



Universidade Federal  
de Campina Grande

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

IAGO BATISTA OLIVEIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

UMA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS DA GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA E DO DESBALANCEAMENTO DE CARGA NAS  
PERDAS TÉCNICAS

Campina Grande, Paraíba.

2023

IAGO BATISTA OLIVEIRA

UMA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DO DESBALANCEAMENTO DE  
CARGA NAS PERDAS TÉCNICAS

*Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento da Energia

Professor Edson Guedes da Costa, D. Sc.  
Orientador

Professor Arthur Francisco Andrade, D. Sc.  
Orientador

Campina Grande, Paraíba.

2023

**Subsídios para Aprimoramento do Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Baixa Tensão  
com Inserção de Geração Distribuída e Desbalanceamento de Cargas**

**IAGO BATISTA OLIVEIRA**

**DISSERTAÇÃO APROVADA EM 07/08/2023**

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

**ARTHUR FRANCISCO ANDRADE, , UFRN  
Orientador(a)**

**GEORGE ROSSANY SOARES DE LIRA, D.Sc., UFCG  
Examinador(a)**

**JALBERTH FERNANDES DE ARAÚJO, 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

ATA DA DEFESA PARA CONCESSÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA, REALIZADA EM 7 DE AGOSTO DE 2023 (Nº753)

CANDIDATO: **IAGO BATISTA OLIVEIRA**. COMISSÃO EXAMINADORA: GEORGE ROSSANY SOARES DE LIRA, D.Sc., UFCG, Presidente da Comissão e Examinador Interno., EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc., UFCG, ARTHUR FRANCISCO ANDRADE, UFRN, Orientadores, JALBERTH FERNANDES DE ARAÚJO, D.Sc., UFCG, Examinador Externo. TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: UMA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DO DESBALANCEAMENTO DE CARGA NAS PERDAS TÉCNICAS. HORA DE INÍCIO: **10h00** – LOCAL: **Auditório Ricardo Loureiro e Sala Virtual, conforme Art. 5º da PORTARIA SEI Nº 01/PRPG/UFCG/GPR, DE 09 DE MAIO DE 2022**. Em sessão pública, após exposição de cerca de 45 minutos, o candidato foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo demonstrado suficiência de conhecimento e capacidade de sistematização, no tema de sua dissertação, obtendo conceito APROVADO. Face à aprovação, declara o presidente da Comissão, achar-se o examinando, legalmente habilitado 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 o mesmo faz jus. Na forma regulamentar, foi lavrada a presente ata, que é assinada por mim, Filipe Emmanuel Porfírio Correia, e os membros da Comissão Examinadora presentes. Campina Grande, 7 de Agosto de 2023.

Filipe Emmanuel Porfírio Correia  
Secretário

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

ARTHUR FRANCISCO ANDRADE, Dr. UFRN  
Orientador

GEORGE ROSSANY SOARES DE LIRA, D.Sc., UFCG  
Presidente da Comissão e Examinador Interno

JALBERTH FERNANDES DE ARAÚJO, D.Sc., UFCG  
Examinador Externo

IAGO BATISTA OLIVEIRA  
Candidato

## 2 - APROVAÇÃO

2.1. Segue a presente Ata de Defesa de Mestrado do candidato **IAGO BATISTA OLIVEIRA**, 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 tese e tomaram conhecimento do teor deste documento.



Documento assinado eletronicamente por **FILIFE EMMANUEL PORFIRIO CORREIA, ASSISTENTE EM ADMINISTRACAO**, em 14/08/2023, às 09:14, 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 **GEORGE ROSSANY SOARES DE LIRA, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 14/08/2023, às 09:46, 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 **JALBERTH FERNANDES DE ARAUJO, PROFESSOR 3 GRAU**, em 15/08/2023, às 14:24, 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 16/08/2023, às 20:47, 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 **Arthur Francisco Andrade, Usuário Externo**, em 16/08/2023, às 23:42, 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 **3693482** e o código CRC **1DC0A76D**.

O48a

Oliveira, Iago Batista.

Uma avaliação de impactos da geração distribuída e do desbalanceamento de carga nas perdas técnicas / Iago Batista Oliveira. – Campina Grande, 2023.

69 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2023.

"Orientação: Prof. Dr. Edson Guedes da Costa, Prof. Dr. Arthur Francisco Andrade".

Referências.

1. Processamento de Energia. 2. Geração Distribuída. 3. Desbalanceamento de Carga. 4. Perdas Técnicas. I. Costa, Edson Guedes da. II. Andrade, Arthur Francisco. III. Título.

CDU 621.311(043)

*Dedico a meus pais, Cláudia e Claudianor, base de todas minhas conquistas.*

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a Deus em primeiro lugar, pois sem Ele nada disso seria possível. Agradeço a Ele pela Sua criação e por minha fé, que me sustenta e guia pela jornada da vida. Também a Ele, agradeço oportunidade de ter em minha vida pessoas que me ajudaram tanto nesta caminhada.

A meus pais, Cláudia e Claudianor, que sempre fizeram tudo para me educar e que eu aproveitasse as oportunidades que a vida me dá, lhes dedico este trabalho junto a todo amor e gratidão. Também gostaria de agradecer a meus irmãos, Caio e Isaac, sempre amigos em todos os momentos da minha vida. Em nome de minhas avós Maria Cícera (*in memoriam*) e Maria Alves, estendo o agradecimento a todos meus familiares.

Agradeço a minha esposa Ivaneide Nunes pelo companheirismo e incentivo dos últimos anos. Obrigado pelo apoio diário e a paciência dos últimos meses em momentos de tantas dificuldades e incertezas. Essa conquista é nossa.

Agradeço os amigos do LAT – UFCG pela jornada ao longo dessa pesquisa. O auxílio técnico e crítico, a disponibilização de tempo e materiais, mas também as conversas e cafés foram imprescindíveis para que esse momento fosse finalizado. Agradecimento especial para Antonio Leite, João Victor, Lenilson Andrade, Higor Costa, Almir dos Santos, Izadora Cardoso e Henrique Dantas.

Agradeço aos professores Edson Guedes e Arthur Andrade por me aceitarem na orientação e apoiado a todo momento a construção deste trabalho.

Por fim, agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo fornecimento da bolsa.



*“Com as perdas, só há um jeito: Perdê-las.  
Com os ganhos, o proveito é saborear cada  
um como uma fruta boa da estação”*

Lya Luft

## RESUMO

A geração distribuída (GD) e o desbalanceamento de carga entre fases são fatores que afetam o nível de perdas técnicas em redes de distribuição, pois alteram a distribuição de corrente na rede e o valor das correntes nos ramais. As mudanças causadas na distribuição ainda são pouco exploradas, apesar de terem impacto direto no cálculo das perdas técnicas e na eficiência operacional. A mensuração do impacto das mudanças pode ser avaliada pela diferença no valor de energia perdida por trecho da rede. Assim, neste trabalho é descrito um procedimento para avaliação das perdas em uma rede de baixa tensão real, que foi utilizada como base para estudos de caso simulados no OpenDSS com diferentes quantidades de unidades de GD e alocação de cargas por fase. De modo a conduzir a análise quantitativa, um fator de concentração foi definido para avaliar a característica da distribuição de GD na rede, bem como um fator de desbalanceamento entre fases. O caso base, sem GD ou desbalanceamento de cargas, tem 10,41 % de perdas técnicas. Os casos de maior agravamento (+3,05%) de perdas corresponderam à alta concentração de GD e de maior diminuição (-1,54%) foram os casos de distribuição mais uniforme da GD. Nos casos estudados, foi possível observar que a GD pode ser agravadora ou mitigadora de perdas técnicas. Em relação ao desbalanceamento de carga, foi constatado aumento gradual do nível das perdas (+0,2%) ainda que para desbalanceamentos maiores que 16% de desbalanceamento de potência entre fases. Para a rede estudada, os resultados das simulações evidenciam que a inserção de GD pode ter maior impacto nas perdas técnicas do que o simples desbalanceamento de carga. A partir de um método de avaliação financeira criado no trabalho, foi possível observar o potencial retorno da gestão de cargas e GD.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída, Desbalanceamento de Carga, Perdas Técnicas, OpenDSS, PRODIST.

## ABSTRACT

Distributed generation (DG) and load imbalance between phases are factors that alter technical losses in distribution networks. DG and load imbalance change the current distribution in the network, with a consequent change in the value of the currents in the branches. The changes caused in distribution are still little explored, despite having a direct impact on the calculation of technical losses and operational efficiency. The measurement of impact of the changes can be assessed by the difference in energy lost per section of the network. In this work, a quantitative evaluation of a real low-voltage network was carried out and used as a basis for simulated case studies in OpenDSS with different amounts of DG units and allocation of loads per phase. A concentration factor was defined to evaluate the distribution characteristic of DG in the network, as well as an unbalance factor between phases. The base case, without DG or unbalanced loads, has 10.41% of technical losses. The worst cases (+3.05%) of losses corresponded to the high concentration of DG and the best cases (-1.54%) were the cases of more uniform distribution of DG. In the cases studied, it was possible to observe that DG can be aggravating or mitigating technical losses. Regarding load imbalance, a gradual increase in the level of losses (+0.2%) was observed, even for larger imbalances of 16% between phases. For the studied network, the simulation results show that the insertion of DG can have a greater impact on technical losses than the simple load imbalance. Based on a financial evaluation method created at work, it was possible to observe a potential return on load management and DG.

**Keywords:** Distributed Generation, Unbalanced loads, Technical Losses, OpenDSS, PRODIST.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Divisão das perdas energéticas no Brasil em 2021. ....	15
Figura 2 - Estratificação de perdas totais no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. ....	16
Figura 3 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil. ....	22
Figura 4 – GD Solar FV no Brasil por Classe de Consumo. ....	23
Figura 5 - Potência da GD Solar FV no Brasil. ....	23
Figura 6 - Sistema trifásico balanceado com conexão Y-Y. ....	24
Figura 7 – Metodologia para avaliação dos impactos de GD e desbalanceamento de carga nas perdas técnicas. ....	33
Figura 8 - Diagrama unifilar da rede de distribuição do estudo de caso. ....	35
Figura 9 – Curva de cargas adotadas para cada mês por UC. ....	36
Figura 10 – Exemplo das áreas de ocupação de GD (a esquerda) e área total considerada do ramal (a direita). ....	38
Figura 11 - Distribuição de 5 GDs para teste de concentração. Elipse verde: GD fixo. Elipses vermelhas: Concentração local. Elipses azuis: Distribuição local. ....	40
Figura 12 – Metodologia para análise da expansão progressiva de GD. ....	44
Figura 13 - Elevação de fase. ....	45
Figura 14 – Rebaixamento de fase. ....	45
Figura 15 – Escalonamento de fase. ....	46
Figura 16 – Correlação do Desvio Padrão de Cargas entre Fases e UCs alteradas por cenário. ....	51
Figura 17 - Impacto do desbalanceamento de carga nas perdas técnicas. ....	52
Figura 18 - Impacto da GD nas perdas técnicas. ....	53
Figura 19 – Correlação entre FF e FD no PPT. ....	54
Figura 20 – Correlação entre FCPond e GD no PPT. ....	55
Figura 21 - PPT vs. nº GDs: evolução dos casos de e maiores e menores PPT. ....	56
Figura 22 – Perfil de concentração de carga ao longo da rede BT. ....	57
Figura 23 – Perfil da GD e Carga ao longo do alimentador para maior PPT. ....	58
Figura 24 - Perfil da GD e Carga ao longo do alimentador para menor PPT. ....	59

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resumo dos trabalhos da revisão bibliográfica comparados a esta proposta .....	31
Tabela 2 – Dados técnicos que caracterizam a rede de distribuição utilizada.....	36
Tabela 3 – Resultados da simulação para o caso base. ....	50
Tabela 4 – Localização e distribuição de fases para os casos extremos de 5 GDs.....	57
Tabela 5 - Comparação entre cenário de 1 GD e 16% de cargas desbalanceadas com o caso base.....	60
Tabela 6 - Caso típico de diferença de PPT. ....	61
Tabela 7 - Dados para estudo de caso típico. ....	61

# SUMÁRIO

1	Introdução .....	11
1.1	Objetivos .....	13
1.2	Organização do trabalho.....	13
2	Fundamentação Teórica .....	15
2.1	Perdas Técnicas no Setor Elétrico .....	15
2.1.1	Impacto Financeiro das Perdas Elétricas.....	17
2.1.2	Cálculo das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição.....	18
2.1.3	Indicadores regulamentados de perdas técnicas.....	19
2.2	Geração distribuída .....	20
2.2.1	Perfil da geração distribuída no Brasil .....	22
2.3	Desbalanceamento de cargas.....	24
2.4	Ajuste de Curvas .....	26
3	Revisão bibliográfica .....	27
3.1	Estado da arte .....	27
3.2	Considerações finais da revisão bibliográfica .....	30
4	Procedimentos Computacionais e Simulações.....	32
4.1	Levantamento de dados da rede de distribuição .....	34
4.2	Definição da variável de análise.....	37
4.2.1	Geração Distribuída: Fator de Concentração Ponderado .....	37
4.2.2	Desbalanceamento de carga: desvio padrão de carga entre fases.....	40
4.3	Divisão de cenários para análise.....	42
4.3.1	Caso base – PRODIST Módulo 7 .....	42
4.3.2	Expansão de geração distribuída.....	42
4.3.3	Expansão do desbalanceamento de carga.....	44
4.4	Simulação de Fluxo de Potência - OpenDSS .....	46
4.5	Análise comparativa de impacto no PPT.....	48
4.6	Método de análise financeira.....	48
5	Resultados.....	50
5.1	Caso base – PRODIST Módulo 7.....	50
5.2	Expansão do desbalanceamento de carga.....	50
5.2.1	Definição de variável: Desvio Padrão de Carga Entre Fases .....	51
5.2.2	Expansão do desbalanceamento de carga.....	52
5.3	Expansão da geração distribuída .....	53
5.3.1	Definição de variável: Fator de Concentração Ponderado .....	53
5.3.2	Estudos de caso da inserção progressiva de Geração distribuída.....	56
5.4	Análise comparativa e caso base .....	59
5.5	Método de análise financeira da diferença do PPT .....	60
6	Conclusões .....	64
	Referências .....	66

# 1 INTRODUÇÃO

O transporte de energia elétrica possui perdas inerentes aos elementos e processos envolvidos, as quais consistem majoritariamente na conversão de uma parcela da energia elétrica nas formas de energia química, térmica e/ou sonora. A perda de energia resultante – denominada perda técnica – é decorrente da energia dissipada nos processos de transporte, elevação e rebaixamento de tensão e medição em decorrência da física dos componentes do sistema (ANEEL, 2021). Além da perda técnica, parte da energia é perdida pelo fator comercial – é utilizada, mas não faturada. A perda comercial – ou perda não-técnica – é associada a fatores como erro de faturamento/medição, furto ou fraude de energia (ANEEL, 2021).

As perdas no setor elétrico impactam diretamente a receita de empresas do setor e também a tarifa dos consumidores. A fim de exercer seu papel regulamentador, a ANEEL gere as normas sob a gestão das perdas da distribuição de energia e a forma com que estas perdas são repassadas para distribuidora ou consumidor. Nessa regulação, as concessionárias são obrigadas a manter um percentual de perdas de energia elétrica abaixo do limite estipulado para cada região (ANEEL, 2021). A exemplo da região Nordeste, o limite médio da perda comercial é de 8,92% e cada distribuidora tem somado a este limite um percentual de perdas técnicas característico de sua rede de distribuição para o limite total de perdas.

Dois limites são estipulados para as distribuidoras: o limite de perdas totais e o de perdas não-técnicas. O nível de perdas totais é obtido pela diferença entre a energia injetada e a energia faturada. As perdas técnicas são estimadas e reconhecidas pela ANEEL, sendo custos associados não repassados para a concessionária. A diferença entre perdas totais e perdas técnicas resulta nas perdas não-técnicas. Como as perdas técnicas são estimadas, é necessário estabelecer um controle do procedimento de cálculo e simulação, de modo a se garantir a consistência dos valores resultantes. Assim, as simulações são realizadas pelas distribuidoras e validadas pela ANEEL. Por conta da complexidade inerente à modelagem de redes elétricas, existem simplificações nas simulações. As simplificações comprometem a exatidão do resultado, ainda mais no

cenário de novas mudanças nas características das unidades consumidoras (UCs). Entre os aspectos das novas características, podem ser citados a expansão de cargas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022), armazenamento de energia e GD (SOUZA, MANITO, *et al.*, 2018)

O percentual de perdas técnicas afeta diretamente as compensações financeiras para distribuidora e a modicidade tarifária. O fato de ocasionar alterações financeiras torna relevante a busca por maior acurácia na mensuração das perdas, a qual incorre em um aumento da eficácia operacional e no repasse mais justo de obrigações entre consumidores e concessionárias.

Considerando a importância da temática, a ANEEL abriu uma chamada para subsídios por meio de uma nota técnica (ANEEL 2022) para levantamento de dados e informações técnicas de casos reais ou teóricos que ampliem o entendimento de tópicos em discussão. Entre os tópicos da chamada, pode-se citar: a incorporação de microgeração e minigeração distribuída ao modelo de cálculo de perdas por fluxo de potência e o tratamento regulatório para a distribuição das cargas entre as fases no Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT) e no de Média Tensão (SDMT).

Portanto, a avaliação dos impactos provocados pela inserção na distribuição de fontes de geração distribuída (GD) e desbalanceamento de cargas é necessária para o aprimoramento do cálculo de perdas técnicas. Os resultados dessa avaliação podem subsidiar uma melhor adequação regulatória do processo de estimação de perdas técnicas em decorrência de novos cenários.

