



**Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação**

QUANTIFICAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DA DISTRIBUIÇÃO EM CONDIÇÕES DISTORCIDAS

LARA DE LIMA BRAZ

Uberlândia

2019

**Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação**

**QUANTIFICAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DA
DISTRIBUIÇÃO EM CONDIÇÕES DISTORCIDAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: José Rubens Macedo Junior

Uberlândia

2019

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

| | |
|------|---|
| B827 | Braz, Lara de Lima, 1995- |
| 2019 | Quantificação das Perdas Técnicas da Distribuição em Condições Distorcidas [recurso eletrônico] / Lara de Lima Braz. - 2019. Orientador: José Rubens Macedo Junior. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://dx.doi.org/10.14393/ufu.di.2019.2069 Inclui bibliografia. 1. Engenharia elétrica. I. Macedo Junior, José Rubens, 1972-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título. CDU: 621.3 |

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

LARA DE LIMA BRAZ

**QUANTIFICAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DA
DISTRIBUIÇÃO EM CONDIÇÕES DISTORCIDAS**

Banca examinadora

Prof. Dr. José Rubens Macedo Junior (Orientador)

Dr. Daniel Vieira

Prof. Dr. José Wilson Resende

Prof. Dr. Paulo Henrique Oliveira Rezende

Uberlândia, 29 de Julho de 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

ATA DE DEFESA

| | | | | | |
|------------------------------------|--|-----------------|-------|-----------------------|-------|
| Programa de Pós-Graduação em: | Engenharia Elétrica | | | | |
| Defesa de: | Dissertação de Mestrado Acadêmico, 713, COPEL. | | | | |
| Data: | 29/07/2019 | Hora de início: | 13:30 | Hora de encerramento: | 15:15 |
| Matrícula do Discente: | 11722EEL012 | | | | |
| Nome do Discente: | Lara de Lima Braz | | | | |
| Título do Trabalho: | Quantificação das perdas técnicas da distribuição em condições distorcidas. | | | | |
| Área de concentração: | Sistemas de energia elétrica | | | | |
| Linha de pesquisa: | Distribuição de energia elétrica | | | | |
| Projeto de Pesquisa de vinculação: | Título: Desenvolvimento de uma nova metodologia para quantificação das perdas técnicas da distribuição em condições distorcidas e desequilibradas Agência Financiadora: ENERGISA Início: 27/07/2018 Término: 26/07/2020 No. do Projeto na agência: PD-00404-1803/2018 Professor Coordenador: Prof. José Rubens Macedo Junior | | | | |

Reuniu-se no Anfiteatro 1E da Faculdade de Engenharia Elétrica, Campus Santa Mônica, da Universidade Federal de Uberlândia, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Paulo Henrique Oliveira Rezende - FEEELT/UFU; José Wilson Resende - FEELT/UFU; Daniel Vieira - ANEEL; José Rubens Macedo Junior - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). José Rubens Macedo Júnior, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de **Mestre**.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.

Documento assinado eletronicamente por **José Rubens Macedo Junior, Professor(a) do Magistério Superior**, em 29/07/2019, às 15:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Henrique Oliveira Rezende, Professor(a) do Magistério Superior**, em 29/07/2019, às 15:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de](#)

[outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Daniel Vieira, Usuário Externo**, em 29/07/2019, às 15:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **José Wilson Resende, Usuário Externo**, em 02/08/2019, às 09:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1325965** e o código CRC **C52EBD58**.

Dedico este trabalho aos meus pais Elter e Helena.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo cuidado e sustento em todas as coisas.

Ao Prof. José Rubens Macedo Junior, pela orientação neste trabalho, pela confiança em mim depositada e por todas as oportunidades e ensinamentos oferecidos nestes anos de pesquisa.

À minha família, por todo o incentivo e cuidado prestados.

Ao Lorenço Vasconcelos, pelo amor e paciência demonstrados em cada momento.

Aos colegas do LADEE (Laboratório de Distribuição de Energia Elétrica), por todo apoio e ajuda neste trabalho e, acima de tudo, pela amizade construída ao longo destes anos.

À CAPES, pelo suporte financeiro para a realização deste trabalho.

À Energisa, pelo suporte financeiro e pelas informações concedidas para o desenvolvimento desta pesquisa.

RESUMO

As perdas de energia nos sistemas de distribuição de energia elétrica são classificadas em perdas técnicas e não técnicas. As perdas não técnicas estão associadas à gestão comercial das distribuidoras e são parcialmente reconhecidas nas tarifas de energia elétrica. As perdas técnicas, por sua vez, ocorrem devido a fenômenos físicos intrínsecos ao processo de transporte de energia e são, portanto, integralmente reconhecidas na composição das tarifas de cada uma distribuidoras de energia elétrica. No Brasil, as perdas técnicas são determinadas por fluxo de potência para os sistemas de média e baixa tensão, de acordo com as recomendações da ANEEL, apresentadas no Módulo 7 do PRODIST. Contudo, as regras atuais não consideram as perdas de energia decorrentes da circulação de correntes harmônicas geradas pelas cargas não lineares, as quais representam a quase totalidade das cargas presentes nos sistemas elétricos em todo o mundo. Assim, este trabalho tem como objetivo considerar a inclusão das perdas harmônicas nas perdas técnicas da distribuição, bem como quantificar, ainda que de forma estimada, o efeito de tal inclusão. Nesse sentido, são realizados diversos estudos de casos devidamente implementados através da utilização do *software* OpenDSS, considerando-se os sistemas de média e baixa tensão de uma determinada distribuidora de energia elétrica. Para este propósito, as perdas técnicas foram calculadas de duas formas distintas: (i) considerando-se apenas a componente fundamental da corrente, como considerado atualmente pela ANEEL e (ii) incluindo-se as componentes harmônicas das correntes de linha, obtidas a partir de uma campanha de medição contemplando centenas de consumidores de diferentes distribuidoras de energia elétrica. Os resultados obtidos mostram que as correntes harmônicas, de fato, representam uma parcela adicional significativa nas perdas técnicas das distribuidoras, evidenciando um possível desequilíbrio na composição tarifária, com o consequente aumento numérico das perdas não-técnicas em detrimento das perdas técnicas.

Palavras-chave: perdas de energia, sistemas de distribuição, perdas técnicas, cargas não lineares, perdas harmônicas.

ABSTRACT

Energy losses in electric distribution utilities are classified as technical and non-technical losses. The non-technical losses are associated with the commercial management of the distribution utilities and they are partially recognized in energy tariffs. The technical losses, in turn, are intrinsically associated with the energy transportation process and they are fully recognized in the tariff composition for each distribution utility. In Brazil, the technical losses are determined by power flow studies considering the medium and low voltage systems, according to ANEEL recommendations, presented in Module 7 of PRODIST. However, the current procedures do not consider the energy losses resulting from the flow of harmonic currents generated by the nonlinear loads, which represent almost the totality of the electrical loads worldwide. Thus, this work aims to consider the inclusion of harmonic losses in the technical losses of the distribution utilities, as well as to quantify, albeit in an estimated way, the effect of such consideration. Several case studies are performed considering the use of OpenDSS software for the medium and low voltage systems of a specific electric distribution utility. For this purpose, the technical losses were calculated in two different ways: (i) considering only the fundamental component of the current, as currently considered by ANEEL and (ii) including the harmonic components of line currents, obtained from a measurement campaign carried out on hundreds of consumers from different electric utilities. The results obtained show that the harmonic currents, in fact, represent a significant additional share in the technical losses of the distribution utilities, highlighting a possible imbalance in the energy tariff composition, with the consequent numerical increase of the non-technical losses in detriment to the technical losses.

Keywords: energy losses, distribution systems, technical losses, nonlinear loads, harmonic losses.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Perda por efeito Joule nos condutores. | 24 |
| Figura 2 – Representação por série de Fourier de uma forma de onda distorcida [15]. | 28 |
| Figura 3 - Distorção de corrente em um resistor não linear [15]. | 30 |
| Figura 4 - Forma de onda da corrente de uma lâmpada fluorescente com reator eletrônico [15]. | 30 |
| Figura 5 - Conteúdo harmônico da corrente de uma lâmpada fluorescente com reator eletrônico [15]. | 31 |
| Figura 6 - Forma de onda da corrente de uma fonte chaveada [15]. | 31 |
| Figura 7 - Conteúdo harmônico da corrente de uma fonte chaveada [15]. | 31 |
| Figura 8 - Forma de onda da corrente de um regulador de velocidade trifásico [15]. | 32 |
| Figura 9 - Espectro harmônico da corrente de um regulador de velocidade trifásico. [15]. | 32 |
| Figura 10 - Característica da tensão e corrente em um transformador [15]. | 32 |
| Figura 11 - Forma de onda da corrente de magnetização de um transformador [15]. | 33 |
| Figura 12 - Conteúdo harmônico da corrente de magnetização de um transformador [15]. | 33 |
| Figura 13 - Efeito Joule no condutor, na presença de correntes harmônicas. | 40 |
| Figura 14 - Sistema com carga linear para análise da perda joulica. | 40 |
| Figura 15 - Sistema com carga não linear para análise da perda joulica. | 41 |
| Figura 16 - Forma de onda aplicada para leitura dos medidores eletrônicos. | 43 |
| Figura 17 - Valores de potência medidos pelos medidores eletrônicos, para o sinal da Figura 16. | 43 |
| Figura 18 - Definição de barra no OpenDSS [17]. | 46 |
| Figura 19 - Definição de terminal no OpenDSS [17]. | 46 |
| Figura 20 - Elemento de conversão de energia [17]. | 47 |
| Figura 21 - Representação das cargas no OpenDSS como equivalente de Norton [17]. | 47 |
| Figura 22 - Elemento de fornecimento de energia [17]. | 48 |
| Figura 23 – Interface ProgGeoPerdas. | 52 |
| Figura 24 – Conteúdo do arquivo Master. | 54 |
| Figura 25 - Conteúdo do arquivo Segmentos. | 55 |
| Figura 26 - Conteúdo do arquivo Código de Condutores. | 56 |
| Figura 27 - Conteúdo do arquivo Chaves. | 57 |
| Figura 28 – Conteúdo do arquivo Circuito. | 58 |
| Figura 29 - Conteúdo do arquivo Transformadores. | 59 |
| Figura 30 – Conteúdo do arquivo Medidores. | 59 |
| Figura 31 – Conteúdo do arquivo Reguladores de Tensão. | 60 |
| Figura 32 – Conteúdo do arquivo Tensões Base. | 61 |
| Figura 33 - Conteúdo do arquivo Cargas. | 62 |
| Figura 34 - Conteúdo do arquivo Curvas de Carga. | 63 |

| | |
|--|----|
| Figura 35 - Curvas de carga para tipologia Comercial - tipo 1. | 64 |
| Figura 36 – Modificação do arquivo Master. | 66 |
| Figura 37 - Modificação do arquivo Cargas. | 67 |
| Figura 38 - Conteúdo do arquivo Espectros. | 68 |
| Figura 39 - Espectro harmônico - tipologia: Residencial. | 69 |
| Figura 40 - Espectro harmônico - tipologia: Comercial. | 69 |
| Figura 41 - Espectro harmônico - tipologia: Industrial. | 69 |
| Figura 42 - Espectro harmônico - tipologia: Rural. | 70 |
| Figura 43 - Espectro harmônico - tipologia: Serviço Público. | 70 |
| Figura 44 - Espectro harmônico - tipologia: Poder Público. | 70 |
| Figura 45 - Espectro harmônico - tipologia: Iluminação Pública. | 71 |
| Figura 46 - Espectro harmônico - tipologia: Média Tensão. | 71 |
| Figura 47 - Conteúdo do arquivo de resultados. | 74 |
| Figura 48 - Perda técnica diária – Maio. | 77 |
| Figura 49 - Composição das cargas de baixa tensão do alimentador. | 77 |
| Figura 50 – Variação das perdas técnicas durante o ano. | 78 |
| Figura 51 - Perdas técnicas em relação à energia total do alimentador. | 78 |
| Figura 52 - Composição das perdas técnicas. | 79 |
| Figura 53 – Perdas técnicas em relação à energia total do sistema. | 80 |
| Figura 54 – Composição das perdas técnicas totais da rede. | 80 |
| Figura 55 - Perdas harmônicas – por distribuidora e valor acumulado. | 81 |
| Figura 56 – Impacto financeiro das perdas harmônicas – por distribuidora e valor acumulado. | 82 |
| Figura 57 – Perdas harmônicas – por distribuidora e valor acumulado do grupo Energisa. | 82 |
| Figura 58 – Impacto financeiro das perdas harmônicas – por distribuidora e valor acumulado do grupo Energisa. | 83 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela I - Resultados do fluxo de potência para sistema com carga linear..... | 41 |
| Tabela II - Resultados do fluxo de potência para sistema com carga não linear..... | 41 |
| Tabela III - Ângulos das componentes harmônicas – tipologia: Residencial. | 71 |
| Tabela IV - Ângulos das componentes harmônicas – tipologia: Comercial | 72 |
| Tabela V - Ângulos das componentes harmônicas – tipologia: Industrial. | 72 |
| Tabela VI - Ângulos das componentes harmônicas – tipologia: Iluminação Pública..... | 72 |
| Tabela VII - Ângulos das componentes harmônicas – tipologia: Média Tensão..... | 72 |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO..... | 15 |
| 1.1 | Motivação | 15 |
| 1.2 | Contextualização do Cálculo das Perdas Técnicas no Brasil..... | 16 |
| 1.3 | Revisão bibliográfica | 18 |
| 1.4 | Objetivos e Estrutura da Dissertação | 19 |
| 2 | FUNDAMENTOS TEÓRICOS | 22 |
| 2.1 | Perdas Técnicas na Distribuição | 22 |
| 2.1.1 | <i>Perdas em Transformadores.....</i> | <i>22</i> |
| 2.1.2 | <i>Perdas por Efeito Joule</i> | <i>23</i> |
| 2.2 | Módulo 7 – PRODIST | 25 |
| 2.2.1 | <i>Cálculo das Perdas no Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT.....</i> | <i>26</i> |
| 2.2.2 | <i>Cálculo das Perdas em Transformadores de Potência.....</i> | <i>26</i> |
| 2.2.3 | <i>Cálculo das Perdas no SDMT e SDBT</i> | <i>26</i> |
| 2.2.4 | <i>Cálculo das Perdas em Transformadores de Distribuição</i> | <i>27</i> |
| 2.3 | Distorções Harmônicas..... | 27 |
| 2.3.1 | <i>Fontes de Distorções Harmônicas.....</i> | <i>29</i> |
| 2.3.1.1 | Iluminação Fluorescente | 30 |
| 2.3.1.2 | Fontes de Alimentação Chaveadas..... | 31 |
| 2.3.1.3 | Reguladores de Velocidade | 31 |
| 2.3.1.4 | Transformadores | 32 |
| 2.3.2 | <i>Grandezas Elétricas sob Condições Não Senoidais.....</i> | <i>33</i> |
| 2.3.2.1 | Valores Eficazes para Sinais Distorcidos..... | 33 |

| | | |
|---------|---|----|
| 2.3.2.2 | Análise da Potência Total Instantânea em Condições Não Senoidais | 35 |
| 2.3.3 | <i>Efeitos das Distorções Harmônicas</i> | 39 |
| 2.3.3.1 | Perdas Adicionais em Condutores | 39 |
| 2.4 | Estudo de Caso para Análise Conceitual | 40 |
| 2.5 | Considerações Finais | 43 |
| 3 | ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA | 45 |
| 3.1 | O software OpenDSS | 45 |
| 3.1.1 | <i>Elementos Básicos do OpenDSS</i> | 46 |
| 3.1.1.1 | Barra | 46 |
| 3.1.1.2 | Terminal | 46 |
| 3.1.1.3 | Elemento de Conversão de Energia (Power Conversion (PC) Element) | 47 |
| 3.1.1.4 | Elemento de Fornecimento de Energia (Power Delivery (PD) Element) | 47 |
| 3.1.2 | <i>Fluxo de Potência Fundamental no OpenDSS – Método de Injeção de Correntes Nodais</i> | 48 |
| 3.1.2.1 | Algoritmo do Método de Injeção de Correntes Nodais | 48 |
| 3.1.3 | <i>Fluxo Harmônico no OpenDSS</i> | 50 |
| 3.1.4 | <i>Cálculo das Perdas Técnicas</i> | 51 |
| 3.2 | Considerações Finais | 51 |
| 4 | METODOLOGIA | 52 |
| 4.1 | Metodologia utilizada pela ANEEL | 52 |
| 4.1.1 | <i>Arquivos Master</i> | 53 |
| 4.1.1.1 | Modo de Execução – Daily | 54 |
| 4.1.2 | <i>Arquivos de Segmentos de Rede</i> | 55 |
| 4.1.3 | <i>Arquivo de Ramais de Ligação</i> | 56 |
| 4.1.4 | <i>Arquivo de Código de Condutores</i> | 56 |
| 4.1.5 | <i>Arquivos de Chaves</i> | 57 |
| 4.1.6 | <i>Arquivo de Circuito</i> | 57 |

| | | |
|---------|--|----|
| 4.1.7 | <i>Arquivo de Transformadores</i> | 58 |
| 4.1.8 | <i>Arquivo de Medidores</i> | 59 |
| 4.1.9 | <i>Arquivo de Regulador de Tensão</i> | 60 |
| 4.1.10 | <i>Arquivo de Tensões Base</i> | 60 |
| 4.1.11 | <i>Arquivos de Cargas</i> | 61 |
| 4.1.12 | <i>Arquivos de Curva de Carga</i> | 63 |
| 4.1.13 | <i>Passo a passo da Execução no OpenDSS – Método ANEEL</i> | 64 |
| 4.2 | Metodologia utilizada nos Estudos de Casos | 64 |
| 4.2.1 | <i>Preparação dos Arquivos</i> | 65 |
| 4.2.1.1 | <i>Arquivo Master</i> | 66 |
| 4.2.1.2 | <i>Arquivo Cargas</i> | 66 |
| 4.2.1.3 | <i>Arquivo Espectros</i> | 67 |
| 4.2.1.4 | <i>Levantamento dos Espectros Harmônicos Utilizados</i> | 68 |
| 4.2.2 | <i>Execução do OpenDSS</i> | 73 |
| 4.2.3 | <i>Organização dos Resultados</i> | 74 |
| 4.3 | Considerações Finais | 75 |
| 5 | ESTUDOS DE CASOS | 76 |
| 5.1 | Análise para um Alimentador Real | 76 |
| 5.2 | Análise para toda a rede da Energisa Sergipe | 79 |
| 5.3 | Análise do Impacto das Perdas Harmônicas para as Distribuidoras | 81 |
| 5.3.1 | <i>Análise para as distribuidoras brasileiras</i> | 81 |
| 5.3.2 | <i>Análise para as distribuidoras do grupo Energisa</i> | 82 |
| 5.4 | Considerações Finais | 83 |
| 6 | CONCLUSÕES | 85 |
| | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 88 |

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A constante evolução tecnológica permite que os equipamentos elétricos sejam cada vez mais eficientes, principalmente por meio do uso da eletrônica, a qual proporciona inúmeras funcionalidades a seus usuários. Entretanto, a massiva utilização de produtos eletrônicos faz surgir na rede elétrica diversas perturbações na corrente e tensão elétrica, devido à característica não linear deste tipo de carga. Tal característica equivale a dizer que a carga não obedece à lei de Ohm, ou seja, a relação existente entre a tensão e a corrente elétrica destas cargas não pode ser representada por uma função linear.

Em virtude dessa não linearidade, surgem correntes não-senoidais na rede elétrica, compostas não somente pela componente de frequência fundamental em 60 Hz, como também por componentes múltiplas inteiras da frequência fundamental, chamadas componentes harmônicas. As componentes harmônicas, quando presentes na rede elétrica, incrementam o valor eficaz da corrente, causando uma série de consequências indesejáveis aos equipamentos do sistema, das quais se destaca o incremento das perdas de energia nos sistemas de distribuição e transmissão.

De modo geral, as perdas de energia na distribuição representam a diferença entre o total de energia fornecida ao sistema de distribuição e a energia efetivamente utilizada pelos consumidores finais. As perdas de energia são classificadas como perdas não técnicas, que surgem no sistema elétrico devido tanto a erros de medição como a furtos de energia, e perdas técnicas, que são perdas inerentes ao transporte da energia e assunto principal deste trabalho.

Por estarem associadas à gestão administrativa das distribuidoras de energia elétrica, as perdas não técnicas são apenas parcialmente reconhecidas na composição das tarifas, enquanto que as perdas técnicas, por serem inerentes ao processo de distribuição de energia elétrica, fruto de fenômenos físicos como o efeito Joule, são integralmente reconhecidas na composição das tarifas de energia elétrica de cada distribuidora [1]. Desse modo, as perdas técnicas são extremamente relevantes para o setor elétrico, tendo seu cálculo regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio do Módulo 7 do PRODIST [2].

Entretanto, mesmo com toda a atenção despendida pelo órgão regulador à isonomia do cálculo das perdas técnicas, sua apuração não é feita considerando-se as correntes harmônicas presentes no sistema. Pelo contrário, a apuração das perdas técnicas é feita considerando-se

apenas a frequência fundamental [3], de forma que todas as cargas são tidas como lineares, o que não retrata fielmente a realidade atual dos sistemas elétricos.

Sendo assim, as perdas técnicas associadas às componentes harmônicas de corrente vêm sendo automaticamente computadas junto à parcela de perdas não técnicas. Conseqüentemente, isso leva a concluir que as perdas técnicas de todas as distribuidoras são, na verdade, significativamente maiores do que os valores considerados atualmente pelo órgão regulador.

1.2 Contextualização do Cálculo das Perdas Técnicas no Brasil

No Brasil, a ANEEL é o órgão responsável pela regulamentação e fiscalização dos mais diversos assuntos referentes à distribuição de energia elétrica. Deste modo, uma de suas funções é determinar o repasse correto dos custos operacionais e investimentos das distribuidoras de energia à tarifa paga pelos consumidores [4].

Tal determinação é feita por cálculos tarifários, que são regulamentados no PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária, em seu módulo 2, que diz respeito à revisão tarifária periódica das concessionárias de energia [5]. A revisão tarifária periódica (RTP) ocorre a cada 3, 4 ou 5 anos, dependendo do contrato de concessão da distribuidora e tem como principal objetivo o reposicionamento da tarifa de energia elétrica.

A tarifa de energia é constituída por duas parcelas principais, a chamada Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A primeira parcela compreende os custos com a aquisição de energia, que são integralmente repassados aos consumidores. As perdas na rede básica são incluídas nesta parcela.

A TUSD, em contrapartida, incorpora os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição. Nela, as perdas na distribuição são contempladas, porém de formas distintas para as parcelas de perdas técnicas e não técnicas. Visto que as perdas técnicas são inerentes ao transporte de energia, elas são integralmente consideradas na TUSD. As perdas não técnicas, por outro lado, são apenas parcialmente consideradas, de modo que a ANEEL determina o valor máximo dessa parcela de perdas que pode ser repassada aos consumidores [6].

No 1º ciclo de revisão tarifária periódica (1º CRTP), que ocorreu de 2003 a 2006, as perdas na distribuição eram avaliadas pelas próprias distribuidoras e a ANEEL fazia a avaliação de algumas concessionárias. Dessa forma, não havia padrão na definição das perdas técnicas, de modo que cada distribuidora poderia adotar critérios diferentes no cálculo [7].

Para o 2º CRTP (2007 a 2010), a ANEEL estabeleceu uma metodologia de cálculo para as perdas técnicas que visava uniformizar a apuração de perdas nas distribuidoras. Para as redes de alta tensão e transformadores de potência, as perdas foram informadas pelas distribuidoras, sendo que a maioria das empresas utilizou fluxo de carga para esta determinação. Já para as redes de média e baixa tensão, eram utilizados modelos simplificados de cálculo, sendo que na média tensão, era calculado o coeficiente de densidade de carga do alimentador, obtido pela distância da carga equivalente. Para a baixa tensão, eram consideradas cinco tipologias de rede, com distribuição de carga uniforme e modelo de carga constante em relação à tensão.

No 3º CRTP (2011 a 2014), após realização da Audiência Pública (AP) nº 025/2011, a metodologia simplificada do 2º ciclo foi mantida, porém os modelos foram aprimorados para reduzir a subjetividade das informações requeridas. Em 2013, porém, na Consulta Pública nº 11/2013, foi realizada uma discussão sobre a metodologia da definição do nível de perdas regulatórias na distribuição. Na ocasião, a maioria dos agentes foi contrária à proposta de manutenção das perdas calculadas conforme metodologia do 3º CRTP, propondo a utilização do fluxo de carga nos sistemas de distribuição, visto que a ANEEL já possuía as informações necessárias para este tipo de estudo na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) encaminhada pelas empresas [3].

