



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VANILDO RODRIGUES NEVES JUNIOR

**DETERMINAÇÃO DA TIPOLOGIA DE CURVAS DE CARGA EM FREQUÊNCIAS
HARMÔNICAS PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO**

UBERLÂNDIA

Setembro de 2022

VANILDO RODRIGUES NEVES JUNIOR

**DETERMINAÇÃO DA TIPOLOGIA DE CURVAS DE CARGA EM FREQUÊNCIAS
HARMÔNICAS PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO**

**Dissertação de mestrado apresentada à
Faculdade de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Uberlândia como parte
dos requisitos necessários para a obtenção do
título de Mestre em Ciências.**

Orientador: Prof. Dr. José Rubens Macedo Junior

UBERLÂNDIA

Setembro de 2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA – UFU

Reitor: Valder Steffen Junior

Pró-Reitor de Graduação: Kárem Cristina de Sousa Ribeiro

Pró-Reitor de Pesquisa e Pós-graduação: Carlos Henrique de Carvalho

Diretor da Faculdade de Engenharia Elétrica: Sérgio Ferreira de Paula Silva

Coordenador do Programa de Pós-Graduação Engenharia Elétrica: Luiz Carlos Gomes
de Freitas

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

N518
2022 Neves Júnior, Vanildo Rodrigues, 1983-
Determinação da Tipologia de Curvas de Carga em
Frequências Harmônicas para Consumidores Residenciais de
Baixa Tensão [recurso eletrônico] / Vanildo Rodrigues
Neves Júnior. - 2022.

Orientador: José Rubens Macedo Junior.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de
Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Modo de acesso: Internet.
Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.di.2022.556>
Inclui bibliografia.
Inclui ilustrações.

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

VANILDO RODRIGUES NEVES JUNIOR

**DETERMINAÇÃO DA TIPOLOGIA DE CURVAS DE CARGA EM FREQUÊNCIAS
HARMÔNICAS PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO**

**Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do título de Mestre em Ciências.**

Comissão examinadora:

**Prof. Dr. José Rubens Macedo Junior
(Orientador – UFU)**

**Prof. Dr. Mário Oleskovicz
(Externo – USP São Carlos)**

**Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory
(Externo – Equatorial Energia)**

Uberlândia, 23 de setembro de 2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
 Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
 Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
 Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado, 780, PPGEELT				
Data:	vinte e três de setembro de dois mil e vinte e dois	Hora de início:	08:30	Hora de encerramento:	11:45
Matrícula do Discente:	12022EEL016				
Nome do Discente:	Vanildo Rodrigues Neves Junior				
Título do Trabalho:	Determinação da tipologia de curvas de carga em frequências harmônicas para consumidores residenciais de baixa tensão				
Área de concentração:	Sistemas de Energia				
Linha de pesquisa:	Distribuição de Energia Elétrica				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: Prof. Dr. José Rubens Macedo Junior Título do projeto: Análise e quantificação das perdas harmônicas em sistemas de distribuição de energia elétrica Agência financiadora: P&D ANEEL – Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia Elétrica Número do processo na agência financiadora: APLPED00044_PROJETOPED_0036_S01 Vigência do projeto: 20/11/2020 – 19/11/2022				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Doutores(as): Mário Oleskovicz - USP São Carlos; Raquel Cristina Filiagi Gregory - Equatorial Energia; José Rubens Macedo Junior - FEELT/UFU, orientador do candidato.

Iniciando os trabalhos o presidente da mesa, Dr. José Rubens Macedo Junior, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato, 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 examinadores(as), que passaram a arguir o candidato. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o candidato **APROVADO**.

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 23/09/2022, às 11:47, 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 **Raquel Cristina Filiagi Gregory, Usuário Externo**, em 23/09/2022, às 11:47, 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 **Mario Oleskovicz, Usuário Externo**, em 23/09/2022, às 12:07, 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 **3809823** e o código CRC **E6EF9448**.

AGRADECIMENTOS

É comum iniciar os agradecimentos falando da família, mas não posso fazer diferente disso. Desde 2020, minha vida vem se transformando: houve mudanças que não foram planejadas, como a dedicação exclusiva à docência, e outras que foram muito esperadas e planejadas como o nascimento da minha filha. No meio dessa reviravolta, a minha base e sustentação emocional foi minha esposa Lucila, sem a qual, provavelmente, eu não teria condições de lutar pelo sonho de concluir o mestrado. Além da minha esposa, tenho a minha filha, Maria Flor, que é minha motivação diária para construir um mundo melhor.

Agradeço imensamente à minha mãe, Maria Augusta, ao meu pai, Vanildo, e à minha sogra, Lucia, que foram essenciais nessa caminhada, nos ajudando em todos os momentos possíveis com apoio, carinho e cuidados que somente pais sabem como fazer.

Tenho muita gratidão pelo meu orientador José Rubens, pois me recebeu no Laboratório de Distribuição de Energia Elétrica (LADEE) com muito entusiasmo e sempre me passou toda a confiança e conhecimento necessários para o desenvolvimento deste trabalho.

Gostaria de agradecer aos meus amigos do LADEE que me apoiaram durante este trabalho: Guilherme, Lincoln, Rildo, Kelly, Lucas, Rodrigo, Eduardo e Isabela. Foram várias conversas, discussões, orientações, ensinamentos e conselhos, todos de alguma forma participaram e ajudaram nessa caminhada.

Quero agradecer também a Universidade Federal de Rondônia (UNIR), especialmente o Departamento de Engenharia Elétrica, por permitir que eu me afastasse para realizar o mestrado.

Por fim, deixo o meu agradecimento ao grupo Equatorial pela concessão da bolsa e por disponibilizar as informações que foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

A correta caracterização das curvas de carga dos consumidores conectados às redes elétricas, notadamente no segmento de baixa tensão, é de fundamental importância para o planejamento estratégico das distribuidoras de energia elétrica. Adicionalmente, essa caracterização, representada de forma prática através das tipologias de curvas de carga, é utilizada pela ANEEL visando o estabelecimento de métodos regulatórios para a formação de preços aos consumidores, contemplando aspectos como qualidade do fornecimento, assim como a determinação dos coeficientes de perdas referentes aos transformadores, circuitos de baixa tensão e ramais de ligação das unidades consumidoras. Nesse contexto, o modelo atual de caracterização da carga para os sistemas de distribuição de energia elétrica considera apenas as potências ativa e reativa na frequência fundamental, sendo que esse processo é realizado através de campanhas de medição, cujas diretrizes são estabelecidas pela ANEEL através do Módulo 2 do PRODIST – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Porém, a consideração de curvas de carga contemplando apenas a frequência fundamental do sistema não reflete o perfil real das cargas elétricas que constituem atualmente os sistemas de distribuição, uma vez que a quase totalidade dessas cargas possuem características de não-linearidade em relação à tensão imposta, resultando na injeção de correntes harmônicas nas redes elétricas. Diante desse contexto, o objetivo deste trabalho é identificar as componentes harmônicas presentes nas cargas residenciais e definir a curva de carga típica, em termos de amplitude e ângulo de fase, das diferentes componentes harmônicas de corrente injetadas pelas unidades consumidoras residenciais. Para o atingimento desse objetivo, foi realizada uma campanha de medidas que contemplou os parâmetros referentes à corrente harmônica em uma grande empresa de distribuição de energia elétrica. Assim, de posse dos registros de medição (memórias de massa) associados a quase quinhentas unidades consumidoras residenciais, cada qual monitorada através de medidores digitais, por um período mínimo de sete dias consecutivos, realizou-se o tratamento dos dados disponíveis e, posteriormente, a aplicação da técnica de agrupamento de *clusters*, denominada *k-means*, visando a caracterização das curvas típicas das cargas harmônicas residenciais. Os resultados obtidos possibilitaram a caracterização temporal do sentido e da intensidade do fluxo harmônico nos ramais de ligação de consumidores de baixa tensão residenciais devidamente estratificados em diferentes classes de consumo, contribuindo, conseqüentemente, para um novo modelo de caracterização da carga, segundo o qual é identificada a tendência de um maior volume de injeção de componentes harmônicas na rede de distribuição por consumidores com maior poder aquisitivo. Por fim, com base nessa

caracterização, foram calculadas as perdas técnicas de um determinado alimentador de distribuição em média tensão considerando-se dois cenários distintos: (i) consideração apenas das tipologias de carga na frequência fundamental e (ii) consideração das tipologias de cargas nas frequências fundamental e harmônicas. Os resultados obtidos evidenciaram a importância da tipologia de cargas harmônicas no âmbito dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave — caracterização da carga, tipologia harmônica de carga residenciais, técnica de agrupamento, distorção harmônica, campanha de medições.

ABSTRACT

The correct characterization of the load curves of consumers connected to electric grid, especially in the low voltage segment, is of fundamental importance for the strategic planning of electric energy distributors. Additionally, this characterization, represented in a practical way through the typologies of load curves, is used by ANEEL aiming at the establishment of regulatory methods for the formation of prices to consumers, contemplating aspects such as quality of supply, as well as the determination of loss coefficients referring to transformers, low voltage circuits and connection branches of consumer units. In this context, the current load characterization model for electric energy distribution systems considers only active and reactive powers at the fundamental frequency, and this process is carried out through measurement campaigns, whose guidelines are established by ANEEL through the Module 2 of PRODIST – Distribution System Expansion Planning. However, the consideration of load curves contemplating only the fundamental frequency of the system does not reflect the real profile of the electrical loads that currently constitute the distribution systems, since almost all these loads have non-linear characteristics in relation to the imposed voltage, resulting in the injection of harmonic currents in the electrical grids. Given this context, the objective of this work is to identify the harmonic components present in residential loads and define the typical load curve, in terms of amplitude and phase angle, of the different harmonic components of current injected by residential consumer units. In order to achieve this objective, a measurement campaign was carried out that contemplated the parameters referring to the harmonic current in a large electric energy distribution company. Thus, with the measurement records (mass memories) associated with almost five hundred residential consumer units, each monitored through digital meters, for a minimum period of seven consecutive days, the available data was processed and, subsequently, the application of the cluster grouping technique, called k-means, aiming at the characterization of typical curves of residential harmonic loads. The results obtained allowed the temporal characterization of the direction and intensity of the harmonic flow in the connection branches of low voltage residential consumers properly stratified in different consumption classes, contributing, consequently, to a new model of load characterization, where a trend of greater injection of harmonic components into the distribution network by consumers with greater purchasing power. Finally, based on this characterization, the technical losses of a given medium voltage distribution feeder were calculated considering two different scenarios: (i) consideration only of load typologies at fundamental frequency and (ii) consideration of load typologies at fundamental and harmonic frequencies. The obtained

results evidenced the importance of the typology of harmonic loads in the scope of the electric energy distribution systems.

Keywords — load characterization, residential load harmonic typology, clustering technique, harmonic distortion, measurement campaign.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução do consumo médio por classe [1]	3
Figura 2 - Representação de uma forma de onda distorcida com série de Fourier [21].....	11
Figura 3 - Análise de circuitos no domínio da frequência [22]	11
Figura 4 – Característica v-i de uma carga linear	13
Figura 5 - Distorção da corrente provocada por uma carga não-linear – adaptado de [21].....	13
Figura 6 - Forma de onda da tensão e corrente: (a) Lâmpada incandescente; (b) Lâmpada fluorescente compacta; (c) Lâmpada LED-A; (d) Lâmpada LED-B; (e) Lâmpada LED-C; (f) Lâmpada LED-D; (g) Lâmpada LED-E; (h) Lâmpada LED-F [13]	14
Figura 7 - Espectro harmônico das lâmpadas [13]	14
Figura 8 - Forma de onda da tensão e corrente: (a) Geladeira; (b) Micro-ondas; (c) TV LED 32"; (d) Monitor 22" [13]	15
Figura 9 - Espectro harmônico dos equipamentos [13].....	15
Figura 10 - Circuito com fonte não senoidal alimentando uma resistência.....	22
Figura 11 - Cálculo da potência instantânea pela teoria de [8]	23
Figura 12 - Estratificação para consumidores atendidos pelo SDMT e AS	27
Figura 13 - Estratificação para consumidores atendidos pelo SDBT	28
Figura 14 - Exemplo de agrupamento hierárquico [19]	35
Figura 15 - Exemplo de agrupamento não hierárquico	35
Figura 16 - Gráfico com os dados da tabela 4.....	38
Figura 17 - Cluster AB com o centroide	39
Figura 18 - Cluster CD com o centroide	39
Figura 19 - Cluster A com o centroide.....	44
Figura 20 - Cluster BCD com o centroide	45
Figura 21 - Fluxograma K-means	51
Figura 22 – Medidor utilizado na campanha de medidas, (a) para consumidores do SDMT, (b) para consumidores do SDBT e (c) medidor instalado em poste.....	53
Figura 23 - Classe x quantidade de clientes (milhares) [26]	54
Figura 24 - Registros sem informação de dias da semana.....	56
Figura 25 - Registros com informação de dias da semana	56
Figura 26 - Matrizes de dias úteis com informações por variável.....	57
Figura 27 – Cálculo da tipologia da parte real da corrente de terceira harmônica para uma faixa de consumo da classe residencial.....	59

Figura 28 – Cálculo da tipologia da parte imaginária da corrente de terceira harmônica de uma faixa de consumo da classe residencial.....	59
Figura 29 - Cálculo do valor resultante no intervalo de uma hora	61
Figura 30 – Curva típica do módulo da terceira harmônica de uma faixa de consumo da classe residencial.....	61
Figura 31 - Curva típica do ângulo da terceira harmônica de uma faixa de consumo da classe residencial.....	61
Figura 32 - Tipologia da Potência Ativa, dias úteis, fase A.....	64
Figura 33 - Tipologia da Potência Reativa, dias úteis, fase A.....	64
Figura 34 - Tipologia do módulo da corrente fundamental, dias úteis, fase A.....	65
Figura 35 - Tipologia do ângulo da corrente fundamental, dias úteis, fase A.....	65
Figura 36 - Tipologia do módulo da segunda harmônica, dias úteis, fase A.....	66
Figura 37 - Tipologia do ângulo de fase da segunda harmônica, dias úteis, fase A.....	66
Figura 38 - Tipologia do módulo da terceira harmônica, dias úteis, fase A.....	67
Figura 39 - Tipologia do ângulo de fase da terceira harmônica, dias úteis, fase A.....	67
Figura 40 - Tipologia do módulo da quarta harmônica, dias úteis, fase A.....	68
Figura 41 - Tipologia do ângulo de fase da quarta harmônica, dias úteis, fase A.....	68
Figura 42 - Tipologia do módulo da quinta harmônica, dias úteis, fase A.....	69
Figura 43 - Tipologia do ângulo de fase da quinta harmônica, dias úteis, fase A.....	69
Figura 44 - Tipologia do módulo da sétima harmônica, dias úteis, fase A.....	70
Figura 45 - Tipologia do ângulo de fase da sétima harmônica, dias úteis, fase A.....	70
Figura 46 - Tipologia do módulo da nona harmônica, dias úteis, fase A.....	71
Figura 47 - Tipologia do ângulo de fase da nona harmônica, dias úteis, fase A.....	71
Figura 48 - Tipologia do módulo da décima primeira harmônica, dias úteis, fase A.....	72
Figura 49 - Tipologia do ângulo de fase da décima primeira harmônica, dias úteis, fase A.....	72
Figura 50 - Tipologia do módulo da décima terceira harmônica, dias úteis, fase A.....	73
Figura 51 - Tipologia do ângulo de fase da décima terceira harmônica, dias úteis, fase A.....	73
Figura 52 - Tipologia do módulo da décima quinta harmônica, dias úteis, fase A.....	74
Figura 53 - Tipologia do ângulo de fase da décima quinta harmônica, dias úteis, fase A.....	74
Figura 54 - Tipologia do módulo da décima sétima harmônica, dias úteis, fase A.....	75
Figura 55 - Tipologia do ângulo de fase da décima sétima harmônica, dias úteis, fase A.....	75
Figura 56 - Tipologia do módulo da décima nona harmônica, dias úteis, fase A.....	76
Figura 57 - Tipologia do ângulo de fase da décima nona harmônica, dias úteis, fase A.....	76
Figura 58 - Tipologia do módulo da vigésima primeira harmônica, dias úteis, fase A.....	77