A avaliação dos cenários deve ser conduzida com base em critérios adequados e alinhados com a realidade da distribuição de energia elétrica. Apesar de haver essa necessidade, ainda não existem critérios estabelecidos para realizar esta avaliação. A utilização de casos de estudo com materiais e métodos que representam a distribuição de energia elétrica brasileira tendem a trazer resultados mais expressivos para utilização em prática. Na bibliografia técnica, existem trabalhos que abordam o tema, mas não utilizam *softwares e ferramentas utilizados* rotineiramente nas distribuidoras (FIDALGO, MOREIRA e CAVALHEIRO, 2019) ou dados reais (UFU e EPRI, 2022). Esse fato contribui para que haja uma dificuldade na avaliação prática e contínua desses cenários dentro das distribuidoras. Outros trabalhos da bibliografia propõem a otimização da localização da GD para minimizar as perdas (REGO, 2022). Entretanto, a GD, por sua natureza, é um processo com caráter de expansão individual e influenciado por fatores



socioeconômicos e, portanto, não ocorrem planejamento e proposição prévia de localização de novas instalações.

Nesse contexto, o presente trabalho faz uma avaliação por simulação das perdas técnicas de uma rede de baixa tensão (BT) real para casos de ampliação das unidades de GD e do desbalanceamento de cargas entre fases. A ampliação desses possibilita a análise quantitativa por meio de variáveis relacionadas às grandezas elétricas de cada cenário e que podem ser replicados para demais redes de distribuição. As variáveis e métodos de análise propostos se baseiam na perspectiva escalabilidade e replicabilidade para demais redes de BT. Além disso, os sistemas elétricos de BT modificados e analisados no trabalho estão dentro de uma variedade de casos representativos e plausíveis para a rede inicialmente proposta. Por fim, um método de análise financeira é proposto para reforçar a análise técnica dos impactos nas perdas técnicas. A análise financeira é uma ferramenta que traz incentivos para adoção de práticas de controle e gestão para distribuidoras de energia, além de trazer mais informações para o órgão regulador (ANEEL) ponderar sobre o tema na revisão da regulação.

## 1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral desta pesquisa é avaliar os impactos da expansão de GD e desbalanceamento de cargas na distribuição por meio de uma análise quantitativa das perdas técnicas.

Para atingir o objetivo geral, a pesquisa tem os seguintes objetivos específicos:

- Investigar quantitativamente os efeitos da GD e do desbalanceamento de cargas resultantes sobre as perdas técnicas;
- Analisar os efeitos da inserção GD e do desbalanceamento de carga sobre perdas técnicas por meio de indicadores numéricos com aquisição prática;
- Propor um método de análise financeira da diferença das perdas técnicas devido à GD e ao desbalanceamento de cargas.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este texto está dividido em 6 capítulos, a começar da Introdução. No Capítulo 2 é apresentada a fundamentação teórica necessária para a compreensão da pesquisa. No

Capítulo 3 é apresentada uma revisão bibliográfica que aborda os trabalhos mais relevantes relacionados ao tema. A metodologia proposta para a pesquisa é descrita no Capítulo 4. Os resultados obtidos com base na metodologia proposta são apresentados no Capítulo 5. As Conclusões desta dissertação e as propostas de trabalhos a serem desenvolvido no futuro são expostas no Capítulo 6.

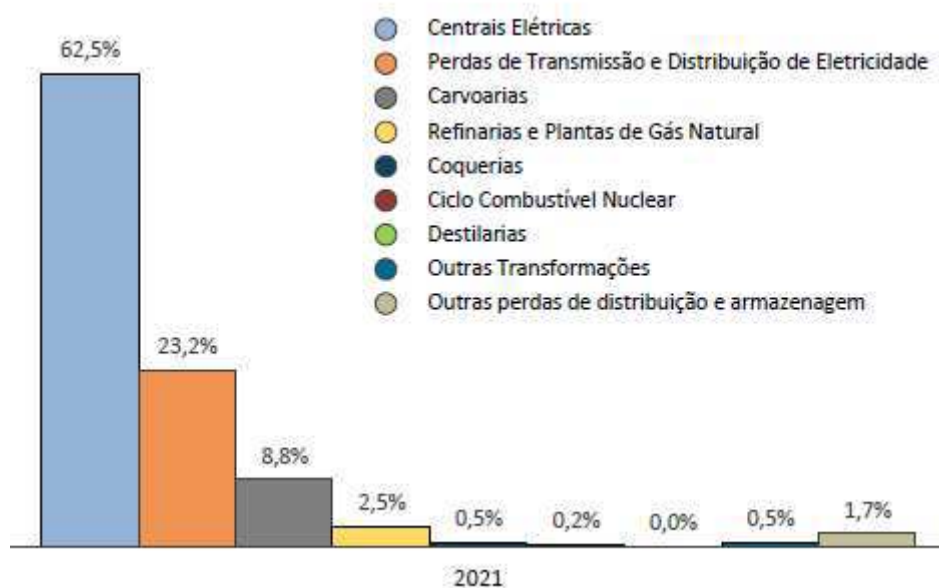
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo é apresentada a Fundamentação Teórica necessária para a compreensão da pesquisa desenvolvida. Inicialmente, o tema das perdas técnicas é abordado dentro do aspecto técnico, financeiro e regulatório. Em seguida, o conceito de geração distribuída é apresentado. Os tópicos referentes ao desbalanceamento de carga são listados e comentados em seguida. Por fim, é realizada uma prevê fundamentação sobre o tema ajuste de curvas para que exista embasamento na tomada de decisão dos resultados apresentados.

### 2.1 PERDAS TÉCNICAS NO SETOR ELÉTRICO

O Balanço Energético Nacional (EPE, 2022) faz uma análise das perdas que envolvem energia no Brasil. No relatório, é apresentada a Oferta Interna de Energia (OIE) de 2021 (ano base) do Brasil no valor de 301,5 Mtep, representando um acréscimo de 4,5% em relação ao ano anterior. Porém, as perdas de energia representam 13% deste total, um crescimento relativo de 6,5% no mesmo período. A distribuição das perdas no setor energético em 2021 é descrita na Figura 1.

Figura 1 - Divisão das perdas energéticas no Brasil em 2021.



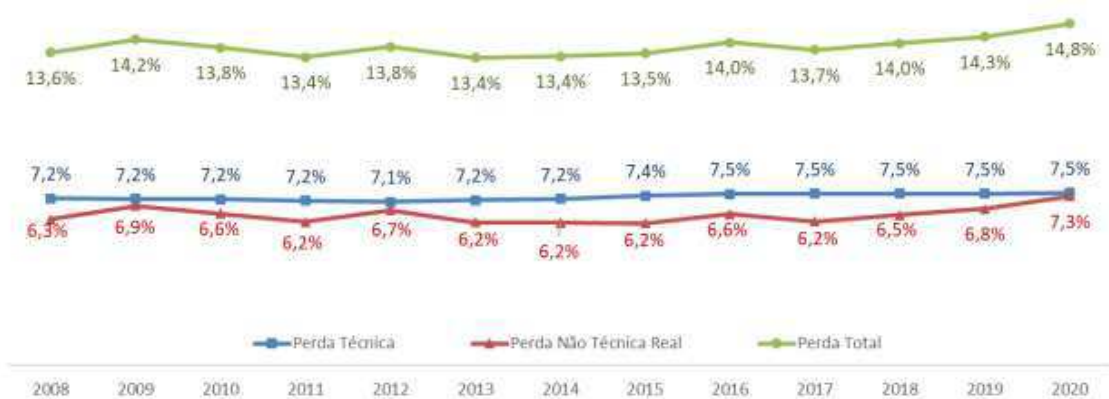
Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022).

Como se pode depreender de uma análise da Figura 1, o setor elétrico é, sozinho, responsável por pelo menos 85,7% das perdas energéticas do Brasil. A definição e análise das principais causas das perdas na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica é um tema de relevância para o setor.

As perdas de energia elétrica são objeto de regulamentação pela ANEEL, e classificadas em duas categorias: perdas técnicas e perdas não técnicas (ou comerciais). Nesse regime regulatório, os custos associados às perdas técnicas são reconhecidos como custos “não gerenciáveis” e repassados diretamente às tarifas dos consumidores finais, processo conhecido como *pass throw*, pois os montantes e variações não são controlados por ações da distribuidora (ROSELLI; YATSU; HASHIMOTO, 2007). Entretanto, as perdas não técnicas têm as despesas correspondentes repassadas, majoritariamente, para a concessionária. O percentual de custo das perdas não técnicas determinado para cada distribuidora é divulgado na revisão tarifária. O processo periódico de revisão tarifária é previsto pela ANEEL para trazer um preço justo entre consumidores e investidores, buscando incentivar a eficiência operacional das empresas do setor.

As perdas técnicas e não técnicas somam 14,8% do total da energia injetada no sistema de distribuição, conforme apresentado na Figura 2. Em montantes de energia, as perdas técnicas na distribuição corresponderam a cerca de 38,8 TWh e as perdas não técnicas 37,9 TWh em 2020.

Figura 2 - Estratificação de perdas totais no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.



Fonte: (ANEEL, 2021).

As empresas de distribuição são responsáveis pela entrega de energia elétrica às Unidades Consumidoras (UC) em baixa tensão (BT) e média tensão (MT), mas também de parte de linhas e equipamentos de alta tensão (AT) na sua área de concessão.

As perdas técnicas nas redes de AT estão associadas às perdas por efeito Joule nos condutores, às perdas por efeito corona, às perdas de transformação em transformadores de potência, de potencial (TP) e de corrente (TC), perdas dielétricas da corrente de fuga dos isolamentos dos equipamentos e componentes do sistema (SILVA, 2017).

As perdas técnicas nas redes de MT são relacionadas principalmente aos fenômenos de efeito Joule nos condutores. Os outros efeitos descritos para o caso das redes AT também existem, mas não são significativos o suficiente para serem considerados no cálculo de perdas (ANEEL, 2021).

As perdas técnicas nos transformadores são divididas em perdas por efeito Joule nos enrolamentos, perdas por efeito pelicular, perdas de entreferro (a vazio) devido ao fluxo magnético e perdas de histerese – essa última diretamente proporcional a frequência de operação do sistema (SILVA, 2017).

Do total de perdas, 19,0% são perdas no nível BT. A maior quantidade de UC está conectada nesse nível de tensão. As perdas técnicas nas redes BT são referentes às perdas por efeito Joule e efeito pelicular (SILVA, 2017), com adição das perdas também no condutor neutro em caso de sistemas desbalanceados. Além das perdas na rede, também são contabilizadas as perdas dos medidores; decorrente de perdas no sensor, transdutor ou indicador na transformação do sinal de energia elétrica.

A maior quantidade de clientes individuais encontra-se conectados em BT. O fato de a concessionária não ter um controle rígido entre distribuição de UC por fase, e da aleatoriedade de demanda por carga em uma UC pode causar desbalanceamento entre fases. Além disso, a conexão em BT também pode ser utilizada para GD em nível de microgeração (até 75 kWp). A maior parte dos sistemas de GD no Brasil são de microgeração, sendo cerca de 800 mil sistemas geradores em 2021 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). No caso de GD operando em regime de desbalanceamento de cargas, as perdas técnicas podem aumentar por conta do aumento da corrente de neutro, devido ao impacto no fator de potência e até pelo fluxo reverso excessivo.

### 2.1.1 IMPACTO FINANCEIRO DAS PERDAS ELÉTRICAS

Os montantes de energia elétrica perdidas impactam diretamente o faturamento das distribuidoras e também o valor da tarifa de energia. Em 2020, as perdas técnicas da distribuição representaram R\$ 8,5 bilhões (ANEEL, 2021) que foram repassados

diretamente para o valor da tarifa de energia do consumidor. Esse valor financeiro representa 4,40% do valor da tarifa pelo consumidor de energia brasileiro. Além do impacto para o consumidor, a distribuidora também é impactada, pois deixa de faturar sobre essa energia.

As perdas não-técnicas têm a mesma ordem de grandeza das perdas técnicas, o impacto financeiro total de R\$ 8,6 bilhões. Entretanto, o maior impacto financeiro é particionado entre distribuidoras e consumidores. Em 2020, as distribuidoras tiveram perda de R\$ 3,0 bilhões nos seus balanços e os consumidores absorveram, no valor da tarifa, R\$ 5,6 bilhões no ano (ANEEL, 2021).

As perdas são reguladas de maneira financeira e por meio do cálculo de perdas técnicas que viram premissas. As perdas totais são a diferença entre energia comprada e energia faturada pela distribuidora. A diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas calculadas são atribuídas como perdas não-técnicas. Logo, por não haver efetivamente uma medição das perdas no sistema elétrico, a estimação do cálculo de perdas técnicas pode causar um erro com impacto na modicidade tarifária caso realizada sem exatidão.

### 2.1.2 CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O cálculo de perdas técnicas por parte das concessionárias é realizado de acordo com as diretrizes estabelecidas no PRODIST – Módulo 7 (ANEEL, 2021). Mensalmente, são realizados cálculos de fluxo de potência com dados georreferenciados da concessionária para mensurar o percentual de perdas técnicas (PPT). O percentual é enviado e auditado pela ANEEL. A partir dele, o total de perdas da distribuição é determinado como sendo a diferença entre a energia injetada e a energia faturada. A quantidade de perdas acima do PPT é considerada como o valor das perdas não técnicas. A ANEEL regulamentou em 2014 que o *software* oficial para os cálculos de perdas técnicas no setor de distribuição de energia elétrica é o OpenDSS (ANEEL, 2014).

Ademais, o cálculo do fluxo de potência regulamentado pela ANEEL tem premissas de modelo para padronização de resultados. Entre as premissas adotadas, os pontos abaixo têm destaque:

- O fator de potência é igual a 0,92 como referência para fins do cálculo de perdas do SDMT e SDBT;

- Os elementos de compensação de energia reativa instalados no SDMT e SDBT são desprezados;
- O nível de tensão para fins de cálculo é o nível de operação informado pela distribuidora na saída do alimentador de média tensão, na qual o circuito opera na maior parte do período de apuração das perdas;
- A carga é dividida de forma igual entre as fases para unidades consumidoras e conectada entre fases para unidades monofásicas a três fios;
- O comprimento máximo admitido para ramais de ligação é de 30 metros;
- A frequência fundamental (60 Hz) é adotada para cálculo – perdas harmônicas são desprezadas;
- Curva de carga fixa e determinada por meio de campanha de medição da distribuidora com número representativo de UCs na área de concessão.

O desbalanceamento de fases e a presença de GD não são pontos contemplados dentro desta norma técnica. Entretanto, no Brasil, as redes de BT têm como realidade o crescimento de cargas - que ocorre sem um direcionamento direto em relação ao controle do balanceamento, – e de GD – que também não tem um crescimento com controle rígido de distribuição. Os impactos dessa omissão de premissas no cálculo de perdas técnicas podem afetar diretamente e os indicadores regulamentados pelas ANEEL, conforme será apresentado nas subseções seguintes.

### 2.1.3 INDICADORES REGULAMENTADOS DE PERDAS TÉCNICAS

O cálculo das perdas técnicas é realizado periodicamente por parte das distribuidoras de energia elétrica e os resultados são avaliados pelas ANEEL por meio de indicadores. Para o cálculo dos indicadores, as distribuidoras devem ser enviadas as seguintes variáveis de saída para a ANEEL, conforme indicado no PRODIST Módulo 7 (ANEEL, 2022):

- Energia Injetada – EI: energia ativa medida proveniente de agentes supridores (transmissores, outras distribuidoras e geradores) e da geração própria necessária para atendimento do mercado da distribuidora e das perdas ocorridas no sistema de distribuição;

- Energia Fornecida – EF: energia ativa entregue, medida ou estimada, nos casos previstos pela legislação, a outras distribuidoras, às unidades consumidoras, mais o consumo próprio;
- Energia Passante – EP: total de energia ativa que transita em cada segmento do sistema de distribuição;
- Perdas na Distribuição – PD: corresponde à diferença entre a Energia Injetada e a Energia Fornecida;
- Perda Técnicas – PT: corresponde à energia dissipada no sistema de distribuição devido a fenômenos da física;
- Perda Técnicas do Segmento – PTS: perdas técnicas em cada segmento do sistema de distribuição;
- Perda Não Técnicas – PNT: corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas.

O principal indicador que é obtido a partir dessas variáveis é o PPT, definido como:

$$PPT = \frac{PT}{EI} \cdot 100 [\%]. \quad (1)$$

O PPT é o principal indicador revisado pela ANEEL e reconhecido como gasto não gerenciável, ou seja, que não é repassado para modicidade tarifária. A partir destas variáveis são feitas análises acerca das perdas. O percentual de perdas totais do sistema é obtido pela diferença entre Energia Passante e Energia Faturada. A diferença entre percentual total e o PPT é o chamado de Percentual de Perdas Não-Técnicas (PPNT), o qual incorre em prejuízo as distribuidoras.

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os primeiros sistemas elétricos foram construídos com base no princípio da geração centralizada (GC). Nesse tipo de sistema, a geração de energia é concentrada em um número restrito de usinas de grande porte. A usina transfere energia para os consumidores finais por meio da interconexão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Essa conexão gera um fluxo de potência unidirecional da geração para a UC. Entretanto, com o desenvolvimento, aprimoramento e conseqüente aumento da



competitividade de novas tecnologias – a exemplo dos módulos fotovoltaicos e inversores de frequência –, a GD também tem sido incorporada ao sistema elétrico. Neste caso, parte da geração é realizada por pequenas instalações geradoras mais próximas à carga. Em alguns casos, a UC tem sua própria instalação de GD.

As usinas de GD são intermitentes (característica associada às fontes renováveis) e uma UC passa a ser prosumidor (neologismo para descrever instalação que atua concomitantemente como produtora e consumidora) na perspectiva da distribuidora de energia elétrica. Como o sistema é intermitente, existe variação nos parâmetros de carga na perspectiva da geração centralizada de acordo com o horário e sazonalidade. Além disso, por conta do uso de eletrônica de potência nos inversores, é possível afirmar que existe inserção de harmônicos na rede, mesmo que limitados por filtros na saída dos inversores (GRANDI, SOTTILE e TENTI, 2010).