Dessa forma, desde o 4º CRTP, de 2015 em diante, a agência reguladora propõe que as perdas técnicas sejam calculadas por fluxo de potência para os segmentos de baixa e média tensão, incluindo transformadores de distribuição e ramais de ligação e por medição para o segmento de alta tensão. Tal metodologia visa uma apuração mais precisa, objetiva e transparente do que as metodologias utilizadas até então. Ainda, em [3], a ANEEL recomenda a utilização do *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) para o cálculo do fluxo de potência, visto que é um *software* de código aberto e que pode ser customizado conforme a necessidade dos usuários, sem implicar custos adicionais para as distribuidoras e para o órgão regulador.

Por fim, vale ressaltar que, desde 2008, no âmbito do 2º CRTP, a ANEEL regulamenta o cálculo das perdas técnicas no módulo 7 do PRODIST [2], que foi revisado e sofreu cinco alterações desde então. As revisões são feitas sempre após audiências públicas, considerando diversas contribuições relevantes dadas por diferentes agentes do setor elétrico.

1.3 Revisão bibliográfica

Tendo em vista a relevância do assunto, muito tem sido pesquisado e publicado a respeito do cálculo das perdas técnicas. Em [8], antes mesmo do 1º CRTP, tem-se uma das contribuições mais relevantes no contexto brasileiro, em que o autor propõe o cálculo das perdas técnicas dividindo-se a rede da distribuidora em segmentos, a saber: medidor de energia, ramal de ligação, rede secundária, transformador de distribuição, rede primária, subestação de distribuição, sistema de alta tensão e, ainda, um segmento que incorpora as parcelas de perdas técnicas referentes a equipamentos, como por exemplo, capacitores e reguladores de tensão, perdas em conexões, corrente de fuga em isoladores, etc.

Nesse trabalho, as perdas são calculadas utilizando dados cadastrais de rede, dados de faturamento e curvas de carga típicas por classe de consumidor. Para tal, foram desenvolvidos dois módulos computacionais para o cálculo das perdas, sendo que um deles computa as perdas por segmento da rede elétrica e o outro realiza o balanço energético, obtendo as perdas não técnicas. Deste modo, a principal contribuição de tal metodologia se baseia na realização do cálculo de forma mais direta, além da consideração dos desequilíbrios na rede, tornando os resultados mais precisos.

Em [7], por sua vez, o autor utiliza uma abordagem simplificada para o cálculo das perdas técnicas no âmbito do 2º CRTP. Para os segmentos de média tensão, sugere-se uma metodologia de representação da rede elétrica por meio de atributos determinados a partir da análise da distribuição das cargas e, para os segmentos de baixa tensão, propõe-se a utilização de cinco tipologias otimizadas para a classificação das redes elétricas. O autor aponta, ainda, a necessidade de melhorias na normatização para determinação das perdas técnicas em média e baixa tensão, ressaltando a subjetividade da metodologia utilizada pelo órgão regulador à época.

Em [9], o autor realiza uma análise comparativa das metodologias de cálculo das perdas técnicas utilizadas no 2º, 3º e 4º ciclos de RTP, além de apresentar novas proposições a estas metodologias. Em relação ao modelo utilizado no 4º CRTP, o autor apresenta um estudo relacionado à parametrização do modelo da carga e um algoritmo alternativo para considerar no cálculo as perdas técnicas devido às perdas não técnicas.

Para esse trabalho, foram utilizados diversos modelos de carga testados via medição em campo distribuídos aleatoriamente no sistema elétrico. Os resultados mostraram que a distribuição aleatória de modelos de carga obtidos via medição contribui para uma análise mais precisa do que a utilização de um modelo de carga fixo, conforme realizado pelo regulador no âmbito do 4º CRTP.

Em relação à consideração das componentes harmônicas no cálculo das perdas técnicas, em [10], é feita uma análise das perdas em um circuito secundário de distribuição, de modo a se comparar o método utilizado em [2] e o método proposto pelo autor, considerando-se a presença de cargas não lineares, bem como o desequilíbrio existente no sistema. O estudo foi realizado utilizando-se o *software* Matlab[®], considerando as ordens harmônicas mais significativas comumente encontradas em consumidores residenciais, e os resultados apontaram um aumento de 2,85% nas perdas técnicas, em relação às perdas fundamentais, ao se considerar o conteúdo harmônico e a inclusão do neutro, concomitantemente.

Em [11], os autores analisam a influência das componentes harmônicas em um sistema de distribuição de média tensão da Turquia, considerando-se um sistema em anel, composto por cargas residenciais com características não lineares. Foram analisados a distorção total de tensão, o fator de potência, as perdas técnicas e a tensão média do sistema, quando em condições não senoidais. Os resultados apontaram um acréscimo considerável, chegando a até 18% de acréscimo nas perdas técnicas do sistema, devido à inclusão das componentes harmônicas no estudo.

De semelhante modo, em [12], o autor tem por objetivo principal quantificar as perdas ocasionadas pelas correntes harmônicas em um sistema de distribuição. A análise foi feita utilizando o OpenDSS, *software* recomendado em [3], tanto para a análise fundamental quanto para as frequências harmônicas consideradas no estudo. O cálculo foi feito para um alimentador real, com espectro harmônico hipotético aplicado em todas as cargas do sistema e os resultados mostraram um acréscimo de 0,69% nas perdas técnicas deste alimentador, em relação às perdas fundamentais.

Diante da conjuntura apresentada, nota-se a necessidade de uma análise cuidadosa a respeito do cálculo das perdas técnicas, visto que a alteração de pequenos detalhes na representação do sistema implica em um impacto considerável no resultado final de perdas. Além disso, tais resultados influenciam diretamente o resultado financeiro das distribuidoras de energia elétrica.

1.4 Objetivos e Estrutura da Dissertação

Considerando o exposto, o presente trabalho tem por principal objetivo analisar a necessidade de se considerar as distorções harmônicas no cálculo das perdas técnicas de energia, bem como quantificar o impacto de tal consideração no resultado final das perdas.

Para tal, são estabelecidos, ainda, alguns objetivos específicos:

- Analisar a pertinência da consideração das componentes harmônicas nas perdas técnicas;
- Aplicar metodologia para o cálculo das perdas técnicas em condições não senoidais;
- Realizar estudos de casos com o cálculo das perdas técnicas em sistemas reais de distribuição, considerando-se conteúdo não senoidal;
- Realizar análise dos resultados obtidos à luz das recomendações da legislação vigente, em [2];
- Analisar o impacto financeiro no faturamento das distribuidoras, ao se considerar as perdas harmônicas na parcela de perdas técnicas.

Com vistas ao atendimento dos objetivos apresentados, esta dissertação apresenta-se estruturada conforme apresentado adiante.

O Capítulo 1 – Introdução – aponta a relevância do assunto do trabalho ao leitor, apresentando os objetivos da Dissertação e sua estrutura. Ainda, é apresentado o contexto histórico da legislação brasileira no que tange ao cálculo das perdas técnicas, bem como uma revisão bibliográfica sobre o assunto pesquisado.

No Capítulo 2 – Fundamentos Teóricos, são apresentados os principais conceitos relacionados às perdas de energia da distribuição, assim como as principais recomendações da legislação vigente para o cálculo de perdas técnicas, em [2]. Em seguida, é exposta a fundamentação teórica do assunto distorções harmônicas e, também, a formulação de potência ativa em condições não senoidais, desenvolvida em [13], fundamentos estes que são necessários para o desenvolvimento da análise proposta. Por fim, é realizada a simulação de um sistema simples, no Matlab[®], para comparação do balanço de energia e das perdas quando em condições senoidais e não senoidais.

O Capítulo 3 – Estudos de Fluxos de Potência – apresenta o programa utilizado pela ANEEL para o cálculo da perda técnica nos sistemas de distribuição, OpenDSS. Em seguida, as modelagens utilizadas pelo *software* para os mais diversos tipos de elementos são apresentadas, bem como sua metodologia de cálculo para o fluxo de potência fundamental e harmônico.

No Capítulo 4 – Metodologia, é apresentada a metodologia utilizada para o cálculo das perdas técnicas em ambientes não-senoidais. Para tal, primeiramente é apresentado o método de cálculo utilizado pelo órgão regulador no cálculo vigente de perdas técnicas, para

posteriormente serem apresentadas as modificações para inclusão do fluxo harmônico no cálculo.

No Capítulo 5 – Estudos de Casos, são realizados estudos de casos tanto para um alimentador real quanto para toda a rede de uma determinada distribuidora brasileira. Ambos os estudos de casos são realizados considerando-se o conteúdo harmônico da rede elétrica, de modo a se comparar os resultados obtidos com os resultados considerados pela ANEEL, que considera apenas a frequência fundamental no cálculo.

O Capítulo 6 – Conclusões - apresenta as conclusões do trabalho, além de sugerir novas abordagens para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Uma vez que os objetivos desta dissertação foram traçados, este capítulo destina-se à exposição dos fundamentos teóricos relacionados ao assunto. Para tal, primeiramente são apresentados os conceitos das perdas técnicas na distribuição, bem como as principais recomendações do órgão regulador para seu cálculo.

Em seguida, são expostos os conceitos de distorções harmônicas, suas origens e consequências no sinal elétrico, bem como a abordagem matemática das grandezas elétricas em condições não senoidais. Por fim, é realizado um estudo de caso para a análise conceitual da inclusão das distorções harmônicas no cálculo de perdas técnicas.

2.1 Perdas Técnicas na Distribuição

As perdas de energia na distribuição são classificadas em perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas não técnicas dizem respeito à energia não medida ou não faturada, quer seja por erros de medição ou ainda por furtos e fraudes de energia, enquanto que as perdas técnicas são inerentes ao processo de transporte de energia.

A energia de um campo eletromagnético é transmitida desde a fonte de potência até as cargas por meio do espaço dielétrico do campo eletromagnético, sendo que os cabos são responsáveis pela manutenção de tal campo. Porém, sabe-se que durante a transmissão e a distribuição da energia, uma certa quantidade é perdida em todos os elementos da rede elétrica. Tal energia perdida também é suprida pelo campo eletromagnético da fonte [14].

Por serem fisicamente intrínsecas à distribuição da energia elétrica, tais perdas são reconhecidas integralmente na composição das tarifas de energia elétrica das distribuidoras. Deste modo, o consumidor paga tanto pela energia consumida por ele quanto pelo rateio das perdas necessárias para o seu transporte. Os principais tipos de perdas técnicas na distribuição são as perdas por efeito Joule, que ocorrem nos cabos das linhas de distribuição e nos enrolamentos dos transformadores, e as perdas no núcleo dos transformadores, que são devidas ao efeito de Histerese e Foucault.

2.1.1 Perdas em Transformadores

As perdas nos transformadores ocorrem principalmente em seus enrolamentos, devido ao efeito Joule e no núcleo, devido às suas características construtivas e do material ferromagnético. As perdas no núcleo são classificadas em perdas por Histerese, que ocorrem

devido à saturação do material ferromagnético, e perdas por Foucault, ou perdas por correntes parasitas, que ocorrem devido à circulação de correntes no material ferromagnético do núcleo, gerando aquecimento. As correntes parasitas surgem no núcleo devido à diferença de potencial magnético existente por todo seu material, devido ao fluxo magnético ser variável.

Como essas perdas são próprias dos transformadores, de modo que é impossível um transformador operar sem que tenha perdas de energia, tais perdas são incluídas na parcela de perdas técnicas da distribuição.

2.1.2 Perdas por Efeito Joule

As perdas por efeito Joule estão presentes em todos os condutores elétricos, pois dizem respeito a perdas em resistores. Mais expressamente, é a energia convertida em calor quando uma corrente elétrica passa por um resistor. Para analisar este efeito, primeiramente serão analisadas as formulações de potência instantânea em condições senoidais, conforme a abordagem de [13].

Para tal análise, considera-se um resistor sendo alimentado diretamente por uma fonte de tensão senoidal, cuja forma de onda é dada por (2.1). Neste trabalho, a notação é dada por letras minúsculas para valores instantâneos, letras maiúsculas para valores eficazes e, letras maiúsculas com o índice m, para valores máximos, ou de pico, de tensão e corrente.

$$v_1(t) = V_{1m} \text{sen}(\omega t + \varphi_1) \quad (2.1)$$

Deste modo, a corrente instantânea é dada por (2.2).

$$i_1(t) = I_{1m} \text{sen}(\omega t + \varphi_1) \quad (2.2)$$

A potência total instantânea é dada pela multiplicação entre os valores instantâneos da tensão e da corrente, conforme (2.3).

$$p(t) = v(t) \times i(t) \quad (2.3)$$

Substituindo (2.1) e (2.2) em (2.3), obtém-se (2.4) e (2.5).

$$p_1(t) = V_{1m} I_{1m} \text{sen}^2(\omega t + \varphi_1) \quad (2.4)$$

$$p_1(t) = V_1 I_1 (1 - \cos(2\omega t + 2\varphi_1)) \quad (2.5)$$

A expressão (2.5) não é constante no tempo. Ela é uma oscilação cossenoidal com amplitude igual a $V_1 I_1$, com o dobro da frequência fundamental. O valor médio de tal expressão é definido como potência ativa fundamental, conforme (2.6) a (2.8).

$$P_1 = \frac{1}{T} \int_0^T v_1 i_1 dt \quad (2.6)$$

$$P_1 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} V_{1m} I_{1m} \sin^2(\omega t + \phi_1) d(\omega t) \quad (2.7)$$

$$P_1 = V_1 I_1 \quad (2.8)$$

Substituindo-se (2.8) em (2.5), obtém-se (2.9).

$$p_1(t) = P_1 - P_1 \cos(2\omega t + 2\phi_1) \quad (2.9)$$

Ainda, pode-se reescrever (2.8) aplicando a Lei de Ohm, conforme (2.10), determinando, assim, a potência ativa fundamental dissipada no resistor.

$$P_1 = R I_1^2 \quad (2.10)$$

A expressão (2.10), portanto, determina a potência ativa dissipada por um resistor, que é convertida em calor, gerando o efeito Joule. Como os condutores elétricos presentes nas linhas de transmissão e distribuição possuem uma composição resistiva, durante a transmissão de potência da fonte do sistema até a carga, ao passar a corrente elétrica pelos condutores, estes dissipam potência ativa em forma de calor. Deste modo, surgem as perdas nas linhas, que ocorrem predominantemente devido ao efeito Joule dos condutores, conforme Figura 1.

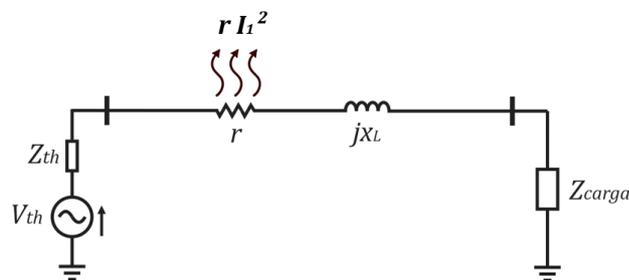


Figura 1 - Perda por efeito Joule nos condutores.

2.2 Módulo 7 – PRODIST

O Módulo 7 do PRODIST [2] diz respeito às principais orientações quanto ao cálculo das perdas técnicas na distribuição. Nele, são apresentadas as diretrizes gerais para o cálculo, a metodologia a ser utilizada e a forma de obtenção dos indicadores de perdas. As principais recomendações são listadas a seguir.

- O cálculo é feito considerando-se os segmentos e os equipamentos de distribuição, sendo considerados também os subgrupos de tensão destes segmentos e equipamentos.
- O sistema de distribuição é segmentado em:
 - redes do Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT
 - transformadores de potência
 - reguladores e redes do Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT
 - redes do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão – SDBT
 - transformadores de distribuição
 - ramais de ligação
 - medidores de energia das unidades consumidoras do SDBT.
- As informações dos dados físicos e de energia do sistema da distribuidora são obtidas na BDGD.
- As informações do Balanço de Energia, que compreende os montantes de energia injetada e fornecida, para cada segmento do sistema, são fornecidas pelas distribuidoras.
- A caracterização da carga no cálculo é realizada a partir dos dados de campanha de medição.
- A distribuidora apresenta à ANEEL a avaliação das perdas por segmento, detalhando a metodologia do estudo, que deve ser conforme [2].
- A ANEEL avalia o cálculo realizado pela distribuidora, podendo solicitar esclarecimentos e correções à mesma.
- É adotado o valor de 0,92 indutivo para o fator de potência das cargas de média e baixa tensão.
- Não são considerados elementos de compensação reativa no estudo nos sistemas de média e baixa tensão.
- É considerado o nível de tensão de operação informado pela distribuidora na saída do alimentador de média tensão, que deve ser a tensão que o circuito opera na maior parte do tempo.
- O período de apuração das perdas é anual e coincide com o ano civil.

- O cálculo das perdas é realizado para cada mês do período de apuração.
- São obtidos três valores diferentes de perdas de energia, considerando dias úteis, sábados e domingos e feriados.
- A quantidade de dias típicos é obtida no calendário nacional do ano de referência do cálculo.
- Os feriados considerados são os constantes da alínea a, do inciso LVIII, do art 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

2.2.1 Cálculo das Perdas no Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT

As perdas na alta tensão são apuradas por sistema de medição, pela diferença entre a energia injetada e fornecida medidas na fronteira do SDAT com agentes de transmissão, geração, consumidores, outras distribuidoras e Subestações de Distribuição – SED.

2.2.2 Cálculo das Perdas em Transformadores de Potência

As perdas para os transformadores de potência são obtidas por equações apresentadas em [2], que levam em consideração as perdas no cobre e no ferro do transformador, considerando a condição de carga média.

2.2.3 Cálculo das Perdas no SDMT e SDBT

Para os sistemas de distribuição de média e baixa tensão, as perdas técnicas são apuradas por fluxo de potência. Ainda, são consideradas no cálculo as perdas técnicas devido às perdas não técnicas conforme procedimento a seguir:

1. Calcula-se as perdas técnicas nos medidores de energia das unidades consumidoras do grupo B.
2. Calcula-se as perdas técnicas no SDMT e SDBT, por fluxo de potência, considerando apenas as unidades consumidoras dos referidos segmentos;
3. Obtém-se a perda não técnica pela diferença entre a energia medida na saída do alimentador e a soma da energia medida nas unidades consumidoras com as perdas técnicas do alimentador (obtidas em 2) e as perdas dos medidores (obtidas em 1).
4. Aloca-se a perda não técnica (obtida em 4) entre o SDMT e o SDBT na proporção informada pela distribuidora no balanço energético. A alocação da

perda não técnica é feita acrescentando-se essa energia às energias das unidades consumidoras, proporcionalmente ao consumo.

5. Recalcula-se a perda técnica no SDMT e SDBT utilizando os passos 1 a 4. O procedimento é repetido até que a diferença entre os valores de perdas técnicas de duas iterações seja desprezível.

Caracterização das Cargas: Para cada unidade consumidora, é associada uma curva de carga de acordo com sua tipologia, utilizando informações da campanha de medição mais recente. A curva de carga diária é composta por 24 patamares de carga, para cada hora do dia. Cada patamar da curva de carga é obtido pela média aritmética dos pontos de demanda obtidos de 15 em 15 minutos ou de 5 em 5 minutos, nas campanhas de medição.

Perdas nos Medidores: Para o cálculo das perdas nos medidores, são considerados 1,0W de perda por circuito de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5W de perda para medidores eletrônicos.

2.2.4 Cálculo das Perdas em Transformadores de Distribuição

Para as perdas dos transformadores de distribuição, são estabelecidos, em [2], valores regulatórios de perdas em vazio e perda total, de acordo com a potência e o nível de tensão dos transformadores. Tais valores são informados ao *software* que realiza o fluxo de potência.

2.3 Distorções Harmônicas

Abordados os principais conceitos sobre perdas técnicas e as recomendações do órgão regulador a esse respeito, esta seção visa apresentar os principais conceitos sobre as distorções harmônicas e sua influência nas perdas técnicas.

As componentes harmônicas são sinais elétricos senoidais, de tensão ou de corrente, porém, com frequência de valor múltiplo inteiro de 60 Hz (chamada frequência fundamental). Estes sinais de frequências diferentes da fundamental, quando presentes no sistema elétrico, dão origem a uma forma de onda resultante distorcida, por isso tais componentes são também chamadas de distorções harmônicas.

Estes sinais distorcidos podem ser analisados ao se utilizar a ferramenta matemática série de Fourier, decompondo-os em suas componentes fundamental e harmônicas. Tal ferramenta é utilizada para estudar formas de onda periódicas não senoidais de forma

simplificada, como um somatório de sinais senoidais, porém de frequências e amplitudes diferentes, conforme Figura 2.

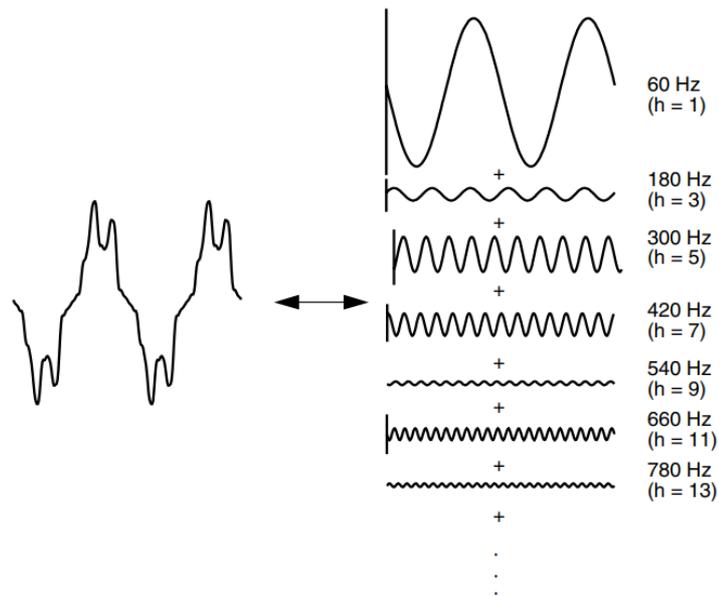


Figura 2 – Representação por série de Fourier de uma forma de onda distorcida [15].

A Figura 2 mostra que a onda distorcida da esquerda pode ser estudada como um somatório de diversas ondas senoidais de frequências diferentes, a saber, a fundamental, 60Hz, e as ordens ímpares. Dessa forma, o estudo de sinais distorcidos é facilitado pela análise de Fourier, porém, a análise deve ser feita para cada frequência separadamente, o que torna o estudo extenso devido às inúmeras componentes harmônicas que um sinal distorcido pode ter.

A série de Fourier pode ser usada para representar uma função periódica não-senoidal em termos de senos, cossenos ou uma combinação de ambos, como em (2.11).

$$f(t) = A_0 + \left[A_{1m} \text{sen}(\omega t) + A_{2m} \text{sen}(2\omega t) + \dots \text{sen}(h\omega t) \right] + \left[B_{1m} \text{cos}(\omega t) + B_{2m} \text{cos}(2\omega t) + \dots \text{cos}(h\omega t) \right] \quad (2.11)$$

em que:

A_0 é o valor médio, dado por $A_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt$, sendo T o período da onda, dado por

$T = \frac{1}{f}$ e f, a frequência, em Hz;

A_{hm} é a amplitude de cada frequência harmônica dos termos em seno, que são dados

por $A_h = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \text{sen}(h\omega t) dt$;

B_{hm} é a amplitude de cada frequência harmônica dos termos em cosseno, que são dados por $B_h = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos(h\omega t) dt$;

ω é a frequência fundamental, em rad/s;

h é o múltiplo da frequência fundamental, ou ordem harmônica.

Utilizando apenas os termos em seno, pode-se representar um sinal distorcido de tensão como em (2.12).

$$v(t) = V_0 + V_{1m} \text{sen}(\omega t + \varphi_1) + \sum_{h=2}^{\infty} V_{hm} \text{sen}(h\omega t + \varphi_h) \quad (2.12)$$

em que:

V_0 é o valor médio, ou valor em corrente contínua, da tensão;

V_{1m} é a amplitude da tensão fundamental;

V_{hm} é a amplitude da componente harmônica de ordem h da tensão;

φ_1 é o ângulo de fase da componente fundamental da tensão;

φ_h é o ângulo de fase da componente harmônica de ordem h da tensão;

2.3.1 Fontes de Distorções Harmônicas

As centrais geradoras de energia elétrica geram tensões puramente senoidais com frequência de 60 Hz. Porém, quanto mais distante de uma barra geradora, verifica-se que a forma de onda da tensão torna-se cada vez mais distorcida e diferente de uma senoide. Dessa forma, pode-se inferir que as distorções harmônicas surgem na rede elétrica a partir de alguns tipos de cargas e não das fontes de tensão.

As cargas geradoras de harmônicos são os dispositivos não lineares, que recebem esse nome por sua corrente elétrica não ser proporcional à tensão aplicada. A Figura 3 apresenta a corrente resultante em um resistor não linear, que possui relação de tensão e corrente apresentada na curva $v-i$, quando aplicada uma tensão puramente senoidal sobre ele [15].