Figura 59 - Tipologia do ângulo de fase da vigésima primeira harmônica, dias úteis, fase A. .	77
Figura 60 - Tipologia do módulo da vigésima terceira harmônica, dias úteis, fase A.....	78
Figura 61 - Tipologia do ângulo de fase da vigésima terceira harmônica, dias úteis, fase A....	78
Figura 62 - Circuito de distribuição com cinco unidades consumidoras.....	79
Figura 63 - Mapa polar da segunda harmônica	80
Figura 64 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de segunda ordem	81
Figura 65 - Mapa polar da terceira harmônica	81
Figura 66 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de terceira ordem	82
Figura 67 - Mapa polar da quarta harmônica	82
Figura 68 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de quarta ordem.	83
Figura 69 - Mapa polar da quinta harmônica	83
Figura 70 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de quinta ordem.	84
Figura 71 - Mapa polar da sétima harmônica.....	84
Figura 72 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de sétima ordem	85
Figura 73 - Mapa polar da nona harmônica	85
Figura 74 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de nona ordem...	86
Figura 75 - Mapa polar da décima primeira harmônica	86
Figura 76 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de décima primeira ordem.....	87
Figura 77 - Mapa polar da décima terceira harmônica.....	87
Figura 78 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de décima terceira ordem	88
Figura 79 - Mapa polar da décima quinta harmônica.....	88
Figura 80 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de décima quinta ordem	89
Figura 81 - Mapa polar da décima sétima harmônica	89
Figura 82 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de décima sétima ordem.....	90
Figura 83 - Mapa polar da décima nona harmônica.....	90
Figura 84 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de décima nona ordem	91
Figura 85 - Mapa polar da vigésima primeira harmônica	91

Figura 86 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de vigésima primeira ordem	92
Figura 87 - Mapa polar da vigésima terceira harmônica.....	92
Figura 88 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de vigésima terceira ordem.....	93
Figura 89 - Corrente harmônica por faixa de consumo.....	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados Simulação	22
Tabela 2 - Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental) [15].....	26
Tabela 3 – Especificação da classe de exatidão mínima dos medidores e transformadores de instrumentos de sistemas de medição utilizados para faturamento dos usuários [4].....	31
Tabela 4 - Dados dos vetores	38
Tabela 5 - Cálculo dos centroides iniciais.....	39
Tabela 6 - Distância Euclidiana de cada vetor em relação aos vetores referências.....	42
Tabela 7 - Cálculo dos centroides	44
Tabela 8 - Distância Euclidiana de cada vetor em relação aos vetores referências.....	48
Tabela 9 - Validação das restrições.....	50
Tabela 10 - Quantidade de clientes x faixa de consumo	54
Tabela 11 - Quantitativo de tipologias	60
Tabela 12 - Classificação da unidade consumidora	79
Tabela 13 - Perdas técnicas sem espectro harmônico	95
Tabela 14 - Perdas técnicas com espectro harmônico.....	95
Tabela 15 - Tabela com acréscimo nas perdas técnicas	95

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	3
1.1.	CONTRIBUIÇÕES E OBJETIVOS	4
1.2.	ESTADO DA ARTE.....	6
1.3.	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	8
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	10
2.1.	DISTORÇÃO HARMÔNICA.....	10
2.2.	CARGAS FONTE DE HARMÔNICOS	12
2.2.1.	<i>Cargas de iluminação</i>	<i>14</i>
2.2.2.	<i>Outras cargas</i>	<i>15</i>
2.3.	ANÁLISE DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS COM COMPONENTES HARMÔNICAS	16
2.3.1.	<i>Valor Eficaz (RMS)</i>	<i>16</i>
2.3.2.	<i>Cálculo de potência.....</i>	<i>19</i>
2.3.3.	<i>Cálculo de distorção harmônica</i>	<i>21</i>
2.4.	APLICAÇÃO DOS CONCEITOS.....	22
2.5.	PARÂMETROS REGULATÓRIOS	23
2.6.	CARACTERIZAÇÃO DA CARGA.....	26
2.7.	TEORIA DE AGRUPAMENTO	34
2.8.	K-MEANS	36
2.8.1.	<i>Cálculo da distância euclidiana na primeira iteração:.....</i>	<i>40</i>
2.8.2.	<i>Cálculo da Soma dos Quadrados Intraclasse - primeira iteração:</i>	<i>43</i>
2.8.3.	<i>Recálculo dos centroides:</i>	<i>44</i>
2.8.4.	<i>Cálculo da distância euclidiana na segunda iteração:.....</i>	<i>45</i>
2.8.5.	<i>Cálculo da Soma dos Quadrados Intraclasse segunda iteração:</i>	<i>48</i>
2.8.6.	<i>Validação das restrições:</i>	<i>49</i>
3	METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DAS TIPOLOGIAS HARMÔNICAS.....	52
3.1.	CAMPANHA DE MEDIDAS	52
3.2.	DEFINIÇÃO DA AMOSTRA.....	53
3.3.	TRATAMENTO DOS DADOS.....	55
3.4.	APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE AGRUPAMENTO	58
3.5.	AGREGAÇÃO DOS REGISTROS E CÁLCULO DA AMPLITUDE E ÂNGULO DE FASE	60
4	RESULTADOS	63
4.1.	TIPOLOGIAS.....	63
4.2.	COMPARATIVO POR FAIXA DE CONSUMO	79

4.3.	CONTRIBUIÇÃO NO VALOR EFICAZ DA CORRENTE	93
4.4.	CONTRIBUIÇÃO NAS PERDAS TÉCNICAS	94
5	CONCLUSÕES	96
	REFERÊNCIAS	99
	APÊNDICE I.....	102

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira, com o decorrer dos anos, vem passando por uma transformação em que o consumo residencial vem aumentando o seu percentual gradativamente. Esse aumento se intensificou ainda mais com o cenário relacionado à covid-19 que se iniciou no Brasil nos meses iniciais de 2020, o que estimulou o trabalho em casa.

De acordo com a Figura 1, verifica-se que desde 2004 o consumo da classe residencial aumentou cerca de 8%, demonstrando assim o seu crescimento em relação às outras classes [1].

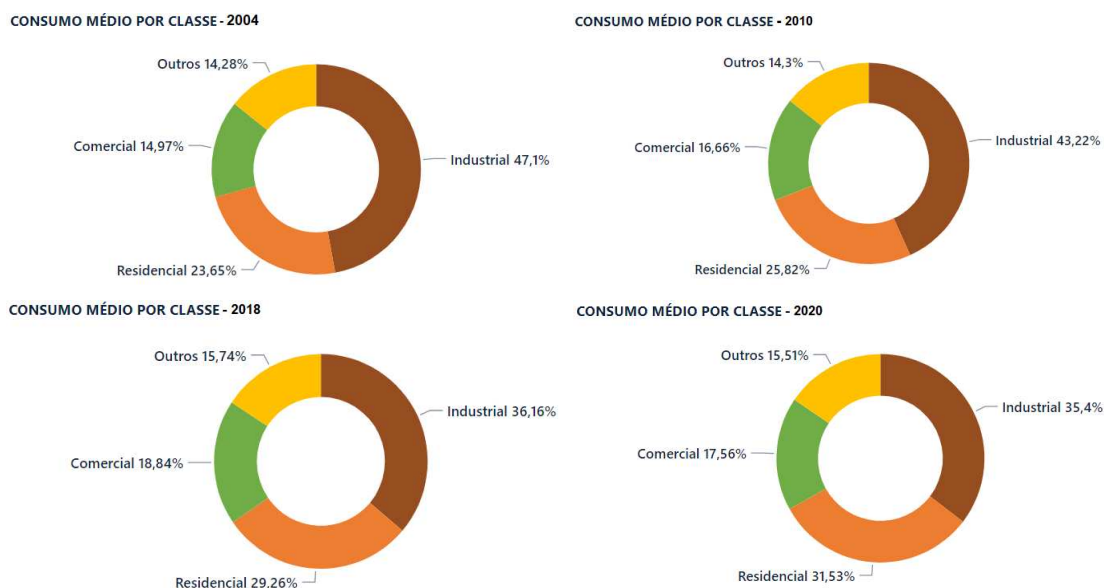


Figura 1 - Evolução do consumo médio por classe [1]

Esse crescimento no âmbito residencial e a necessidade de buscar a otimização dos recursos energéticos — a qual passou a ter um grande incentivo a partir dos anos 2000 devido à escassez hídrica — impulsionou o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), cuja finalidade, através de um selo específico, é ser uma ferramenta que permita aos consumidores de energia conhecer os equipamentos mais eficientes [2].

O selo PROCEL trouxe a busca pela eficiência e otimização do uso do recurso energético. Para atingir esse objetivo, um dos principais caminhos foi o desenvolvimento

das cargas eletrônicas. Porém, o fato dessas cargas serem tipicamente não lineares, além de auxiliar na economia do consumo de energia, gera distúrbios na rede de distribuição de energia elétrica, os quais provocam, dentre outras coisas, distorções nas formas de onda das correntes e tensões elétricas.

Sendo assim, a presença de componentes harmônicas nas redes elétricas é caracterizada por formas de onda de tensão e corrente com características não senoidais, pois, além da frequência fundamental, essas grandezas são constituídas também por frequências múltiplas inteiras de 60 Hz, levando ao aumento do valor eficaz e, conseqüentemente, alterando a caracterização da carga quando da avaliação da corrente elétrica circulante em cada unidade consumidora.

Ao se analisar a caracterização da carga com as normas vigentes e com as literaturas atuais, constatou-se que existem várias modelagens de tipologias de curva de cargas. Entretanto, todas essas modelagens definem a sua aplicação somente no âmbito da frequência fundamental e não contabilizam as frequências múltiplas inteiras da fundamental.

A definição da tipologia das cargas é essencial para o cálculo da tarifa elétrica, para a apuração das perdas técnicas, para a análise da qualidade da energia elétrica e para o planejamento da expansão da rede elétrica.

Para este trabalho adotou-se até a vigésima quinta ordem harmônica devido ao grande volume de dados estudado o que impacta no tempo de processamento computacional e na análise dos dados, outro ponto, é que a magnitude para frequências acima da vigésima quinta ordem não representa valores que possam impactar consideravelmente no sistema elétrico de distribuição.

Portanto, este trabalho tem como objetivo principal caracterizar o perfil de carga residencial, construindo tipologias que contemplem até a vigésima quinta harmônica em cada fase da rede distribuição e, dessa forma, reflitam o comportamento da carga em termos de amplitude e ângulo de fase em todos os horários do dia, devidamente segregados em dias úteis, sábados e domingos.

1.1. CONTRIBUIÇÕES E OBJETIVOS

Com a contextualização acima, este trabalho visa construir a tipologia por fase da potência ativa e reativa e das correntes harmônicas até vigésima quinta ordem e avaliar o acréscimo que as componentes harmônicas promovem na corrente eficaz, resultando no

incremento das perdas técnicas, assim como no montante de uso do sistema de distribuição.

Para desenvolver a caracterização do perfil de carga foi realizada uma campanha de medição de consumidores residenciais em uma grande concessionária de distribuição de energia elétrica, a qual, além de contemplar a potência ativa na frequência fundamental segregada por fase, contém dados de potência reativa por fase e correntes harmônicas em termos de amplitude e ângulos de fase.

Para conseguir atingir o objetivo, além da campanha de medidas foram realizados os seguintes passos:

- Validação dos dados.
- Definição de um ciclo de sete dias de leituras de dados, com 1008 registros válidos.
- Cálculo da energia média mensal de consumo para enquadramento.
- Segregação dos dados em dias úteis, sábado e domingo.
- Definição de uma técnica de agrupamento.
- Construção das tipologias com a técnica de agrupamento definida.

Após o tratamento dos dados, foi possível o desenvolvimento das seguintes ações:

- Aplicação da metodologia para construção das tipologias.
- Avaliação do fluxo de potência ativa e reativa na frequência fundamental.
- Análise do sentido do fluxo das correntes harmônicas (fonte-carga ou carga-fonte).
- Avaliação da participação de consumidores em diferentes classes de consumo na composição das correntes harmônicas.
- Avaliação da contribuição das correntes harmônicas no valor eficaz das correntes.
- Estimativa do impacto das correntes harmônicas nas perdas técnicas.

1.2. ESTADO DA ARTE

O tema abordado demonstra a sua importância quando da análise do processo de caracterização de carga apresentado em [3], no qual verifica-se uma seção específica que define as diretrizes para as empresas de distribuição de energia caracterizarem a carga de seus consumidores e o carregamento de suas redes e transformadores oriundas de campanhas de medição. Nessa seção são definidas a periodicidade das campanhas de medidas e a estratificação dos consumidores, além de citar o documento que descreve os requisitos mínimos dos sistemas de medição.

Já em [4] são especificados os requisitos mínimos dos sistemas de medição para a construção das curvas de cargas e, neste caso, a regulamentação vigente define como medidas de apuração a demanda ativa e reativa integralizadas em intervalos de 15 ou 5 minutos. Também é determinado o protocolo com o qual os medidores devem ser providos. Fica evidente que nessas especificações não é obrigatório medir as correntes harmônicas para composição da corrente eficaz.

Em relação aos protocolos estabelecidos, esses se baseiam nos padrões IEC 61000-4-7 [5] e IEC 61000-4-30 [6] e as orientações contidas nesses documentos são amplamente difundidas para o monitoramento das distorções harmônicas nas instalações elétricas. Porém, essas diretrizes são específicas para a amplitude das grandezas envolvidas, não contemplando a análise dos respectivos ângulos de fase. Nesse sentido, uma vez que não há padrão nacional, ou mesmo internacional, que forneça um procedimento de cálculo para a agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas através de medições, encontrou-se na literatura a metodologia de agregação temporal dos ângulos de fase apresentada em [7], a qual foi embarcada nos medidores utilizados na campanha de medidas realizada no âmbito deste trabalho de pesquisa.

Com vistas a entender a necessidade de construir a tipologia de curvas de carga contemplando as componentes harmônicas, em [8] é demonstrado como as componentes harmônicas contribuem na potência ativa, impactando, conseqüentemente, no faturamento dos consumidores e nas perdas técnicas da distribuição. O impacto financeiro em relação às perdas técnicas no faturamento das distribuidoras é analisado em [9], onde se demonstra que essa parcela de contribuição das componentes harmônicas são muito significativas, totalizando dezenas de milhões de reais anualmente para uma única distribuidora de energia elétrica.

Cabe ressaltar que a preocupação com as cargas harmônicas, assim como a necessidade de eliminação das distorções associadas, é um tema de grande relevância desde a década de 60 do século XX, conforme mostrado em [10], onde se apresenta uma técnica para eliminação da terceira e quinta harmônicas presentes nas forma de onda de tensão. A presença de harmônicas nas cargas residenciais vem ganhando destaque com o passar dos anos. Em [11] é apresentado um trabalho no sentido de analisar o comportamento de cargas típicas no ambiente residencial para verificar o comportamento destas como fonte de corrente ou fonte de tensão harmônica. Em [12], os autores tentam prever o comportamento das cargas e a variação das amplitudes das correntes harmônicas em várias cargas residenciais. Já em [13] é feita a caracterização harmônica de vários dispositivos residenciais e é possível constatar a distorção harmônica que cargas específicas provocam na corrente elétrica. Em todos os casos citados, em relação à caracterização das cargas harmônicas, fica evidente que o que se tem bem definido na literatura é a modelagem da magnitude. Porém, somente em [7], conforme já citado, foi possível estabelecer os ângulos das componentes harmônicas para determinar o sentido do fluxo destas correntes.