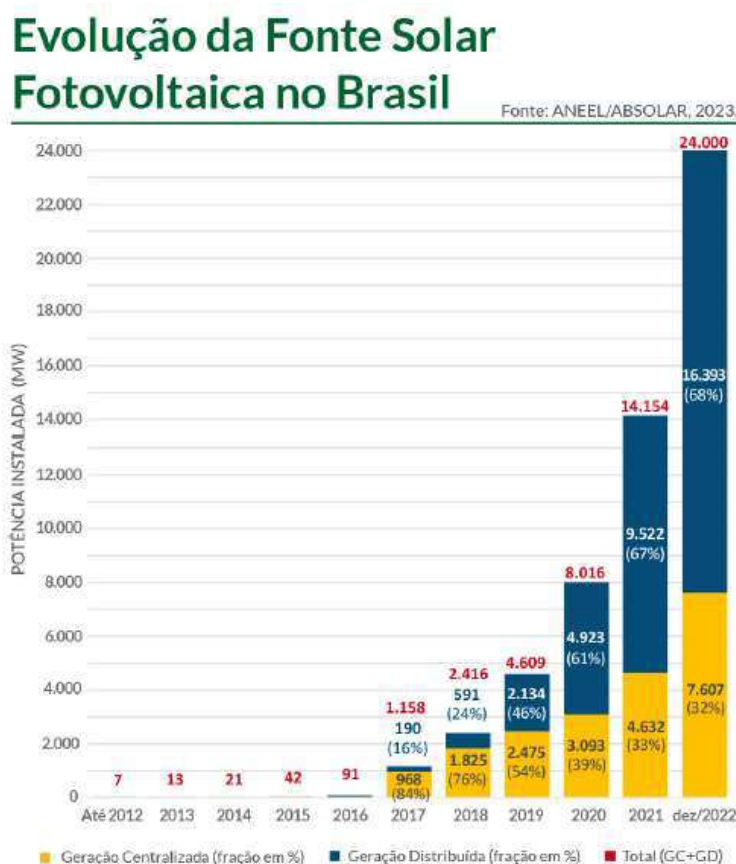
Os sistemas de GD conectados à rede (*on-grid*) impactam diretamente o funcionamento das redes de distribuição devido à variação na curva de carga. Atualmente, a maioria dos transformadores de distribuição tem TAP (Relação de transformação MT/BT) ajustáveis, porém fixos. O TAP é configurado para atender uma determinada configuração de rede, com mais ou menos carga, para mitigar os desvios dos níveis de tensão regulamentados. Como citado anteriormente, pela característica intermitente da GD, a carga tem variação brusca, sobretudo entre os períodos definidos de dia e noite, o que, a princípio, pode comprometer o sistema com subtensões ou sobretensões. Além disso, a inserção de harmônicas em larga escala, para locais com alta penetração de GD, pode modificar o fator de potência da rede.

Por fim, exercendo relação direta sobre as perdas, a GD pode ter relação mitigadora ou agravante no cálculo das perdas. Durante o dia, da perspectiva da operação do sistema de despacho de energia centralizado, há uma diminuição de demanda, o que diminui a corrente circulante em longos trechos e, conseqüentemente, as perdas na rede. Porém, caso ultrapasse certos limites, o fluxo de potência reverso durante o dia, que pode ser uma realidade para algumas fases do sistema, causa desbalanceamento e até sobrecarga de condutores que não foram dimensionados para altas potências no caso de alta penetração – caso em que energia injetada pelas GDs é significativa perante o total de energia circulante para atender as cargas (LIMA, ROCHA e MARQUES, 2014). Dessa maneira, instalações de GD devem ser analisadas caso a caso para avaliar o impacto nos sistemas estudados e determinar ações que beneficiem redes de BT com presença da GD.

### 2.2.1 PERFIL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A GD no Brasil tem crescimento significativo nos últimos 10 anos, impulsionado pela regulamentação e incentivos fiscais. Essas medidas criaram um ambiente favorável para a expansão da GD com abertura de novos negócios e comercialização de mercadoria internacional. O gráfico apresentado na Figura 3 ilustra o crescimento da geração solar no Brasil.

Figura 3 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.



Fonte: (ABSOLAR, ANEEL, 2023)

Com foco na expansão da GD, é possível observar na Figura 4 que 89,4% das Unidades de GD estão concentradas em residências e comércios brasileiros. Logo, espera-se que o crescimento das instalações de GD a proporção entre as classes de consumo permaneça próxima da atual.

Figura 4 – GD Solar FV no Brasil por Classe de Consumo.



Fonte: (ABSOLAR, ANEEL, 2023)

A potência total da GD dos consumidores residenciais é de 10.654,5 MW, conforme apresentado na Figura 5. Logo, para consumidores residenciais, a média da potência das usinas de GD é de 6,94 kW. Essa potência é classificada como microgeração (abaixo de 75 kVA) e, por conta da baixa potência (menor que 10 kVA), os inversores desses sistemas são monofásicos.

Figura 5 - Potência da GD Solar FV no Brasil.

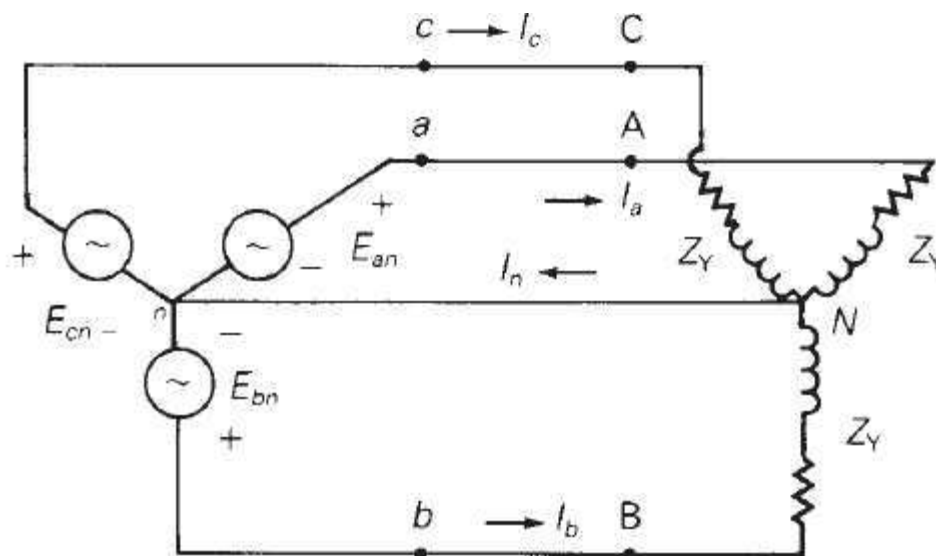


Fonte: (ABSOLAR, ANEEL, 2023)

## 2.3 DESBALANCEAMENTO DE CARGAS

Uma rede de distribuição trifásica é tipicamente estudada como um sistema trifásico balanceado. Um modelo típico correspondente é apresentado na Figura 6.

Figura 6 - Sistema trifásico balanceado com conexão Y-Y.



Fonte: (GLOVER, SARMA e OVERBYE, 2012).

No modelo descrito na Figura 6:

- $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$  são as correntes de fase;
- $E_{an}$ ,  $E_{bn}$  e  $E_{cn}$  são as tensões de linha;
- $E$  é valor eficaz da tensão do circuito equilibrado;
- $\theta$  é o ângulo de defasagem entre tensão e corrente;
- $Z_Y$  é o valor da impedância de cada fase com fator de potência  $FP = \cos \theta$  – neste caso, as impedâncias são iguais;
- $N$  é o ponto neutro;
- $I_n$  é a corrente do neutro.

Em sistemas equilibrados, existem simplificações derivadas das simetrias inerentes. As Equações (2) a (7) representam matematicamente, para o sistema Y-Y apresentado na Figura 6, como se relacionam as tensões e correntes para o sistema.

$$E_a = |E| \angle 0^\circ. \quad (2)$$

$$E_b = |E| \angle -120^\circ. \quad (3)$$

$$E_c = |E|\angle + 120^\circ. \quad (4)$$

$$I_a = \left| \frac{E}{Z_y} \right| \angle 0^\circ - \theta. \quad (5)$$

$$I_b = \left| \frac{E}{Z_y} \right| \angle - 120^\circ - \theta. \quad (6)$$

$$I_c = \left| \frac{E}{Z_y} \right| \angle + 120^\circ - \theta. \quad (7)$$

Dentro do mesmo sistema, é possível utilizar a Lei de Kirchoff das correntes a Equação (8) no ponto N. No caso de sistemas balanceados, o resultado da soma fasorial da corrente das três fases é igual a zero. No caso de sistemas desbalanceados, a soma é diferente de zero. De modo geral,

$$I_a + I_b + I_c = I_N. \quad (8)$$

Nos casos os quais as fases não estejam equilibradas, surgem componentes de sequência negativa e de sequência zero, e se observa presença de corrente no neutro. Dessa maneira, a corrente eficaz irá aumentar proporcionalmente, gerando mais perdas pelo efeito Joule.

Atualmente, o nível de desbalanceamento na BT não é controlado pelas concessionárias do Brasil. A medição inteligente individual ou medição em transformadores de potência de rede não é amplamente utilizada no sistema brasileiro. A partir de informações passadas por uma distribuidora do centro-oeste, o desbalanceamento de carga típico para ramais com potências acima de 10 kVA por fase ao longo do dia é de 20% para aquele circuito. Dessa maneira, a avaliação do desbalanceamento por meio de indicadores numéricos de aquisição prática deve ser baseada em informações tais quais carga declarada ou curvas de carga das campanhas de medição da distribuidora.

Neste capítulo foram retratos os principais conceitos referentes às perdas técnicas no setor elétrico, assim como GD e desbalanceamento de cargas. No próximo capítulo, serão apresentados os principais trabalhos que se associam a esta pesquisa.

## 2.4 AJUSTE DE CURVAS

Os ajustes de curvas são conjuntos de técnicas essenciais na análise de dados, permitindo encontrar uma função matemática que melhor represente um conjunto de pontos experimentais. Existem diversos métodos para realizar ajustes de curvas, sendo os mais comuns a regressão linear, polinomial, exponencial e logarítmica (MOORE, 2009). Cada um desses métodos é adequado para diferentes tipos de dados e fenômenos, sendo a escolha do método fundamental para obter resultados precisos.

Um dos principais indicadores para avaliar a qualidade de um ajuste de curvas é o coeficiente de determinação,  $R^2$ . Ele fornece uma medida da variação dos dados que é explicada pela função de ajuste, variando de 0 a 1. Quanto mais próximo de 1, melhor o ajuste, pois significa que a função representa bem os dados observados.

Além do coeficiente de determinação ( $R^2$ ), a escolha de um ajuste de curva também pode ser influenciada pela análise visual dos gráficos de ajuste. A observação dos desvios residuais, a aparência geral da curva em relação aos pontos de dados, a detecção de pontos anômalos e a comparação visual entre diferentes modelos desempenham um papel fundamental na avaliação da qualidade do ajuste (GELMAN e HILL, 2006).

O MATLAB é uma ferramenta que possibilita realizar ajustes de curvas com qualidade e agilidade. A ferramenta tem diversas funções e bibliotecas para implementar os métodos de ajuste de curvas, bem como uma interface gráfica chamada "*Curve Fitting Toolbox*" (*Cftool*), que simplifica o processo de ajuste de curvas. Com o *Cftool*, os usuários podem, interativamente, ajustar curvas aos seus dados, visualizar gráficos e métricas de ajuste, como o  $R^2$ , tornando o processo mais acessível mesmo para aqueles sem conhecimento avançado em programação.

## 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será realizada uma revisão bibliográfica abordando pesquisas relevantes sobre perdas técnicas em sistemas de distribuição, com foco sobretudo nos tópicos desbalanceamento de cargas e geração distribuída. No final do capítulo, será realizada uma análise comparativa com os principais pontos que diferenciam esta dissertação dos trabalhos apresentados.

### 3.1 ESTADO DA ARTE

O estado da arte ainda tem poucos estudos que tratam de cálculo de perdas técnicas, inserção de GD em sistemas de BT e desbalanceamento de carga em BT, por isso é de interesse da ANEEL obter subsídios nestes quesitos. Além da ANEEL, CIGRE (2023) possui um grupo de trabalho (TOR WG C6.45) que tem foco no uso eficiente e impactos de recursos de energia distribuídos (REDS) na confiabilidade das redes de distribuição.

Um dos primeiros trabalhos que abordam GD e desbalanceamento simultaneamente é o de Tanabe e Yokoyama (2008). Em seu trabalho, os autores mostraram que a GD monofásica pode desbalancear e impactar o sistema. O objetivo foi desenvolver um algoritmo de otimização multiobjetivo com base nas perdas técnicas e no desbalanceamento da rede. O método de otimização é baseado em busca tabu para fechamento/abertura de chaves seccionadoras. Para sistemas desbalanceados e balanceados, as perdas técnicas atingiram um mínimo e depois cresceram com o fluxo reverso. O desbalanceamento entre fases cresce junto com a penetração de GD em determinadas fases. A conclusão do trabalho indica que cada sistema deve ser avaliado individualmente para otimizar as melhores configurações devido à GD e desbalanceamento.

O estudo realizado por Stanev (2014) também constatou um aumento de perdas técnicas a partir da inserção de GD. O autor realizou uma simulação quasi-dinâmica com foco nos impactos da GD e controle de tensão pelos inversores. Um estudo com base em uma rede de distribuição real de 10 barras de MT da Bulgária foi realizado, contudo não foi do escopo do trabalho a pesquisa análise conjunta do balanceamento da rede. A

simulação mostrou que o controle de injeção de potência reativa é o melhor caso para controle de tensão, porém contribui para um aumento de perdas técnicas em até 7%.

Também na área da MT e AT, Priyangika, Wijayapala e Banda (2016) realizaram um estudo dos impactos de GD nas perdas técnicas dos sistemas de transmissão e distribuição do Sri Lanka. A rede básica (transmissão) do Sri Lanka de 2013 foi simulada no *software* PSSE com 0%, 40% e 100% de penetração de GD. Para transmissão, as perdas técnicas do sistema foram estimadas como sendo de 3,7%, 3,5% e 3,0%, respectivamente. No estudo das perdas na distribuição, foram calculadas perdas de 4 grandes sistemas locais por meio do *software* SynerGEE com penetração de 0% a 100% (passo de 5%) de GD. Cada curva de Perdas (kW) x Penetração de GD (%) é convexa para cima e tem um mínimo diferente para cada subestação. Na pesquisa é realizado um cálculo do total de redução de perdas reunindo a transmissão e a distribuição de 40% e 100% e o resultado final é dado por meio do impacto financeiro de cada cenário. O trabalho é o primeiro da revisão a constatar uma redução efetiva das perdas técnicas com a inserção de GD.

Uma análise probabilística que utilizou o OpenDSS foi realizada por Torquato *et al.* (2018). Os autores analisaram sistemas com alto grau de penetração de GD com impactos nos níveis de tensão. Uma análise de risco baseada em uma simulação de Monte Carlo no OpenDSS foi realizada para determinar a capacidade de acomodação de GD por uma rede de distribuição de BT. Foram utilizados dados de uma amostra representativa de 50.000 redes de distribuição para análise. Para o departamento de planejamento da distribuição vinculado à pesquisa, foi recomendado um estudo caso a caso antes de fazer o reforço de rede geral. Além disso, o estudo propõe uma perspectiva de longo prazo para o crescimento de GD. O trabalho concluiu que o impacto das sobretensões é o mais relevante, mas não estimou os impactos nas perdas.

Apesar do trabalho também não ter foco em perdas técnicas, a metodologia utilizada por Oliveira (2019) mensurou o impacto da inserção de cargas não-lineares e geração distribuída tendo em vista o limite máximo de distorção harmônica definido no PRODIST Módulo 8. Foi utilizado o OpenDSS com a rede de distribuição do CIGRE para o estudo de caso. De forma geral, para os cenários analisados, não houve diferenças significativas na transgressão do limite de distorção harmônica.

Trabalhos que não utilizam o OpenDSS também têm resultados que contribuem nesta pesquisa. O estudo realizado por Fidalgo, Moreira e Cavalheiro (2019) teve como primeiro objetivo caracterizar o impacto de diferentes níveis de desbalanceamento nas



perdas técnicas em uma rede genérica simulada. O segundo objetivo dos autores foi caracterizar um nível real de desbalanceamento e como microgeração e iluminação pública podem impactar no desbalanceamento das fases em um caso realístico. Os autores realizaram simulações no Simulink de uma rede de 180 kVA genérica e depois utilizaram dados reais de duas redes de distribuição. Nas simulações do MATLAB, foi possível observar que as perdas crescem exponencialmente com o desbalanceamento de fases. É recomendado pelo trabalho que a concentração em uma única fase de GD e iluminação podem reduzir ainda mais as perdas técnicas do que a distribuição uniforme.

A análise de perdas técnicas também pode ser focada em equipamentos de controle de rede para otimizá-las. Freitas (2020) estudou a combinação de 3 tipologias de controle de inversores de sistemas fotovoltaicos para diferentes níveis de penetração de geração e diferentes curvas de incidência solar. A rede simulada no OpenDSS é real. Entre as métricas para avaliação das melhores opções, é avaliada a perda técnica. A conclusão do trabalho é que as combinações das funções que otimizam as métricas são diferentes para cada caso específico. Para o estudo e análise, são necessários diversos dados simultâneos e controle dos inversores individualmente, o que se mostra uma limitação para aplicação prática.

Uma outra abordagem que é essencial ao cálculo de perdas é a curva de carga utilizada. O trabalho de Soares *et al.* (2021) apresenta simulações de diferentes curvas de carga por lógica *fuzzy*, modificando as ordens de harmônicas para 3 casos distintos. Foi utilizado o caso base do IEEE 390 barras e simulado no OpenDSS. A conclusão do trabalho é que, para o pior caso, as harmônicas são responsáveis por 20% do total das perdas. Entretanto, os autores ressaltam que o caso de estudo tem resultados teóricos e não realísticos.

Cardoso (2022) realizou um trabalho com dados realísticos para uma rede de BT com presença de GD. estudou a quantidade de transgressões dos níveis de tensão em uma rede de distribuição de BT após a inserção de uma unidade de GD. O estudo de caso teve simulações no OpenDSS. A partir da criação de uma metodologia baseada na troca de *tap* e redistribuição de cargas, foi possível reduzir de 142 transgressões anuais para zero. A metodologia de redistribuição de cargas pode ser utilizada para avaliação das perdas técnicas, mas não foi o foco do trabalho.