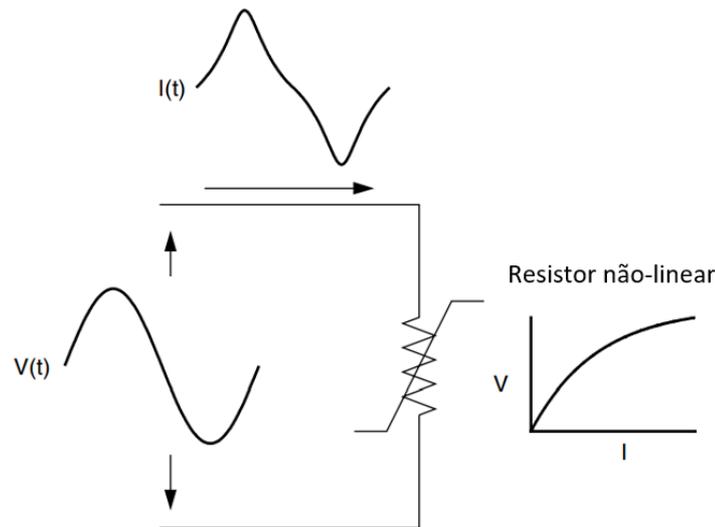


Figura 3 - Distorção de corrente em um resistor não linear [15].

Deste modo, pode-se observar que, mesmo a tensão aplicada sendo senoidal, a corrente resultante passa a ser distorcida, devido à característica não linear da carga. Sendo assim, quando esta corrente distorcida circular pelo sistema, distorcerá também as tensões nas barras.

Os dispositivos com características não lineares estão fortemente presentes no sistema elétrico atual. Os principais deles são apresentados a seguir juntamente com sua forma de onda de corrente.

2.3.1.1 Iluminação Fluorescente

As lâmpadas fluorescentes compactas são conectadas à rede elétrica por meio de um reator eletrônico integrado, que tem por função dar partida estabilizada à lâmpada, limitando sua corrente. A Figura 4 apresenta a forma de onda da corrente de uma lâmpada fluorescente com reator eletrônico, que, como pode-se observar, é bastante distorcida, tendo seu espectro harmônico apresentado na Figura 5.

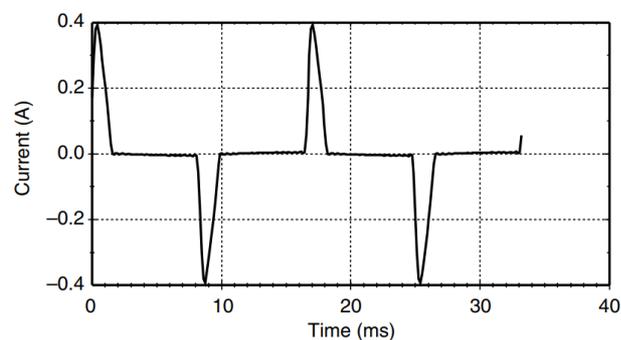


Figura 4 - Forma de onda da corrente de uma lâmpada fluorescente com reator eletrônico [15].

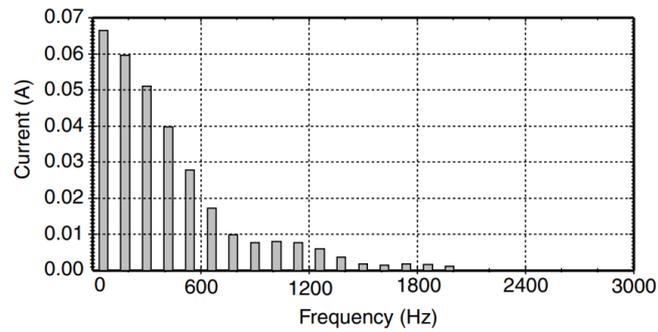


Figura 5 - Conteúdo harmônico da corrente de uma lâmpada fluorescente com reator eletrônico [15].

2.3.1.2 Fontes de Alimentação Chaveadas

Este tipo de carga é o mais importante dentre as cargas não lineares. É utilizada em computadores, carregadores de celular, televisão e diversos equipamentos eletrônicos, para fazer o controle da tensão na carga. Tal controle é feito, por chaveamento eletrônico, abrindo e fechando rapidamente o circuito, de modo que a tensão é retificada e limitada.

Uma característica própria deste tipo de carga é a forte presença de 3ª harmônica na corrente. A Figura 6 apresenta a forma de onda da corrente de uma fonte chaveada e a Figura 7 mostra seu espectro harmônico.

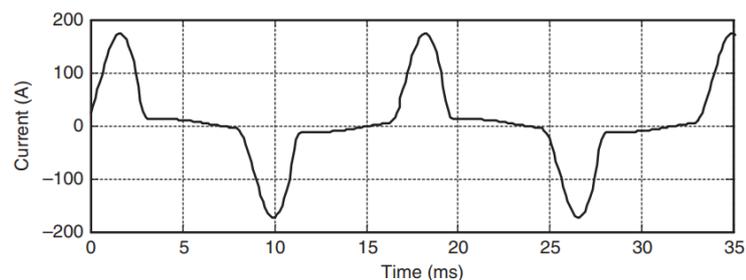


Figura 6 - Forma de onda da corrente de uma fonte chaveada [15].

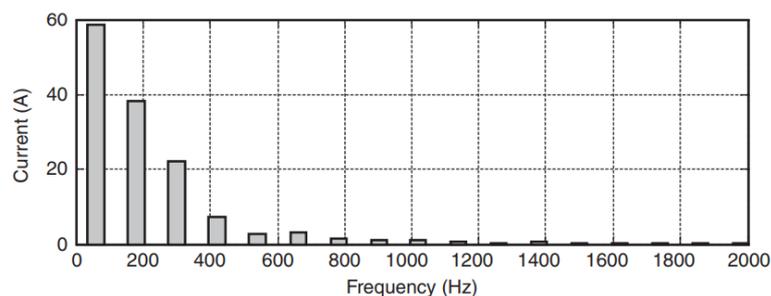


Figura 7 - Conteúdo harmônico da corrente de uma fonte chaveada [15].

2.3.1.3 Reguladores de Velocidade

Os reguladores de velocidade são utilizados para o controle da velocidade de motores e seu funcionamento se dá a partir da retificação da tensão, como nas fontes chaveadas, porém, são trifásicos e alimentam cargas de até 500 cv. A forma de onda da corrente de um regulador

de velocidade é apresentada na Figura 8 e seu espectro harmônico, na Figura 9. É possível observar que tal corrente não apresenta componente de 3ª harmônica e suas múltiplas.

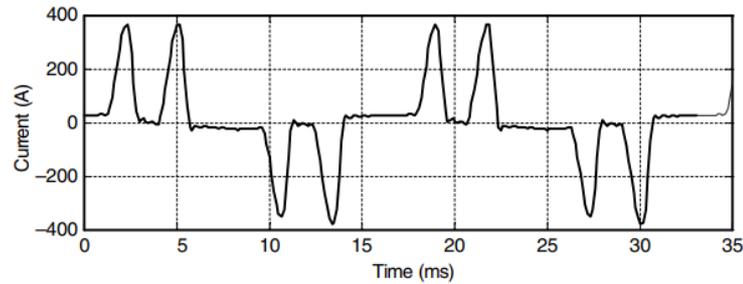


Figura 8 - Forma de onda da corrente de um regulador de velocidade trifásico [15].

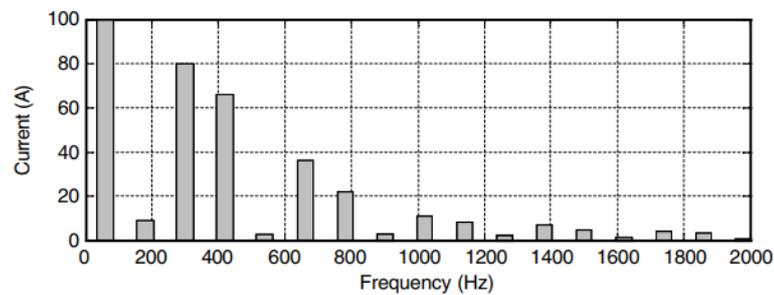


Figura 9 - Espectro harmônico da corrente de um regulador de velocidade trifásico. [15].

2.3.1.4 Transformadores

Os transformadores são máquinas saturáveis, que possuem característica de magnetização do núcleo conforme Figura 10.

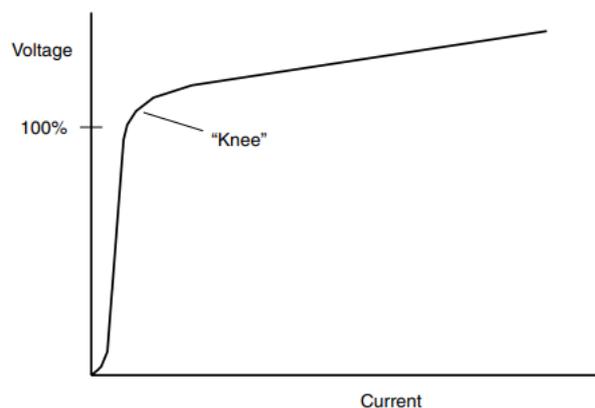


Figura 10 - Característica da tensão e corrente em um transformador [15].

Naturalmente, os transformadores operam próximos do “joelho” da curva de magnetização, distorcendo sua corrente, conforme Figura 11 e Figura 12.

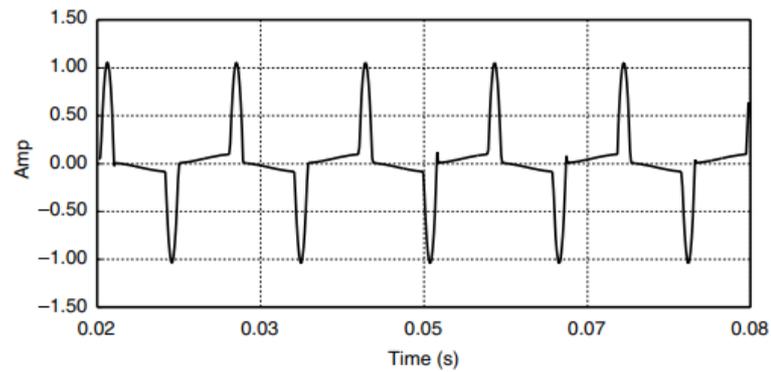


Figura 11 - Forma de onda da corrente de magnetização de um transformador [15].

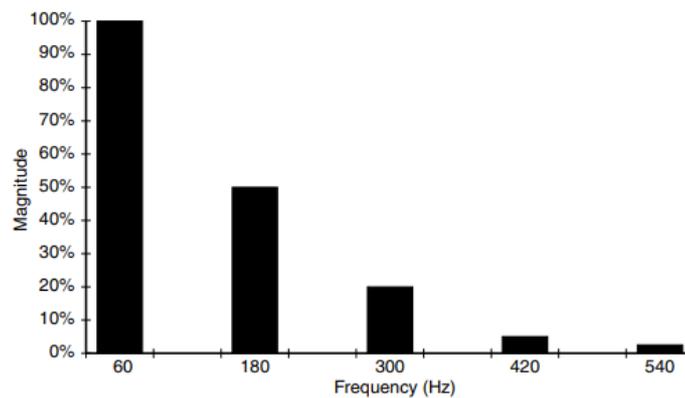


Figura 12 - Conteúdo harmônico da corrente de magnetização de um transformador [15].

Quando o transformador opera com corrente baixa, ou a vazio, o que predomina é a corrente de magnetização, que possui muito conteúdo harmônico, conforme se vê em sua forma de onda distorcida. Durante a madrugada, que é um momento de baixa carga e altas tensões, o fluxo magnético é elevado, acentuando a saturação do transformador e intensificando a presença de harmônicos na rede, principalmente de 3ª ordem [16].

2.3.2 Grandezas Elétricas sob Condições Não Senoidais

As grandezas elétricas, como valores rms (*root mean square*) de tensão e corrente, e conceitos relativos à potência são tradicionalmente definidos em condições senoidais, para a frequência fundamental. Porém, alguns conceitos convencionais não se aplicam para condições não senoidais [16]. Desse modo, esta seção apresenta as definições das principais grandezas elétricas para condições não senoidais.

2.3.2.1 Valores Eficazes para Sinais Distorcidos

O valor eficaz de um sinal é definido como o valor, em corrente contínua, que equivale ao mesmo efeito térmico em corrente alternada. Portanto, para obter o valor eficaz de uma

corrente alternada senoidal, igualam-se as energias dissipadas por uma mesma resistência ao circular por ela uma corrente senoidal e uma corrente contínua, como demonstrado em (2.13) a (2.18).

$$E_{dca} = E_{dcc} \quad (2.13)$$

$$\int_0^T Ri^2(t) dt = RI^2 T \quad (2.14)$$

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} \quad (2.15)$$

$$i(t) = I_m \text{sen}(\omega t) \quad (2.16)$$

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (I_m \text{sen}(\omega t))^2 dt} \quad (2.17)$$

$$I = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \quad (2.18)$$

Em que E_{dca} é a energia dissipada em corrente alternada, E_{dcc} é a energia dissipada em corrente contínua, I_m é a corrente máxima, ou de pico e I é a corrente eficaz, ou rms.

Analogamente, a tensão eficaz é dada por (2.19).

$$V = \frac{V_m}{\sqrt{2}} \quad (2.19)$$

Em que V_m é a tensão máxima, ou de pico.

Para um sinal distorcido, o desenvolvimento é feito do mesmo modo, demonstrado em (2.20) a (2.25).

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} \quad (2.20)$$

$$i(t) = I_0 + I_{1m} \text{sen}(\omega t + \varphi_1) + \sum_{h=2}^{\infty} I_{hm} \text{sen}(h\omega t + \varphi_h) \quad (2.21)$$

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \left(I_0 + I_{1m} \text{sen}(\omega t + \varphi_1) + \sum_{h=2}^{\infty} I_{hm} \text{sen}(h\omega t + \varphi_h) \right)^2 dt} \quad (2.22)$$

$$I = \sqrt{I_0^2 + \left(\frac{I_{1m}}{\sqrt{2}}\right)^2 + \sum_{h=2}^{\infty} \left(\frac{I_{hm}}{\sqrt{2}}\right)^2} \quad (2.23)$$

$$I = \sqrt{I_0^2 + \frac{I_{1m}^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_{hm}^2}{2}} \quad (2.24)$$

$$I = \sqrt{I_0^2 + \sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \quad (2.25)$$

Em que I_0 é a componente de corrente contínua, I_{1m} é a corrente de pico fundamental, I_{hm} é a corrente máxima de ordem h e I_h é a corrente eficaz de ordem h.

De modo semelhante, o valor eficaz de uma tensão distorcida é dada por (2.26).

$$V = \sqrt{V_0^2 + \sum_{h=1}^{\infty} V_h^2} \quad (2.26)$$

Em que V_0 é a componente de corrente contínua da tensão e V_h é a tensão eficaz de ordem h.

Dessa forma, observa-se que o valor eficaz de um sinal composto por várias frequências é uma composição do efeito térmico causado pelas diferentes frequências e não simplesmente uma soma algébrica das mesmas.

2.3.2.2 Análise da Potência Total Instantânea em Condições Não Senoidais

Nesta seção, deseja-se analisar o comportamento da potência total instantânea em condições não senoidais, conforme abordagem de [13]. Para isto, será analisado um resistor alimentado diretamente por uma fonte de tensão não senoidal. A fonte do circuito fornece tensão não senoidal, com 3ª e 5ª harmônicas, além da fundamental, de modo que a tensão instantânea no resistor é dada por (2.27) e (2.28).

$$v(t) = v_1 + v_3 + v_5 \quad (2.27)$$

$$v(t) = V_{1m} \text{sen}(\omega t + \varphi_1) + V_{3m} \text{sen}(3\omega t + \varphi_3) + V_{5m} \text{sen}(5\omega t + \varphi_5) \quad (2.28)$$

Da mesma forma, a corrente instantânea é dada por (2.29) e (2.30).

$$i(t) = i_1 + i_3 + i_5 \quad (2.29)$$

$$i(t) = I_{1m} \text{sen}(\omega t + \varphi_1) + I_{3m} \text{sen}(3\omega t + \varphi_3) + I_{5m} \text{sen}(5\omega t + \varphi_5) \quad (2.30)$$

A potência total instantânea é dada pela multiplicação entre os valores instantâneos da tensão e da corrente, resultando em (2.31).

$$p(t) = v_1 i_1 + v_1 i_3 + v_1 i_5 + v_3 i_1 + v_3 i_3 + v_3 i_5 + v_5 i_1 + v_5 i_3 + v_5 i_5 \quad (2.31)$$

Observa-se em (2.31) que a potência instantânea possui termos que dizem respeito à interação entre tensão e corrente de mesma frequência e termos devidos à interação entre tensão e corrente de frequências diferentes. Assim, a expressão (2.31) é reorganizada em quatro termos, conforme (2.32), para a análise que segue.

$$p(t) = v_1 i_1 + v_3 i_3 + v_5 i_5 + (v_1 i_3 + v_1 i_5 + v_3 i_1 + v_3 i_5 + v_5 i_1 + v_5 i_3) \quad (2.32)$$

A análise do primeiro termo de (2.32) é a mesma feita na seção 2.1.2, resultando na expressão (2.33).

$$p_1(t) = P_1 - P_1 \cos(2\omega t + 2\varphi_1) \quad (2.33)$$

Em que P_1 é o valor médio, que caracteriza a potência ativa de frequência fundamental, dada por (2.34).

$$P_1 = RI_1^2 \quad (2.34)$$

Para o segundo termo de (2.32), que diz respeito à interação entre tensão e corrente instantâneas de terceira harmônica, o desenvolvimento é análogo ao desenvolvimento feito para a frequência fundamental, resultando em (2.35) e (2.36).

$$p_3(t) = V_{3m} I_{3m} \text{sen}^2(3\omega t + \varphi_3) \quad (2.35)$$

$$p_3(t) = V_3 I_3 (1 - \cos(6\omega t + 2\varphi_3)) \quad (2.36)$$

A potência ativa de terceira harmônica, pode ser obtida pelo valor médio, conforme (2.37) a (2.39).

$$P_3 = \frac{1}{T} \int_0^T v_3 i_3 dt \quad (2.37)$$

$$P_3 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} V_{3m} I_{3m} \sin^2(3\omega t + \varphi_3) d(\omega t) \quad (2.38)$$

$$P_3 = V_3 I_3 \quad (2.39)$$

Substituindo (2.39) em (2.36), tem-se (2.40).

$$p_3(t) = P_3 - P_3 \cos(6\omega t + 2\varphi_3) \quad (2.40)$$

Aplicando a Lei de Ohm em (2.39), obtém-se a potência ativa de terceira harmônica dissipada no resistor, conforme (2.41).

$$P_3 = R I_3^2 \quad (2.41)$$

Ainda, para o terceiro termo de (2.32), que diz respeito à interação entre tensão e corrente instantâneas de quinta ordem, obtém-se (2.42) e (2.43)

$$p_5(t) = V_{5m} I_{5m} \sin^2(5\omega t + \varphi_5) \quad (2.42)$$

$$p_5(t) = V_5 I_5 (1 - \cos(10\omega t + 2\varphi_5)) \quad (2.43)$$

A potência ativa de quinta harmônica pode ser obtida pelo valor médio, conforme (2.44) a (2.46).

$$P_5 = \frac{1}{T} \int_0^T v_5 i_5 dt \quad (2.44)$$

$$P_5 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} V_{5m} I_{5m} \sin^2(5\omega t + \varphi_5) d(\omega t) \quad (2.45)$$

$$P_5 = V_5 I_5 \quad (2.46)$$

Substituindo (2.46) em (2.43), tem-se (2.47).

$$p_5(t) = P_5 - P_5 \cos(10\omega t + 2\varphi_5) \quad (2.47)$$

Aplicando a Lei de Ohm em (2.46), obtém-se a potência ativa de quinta harmônica dissipada no resistor, conforme (2.48).

$$P_5 = R I_5^2 \quad (2.48)$$

Por sua vez, a última parcela de (2.32) é composta por termos que dizem respeito à interação entre tensão e corrente de frequências diferentes e, aplicando-se a Lei de Ohm, pode ser reescrita conforme (2.49).

$$(v_1 i_3 + v_1 i_5 + v_3 i_1 + v_3 i_5 + v_5 i_1 + v_5 i_3) = 2R(i_1 i_3 + i_1 i_5 + i_3 i_5) \quad (2.49)$$

Substituindo as expressões da corrente instantânea em (2.49) obtém-se (2.50).

$$(v_1 i_3 + v_1 i_5 + v_3 i_1 + v_3 i_5 + v_5 i_1 + v_5 i_3) = 4R \left(\begin{array}{l} I_1 I_3 \text{sen}(\omega t + \varphi_1) \text{sen}(3\omega t + \varphi_3) + \\ + I_1 I_5 \text{sen}(\omega t + \varphi_1) \text{sen}(5\omega t + \varphi_5) + \\ + I_3 I_5 \text{sen}(3\omega t + \varphi_3) \text{sen}(5\omega t + \varphi_5) \end{array} \right) \quad (2.50)$$

A expressão (2.50) resulta em valor médio igual a zero, de modo que não configura potência ativa no resistor. A prova analítica desta afirmação está relacionada ao fato de que a integral do produto de duas funções senoidais de diferentes frequências harmônicas é sempre igual a zero, quando considerado um período completo da frequência fundamental.

Deste modo, observa-se, a partir de (2.33), (2.40) e (2.47), que os três primeiros termos de (2.32), que são referentes à interação entre tensão e corrente de mesma frequência, possuem valor médio diferente de zero, configurando as potências ativas dissipadas em R, devido às correntes fundamental, de terceira e de quinta harmônica, dadas por (2.34), (2.41) e (2.48), conforme (2.51).

$$P_T = P_1 + P_3 + P_5 = RI_1^2 + RI_3^2 + RI_5^2 \quad (2.51)$$

Assim, de modo geral, a potência ativa dissipada em um resistor, na presença de harmônicos, é dada por (2.52) a (2.54).

$$P_T = P_1 + P_H \quad (2.52)$$

$$P_T = RI_1^2 + R \left(\sum_2^{\infty} I_h^2 \right) \quad (2.53)$$

$$P_T = R \left(I_1^2 + \sum_2^{\infty} I_h^2 \right) \quad (2.54)$$

Deste modo, conclui-se que a presença de conteúdo harmônico gera potência ativa adicional no resistor. Levando-se esta mesma análise para a componente resistiva dos diversos

cabos utilizados nas redes de distribuição (em todos os níveis de tensão), tem-se, conseqüentemente, um aumento das perdas técnicas.

2.3.3 Efeitos das Distorções Harmônicas

As correntes harmônicas, quando presentes no sistema elétrico, podem causar uma série de efeitos indesejáveis nos equipamentos elétricos da rede. Dentre os principais, pode-se citar:

- Sobreaquecimento em transformadores;
- Perdas adicionais em transformadores, condutores e capacitores;
- Perda de vida útil em equipamentos;

A seguir, serão apresentadas as perdas adicionais em condutores.

2.3.3.1 Perdas Adicionais em Condutores

A corrente elétrica em um condutor cilíndrico sólido circula por ele de forma uniforme em toda sua seção reta circular, desde que em corrente contínua. Em corrente alternada, isto não se verifica, pois, com o aumento da frequência da corrente, esta tende a circular pela periferia do condutor, o que é chamado de efeito pelicular, ou efeito “*skin*”.

Ao circular pela periferia do condutor e não de maneira distribuída por toda sua seção reta, a área de circulação da corrente diminui, o que acarreta um aumento da resistência aparente. Isso ocorre, pois a resistência de um condutor é inversamente proporcional à sua área, como pode ser analisado na expressão da resistência elétrica de um condutor de seção reta uniforme, dada por (2.55).

$$R = \frac{\rho \times l}{S} \quad (2.55)$$

Em que R é a resistência elétrica, ρ é a resistividade, l é o comprimento e S é a seção reta transversal do condutor.

Portanto, verifica-se que, na presença de harmônicos, em que há aumento na frequência, há um incremento na resistência elétrica aparente do condutor, devido ao efeito *skin*. A Figura 13 mostra o efeito Joule em um resistor quando há circulação de harmônicos na rede.

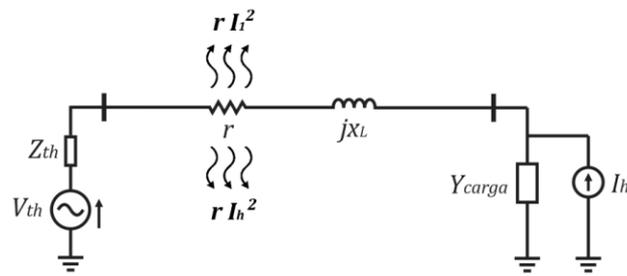


Figura 13 - Efeito Joule no condutor, na presença de correntes harmônicas.

Ao observar (2.54), percebe-se que a perda resistiva do cabo é proporcional à sua resistência, bem como ao quadrado da corrente eficaz que circula por ele. Deste modo, a perda no cabo, na presença de harmônicos, é incrementada, não apenas pelo aumento da resistência aparente, como também pelo aumento da corrente eficaz. Vale ressaltar que as perdas por efeito Joule ocorrem não apenas nos condutores, presentes nas linhas de distribuição, mas também nos enrolamentos dos transformadores, que são resistivos.