Outro ponto relevante são os parâmetros atuais para cálculo de faturamento de energia elétrica. O Instituto Nacional de Metrologia (Inmetro), em [14], regulamenta o cálculo de consumo de energia elétrica tomando como base somente a tensão e a corrente na frequência fundamental, ou seja, considerando apenas condições ideais de operação e não contabilizando a contribuição das componentes harmônicas.

Conforme já visto em [8], as correntes harmônicas impactam no faturamento de consumo de energia elétrica, no cálculo de perdas técnicas e na avaliação da qualidade de energia elétrica. Ainda assim, atualmente, essas componentes são analisadas somente em relação à qualidade da energia elétrica. A ANEEL, através de [15], estabelece limites para as distorções harmônicas de tensão, porém não estabelece limites para as distorções harmônicas de corrente.

Considerando-se que a realidade atual contempla cargas residenciais com uma acentuada composição harmônica, entende-se ser fundamental a consideração da presença destas na caracterização da carga.

Sendo assim, quando se fala em construção de tipologia de curvas de cargas, é preciso entender como surgiu essa necessidade, pois apesar de ter sido relatada a regulamentação atual em [3], esta não deixa claro como essa necessidade ficou evidenciada.

O ponto de partida em relação às curvas típicas é a formação de agrupamentos de consumidores com curvas de carga semelhantes o que, portanto, caracteriza um comportamento comum relativo ao consumo de energia elétrica. Em [16] o autor trabalha a construção de curvas típicas para aprimorar o sistema de estrutura tarifária de energia elétrica, onde o principal foco é conseguir agrupar consumidores similares. Já em [17], são citadas as campanhas de medidas que ocorreram nas distribuidoras de energia elétrica no Brasil no ano de 1985 com a intenção de traçar o perfil de demanda do sistema elétrico. O artifício utilizado para construir as tipologias é demonstrado em [18], no qual dois métodos computacionais foram utilizados, Método das Nuvens Dinâmicas — NUDYC — e o Método de descrição e classificação ascendente hierárquico — DESCR2. Em [19] alguns algoritmos de agrupamentos, além do NUDYC e do DESCR2, são apresentados e também podem ser utilizados para a construção das tipologias.

Com essa variedade de algoritmos, a escolha do que melhor irá atender às demandas de agrupamento e a construção da curva típica ficou esclarecida em [20], quando os autores fizeram uma análise das principais técnicas de agrupamento (*K-Means*, *Ward*, NUDYC-DESCR2, rede Kohonen e classificação fuzzy) e concluíram que a diferença nos resultados apresentados pelos métodos é irrelevante e que os resultados apresentados foram satisfatórios.

Como todas as técnicas analisadas em [20] apresentam resultados satisfatório, decidiu-se utilizar nesse trabalho o método *K-Means*, por ser uma das mais simples e conhecidas técnicas de agrupamento.

Por fim, diante do que foi apresentado, nota-se que o perfil de carga residencial está contemplado com diversas componentes harmônicas e atualmente não se tem a caracterização da carga ou construção da tipologia das curvas de cargas considerando o módulo e o ângulo das correntes harmônicas. Portanto, a definição dessas tipologias trará benefícios para os estudos de perdas técnicas, da qualidade da energia elétrica, assim como do planejamento do sistema elétrico.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

- 1.3.1 O capítulo 1 desta dissertação inicia-se com a introdução ao assunto, contextualizando e destacando a importância do tema. Além disso, são

apresentados as contribuições e os objetivos principais. E, por fim, tem-se o Estado da Arte, em que são apontadas referências de trabalhos e teorias relevantes da área que contribuíram para a construção dessa dissertação.

- 1.3.2 O capítulo 2 traz a fundamentação teórica, apresentando os principais conceitos para compreender a metodologia, além de equações e teorias que ajudam na interpretação dos resultados obtidos. Com esse capítulo é possível assimilar o conhecimento necessário referente aos temas abordados e, portanto, auxiliando o leitor na percepção dos assuntos discutidos neste trabalho.
- 1.3.3 O capítulo 3 demonstra passo a passo a metodologia desenvolvida para a construção das curvas típicas. Nesta seção é discutida a metodologia para definir a campanha de medição comparando com os fundamentos estabelecidos pela ANEEL. Concluído o processo de medição e coleta de dados, é apresentada a parte de tratamento e validação das informações e, em sequência, é exposto o uso da técnica de agrupamento e o conceito de agregação de valores para obter a tipologia com valores de hora em hora.
- 1.3.4 O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos com a aplicação da metodologia desenvolvida. Neste capítulo é visto a construção das principais tipologias. Além disso, é feito um comparativo das curvas típicas por faixa de consumo e suas contribuições para o valor eficaz da corrente, e por fim, tem-se uma aplicação prática das tipologias desenvolvidas no cálculo das perdas técnicas em um alimentador de distribuição em média tensão.
- 1.3.5 O capítulo 5, por sua vez, apresenta as conclusões do trabalho desenvolvido.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Este capítulo expõe conceitos e fundamentos teóricos que são utilizados para o entendimento do assunto e o desenvolvimento da metodologia. O foco é apresentar conceitos que serão úteis para facilitar a compreensão da pesquisa e a demonstração dos resultados alcançados. Para isso, são expostas informações relacionadas a distorção harmônica, demonstrando a definição das correntes harmônicas e os tipos de cargas residenciais que geram harmônicos na rede de distribuição.

Outro ponto de destaque é a análise da modelagem da carga com a participação das correntes harmônicas e os parâmetros regulatórios existentes atualmente no Brasil. Além disso, é feita uma simulação de uma carga responsável por gerar correntes harmônicas na rede de distribuição, é retratada a metodologia para caracterização da carga seguindo os padrões regulatórios e, por fim, são apresentados os conceitos relacionados às teorias de agrupamentos.

2.1. DISTORÇÃO HARMÔNICA

Como um dos objetivos é adicionar na caracterização da carga as componentes harmônicas, esta seção traz definições relacionadas às harmônicas e suas contribuições para a corrente elétrica fundamental. O conceito de frequência fundamental é, simplesmente, uma corrente em frequência de 60 Hz e através desse conceito é definido que as correntes harmônicas são de frequência múltiplo inteiro de 60 Hz.

Quando se tem uma corrente elétrica na qual consta a frequência fundamental e a contribuição de componentes de frequência múltiplo inteiro de 60 Hz, temos uma forma de onda distorcida, o que gera a denominação distorção harmônica. Para conseguir analisar o sinal elétrico com as componentes harmônicas, no domínio da frequência, utiliza-se a série de Fourier que é um artifício matemático que decompõe a forma de onda em vários sinais senoidais com suas frequências específicas.

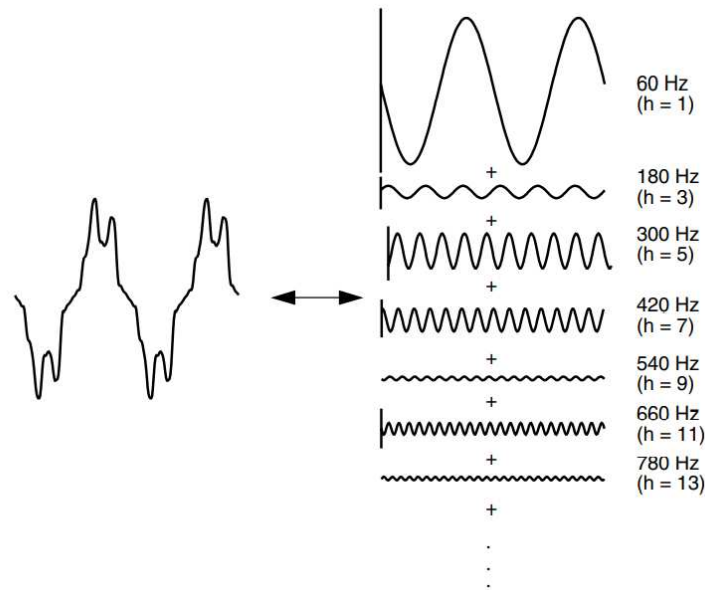


Figura 2 - Representação de uma forma de onda distorcida com série de Fourier [21]

A Figura 2 mostra a decomposição de um sinal distorcido seus respectivos sinais senoidais. Para análise de circuitos elétricos é preciso trabalhar cada sinal separadamente, conforme pode ser visto na Figura 3.

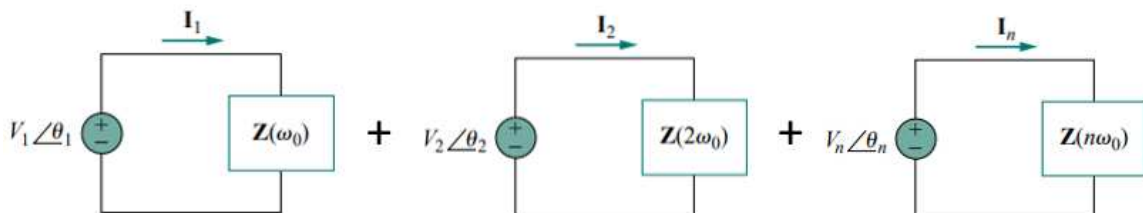


Figura 3 - Análise de circuitos no domínio da frequência [22]

Até o momento viu-se apenas o conceito de série de Fourier, agora é apresentado a equação (2.1) que é aplicada para representar uma função periódica não senoidal em termos de senos, cossenos ou uma combinação destes, conhecida como a soma infinita das funções seno e cosseno.

$$f(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos n\omega_0 t + b_n \sin n\omega_0 t) \quad (2.1)$$

Em que:

a_0 – valor médio dado por $a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt$, sendo T o período da onda, dado por $T = \frac{1}{f}$ em que f é a frequência em Hz;

a_n – é a amplitude de cada frequência harmônica dos termos cosseno, que são dados por $a_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos n\omega_0 t dt$;

b_n – é a amplitude de cada frequência harmônica dos termos do seno, que são dados por $b_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \sin n\omega_0 t dt$;

ω_0 – frequência fundamental, em rad/s, e;

n – é a ordem harmônica.

Outra forma de representar a função da soma infinita das funções seno e cosseno é a forma amplitude-fase que pode ser visto na equação (2.2).

$$f(t) = A_0 + \sum_{n=1}^{\infty} A_n \cos (n\omega_0 t + \varphi_n) \quad (2.2)$$

A_0 – valor da componente contínua do sinal;

A_n – amplitude na frequência fundamental e harmônicas;

φ_n – ângulo de fase das componentes fundamental e harmônicas.

2.2. CARGAS FONTE DE HARMÔNICOS

Na seção anterior definiu-se distorção harmônica e a aplicação da série de Fourier para identificar as frequências que compõem um sinal distorcido. Agora, segue-se no sentido de analisar as cargas responsáveis pela geração de correntes harmônicas.

Sabe-se que as cargas elétricas podem ser consideradas lineares e não lineares. As primeiras são aquelas nas quais, ao se aplicar uma tensão sobre as mesmas, a forma de onda da corrente resultante será uma réplica da forma de onda da tensão (ainda que defasada), mantendo-se uma relação de linearidade entre elas. A Figura 4 ilustra a característica $v-i$ para uma carga do tipo linear.

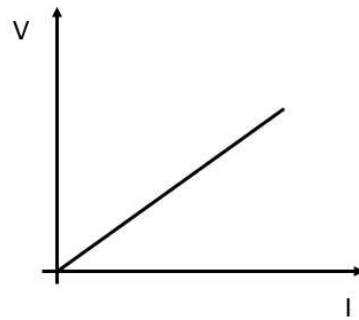


Figura 4 – Característica $v-i$ de uma carga linear

A Figura 5, por sua vez, apresenta o comportamento de uma carga não-linear quando da aplicação de uma tensão perfeitamente senoidal sobre a mesma. Nesse caso, devido ao comportamento não-linear da carga, a forma de onda da corrente resultante é distorcida, caracterizando, dessa forma, a geração de componentes harmônicas. Observe-se, nesse caso, que a característica $v-i$ não é mais uma reta.

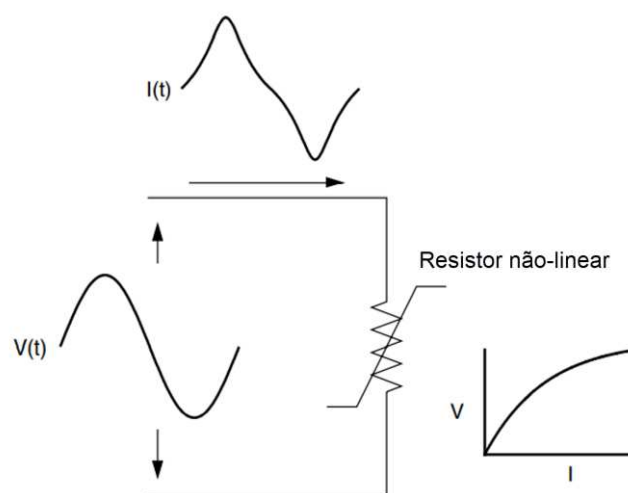


Figura 5 - Distorção da corrente provocada por uma carga não-linear – adaptado de [21]

Como forma de evidenciar a presença de cargas com características não-lineares no sistema elétrico, são apresentados, no que segue, alguns dispositivos muito comuns no dia a dia dos consumidores residenciais.

2.2.1. CARGAS DE ILUMINAÇÃO

A análise do comportamento da corrente elétrica em vários tipos de lâmpada, em que é aplicada a tensão nominal de cada equipamento é verificada na Figura 6. Nela, é apresentada a forma de onda da tensão com a correspondente da corrente [13].

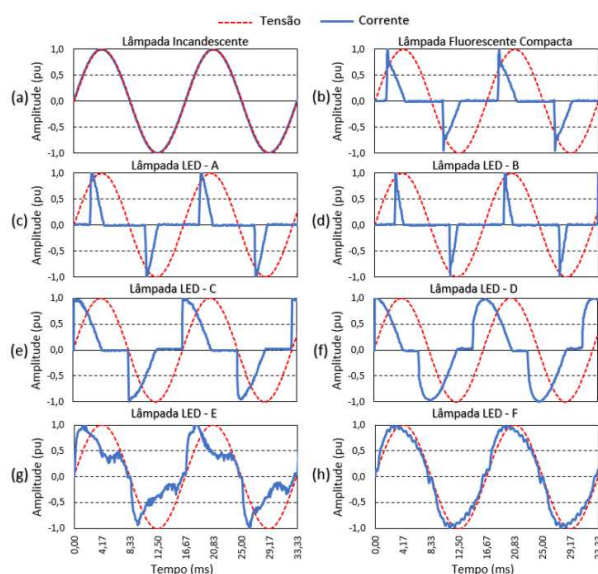


Figura 6 - Forma de onda da tensão e corrente: (a) Lâmpada incandescente; (b) Lâmpada fluorescente compacta; (c) Lâmpada LED-A; (d) Lâmpada LED-B; (e) Lâmpada LED-C; (f) Lâmpada LED-D; (g) Lâmpada LED-E; (h) Lâmpada LED-F [13]

Na Figura 6, fica evidente o comportamento não linear das lâmpadas do tipo fluorescente compacta e LED.

Na Figura 7 tem-se o espectro harmônico das lâmpadas ensaiadas considerando até a 25ª ordem harmônica, sendo possível constatar ordens com contribuição para a amplitude da corrente elétrica acima de 90%.