No caso de UFU e EPRI (2022), são abordados os temas de inserção de GD e desbalanceamento de carga com foco nas perdas técnicas. Entre as indicações trazidas pelo trabalho, destacam-se a diminuição de perdas técnicas em 30% para o caso de estudo

da inserção de GD no cálculo. Com relação ao desequilíbrio de carga, não foi feito um estudo por meio de fluxo de potência. Porém, o estudo teórico com circuitos equivalentes resultou que, para um desequilíbrio de 30%, o aumento relativo das perdas é de 19% devido à corrente de neutro e adicional de correntes de sequência negativa e zero.

Por fim, Rego (2022) realizou um trabalho que otimiza as perdas da rede de distribuição por meio da alocação otimizada e despacho de potência controlada dentro de uma rede IEEE 34 barras, 70 barras e 400 barras. O ponto ótimo (mínimo de perdas) foi obtido por meio da têmpera simulada e da busca tabu. Essa abordagem não está relacionada com as responsabilidades empresas de distribui o de energia para o cenário de micro e minigera o pois a escolha da localiza o   realizada por parte dos investidores.

### 3.2 CONSIDERA OES FINAIS DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os trabalhos destacados se referem   revisão realizada e que tratam de perdas técnicas, GD ou desbalanceamento de carga. Existem trabalhos que separadamente analisam individualmente a inser o de GD ou desbalanceamento de carga, mas não têm como foco de estudo as perdas técnicas. Apesar de existirem trabalhos que visam estudar o impacto da GD e desbalanceamento de cargas nos sistemas, estes são limitados com rela o ao escopo de apenas um típico (GD ou desbalanceamento) ou a ferramenta (não utilizam o OpenDSS) ou a formula o de um problema apenas teórico. A análise de cenários dentro de uma variedade plausível da distribuidora e utilizando uma ferramenta utilizadas pelas empresas brasileiras   uma lacuna no estado da arte. A minoria dos trabalhos realiza algum tipo de estudo de impacto financeiro para corroborar com os resultados técnicos. Na Tabela 1   apresentada uma síntese dos trabalhos que foram analisados na revisão bibliográfica.

TABELA 1 - Resumo dos trabalhos da revisão bibliográfica comparados a esta proposta.

Trabalhos analisados	Perdas Técnicas	Geração Distribuída	Desbalanceamento de Carga	OpenDSS	Dados Realísticos	Análise financeira
(T. TANABE e YOKOYAMA, 2008)	X	X	X			
(STANEV, 2014)	X	X				
(PRIYANGIKA, WIJAYAPALA e BANDA, 2016)	X	X			X	X
(TORQUATO, SALLES, <i>et al.</i> , 2018)	X	X		X	X	
(OLIVEIRA, 2019)				X	X	
(FIDALGO, MOREIRA e CAVALHEIRO, 2019)	X	X	X		X	
(FREITAS, 2020)	X	X		X	X	
(SOARES, OLIVEIRA, <i>et al.</i> , 2021)		X		X		
(CARDOSO, 2022)		X		X	X	
(UFU e EPRI, 2022)	X	X				
(REGO, 2022)						
<b>Este trabalho</b>	X	X	X	X	X	X

Fonte: Autor.

Neste capítulo, os trabalhos considerados relevantes ao tema proposto foram listados e sucintamente apresentados.

No próximo capítulo, os passos da metodologia idealizada para avaliação quantitativa das perdas técnicas com base na geração distribuída e no desbalanceamento de cargas são apresentados.

## 4 PROCEDIMENTOS COMPUTACIONAIS E

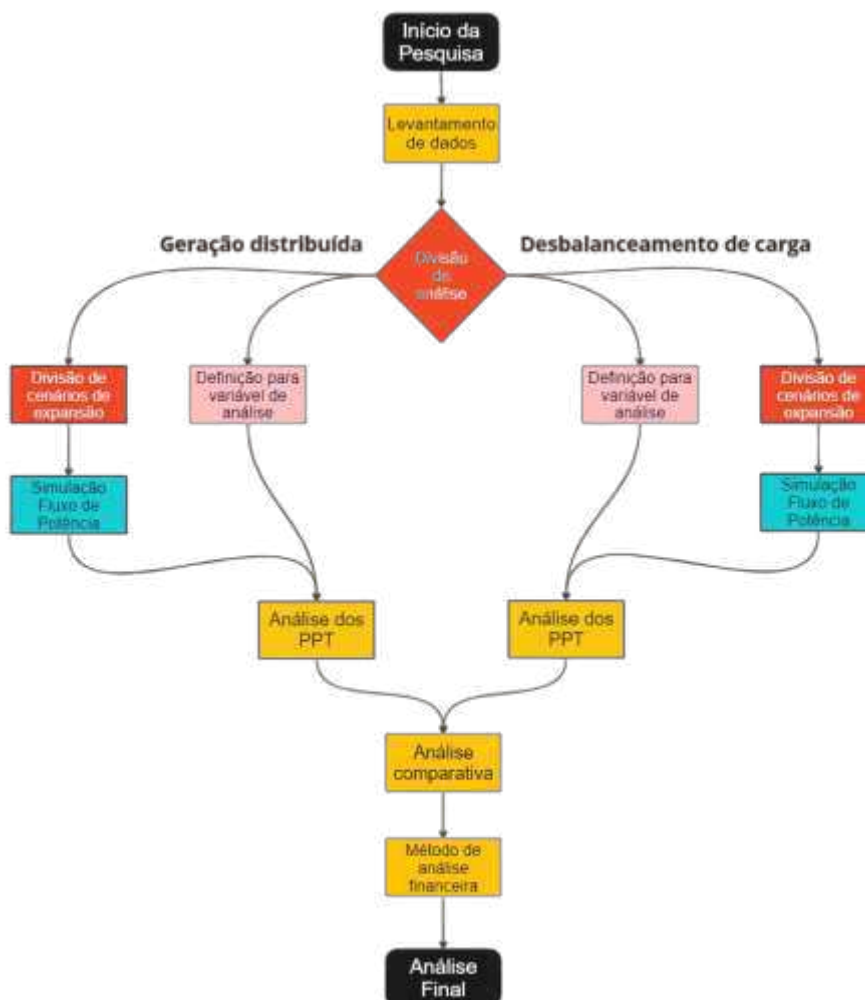
### SIMULAÇÕES

Neste capítulo, são descritos os procedimentos computacionais executados para a análise das perdas técnicas por meio do OpenDSS, sendo descritas as etapas de simulação e os passos necessários para a sua condução, bem como os pressupostos utilizados, hipóteses levantadas e as escolhas metodológicas realizadas.

A metodologia proposta para a análise segue o fluxograma apresentado na Figura 7. A metodologia proposta é uma contribuição deste trabalho para o estado da arte. Nesse trabalho, a metodologia é apresentada como fator inovador e de impacto no setor, além de ser aplicada em cenários representativos.

A rede utilizada como referência para construção do modelo usado no estudo de caso se localiza no município de Campina Grande – Paraíba. Os cenários escolhidos para avaliação atendem aos critérios necessários para atingir os objetivos traçados na pesquisa: analisar quantitativamente os impactos da inserção de geração distribuída e desbalanceamento de fases no cálculo de perdas técnicas de um sistema de distribuição de energia elétrica de BT, realizar a avaliação por meio dos indicadores numéricos práticos e realizar a avaliação financeiro desse impacto.

Figura 7 – Metodologia para avaliação dos impactos de GD e desbalanceamento de carga nas perdas técnicas.



Fonte: Autor.

A etapa de levantamento de dados relata a fase de demonstração das informações físicas dos equipamentos e dos componentes da rede elétrica utilizada nas simulações. Além disso, as informações acerca das cargas e da unidade de GD que é utilizada como base das simulações de fluxo de potência são apresentadas.

Em seguida, as etapas de seleção de variáveis para obtenção de indicadores numéricos e cenários de expansão ocorre em paralelo para GD e desbalanceamento de carga. Na primeira dessas duas etapas, são propostas variáveis que trazem um indicador numérico que pode ser representativo para avaliar quantitativamente o impacto nas perdas técnicas. A partir dessas variáveis, são propostos cenários de expansão da GD e desbalanceamento de carga e avaliados pelo indicador de perdas da ANEEL.

Após essa organização de variáveis e cenários de expansão, é realizada a etapa de simulação do fluxo de potência. Nessa etapa, realiza-se a programação de todos equipamentos, componentes, cargas e sistema de GD no software escolhido.

O resultado da simulação do fluxo de potência gera resultados comparáveis entre os cenários de GD e desbalanceamento de carga. Essa comparação é realizada para que possa diagnosticar, para o estudo realizado, qual, dentre GD e desbalanceamento, causa maior impacto nas perdas técnicas.

Por fim, um método de análise de impacto financeiro é realizado para incentivar distribuidoras a aderirem a avaliação contínua dos impactos da GD e desbalanceamento de cargas na sua operação.

#### 4.1 LEVANTAMENTO DE DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

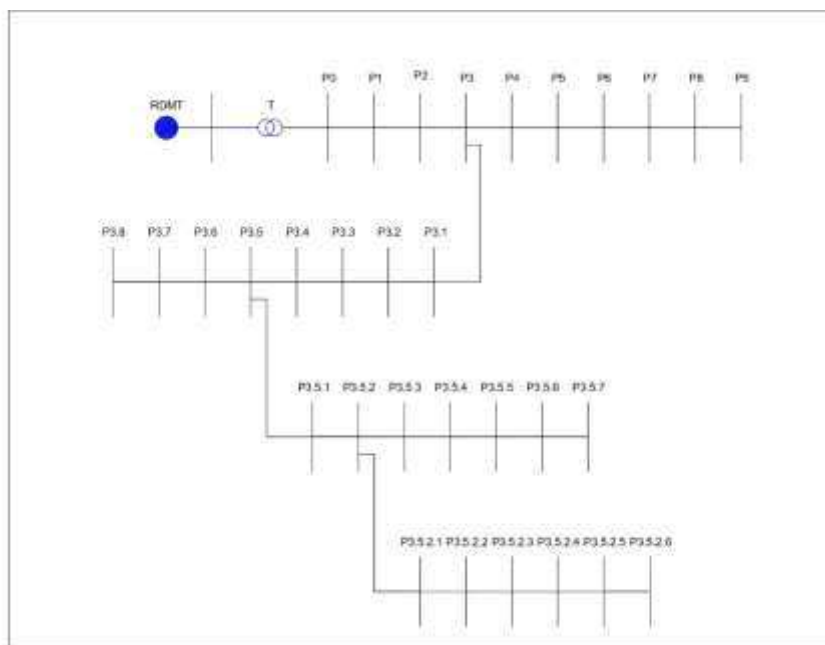
A primeira etapa da metodologia conduzida neste trabalho é o levantamento de dados da rede de distribuição analisada. De modo a analisar uma rede que apresente desbalanceamento de carga e GD, a rede de distribuição trabalhada deve ser uma rede de BT. Além disso, a rede utilizada como objeto para os estudos de caso é baseada em dados em coletados em campo, de modo que os procedimentos ora propostos podem ser considerados como representativos de situações reais.

Os dados da rede de distribuição de Cardoso (2022) são utilizados para embasar as simulações desta pesquisa. A autora apresenta uma rede de distribuição real de BT. Os dados de transformadores, UCs, uma única instalação de GD e tipos de condutores são determinados com base no levantamento de campo realizado pela pesquisadora. O diagrama unifilar da rede trifásica correspondente é apresentado na Figura 8. Esta rede é considerada representativa pois as configurações dos ramais de alimentação de baixa tensão urbanos são predominantemente radiais (GONEN, 1986).

Os dados geográficos de localização da unidade geradora foram obtidos e indicam latitude e longitude de  $-7,2245323^\circ$  e  $-35,9138678^\circ$ , respectivamente. A rede de BT é configurada após o transformador abaixador (T), que tem o primário conectado a uma rede de distribuição de média tensão (RDMT). A RDMT tem vãos médios de 40 m entre postes (P), os quais são os pontos de conexão entre a rede e a carga, conectados por linhas (L) de BT. As linhas são divididas em dois tipos, de acordo com os condutores de cada trecho. Em alguns trechos, são utilizados cabos de alumínio quadriplex com seção

transversal de  $3 \times 35+35 \text{ mm}^2$ . Nos demais trechos, são utilizados cabos de alumínio com alma de aço (CAA) 4 AWG. Os dados dos condutores são utilizados no cálculo de perdas Joule, conforme descrito por Cardoso (2022).

Figura 8 - Diagrama unifilar da rede de distribuição do estudo de caso.



Fonte: Adaptado de Cardoso (2022).

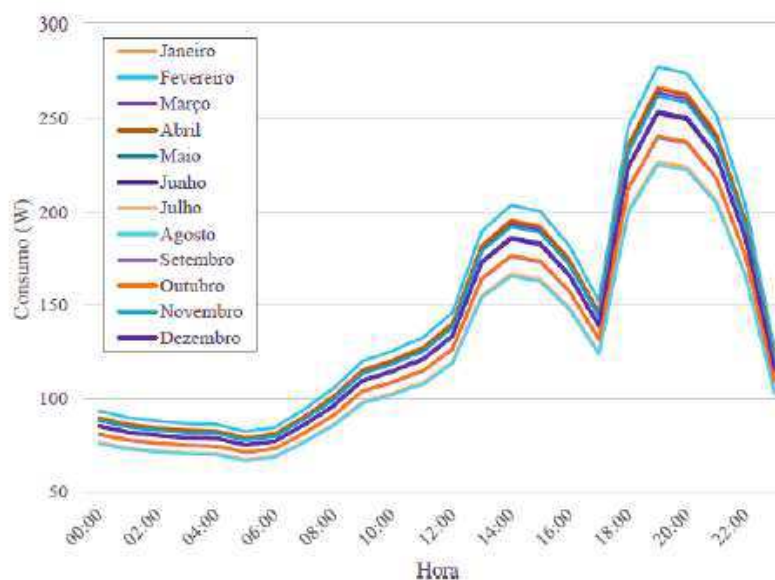
Os transformadores têm como principais dados característicos o tipo de conexão de MT/BT, nível de tensão primário, nível de tensão secundário, quantidade de fases e potência nominal. A modelagem do transformador com aspectos mais próximos à realidade é necessária para aproximar a simulação ao fenômeno físico das perdas técnicas. No caso da modelagem dos condutores, o comprimento dos trechos de rede e o tipo de condutor para cada um deles devem ser tomados como características essenciais para simulação realística da rede de BT.

Além dos equipamentos em si, torna-se necessário o levantamento de dados das UCs e sua caracterização. Os principais dados característicos das UCs são: quantidade de UCs, tipos de UCs (residencial, comercial, industrial ou rural), classe de atendimento (monofásica, bifásica ou trifásica) e curva de carga típica da UC.

Os dados da curva de carga devem ser obtidos a partir de uma metodologia de estimação de consumo baseado na abordagem *bottom-up* (PALENSKY, 2014). A abordagem é prevista dentro dos métodos de cálculo de perdas do PRODIST e utiliza dados desagregados para identificar o padrão de demanda/consumo ampliado. Os gráficos das curvas de cargas utilizadas são apresentados na Figura 9. O dimensionamento da

curva de geração da unidade de GD é realizado com base nos dados de temperatura ambiente e incidência solar nas coordenadas geográficas da usina.

Figura 9 – Curva de cargas adotadas para cada mês por UC.



Fonte: (CARDOSO, 2022).

Na Tabela 2 é apresentada uma síntese dos dados agregados dos equipamentos do modelo de rede de distribuição analisado.

Tabela 2 – Dados técnicos que caracterizam a rede de distribuição utilizada.

<b>Componente</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência</b>	<b>Tensão</b>
Transformador Abaixador	1	75 kVA	13,8 kV / 380 V
UCs residenciais monofásicas	49	49 kW	220 V
UCs residenciais trifásicas	8	60 kW	380 V
Unidade GD	1	9,88 kWp	220 V

Fonte: Adaptado de Cardoso (2022).

Os dados ora apresentados são as entradas para a programação da rede de distribuição em um *software* específico de cálculo de fluxo de potência, o OpenDSS.



## 4.2 DEFINIÇÃO DA VARIÁVEL DE ANÁLISE

A avaliação quantitativa dos impactos dos cenários de GD e desbalanceamento é um dos objetivos deste trabalho. A variável de referência de todos os estudos é o PPT (%) obtido por meio da razão da Energia Injetada e Perdas Técnicas. Este é o indicador numérico controlado pela ANEEL e representa as perdas técnicas no sistema estudado.

O valor do PPT é variável de acordo com os cenários de expansão da GD ou desbalanceamento de carga. Esses cenários são representados por variáveis quantitativas auxiliares, de modo a racionalizar e organizar a análise, viabilizando a identificação de padrões e a possível generalização dos resultados obtidos. A definição dessas variáveis deve ser correlacionada com a explicação do fenômeno físico das perdas técnicas e também com a facilidade de mensuração da variável por empresas do setor elétrico. Assim, a variável escolhida para representar os cenários será factível de ser utilizada no dia a dia para avaliação das perdas técnicas.

A escolha das variáveis específicas para expansão da GD e desbalanceamento de carga são apresentados a seguir. A escolha dessas variáveis é uma proposta de contribuição dessa pesquisa, pois são critérios inexistentes e sem referências bibliográficas diretamente relacionadas.