Ainda, evidencia-se que a maioria dos efeitos negativos causados pelas harmônicas se deve ao fato de que, nesta circunstância, a corrente eficaz aumenta, incrementando as perdas resistivas, muitas vezes resultando também em sobreaquecimentos e, conseqüentemente, perda de vida útil em equipamentos.

2.4 Estudo de Caso para Análise Conceitual

Nesta seção, é apresentado um estudo de caso de um sistema elementar, no Matlab[®], para comparação das perdas joulicas do circuito quando há apenas corrente fundamental circulando pelo sistema e quando há conteúdo harmônico, devido a cargas não lineares. Para isso, primeiramente é analisado o sistema da Figura 14, em que uma fonte senoidal alimenta uma carga linear por meio de uma linha puramente resistiva. A fonte foi considerada como um barramento infinito.

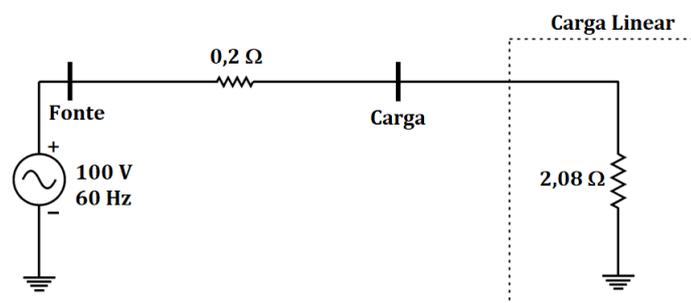


Figura 14 - Sistema com carga linear para análise da perda joulica.

O sistema foi analisado no Simulink, para obter as potências em cada ponto do sistema. Os resultados são apresentados na Tabela I.

Tabela I - Resultados do fluxo de potência para sistema com carga linear.

| Potência (W) | Disponibilizada pela Fonte | Perda Joulica | Utilizada pela Carga |
|--------------------|----------------------------|---------------|----------------------|
| Total | 4385 | 385 | 4000 |
| Fundamental | 4385 | 385 | 4000 |
| Harmônica | 0 | 0 | 0 |

Observa-se que toda a potência presente no sistema é fundamental, pois existe apenas carga linear. A fonte fornece a potência necessária para suprir a carga e a perda joulica, satisfazendo o balanço de energia.

Em seguida, foi acrescentado um chaveamento por diodo na carga, conferindo um comportamento não linear a ela, conforme Figura 15. A impedância da carga foi alterada de modo a manter a mesma potência fundamental do exemplo anterior.

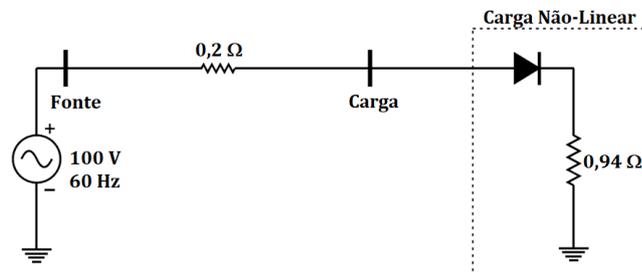


Figura 15 - Sistema com carga não linear para análise da perda joulica.

Os resultados da análise são apresentados na Tabela II.

Tabela II - Resultados do fluxo de potência para sistema com carga não linear.

| Potência (W) | Disponibilizada pela Fonte | Perda Joulica | Utilizada pela Carga |
|--------------------|----------------------------|---------------|----------------------|
| Total | 4385 | 770 | 3615 |
| Fundamental | 4385 | 385 | 4000 |
| Harmônica | 0 | 385 | -385 |

Pelos resultados da Tabela II, pode-se observar que a potência fundamental da carga é de 4000 W, porém, 385 W são de potência ativa devolvida à rede, na forma de potência harmônica, resultando assim, em uma potência total, líquida, de 3615 W.

A corrente fundamental que circula pela linha dá origem a uma perda joulica de 385 W, enquanto que a corrente harmônica dá origem a uma perda joulica de 385 W. Portanto, a perda joulica total passa a ser de 770 W.

Com este estudo de caso, pode-se observar dois pontos relevantes. Primeiramente, caso a medição, neste sistema, seja de potência total, a perda joulica, obtida pelo balanço energético considera tanto a perda fundamental quanto a perda harmônica, pois tem-se (2.56) e (2.57).

$$P_j = P_{\text{fonte}} - P_{\text{carga}} \quad (2.56)$$

$$P_j = 4385 - 3615 = 770 \text{ W} \quad (2.57)$$

Por outro lado, caso a medição existente registre a potência fundamental, a potência medida na carga será de 4000 W, resultando, pelo balanço energético, em uma perda joulica que reflete apenas a potência fundamental, pois a equação (2.56) resulta em (2.58).

$$P_j = 4385 - 4000 = 385 \text{ W} \quad (2.58)$$

Deste modo, observa-se duas situações com implicações distintas sobre o faturamento da distribuidora, conforme a seguir.

1. Medição de potência fundamental: A distribuidora obtém um faturamento maior no consumo do cliente e não é necessário incluir as perdas harmônicas no cálculo de perdas técnicas, pois já estão sendo reconhecidas junto ao consumo da carga.

2. Medição de potência total: A distribuidora obtém um faturamento menor no consumo do cliente e as perdas harmônicas precisam ser incluídas no cálculo de perdas técnicas, pois a medição na carga obtém apenas a potência líquida utilizada.

Nesse sentido, foram analisados em laboratório 47 modelos de medidores eletrônicos, de 8 fabricantes diferentes, quanto ao valor de potência medido em condições não senoidais. Considerando-se como exemplo um dos testes realizados, cujas formas de onda dos sinais de tensão e corrente são apresentados na Figura 16, os valores da potência ativa registrados por cada marca e modelo são apresentados na Figura 17, a qual indica os valores teóricos de potência fundamental e total para as formas de onda consideradas.

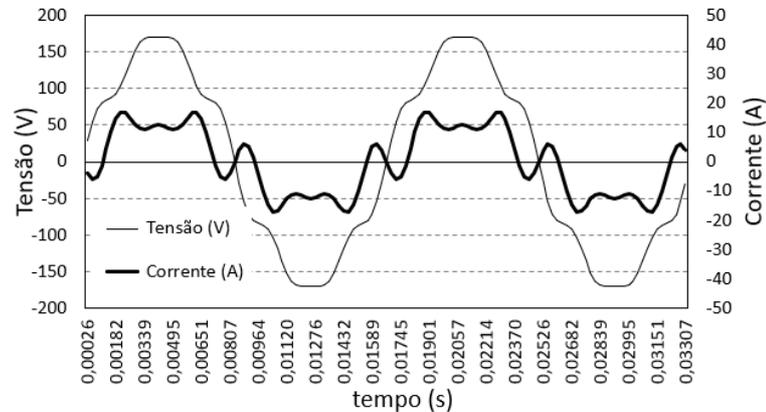


Figura 16 - Forma de onda aplicada para leitura dos medidores eletrônicos.

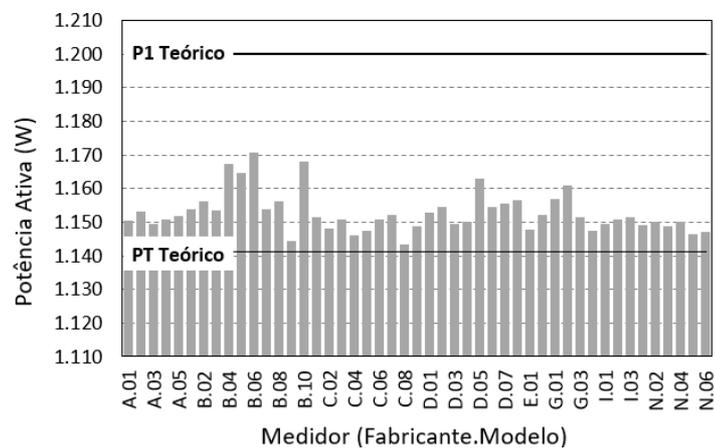


Figura 17 - Valores de potência medidos pelos medidores eletrônicos, para o sinal da Figura 16.

A Figura 17 indica que a totalidade dos medidores eletrônicos mede o valor da potência total (PT) em condições não senoidais, ainda que considerados os erros intrínsecos a cada medidor. Deste modo, considerando-se um cenário futuro de curto prazo, no qual todos os medidores de energia ativa, para efeito de faturamento, serão eletrônicos, uma vez que os medidores eletromecânicos já não são mais fabricados, tem-se a segunda situação indicada, reforçando a necessidade de consideração das perdas harmônicas na parcela de perdas técnicas das distribuidoras de energia elétrica.

2.5 Considerações Finais

Neste capítulo, primeiramente foram apresentadas as definições de perdas de energia na distribuição, sendo dado maior enfoque às perdas por efeito Joule, que ocorrem devido à circulação de corrente elétrica por elementos resistivos. Para conceituar a perda joulica, foram apresentadas as definições de potência instantânea para condições senoidais, a fim de compreender o que de fato é definido como potência ativa em um resistor. Em seguida, foram

apresentadas as principais recomendações da ANEEL para o cálculo das perdas técnicas, conforme [2].

Posteriormente, foram apresentados os fundamentos teóricos a respeito das distorções harmônicas, abordando desde as fontes de distorções harmônicas nos sistemas elétricos e suas formas de onda e espectros harmônicos até a análise conceitual das grandezas elétricas e das definições de potências em condições não senoidais. Ainda, foram apresentadas as principais consequências das distorções harmônicas no sistema elétrico, sendo dado maior enfoque às perdas de energia, devido à importância para este trabalho.

Por fim, foi realizado um estudo de caso de um circuito elementar para analisar conceitualmente os aspectos de balanço energético quando na presença de harmônicos no sistema. Tal estudo permitiu concluir que o procedimento mais adequado é de se adotar uma medição de potência ativa total para o consumo, considerando-se, concomitantemente, a injeção de componentes harmônicas na rede para a correta obtenção das perdas técnicas.

Diante de toda a análise matemática apresentada e do estudo de caso realizado, foi possível verificar que a potência ativa de fato é incrementada pelas distorções harmônicas, levando à conclusão de que as perdas harmônicas representam uma parcela legítima de perdas técnicas, que, atualmente, não são incluídas no cálculo recomendado em [2].

3 ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA

Este capítulo destina-se à apresentação do *software* OpenDSS, recomendado pela ANEEL para o cálculo das perdas técnicas no Brasil [3]. Para tal, primeiramente são apresentadas as principais modelagens de cargas e outros elementos do sistema no programa, bem como o método de execução do fluxo de potência fundamental utilizado atualmente para o cálculo das perdas técnicas. Em seguida, o fluxo de potência harmônico é apresentado juntamente à modelagem das cargas para este tipo de execução.

3.1 O *software* OpenDSS

O programa OpenDSS (Open Distribution System Simulator) é um *software* gratuito e de código aberto do EPRI (Electric Power Research Institute), utilizado para simulação de sistemas elétricos de distribuição. Ele permite estudos no estado estacionário, em que o sistema é suprido por uma fonte de energia principal e utiliza o domínio da frequência para seus cálculos, podendo ser usado em diversas aplicações. Foi originalmente criado para estudos relacionados a geração distribuída e possui diversos modos de execução implementados, dos quais pode-se citar:

- Fluxo de Potência Instantâneo - Snapshot;
- Fluxo de Potência Diário – Daily – utilizado atualmente pela ANEEL para o cálculo de perdas técnicas;
- Fluxo de Potência Anual - Yearly;
- Fluxo Harmônico - Harmonic;
- Dinâmico - Dynamic;
- Estudos de Falta – Faultstudy;

Além disso, o OpenDSS pode ser executado tanto pelo seu programa executável, em que o usuário informa os dados físicos da rede e as instruções de execução por meio da linguagem específica do *software*, quanto por meio de outros programas desenvolvidos em Matlab[®], Python, C, VBA (Visual Basic for Applications), através da interface COM (*Component Object Model*). Desse modo, sua utilização pode ser flexibilizada de acordo com as necessidades dos usuários. Tal flexibilidade e o fato de ser um programa gratuito foram cruciais para a escolha desse *software*, por parte da ANEEL, para o cálculo das perdas técnicas.

3.1.1 Elementos Básicos do OpenDSS

Nesta seção, são apresentados os principais elementos de representação do sistema utilizados pelo OpenDSS.

3.1.1.1 Barra

As barras são elementos que representam pontos de conexões para todos os outros elementos do circuito. O conceito de barra no OpenDSS é um pouco diferente de outros programas de fluxo de potência, pois, no OpenDSS, as barras não podem ser criadas antes dos elementos. Primeiramente, o elemento é criado e então uma nova barra é associada a ele.

Além disso, geralmente, barra e nó possuem o mesmo significado. No OpenDSS, porém, as barras, na verdade, possuem N nós e cada um deles tem uma tensão em relação à tensão zero, de referência, que não necessariamente é o terra do circuito, conforme Figura 18.



Figura 18 - Definição de barra no OpenDSS [17].

3.1.1.2 Terminal

Os elementos elétricos do sistema possuem um ou mais terminais. Cada terminal deve ser conectado a apenas uma barra e possui um ou mais condutores, que são numerados, indicando a continuidade das conexões do circuito. Se o terminal é de um elemento de N fases, os N primeiros condutores do terminal são numerados na ordem das fases. A Figura 19 apresenta um elemento elétrico com 1 terminal que possui N condutores.

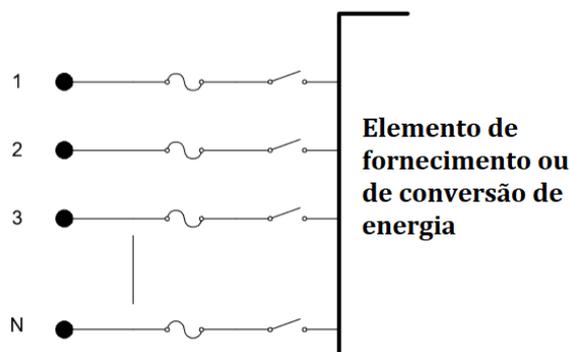


Figura 19 - Definição de terminal no OpenDSS [17].

3.1.1.3 Elemento de Conversão de Energia (Power Conversion (PC) Element)

Os elementos de conversão de energia convertem energia elétrica em outra forma de energia, ou vice-versa, como as cargas e geradores do sistema. Tais elementos possuem apenas um terminal, com N condutores, conforme Figura 20.



Figura 20 - Elemento de conversão de energia [17].

São representados conforme Figura 21, como um equivalente de Norton, em que sua matriz de admitância nodal é mantida constante e a corrente de Norton ajusta a parcela não linear da carga a cada iteração. A matriz de admitância nodal é calculada para condição de tensão nominal e representa a parcela linear do elemento.

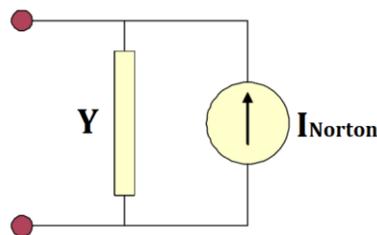


Figura 21 - Representação das cargas no OpenDSS como equivalente de Norton [17].

3.1.1.4 Elemento de Fornecimento de Energia (Power Delivery (PD) Element)

Os elementos de fornecimento de energia transportam energia de um ponto a outro, como as linhas e transformadores. Eles possuem dois ou mais terminais que os conectam ao sistema, conforme Figura 22. São representados por sua matriz de admitância nodal - $[Y_{\text{prim}}]$.

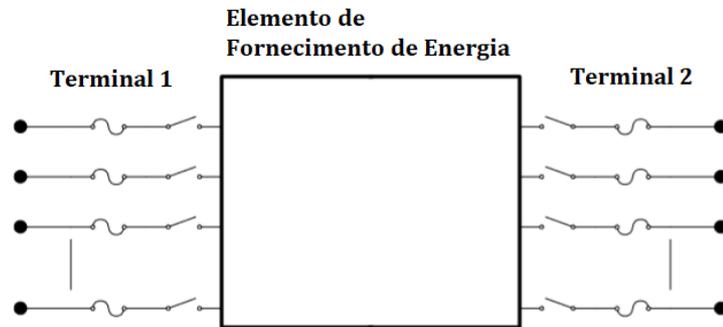


Figura 22 - Elemento de fornecimento de energia [17].

3.1.2 Fluxo de Potência Fundamental no OpenDSS – Método de Injeção de Correntes Nodais

O OpenDSS executa o fluxo de potência de dois modos principais, a saber, o modo Iterativo e o modo Direto. No modo iterativo, que é o modo padrão de execução, os elementos não lineares como as cargas e os geradores distribuídos são tratados como fontes de injeção de corrente e a solução é executada iterativamente até se atingir a convergência do estudo. Já no modo direto, os elementos não lineares são incluídos como admitâncias na matriz de admitâncias, de modo que a solução é feita sem iteração.

Existem, ainda, dois tipos de fluxos de potência iterativos adotados pelo programa, que são o modo Normal de Injeção de Correntes (modo padrão), e o modo Newton. O modo Normal é mais rápido na convergência, porém, o modo Newton é mais robusto e pode ser utilizado em sistemas mais difíceis de solucionar. No modo Normal de Injeção de Correntes, a matriz de admitância nodal é mantida constante, contribuindo para a eficiência computacional, especialmente para simulações longas, como cálculos que consideram curvas de carga anuais [18].

3.1.2.1 Algoritmo do Método de Injeção de Correntes Nodais

O método utilizado para o fluxo de potência do OpenDSS é baseado no ajuste, a cada iteração, da injeção de corrente elétrica nas barras de cargas e de geração. A equação nodal utilizada é descrita em (3.1).

$$[I_{inj}] = [Y][V_{nodal}] \quad (3.1)$$

Em que $[I_{inj}]$ é o vetor das correntes injetadas em cada barra do sistema, $[Y]$ é a matriz de admitâncias do sistema, $[V_{nodal}]$ é o vetor com as tensões de cada barra do sistema.

O processo de cálculo é descrito a seguir, conforme [19].

1. A matriz de admitância primitiva, $[Y_{\text{prim}}]$, é calculada para cada elemento do circuito. Todas as matrizes primitivas são utilizadas na construção da matriz de admitâncias do sistema, $[Y]$.
2. Inicialmente, são considerados apenas a barra *slack*, ou de referência, e os elementos de fornecimento de energia. Os elementos de conversão de energia são desconsiderados. Desse modo, considera-se apenas a corrente injetada na barra de referência, que é obtida por $I_{\text{inj}} = Y_g V_{\text{nom}}$. Dessa forma, obtém-se o valor inicial das tensões em módulo e ângulo, em todas as barras do sistema ($[V_{\text{nodal}}]$).
3. O processo iterativo inicia obtendo as correntes de injeção de todos os elementos de conversão de energia ($I_{\text{inj(elemento)}}$) a partir de $[V_{\text{nodal}}]$. Estas correntes são as correntes injetadas nas barras, necessárias para o suprimento da potência consumida pela carga e são calculadas de acordo com o modelo não linear das cargas e geradores.
4. Calcula-se as correntes de Norton (I_{Norton}) de todos os elementos de conversão de energia, que são determinadas apenas em função da tensão resultante em cada nó.
5. Adiciona-se as correntes de Norton (I_{Norton} , obtida em 4) às correntes injetadas dos elementos ($I_{\text{inj(elemento)}}$, obtida em 3), resultando nas correntes injetadas nas barras do sistema ($[I_{\text{inj}}]$).
6. Calcula-se novas tensões nodais ($[V_{\text{nodal}}]$).
7. Repete-se os passos 3 a 6 até que a diferença entre as tensões de duas iterações seja menor que a tolerância estabelecida (geralmente de 10^{-4}).

Durante todo este processo, a matriz de admitância nodal do sistema ($[Y]$) não é reconstruída e a convergência normalmente é alcançada em duas iterações. Esse processo de iteração exige que tenha-se apenas uma fonte de potência dominante, o que normalmente verifica-se nos sistemas de distribuição.

3.1.3 Fluxo Harmônico no OpenDSS

O fluxo harmônico no OpenDSS (*Harmonics*) pode ser facilmente executado, pois o *software* foi originalmente criado para análises harmônicas, principalmente relacionadas ao uso de geração distribuída. A análise harmônica deve ser sempre precedida por um fluxo de potência fundamental, para que as fontes harmônicas sejam inicializadas.

As cargas são representadas como equivalentes de Norton, em que a corrente injetada é calculada com base na corrente fundamental da carga, obtida no fluxo de potência, e no espectro harmônico associado à carga pelo usuário, conforme Figura 21, em que a corrente de Norton é dada por (3.2).

$$I_{\text{Norton}} = I_{\text{fund}} \times \%I_{\text{espectro}} \quad (3.2)$$

O espectro harmônico é informado pelo usuário para todos os elementos de conversão de energia, conforme desejar, e contém as seguintes informações da corrente harmônica: ordem harmônica, magnitude da corrente em porcentagem da corrente fundamental, e ângulo de fase, em graus.

O OpenDSS atribui um espectro padrão a todos os elementos de conversão de energia do sistema. Por isso, é fundamental que o usuário associe os espectros desejados às cargas não lineares e altere o espectro padrão, de modo que tenha apenas a frequência fundamental.

O processo de cálculo no fluxo harmônico, conforme [17], é descrito a seguir.

- 1) Inicialmente, executa-se o fluxo de potência fundamental.
- 2) Para cada frequência harmônica de todos os espectros harmônicos utilizados, é executado o procedimento a seguir:
 - a. A matriz de admitâncias é construída. A admitância equivalente da carga pode ser representada, conforme o usuário desejar, com a resistência e a reatância em paralelo ou em série. Por padrão, 50% da impedância é representada em paralelo e 50% em série. Ainda, pode-se ignorar o ramo paralelo da admitância, pela propriedade *NeglectLoadY*, de modo a obter toda a corrente harmônica especificada no espectro harmônico.
 - b. O vetor de correntes injetadas é construído a partir do espectro harmônico e da corrente fundamental, conforme (3.2).
 - c. Por fim, as tensões são obtidas pela solução direta da equação nodal – (3.1), não sendo necessário um processo iterativo.

Observa-se que o cálculo no modo harmônico é simples, de modo direto, sem necessidade de processo iterativo, sendo as correntes harmônicas injetadas na rede informadas pelo usuário.

3.1.4 Cálculo das Perdas Técnicas

Para o cálculo das perdas, o OpenDSS utiliza as correntes nas linhas do sistema, obtidas nos fluxos de potência (tanto fundamental quanto harmônico), e calcula as perdas joulicas, por meio de (2.51), além de calcular as perdas nos transformadores, considerando-se as perdas a vazio e à plena carga, informadas pelo usuário. Os resultados fornecidos nos relatórios são referentes às perdas nas linhas e nos transformadores do sistema, separados por ordem harmônica.

3.2 Considerações Finais

Este capítulo destinou-se à apresentação do *software* OpenDSS, bem como os principais aspectos do cálculo de perdas realizado por ele. Primeiramente, foram apresentados os conceitos fundamentais de barra, terminal e elementos de conversão e fornecimento de energia. Em seguida, foi apresentado o método de cálculo utilizado no fluxo de potência fundamental, bem como a equação matricial nodal utilizada, descrevendo os passos do processo iterativo.

Ainda, foram apresentados os passos do cálculo utilizado no fluxo harmônico executado no OpenDSS. Foi possível verificar que, no modo harmônico, é utilizada a mesma equação matricial utilizada no fluxo de potência fundamental, porém, o cálculo é feito de modo direto, utilizando os espectros harmônicos das cargas, informados pelo usuário.

4 METODOLOGIA

Este capítulo tem como objetivo a apresentação da metodologia utilizada para a quantificação das perdas técnicas considerando-se as componentes harmônicas. Neste trabalho, todo o processo de cálculo é feito com base no cálculo realizado pela ANEEL, para a corrente fundamental, com algumas modificações necessárias para a inclusão do modo harmônico. Para isso, primeiramente a metodologia da ANEEL será apresentada para que se compreenda as modificações feitas.

4.1 Metodologia utilizada pela ANEEL

Na metodologia utilizada atualmente pela ANEEL para o cálculo das perdas técnicas, as distribuidoras disponibilizam a BDGD para que sejam extraídas todas as informações da rede necessárias para o cálculo, como potências dos transformadores, bitolas dos condutores, reguladores de tensão, característica dos ramais de ligação, curvas de carga, entre outros. A ANEEL utiliza o *software* ProgGeoPerdas, que lê o banco de dados com as informações referentes à rede e executa o OpenDSS. A Figura 23 apresenta a interface do ProgGeoPerdas.