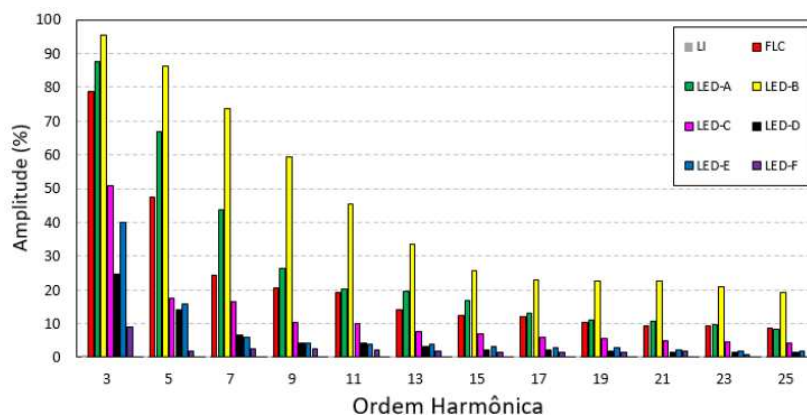


Figura 7 - Espectro harmônico das lâmpadas [13]

2.2.2. OUTRAS CARGAS

Para esta seção são apresentados alguns dispositivos que compõem as cargas residenciais e que foram avaliados os seus comportamentos em [13], referente à contribuição em termos de componentes harmônicas.

Foram avaliados quatro equipamentos: Geladeira, TV LED 32", Micro-ondas e Monitor 22", conforme pode ser visto na Figura 8.

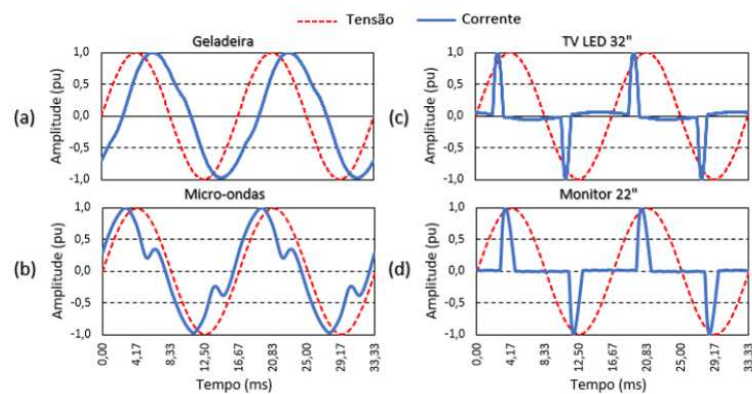


Figura 8 - Forma de onda da tensão e corrente: (a) Geladeira; (b) Micro-ondas; (c) TV LED 32"; (d) Monitor 22" [13]

Os quatro equipamentos avaliados contribuem para a geração de harmônicos, ficando em destaque a TV LED 32" e o monitor 22" que são os dispositivos com um alto percentual de distorção.

Por fim, temos os espectros de cada equipamento com a sua contribuição, principalmente nas ordens ímpares, nas componentes harmônicas na Figura 9.

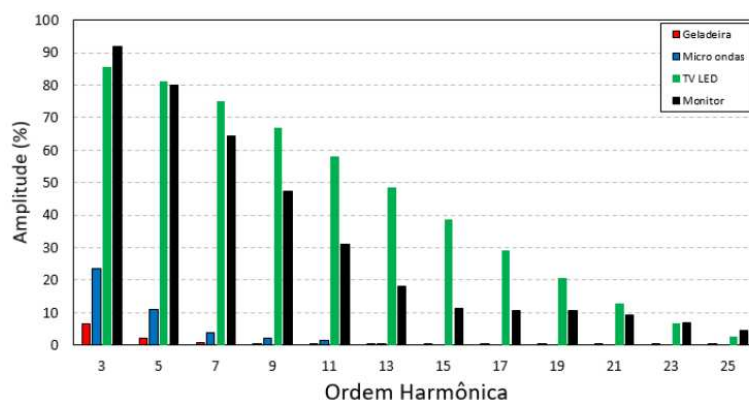


Figura 9 - Espectro harmônico dos equipamentos [13]

2.3. ANÁLISE DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS COM COMPONENTES HARMÔNICAS

Uma vez apresentados alguns dispositivos responsáveis pela sobreposição de correntes harmônicas na corrente eficaz, avalia-se agora o impacto dessas componentes nas grandezas elétricas como valor eficaz, potência ativa e o cálculo da distorção harmônica.

2.3.1. VALOR EFICAZ (RMS)

Para calcular o valor eficaz ou RMS (Root Mean Square) de um sinal periódico de corrente ou tensão, é preciso relacioná-lo com a potência dissipada em uma resistência.

Através da equação da potência (2.3) é possível obter o valor médio dissipado em corrente contínua (P_{medc}) numa resistência.

$$P_{medc} = \frac{V_{RMS}^2}{R} = R \times I_{RMS}^2 \quad (2.3)$$

O valor eficaz é o valor de uma corrente contínua que produz a mesma dissipação de potência que a corrente periódica.

Na equação (2.4) é calculada a potência instantânea dissipada em uma resistência e nas equações entre (2.5) e (2.7) é demonstrado o cálculo da potência média dissipada por um sinal periódico (P_{medp}).

$$p(t) = \frac{V^2(t)}{R} = R \times i^2(t) \quad (2.4)$$

$$P_{medp} = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt \quad (2.5)$$

$$P_{medp} = \frac{1}{T} \int_0^T R \times i^2(t) dt \quad (2.6)$$

$$P_{medp} = R \frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt \quad (2.7)$$

Igualando as duas equações de potência média P_{medc} e P_{medp} , tem-se o desenvolvimento para o cálculo do valor eficaz da corrente (I_{RMS}) em função da corrente de pico do sinal periódico (I_m), conforme pode ser visto em (2.8) a (2.13).

$$P_{medc} = P_{medp} \quad (2.8)$$

$$R \times I_{RMS}^2 = R \frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt \quad (2.9)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} \quad (2.10)$$

$$i(t) = I_m \text{sen}(\omega t) \quad (2.11)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (I_m \text{sen}(\omega t))^2 dt} \quad (2.12)$$

$$I_{RMS} = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \quad (2.13)$$

Esse mesmo desenvolvimento vale para o cálculo da tensão eficaz (V_{RMS}). Portanto, o cálculo da tensão eficaz em função da tensão de pico (V_m) é dado por (2.14).

$$V_{RMS} = \frac{V_m}{\sqrt{2}} \quad (2.14)$$

Após compreender o cálculo dos valores eficazes para ondas senoidais perfeitas, vamos, agora, adicionar a contribuição das componentes harmônicas no valor eficaz da corrente. E, para isso, as equações de (2.15) a (2.20) trazem o desenvolvimento.

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

$$i(t) = I_0 + I_{1m} \text{sen}(\omega t + \varphi_1) + \sum_{h=2}^{\infty} I_{hm} \text{sen}(h\omega t + \varphi_h) \quad (2.16)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (I_0 + I_{1m} \text{sen}(\omega t + \varphi_1) + \sum_{h=2}^{\infty} I_{hm} \text{sen}(h\omega t + \varphi_h))^2 dt} \quad (2.17)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{I_0^2 + \left(\frac{I_{1m}}{\sqrt{2}}\right)^2 + \sum_{h=2}^{\infty} \left(\frac{I_{hm}}{\sqrt{2}}\right)^2} \quad (2.18)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{I_0^2 + \frac{I_{1m}^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_{hm}^2}{2}} \quad (2.19)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2} \quad (2.20)$$

Em que:

I_0 – Componente de corrente contínua;

I_{1m} – Corrente de pico da fundamental;

I_{hm} – Corrente de pico das harmônicas;

I_1 – Corrente eficaz da fundamental;

I_h – Corrente eficaz das ordens harmônicas.

O mesmo desenvolvimento feito para a corrente vale para a tensão. Portanto, a equação (2.21) representa o cálculo do valor eficaz da tensão com a presença de harmônicos.

$$V_{RMS} = \sqrt{V_0^2 + V_1^2 + \sum_{h=2}^{\infty} V_h^2} \quad (2.21)$$

Em que:

V_0 – Componente de tensão contínua;

V_1 – Tensão eficaz da fundamental;

V_h – Tensão eficaz das ordens harmônicas.

Com as equações (2.20) e (2.21) é possível mensurar o acréscimo das componentes harmônicas no valor eficaz da corrente e da tensão e, portanto, alterando os valores de consumo e perdas, além de impactar na qualidade da energia.

2.3.2. CÁLCULO DE POTÊNCIA

O método de cálculo do valor eficaz da corrente e da tensão na presença de harmônicos foi apresentado na seção anterior. Com essa informação, podemos trabalhar nos conceitos de cálculo de potência para ondas distorcidas de tensão e corrente.

O método utilizado nesta dissertação para cálculo de potência em condições distorcidas é o abordado por [8] e [23]. Nesse sentido, vamos considerar nas equações de cálculo da corrente e tensão eficaz (2.20) e (2.21) apenas os sinais periódicos, conforme pode ser visto nas equações (2.22) e (2.23).

$$I_{RMS}^2 = I_1^2 + I_h^2; \quad \text{onde: } I_h^2 = \sum_{h \neq 1} I_h^2 \quad (2.22)$$

$$V_{RMS}^2 = V_1^2 + V_h^2; \quad \text{onde: } V_h^2 = \sum_{h \neq 1} V_h^2 \quad (2.23)$$

Agora que se tem a tensão e a corrente eficaz com participação das componentes harmônicas, é possível aplicar a equação da potência (2.24) e calcular a potência aparente (S).

$$S = V_{RMS} \times I_{RMS} \quad (2.24)$$

Na equação (2.25) eleva-se os termos do cálculo da potência ao quadrado.

$$S^2 = V_{RMS}^2 \times I_{RMS}^2 \quad (2.25)$$

Substituindo as equações (2.22) e (2.23) em (2.25), tem-se (2.26).

$$S^2 = (V_1^2 + V_h^2) \times (I_1^2 + I_h^2) \quad (2.26)$$

Desenvolve-se (2.26) através das equações de (2.27) e (2.28).

$$S^2 = (V_1 I_1)^2 + (V_1 I_h)^2 + (V_h I_1)^2 + (V_h I_h)^2 \quad (2.27)$$

$$S^2 = S_1^2 + D_I^2 + D_V^2 + S_h^2 \quad (2.28)$$

O primeiro termo é a potência aparente na frequência fundamental (S_1), conforme (2.29) a (2.31).

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} \quad (2.29)$$

$$P_1 = V_1 I_1 \cos \varphi_1 \quad (2.30)$$

$$Q_1 = V_1 I_1 \sin \varphi_1 \quad (2.31)$$

Os demais termos são a potência aparente não fundamental (S_n), conforme (2.32) a (2.38)).

$$S_n = \sqrt{D_I^2 + D_V^2 + S_h^2} \quad (2.32)$$

$$D_I = V_1 I_h = V_1 \times \sqrt{\sum_{h \neq 1} I_h^2} \quad (2.33)$$

$$D_V = V_h I_1 = I_1 \sqrt{\sum_{h \neq 1} V_h^2} \quad (2.34)$$

$$S_h = V_h I_h = \sqrt{\sum_{h \neq 1} V_h^2} \times \sqrt{\sum_{h \neq 1} I_h^2} \quad (2.35)$$

$$S_h = \sqrt{P_h^2 + Q_h^2} \quad (2.36)$$

$$P_h = \sum_{h \neq 1} P_h = \sum_{h \neq 1} V_h I_h \cos \varphi_h \quad (2.37)$$

$$Q_h = \sum_{h \neq 1} Q_h = \sum_{h \neq 1} V_h I_h \sin \varphi_h \quad (2.38)$$

Em que:

D_I – potência de distorção da corrente;

D_V – potência de distorção da tensão;

S_h – potência aparente harmônica;

P_1 – potência ativa na frequência fundamental;

Q_1 – potência reativa na frequência fundamental;

P_h – potência ativa harmônica;

Q_h – potência reativa harmônica;

φ_1 – ângulo entre a tensão e a corrente fundamental;

φ_h – ângulo entre a tensão e a corrente da componente harmônica de ordem h .

Avaliando os termos que compõem a potência aparente (S), é verificado que ela é composta por quatro termos: potência aparente na frequência fundamental (S_1); potência de distorção da corrente (D_I); potência de distorção da tensão (D_V) e potência aparente harmônica (S_h). Desses, os que contribuem efetivamente para o consumo de energia e perdas elétricas são S_1 e S_h ; Os demais termos causam distorção no sinal de potência, porém o valor médio é nulo. A prova disso está no fato 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.

2.3.3. CÁLCULO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA

Para o cálculo da distorção harmônica de uma onda, é preciso conhecer os valores de tensão ou corrente eficaz tanto da fundamental quanto de todas as ordens que compõem o sinal distorcido. Com esses valores disponíveis, é utilizado o indicador de distorção harmônica total (DHT) para calcular o desvio total de uma onda distorcida da tensão e/ou da corrente em relação à componente de frequência fundamental.

$$DTT_V = \frac{\sqrt{\sum_{h \neq 1} V_h^2}}{V_1} \quad (2.39)$$

$$DTT_I = \frac{\sqrt{\sum_{h \neq 1} I_h^2}}{I_1} \quad (2.40)$$

Em que:

DTT_I – distorção harmônica total da corrente;

DTT_V – distorção harmônica total da tensão;

Com as equações (2.39) e (2.40) é possível medir o grau de distorção de uma onda em relação a sua fundamental. O DTT é o índice utilizado para indicar o percentual de conteúdo harmônico existente no sinal.

2.4. APLICAÇÃO DOS CONCEITOS

Nesta seção é realizada a aplicação de alguns conceitos que foram apresentados nas seções anteriores. Considera-se um circuito com uma fonte de tensão não senoidal sendo aplicada numa resistência com um diodo em série. Portanto, além da fonte de tensão com presença de harmônico, tem-se uma carga não linear. Para realizar a simulação e aplicar os conceitos, utilizou-se o *software* Matlab®.

A Figura 10 apresenta o circuito simulado. Já a Tabela 1 apresenta os dados utilizados. Com essa simulação é calculada a potência com a contribuição das componentes harmônicas até quinta ordem, utilizando a metodologia de [8] e [23].

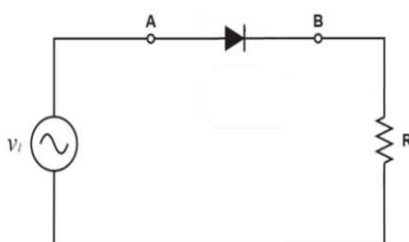


Figura 10 - Circuito com fonte não senoidal alimentando uma resistência

Tabela 1 - Dados Simulação

V_1 (Tensão eficaz em 60 Hz)	$127 \angle 0^\circ$ V
V_3 (Tensão eficaz em 180 Hz)	$12 \angle 10^\circ$ V
V_5 (Tensão eficaz em 300 Hz)	$6 \angle 45^\circ$ V
Resistência (R) carga	10 Ω

Com o circuito da Figura 10 e os dados da Tabela 1, foi feita a simulação e coletadas as informações referentes à tensão e corrente até a quinta ordem e, após isso, foi realizado o cálculo de S_1 , D_I , D_V , S_h e S , sendo construídos os gráficos para um ciclo da frequência fundamental, e dessa forma apresentado as potências instantâneas e médias conforme Figura 11.