### 4.2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: FATOR DE CONCENTRAÇÃO PONDERADO

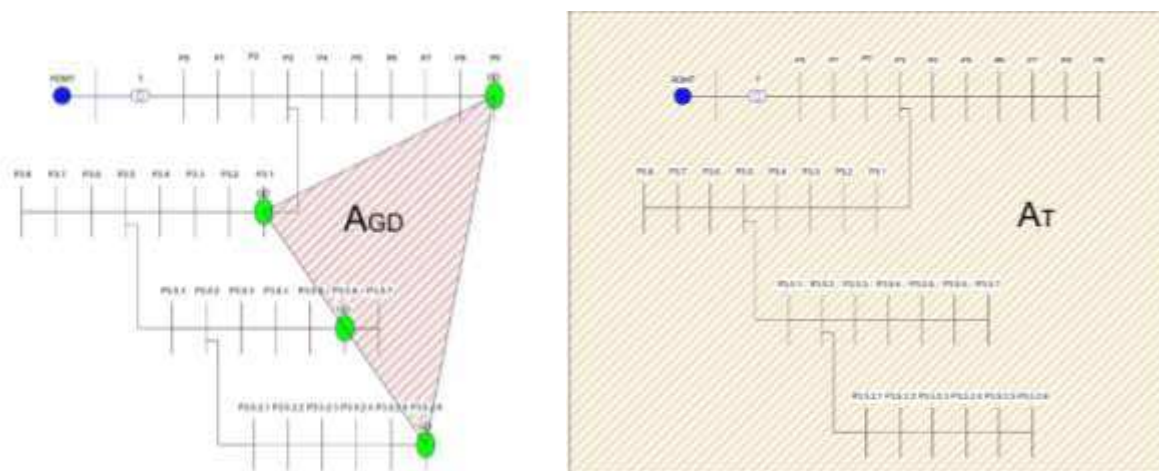
A concentração da GD deve ser avaliada quantitativamente para se ter uma comparação mais direta entre os casos estudados e diminuir a subjetividade da avaliação. Apenas o crescimento da potência de energia injetada, ou penetração de GD, não é suficiente para averiguar os impactos nas perdas técnicas. Dessa maneira, este trabalho propõe a criação de fatores auxiliares para a análise: um fator de fase e um fator de distância.

O fator de fase (FF) é definido como o desvio padrão das potências injetadas nas três fases do sistema de BT. Conforme apresentado na Fundamentação Teórica, a concentração de injeção de energia pode gerar sobrecarga em fluxo reverso de condutores aumentando as perdas. Logo, a hipótese a ser testada por este indicador é que, concentrando a energia injetada em uma fase, independentemente da localização, gera aumento de perdas técnicas. Quando a potência injetada é perfeitamente balanceada, o desvio padrão e o FF para concentração de GD são zero. Já em uma situação de

desbalanceamento, a situação é diversa, com crescimento do desvio padrão, e consequentemente, do FF.

O fator de distância (FD) é um indicador numérico que representa as quão próximas estão as unidades de GD. A hipótese que é testada por esse indicador é que, quão mais próximas estão as unidades de GD, maior é o fluxo reverso e maior serão as perdas. O indicador é definido, a princípio, como o inverso da distância elétrica (comprimento dos condutores) entre as instalações de GD. Apesar dessa distância estar diretamente ligada ao circuito elétrico e às perdas, é um dado de complexa aquisição por para alimentadores maiores e com maior inserção de GD por necessitar da integração de dados em bases distintas, além de processamento desses dados. Dessa maneira, o FD foi definido de modo alternativo como sendo inversamente proporcional à razão da área do polígono formado pela conexão dos pontos de localização de GD ( $A_{GD}$ ) sobre a área total da rede ( $A_T$ ). Figura 10 apresenta o conceito das áreas citadas.

Figura 10 – Exemplo das áreas de ocupação de GD (a esquerda) e área total considerada do ramal (a direita).



Fonte: Autor.

A proporção entre a área total do alimentador e a área do polígono associado estima a concentração da GD em relação à distância elétrica. A posição geográfica da UC é de fácil acesso e a área do polígono resultante, pode ser calculada por meio do método de Gauss (WEISSTEIN, 2023) a partir dos  $N$  pontos do polígono. A área total da rede do alimentador é necessária para determinar a porcentagem de ocupação das GDs. As Equações abaixo apresentam o conceito.

$$FD = \frac{1}{\left(1 - \frac{A_{GD}}{A_T}\right)}. \quad (9)$$

$$A_{GD} \geq A_T. \quad (10)$$

Quando a área do polígono da GD ( $A_{GD}$ ) se aproxima da área total ( $A_T$ ), o FD cresce. O crescimento representa a distribuição (inverso da concentração) da GD ao longo do alimentador.

Alguns ajustes necessitam ser realizados para os casos de 1 e 2 instalações de GD. Quando o sistema tem apenas 1 instalação de GD, nem o FD nem o FF são calculados. Contudo, no sistema com 2 pontos de GDs, o cálculo das variáveis de análise é realizado por meio da distância entre os pontos ( $L_{GD}$ ) e a maior distância da área do alimentador ( $L_{Max}$ ).

Uma análise quantitativa conjunta é proposta por meio de uma variável criada e intitulada como fator de concentração ponderado (FCPond). Os dois fatores (FF e FD) compõem o valor de FCPond de acordo com a sua relevância na variação das perdas técnicas. O fator de concentração é definido por meio da Equação (11):

$$FCPond = \frac{a \cdot FD + b \cdot FF}{a + b}. \quad (11)$$

Em que  $a$  e  $b$  são coeficientes inteiros que ponderam a relevância de FD ou FF na concentração e no PPT, conseqüentemente. A definição dos coeficientes será realizada por meio da correlação de FD e FF com as perdas técnicas durante a análise de resultados.

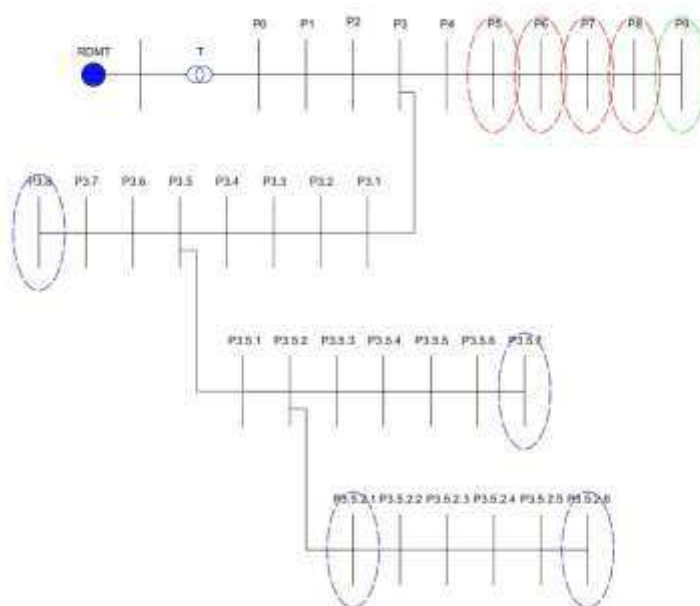
A hipótese inicial a ser validada é que o FCPond cresce junto com a penetração de GD e explica de maneira quantitativa a forma com que a microgeração pode impactar as perdas técnicas.

Para avaliar FCPond no cálculo do PPT, foram escolhidos casos arbitrários de instalação de GD (de 1 a 5 unidades) com diferentes configurações. Ao contrário de trabalhos que buscam diminuir as perdas pela localização e despacho ótimo de GD, este trabalho se propõe a analisar cenários factíveis da instalação de GD e compará-los entre si – mapeando os piores e melhores casos práticos e realísticos para GD em BT.

Na análise, P9 foi sorteado aleatoriamente como ponto de acoplamento comum inicial para a unidade de GD. Após isso, são escolhidos pontos estratégicos que representem a expansão da GD. Essa é indicada na Figura 11 em verde, sendo considerada

a GD referência para o fator de distância. A partir da distância da GD em P9, tem-se uma representação da inserção de 5 pontos de GD para casos mais próximos (em vermelho) e mais distantes (em azul). Os casos “distantes” e “próximos” são tratados isoladamente.

Figura 11 - Distribuição de 5 GDs para teste de concentração. Elipse verde: GD fixo. Elipses vermelhas: Concentração local. Elipses azuis: Distribuição local.



Fonte: Autor.

#### 4.2.2 DESBALANCEAMENTO DE CARGA: DESVIO PADRÃO DE CARGA ENTRE FASES

O desbalanceamento de carga de uma rede elétrica pode ser calculado por meio da razão entre as correntes de sequência negativa e sequência positiva. Entretanto, na distribuição de energia elétrica no Brasil não há medição individual das grandezas elétricas para os transformadores de redes em operação. Dessa maneira, a mensuração do desbalanceamento de carga na prática de sistemas de BT é complexa.

Assim, a mensuração numérica do desbalanceamento de carga é proposta pelo desvio padrão das demandas das UCs conectadas em cada fase. A demanda das UCs pode ser estimada de 3 maneiras:

- Curva de carga típica obtida em campanhas de medição da distribuição;
- Estimadas por fatores técnicos da rede de distribuição e socioeconômicos das UCs conectadas à rede;
- Declaração da potência instalada junto ao cadastro da distribuidora.

O presente trabalho utilizou a potência instalada de uma UC para representar a demanda unitária, pois é a informação de mais fácil acesso para a distribuidora por meio das solicitações de padrão de entrada. Assim, é esperado ter uma medição representativa do desbalanceamento das cargas por meio de indicador obtido de maneira prática.

O cálculo do desvio padrão é realizado seguindo os passos:

$$Pa = \sum_i^N P_{mono}(UC_i|A) + \sum_j^M \frac{P_{trif}(UC_j)}{3} \quad (12)$$

$$Pb = \sum_i^N P_{mono}(UC_i|B) + \sum_j^M \frac{P_{trif}(UC_j)}{3} \quad (13)$$

$$Pc = \sum_i^N P_{mono}(UC_i|C) + \sum_j^M \frac{P_{trif}(UC_j)}{3} \quad (14)$$

$$DPPF = \sqrt{\frac{\sum(P_i - \bar{P})^2}{3}} \quad (15)$$

Em que podem ser observados:

- $Pa, Pb, Pc$  são as potências das fases A, B e C respectivamente;
- $P_{mono}(UC_i|A)$  é a potência monofásica individual da UC conectada a fase A;
- $P_{mono}(UC_i|B)$  é a potência monofásica individual da UC conectada a fase B;
- $P_{mono}(UC_i|C)$  é a potência monofásica individual da UC conectada a fase C;
- $P_{trif}(UC_j)$  é a potência trifásica individual da UC conectada na rede;
- $\bar{P}$  média da potência das fases;
- $DPPF$  é o desvio padrão.

A cada UC monofásica que é transferida de uma fase para outra, o desvio padrão cresce, crescendo a mensuração do desbalanceamento de carga.

Nesse caso de análise, a hipótese inicial a ser validada é que o desbalanceamento de carga causado pela troca de cargas monofásicas pode ser explicado por meio do desvio padrão das potências por fases.

Para validar a correlação do desvio padrão com desbalanceamento e aumento de PPT, é realizado um cenário de expansão do desbalanceamento ao realocar cargas monofásicas para cargas distintas.

### 4.3 DIVISÃO DE CENÁRIOS PARA ANÁLISE

A metodologia do trabalho divide cenários para análise de diferentes fatores de influência dentro das perdas técnicas. Primeiro, é considerado um caso base para a rede trifásica sem a presença de GD, assim como previsto no Módulo 7 do PRODIST. Este caso será o caso base, ou referencial, para os demais estudados. Em seguida, são realizadas simulações de expansão da geração distribuída e, em seguida, do aumento do desbalanceamento de carga.

Os novos cenários são criados a partir da modificação individual das cargas e/ou sistemas de GD conforme apresentado a seguir. Os cenários são realísticos, ou seja, representam situações que acontecem em sistemas de distribuição com características de unidades consumidoras residenciais, com desbalanceamento de carga entre fases e possibilidade de entrada de mais GD no sistema. Dessa maneira, as alterações do caso base representam situações que podem ser presenciadas no trabalho habitual de uma distribuidora.

#### 4.3.1 CASO BASE – PRODIST MÓDULO 7

O caso base considera os pontos descritos no PRODIST Módulo 7, apresentados na seção 2.1.1, com a aplicação direcionada aos dados da rede de distribuição de BT, apresentados na seção 4.1. Este caso de estudo para rede de BT representa a referência atual da ANEEL para o cálculo de perdas técnicas. No cálculo, as cargas são distribuídas uniformemente entre as 3 fases e não há presença de geração distribuída.

#### 4.3.2 EXPANSÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os cenários de ampliação da GD são criados a partir do caso base. Nestes cenários, é buscado identificar o impacto da microgeração monofásica no sistema de BT. Dessa maneira, não há alteração da conexão de fase de nenhuma UC – o desbalanceamento de carga permanece em 0,0%.

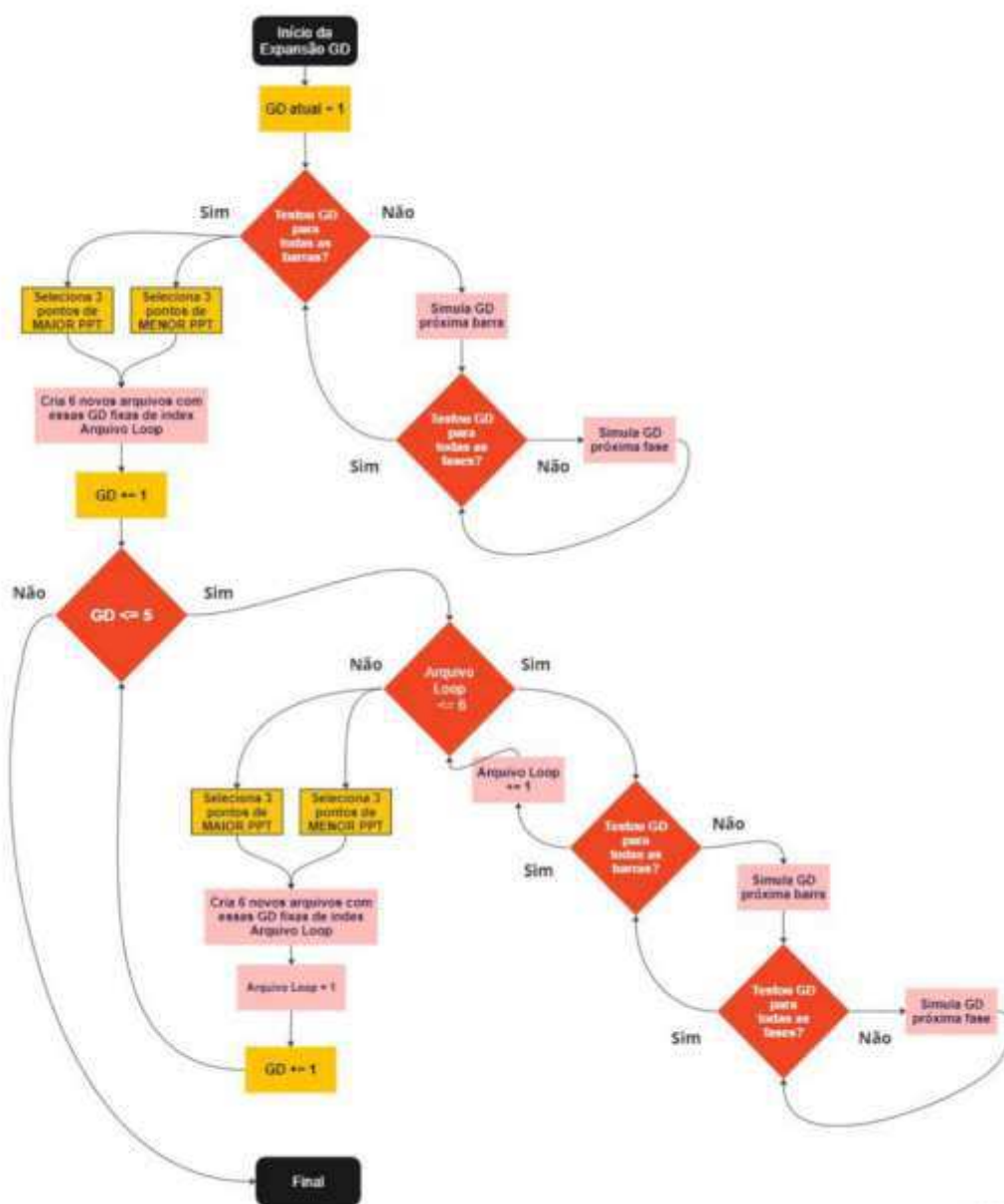
Para o sistema de BT analisado, é definido como um cenário relevante e plausível o cenário de até 5 GDs na rede. Um método de análise da penetração progressiva da GD é conduzido, de modo a possibilitar analisar casos extremos para 1 a 5 GDs e realizar análises fundamentadas em dados mais detalhados. As 5 GDs já representam um

percentual maior que 50% de penetração de potência no transformador. A partir do trabalho de Duong *et al.* (2017), é possível afirmar que acima de 30% de penetração de GD começam-se a ter impactos na performance de rede.

A rede tem 31 pontos de conexão e cada ponto de microgeração monofásica pode ser testado em 1 das 3 fases. Logo, para o cenário de 1 GD tem-se 93 simulações de fluxo de potência possíveis. A análise da inserção de GD em todos os pontos de conexão de maneira iterativa e extensiva implicaria em cerca de  $4,7 \times 10^{66}$  casos, o que torna a análise exaustiva impraticável. Assim, é apresentada uma solução para redução de casos, de modo a conduzir uma análise progressiva dos casos mais representativos, a qual é apresentada no fluxograma da Figura 12. Primeiro é realizada a simulação de 1 ponto de GD para todas as barras e fases possíveis. Em seguida, são selecionados os 6 casos representativos de PPT, que consistem nos 3 pontos com maior PPT e nos 3 pontos com menor PPT. A partir desses 6 novos casos são gerados novos arquivos do OpenDSS com a GD anterior fixada nas posições selecionadas. Esses novos arquivos são a base da simulação com mais uma unidade de microgeração. As simulações com a inserção de mais 1 ponto de GD para todas as barras e todas as fases são geradas para cada um dos 6 novos arquivos. Em sequência, é realizada uma nova iteração até que sejam simulados cenários de 5 GDs, garantindo-se que nenhum ponto de GD esteja no mesmo ponto de acoplamento de uma simulação anterior.