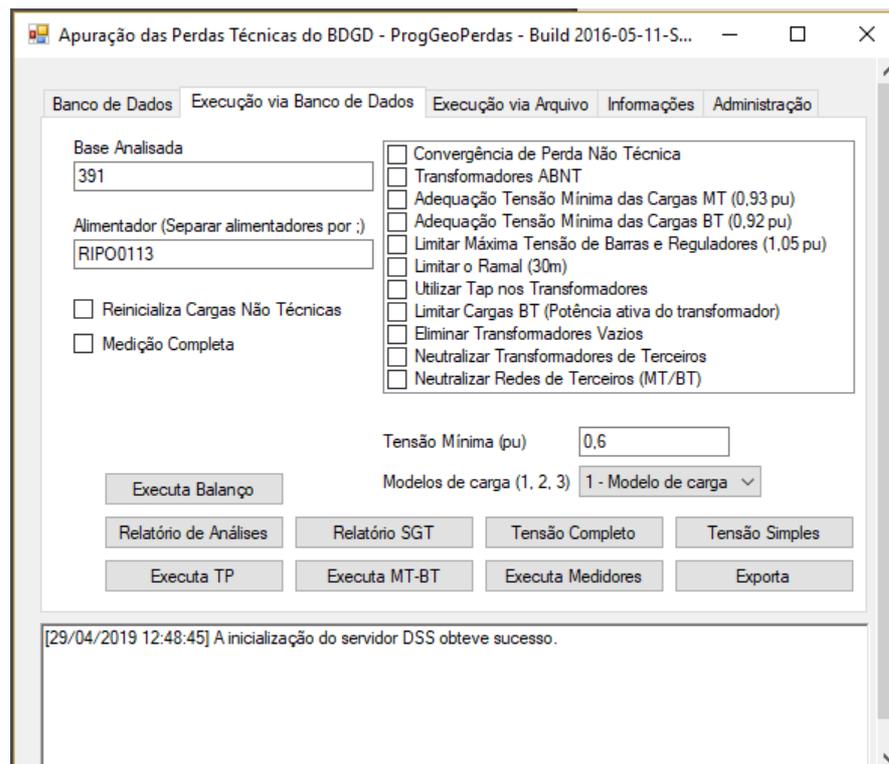


Figura 23 – Interface ProgGeoPerdas.

Pode-se observar que o ProgGeoPerdas oferece diversas opções para a execução do fluxo de potência no OpenDSS, desde ajustar os modelos de carga e limitar o tamanho dos ramais de ligação até realizar o balanço de energia e incluir as perdas técnicas devido às não técnicas, pelo processo iterativo descrito na Seção 2.2. Desse modo, observa-se que o *software* realiza todas as operações necessárias desde a leitura do banco de dados até fornecer o resultado final, com os relatórios de perdas e as análises necessárias.

Para a realização dos estudos de casos deste trabalho, o ProgGeoPerdas foi utilizado apenas para a extração dos arquivos no formato .dss. Os arquivos neste formato possuem as informações da rede elétrica, constantes na BDGD, já traduzidas para a linguagem do OpenDSS. Assim, os arquivos utilizados no estudo já estão preparados para o fluxo de potência fundamental, que compreende a rede de média e baixa tensão, conforme recomendado em [2], e são organizados conforme apresentado a seguir. Para cada alimentador, existem 193 arquivos .dss com as informações do sistema, os quais são apresentados a seguir.

4.1.1 Arquivos Master

O arquivo do tipo Master é o arquivo que contém todas as instruções de simulação para o OpenDSS, além de redirecionar para todos os outros tipos de arquivos, que contêm os dados físicos da rede elétrica. Como a ANEEL recomenda que o cálculo seja feito para três representações de dias típicos – dia útil, sábado e domingo/feriado – para cada mês do ano, existem 36 tipos de simulações que devem ser feitas para o período de apuração. Logo, existem 36 arquivos *Master*, que podem ser classificados quanto ao tipo de dia e quanto ao mês.

A ordem dos comandos para a simulação é dada a seguir:

1. Define-se o modo *Daily* de execução.
2. Define-se a tolerância para o processo de cálculo, que é de 0,01%.
3. Define-se o máximo de iterações por solução, que são 10.
4. Executa-se a solução.
5. Exporta-se os resultados, em arquivo do tipo .csv, na pasta do alimentador.

A Figura 24 apresenta o código de um arquivo Master.

```

Master_DO01_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
! Criação da seção do arquivo master
Clear
Redirect 'CircuitoMT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'CodCondutor_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'CurvacargaMT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'CurvacargaBT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'ChavesMT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'SegmentosMT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'ReguladorMT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'TransformadorMTMTMTBT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'SegmentosBT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'RamaisBT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'Medidores_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'CargasMT_DO01_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'CargasBT_DO01_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'CargasMTNT_DO01_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'CargasBTNT_DO01_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Redirect 'Tensoesbase_6587_29183571_NTMBRSR1PVTRR.dss'
Set mode = daily
Set tolerance = 0.0001
Set maxcontroliter = 10
!Set algorithm = newton
!Solve mode = direct
Solve
Export meters

```

Figura 24 – Conteúdo do arquivo Master.

Observando a Figura 24, nota-se que primeiramente é informado ao OpenDSS todos os arquivos em que se encontram as informações do alimentador. Ainda, nota-se, pelo nome do arquivo (Master_DO01), que este é para a simulação de domingo/feriado do mês de janeiro. Por isso, os arquivos de cargas associados são os que contêm as informações de domingo do mês de janeiro (CargasMT_DO01, CargasBT_DO01, CargasMTNT_DO01 e CargasBTNT_DO01).

Desse modo, todos os outros 35 arquivos master são iguais ao da Figura 24, com todos os arquivos de informações do sistema iguais para todos os tipos de simulações realizadas, exceto os arquivos de cargas, que se diferenciam devido às curvas de cargas, que são diferentes para cada tipo de simulação considerada.

Vale ressaltar ainda que todas as linhas de código para as simulações do alimentador poderiam estar em um único arquivo .dss. Porém, para que o processo seja mais simples e organizado, as informações da rede elétrica são organizadas em vários arquivos diferentes, de acordo com o tipo de informação do sistema. Nas próximas seções, serão descritos todos os tipos de arquivos utilizados na simulação, presentes na Figura 24.

4.1.1.1 Modo de Execução – Daily

O modo de execução utilizado no cálculo das perdas técnicas, *Daily*, é um fluxo de potência que permite associar às cargas suas respectivas curvas de carga diárias, de modo que

a potência consumida pela carga varie ao longo do dia. As curvas de cargas são levantadas pelas distribuidoras em campanhas de medições e a variação da carga ao longo do dia é representada em 24 patamares, representando um valor de potência para cada hora do dia. Tal modo de execução realiza o fluxo de potência sequencialmente, para todos os patamares utilizados nas curvas de carga, de maneira que o resultado obtido é o somatório das perdas ao longo de todo o dia.

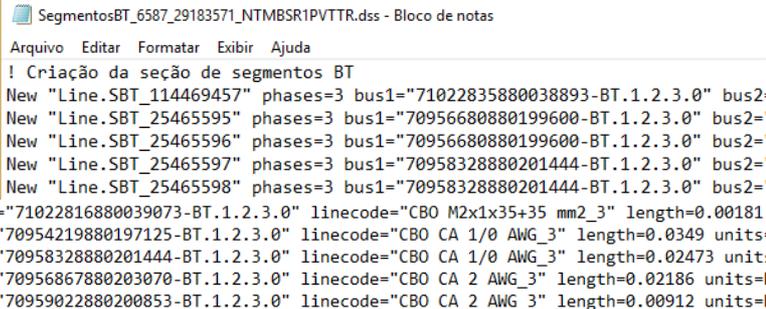
4.1.2 Arquivos de Segmentos de Rede

Os arquivos do tipo Segmentos de Rede possuem as informações das linhas do sistema e por isso existem apenas dois arquivos desse tipo, que são referentes aos segmentos de baixa tensão e aos segmentos de média tensão. Neste tipo de arquivo, são criados os objetos do tipo *line*, que possuem dois terminais e são elementos de fornecimento de energia.

Tais arquivos possuem as seguintes informações:

- Nome do segmento de rede.
- Quantidade de fases do segmento.
- Nome das barras às quais o segmento está conectado e suas respectivas conexões.
- Nome do código de condutor do segmento, que é detalhado no arquivo de código de condutores.
- Comprimento do segmento de linha.
- Unidade do comprimento informado (km).

A Figura 25 mostra o conteúdo de um arquivo de segmentos de baixa tensão, que foi dividida para melhor visualização.



```

SegmentosBT_6587_29183571_NTMBSR1PVTRR.dss - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
! Criação da seção de segmentos BT
New "Line.SBT_114469457" phases=3 bus1="71022835880038893-BT.1.2.3.0" bus2=
New "Line.SBT_25465595" phases=3 bus1="70956680880199600-BT.1.2.3.0" bus2=
New "Line.SBT_25465596" phases=3 bus1="70956680880199600-BT.1.2.3.0" bus2=
New "Line.SBT_25465597" phases=3 bus1="70958328880201444-BT.1.2.3.0" bus2=
New "Line.SBT_25465598" phases=3 bus1="70958328880201444-BT.1.2.3.0" bus2=
bus2="71022816880039073-BT.1.2.3.0" linecode="CBO M2x1x35+35 mm2_3" length=0.00181 units
bus2="70954219880197125-BT.1.2.3.0" linecode="CBO CA 1/0 AWG_3" length=0.0349 units=km
bus2="70958328880201444-BT.1.2.3.0" linecode="CBO CA 1/0 AWG_3" length=0.02473 units=km
bus2="70956867880203070-BT.1.2.3.0" linecode="CBO CA 2 AWG_3" length=0.02186 units=km
bus2="70959022880200853-BT.1.2.3.0" linecode="CBO CA 2 AWG_3" length=0.00912 units=km

```

Figura 25 - Conteúdo do arquivo Segmentos.

A Figura 25 mostra a conexão do segmento de rede, indicando a ordem das fases nos terminais da linha. Assim, após o nome das barras (cada um dos terminais), onde se lê

“1.1.2.3.0”, significa que no primeiro nó desta barra está conectada a fase A, no segundo nó, a fase B e no terceiro nó, a fase C. O quarto nó representa o retorno por terra.

4.1.3 Arquivo de Ramais de Ligação

Este tipo de arquivo diz respeito às informações dos ramais de ligação do sistema e existe apenas um arquivo desse tipo por alimentador. Um ramal de ligação nada mais é que um segmento de rede de curto comprimento, por isso, os objetos criados são do tipo *line* e as informações são as mesmas contidas nos arquivos de segmentos de rede, sendo que o comprimento da linha é cerca de 10 metros.

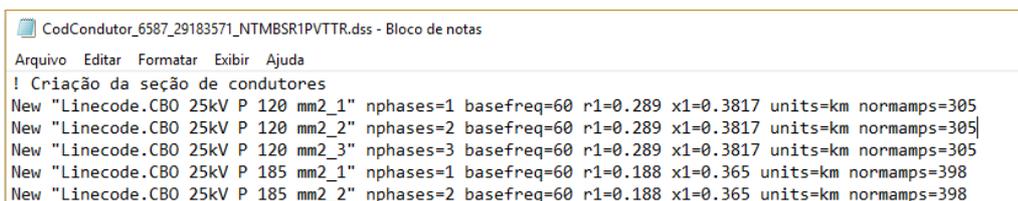
4.1.4 Arquivo de Código de Condutores

Neste tipo de arquivo, estão as informações dos condutores utilizados nas linhas do sistema, inclusive nos ramais de ligação. Por isso, existe apenas um arquivo com estas informações por alimentador. Ele informa as características de impedância dos cabos, que podem também ser informadas nos próprios arquivos de segmentos de rede. Porém, como existem muitos segmentos e poucos tipos diferentes de condutores, é mais conveniente e prático informá-los separadamente, referenciando o código de condutor no arquivo de segmentos, facilitando a leitura do programa.

Este arquivo cria o objeto *linecode*, que é uma propriedade do objeto *line*. Dessa forma, este tipo de arquivo contém as seguintes informações:

- Nome do código de condutor.
- Número de fases do segmento que tal código representa.
- Frequência base, que é 60 Hz.
- Resistência de sequência positiva, em Ω /unidade de comprimento.
- Reatância de sequência positiva em Ω /unidade de comprimento.
- Unidade de comprimento, que é em km.
- Ampacidade, ou capacidade máxima de condução do cabo, em Ampere.

A Figura 26 mostra o conteúdo de um arquivo de código de condutores.



```

CodCondutor_6587_29183571_NTMSR1PVTR.dss - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
! Criação da seção de condutores
New "Linecode.CBO 25kV P 120 mm2_1" nphases=1 basefreq=60 r1=0.289 x1=0.3817 units=km normamps=305
New "Linecode.CBO 25kV P 120 mm2_2" nphases=2 basefreq=60 r1=0.289 x1=0.3817 units=km normamps=305]
New "Linecode.CBO 25kV P 120 mm2_3" nphases=3 basefreq=60 r1=0.289 x1=0.3817 units=km normamps=305
New "Linecode.CBO 25kV P 185 mm2_1" nphases=1 basefreq=60 r1=0.188 x1=0.365 units=km normamps=398
New "Linecode.CBO 25kV P 185 mm2_2" nphases=2 basefreq=60 r1=0.188 x1=0.365 units=km normamps=398

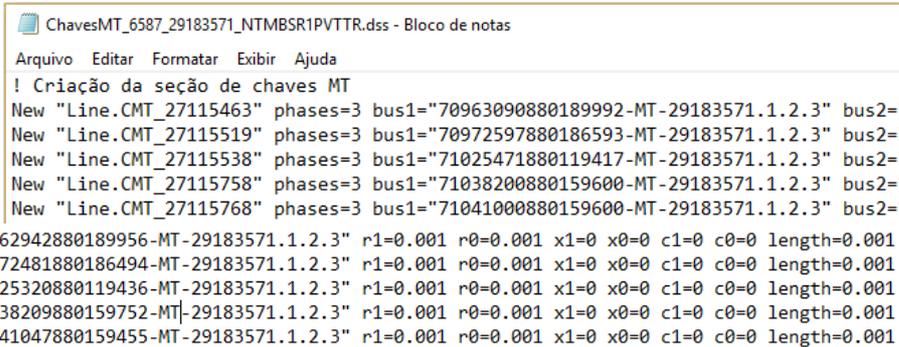
```

Figura 26 - Conteúdo do arquivo Código de Condutores.

Na Figura 25, pode-se perceber que, para todas as linhas do sistema, existe um código de condutor associado, indicando as características dos respectivos condutores utilizados.

4.1.5 Arquivos de Chaves

Os arquivos de chaves podem ser de média e baixa tensão e, por isso, existem dois arquivos desse tipo por alimentador. As chaves são definidas no OpenDSS como objetos do tipo *line* com impedância e comprimento muito baixos. A Figura 27 mostra o conteúdo desse tipo de arquivo, que foi dividida para melhor visualização. Pode-se observar que as capacitâncias e reatâncias são nulas e as resistências são muito baixas, assim como o comprimento de linha. Ainda, existe a propriedade “*switch*”, que é definida como *true* (T), para indicar que este segmento funciona como uma chave.



```

ChavesMT_6587_29183571_NTMBSR1PVTTR.dss - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
! Criação da seção de chaves MT
New "Line.CMT_27115463" phases=3 bus1="70963090880189992-MT-29183571.1.2.3" bus2=
New "Line.CMT_27115519" phases=3 bus1="70972597880186593-MT-29183571.1.2.3" bus2=
New "Line.CMT_27115538" phases=3 bus1="71025471880119417-MT-29183571.1.2.3" bus2=
New "Line.CMT_27115758" phases=3 bus1="71038200880159600-MT-29183571.1.2.3" bus2=
New "Line.CMT_27115768" phases=3 bus1="71041000880159600-MT-29183571.1.2.3" bus2=
bus2="70962942880189956-MT-29183571.1.2.3" r1=0.001 r0=0.001 x1=0 x0=0 c1=0 c0=0 length=0.001 switch=T
bus2="70972481880186494-MT-29183571.1.2.3" r1=0.001 r0=0.001 x1=0 x0=0 c1=0 c0=0 length=0.001 switch=T
bus2="71025320880119436-MT-29183571.1.2.3" r1=0.001 r0=0.001 x1=0 x0=0 c1=0 c0=0 length=0.001 switch=T
bus2="71038209880159752-MT-29183571.1.2.3" r1=0.001 r0=0.001 x1=0 x0=0 c1=0 c0=0 length=0.001 switch=T
bus2="71041047880159455-MT-29183571.1.2.3" r1=0.001 r0=0.001 x1=0 x0=0 c1=0 c0=0 length=0.001 switch=T

```

Figura 27 - Conteúdo do arquivo Chaves.

Pode-se observar, ainda, que as chaves podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas, com a indicação das conexões feita da mesma forma que para os segmentos de rede, sendo que, para as chaves, não existe retorno por terra.

4.1.6 Arquivo de Circuito

O arquivo de Circuito é o mais importante para a execução do OpenDSS e deve ser o primeiro a ser informado. Ele cria o objeto do tipo *Circuit*, que é o equivalente de Thevenin, ou seja, o barramento de saída do alimentador, e possui dois terminais de conexão. Ele contém as seguintes informações:

- Nome do circuito, que é o mesmo nome do alimentador.
- Tensão fase-fase, em kV.
- Tensão, em pu, em que o barramento está operando.

- Nome das barras às quais seus terminais está conectado. Se a segunda barra for omitida, significa que o segundo terminal está conectado ao terra (nó 0).
- Resistência de sequência positiva da fonte, em Ω .
- Reatância de sequência positiva da fonte, em Ω .

A Figura 28 mostra o conteúdo do arquivo deste tipo.



```
CircuitoMT_6587_29183571_NTMBSR1PVTRR.dss - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
| Criação da seção de circuitos
New "Circuit.29183571" basekv=13.8 pu=1 bus1="70981617879975760-MT-29183571" r1=0 x1=0.0001
```

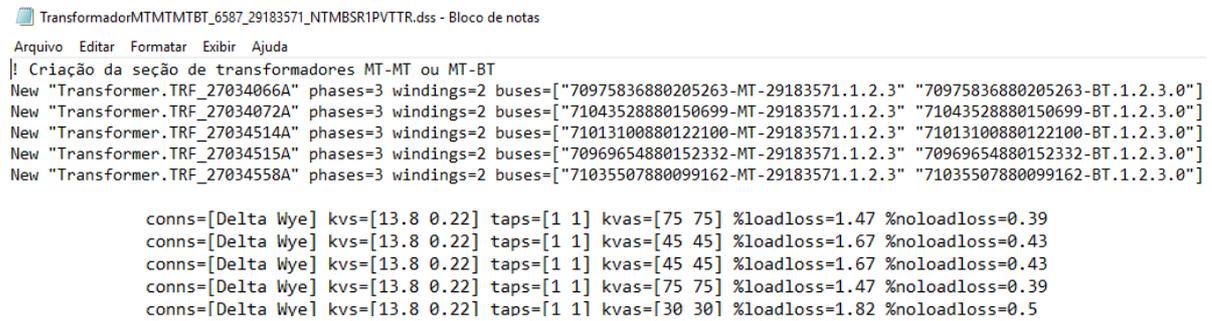
Figura 28 – Conteúdo do arquivo Circuito.

4.1.7 Arquivo de Transformadores

Este tipo de arquivo cria objetos do tipo *Transformer*, que são elementos de fornecimento de energia e possuem dois terminais. Existe apenas um arquivo desse tipo por alimentador, que contém todos os transformadores de distribuição do sistema. As informações associadas a este tipo de objeto são as seguintes:

- Nome do objeto Transformador.
- Quantidade de fases do transformador.
- Número de enrolamentos do transformador.
- Nomes das barras às quais os terminais estão conectados e suas respectivas conexões.
- Tipos de conexões dos enrolamentos (delta ou estrela).
- Tensão nominal, em kV, dos enrolamentos. Para conexão em estrela, a tensão informada deve ser de fase e, para conexão em delta, a tensão deve ser fase-fase.
- Taps do transformador, que informa a tensão em pu que o tap está ajustado.
- Potência nominal do transformador, em kVA.
- Percentual de perda total, com base na carga nominal.
- Percentual de perda a vazio, com base na carga nominal.

A Figura 29 mostra o conteúdo do arquivo de Transformadores, que foi dividida para melhor visualização.



```

Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
! Criação da seção de transformadores MT-MT ou MT-BT
New "Transformer.TRF_27034066A" phases=3 windings=2 buses=["70975836880205263-MT-29183571.1.2.3" "70975836880205263-BT.1.2.3.0"]
New "Transformer.TRF_27034072A" phases=3 windings=2 buses=["71043528880150699-MT-29183571.1.2.3" "71043528880150699-BT.1.2.3.0"]
New "Transformer.TRF_27034514A" phases=3 windings=2 buses=["71013100880122100-MT-29183571.1.2.3" "71013100880122100-BT.1.2.3.0"]
New "Transformer.TRF_27034515A" phases=3 windings=2 buses=["70969654880152332-MT-29183571.1.2.3" "70969654880152332-BT.1.2.3.0"]
New "Transformer.TRF_27034558A" phases=3 windings=2 buses=["71035507880099162-MT-29183571.1.2.3" "71035507880099162-BT.1.2.3.0"]

conns=[Delta Wye] kvs=[13.8 0.22] taps=[1 1] kvas=[75 75] %loadloss=1.47 %noloadloss=0.39
conns=[Delta Wye] kvs=[13.8 0.22] taps=[1 1] kvas=[45 45] %loadloss=1.67 %noloadloss=0.43
conns=[Delta Wye] kvs=[13.8 0.22] taps=[1 1] kvas=[45 45] %loadloss=1.67 %noloadloss=0.43
conns=[Delta Wye] kvs=[13.8 0.22] taps=[1 1] kvas=[75 75] %loadloss=1.47 %noloadloss=0.39
conns=[Delta Wye] kvs=[13.8 0.22] taps=[1 1] kvas=[30 30] %loadloss=1.82 %noloadloss=0.5

```

Figura 29 - Conteúdo do arquivo Transformadores.

Pode-se observar que as informações referentes aos enrolamentos são inseridas em vetores nos quais a primeira posição diz respeito ao primeiro enrolamento e a segunda posição, ao segundo enrolamento, e assim por diante. Os tapes estão ajustados para a tensão nominal (1 pu) e os percentuais de perdas são inseridos conforme as perdas regulatórias para transformadores de distribuição, estabelecidas nas tabelas em [2][2].

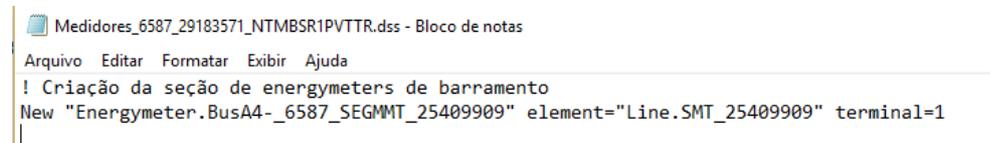
4.1.8 Arquivo de Medidores

O arquivo de Medidores cria objetos do tipo *Energy Meter*, que é um medidor de energia utilizado para simulações realizadas ao longo do tempo, como é o caso do modo *Daily*. Existe um arquivo desse tipo para cada alimentador, informando o medidor existente, que é conectado na saída do alimentador, de forma que são obtidas medições diárias para todo o sistema.

As informações referentes ao medidor de energia são as seguintes:

- Nome do medidor.
- Elemento do sistema ao qual o medidor está associado.
- Terminal do elemento ao qual o medidor está conectado.

A Figura 30 apresenta o conteúdo do arquivo do tipo Medidores.



```

Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
! Criação da seção de energymeters de barramento
New "EnergyMeter.BusA4-_6587_SEGMMT_25409909" element="Line.SMT_25409909" terminal=1

```

Figura 30 – Conteúdo do arquivo Medidores.

Pode-se observar que este medidor está conectado ao primeiro terminal de um segmento de rede de média tensão. Este segmento de rede é o primeiro do alimentador, conectado diretamente ao objeto *Circuit*.

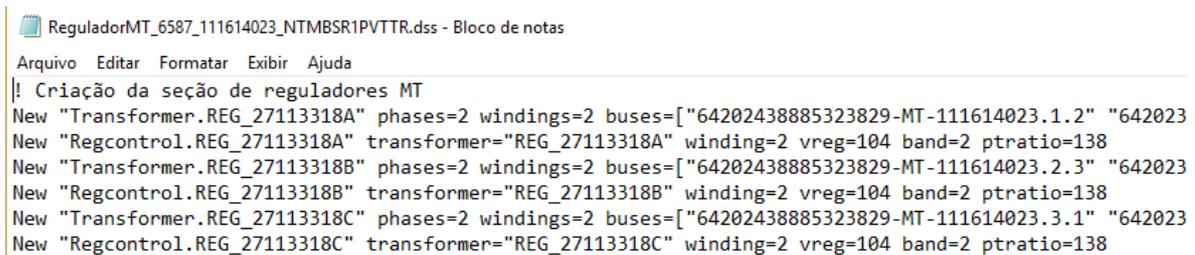
O medidor de energia fornece o relatório da simulação, em que encontram-se diversas informações interessantes, das quais se destaca as perdas totais diárias de energia nas linhas e nos transformadores. Ainda, as perdas nos transformadores são segmentadas em perdas no ferro e perdas no cobre.