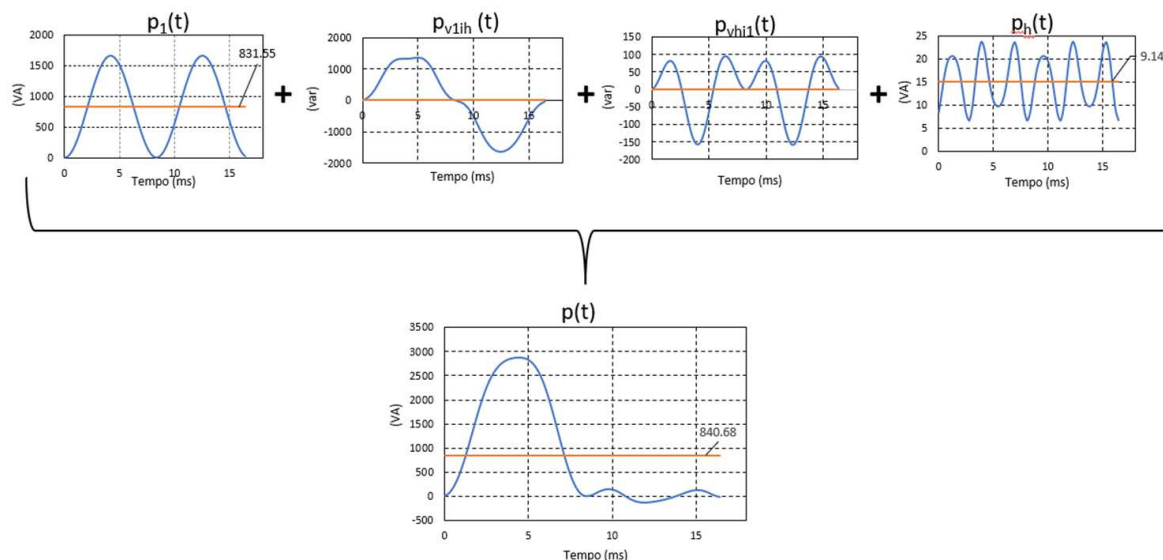


Figura 11 - Cálculo da potência instantânea pela teoria de [8]

Fica evidente, pela Figura 11, que as componentes harmônicas contribuíram para a potência média total do circuito. No exemplo apresentado tem-se uma contribuição de 9,14VA, por ciclo da frequência fundamental.

2.5. PARÂMETROS REGULATÓRIOS

Após apresentar os fundamentos dos cálculos das componentes harmônicas nas seções anteriores, é relevante descrever como a legislação do setor elétrico trabalha as distorções harmônicas no âmbito regulatório no sentido de aferir e amenizar o impacto destas nas cargas elétricas.

Atualmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através do módulo 8 [15] dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), estabelece limites relacionados a distorção harmônica de tensão.

Os indicadores estabelecidos pela ANEEL são os seguintes:

- Distorção harmônica individual de tensão de ordem h – $DIT_h\%$;

- Distorção harmônica total de tensão – DTT%;
- Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 – DTT_p%;
- Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 – DTT_i%;
- Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3 – DTT₃%;
- Valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas – DTT95%;
- Valor do indicador DTT_p% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas – DTT_p95%;
- Valor do indicador DTT_i% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas – DTT_i95%;
- Valor do indicador DTT₃% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas – DTT₃95%

As equações para cálculo destes indicadores seguem o princípio das equações (2.39) e (2.40), conforme pode ser visto de (2.41) a (2.45).

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100[\%] \quad (2.41)$$

Sendo:

V_h – Tensão harmônica de ordem h ;

h – Ordem harmônica individual;

V_1 – Tensão fundamental medida.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \times 100[\%] \quad (2.42)$$

Sendo:

h – todas as ordens harmônicas de 2 até h_{max} ;

h_{\max} – ordem harmônica máxima, conforme classe do equipamento de medição utilizado (classe A ou S);

V_h – tensão harmônica de ordem h ;

V_1 – tensão fundamental medida.

$$DTT_p \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \times 100[\%] \quad (2.43)$$

Sendo:

h – todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 ($h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, \dots$);

h_p – máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3;

V_h – tensão harmônica de ordem h ;

V_1 – tensão fundamental medida.

$$DTT_i \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \times 100[\%] \quad (2.44)$$

Sendo:

h – todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 ($h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37 \dots$);

h_i – máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3;

V_h – tensão harmônica de ordem h ;

V_1 – tensão fundamental medida.

$$DTT_3 \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \times 100[\%] \quad (2.45)$$

Sendo:

h – todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 ($h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, \dots$);

h_3 – máxima ordem harmônica múltipla de 3;

V_h – tensão harmônica de ordem h ;

V_1 – tensão fundamental medida.

A Tabela 2 traz os limites para os indicadores de distorções harmônicas totais.

Tabela 2 - Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental) [15]

Indicador	Tensão Nominal (V_n)		
	$V_n < 2,3\text{kV}$	$2,3\text{kV} \leq V_n < 69\text{kV}$	$69\text{kV} \leq V_n < 230\text{kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTT _p 95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTTi95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT ₃ 95%	6,5%	5,0%	3,0%

Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição. No caso de medições realizadas utilizando-se transformador de potencial – TP – com conexão do tipo V ou delta aberto, os limites permitidos para o indicador DTT₃95% devem corresponder a 50% dos respectivos valores indicados na Tabela 2.

2.6. CARACTERIZAÇÃO DA CARGA

Na seção anterior foram apresentados os indicadores que a agência reguladora estabelece para quantificação e acompanhamento das distorções harmônicas nas redes de distribuição de energia elétrica. Nesta seção, por sua vez, realiza-se o detalhamento da caracterização da carga seguindo os critérios regulatórios.

Através do módulo 2, na seção 2.2 do PRODIST, a ANEEL define as diretrizes para as distribuidoras de energia elétrica caracterizarem a carga de suas unidades consumidoras por meio de informações oriundas de campanha de medidas [3].

A caracterização da carga nada mais é que representar as unidades consumidoras por meio de curvas de carga e demais informações associadas à medição do consumo ao longo do tempo. A campanha de medidas para determinação da tipologia das curvas de cargas deve ser feita a cada ciclo de revisão tarifária periódica. A cada dois ciclos de revisão tarifária periódica deve ser feita a pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo para as diversas classes de unidades consumidoras.

Em relação à estratificação das unidades consumidoras, a ANEEL estabelece alguns critérios. O primeiro é a segregação por nível de tensão:

- Sistema de Distribuição de Alta Tensão – 230kV (SDAT);

- Sistema de Distribuição de Alta Tensão – 88kV a 138kV (SDAT);
- Sistema de Distribuição de Alta Tensão – 69kV (SDAT);
- Sistema de Distribuição de Média Tensão – igual ou superior a 2,3kV e inferior a 69kV (SDMT); e
- Sistema de Distribuição de Baixa Tensão – Inferior a 2,3kV (SDBT).

Após definir a estratificação por nível de tensão, agora tem-se as estratificações dentro de cada faixa de tensão.

Para os consumidores do SDAT não existem outras formas de estratificação.

Já em relação aos consumidores do SDMT, a separação deve ser feita por potência demandada, conforme a Figura 12.



Figura 12 - Estratificação para consumidores atendidos pelo SDMT e AS

A estratificação dos consumidores que são classificados como subgrupo tarifário AS (Sistema Subterrâneo de Distribuição) deve seguir a mesma daqueles atendidos pelo SDMT. Já para os consumidores atendidos pelo SDBT, a estratificação deve ser feita por classe e por faixa de consumo, conforme pode ser visto na Figura 13.

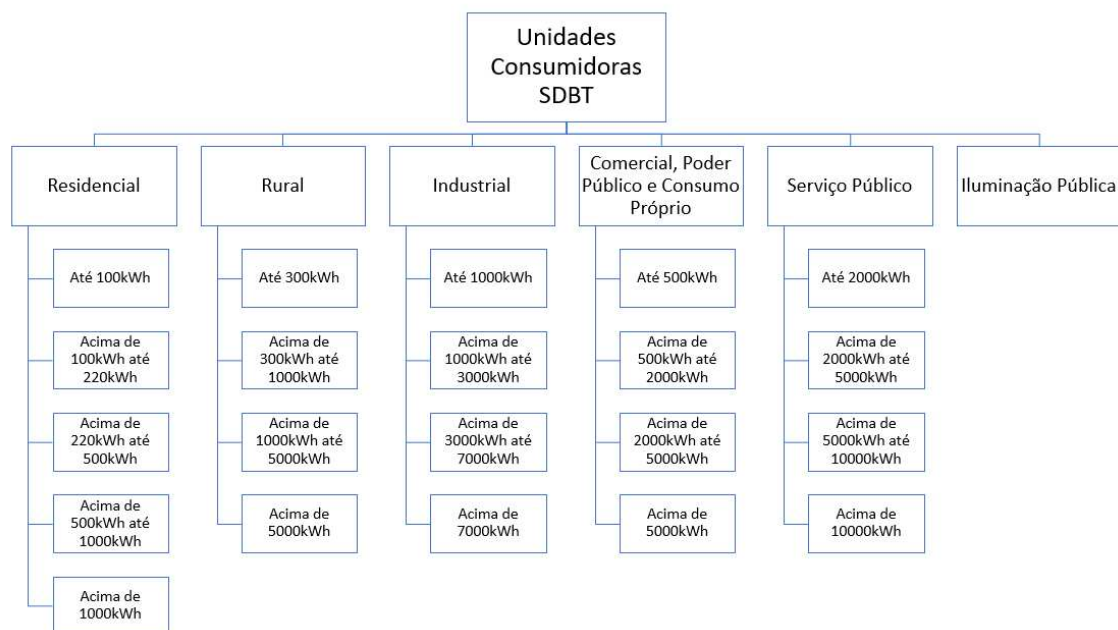


Figura 13 - Estratificação para consumidores atendidos pelo SDBT

Após apresentar a metodologia de estratificação, os próximos passos compreendem as diretrizes para definição da amostra de consumidores que são selecionados para participar da campanha de medidas.

A equação (2.46) estabelece a amostra inicial. O nível de erro aceitável da amostra de cada estratificação deverá ser no máximo 20%, com nível de confiança de 95%.

$$n = \frac{1,96^2 \times \left(\frac{CV}{R}\right)^2}{1 + \frac{1,96^2}{N} \times \left(\frac{CV}{R}\right)^2} \quad (2.46)$$

Em que:

CV – coeficiente de variação médio;

R – erro amostral;

N – tamanho da população;

n – amostra.

A localização dos pontos de medição amostral e de pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo deve ter representatividade estatística, considerando as características das unidades consumidoras e das redes de toda sua área de concessão.

É relevante informar que é preciso conhecer o coeficiente de variação médio (CV). Esse dado é obtido a partir de medições, porém o dado inicial pode ser conseguido através do valor obtido no último processo de revisão tarifário ou definido por profissionais com experiência em campanha de medidas.

A primeira amostra definida para uma faixa de consumo dentro de uma classe, utiliza como parâmetros iniciais: erro amostral de 20%, o coeficiente de variação médio é o utilizado no último ciclo de revisão tarifária e o tamanho da população é o total de consumidores pertencentes aquela faixa de consumo.

Após realizar as medições definidas pela amostra inicial, é calculado o CV utilizando as equações (2.47), (2.48) e (2.49).

O CV é calculado hora a hora e por fim faz-se uma média dos vinte e quatro CV's calculados e encontra o coeficiente da variação médio para cada faixa de consumo.

$$CV = \frac{\sigma}{\mu} \quad (2.47)$$

$$\sigma = \sqrt{\text{variância}} \quad (2.48)$$

$$\text{variância} = S^2 = \frac{1}{(n-1)} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (2.49)$$

Nas quais:

σ – desvio padrão;

μ – média aritmética;

n – amostra;

x_i – um valor do conjunto da amostra;

\bar{x} – média aritmética.

Com o novo valor do CV é calculado o erro através da equação (2.500), caso o erro seja maior que 20%, realiza-se mais medições e recalcula o CV e o erro. Esse processo é feito até que o erro fique menor 20%.

$$R \cong 1,96 \times CV \times \sqrt{\frac{1}{n} - \frac{1}{N}} \quad (2.500)$$

Nas quais:

CV – coeficiente de variação médio;

R – erro amostral;

N – tamanho da população;

n – amostra.

Por fim, as amostras devem ser calculadas para os diversos níveis de tensão, faixas de demanda, faixas de consumo e classe de consumo.

Definida a amostra, outro ponto fundamental são as diretrizes para a executar as medições. Portanto, destacam-se os seguintes pontos:

- realizar medições em todas as unidades consumidoras com instalações conectadas em tensão igual ou superior a 69 kV e por amostragem nos demais níveis de tensão;
- realizar medições em todas as transformações com tensão secundária superior a 1 kV e por amostragem nas demais e, se necessário, em outros pontos principais das redes e linhas do SDAT e SDMT;
- realizar medições em todas as injeções de potência nos pontos de fronteira com a Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão (DIT), demais distribuidoras e centrais geradoras conectadas ao seu sistema de distribuição;
- realizar medições em todos os demais acessantes do sistema de distribuição;
- utilizar as informações disponíveis nos medidores eletrônicos existentes nas unidades consumidoras, nos sistemas de distribuição e nas subestações de distribuição que atendam aos requisitos mínimos dos sistemas de medição para levantamento de curva de carga, conforme Módulo 5, e, quando necessário, complementar com campanha de medição;
- considerar no processo amostral os diversos segmentos de unidades consumidoras, conforme modalidades tarifárias, classes de faturamento e faixas de consumo;

- a caracterização da carga e das redes deve ser feita por curvas de carga típicas para dia útil, sábado e domingo, considerando as estratificações já definidas.

Em relação aos equipamentos de medição, a ANEEL, através do módulo 5, seção 5.2 do PRODIST, estabelece os requisitos mínimos e os aspectos relacionados à instalação dos sistemas de medição destinados à coleta de dados e à apuração dos parâmetros de qualidade da energia elétrica [4].

Os requisitos mínimos dos sistemas de medição destinados à coleta de dados do sistema de distribuição são:

- ser capaz de apurar a demanda ativa e a demanda reativa, integralizadas em intervalos de 15 ou 5 minutos, em kW e kvar, respectivamente;
- possuir capacidade de medição em quatro quadrantes, caso haja possibilidade de se ter fluxo de energia nos dois sentidos no ponto de medição;
- possuir classes de exatidão dos equipamentos iguais ou superiores às classes de exatidão estabelecidas na Tabela 3, conforme o nível de tensão em que o sistema será instalado;
- ser provido de memória de massa com capacidade de armazenar dados de energia ativa, energia reativa, tensão e, opcionalmente, demanda ativa e reativa, considerando separadamente os montantes consumidos e os gerados, quando necessário.

Tabela 3 – Especificação da classe de exatidão mínima dos medidores e transformadores de instrumentos de sistemas de medição utilizados para faturamento dos usuários [4]

Nível de tensão do ponto de conexão	Classe de exatidão do Medidor	Classe de exatidão do TP e/ou do TC
<2,3kV	B	0,6
≥2,3kV e ≤44kV	C	0,6
>44kV	D	0,3

Já os sistemas de medição destinados à apuração dos parâmetros de qualidade da energia elétrica, abrangendo a qualidade do produto, devem, no mínimo:

- ser providos de protocolos estabelecidos pelas normas vigentes da International Electrotechnical Commission – IEC 61000 série 4 ou normas técnicas brasileiras;

- utilizar método de medição Classe A ou S, conforme norma vigente da IEC 61000-4-30.

Alternativamente, até o ano de 2030, para a medição de tensão em regime permanente:

- podem ser utilizados instrumentos de medição com precisão de até 1%;
- os valores eficazes podem ser calculados a partir de amostras coletadas em janelas sucessivas, as quais compreendem uma sequência de 12 a 15 ciclos (0,2 a 0,25 segundos).

O uso de instrumentos Classe A é obrigatório apenas para a solução de disputas judiciais.

Os sistemas de medição destinados à apuração dos parâmetros de qualidade da energia elétrica devem apurar as leituras por meio de equipamentos que operem segundo o princípio da amostragem digital.

Os sistemas de medição destinados à apuração dos parâmetros de qualidade da energia elétrica devem permitir que sejam obtidas, no mínimo, as seguintes informações:

- valores dos indicadores individuais associados à tensão em regime permanente, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST;
- tabela de medição de tensão em regime permanente;
- histograma de tensão em regime permanente;
- valores dos indicadores associados com a distorção harmônica total de tensão, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST;
- valores dos indicadores de distorção harmônica individual de tensão até a ordem harmônica máxima, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST;
- valores do fator de desequilíbrio de tensão, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST;
- valores dos indicadores de flutuação de tensão, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST;
- duração e amplitude dos eventos de variação de tensão de curta duração, indicando a data e hora de início de cada evento.