A quantidade total de cenários para análise da rede em estudo a partir do método proposto é de 2325 casos. A redução de cenários não deve causar prejuízos pois a realização da otimização por etapas é feita na escolha dos piores e melhores casos a cada inserção de GD. A hipótese inicial é que, a partir da seleção dos piores e melhores casos, surjam padrões que explicitem os potencializadores do impacto da GD nas perdas técnicas.

Figura 12 – Metodologia para análise da expansão progressiva de GD.



Fonte: Autor.

#### 4.3.3 EXPANSÃO DO DESBALANCEAMENTO DE CARGA

Os cenários de expansão do desbalanceamento de carga são realizados a partir da modificação do caso base. As cargas monofásicas foram realocadas entre fases, aumentando o desbalanceamento. A GD não foi considerada nessa análise.

A realocação de fases das UCs é realizada de maneira cautelosa, trechos da linha sempre estão com cargas equilibradas e inalteradas. O intuito dessa cautela é para não

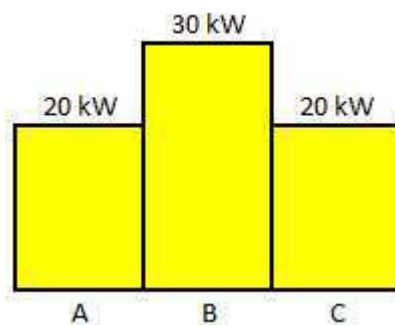


adentrar em casos severos de desbalanceamento médio e sair do propósito de uma análise realista.

Os cenários propostos de simulação de desbalanceamento com foco na correlação com as perdas técnicas têm 3 vertentes explicadas abaixo:

- Elevação de fase: Duas fases balanceadas e uma fase com potência maior. Cenário em que são retiradas cargas de 2 fases e realocadas em uma fase única. A profundidade da elevação foi variada em 3 graus: Severo, moderado e leve. As fases com menos carga permanecem equilibradas. A Figura 13 apresenta o conceito dessa vertente.

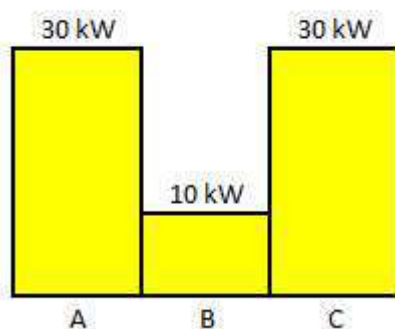
Figura 13 - Elevação de fase.



Fonte: Autor.

- Rebaixamento de fase: Duas fases balanceadas e uma fase com potência menor. Cenário em que são retiradas cargas de 1 fase e realocadas nas outras 2 fases. As fases com maiores cargas permanecem equilibradas. A profundidade do rebaixamento foi variada em 3 graus: Severo, moderado e leve. A Figura 14 apresenta o conceito dessa vertente.

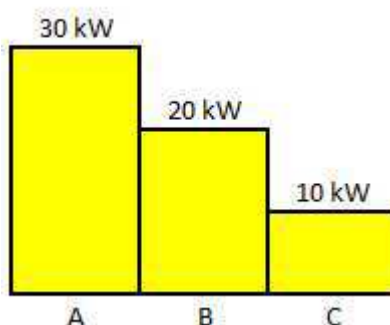
Figura 14 – Rebaixamento de fase.



Fonte: Autor.

- Escalonamento de fases: Cenário onde nenhuma das fases tem o mesmo nível de carga. A diferença de potência entre fases se manteve fixa, variando apenas as fases que estavam a maior ou menor em cada cenário. A Figura 15 apresenta o conceito dessa vertente.

Figura 15 – Escalonamento de fase.



Fonte: Autor.

Considerando as combinações possíveis para variar todas as cargas nas 3 vertentes, existe um total de 24 casos. Do total de 49 cargas a serem modificadas, cerca de 16% são realocadas nos casos de desbalanceamento mais severos. Os cenários de desbalanceamento leves são de cerca até 5% e para o caso moderado até 10%.

#### 4.4 SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA - OPENDSS

O *software* escolhido para realização das simulações de fluxo de potência da rede de distribuição é o OpenDSS. A ANEEL adotou o OpenDSS como *software* oficial de cálculo de perdas técnicas em 2014 (ANEEL, 2014) pois é um *software* de código aberto, o qual tem interface com linguagens de programação (Ex: Python, Matlab, C#), pode ser adaptado à configuração e especificidade de cada usuário e tem solução de sistemas em malha ou radiais em tempos equivalentes. Inicialmente, o OpenDSS originalmente foi desenvolvido para analisar a conexão de geração distribuída às redes de distribuição. Dessa maneira, espera-se que os resultados das análises possam ser ainda mais relevantes para o setor elétrico, pois são obtidos com a mesma ferramenta utilizada na indústria

O *software* utiliza o método iterativo de Newton-Raphson (BURDEN, 2015) para realizar o cálculo do fluxo de carga e encontrar o estado de equilíbrio do sistema. Por meio da declaração e caracterização de cada ponto elétrico, equipamento, componente e

conexão dos sistemas por meio de linhas de código, o *solver* constrói uma matriz de impedância e soluciona o fluxo de potência para cada degrau de tempo. O modelo de carga adotado na solução do fluxo de potência é o ZIP (KUNDUR, 1994), assim como previsto no Módulo 7 do PRODIST (2021).

As etapas de programação do OpenDSS seguiram as seguintes etapas: rede de distribuição (equipamentos e componentes), UCs (potência e curva de carga horária), sistema de GD e, por fim, medidores de energia para obtenção dos indicadores de perdas técnicas

Os dados dos condutores e transformadores são inseridos por meio de linha de código no OpenDSS. Os níveis de tensão do circuito programado são os níveis associados ao transformador da Tabela 2. A geometria dos cabos condutores segue catálogo dos fabricantes, ressaltando-se a diferença de seção transversal entre neutro e fase. As 30 linhas trifásicas são programadas conforme apresentado na seção anterior.

A programação das cargas tem o adicional da curva de demanda anual carregada no programa via arquivo separado por vírgulas (csv). O arquivo contém a demanda individual da UC projetada, para cada hora, durante 1 ano. A contabilização do total de horas anuais soma 8760 – sendo este o número de pontos de demanda utilizados. O cálculo do fluxo de potência é realizado para cada um desses pontos de forma independente. A potência de cada carga monofásica é estimada em 1 kW. A potência das UCs trifásicas varia de acordo com o tipo de carga levantado em campo. O fator de potência fixo em 0,92 atrasado.

Assim como para a curva de demanda, os dados de irradiação solar e de temperatura, coletados no INMET, foram carregados no mesmo passo de tempo, totalizando 8760 pontos. O sistema fotovoltaico foi programado pela função *PVSystem*. As variáveis consideradas no sistema solar por meio dessa função são eficiência = curva horária típica de usinas solares da região ponto de máxima potência = 9,88 kWp, potência = 9,88 kVA, irradiância = 1, temperatura = 25°C e fator de potência = 1.

A função do *Energymeter* permite fazer a aquisição dos dados acumulados para cálculo do Percentual de Perdas Técnicas (PPT) no ano para cada caso de estudo. Essa função permite adquirir os dados de *ZonekWh* e *ZoneLosseskWh* que são utilizados como dados de Energia Injetada e Perdas Técnicas para utilização da variável de análise – Percentual de Perdas Técnicas. A medição é realizada nos terminais do transformador do sistema.

O cálculo de perdas técnicas é realizado em uma base anual para considerar tanto a sazonalidade da GD quanto a do comportamento da carga.

Além das funções nativas do OpenDSS, também é desenvolvido um algoritmo em Python que faz a conexão com o *solver* de fluxo de potência por meio da biblioteca *py-dss-interface*. A aplicação dessa biblioteca neste trabalho é utilizada para cenários de expansão da GD devido ao alto volume de dados processados. O algoritmo é resultado que contribui diretamente para o estado da arte e é apresentado nas seções subsequentes por meio de um fluxograma.

## 4.5 ANÁLISE COMPARATIVA DE IMPACTO NO PPT

O impacto da inserção dessas duas novas variáveis (GD e do desbalanceamento de carga) no cálculo das perdas técnicas por meio da análise da variação do PPT é visualizado nas etapas anteriores do trabalho. Neste momento, é realizada uma análise comparativa direta entre as variáveis. Dessa maneira, é esperado diagnosticar, para o caso estudado, se uma delas é tem maior relevância para modificação das perdas técnicas.

A análise entre cenários de GD e desbalanceamento de carga deve ser realizado entre cenários os quais as modificações físicas no circuito elétrico podem ser consideradas equivalentes. A partir da equivalência, é esperado que as conclusões não sejam alteradas por fatores de desproporcionalidade. Os cenários equivalentes serão comparados entre si e também com o caso base.

## 4.6 MÉTODO DE ANÁLISE FINANCEIRA

A análise financeira do impacto da diferença da diminuição ou aumento da PPT devido à GD e desbalanceamento de carga é necessária para subsidiar decisões estratégicas. Serão detalhados os passos e as métricas financeiras utilizadas para avaliar o efeito das perdas técnicas no desempenho econômico da empresa ou sistema em análise. Essa abordagem visa fornecer uma visão quantitativa sobre as perdas técnicas e seu impacto nos resultados financeiros, contribuindo para uma melhor compreensão dos aspectos econômicos associados a esse fenômeno.

Assim, o método proposto deve contar com as seguintes premissas:

- Basear-se em casos típicos/representativos;

- Criar uma forma genérica de avaliação baseada no PPT.

Neste capítulo foram apresentados os principais aspectos da metodologia adotada para avaliar os impactos da GD e desbalanceamento de carga em um sistema de BT.

No capítulo subsequente são apresentados os resultados para cada um dos cenários e casos de estudo propostos.

## 5 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos por meio da metodologia descrita na seção anterior. Inicialmente, o resultado do caso base será detalhado. Nas subseções seguintes, os resultados extraídos das alterações no caso base serão apresentados. A análise dos resultados é realizada por meio do indicador de PPT e indicadores quantitativos que representam a característica de cada cenário.

### 5.1 CASO BASE – PRODIST MÓDULO 7

Para o caso base de cálculo de perdas técnicas, as cargas são distribuídas uniformemente entre as 3 fases e não há presença de geração distribuída. Dessa maneira, são obtidos os valores de referência de desbalanceamento de carga e PPT. Os resultados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resultados da simulação para o caso base.

<b>Caso</b>	<b>PPT (%)</b>	<b>Des. Carga (%)</b>
Caso base	10,41 %	0,00 %

Fonte: Autor.

O nível de desbalanceamento é zero porque o sistema está equilibrado. Ressalta-se que a GD é nula neste caso, pois o PRODIST Módulo 7 não prevê que esses dados compoñham o cálculo das perdas.

### 5.2 EXPANSÃO DO DESBALANCEAMENTO DE CARGA

A expansão do desbalanceamento de cargas é analisada em 3 casos derivados a partir do caso base (sem GD). A proporção de cargas alteradas aumenta proporcionalmente ao crescimento da variável que representa o desbalanceamento de cargas. Por fim, será apresentada a relação do PPT com o desbalanceamento de cargas nos cenários propostos.

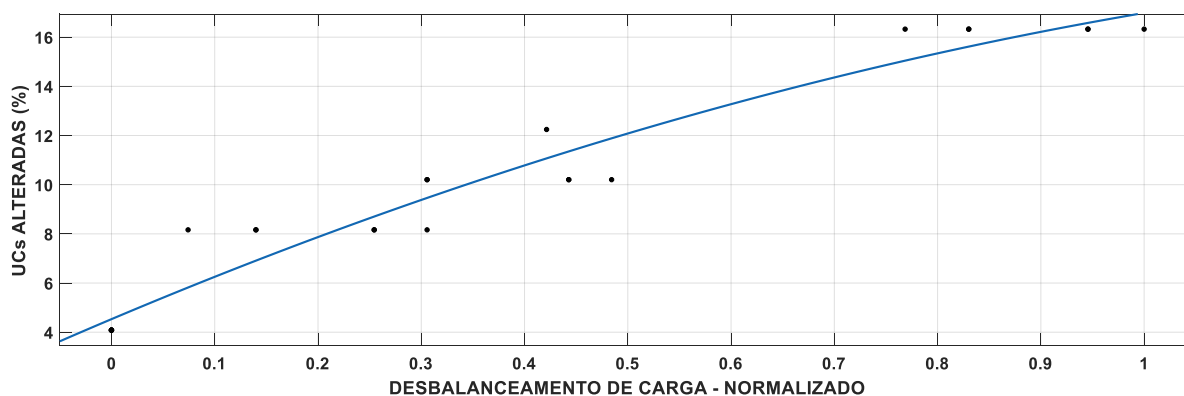
### 5.2.1 DEFINIÇÃO DE VARIÁVEL: DESVIO PADRÃO DE CARGA ENTRE FASES

O desvio padrão de carga entre fases foi calculado para os cenários de elevação de fase, rebaixamento de fase e escalonamento de fases. O valor de desvio padrão populacional calculado para cada cenário foi normalizado, pois a intenção das análises é criar uma avaliação comparativa dentro do grupo de cenários propostos.

Os cenários propostos possuíam 49 cargas monofásicas passíveis de terem suas fases modificadas. Seguindo o proposto na metodologia, as cargas foram modificadas e foram gerados 24 cenários de teste ao todo. Todas as fases foram avaliadas dentro dos 3 casos típicos para que os resultados fossem todos os cenários possíveis.

A quantidade de UCs modificadas para cada cenário variou de acordo com a fase e profundidade do desbalanceamento desejado. Para cada um dos cenários, é contabilizado o percentual de UCs que foram modificadas versus o caso de total balanceamento. A tendência esperada – e verificada – é que quanto maior a quantidade de UCs que estavam sendo modificadas, maior seria o desbalanceamento. A curva da tendência é apresentada em azul na Figura 16. A curva foi obtida por meio do ajuste de curva polinomial de segundo grau da função *Cftool* do MATLAB. A curva obtida foi a  $f(x) = p_1x^2 + p_2x + p_3$ , em que  $p_1 = -5,296$ ,  $p_2 = 17,75$  e  $p_3 = 4,531$  com  $R^2 = 0,95$ . Curvas polinomiais de menores ou maiores graus foram testadas, mas não representaram a tendência esperada.

Figura 16 – Correlação do Desvio Padrão de Cargas entre Fases e UCs alteradas por cenário.



Fonte: Autor.

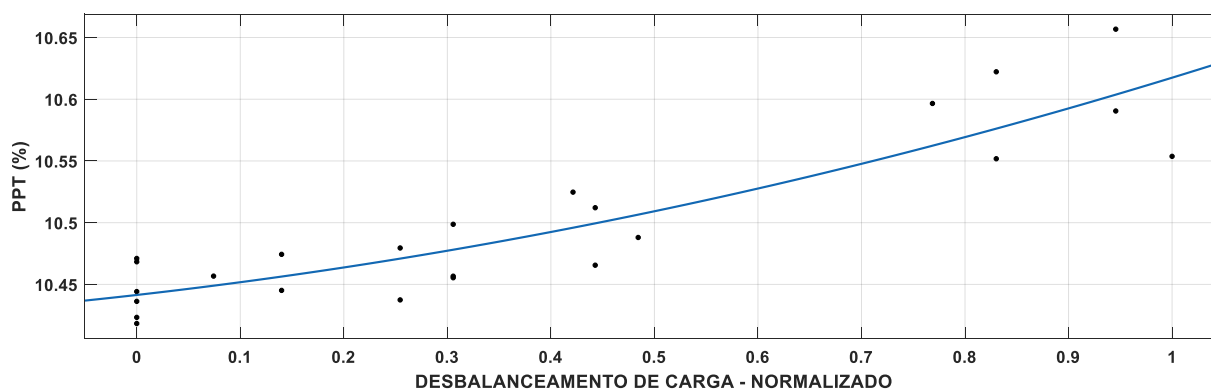
O desvio padrão da carga entre fases é uma variável que consegue representar o efeito físico do desbalanceamento de carga no aumento do PPT. Por ser uma variável

acessível ao cotidiano da distribuidora, é uma variável recomendada para análise das perdas.

### 5.2.2 EXPANSÃO DO DESBALANCEAMENTO DE CARGA

Após análise da variável explicativa, foi analisada a correlação entre o desbalanceamento de carga, representado pelo desvio padrão da potência entre fases, e o PPT de cada uma das simulações realizadas. A Figura 17 apresenta os resultados obtidos.

Figura 17 - Impacto do desbalanceamento de carga nas perdas técnicas.



Fonte: Autor.

As perdas técnicas sempre cresceram com o aumento do desvio padrão entre fases. O desbalanceamento não apresenta uma relação linear com as perdas, mas a tendência de crescimento junto a PPT é perceptível - os pontos se aglomeram na curva traçada por meio de ajuste de curva utilizando métodos polinomiais no MATLAB. A curva obtida foi a  $f(x) = p_1x^2 + p_2x + p_3$ , em que  $p_1 = 0,08078$ ,  $p_2 = 0,09524$  e  $p_3 = 10,44$  com  $R^2 = 0,81$ . Curvas polinomiais de menores ou maiores graus foram testadas, mas não representaram a tendência esperada

Conforme apresentado na Fundamentação Teórica, o aumento das componentes de sequência negativa e zero são explicações físicas, além do surgimento da própria corrente de neutro, tem como consequência o aumento do PPT. Apesar do aumento, para o maior caso de desbalanceamento mapeado, o aumento absoluto de PPT foi de 0,2%.