4.1.9 *Arquivo de Regulador de Tensão*

Este arquivo define os reguladores de tensão do sistema, que são representados no OpenDSS pelo objeto *RegControl*, que é conectado ao enrolamento de um transformador, monitorando sua tensão. Ele pode ajustar tanto o tape do enrolamento ao qual está conectado quanto o tape de outro enrolamento do transformador. Existe apenas um arquivo desse tipo por alimentador.

As informações do regulador de tensão são as seguintes:

- Nome do regulador de tensão.
- Nome do transformador ao qual está conectado.
- Número do enrolamento do transformador ao qual está conectado.
- Tensão de regulação, em V.
- Largura de banda, em V, para a barra controlada.
- Relação do transformador de potencial (TP), que converte a tensão controlada no enrolamento do transformador para o regulador de tensão.



```

ReguladorMT_6587_111614023_NTMSR1PVTR.dss - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
|! Criação da seção de reguladores MT
New "Transformer.REG_27113318A" phases=2 windings=2 buses=["64202438885323829-MT-111614023.1.2" "642023
New "Regcontrol.REG_27113318A" transformer="REG_27113318A" winding=2 vreg=104 band=2 ptratio=138
New "Transformer.REG_27113318B" phases=2 windings=2 buses=["64202438885323829-MT-111614023.2.3" "642023
New "Regcontrol.REG_27113318B" transformer="REG_27113318B" winding=2 vreg=104 band=2 ptratio=138
New "Transformer.REG_27113318C" phases=2 windings=2 buses=["64202438885323829-MT-111614023.3.1" "642023
New "Regcontrol.REG_27113318C" transformer="REG_27113318C" winding=2 vreg=104 band=2 ptratio=138

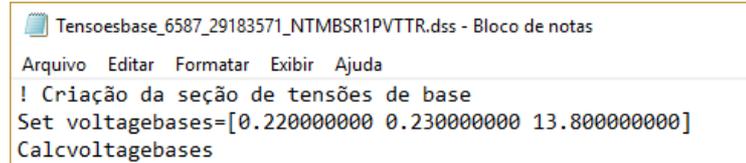
```

Figura 31 –Conteúdo do arquivo Reguladores de Tensão.

4.1.10 *Arquivo de Tensões Base*

Este arquivo contém as informações dos níveis de tensão do sistema em kV. Existe apenas um arquivo desse tipo por alimentador e a

Figura 32 apresenta seu conteúdo.



```
Tensoesbase_6587_29183571_NTMBSR1PVTTTR.dss - Bloco de notas
Arquivo  Editar  Formatar  Exibir  Ajuda
! Criação da seção de tensões de base
Set voltagebases=[0.220000000 0.230000000 13.800000000]
Calcvoltagebases
```

Figura 32 – Conteúdo do arquivo Tensões Base.

Observa-se que as bases de tensão deste circuito são de 220 V, 230 V e 13,8 kV. O comando *Calcvoltagebases* inicializa a execução, realizando um fluxo de potência sem injeção de corrente, e as tensões das barras são, então, determinadas em um valor próximo das bases de tensão prefixadas.

4.1.11 Arquivos de Cargas

Os arquivos de cargas criam objetos do tipo *load*, que são elementos de conversão de energia. Além disso, para o modo de execução *daily*, são observadas as variações de potência das cargas ao longo do dia, em 24 patamares, que são as chamadas curvas de carga. Por isso, para cada carga do sistema, deve ser referenciada sua respectiva curva de carga.

Como explicado na Seção 2.2.3, são consideradas no cálculo as perdas técnicas devido às não técnicas. Essa consideração é feita incluindo-se a energia devida às perdas não técnicas nas cargas do sistema, na forma de novas cargas inseridas em paralelo, nas barras das cargas originais. Tais cargas possuem potência que representa uma fração da potência original, de modo que esta fração é obtida respeitando-se o balanço energético e a proporção do consumo.

Devido aos 36 tipos de simulações recomendados em [2], referentes aos 3 dias típicos para cada mês do ano, existem 36 arquivos com as informações das cargas de baixa tensão, 36 arquivos com as cargas de média tensão, além de outros 72 arquivos referentes às cargas de baixa e média tensão relativos às perdas não técnicas, resultando assim em um total de 144 arquivos de cargas para cada alimentador.

Este tipo de arquivo contém as seguintes informações a respeito das cargas:

- Nome da carga.
- Barra à qual a carga está conectada.
- Número de fases da carga.
- Conexão da carga (delta ou estrela).
- Modelo da carga, que define como a carga varia com a tensão. O OpenDSS permite os seguintes modelos de carga:
 - 1) Potência Constante.
 - 2) Impedância Constante.

- 3) Potência ativa constante e potência reativa modelada como impedância constante.
 - 4) Potência ativa e reativa variam de modo exponencial.
 - 5) Corrente Constante.
 - 6) Potência Ativa Constante, podendo ser modificada pelo formato da curva de carga, mas com a potência reativa fixa no tempo.
 - 7) Semelhante ao modelo 6, mas com a potência reativa variando com o quadrado da tensão.
 - 8) Modelo ZIP, com os expoentes de potência ativa e reativa para os três modelos de carga (impedância constante, corrente constante e potência constante).
- Tensão de operação, em kV.
 - Valor da potência ativa nominal da carga, considerando todas as fases.
 - Valor do fator de potência da carga, que, conforme [2] deve ser de 0,92.
 - Nome da curva de carga associada à carga, no arquivo de Curvas de Carga.
 - Status da carga, que pode ser variável ou fixo, identificando se a carga varia com multiplicadores ou não. Neste caso, é variável pois varia com os multiplicadores da curva de carga.
 - Tensão máxima em pu, que define a máxima tensão em que o modelo da carga é aplicado. Acima desse valor, o modelo da carga é convertido para impedância constante.
 - Tensão Mínima em pu, que define a mínima tensão em que o modelo da carga é aplicado. Abaixo desse valor, o modelo de carga é convertido para impedância constante.

A Figura 33 apresenta o conteúdo do arquivo de Cargas.

```

CargasBTNT_DO01_6587_29183571_NTMBR1PVTR.dss - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
!! Criação da seção de cargas BT Não Técnicas
New "Load.BT_930858_NT_M1" bus1="70992397879986328-BT.1.2.3.0" phases=3 conn=Delta model=2 kv=0.22 kw=
New "Load.BT_930858_NT_M2" bus1="70992397879986328-BT.1.2.3.0" phases=3 conn=Delta model=3 kv=0.22 kw=
New "Load.BT_369682_NT_M1" bus1="70949108880189350-BT.1.2.3.0" phases=3 conn=Delta model=2 kv=0.22 kw=
New "Load.BT_369682_NT_M2" bus1="70949108880189350-BT.1.2.3.0" phases=3 conn=Delta model=3 kv=0.22 kw=
New "Load.BT_83960582_NT_M1" bus1="71056468880036284-BT.1.0" phases=1 conn=Wye model=2 kv=0.127017059

kw=0.0151715 pf=0.92 daily="COM-Tipo8_D0" status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.92
kw=0.0151715 pf=0.92 daily="COM-Tipo8_D0" status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.92
kw=0.11218 pf=0.92 daily="SP-Tipo1_D0" status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.92
kw=0.11218 pf=0.92 daily="SP-Tipo1_D0" status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.92
359 kw=0.0089835 pf=0.92 daily="IP-Tipo1_D0" status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.92

```

Figura 33 - Conteúdo do arquivo Cargas.

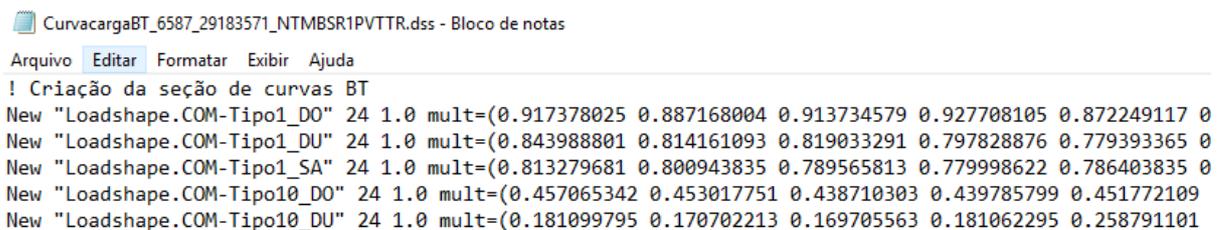
Pelo nome do arquivo, observa-se que este arquivo é referente à simulação de Domingos/Feriados do mês de Janeiro (DO01). Ainda, pode-se observar que todas as cargas foram divididas em duas parcelas de potências iguais, porém, com modelos diferentes (modelos 2 e 3). Assim, metade da carga é modelada como impedância constante (modelo 2) e a outra metade é modelada como potência constante (modelo 3), sendo que a parcela reativa será modelada como impedância constante, conforme recomendação de [2].

4.1.12 Arquivos de Curva de Carga

O arquivo do tipo Curva de Carga cria objetos do tipo *loadshape*, que é uma propriedade associada ao objeto *load*. Existem dois arquivos desse tipo por alimentador, que são referentes à curva de carga das cargas de baixa tensão e média tensão. O objeto *loadshape* é fundamental para a execução do modo *daily*, pois é ele quem informa os patamares de carga ao longo do dia. As informações presentes no arquivo são as seguintes:

- Nome da curva de carga, que discrimina o tipo de consumidor, e o tipo de dia da simulação.
- Número de pontos da curva de carga.
- Intervalo entre os pontos da curva, em horas.
- Vetor com os multiplicadores da potência da carga.

A Figura 34 apresenta o conteúdo desse tipo de arquivo.



```

CurvacargaBT_6587_29183571_NTMSR1PVTTR.dss - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
! Criação da seção de curvas BT
New "Loadshape.COM-Tipo1_DO" 24 1.0 mult=(0.917378025 0.887168004 0.913734579 0.927708105 0.872249117 0
New "Loadshape.COM-Tipo1_DU" 24 1.0 mult=(0.843988801 0.814161093 0.819033291 0.797828876 0.779393365 0
New "Loadshape.COM-Tipo1_SA" 24 1.0 mult=(0.813279681 0.800943835 0.789565813 0.779998622 0.786403835 0
New "Loadshape.COM-Tipo10_DO" 24 1.0 mult=(0.457065342 0.453017751 0.438710303 0.439785799 0.451772109
New "Loadshape.COM-Tipo10_DU" 24 1.0 mult=(0.181099795 0.170702213 0.169705563 0.181062295 0.258791101

```

Figura 34 - Conteúdo do arquivo Curvas de Carga.

Apesar de no arquivo conter os 24 patamares de carga, a Figura 34 mostra apenas 5 deles, pois foi cortada para melhor visualização. Observa-se que as três primeiras curvas de carga criadas são para consumidores do tipo comercial, de tipo 1, para os três dias típicos, ou seja, domingo, dia útil e sábado. O vetor possui 24 valores de multiplicadores da potência nominal da carga. Foi elaborado o gráfico destas três curvas para ilustrar o comportamento desse tipo de consumidor, apresentado na Figura 35.

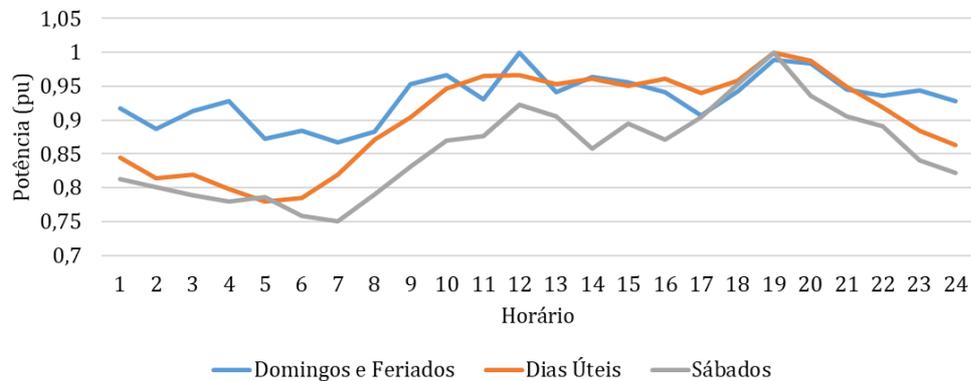


Figura 35 - Curvas de carga para tipologia Comercial - tipo 1.

Desse modo, este arquivo contém as curvas de carga de todas as tipologias, conforme os dias típicos considerados nas simulações. As curvas de carga são fixas para os meses do ano.

4.1.13 Passo a passo da Execução no OpenDSS – Método ANEEL

Uma vez traduzidas as informações do sistema da distribuidora para os arquivos .dss, pode-se resumir o método da ANEEL para a obtenção do resultado total anual do alimentador da seguinte forma:

1. Para cada um dos 36 tipos de simulações diferentes (3 simulações – dia útil, sábado e domingo/feriado – para os 12 meses do ano):
 - a. Executa-se o fluxo de potência – modo *Daily* – no OpenDSS.
 - b. Obtém-se o resultado total diário das perdas.
2. Pós processamento, a partir dos 36 resultados obtidos, para alcançar o resultado total anual das perdas técnicas do alimentador.

O mesmo procedimento é seguido para todos os alimentadores da distribuidora.

4.2 Metodologia utilizada nos Estudos de Casos

A metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas considerando-se o conteúdo harmônico da rede elétrica foi feita a partir dos arquivos .dss já preparados para o cálculo das perdas técnicas considerando-se apenas a fundamental, conforme mostrado na Seção 4.1. Como pode-se perceber, os arquivos do tipo .dss são arquivos do tipo texto, com código na linguagem do OpenDSS. Desse modo, é fácil modificá-los automaticamente para que realizem, além do fluxo de potência, o fluxo harmônico.

Para tal, foi desenvolvido um programa em VBA, devido à facilidade para manipulação de arquivos do tipo texto, para a otimização do processo, que possui três etapas principais, descritas a seguir.

1. Preparação dos Arquivos
2. Execução do OpenDSS
3. Organização dos Resultados

Para apresentar as modificações realizadas, primeiramente, é necessário compreender algumas particularidades do modo *Harmonic* do OpenDSS que influenciam diretamente como o método deve ser aplicado. Como mencionado na Seção 3.1.3, para executar o fluxo harmônico, é necessário ter executado anteriormente um fluxo de potência fundamental. Neste caso, o fluxo fundamental utilizado é o modo *Daily*, que é o fluxo de potência sequencial que considera a curva de carga diária das cargas, informando nos resultados a perda de energia integralizada ao longo de todo o dia, devido ao objeto *Energy Meter* utilizado.

Entretanto, o fluxo harmônico do OpenDSS é um fluxo instantâneo e não sequencial, não sendo possível executá-lo considerando a curva de carga diária das cargas, nem obter resultados integralizados ao longo do dia, visto que o objeto *energymeter* não opera no modo harmônico. Desse modo, o usuário deve elaborar seu próprio modo de execução, de forma que todos os patamares de carga sejam considerados para a obtenção correta das perdas harmônicas ao longo do dia.

Portanto, a solução utilizada consiste em fragmentar a execução do fluxo de potência em 24 vezes, de forma que para cada um dos patamares da curva de carga diária, seja executado tanto o fluxo de potência fundamental quanto o fluxo harmônico, obtendo ambos os resultados para cada hora do dia. Desse modo, o fluxo harmônico acompanha a curva de carga diária, pois tem como referência o patamar correto da potência em que as cargas operam, para cada uma das simulações realizadas. Assim, ao final da simulação, obter-se-á 24 resultados de perda fundamental, além de 24 resultados de perda harmônica para cada uma das ordens harmônicas analisadas.

Além disso, para o estudo realizado, não foram consideradas as perdas técnicas devido às não técnicas, conforme processo descrito na Seção 2.2.3.

4.2.1 Preparação dos Arquivos

Nesta etapa, o programa modifica os arquivos .dss existentes, preparando-os para os cálculos, além de inserir os arquivos com os espectros harmônicos na pasta do alimentador,

necessários para o cálculo. A seguir, serão apresentadas as modificações feitas nos arquivos apresentados na Seção 4.1.

4.2.1.1 Arquivo Master

O arquivo Master sofreu algumas alterações para a execução com o modo harmônico, as quais são descritas a seguir.

- Foi acrescentado o arquivo “Espectros.dss”.
- Foram retirados os arquivos referentes às cargas não técnicas, para não serem utilizados nas simulações. Os estudos realizados não consideram as perdas técnicas devido às não-técnicas.
- Os comandos de execução do OpenDSS foram removidos, pois toda a execução foi feita por meio do VBA, que permite programar operações sequenciais de forma eficiente.
- A simulação foi nomeada pelo parâmetro “casename”, pois esta ação deixa o arquivo com os resultados organizados por tipo de execução.

A Figura 36 apresenta o conteúdo desse arquivo.

```

Master_DO01_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
! Criação da seção do arquivo master
Clear
Redirect 'CircuitoMT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'Espectros.dss'
Redirect 'CodCondutor_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'CurvacargaMT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'CurvacargaBT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'ChavesMT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'SegmentosMT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'ReguladorMT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'TransformadorMTMTMTBT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'SegmentosBT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'RamaisBT_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'Medidores_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'CargasMT_DO01_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'CargasBT_DO01_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'
Redirect 'Tensoesbase_6587_29183571_NTMBRSR1PVTTR.dss'

set casename = D001_6587_29183571_

```

Figura 36 – Modificação do arquivo Master.

4.2.1.2 Arquivo Cargas

Neste arquivo, foi acrescentado o parâmetro “*spectrum*”, que associa o espectro harmônico a cada uma das cargas. Desse modo, de acordo com a tipologia da carga, que é indicada no nome da curva de carga, no parâmetro “*daily*”, é associado o espectro harmônico correspondente à cada uma das cargas do sistema, conforme Figura 37.

CargasBT_DO01_6587_29183571_NTMSR1PVTTTR.dss - Bloco de notas

Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda

! Criação da seção de cargas BT

```
New "Load.BT_930858_M1" bus1="70992397879986328-BT.1.2.3.0" phases=3 conn=Delta model=2 kv=0.22 kw=6
New "Load.BT_930858_M2" bus1="70992397879986328-BT.1.2.3.0" phases=3 conn=Delta model=3 kv=0.22 kw=6
New "Load.BT_369682_M1" bus1="70949108880189350-BT.1.2.3.0" phases=3 conn=Delta model=2 kv=0.22 kw=6
New "Load.BT_369682_M2" bus1="70949108880189350-BT.1.2.3.0" phases=3 conn=Delta model=3 kv=0.22 kw=6
New "Load.BT_83960582_M1" bus1="71056468880036284-BT.1.0" phases=1 conn=Wye model=2 kv=0.127017059 k
kw=0.427209 pf=0.92 daily="SP-Tipo1_D0" status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.92 spectrum=SP_D0
kw=0.427209 pf=0.92 daily="SP-Tipo1_D0" status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.92 spectrum=SP_D0
059 kw=0.034212 pf=0.92 daily="IP-Tipo1_D0" status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.92 spectrum=IP_D0
059 kw=0.034212 pf=0.92 daily="IP-Tipo1_D0" status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.92 spectrum=IP_D0
059 kw=0.034212 pf=0.92 daily="IP-Tipo1_D0" status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.92 spectrum=IP_D0
```

Figura 37 - Modificação do arquivo Cargas.

Assim, cada carga tem seu espectro harmônico associado. Os espectros harmônicos são inseridos no arquivo de Espectros que é criado na pasta do alimentador.

4.2.1.3 Arquivo Espectros

O arquivo Espectros é do tipo .dss e informa ao OpenDSS os espectros que serão utilizados na simulação. As informações contidas são as seguintes:

- Nome do espectro, que é de acordo com a tipologia da carga.
- Quantidade de ordens harmônicas presentes no espectro.
- Vetor com as ordens harmônicas do espectro.
- Vetor com as magnitudes, em porcentagem da fundamental, das correntes harmônicas.
- Vetor com os ângulos das correntes harmônicas.

Além dessas informações, que são fornecidas para cada novo espectro criado, são definidos os espectros padrão, que são utilizados no modo *Harmonic* para todas as cargas e fontes do sistema que não são geradoras de harmônicos. Estes espectros padrão são utilizados associados aos elementos que não tiverem o parâmetro *spectrum* definido e são inicializados de maneira a conter apenas a corrente fundamental, para que não interfira nos cálculos.

A Figura 38 mostra o conteúdo desse arquivo.

```

Espectros - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
Spectrum.defaultload.NumHarm=1
Spectrum.defaultvsource.NumHarm=1
Spectrum.default.NumHarm=1
New "Spectrum.RUR_DO" NumHarm=8 harmonic=(1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15) %mag=(100.0, 17.59, 16.39, 14.69, 13.03, 8.93, 8.74, 7.98)
New "Spectrum.COM_DO" NumHarm=8 harmonic=(1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15) %mag=(100.0, 14.39, 14.89, 12.21, 8.95, 7.61, 6.74, 6.13)
New "Spectrum.IND_DO" NumHarm=8 harmonic=(1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15) %mag=(100.0, 11.46, 18.02, 13.15, 5.67, 6.47, 4.41, 2.75)
New "Spectrum.SP_DO" NumHarm=8 harmonic=(1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15) %mag=(100.0, 8.32, 11.32, 9.40, 7.26, 6.90, 7.88, 9.42) angl
New "Spectrum.IP_DO" NumHarm=8 harmonic=(1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15) %mag=(100.0, 7.59, 3.25, 0.98, 0.93, 0.58, 0.22, 0.22) angl
New "Spectrum.RES_DO" NumHarm=8 harmonic=(1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15) %mag=(100.0, 22.81, 19.89, 16.19, 15.13, 13.19, 12.15, 11.6
New "Spectrum.PP_DO" NumHarm=8 harmonic=(1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15) %mag=(100.0, 14.77, 12.76, 9.08, 8.84, 5.28, 4.04, 3.10) angl

7.98) angle=(-23.07, -152.87, 143.42, 16.59, 77.05, 155.09, 172.37, 151.09)
.13) angle=(-23.07, 136.12, 82.24, -103.35, 125.65, 162.18, 109.8, 202.47)
.75) angle=(-23.07, 80.01, 151.22, 130.81, 118.45, 110.84, 125.33, 121.33)
) angle=(-23.07, 136.12, 82.24, -103.35, 125.65, 162.18, 109.80, 202.40)
angle=(-14.04, -78.60, -64.96, 47.69, 51.40, -23.8, 26.21, 86.70)
, 11.63) angle=(-23.07, -152.87, 143.42, 16.59, 77.05, 155.09, 172.37, 151.09)
0) angle=(-23.07, 136.12, 82.24, -103.35, 125.65, 162.18, 109.80, 202.40)

```

Figura 38 - Conteúdo do arquivo Espectros.

4.2.1.4 Levantamento dos Espectros Harmônicos Utilizados

Os espectros harmônicos utilizados no estudo são diferentes para cada tipologia de carga. Assim, todas as cargas do sistema foram associadas a um espectro harmônico, de acordo com sua tipologia e com o tipo da simulação (dia útil, sábado ou domingo/feriado). As cargas de baixa tensão possuem sete tipologias diferentes, a saber: Residencial, Comercial, Industrial, Rural, Serviço Público, Poder Público e Iluminação Pública. Para as cargas de média tensão, foi utilizada apenas uma tipologia de espectro harmônico para todas as cargas.

Tais espectros harmônicos possuem as informações de amplitude e ângulo de cada ordem harmônica da corrente e foram obtidos a partir da agregação de valores obtidos em campanhas de medições realizadas em consumidores de baixa e média tensão do Grupo Energisa. As medições foram realizadas em cerca de 200 consumidores de baixa tensão e indicaram que as ordens harmônicas mais expressivas no sistema são as ordens ímpares, até a 15^a. Por isso, foram utilizadas estas ordens harmônicas no estudo.

As Figura 39 a Figura 46 apresentam as magnitudes dos espectros harmônicos utilizados para todas as tipologias das cargas, em porcentagem da corrente fundamental.

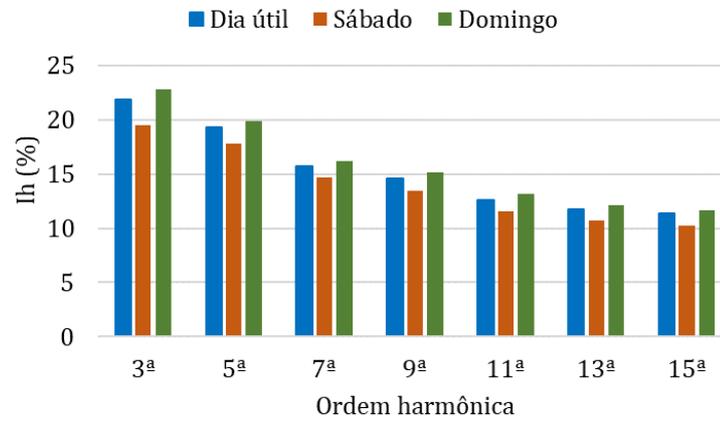


Figura 39 - Espectro harmônico - tipologia: Residencial.