Os sistemas de medição utilizados no registro de energia e demanda reativas, para apuração do fator de potência, devem:

- ser preferencialmente eletrônicos, empregando o princípio da amostragem digital;
- ser aprovados pelo órgão responsável pela conformidade metrológica.

Os medidores instalados para faturamento dos usuários também podem ser utilizados para:

- o planejamento da expansão do sistema de distribuição;
- a caracterização da curva de carga;
- a avaliação da qualidade do produto e do serviço prestado pela distribuidora.

A apuração dos fenômenos de qualidade do produto, nos termos do Módulo 8 do PRODIST, pode ser realizada por um único sistema de medição.

É importante destacar que o módulo 5 do PRODIST define as diretrizes do sistema de medição e enfatiza que a integralização deve ser em intervalos de 15 ou 5 minutos, referente à apuração da demanda ativa e reativa. Já para os parâmetros de qualidade, o período de agregação deve ser em intervalos de 10 minutos, e este é definido no módulo 8 do PRODIST.

A metodologia de medição da qualidade do produto é definida no módulo 8, seção 8.1 do PRODSIT, e os principais pontos no que diz respeito a distorção harmônica são:

- Os instrumentos de medição devem atender aos requisitos mínimos da Seção 5.2 do Módulo 5 do PRODIST;
- Para gerar os indicadores de distorções harmônicas, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão deve-se considerar o registro de 1008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de agregação) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente sejam expurgadas conforme próximo item;
- Para as medições de distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e flutuações de tensão, na ocorrência de VTCD ou de interrupções de longa duração, o intervalo de medição de 10 minutos deve ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas;

2.7. TEORIA DE AGRUPAMENTO

Até a seção anterior foram abordados assuntos referentes à distorção harmônica e à caracterização da carga. Nesta seção são apresentadas as teorias de agrupamentos (clusters).

Antes de avaliar as técnicas de agrupamentos, é preciso entender os conceitos de classificação (supervisionado) e agrupamento (não supervisionado).

Classificação é uma técnica de aprendizado supervisionado, em que rótulos predefinidos são atribuídos a instâncias por propriedades. Como exemplo, considere uma pessoa que precisa de um financiamento em uma instituição financeira. Para a instituição conseguir liberar o recurso, é necessário responder alguns questionamentos que enquadram a pessoa dentro de determinadas características, como faixa de valores e condições de pagamento.

Já agrupamento (*clustering*) é o nome dado ao processo de separar (particionar ou segmentar) um conjunto de objetos em grupos (do inglês clusters) de objetos similares. Diferentemente da tarefa de classificação, o agrupamento de dados considera dados de entrada não rotulados, ou seja, o grupo (classe) ao qual cada dado de entrada (objeto) pertence não é conhecido a priori. O processo de agrupamento (ou clusterização) normalmente é utilizado para identificar tais grupos e, portanto, cada grupo formado pode ser visto como uma classe de objetos. Como os rótulos das classes dos dados de treinamento não são conhecidos a priori, esse processo é denominado treinamento não supervisionado (ou aprendizagem não supervisionada) [19].

Para construir as tipologias de um segmento específico (nível de tensão, subgrupo tarifário, classe de consumo, rede ou injeção) é preciso aplicar técnicas de análise de agrupamentos para dividir o conjunto de curvas (medições) características em agrupamentos internamente homogêneos (grupos ou clusters), a partir dos quais são obtidas as curvas típicas dos clusters. Há várias técnicas de agrupamentos, sendo as mais empregadas: Ward, K-means, Nuvens Dinâmicas, Rede de Kohonen (SOM – Self Organizing Map) e Fuzzy C-means (FCM).

Essas técnicas de agrupamento se dividem em duas categorias. São elas:

- Hierárquicos: os métodos hierárquicos criam uma decomposição hierárquica dos dados. Esses métodos podem ser aglomerativos ou divisivos, baseados em como o processo de decomposição é efetuado [19]. A Figura 14 exemplifica a técnica hierárquica, onde é possível notar que os

objetos mais próximos se aglomeram e formam grupos. Por exemplo, os objetos A e D se juntam e formam o grupo AD e os objetos B e E se juntam e formam o grupo BE, depois os grupos AD e BE se aglomeram e formam o grupo ADBE, finalizando o processo com os grupos ADBE e C.

- Não Hierárquico: dado um conjunto com n objetos, um método particional constrói k partições dos dados, sendo que cada partição representa um cluster ($k \leq n$). Dado o número k de partições, um método particional cria uma partição inicial e emprega um algoritmo de realocação iterativa que tem por objetivo melhorar o particionamento movendo objetos entre grupos [19]. A Figura 15 ilustra um exemplo da aplicação da técnica não hierárquica, onde se tem vários objetos e estes são agrupados em três grupos de acordo com a similaridade existente entre os objetos de cada grupo.

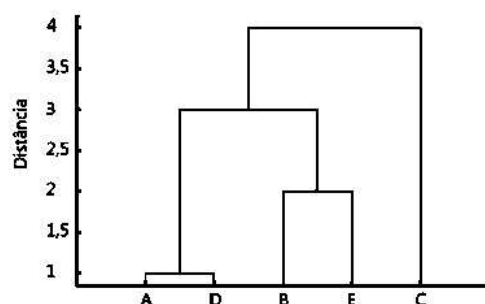


Figura 14 - Exemplo de agrupamento hierárquico [19]

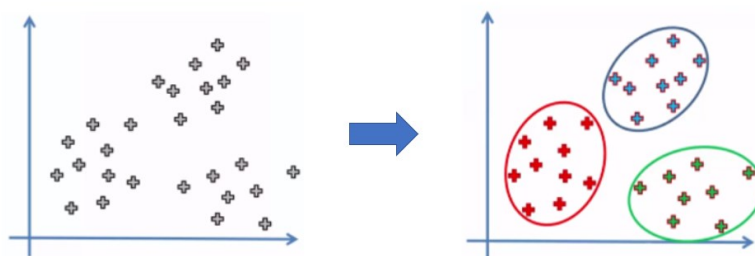


Figura 15 - Exemplo de agrupamento não hierárquico

Após concluir a definição dos conceitos das duas categorias de agrupamento, e antes de apresentar a técnica de agrupamento *k-means*, tem-se a necessidade de elucidar

a medida de similaridade. A distância euclidiana é uma das técnicas usadas para calcular a medida de similaridade. A equação (2.51) traz o cálculo da distância euclidiana.

$$d_{ij} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^m (x_{ik} - x_{jk})^2\right)} \quad (2.51)$$

Em que:

d_{ij} – distância entre o vetor i e j ;

x_{ik} – elemento do vetor i ;

x_{jk} – elemento do vetor j ;

m – quantitativo de elementos em cada vetor.

Com a definição da distância euclidiana, tem-se as informações necessárias para detalhar a técnica de agrupamento *k-means*.

2.8. K-MEANS

O algoritmo *k-means* é uma das técnicas de agrupamento mais conhecidas e utilizadas nos processos de clusterização. Ela inicia-se com a definição do parâmetro k , correspondente ao número de clusters desejados, e particiona o conjunto de n vetores em k classes, de tal forma que a similaridade intragrupo seja minimizada. A similaridade intragrupo é avaliada considerando o valor médio dos objetos em um grupo, que pode ser visto como o seu centro de gravidade ou o centroide [24].

O centroide dos k clusters é iniciado aleatoriamente ou selecionando alguns objetos da base de dados. Após definição dos primeiros centroides, é calculada a distância entre cada ponto do vetor em relação aos k centroides e associados os pontos do vetor aos centroides mais próximos, equação (2.51). Depois, os centroides são calculados novamente usando a média dos pontos associados a cada cluster, e isso pode levar à alteração dos centroides e a uma mudança dos pontos em relação ao cluster associado. O cálculo é finalizado quando os centroides não se alteram mais e, portanto, os pontos dos vetores não mudam seu posicionamento em relação ao grupo associado mantendo, dessa forma, a diferença entre a similaridade intragrupo desprezível entre iterações.

Para determinar a similaridade intragrupo, é utilizada a dispersão interna das classes [20], que é a soma dos quadrados intraclasse (SQIntra), equação (2.52). Para o

cálculo da distância entre os pontos do vetor e o centroide da classe, é utilizado o quadrado da distância euclidiana.

$$SQIntra = \sum_{j=1}^k \left(\sum_{i, x_i \in C_j} |x_i - c_j|^2 \right) \quad (2.52)$$

Em que:

$SQIntra$ – mede a dispersão interna das classes;

x_i – elemento pertencente a classe C_j ;

c_j – centroide da classe C_j ;

k – quantidade de classes.

Na técnica *k-means*, um elemento pertence a apenas uma classe. Portanto, a classificação dos n objetos podem ser representada por uma matriz binária $U_{n \times k}$ (2.53), na qual $u_{ij} = 1$ se o i -ésimo objeto pertence a j -ésima classe, e $u_{ij} = 0$ caso contrário.

$$U = \begin{bmatrix} u_{11} & \cdots & u_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ u_{k1} & \cdots & u_{kn} \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

Sendo assim, para garantir que cada elemento pertença exclusivamente a uma única classe, a matriz deve seguir duas restrições (2.54) e (2.55):

$$\sum_{j=1}^k u_{ij} = 1, \forall i \in 1, \dots, n; \quad (2.54)$$

$$\sum_{j=1}^n u_{ij} \geq 1, \forall i \in 1, \dots, k; \quad (2.55)$$

Com as equações (2.54) e (2.55) é possível testar que cada elemento pertence a um único grupo e que cada grupo possui pelo menos um elemento associado.

Após a definição dos elementos pertencentes em cada classe e verificadas as restrições, é calculada a média com todos os elementos e definido os novos centroides, pela equação (2.56).

$$c_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i, x_i \in c_j} x_i \quad (2.56)$$

Essas etapas são repetidas até que o SQIntra fique menor que o anterior ou até que se defina um limite para o valor do SQIntra.

Com a conclusão dos conceitos do método *k-means*, um exemplo de aplicação da técnica é apresentado. Na Tabela 4, os dados de quatros vetores de cinco elementos são disponibilizados para utilização da técnica.

Tabela 4 - Dados dos vetores

Vetor	Elementos				
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅
A	5	3	4	6	8
B	-1	1	-2	-1	2
C	1	-2	-3	1	3
D	-3	-2	1	5	3

A Figura 16 contém as informações dos vetores em formato de gráfico.

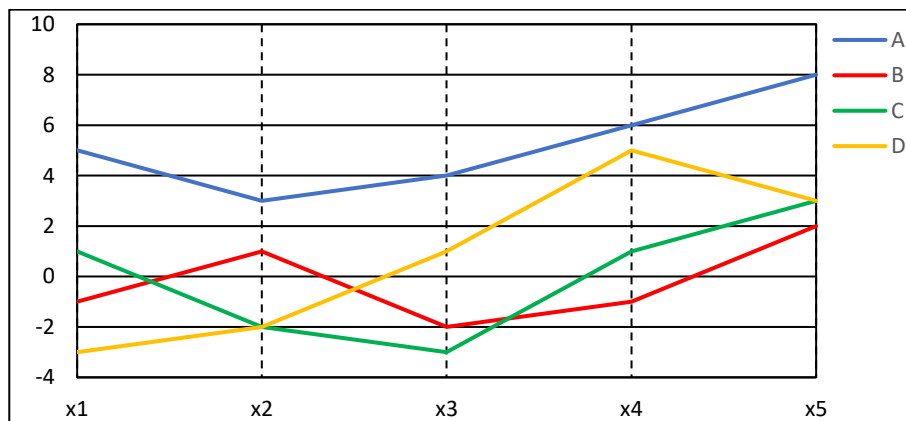


Figura 16 - Gráfico com os dados da tabela 4

O primeiro passo é definir o quantitativo de clusters e, para esse caso, vamos trabalhar com dois agrupamentos ($k=2$). Após isso, o passo seguinte é dividir os vetores entre os clusters; portanto, vamos partir do ponto em que temos o cluster AB e CD.

O próximo passo é definir os centroides iniciais de cada classe ou grupo. Essa definição inicial pode ser aleatória e, para este exemplo, a média entre os elementos de cada grupo é usada para encontrar os centroides, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Cálculo dos centroides iniciais

Clusters	Coordenadas dos primeiros centroides				
	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5
AB	$= \frac{(5 + (-1))}{2} = 2$	$= \frac{(3 + 1)}{2} = 2$	$= \frac{(4 + (-2))}{2} = 1$	$= \frac{(6 + (-1))}{2} = 2,5$	$= \frac{(8 + 2)}{2} = 5$
CD	$= \frac{(1 + (-3))}{2} = -1$	$= \frac{(-2 + (-2))}{2} = -2$	$= \frac{(-3 + 1)}{2} = -1$	$= \frac{(1 + 5)}{2} = 3$	$= \frac{(3 + 3)}{2} = 3$

A Figura 17 e a Figura 18 apresentam os clusters AB e CD, sendo possível verificar os vetores que estão associados a cada cluster e seus respectivos centroides.

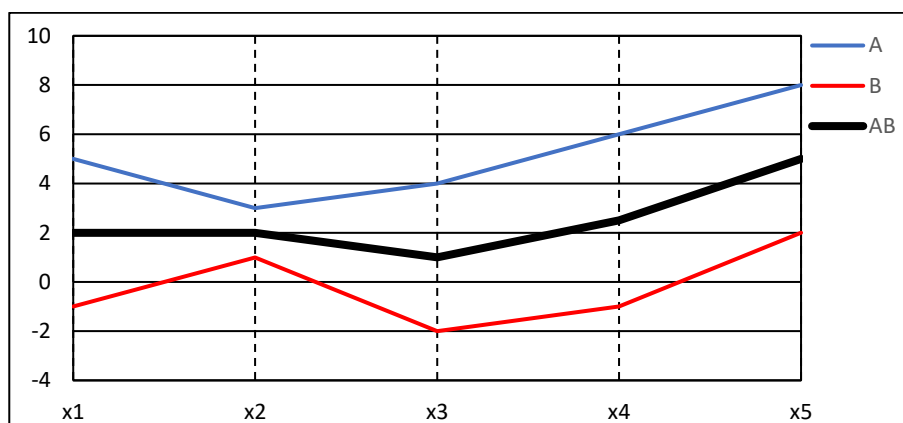


Figura 17 - Cluster AB com o centroide

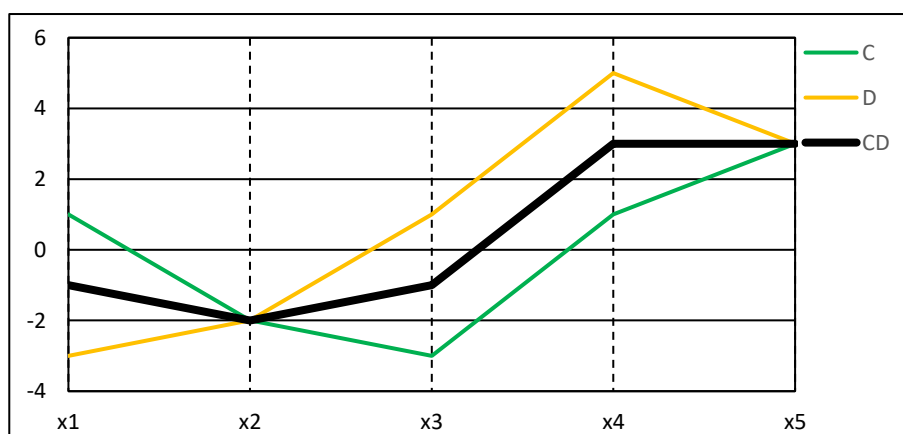


Figura 18 - Cluster CD com o centroide

Após atribuir os vetores a cada cluster e calcular a curva de referência (centroide), o passo seguinte é calcular a distância euclidiana entre cada curva e os vetores referência de cada cluster.