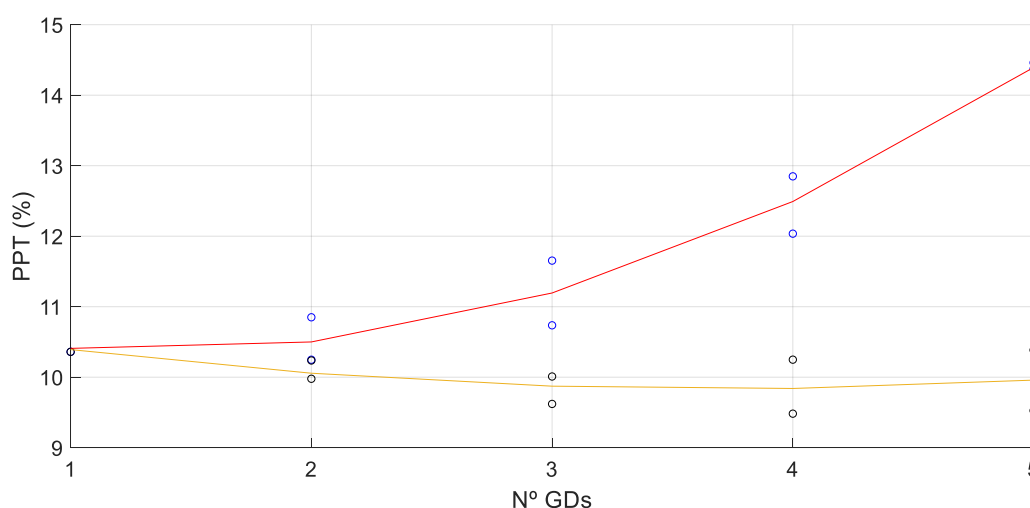
### 5.3 EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nesta seção, serão apresentados os resultados dos testes da variável explicativa proposta para análise dos impactos da GD e do algoritmo desenvolvido para simular cenários de expansão de GD.

#### 5.3.1 DEFINIÇÃO DE VARIÁVEL: FATOR DE CONCENTRAÇÃO PONDERADO

Os testes do Fator de Concentração Ponderado (FCPond) foram realizados para os cenários de expansão de GD de 1 a 5 unidades de GD no sistema de BT. A priori, foram escolhidos locais estratégicos que simulam a concentração local e de fases da GD. Os locais das 5 GDs para os 16 casos iniciais são apresentados na Figura 11. A inserção da GD segue os cenários propostos. O impacto da inserção de mais unidades de GD é representado na Figura 18. Os pontos em azul são os cenários de concentração da fase. Os pontos em preto são os cenários de distribuição equilibrada entre fases. As curvas foram obtidas por meio de ajustes de curvas polinomial para cada um dos grupos selecionados.

Figura 18 - Impacto da GD nas perdas técnicas.



Fonte: Autor.

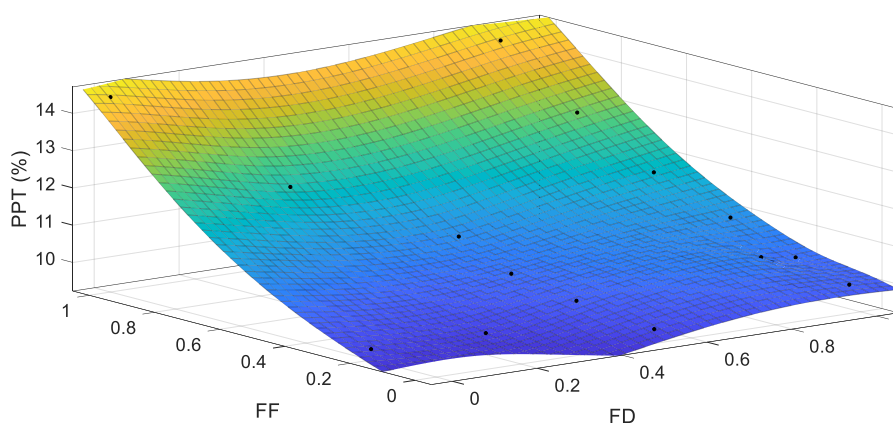
Como indicado pelas curvas da figura anterior, o impacto de se concentrar a GD na mesma fase, independente da distância entre elas, indica que este foi o principal fator responsável pelo aumento das perdas técnicas, as quais atingiram mais de 14,46%, no

caso de 5 pontos de GD. A tendência da distribuição das GDs em diferentes fases diminui as PPT, com exceção do caso em que as 5 GDs estão em pontos adjacentes (PPT = 10,38%).

Ambas as definições do fator de distância (FD) foram avaliadas: tanto pela distância elétrica entre GDs como também pela área de conexão dos pontos de GD. Foi possível observar que os dados apresentam alta correlação ( $R^2 = 0,97$ ). Dessa maneira, foi decidido por seguir com o FD baseado na localização/área das GDs por ser esta a informação mais acessível em campo.

O impacto do fator de concentração relativo à distância entre as GDs é evidenciado na dispersão das linhas de tendência pelos pontos em sua volta. Existe aumento do PPT devido essa concentração, mas é menos impactante que a concentração de fases. É possível observar, na Figura 19, o FF exerce maior influência que o FD na taxa de variação da superfície de tendência. Os resultados para concentração de fase e de distância foram normalizados para se ter uma melhor comparação entre os casos estudados. A curva de superfície foi baseada no método *thin-plate spline* e tem  $R^2 = 1$ . A curva baseada neste método está de acordo com o esperado, crescimento linear de PPT com relação a FF e FD, sendo a taxa de crescimento de PPT vs FF maior do que PPT vs FD. Além do método *thin-plate spline*, foram testados os métodos de *linear*, *nearest neighbor*, *cubic* e *bihamonic(v4)*. Todos obtiveram  $R^2 = 1$ , porém, apresentaram alguns pontos de *outliers* ou tendências que não corroboram com os dados obtidos.

Figura 19 – Correlação entre FF e FD no PPT.



Fonte: Autor.

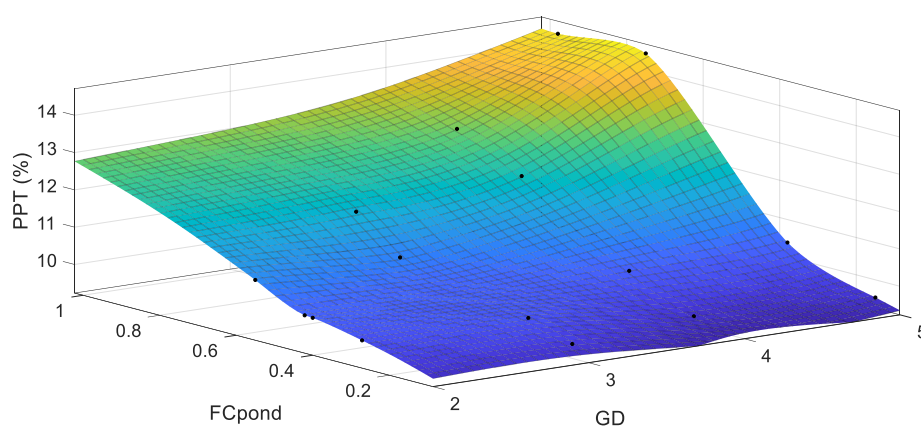
A análise de correlação das variáveis é realizada na curva apresentada na Figura 19. A escolha de valores que representem a e b são realizados de maneira empírica e

validação é realizada por meio do  $R^2$  entre FCPond (com valores de a e b), PPT e n° GDs. Primeiramente, foram selecionados números inteiros baseados nos fatos observados da correlação de FF e FD com PPT. Logo, FF deve ter maior ponderação que FD. Calculado FCPond, os valores eram levados para o ajuste de curvas com os dados de número de GDs do sistema e PPT. O primeiro caso de  $R^2 = 1$  e que validava a hipótese inicial foi escolhido para representar o fator. O FCPond da GD adotado foi o descrito pela Equação (16).

$$FCPond = \frac{FD + 3 \cdot FF}{4}. \quad (16)$$

O resultado da análise conjunta de FCPond, aumento de GD e PPT é representado na Figura 20. A superfície representada foi obtida por meio do método de interpolação *thin-plate spline* e tem  $R^2 = 1,0$ .

Figura 20 – Correlação entre FCPond e GD no PPT.



Fonte: Autor.

Adicionalmente, foi possível observar que o nível de perdas técnicas aumenta de acordo com o aumento da concentração e penetração de GD na rede de BT. A alta penetração de energia (5 usinas de microgeração monofásicas, no caso deste estudo) não causa aumento das perdas por si só, apenas quando combinada com a concentração em fases e/ou localização. A região azul demonstra valores de GD de 2 a 5 que tem baixo PPT e a mesma quantidade de GD pode ter uma alto PPT caso tenha um alto fator de concentração.

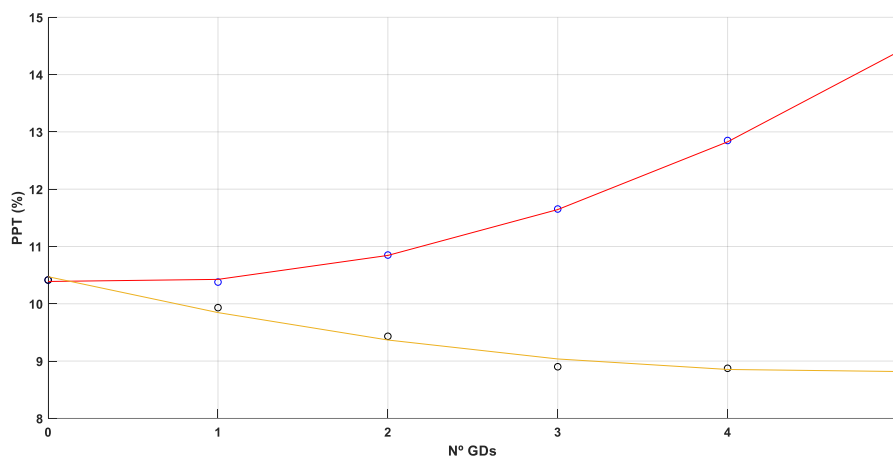
O aumento do PPT em alguns casos é esperado em trechos com menores cargas. Nesses casos, a energia injetada não é consumida pelas cargas e acarreta o aumento do

fluxo reverso nos casos de alta concentração, gerando possíveis sobrecargas em condutores que não são apropriados para esta potência. Além do aumento das perdas, também podem ocasionar futuros problemas de manutenção da rede de BT.

### 5.3.2 ESTUDOS DE CASO DA INSERÇÃO PROGRESSIVA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nesta seção serão apresentados os resultados oriundos das análises de 2325 casos simulados no OpenDSS integrados em Python pela biblioteca py-dss-interface. Os casos seguiram o que foi proposto na metodologia para simulação da expansão de GD apresentada na Figura 12. Apesar de haver um número de casos razoavelmente maior quando comparado a seção anterior, os resultados apresentados na Figura 21 indicam valores próximos a Figura 18. Os casos de maiores perdas (em vermelho) tem crescimento significativo desde a inserção do segundo ponto de GD. Os casos de menores perdas (em amarelo) apresentam diminuição das perdas, que desacelera com o crescimento da GD. As curvas foram obtidas por meio de ajustes de curvas por aproximação polinomial.

Figura 21 - PPT vs. n° GDs: evolução dos casos de e maiores e menores PPT.



Fonte: Autor.

Apesar de existir uma lógica que permite aos cenários se diversificarem, houve uma tendência para que a GD se localizasse em pontos estratégicos para aumentar ou diminuir as perdas. É apresentada na Tabela 4 a distribuição das 5 GDs para os casos extremos de PPT.

Tabela 4 – Localização e distribuição de fases para os casos extremos de 5 GDs.

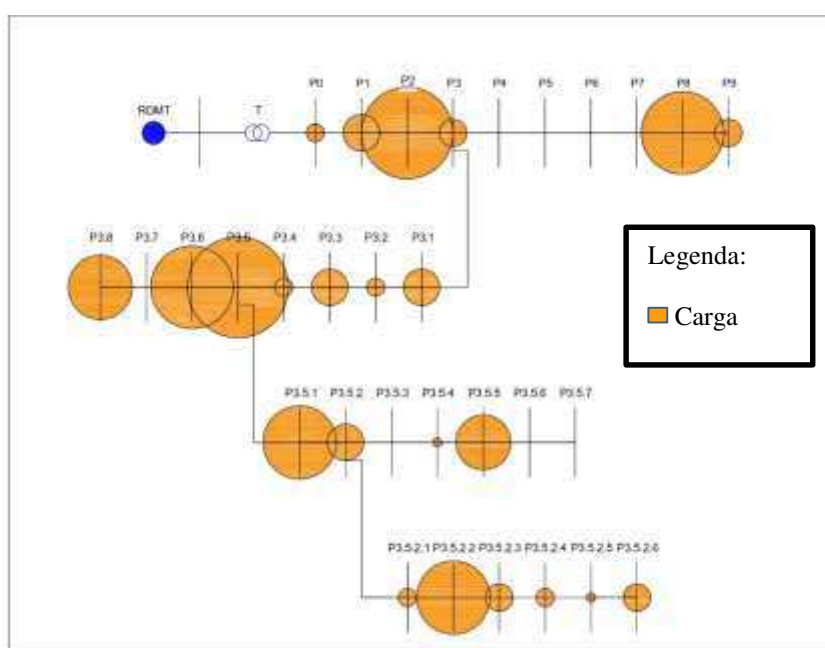
GD	Maior PPT		Menor PPT	
	Ponto	Fase	Ponto	Fase
1	P9	2	P3_5_2	1
2	P8	2	P3_5_1	3
3	P7	2	P3_5	2
4	P6	2	P3	1
5	P5	2	P2	2

Fonte: Autor.

Os dados apresentados na tabela corroboram com as definições trazidas pela análise da variável FCPond: a concentração de fase traz um maior crescimento no PPT enquanto a distribuição da GD por fases tem o efeito contrário.

A Figura 22 representa graficamente a distribuição de carga ao longo da rede. Na Figura, os círculos laranjas são proporcionais à carga demandada em cada ponto de conexão.

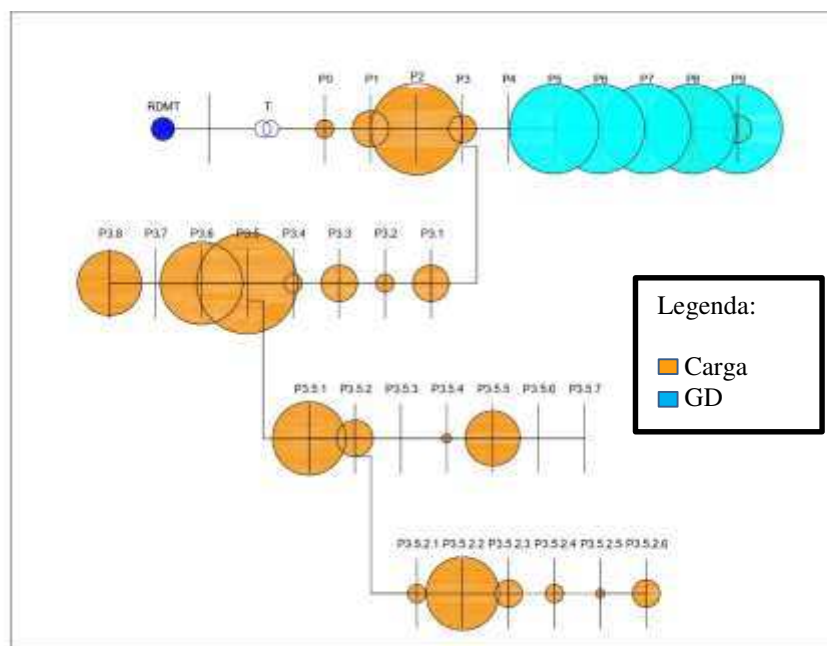
Figura 22 – Perfil de concentração de carga ao longo da rede BT.



Fonte: Autor.

É possível visualizar que a concentração de carga ao longo da linha também interfere diretamente na diferença do PPT. As Figuras 23 e 24 representam o perfil de carga adicionado à GD (também representado por círculos proporcionais à potência). O caso em que as perdas são maiores acontece por uma concentração de GD em um trecho com baixa carga e condutores de menor seção.

Figura 23 – Perfil da GD e Carga ao longo do alimentador para maior PPT.

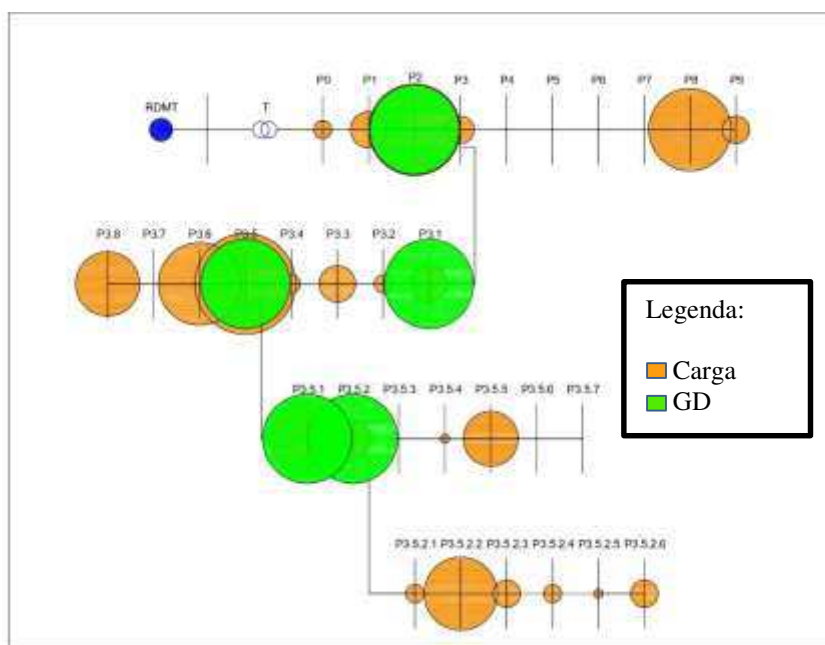


Fonte: Autor.

. No caso das perdas menores, tem-se a distribuição dos pontos de GD ao longo do alimentador e mais próximos de trechos com grande concentração de carga. Essas observações de maiores e menores casos de PPT ao longo de um ramal trazem embasamento para que a gestão das cargas e GD seja realizada.

A gestão de cargas e GD a partir do controle de informação e ações de troca de fases, quando possível, é uma ação que pode trazer benefícios ao sistema elétrico. Os casos analisados demonstram que a localização influencia para minimização das perdas, porém, a fase de conexão das cargas e GDs pode fazer com que tanto distribuidora quanto os consumidores sejam beneficiados com a diminuição de perdas. O caso contrário também é notado, caso não haja o controle e as fases de conexão sejam realizadas à revelia, podem ocorrer perdas excessivas no sistema de distribuição. Por serem perdas reais do sistema, caso essas perdas não sejam previstas no cálculo de perdas técnicas, elas serão repassadas como perdas não-técnicas para consumidores e, prejuízos ainda maiores, para distribuidoras.