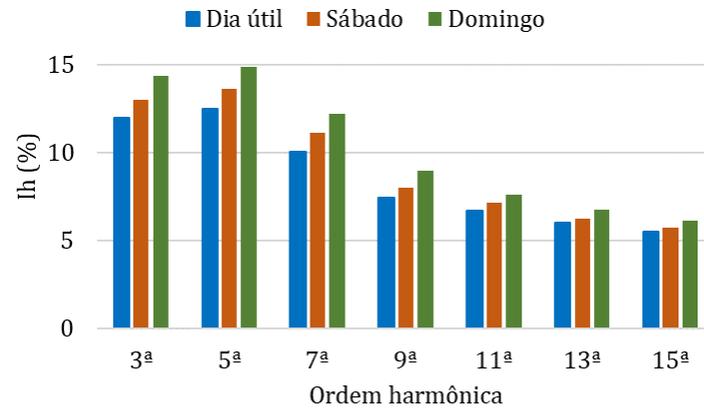


Figura 40 - Espectro harmônico - tipologia: Comercial.

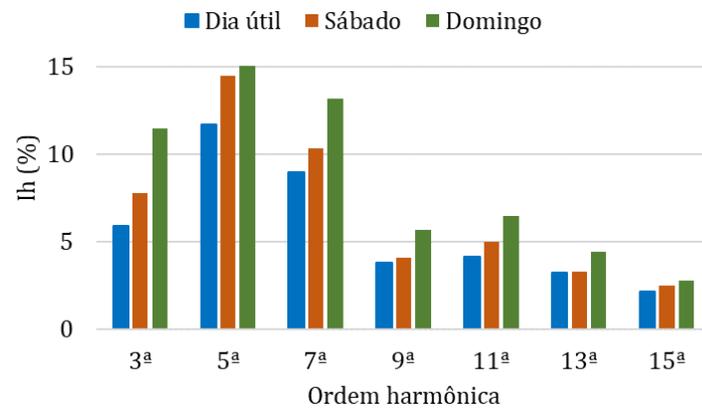


Figura 41 - Espectro harmônico - tipologia: Industrial.

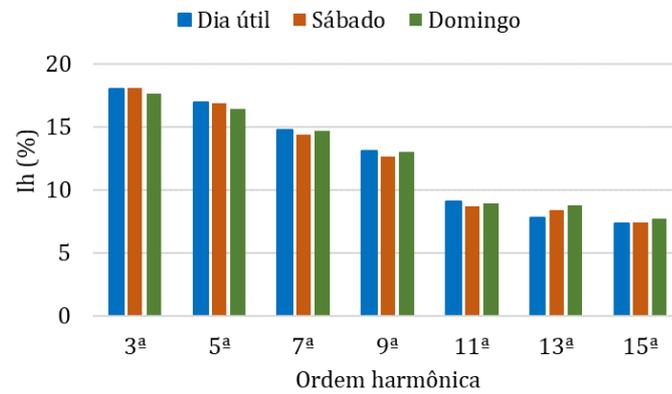


Figura 42 - Espectro harmônico - tipologia: Rural.

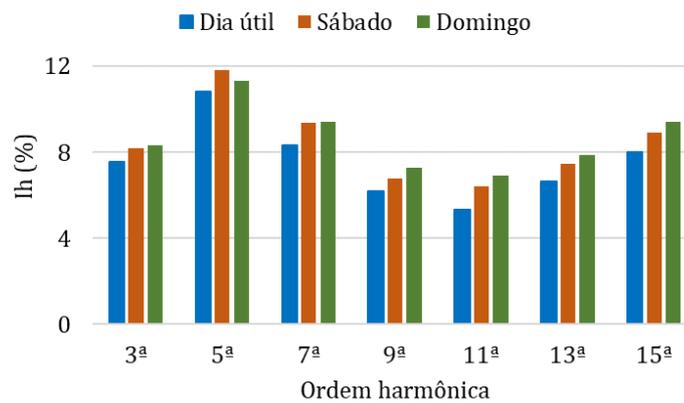


Figura 43 - Espectro harmônico - tipologia: Serviço Público.

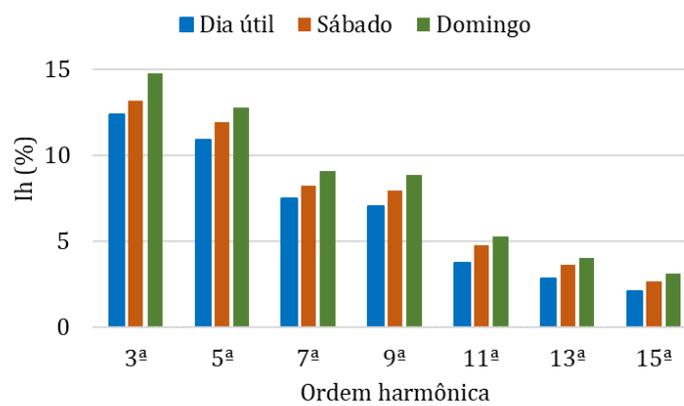


Figura 44 - Espectro harmônico - tipologia: Poder Público.

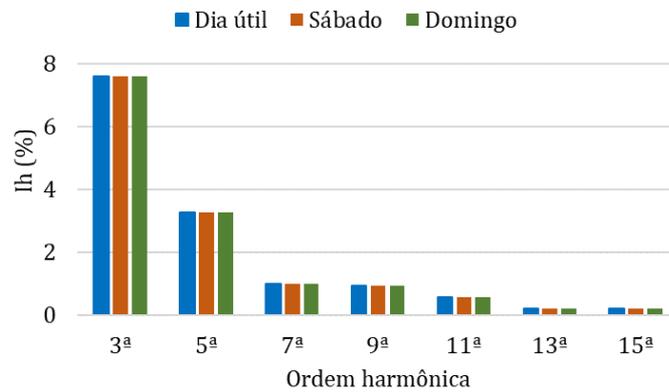


Figura 45 - Espectro harmônico - tipologia: Iluminação Pública.

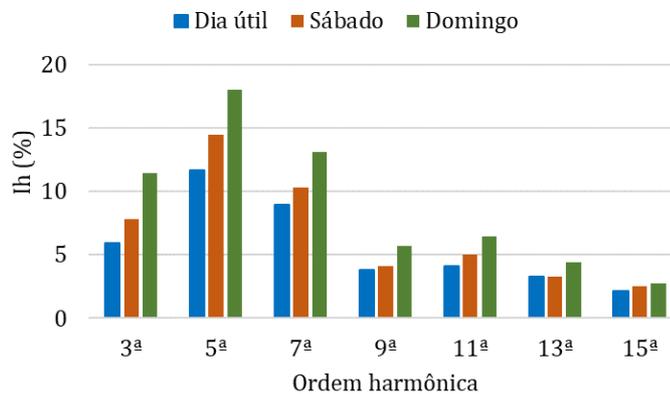


Figura 46 - Espectro harmônico - tipologia: Média Tensão.

Os ângulos das correntes harmônicas são essenciais para o fluxo de potência, para indicar a direcionalidade das correntes harmônicas no sistema. Os ângulos utilizados em cada espectro harmônico da simulação são apresentados da Tabela III à Tabela VII.

Tabela III - Ângulos das componentes harmônicas – tipologia: Residencial.

| Ordem harmônica | Ângulo de fase da corrente |
|-----------------|----------------------------|
| Fundamental | -23,07° |
| 3ª | -152,87° |
| 5ª | 143,42° |
| 7ª | 16,59° |
| 9ª | 77,05° |
| 11ª | 155,09° |
| 13ª | 172,37° |
| 15ª | 151,09° |

Tabela IV - Ângulos das componentes harmônicas – tipologia: Comercial

| Ordem harmônica | Ângulo de fase da corrente |
|-----------------|----------------------------|
| Fundamental | -23,07° |
| 3 ^a | 136,12° |
| 5 ^a | 82,24° |
| 7 ^a | -103,35° |
| 9 ^a | 125,65° |
| 11 ^a | 162,18° |
| 13 ^a | 109,80° |
| 15 ^a | 202,47° |

Tabela V - Ângulos das componentes harmônicas – tipologia: Industrial.

| Ordem harmônica | Ângulo de fase da corrente |
|-----------------|----------------------------|
| Fundamental | -23,07° |
| 3 ^a | 80,01° |
| 5 ^a | 151,22° |
| 7 ^a | 130,81° |
| 9 ^a | 118,45° |
| 11 ^a | 110,84° |
| 13 ^a | 125,33° |
| 15 ^a | 121,33° |

Tabela VI - Ângulos das componentes harmônicas – tipologia: Iluminação Pública.

| Ordem harmônica | Ângulo de fase da corrente |
|-----------------|----------------------------|
| Fundamental | -14,04° |
| 3 ^a | -78,60° |
| 5 ^a | -64,96° |
| 7 ^a | 47,69° |
| 9 ^a | 51,40° |
| 11 ^a | -23,80° |
| 13 ^a | 26,21° |
| 15 ^a | 86,70° |

Tabela VII - Ângulos das componentes harmônicas – tipologia: Média Tensão.

| Ordem harmônica | Ângulo de fase da corrente |
|-----------------|----------------------------|
| Fundamental | -23,07° |
| 3 ^a | 201,68° |
| 5 ^a | 81,17° |
| 7 ^a | -118,60° |
| 9 ^a | -82,43° |
| 11 ^a | -63,45° |
| 13 ^a | -114,17° |
| 15 ^a | -219,67° |

Para as tipologias Poder Público e Serviço Público, foram utilizados os mesmos ângulos utilizados para a tipologia Comercial. Já para as cargas rurais, foram utilizados os mesmos ângulos das cargas residenciais.

Como pode-se notar, as amplitudes das correntes são informadas de tal modo que a corrente fundamental representa 100% e cada corrente harmônica, um percentual da corrente fundamental. Ainda, nota-se que o ângulo da corrente fundamental em todos os espectros utilizados, exceto para cargas de iluminação pública, é de $-23,07^\circ$. Este valor se deve ao fato de que as cargas são consideradas com fator de potência de 0,92 indutivo, conforme recomendação de [2].

Entretanto, os ângulos informados no espectro harmônico são sempre considerados no OpenDSS respeitando-se o ângulo obtido no fluxo de potência, que é devido ao fator de potência da carga. Desse modo, caso o usuário utilize o fator de potência de 0,92 (indicando ângulo de $-23,07^\circ$) para a carga, por exemplo, mas no espectro harmônico informe que o ângulo da fundamental é de 10° , todos os ângulos das ordens harmônicas serão deslocados de forma a prevalecer o fator de potência de 0,92 para a carga.

Este procedimento do *software* no modo *Harmonic* facilita sua utilização, pois o usuário pode utilizar espectros típicos, obtidos por medição, em cargas com fatores de potência diferentes, de modo que o resultado não é comprometido, pois prevalece o ângulo do fluxo de potência.

4.2.2 Execução do OpenDSS

Uma vez preparados os arquivos .dss, nesta etapa, o OpenDSS é executado por meio do programa em VBA da seguinte forma:

- Para cada alimentador do sistema:
 - São executados os 36 arquivos Master (3 dias típicos para cada mês do ano), sendo que para cada um deles:
 - São executados todos os 24 patamares da curva de carga da seguinte forma:
 1. Executa-se o fluxo de potência – modo *Daily* – no OpenDSS.
 2. Exporta-se o resultado de perda fundamental.
 3. Executa-se o fluxo harmônico – modo *Harmonic* – no OpenDSS (para cada ordem harmônica utilizada nos espectros).
 4. Exporta-se o resultado de perdas harmônicas para cada ordem.

Ao final da execução, são obtidos 6912 resultados de perdas por alimentador, que correspondem a 8 resultados (8 ordens harmônicas) para cada um dos 24 patamares da curva de carga, para cada uma das 36 simulações do ano.

4.2.3 Organização dos Resultados

Os resultados das simulações são exportados na forma de um relatório do OpenDSS chamado de “*Summary*” que é um arquivo do tipo csv que apresenta um resumo das principais informações da simulação. Neste arquivo, é informado o total de potência na saída do alimentador e o total de perda de potência nas linhas e transformadores para cada uma das execuções realizadas.

Os resultados obtidos em todas as 36 simulações de cada alimentador são discriminados por hora do dia e por ordem harmônica. A Figura 47 apresenta parte do conteúdo do arquivo de resultados exportado.

| CaseName | Status | Mode | Hour | TotalMW | MWLosses | Frequency |
|---------------------|--------|----------|------|-----------|-------------|-----------|
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Daily | 1 | 3,33339 | 0,0625408 | 60 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -5,37E-10 | 0,000501245 | 180 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -2,84E-10 | 0,000791011 | 300 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -2,34E-10 | 0,000431405 | 420 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -1,94E-10 | 0,000159965 | 540 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -1,17E-10 | 0,000247558 | 660 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -9,40E-11 | 0,00017747 | 780 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -7,57E-11 | 6,01E-05 | 900 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Daily | 2 | 3,20465 | 0,0587731 | 60 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -5,28E-10 | 0,000450427 | 180 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -2,88E-10 | 0,000700456 | 300 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -2,45E-10 | 0,000374577 | 420 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -2,14E-10 | 0,000137487 | 540 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -1,40E-10 | 0,000206041 | 660 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -1,21E-10 | 0,000151274 | 780 |
| DO01_6587_29183571_ | SOLVED | Harmonic | 0 | -1,07E-10 | 5,13E-05 | 900 |

Figura 47 - Conteúdo do arquivo de resultados.

A seguir, é apresentado o conteúdo das colunas da Figura 47:

- 1a coluna: Casename – indica o tipo de simulação realizada (todas as execuções da figura se referem ao caso Domingo – Janeiro (DO01));
- 2a coluna: Status – indica se a simulação foi solucionada (“solved”) no OpenDSS ou se não convergiu (“unsolved”);
- 3a coluna: Mode – indica qual o modo que foi executado (Daily ou Harmonic);
- 4a coluna: Hour – indica qual hora da curva de carga está sendo considerada no cálculo;
- 5a coluna: TotalMW – apresenta o resultado do fluxo de potência para a potência de saída do alimentador, em MW;
- 6a coluna: MWLosses – apresenta o resultado do fluxo de potência para as perdas de potência ao longo do alimentador (linhas e transformadores), em MW;
- 7a coluna: Frequency – Frequência da simulação.

Como pode-se perceber, cada linha da planilha na Figura 47 é um resultado de uma simulação diferente, sendo que a primeira linha diz respeito à frequência fundamental da primeira hora do dia, do caso de domingo de janeiro e as 7 linhas subsequentes são referentes aos resultados das ordens harmônicas para esta mesma hora. Em seguida, continua-se no mesmo caso (domingo - janeiro), porém, parte-se para a segunda hora e assim por diante. Assim, tem-se um total de 6912 linhas com os resultados, separados por hora do dia e por frequência, para cada um dos 36 casos analisados.

A partir desse arquivo, que é obtido para cada alimentador da distribuidora, são realizados os seguintes cálculos para obter o resultado total anual de perdas:

- Soma-se os 24 valores de perdas de cada ordem harmônica, para cada simulação diferente;
- De acordo com a quantidade de dias úteis, sábados e domingos de cada mês, obtém-se o valor total mensal de perdas para cada ordem;
- Soma-se os 12 resultados de perdas mensais e obtém-se o valor total anual de perdas, por ordem harmônica.

4.3 Considerações Finais

Este capítulo destinou-se à apresentação da metodologia utilizada nos estudos de casos deste trabalho, que visam a apuração das perdas técnicas adicionais devido ao conteúdo harmônico da rede. Para tal, primeiramente, foi apresentada a metodologia de cálculo utilizada pela ANEEL para o cálculo das perdas técnicas considerando-se apenas a fundamental.

Em seguida, foram apresentadas as modificações realizadas nos arquivos, que configuram a metodologia utilizada. Também foram apresentados os espectros harmônicos utilizados para as tipologias de carga consideradas no cálculo e, por fim, apresentou-se como se deu a organização dos resultados de todas as simulações realizadas para obter o resultado final das perdas técnicas anuais do sistema analisado.

5 ESTUDOS DE CASOS

Este capítulo destina-se à realização de estudos de casos para o cálculo das perdas técnicas considerando-se tanto a corrente fundamental quanto as componentes harmônicas, para comparação dos resultados. Para isso, são apresentados os sistemas estudados e, posteriormente, os resultados, bem como as análises realizadas tanto para um alimentador real, quanto para toda a rede da Energisa Sergipe. Por fim, é apresentada uma análise financeira da consideração do conteúdo harmônico no cálculo de perdas técnicas.

5.1 Análise para um Alimentador Real

A primeira análise feita é de um alimentador real da rede de distribuição da Energisa Sergipe, de código 29183572. Como principais características de tal alimentador, tem-se:

- 165 transformadores;
- 956 segmentos de rede de média tensão;
- 214 segmentos de rede de baixa tensão;
- 9860 ramais de ligação;
- 6 cargas de média tensão;
- 57299 cargas de baixa tensão.

Os resultados englobam as perdas nas linhas de média e baixa tensão e ramais de ligação bem como nos transformadores de distribuição, conforme [2].

A primeira análise a ser realizada é do comportamento das perdas técnicas por tipo de dia, considerando-se um determinado mês da análise. Para tal, a Figura 48 apresenta os resultados de perda técnica diária obtidos para cada um dos três dias típicos do mês de maio, por ordem harmônica. Os valores da frequência fundamental foram indicados para melhor visualização das perdas harmônicas.

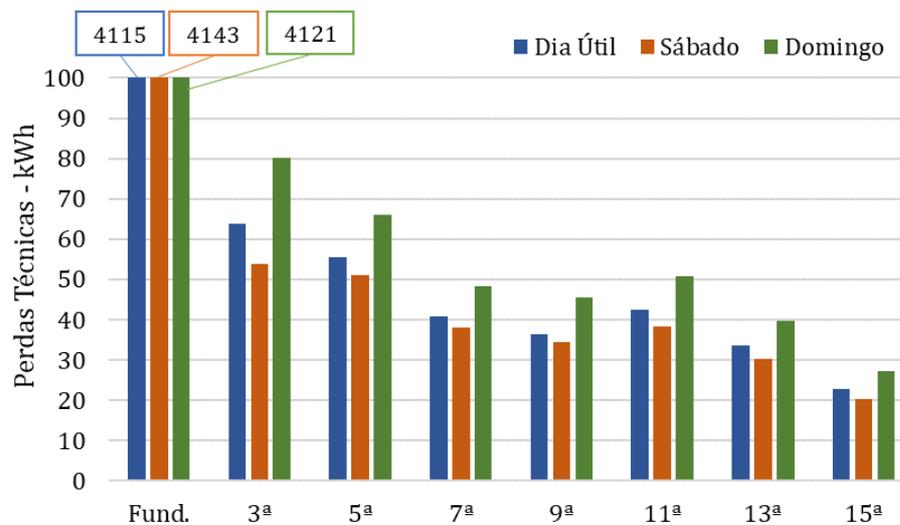


Figura 48 - Perda técnica diária – Maio.

Pela Figura 48, pode-se observar que as maiores perdas ocorrem no fim de semana. Este fato pode ser explicado pela predominância das cargas residenciais neste alimentador, como pode ser verificado na Figura 49, que apresenta a composição das cargas de baixa tensão do alimentador do estudo.

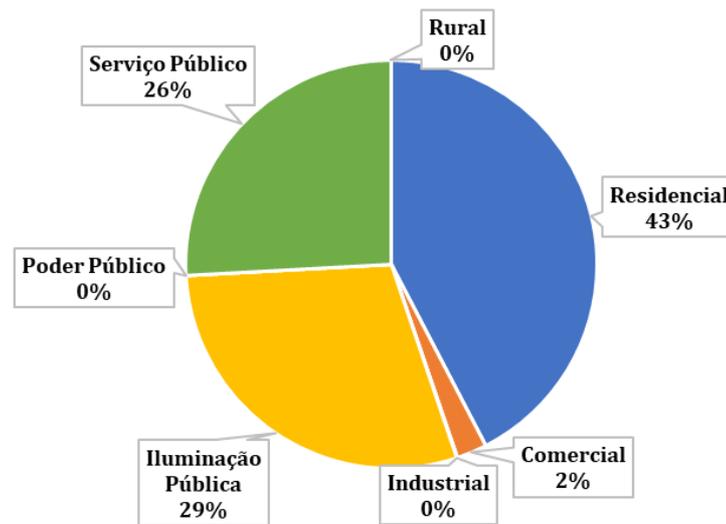


Figura 49 - Composição das cargas de baixa tensão do alimentador.

Assim, ao se comparar a Figura 48 à Figura 39, que mostra o espectro harmônico utilizado para as cargas residenciais, pode-se observar a forte influência desse tipo de carga no resultado do alimentador analisado.

A análise seguinte considera a variação das perdas técnicas ao longo dos meses do ano, conforme Figura 50.

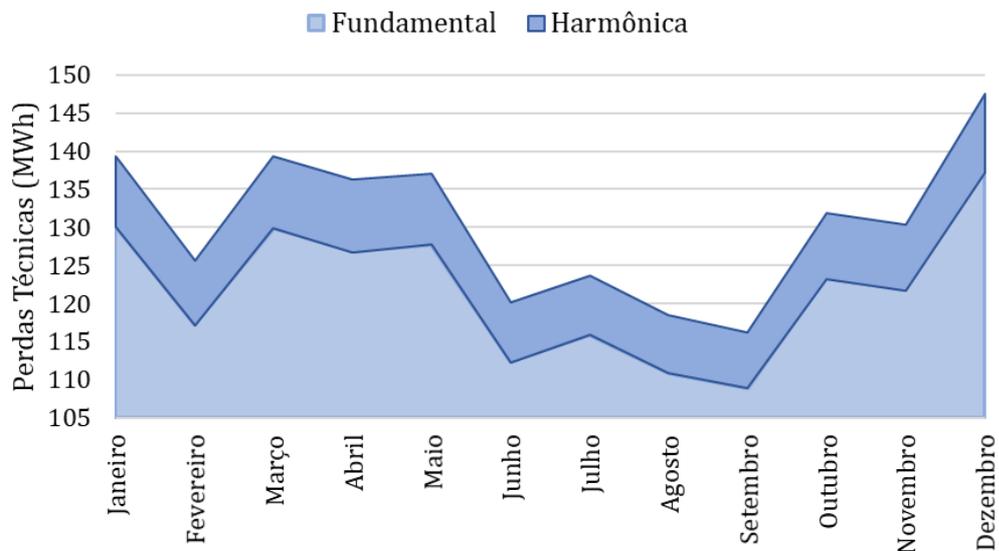


Figura 50 – Variação das perdas técnicas durante o ano.

Na Figura 50, pode-se perceber a diferença, ao longo do ano, entre as perdas técnicas considerando-se apenas a fundamental e considerando-se também o conteúdo harmônico, pela área em azul mais escuro, que destaca o acréscimo conferido pelas harmônicas no cálculo. Nota-se que tal acréscimo fica em torno de 10 MWh por mês.

Ainda, a Figura 51 apresenta o resultado anual de perdas técnicas em relação à energia total na saída do alimentador.

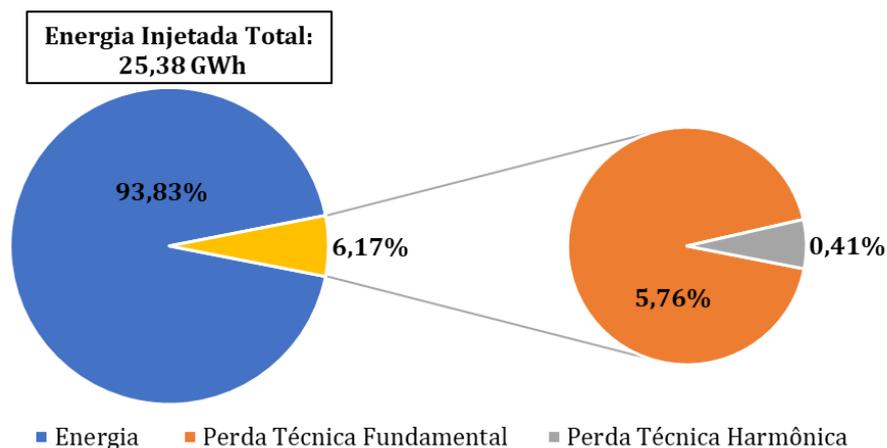


Figura 51 - Perdas técnicas em relação à energia total do alimentador.

Pela Figura 51, pode-se observar que a perda técnica fundamental representa 5,76% da energia total do alimentador. Portanto, as perdas harmônicas representam um acréscimo de 0,41% nas perdas, em relação à energia na saída do alimentador.

Por fim, a Figura 52 apresenta a composição da perda técnica anual, permitindo avaliar, quanto, de fato, as perdas harmônicas incrementaram nas perdas técnicas desse alimentador.