2.8.1. CÁLCULO DA DISTÂNCIA EUCLIDIANA NA PRIMEIRA ITERAÇÃO:

- Distância entre vetor A e o vetor referência do cluster AB:

$$d_{ij} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^m (x_{ik} - x_{jk})^2\right)} \rightarrow d_{A-AB} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Ak} - x_{ABk})^2\right)}$$

$$d_{A-AB} = \sqrt{(5 - 2)^2 + (3 - 2)^2 + (4 - 1)^2 + (6 - 2,5)^2 + (8 - 5)^2}$$

$$d_{A-AB} = 6,34$$

- Distância entre o vetor A e o vetor referência do cluster CD:

$$d_{A-CD} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Ak} - x_{CDk})^2\right)}$$

$$d_{A-CD} = \sqrt{(5 - (-1))^2 + (3 - (-2))^2 + (4 - (-1))^2 + (6 - 3)^2 + (8 - 3)^2}$$

$$d_{A-CD} = 10,95$$

- Distância entre o vetor B e o vetor referência do cluster AB:

$$d_{B-AB} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Bk} - x_{ABk})^2\right)}$$

$$d_{B-AB} = \sqrt{((-1) - 2)^2 + (1 - 2)^2 + ((-2) - 1)^2 + ((-1) - 2,5)^2 + (2 - 5)^2}$$

$$d_{B-AB} = 6,34$$

- Distância entre o vetor B e o vetor referência do cluster CD:

$$d_{B-CD} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Bk} - x_{CDk})^2\right)}$$

$$d_{B-CD} = \sqrt{((-1) - (-1))^2 + (1 - (-2))^2 + ((-2) - (-1))^2 + ((-1) - 3)^2 + (2 - 3)^2}$$

$$d_{B-CD} = 5,20$$

- Distância entre o vetor C e o vetor referência do cluster AB:

$$d_{C-AB} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Ck} - x_{ABk})^2\right)}$$

$$d_{C-AB} = \sqrt{(1 - 2)^2 + ((-2) - 2)^2 + ((-3) - 1)^2 + (1 - 2,5)^2 + (3 - 5)^2}$$

$$d_{C-AB} = 6,26$$

- Distância entre o vetor C e o vetor referência do cluster CD:

$$d_{C-CD} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Ck} - x_{CDk})^2\right)}$$

$$d_{C-CD} = \sqrt{(1 - (-1))^2 + ((-2) - (-2))^2 + ((-3) - (-1))^2 + (1 - 3)^2 + (3 - 3)^2}$$

$$d_{C-CD} = 3,46$$

- Distância entre o vetor D e o vetor referência do cluster AB:

$$d_{D-AB} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Dk} - x_{ABk})^2\right)}$$

$$d_{D-AB} = \sqrt{((-3) - 2)^2 + ((-2) - 2)^2 + (1 - 1)^2 + (5 - 2,5)^2 + (3 - 5)^2}$$

$$d_{D-AB} = 7,16$$

- Distância entre o vetor D e o vetor referência do cluster CD:

$$d_{D-CD} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Dk} - x_{CDk})^2\right)}$$

$$d_{D-CD} = \sqrt{((-3) - (-1))^2 + ((-2) - (-2))^2 + (1 - (-1))^2 + (5 - 3)^2 + (3 - 3)^2}$$

$$d_{D-CD} = 3,46$$

Com o cálculo da distância euclidiana, é possível verificar na Tabela 6 o intervalo de cada curva em relação às curvas referências de cada cluster.

Tabela 6 - Distância Euclidiana de cada vetor em relação aos vetores referências

Vetores	Distância Euclidiana
A-AB	6,34
A-CD	10,95
B-AB	6,34
B-CD	5,20
C-AB	6,26
C-CD	3,46
D-AB	7,16
D-CD	3,46

Com os dados da Tabela 6, nota-se que o vetor B está mais próximo da curva de referência do cluster CD. Portanto essa curva deve ser retirada do cluster AB e alocada no cluster CD, formando, assim, novos clusters.

Finalizado o cálculo da distância e seguindo a demonstração da aplicação do k-means, agora é calculada a soma dos quadrados intraclasse.

2.8.2. CÁLCULO DA SOMA DOS QUADRADOS INTRACLASSE - PRIMEIRA ITERAÇÃO:

- Cluster AB:

$$SQIntra = \sum_{j=1}^k \left(\sum_{i, x_i \in C_j} |x_i - c_j|^2 \right)$$

$$SQIntra_{A-AB} = \sum_{j=1}^2 \left(\sum_{A, x_A \in C_1} |x_A - c_{AB}|^2 \right)$$

$$SQIntra_{A-AB} = \sum_{j=1}^2 \left(\sum_{A, x_A \in C_1} |5 - 2|^2 + |3 - 2|^2 + |4 - 1|^2 + |6 - 2,5|^2 + |8 - 5|^2 \right)$$

$$SQIntra_{A-AB} = \sum_{j=1}^2 40,25$$

O mesmo cálculo é feito para o vetor B em relação ao vetor referência AB:

$$SQIntra_{B-AB} = \sum_{j=1}^2 40,25$$

- Cluster CD:

$$SQIntra_{C-CD} = \sum_{j=1}^2 \left(\sum_{C, x_C \in C_2} |x_C - c_{CD}|^2 \right)$$

$$SQIntra_{C-CD} = \sum_{j=1}^2 \left(\sum_{C, x_C \in C_2} |1 - (-1)|^2 + |-2 - (-2)|^2 + |-3 - (-1)|^2 + |1 - 3|^2 + |3 - 3|^2 \right)$$

$$SQIntra_{C-CD} = \sum_{j=1}^2 12$$

O mesmo cálculo é feito para o vetor D em relação ao vetor referência CD:

$$SQIntra_{D-CD} = \sum_{j=1}^2 12$$

Portanto, a soma dos quadrados intraclasse, é a soma de todos os SQ_{intra} calculados acima:

$$SQ_{intra_1} = 40,25 + 40,25 + 12 + 12$$

$$SQ_{intra_1} = 104,5$$

Finalizado o cálculo da soma dos quadrados intraclasse da primeira iteração, o passo seguinte é recalculer os centroides.

2.8.3. RECÁLCULO DOS CENTROIDES:

Com o deslocamento da curva B para o cluster CD, tem-se uma nova configuração, na qual um cluster é formado apenas pela curva A e outro cluster é formado pelas curvas B, C e D. Com isso, é necessário recalculer as curvas de referência conforme demonstrado na Tabela 7.

Tabela 7 - Cálculo dos centroides

Clusters	Coordenadas dos centroides				
	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5
A	5	3	4	6	8
BCD	$= \frac{((-1) + 1 + (-3))}{3}$ = -1	$= \frac{(1 + (-2) + (-2))}{3}$ = -1	$= \frac{(-2 + (-3) + 1)}{3}$ = -1,3	$= \frac{(-1 + 1 + 5)}{3}$ = 1,7	$= \frac{(2 + 3 + 3)}{3}$ = 2,7

Os clusters A e BCD são apresentados na Figura 19 e na Figura 20 e neles estão contidas as curvas associadas a cada cluster e suas respectivas curvas referência.

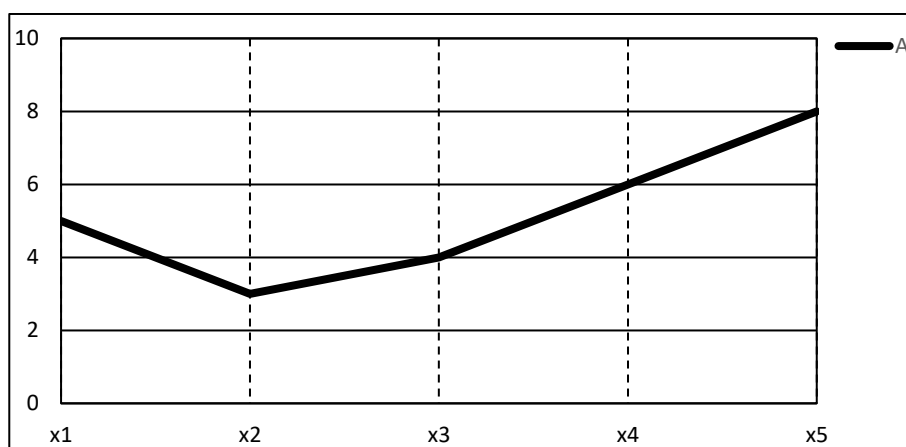


Figura 19 - Cluster A com o centroide

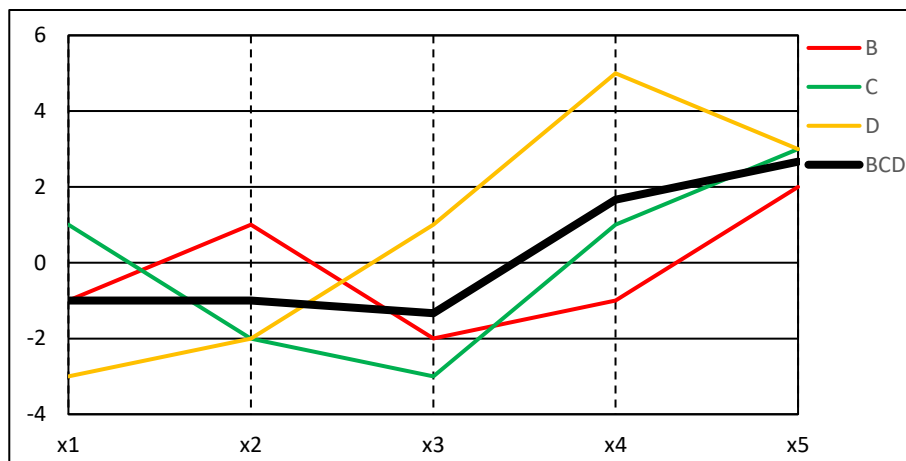


Figura 20 - Cluster BCD com o centroide

Com as curvas alocadas em cada cluster, o próximo passo é calcular a distância euclidiana entre os vetores e os centroides.

2.8.4. CÁLCULO DA DISTÂNCIA EUCLIDIANA NA SEGUNDA ITERAÇÃO:

- Distância entre vetor A e o vetor referência do cluster A:

$$d_{A-A} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Ak} - x_{Ak})^2 \right)}$$

$$d_{A-A} = 0$$

- Distância entre o vetor A e o vetor referência do cluster BCD:

$$d_{A-BCD} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Ak} - x_{BCDk})^2 \right)}$$

$$d_{A-BCD} = \sqrt{(5 - (-1))^2 + (3 - (-1))^2 + (4 - (-1,3))^2 + (6 - 1,7)^2 + (8 - 2,7)^2}$$

$$d_{A-BCD} = 11,30$$

- Distância entre o vetor B e o vetor referência do cluster A:

$$d_{B-A} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Bk} - x_{Ak})^2\right)}$$

$$d_{B-A} = \sqrt{(-1 - 5)^2 + (1 - 3)^2 + (-2 - 4)^2 + (-1 - 6)^2 + (2 - 8)^2}$$

$$d_{B-A} = 12,69$$

- Distância entre o vetor B e o vetor referência do cluster BCD:

$$d_{B-BCD} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Bk} - x_{BCDk})^2\right)}$$

$$d_{B-BCD} = \sqrt{(-1 - (-1))^2 + (1 - (-1))^2 + (-2 - (-1,3))^2 + (-1 - 1,7)^2 + (2 - 2,7)^2}$$

$$d_{B-BCD} = 3,46$$

- Distância entre o vetor C e o vetor referência do cluster A:

$$d_{C-A} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Ck} - x_{Ak})^2\right)}$$

$$d_{C-A} = \sqrt{(1 - 5)^2 + (-2 - 3)^2 + (-3 - 4)^2 + (1 - 6)^2 + (3 - 8)^2}$$

$$d_{C-A} = 11,83$$

- Distância entre o vetor C e o vetor referência do cluster BCD:

$$d_{C-BCD} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Ck} - x_{BCDk})^2\right)}$$

$$d_{C-BCD} = \sqrt{(1 - (-1))^2 + (-2 - (-1))^2 + (-3 - (-1,3))^2 + (1 - 1,7)^2 + (3 - 2,7)^2}$$

$$d_{C-BCD} = 2,89$$

- Distância entre o vetor D e o vetor referência do cluster A:

$$d_{D-A} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Dk} - x_{Ak})^2\right)}$$

$$d_{D-A} = \sqrt{(-3 - 5)^2 + (-2 - 3)^2 + (1 - 4)^2 + (5 - 6)^2 + (3 - 8)^2}$$

$$d_{D-A} = 11,14$$

- Distância entre o vetor D e o vetor referência do cluster BCD:

$$d_{D-BCD} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^5 (x_{Dk} - x_{BCDk})^2\right)}$$

$$d_{D-BCD} = \sqrt{(-3 - (-1))^2 + (-2 - (-1))^2 + (1 - (-1,3))^2 + (5 - 1,7)^2 + (3 - 2,7)^2}$$

$$d_{D-BCD} = 4,65$$

Na Tabela 8, é apresentada a distância de cada curva em relação às curvas dos centroides de cada cluster.

Tabela 8 - Distância Euclidiana de cada vetor em relação aos vetores referências

Vetores	Distância Euclidiana
A-A	0,00
A-BCD	11,30
B-A	12,69
B-BCD	3,46
C-A	11,83
C-BCD	2,89
D-A	11,14
D-BCD	4,65

Com base na Tabela 8, constata-se que as curvas estão mais próximas da curva referência do cluster que elas pertencem. Dessa maneira, não há necessidade de deslocamento de curvas entre clusters.

Seguindo na aplicação do método, o próximo passo é o cálculo da soma dos quadrados intraclasse para verificar se o valor é menor do que na iteração anterior.

2.8.5. CÁLCULO DA SOMA DOS QUADRADOS INTRACLASSE SEGUNDA ITERAÇÃO:

- Cluster A:

$$SQIntra_{A-A} = \sum_{j=1}^2 \left(\sum_{A, x_A \in C_1} |x_A - c_A|^2 \right)$$

$$SQIntra_{A-A} = \sum_{j=1}^2 0,0$$

- Cluster BCD:

$$SQIntra_{B-BCD} = \sum_{j=1}^2 \left(\sum_{B, x_B \in C_2} |x_B - c_{BCD}|^2 \right)$$

$$SQIntra_{B-BCD} = \sum_{j=1}^2 \left(\sum_{B, x_B \in C_2} |-1 - (-1)|^2 + |1 - (-1)|^2 + |-2 - (-1,3)|^2 + |-1 - 1,7|^2 + |2 - 2,7|^2 \right)$$

$$SQIntra_{B-BCD} = \sum_{j=1}^2 12$$

O mesmo cálculo é feito para os vetores C e D em relação ao vetor referência BCD:

$$SQIntra_{C-BCD} = \sum_{j=1}^2 8,3$$

$$SQIntra_{D-BCD} = \sum_{j=1}^2 21,7$$

Portanto, a soma dos quadrados intraclasse é a soma de todos os SQIntra calculados acima:

$$SQIntra_2 = 0,0 + 12 + 8,3 + 21,7$$

$$SQIntra_2 = 42$$

Compara-se o valor do SQIntra da iteração anterior ($SQIntra_1 = 104,5$) com o da iteração atual ($SQIntra_2 = 42$). Como o atual é menor que o anterior, segue-se para o próximo passo que é validar as restrições.