Figura 24 - Perfil da GD e Carga ao longo do alimentador para menor PPT.



Fonte: Autor.

A análise de locais e fases onde a GD causaria impactos mais significativos nas perdas técnicas corrobora com o fato que a gestão da distribuição de fase entre cargas e GD é essencial para garantir impactos para trazer maior eficiência operacional. Além disso, pode ser embasamento técnico para tomada de decisão na parte de recondutoramento de trechos de linha ou divisão de circuitos.

#### 5.4 ANÁLISE COMPARATIVA E CASO BASE

A comparação dos cenários de modificação do sistema de BT proposto com o caso base e também entre os cenários foi realizada para casos equivalentes. A fim de ter uma análise isonômica e quantitativa, os cenários escolhidos para esta comparação foram aqueles em que as grandezas elétricas estavam na mesma faixa de valores. Assim, o cenário de 1 GD foi escolhido para ser comparado com o caso de 16% das UCs alteradas. A potência de pico de 1 GD é relativamente maior que a potência das UCs alteradas. A comparação é realizada na Tabela 5.

Tabela 5 - Comparação entre cenário de 1 GD e 16% de cargas desbalanceadas com o caso base.

<b>ID Caso</b>	<b>PPT (%)</b>	<b>Módulo do desvio relativo (%)</b>
<b>Caso Base</b>	10,41 %	-
<b>9% penetração GD (9,88 kWp)</b>	9,93 %	4,61 %
<b>16% UCs alteradas (8 kW)</b>	10,66 %	2,40 %

Fonte: Autor.

Para casos próximos é possível observar que a GD tem impacto quase 2 vezes maior que o do desbalanceamento de carga na elevação do PPT. Além disso, o caso escolhido de desbalanceamento de carga foi o caso mais grave, enquanto o de GD foi apenas um dos primeiros cenários levantados.

Entretanto, a depender da situação e configuração da rede, a relação entre os dois parâmetros pode ser alterada e o desbalanceamento de carga pode ser mais impactante que a GD. É recomendada a análise para cada situação específica.

## 5.5 MÉTODO DE ANÁLISE FINANCEIRA DA DIFERENÇA DO PPT

Nesta seção, será apresentado o método utilizado para analisar o impacto financeiro das perdas técnicas no contexto do estudo.

O primeiro passo da análise financeira da diferença do PPT é o entendimento do caso típico, que servirá como exemplo. A partir do caso típico, pode-se definir como a diferença de PPT é proporcional a uma diferença financeira em Reais (R\$).

Dessa maneira, foi realizado um levantamento dos casos médios das simulações apresentadas nas seções anteriores. Adicionalmente às análises anteriores, o estudo do caso típico foi realizado com foco na Energia Faturável (Diferença entre energia injetada e energia perdida). A Energia Faturável é aquela a partir da qual a distribuidora pode ter lucro. Os dados da média dos casos são apresentados na Tabela 6.



Tabela 6 - Caso típico de diferença de PPT.

<b>ID Caso</b>	<b>PPT (%)</b>	<b>Energia Injetada</b>	<b>Perdas Técnicas</b>	<b>Energia Faturável</b>
<b>Média Casos Desbalanceamento de Carga</b>	10,50 %	277.225 kWh	29.100 kWh	248.125 kWh
<b>Média Casos GD</b>	8,50 %	275.317 kWh	23.397 kWh	251.920 kWh

Fonte: Autor.

Os dados levantados dos casos simulados serão a base da análise. Além dos dados das simulações, são necessários outros dados e premissas de cálculo para finalização do estudo. A premissa inicial é que o estágio 0 é o de maior PPT e o estágio 1 será o de menor PPT. Além disso, são apresentados na Tabela 7 dados adicionais para essa análise.

Tabela 7 - Dados para estudo de caso típico.

<b>Descrição</b>	<b>Símbolo (Unidade)</b>	<b>Valor</b>
<b>Valor Médio de Compra do kWh</b>	V (R\$/kWh)	R\$ 0,217
<b>Percentual de lucro da distribuidora por kWh</b>	L (%)	5 %

Fonte: Autor.

A Equação (17) propõe a mensuração da diferença da PPT e a Equação (18) é a aplicação anterior para o caso típico que está sendo analisado.

$$\Delta PPT = PPT_0 - PPT_1. \quad (17)$$

$$\Delta PPT = 10,50 - 8,50 = 2 \%. \quad (18)$$

O mesmo conceito é aplicado na Equação (19), a qual propõe a mensuração da diferença da energia faturável e a Equação (20) é a aplicação da anterior para o caso típico que está sendo analisado.

$$\Delta E = E_1 - E_0. \quad (19)$$

$$\Delta E = 251.920 - 248.125 = 3795 \text{ kWh.} \quad (20)$$

A partir dos valores obtidos e apresentados na Tabela 7, a Equação (21) pode ser aplicada para definir  $TR$  – Taxo de retorno por ponto percentual.

$$TR = \frac{\Delta E}{\Delta PPT} \cdot \frac{L \cdot V}{100}. \quad (21)$$

Aplicando os valores do caso típico, obtém-se:

$$TR = \frac{3795}{2} \cdot \frac{5 \cdot 0,217}{100}. \quad (22)$$

$$TR = \frac{R\$ 20,60}{\Delta\%}. \quad (23)$$

A diferença de R\$ 20,60 para cada ponto percentual de diferença no PPT pode ser definida como o valor típico para demais análises.

Realizando um estudo de caso para um transformador urbano de média tensão (MT) na área de concessão estudada no Nordeste brasileiro, os dados dos casos foram obtidos em simulação para 5 GDs em um ano de fluxo de potência:

- $PPT_0 = 14,37\%$
- $PPT_1 = 8,84\%$

Os valores de PPT podem ser aplicados na Equação (24) para obtenção de  $GR$  – Ganho em Reais.

$$GR = TR \cdot \Delta PPT \cdot 100. \quad (24)$$

$$GR = 20,60 \cdot 5,53\% \cdot 100 = R\$ 113,93. \quad (25)$$

De acordo com dados coletados da distribuidora da área de concessão estudada, existem 20.653 transformadores de MT urbanos que pertencem a distribuidora. Em uma estimativa conservadora, 2% dos transformadores urbanos tem alta penetração de GD e, portanto, potencial de ganho conforme apresentado. Logo, o ganho potencial da gestão

das cargas e geração distribuída na área de concessão em um ano pode ser calculado conforme apresentado na Equação (26).

$$GR_{POTENCIAL} = R\$ 113,93 \cdot 413 = R\$ 47.051,38. \quad (26)$$

O valor de R\$ 47.051,38 representa o ganho potencial em um ano na área de concessão para a distribuidora caso seja adotada uma gestão eficiente das cargas e GD. O valor apresentado é de ganho, porém, pode ser de prejuízo caso o desbalanceamento de cargas e GD não seja evitado, levando a um aumento do PPT e conseqüentemente a diminuição do resultado operacional na venda de energia elétrica.

Neste capítulo, os principais resultados da pesquisa foram apresentados após a execução da metodologia proposta, sendo analisados e discutidos com foco nas suas aplicações e conseqüências para a indústria. A partir dos resultados, relatou-se comentários iniciais.

No próximo capítulo, serão apresentadas as conclusões desta pesquisa, baseada nos resultados obtidos até então. Ademais, os pontos que compõem possíveis desdobramentos em trabalhos futuro são apresentados no final do capítulo.

## 6 CONCLUSÕES

O presente trabalho realizou uma avaliação quantitativa dos impactos da GD e desbalanceamento de carga nas perdas técnicas de um sistema de BT. Os efeitos da GD e do desbalanceamento de cargas sobre as perdas foram investigados quantitativamente, e seu peso relativo sobre o nível de perdas foi comparado. As variáveis escolhidas para realizar a análise das perdas foram estudadas nesta pesquisa. Por fim, foi proposto um método de análise financeira baseado na diferença entre as perdas técnicas associado aos impactos da GD e do desbalanceamento de cargas.

A avaliação dos impactos conclui que o crescimento do desbalanceamento de carga e GD podem acarretar em diferenças significativas nas perdas técnicas, diminuindo ou aumentando o PPT a depender da forma pela qual são geridas as alocações de carga e microgeração.

As variáveis criadas para investigar as causas dos impactos são úteis na explicação do fenômeno do aumento das perdas e podem ser obtidas de maneira prática. O desvio padrão de cargas e o FCPond podem ser mensurados entre os casos de expansão de GD e cargas para análise de cenários. O estudo do FCPond possibilitou a constatação que a concentração de GD em fases é mais relevante do que a localização geográfica das UCs. A criação desta variável auxiliou o entendimento que a inserção de GD por si só não causa aumento ou diminuição das perdas, apenas quando combinada com a concentração em fases e/ou localização. A análise quantitativa dos cenários pode conduzir a melhores decisões estratégicas para aumento da eficiência operacional.

Dentro dos cenários levantados, foi possível observar que a GD teve um maior impacto relativo nas perdas técnicas do que o desbalanceamento de carga. Essa análise deve, entretanto, ser refeita para cada estudo de caso, podendo a metodologia proposta ser prontamente aplicada para este fim.

Por fim, a análise financeira realizada para 1 transformador de MT urbano mostra que, a título de exemplo, para a área de concessão objeto do estudo, pode existir um ganho potencial de R\$ 47.051,38. Logo, constata-se que a gestão da expansão e distribuição das cargas e GD é um caminho viável para aumentar o resultado operacional das empresas do setor elétrico.

## 6.1 TRABALHOS FUTURO

A presente pesquisa apresenta possibilidades na continuidade do trabalho com algumas sugestões:

- Análise conjunta do impacto do desbalanceamento de carga e GD no PPT;
- Adicionar variável de concentração de carga para análise do impacto da GD e desbalanceamento de cargas nas perdas técnicas;
- Criação de um método de gestão da distribuição das GD e cargas;
- Ampliação do escopo de indicadores de análise da ANEEL para sobretensão, subtensão e reativos;
- Realizar estudo das correntes elétricas do sistema e correlacionar as diferenças no PPT;
- Aplicação de método de otimização para escolha dos maiores e menores cenários de PPT.

De posse dos resultados decorrentes das etapas descritas, é esperado que haja embasamento suficiente para seguimentos dos pontos citados.

## 6.2 PUBLICAÇÃO ACADÊMICA

Este trabalho gerou um artigo aprovado e apresentado na XV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE), sediada em São Luís – MA entre os dias 04 e 06 de setembro de 2023. O título do trabalho é: “Uma Avaliação de Impactos da Geração Distribuída e Desbalanceamento de Carga nas Perdas Técnicas”.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR, ANEEL. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Infográfico ABSOLAR**. ABSOLAR, ANEEL. [S.l.]. 2023.

AL-SABOUNCHI, A. et al. Minimizing line energy loss of radial distribution feeder with a PV Distributed Generation unit avoiding reverse power flow. **2011 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)**, 2011. 1-6.

ANEEL. **Nota Técnica 0057/2014-SRD**. Brasília - DF. 2014.

ANEEL. **PRODIST - MÓDULO 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília. 2021.

ANEEL. **Relatório de Perdas de Energia na Distribuição**. Brasília. 2021.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0047/2022-SRD/ANEEL**. Brasília, DF. 2022.

ANEEL. Perdas de Energia. ANEEL, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia>>.

AYRES, H. M.; SALLES, D.; FREITAS, W. A Practical Second-Order Based Method for Power Losses Estimation in Distribution Systems With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 29, no. 2, 2014. 666-674.

BHIMARASETTI, R. T.; KUMAR, A. Distributed generation placement in unbalanced distribution system with seasonal load variation. **Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)**, 2014. 1-5.

BURDEN, R. L. . F. J. D. . B. A. M. **Numerical Analysis**. [S.l.]: Cengage Learning, 2015.

CANAG. Energia Solar Fovoltaica: Como funciona. **Site da CANAG**, 2022. Disponível em: <<https://www.canag.com.br/cpia-de-energia-fotovoltaica-cqpj>>.

CANAL SOLAR. O que é geração distribuída de energia elétrica? **Canal Solar**, 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida-de-energia-eletrica/>>.

CARDOSO, I. S. **AVALIAÇÃO DAS VIOLAÇÕES DOS LIMITES DE TENSÃO EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA APÓS A INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**. Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, PB. 2022.

CHIRADEJA, P. Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis. **IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific**, 2005. 1-5.

CIGRE. CIGRE active Working Groups Call for experts. **Cigre**, 2023. Disponível em: <<https://www.cigre.org/article/GB/cigre-active-working-groups--call-for-experts>>. Acesso em: 12 Julho 2023.

DUONG, M. Q. . N. T. T. . S. N. . S. M. The impactes of distributed generation penetration into the power system. **International Conference on Electromechanical and Power Systems (SIELMEN)**, Iasi, Romania, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Rio de Janeiro, RJ. 2006.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída**, 2021. Disponível em: <<http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/>>. Acesso em: 13 nov. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2021**. Rio de Janeiro. 2022.

EPRI. OpenDSS. **EPRI**, 2022. Disponível em: <<https://www.epri.com/pages/sa/opensds>>.

FIDALGO, J. N.; MOREIRA, C.; CAVALHEIRO, R. Impact of Load Unbalance on Low Voltage Network Losses. **2019 IEEE Milan PowerTech**, 2019. 1-5.

FREITAS, P. R. R. D. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica**. USP. São Paulo, SP. 2020.

GELMAN, A.; HILL, J. **Data analysis using regression and multilevel/hierarchical models**. [S.l.]: Cambridge university press, 2006.

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power System Analysis and Design**. 5ª. ed. Stamford : Cengage Learning , 2012.

GONEN, T. **Electric Power Distribution System Engineering**. [S.l.]: CRC Press, 1986.

GRANDI, G.; SOTTILE, S.; TENTI, P. Harmonics Injection by Power Electronics Inverters: A Comparative Evaluation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, p. 1826-1834, 2010. ISSN 3.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Electricity Information 2021**. [S.l.]. 2021.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: [s.n.], 1994.

LIMA, A.; ROCHA, G. R. A.; MARQUES, M. D. Analysis of Reverse Power Flow Impact on Distribution Feeders with High Penetration of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, p. 1637-1645, 2014. ISSN 4.

MOORE, D. S. **Introduction to the Practice of Statistics**. [S.l.]: WH Freeman and company, 2009.

MORTON, A. B.; MAREELS, I. M. Y. Overload Prevention and Loss Minimization in Managed Distribution Networks. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY VOL 15**, 2000.

OLIVEIRA, T. T. D. **Estudo de distorção harmônica em redes de distribuição de baixa tensão com sistemas fotovoltaicos e veículos elétricos**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, RS. 2019.

PALENSKY, P. . D. D. **Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads**. [S.l.]: CRC Press, 2014.

POSSAGNOLO, L. H. F. M. **PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO**. UNESP. Ilha Solteira, SP. 2019.

PRIYANGIKA, A. A. C.; WIJAYAPALA, W. D. A. S.; BANDA, H. M. W. The impact of distributed generation on transmission and distribution losses in Sri Lankan power system. **016 Electrical Engineering Conference (EECon)**, 2016. 54-58.

REGO, R. T. B. **ESTUDO COMPARATIVO E COMBINAÇÃO DAS METAHEURÍSTICAS TÊMPERA SIMULADA E BUSCA TABU PARA OTIMIZAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande. 2022.

ROSELLI, M. A.; YATSU, R. K.; HASHIMOTO, K. Cálculo de Perdas Técnicas Regulatórias em Sistemas de Distribuição. **XIX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Rio de Janeiro - RJ, 2007.

RUGTHAICHAROENCHEEP, N.; SIRISUMRANNUKUL, S. Feeder reconfiguration for loss reduction in three phase distribution system under unbalanced loading conditions. **45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010**, 2010. 1-6.

SAMBATH, S.; PALANIVEL, P. Energy conservation by loss reduction due to distributed generation. **2014 International Conference on Green Computing Communication and Electrical Engineering**, 2014. 1-4.

SILVA, L. R. D. **AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DE PERDAS NA PRESENÇA DE CARGAS NÃO LINEARES NA REDE ELÉTRICA UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**. Universidade de Brasília - UnB. [S.l.]. 2017.

SOARES, R. M. et al. Loss Analysis Due to Influence of Harmonics in a Distribution System. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, Almeria, Espanha, 2021.

SOUZA, K. J. F. N. C. D. et al. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM ARMAZENAMENTO CONECTADA À REDE ELÉTRICA. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Gramado, RS, p. NA, 2018.

STANEV, R. **Estimation of the Impact of Distributed Energy Resources on Electrical Network Power Losses**. Technical University of Sofia. Sofia, Bulgaria. 2014.

T. TANABE, T. F. K. N. Y. M.; YOKOYAMA, R. A loss minimum re-configuration algorithm of distribution systems under three-phase unbalanced condition. **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, 2008. 1-4.

TORQUATO, R. et al. A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 33, no. 2, 2018. 1002-1012.

UFU; EPRI. **CONTRIBUIÇÕES TÉCNICAS PARA A TOMADA DE SUBSÍDIOS 013/2022 DA ANEEL: Cálculo de Perdas na Distribuição da Energia Elétrica**. [S.l.]. 2022.

WANG, J. et al. Comprehensive Evaluation of Impacts of Distributed Generation on Voltage and Line Loss in Distribution Network. **th international conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, 2015. 2063-2067.

WEISSTEIN, E. W. Shoelace Formula. **MathWorld - A Wolfram Web Resource**, 2023. Disponível em: <<http://mathworld.wolfram.com/ShoelaceFormula.html>>. Acesso em: 2023.



WU, H.; YUAN, Y.; MA, K. A Novel Probabilistic Method for Energy Loss Estimation Using Minimal Line Current Information. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 35,NO. 6**, Novembre 2020.