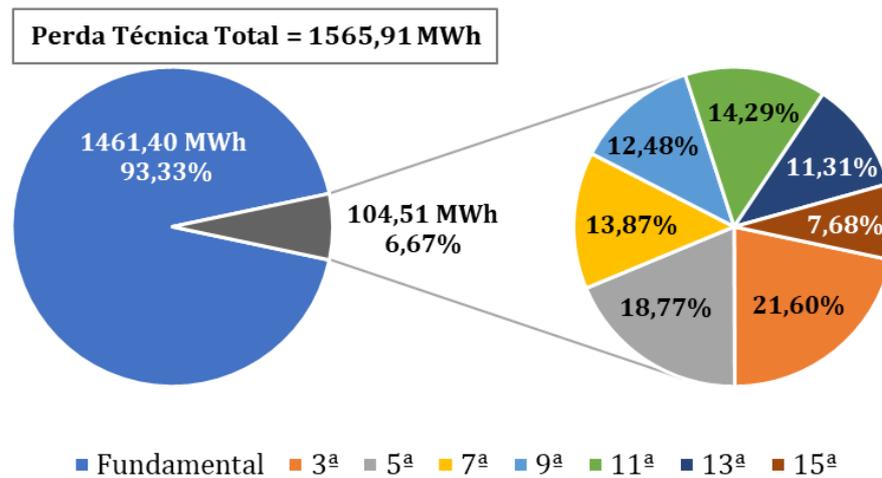


Figura 52 - Composição das perdas técnicas.

Pela Figura 52, observa-se que a perda técnica total anual, considerando-se as perdas harmônicas é de 1565,91 MWh, sendo que a parcela de perda harmônica é de 104,51 MWh, representando 6,67% das perdas técnicas. Vale observar que se não fossem consideradas as perdas harmônicas, a perda técnica seria de apenas 1461,40 MWh, o que significa que o conteúdo harmônico conferiu um acréscimo de 7,15% nas perdas técnicas desse alimentador.

Ainda, a Figura 52 mostra a composição das perdas harmônicas do alimentador, por ordem harmônica analisada. Pode-se perceber que a ordem com maior contribuição foi a 3ª, que representa 21,6% das perdas harmônicas, em seguida, a 5ª harmônica, contribuindo com 18,77%. Tal composição se mostra coerente, devido à predominância das cargas residenciais neste alimentador, considerando-se o espectro utilizado para este tipo de carga (Figura 39).

5.2 Análise para toda a rede da Energisa Sergipe

Foi realizado o cálculo das perdas técnicas para toda a rede da Energisa Sergipe, que possui 171 alimentadores de média tensão. A simulação foi realizada durante 58 horas de processamento. Dos 171 alimentadores realizados, 9 deles apresentaram problemas de convergência, sendo desconsiderados na análise, de modo que os resultados apresentados se referem aos alimentadores restantes. Os resultados englobam as perdas nas linhas de média e baixa tensão e ramais de ligação bem como nos transformadores de distribuição, conforme [2].

A Figura 53 apresenta o resultado de perda técnica anual em relação à energia total das saídas dos alimentadores do sistema.

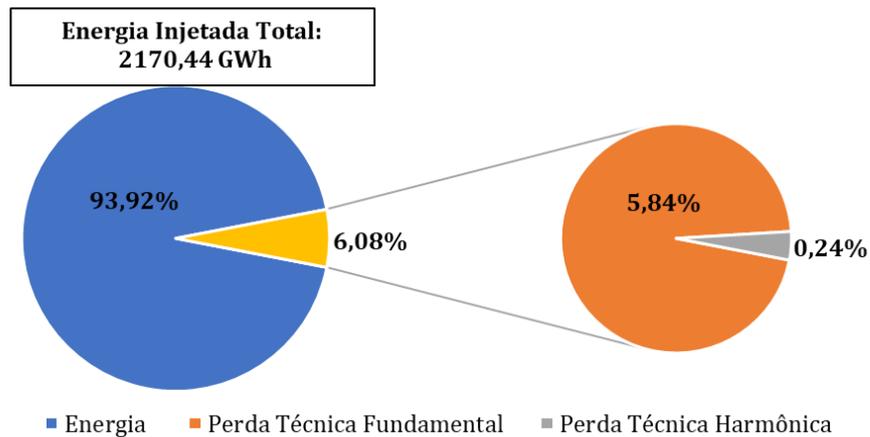


Figura 53 – Perdas técnicas em relação à energia total do sistema.

Pela Figura 53, pode-se observar que a perda técnica fundamental representa 5,84%, enquanto que as perdas harmônicas representam um acréscimo de 0,24% nas perdas, em relação à energia total do sistema, que é de 2170,44 GWh. A Figura 54 apresenta, em GWh, a composição das perdas técnicas do sistema.

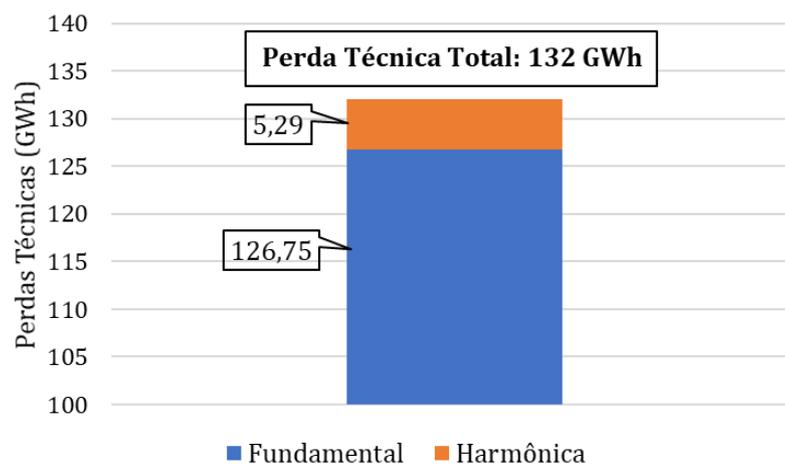


Figura 54 – Composição das perdas técnicas totais da rede.

Nota-se que, ao considerar as harmônicas no estudo, as perdas técnicas aumentaram de 126,75 GWh para 132 GWh, representando um acréscimo de 4,1734% nas perdas técnicas do sistema.

5.3 Análise do Impacto das Perdas Harmônicas para as Distribuidoras

5.3.1 Análise para as distribuidoras brasileiras

Nesta seção, será apresentada uma análise do impacto da consideração das componentes harmônicas no cálculo das perdas técnicas, a nível nacional. Para isso, foi aplicado o percentual de 4,1734% obtido na análise apresentada na Seção 5.2, representando o acréscimo das perdas harmônicas nas perdas técnicas atuais das diversas distribuidoras brasileiras. Os valores de perdas técnicas utilizados foram os considerados nos processos tarifários vigentes, em [20].

A Figura 55 apresenta o acréscimo causado pelas harmônicas nas perdas técnicas anuais, em GWh, por distribuidora, e também o valor acumulado destas empresas, ou seja, o total estimado das perdas harmônicas no Brasil.

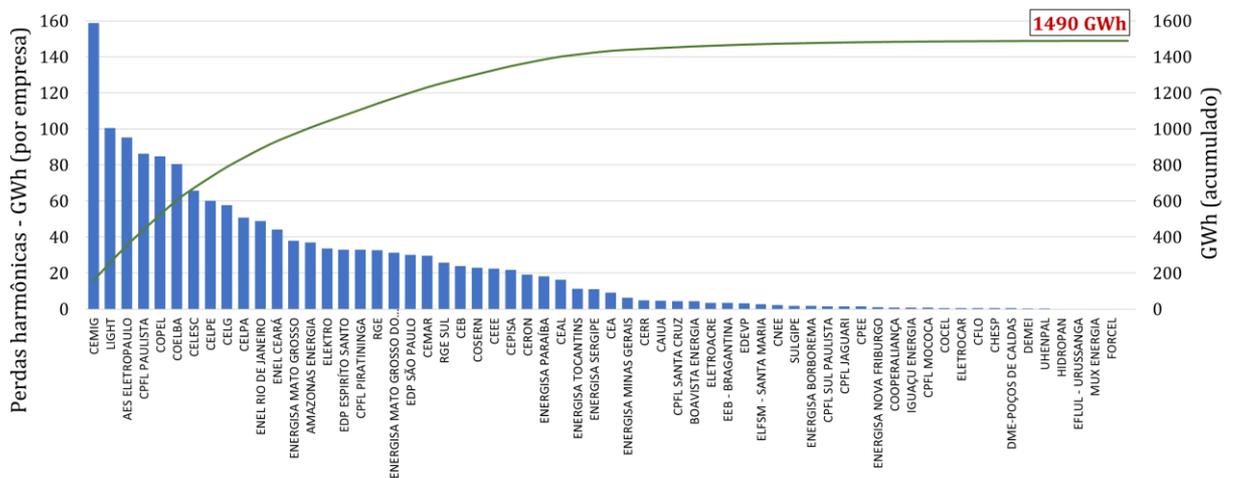


Figura 55 - Perdas harmônicas – por distribuidora e valor acumulado.

A Figura 55 permite observar que o valor acumulado das perdas harmônicas para estas distribuidoras é de 1490 GWh. Ainda, vale ressaltar que a inclusão das perdas harmônicas nas perdas técnicas representam impacto financeiro para as distribuidoras, visto que atualmente, as perdas harmônicas se encontram incluídas nas perdas não técnicas, que não são integralmente reconhecidas na tarifa de energia, como as perdas técnicas o são.

Sendo assim, considerando-se o mix de compra do MWh de cada empresa, foi elaborado o gráfico da Figura 56, que representa o impacto financeiro das perdas harmônicas nas receitas das distribuidoras.

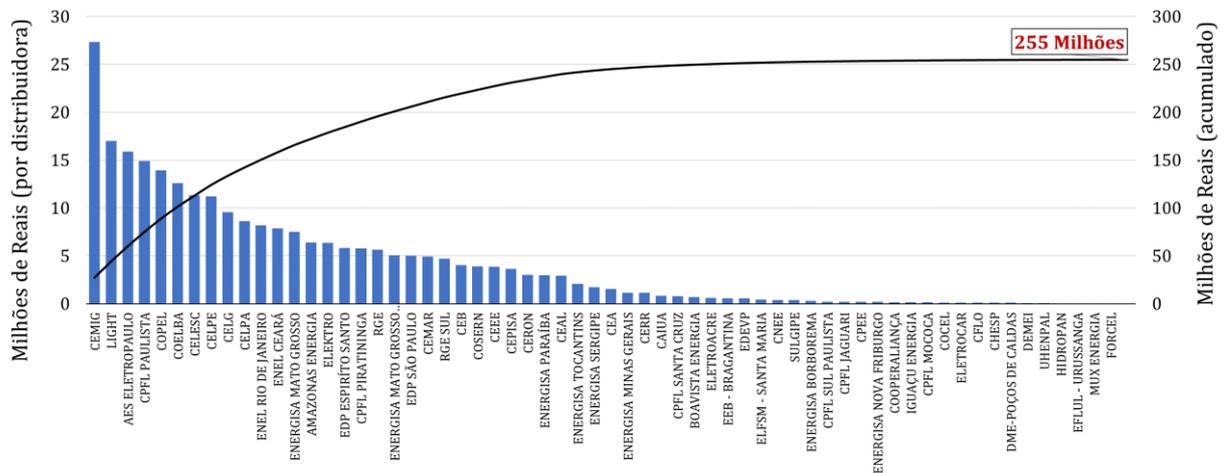


Figura 56 – Impacto financeiro das perdas harmônicas – por distribuidora e valor acumulado.

O gráfico da Figura 56 mostra que as perdas harmônicas representam um custo total de 255 milhões de reais para as distribuidoras brasileiras, por ano.

5.3.2 Análise para as distribuidoras do grupo Energisa

De modo semelhante, foi elaborado o gráfico da Figura 57, que destaca o acréscimo causado pelas harmônicas nas perdas técnicas, em GWh, por empresa do grupo Energisa e também o valor acumulado para o grupo.

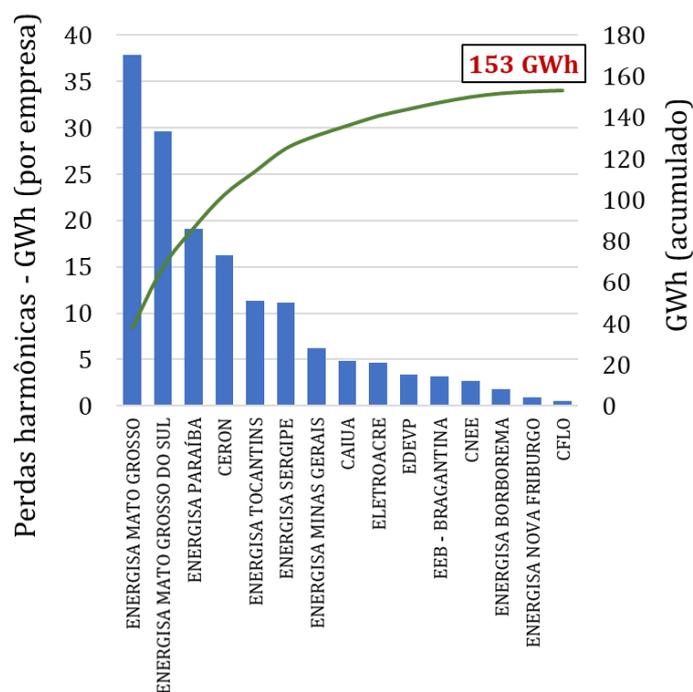


Figura 57 – Perdas harmônicas – por distribuidora e valor acumulado do grupo Energisa.

É possível perceber que as perdas harmônicas do grupo são da ordem de 153 GWh e seu impacto financeiro é apresentado no gráfico da Figura 58.

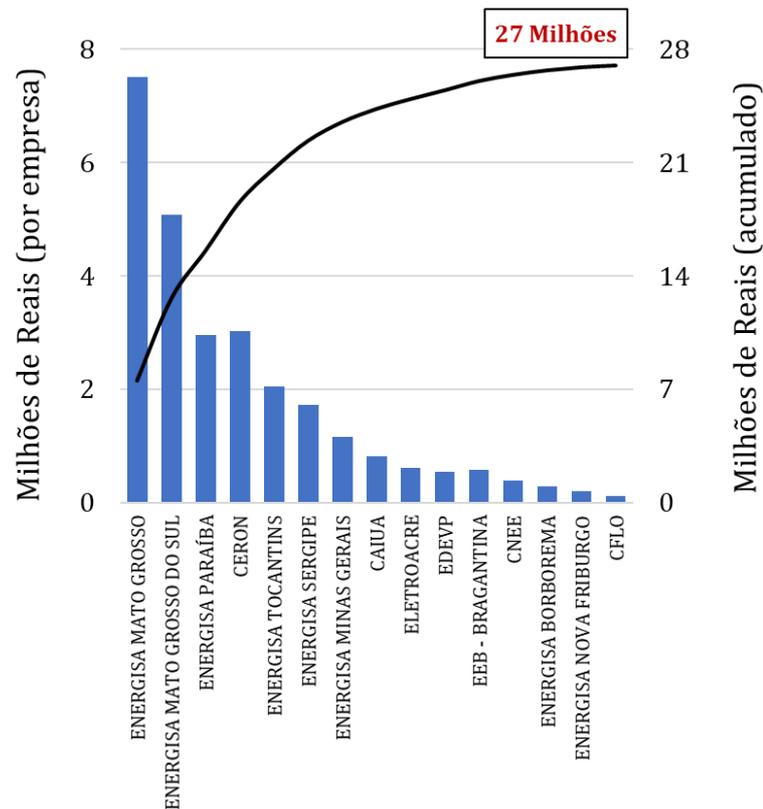


Figura 58 – Impacto financeiro das perdas harmônicas – por distribuidora e valor acumulado do grupo Energisa.

A Figura 58 mostra que o impacto financeiro das perdas harmônicas para as empresas do grupo Energisa é da ordem de 27 milhões de reais por ano.

5.4 Considerações Finais

Este capítulo destinou-se à realização de estudos de casos para a apuração das perdas técnicas considerando-se as perdas harmônicas. Para tal, primeiramente, foi apresentado um estudo para um alimentador real da rede da Energisa Sergipe, que apresentou um valor de perda harmônica de 104,5 MWh/ano, o que representa um acréscimo de 7,15% nas perdas técnicas do alimentador, que é de 1461,4 MWh quando se considera apenas a perda fundamental. Ainda, foi possível verificar que as perdas harmônicas conferiram um aumento de 0,41% nas perdas técnicas em relação à energia total na saída do alimentador.

Também foram apresentados os resultados do cálculo das perdas técnicas para toda a rede da Energisa Sergipe, que resultou em um valor de perda harmônica de 5,29 GWh/ano, representando um acréscimo de 4,17% nas perdas técnicas da empresa, que seria de 126,75

GWh, caso fosse considerada apenas a perda fundamental. Tal acréscimo representou 0,24% a mais nas perdas técnicas em relação à energia total do sistema.

Por fim, foi estimado o impacto da consideração das perdas harmônicas nas perdas técnicas das distribuidoras brasileiras, com destaque ao grupo Energisa, tanto em termos da energia perdida quanto em termos do impacto financeiro para as empresas. As análises foram feitas considerando-se o acréscimo obtido no cálculo para a rede da Energisa Sergipe. Observou-se que a perda harmônica brasileira equivale a 1490 GWh/ano, que representam um impacto financeiro de 255 milhões de reais para as distribuidoras brasileiras.

6 CONCLUSÕES

Esta dissertação abordou um dos temas mais recorrentes no setor elétrico, as perdas técnicas na distribuição de energia elétrica. Mais especificamente, foi abordado o problema da quantificação das perdas técnicas em condições distorcidas do sistema elétrico. O Capítulo 1 apresentou o contexto histórico da quantificação das perdas técnicas no Brasil, bem como uma revisão bibliográfica sobre o assunto apresentado.

Tais análises justificaram a escolha do tema do trabalho, tendo em vista que, apesar da ampla discussão sobre perdas técnicas no setor elétrico, a inclusão das harmônicas ainda não tem sido abordada por seus agentes. Além disso, os poucos trabalhos encontrados na literatura abordando tal assunto apresentam análises superficiais, considerando sistemas elétricos muito pequenos e espectros harmônicos insuficientes para a representação dos consumidores.

O Capítulo 2 destinou-se à apresentação dos principais fundamentos teóricos necessários para a compreensão do trabalho. Para tal, primeiramente foram apresentados os conceitos de perda de energia na distribuição e as principais recomendações do Módulo 7 do PRODIST, que é a legislação brasileira referente ao assunto. Posteriormente, foram apresentados os fundamentos teóricos sobre as distorções harmônicas, suas causas e consequências na rede, sendo dado maior enfoque às perdas de energia adicionais. Ainda, foram analisadas as principais grandezas elétricas e os conceitos de potência ativa em condições senoidais e não senoidais, com vistas ao entendimento do que de fato deve ser considerado como perda de energia ativa. Tal capítulo permitiu concluir que as perdas harmônicas de fato representam uma parcela legítima das perdas técnicas, que, atualmente, não são incluídas no cálculo recomendado pelo órgão vigente.

O Capítulo 3 apresentou o *software* OpenDSS, que é recomendado pela ANEEL para o cálculo das perdas técnicas. Seu princípio de funcionamento foi apresentado, bem como o equacionamento utilizado tanto para o fluxo de potência fundamental quanto para o fluxo harmônico.

No Capítulo 4, primeiramente, foi apresentada a metodologia utilizada pela ANEEL para o cálculo das perdas técnicas e, posteriormente, as modificações realizadas para a quantificação das perdas técnicas considerando-se as componentes harmônicas. Também foram apresentados os espectros harmônicos utilizados, que foram decorrentes de uma campanha de medição nos consumidores do grupo Energisa. Foi possível observar que a metodologia para a quantificação das perdas em condições não senoidais é algo factível de ser realizado pelo órgão regulador, que não demanda grandes mudanças no processo de cálculo propriamente dito.

A partir da metodologia apresentada, o Capítulo 5 apresentou estudos de casos realizados para um alimentador real e para toda a rede da Energisa Sergipe, considerando-se as componentes harmônicas na apuração das perdas técnicas de tais sistemas. Em ambos os estudos de casos foram utilizados os espectros harmônicos levantados nas campanhas de medição, alocados às cargas conforme suas tipologias.

Para o primeiro estudo de caso, foi analisado um alimentador real da rede da Energisa Sergipe, em que se verificou que as perdas harmônicas representam um aumento de 7,15% nas perdas técnicas deste alimentador, em relação à perda fundamental, o que equivale a 0,41% de acréscimo de perda em relação à energia injetada total, na saída do alimentador. No segundo estudo de caso, foram analisados todos os 171 alimentadores da rede de distribuição da Energisa Sergipe, em que foi obtido um acréscimo de 4,17% nas perdas técnicas da empresa, em relação à perda fundamental, o que equivale a 0,24% de acréscimo nas perdas técnicas em relação à energia total do sistema.

Ainda, foi aplicado o acréscimo de 4,17% obtido no segundo estudo de caso às perdas técnicas de todas as distribuidoras brasileiras para se estimar as perdas harmônicas relativas a cada empresa. Com esta análise, estima-se que as perdas harmônicas no Brasil equivalem a 1490 GWh por ano, acarretando um impacto financeiro de cerca de 255 milhões de reais, quando se considera todas as empresas brasileiras e de 27 milhões de reais, quando se considera apenas o Grupo Energisa.

De modo geral, visto que, atualmente, praticamente todas as cargas presentes no sistema de distribuição possuem características não lineares, gerando distorções harmônicas na rede elétrica, este trabalho visou apontar o problema da quantificação das perdas técnicas em condições distorcidas da rede elétrica. A partir do embasamento teórico e dos estudos de casos realizados, foi possível observar que considerar as componentes harmônicas no cálculo das perdas técnicas representa de fato um grande impacto nas perdas técnicas das distribuidoras, além de influenciar significativamente seu faturamento.

Além disso, foi possível perceber que a quantificação das perdas técnicas considerando-se as componentes harmônicas é uma análise possível de ser realizada pelo órgão regulador e não necessita de grandes modificações na metodologia de cálculo, visto que o *software* já utilizado no fluxo de potência também realiza este tipo de análise. Porém, nota-se que o maior desafio se encontra em obter uma representação mais fidedigna do conteúdo harmônico presente nos sistemas elétricos. Para tal, faz-se necessário que as campanhas de medição que já são atualmente realizadas para levantamento das curvas de carga sejam feitas

considerando-se as componentes harmônicas, de modo a possibilitar o cálculo sistêmico das perdas técnicas na distribuição em condições distorcidas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL. “Perdas de Energia”. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>. Acesso em: 15 de junho de 2019.
- [2] ANEEL, “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST / Módulo 7 - Cálculo de perdas na distribuição”, Rev. 5. 2016.
- [3] ANEEL, “Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST.” Nota Técnica nº 0057/2014 – SRD/ANEEL, 11 de junho de 2014.
- [4] ANEEL. “Entendendo a Tarifa”. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/revisao-tarifaria/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 15 de junho de 2019.
- [5] ANEEL. “Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET”. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 15 de junho de 2019.
- [6] ABRADÉE. “Tarifas de Energia”. Disponível em: <http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/>. Acesso em: 15 de junho de 2019.
- [7] D. Antonelli. “Uma contribuição para o cálculo simplificado de perdas técnicas regulatórias em redes otimizadas de distribuição de energia elétrica”. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 2014.
- [8] A. Méffe. “Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição”. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 2001.
- [9] I. O. Barouche, “Análise comparativa e proposições de metodologias de cálculo de perdas técnicas”. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas. 2017.
- [10] G. Miyasaka. “Análise de perdas técnicas em circuitos secundários de distribuição”. Universidade Federal de Uberlândia. 2017.
- [11] O. Arikan. “*Influence of Harmonics on Medium Voltage Distribution System: A Case Study for Residential Area*”. World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering, v. 9, n. 8. 2015.
- [12] L. R Silva. “Avaliação de perdas na presença de cargas não lineares na rede elétrica utilizando o software OpenDSS”. Universidade de Brasília. 2017.

- [13]A. E. Emanuel, “Powers in nonsinusoidal situations - a review of definitions and physical meaning”, IEEE Trans. on Power Delivery.
- [14]A. Wu, B. Ni. “Line loss analysis and calculation of electric power systems”. John Wiley & Sons, 2016. <https://doi.org/10.1002/9781118867273>
- [15]R. C. Dugan, M. F. Granaghan, S. Santoso, H. W. Beaty. “*Electrical Power Systems Quality*”. 2^a ed. New York: McGraw-Hill. 2002.
- [16]L. L Braz. “Análise harmônica de redes elétricas utilizando o software PCFLO”. Universidade Federal de Uberlândia. 2017.
- [17]R. C. Dugan, D. Montenegro. “*Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*”. Electric Power Research Institute – EPRI. Março, 2018.
- [18]ANEEL, “Aprimoramento dos procedimentos e da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST.” Nota Técnica nº 0104/2014 – SRD/ANEEL, 1 de dezembro de 2014.
- [19]P. R. R Freitas. “Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS”. Universidade de São Paulo. 2015.
- [20]ANEEL. “Perdas de Energia”. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false. Acesso em 15 de junho de 2019.