOLADE, J. O.; PETINRIN O. O. **Application of Open Distribution System Simulator (OpenDSS) in Distribution Feeders With Renewable Energy.** *International Journal of Science, Engineering & Environmental Tecnology*. 4(5): 37-47, 2019.

POMILIO, JOSÉ ANTENOR. **Pré-reguladores de fator de potência.** Publicação FEE 03/95, revisão setembro de 2016 (Capítulo de livro). Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2016.

RADATZ, C. R. P. **Impacto de Funções Inteligentes de Inversores de Sistemas Fotovoltaicos na Operação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica.** Universidade de São Paulo (Dissertação de Mestrado). São Paulo, 2020.

REINALDO, P. M.; DUPCZAK, B. S.; ARANHA NETO, E. **Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede de baixa tensão da CELESC.** *Eletrônica de Potência*, Florianópolis, v. v. 25, n. 3, , p. 316-325, 2020.

ROCHA, C.; RADATZ, P. **Nota Técnica - Algoritmo de Fluxo de Potência no OpenDSS.** Relatório Técnico, Grupo de Usuários do OpenDSS Brasil, Setembro de 2018.

ROCHA, C.; RADATZ, P.; KAGAN, N. **Voltage Regulators Operational Stress Analysis and Reduction in Distribution Systems with Distributed Generation.** Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2018. <https://doi.org/10.1109.sbse.2018.8395806>

RUGGIERO, M. A. G.; LOPES, V. L. R. **Cálculo Numérico, Aspectos Teóricos e Computacionais.** 2ª Edição. São Paulo: Editora Pearson, 1988.

SHAYANI, R. A. **Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**. Universidade de Brasília (Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica). Brasília, 2010.

SILVA, E. N. M.; RODRIGUES, A. B.; DA GUIA DA SILVA, M. (2016). **Stochastic assessment of the impact of photovoltaic distributed generation on the power quality indices of distribution networks**. Electric Power Systems Research, 135, 59–67. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.03.006>

SILVA, H. D. **Avaliação dos Valores de Tensão no PAC de uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica com a Variação da Demanda dos Consumidores Após a Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica**. Universidade Federal de Campina Grande (Trabalho de Conclusão de Curso). Campina Grande, 2021.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear / Mauricio Tiomo Tolmasquim (Coord.)** – EPE: Rio de Janeiro, 2016.

USIDA, W. F. **Controle Fuzzy para Melhoria do Perfil de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo (Dissertação de Mestrado) São Carlos, 2007.

VELOSO, C. K. P. R.; TEIXEIRA, W. C.; JÚNIOR, D. C. S. **Energia Fotovoltaica: legislação e incentivos pelo mundo e como impactam o Brasil**. Caderno de Estudos da Engenharia Elétrica (Vol 3, Número 1, 2021, pp. 1-31).