2.8.6. VALIDAÇÃO DAS RESTRIÇÕES:

O método k-means possui duas restrições que são as seguintes:

- Um vetor ou elemento só pode pertencer a um único cluster (2.54);
- E cada cluster deve ter pelo menos um vetor ou elemento (2.55);

Para validar essas restrições, utiliza-se uma matriz (2.533). Para este caso, a matriz é 4x2, pois tem-se quatro vetores e dois clusters:

$$u = \begin{pmatrix} u_{A1} & u_{A2} \\ u_{B1} & u_{B2} \\ u_{C1} & u_{C2} \\ u_{D1} & u_{D2} \end{pmatrix}$$

Tabela 9 - Validação das restrições

Matriz de restrição			$\sum_{j=1}^k u_{ij} = 1, \forall i \in 1, \dots, n;$	
$u = \begin{pmatrix} u_{A1} & u_{A2} \\ u_{B1} & u_{B2} \\ u_{C1} & u_{C2} \\ u_{D1} & u_{D2} \end{pmatrix} \rightarrow$	$u = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & 1 \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \rightarrow$	1	0	1
		0	1	1
		0	1	1
		0	1	1
	$\sum_{j=1}^n u_{ij} \geq 1, \forall i \in 1, \dots, k;$	1	3	ok

A Tabela 9 traz o cálculo da matriz e a validação das restrições. Conforme apresentado, o exemplo demonstrado atende todas as restrições e, como o SQIntra atual é menor que o SQIntra anterior, o processo para definição da curva referência é encerrado.

Portanto, para implementar o algoritmo k-means, deve-se seguir os seguintes passos [25]:

- I. Dividir os vetores em k clusters iniciais;
- II. Calcular os centroides iniciais aleatoriamente para os k clusters;
- III. Prosseguir, atribuindo cada vetor ao cluster cujo centroide (média) é mais próximo. A distância é calculada usando a distância euclidiana — Equação (2.51);
- IV. Calcular o valor do SQIntra, equação (2.52). Caso o valor seja abaixo de uma tolerância especificada, ou se a diferença em relação a iteração anterior for desprezível, verificar restrições da matriz U (2.53); caso atendido, finaliza o processo;
- V. Recalcular o centroide para o cluster que está recebendo o novo item e para o cluster que está perdendo o item — Equação (2.56);
- VI. Repetir, a partir de III, até que não ocorram mais alterações.

Com o algoritmo acima foi desenvolvido na Figura 21 o fluxograma para implementação da técnica *K-means*.

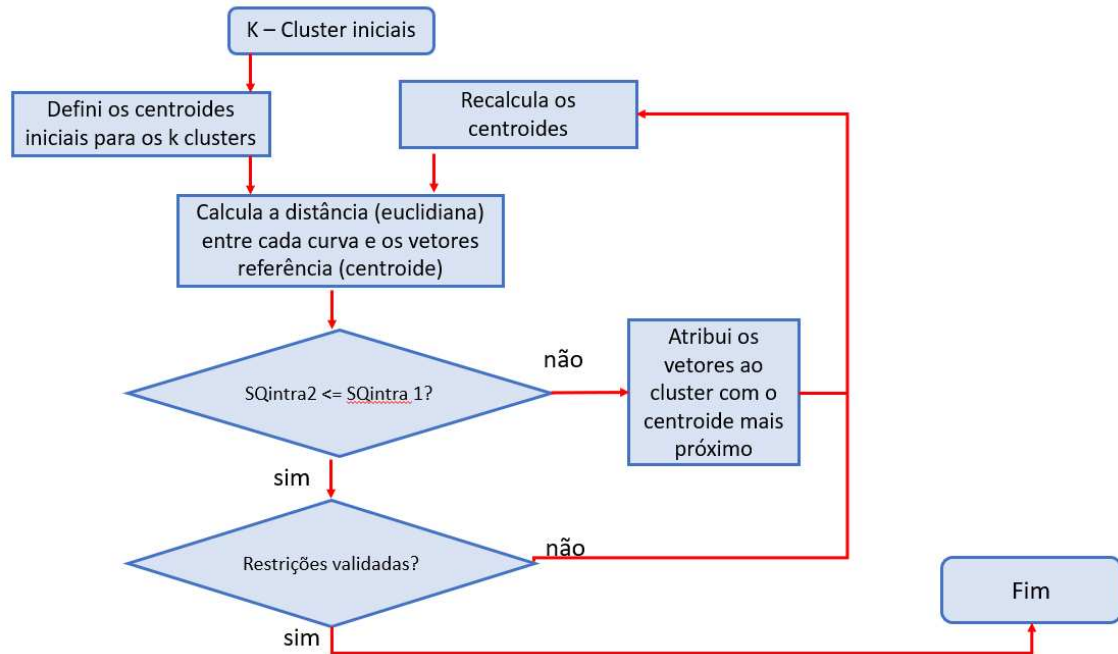


Figura 21 - Fluxograma K-means

Por fim, este capítulo abordou o conteúdo necessário para entender o desenvolvimento deste trabalho. Sendo assim, é possível avançar para o próximo capítulo, no qual são apresentados a metodologia e os cálculos necessários para aplicar nos dados da campanha de medidas e, com isso, avaliar os resultados disponibilizados.

3 METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DAS TIPOLOGIAS HARMÔNICAS

Com a conclusão dos fundamentos teóricos, este capítulo destina-se à apresentação da metodologia para definir a tipologia das curvas de carga com a contribuição das componentes harmônicas. Para isso, é demonstrada a metodologia desenvolvida que vai desde a definição da campanha de medidas, passando pela identificação do escopo, tratamento dos dados, aplicação de técnica de agrupamento e, por fim, a agregação dos valores.

3.1. CAMPANHA DE MEDIDAS

Para iniciar a construção da tipologia, é necessário obter medições de clientes por meio de uma campanha de medição de parâmetros de qualidade da energia elétrica. Esta foi realizada na área de concessão de uma distribuidora de energia no estado do Maranhão.

Os parâmetros medidos nessa campanha são distintos do solicitado pela ANEEL no processo de caracterização da carga. Isso ocorre, pois, conforme visto na seção 2.6, o período de integração é em intervalos de 15 ou 5 minutos, sendo exigida somente a caracterização da potência ativa na frequência fundamental.

Com a necessidade de verificar a contribuição das correntes harmônicas, é preciso que sejam medidos os parâmetros de qualidade da energia elétrica referentes a componentes harmônicas. Portanto, adotou-se a integralização em intervalos de 10 minutos, como recomendado em [15] totalizando, desse modo, 1008 registros válidos.

Outro ponto relevante é a especificação do medidor. Na Tabela 3, da seção 2.6 é definida a classe de exatidão mínima para os equipamentos que podem ser utilizados nas campanhas de medidas. Porém como é necessário mensurar parâmetros de qualidade, estes devem ser providos de protocolos da IEC61000 série 4 ou normas técnicas brasileiras. Além disso, devem ser Classe A ou S, conforme a IEC61000-4-30.

As normas citadas acima estabelecem critérios somente para a agregação das magnitudes harmônicas e, com a necessidade de conhecer o sentido do fluxo das correntes, é preciso que os medidores sejam capazes de integralizar o ângulo de fase de cada corrente harmônica.

Portanto, os instrumentos de medição utilizados na campanha de medidas são Classe A (IEC 61000-4-30), providos dos protocolos das normas estabelecidas. Já em relação ao ângulo de fase, utilizou-se a metodologia de agregação temporal dos ângulos de fase estabelecida em [7], uma vez que não há padrão nacional e/ou internacional que forneça um procedimento de cálculo para a agregação dos ângulos de fase das componentes harmônicas.

A proposta de [7] se baseia no conceito das energias harmônicas associadas aos períodos de agregação para definir o ângulo de fase das componentes harmônicas.

A Figura 22 ilustra o modelo dos medidores utilizados na campanha de medição

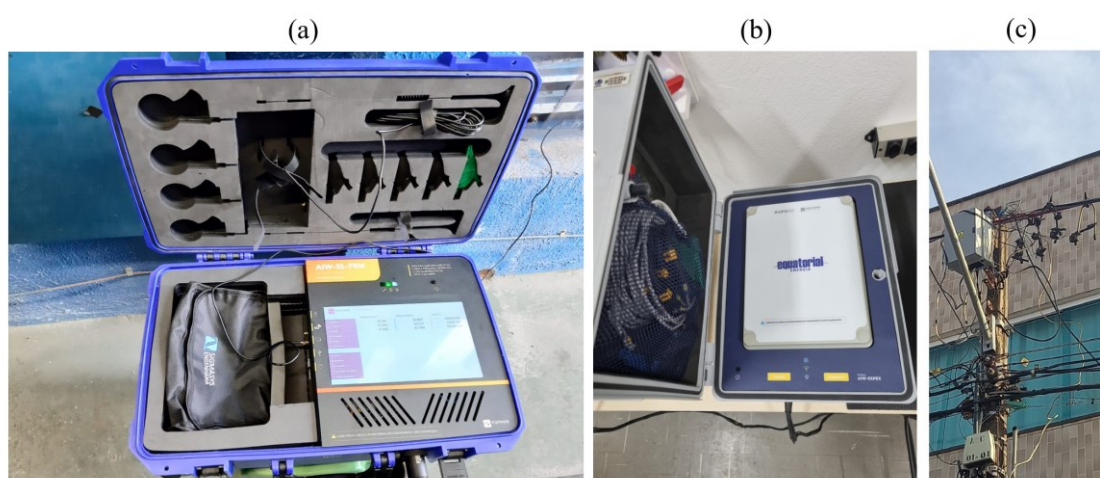


Figura 22 – Medidor utilizado na campanha de medidas, (a) para consumidores do SDMT, (b) para consumidores do SDBT e (c) medidor instalado em poste.

3.2. DEFINIÇÃO DA AMOSTRA

Após apresentar os parâmetros dos equipamentos utilizados na campanha de medidas, conforme visto no item anterior, esta seção tem o intuito de apresentar as características dos consumidores selecionados para participar da campanha de medidas.

Em toda campanha de medição é preciso definir uma amostra de consumidores, e no item 2.6 é apresentado o modelo utilizado pela ANEEL para esse propósito. Nesta seção, é possível verificar que a estratificação se inicia com o nível de tensão. Além disso, para os consumidores conectados em baixa tensão, existe a segregação em classes e, dentro de cada classe, a estratificação por faixa de consumo, conforme pode ser visto na Figura 13

Com os consumidores segregados conforme estabelecido em [3], é aplicada a equação (2.46) para definir a quantidade de consumidores por estrato.

Antes de definir a amostra da medição para este trabalho, deve-se estabelecer o perfil do consumidor e, neste caso, optou-se pela classe residencial de baixa tensão, pois além de representar o maior quantitativo de clientes do Brasil, conforme a Figura 23, possui comportamento menos uniforme se comparado com cargas de média e alta tensão. Além disso é a classe que mais cresce em consumo de energia elétrica, conforme visto na Figura 1.

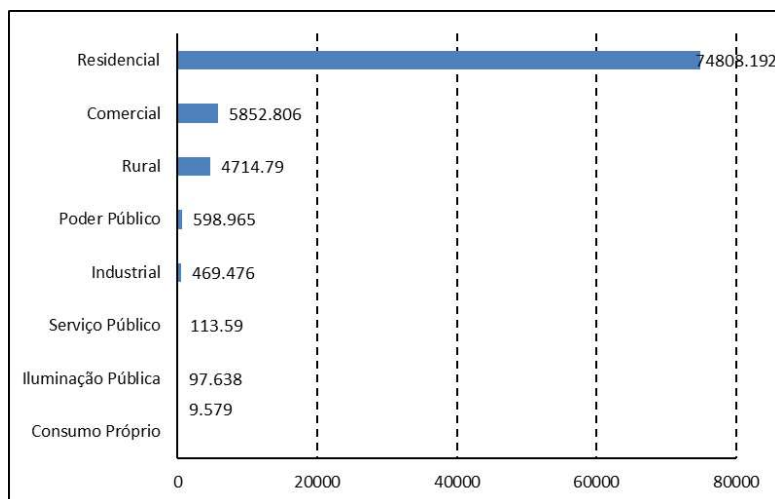


Figura 23 - Classe x quantidade de clientes (milhares) [26]

Sendo assim, o planejamento da campanha de medidas previa uma execução de 40 medições residenciais por mês no período de 12 meses, totalizando 480 medições. Essas medições foram divididas pela área de concessão da empresa distribuidora de energia elétrica com o intuito de atingir todas as representatividades de carga.

Deste planejamento, foi executado o total de 488 medições, as quais foram segregadas por faixa de consumo, conforme Tabela 10.

Tabela 10 - Quantidade de clientes x faixa de consumo

Classe Residencial	
Faixa de Consumo (kwh)	Quantidade de clientes
até 100	33
Acima de 100 até 220	96
Acima de 220 até 500	223
Acima de 500 até 1000	68
Acima de 1000	22
Total de medições válidas	442

Do total de medições realizadas, foram identificadas 46 medições com dados inválidos, onde se identificou registros com um grande volume de dados com variação de tensão de curta duração e interrupções de longa duração. Além disso, encontrou-se arquivos que não possuíam 144 registros por dia ou 1008 registros validos no total, sendo, portanto, desconsideradas.

3.3. TRATAMENTO DOS DADOS

Com a identificação dos clientes selecionados para participar da campanha de medidas e os equipamentos de medição disponíveis, inicia-se o processo de análise e validação dos dados.

Para construir a curva típica seguindo o estabelecido no processo de caracterização de carga, é preciso que sejam realizadas medições de, no mínimo, sete dias, e, portanto, que contemple dias úteis, sábado e domingo. Sendo assim, os equipamentos de medição foram instalados por no mínimo sete dias em cada cliente participante da campanha de medidas. Após a instalação dos equipamentos e a conclusão do período de monitoramento, os dados eram disponibilizados para iniciar a análise e o tratamento. Para acesso aos dados foi desenvolvido uma aplicação “web”, onde era possível acessar e baixar os registros de medição.

O arquivo é fornecido em formato “.csv” e traz informações diversas que não são necessariamente úteis para o levantamento das tipologias. Posto isto, o primeiro passo foi desenvolver uma aplicação em Python que identificasse as colunas necessárias para a utilização na construção da caracterização da carga e deletasse as colunas que não são úteis. O passo seguinte foi selecionar o arquivo com as informações necessárias e iniciar a primeira validação, que é a verificação de registros com ocorrência de variação de tensão de curta duração — VTCD — e interrupção de longa duração. Após a identificação desses dados, é feito o expurgo e substituído por valores válidos.

Finalizada a primeira validação, a próxima etapa foi estabelecer o limite de linhas em cada arquivo para que se tenha a mesma quantidade de registros em todas as medições. Como a parametrização é em intervalos de 10 minutos por 7 dias, o limite é de 1008 linhas, com 144 registros por dia.

Com as validações acima concluídas, constata-se, na Figura 24, que os registros contemplam apenas informações de data referentes ao dia do mês. Dessa forma, foram

inseridos e identificados os dias úteis, sábado e domingo, conforme pode ser visto na Figura 25.

	A	B	C	D	E
1	timestampsource	ocorrendia_de_evento	potencia.consumo.average.kwa[kW]	potencia.consumo.average.kwb[kW]	potencia.consumo.average.kwc[kW]
2	06/10/2021 11:00	false	0.34405336	0.132637962	-0.52159018
3	06/10/2021 11:10	false	0.362487453	0.111516551	-0.506414961
4	06/10/2021 11:20	false	0.365084511	0.120844616	-0.532559068
5	06/10/2021 11:30	false	0.36537785	0.119928998	-0.52735436
6	06/10/2021 11:40	false	0.368377492	0.12326421	-0.539637273
7	06/10/2021 11:50	false	0.36674019	0.117413334	-0.52230831
8	06/10/2021 12:00	false	0.368690472	0.123411442	-0.539638008
9	06/10/2021 12:10	false	0.368670779	0.120186718	-0.522985705
10	06/10/2021 12:20	false	0.385658447	0.048543187	-0.469338002
11	06/10/2021 12:30	false	0.405057995	-0.027521699	-0.408401775
12	06/10/2021 12:40	false	0.395819159	-0.018622649	-0.420280921
13	06/10/2021 12:50	false	0.347676445	0.078041092	-0.474378728
14	06/10/2021 13:00	false	0.394654604	0.108125597	-0.549061465
15	06/10/2021 13:10	false	0.551644233	0.037122314	-0.615814423
16	06/10/2021 13:20	false	0.413455368	0.093407906	-0.544218509
17	06/10/2021 13:30	false	0.411324749	0.091369289	-0.528443616
18	06/10/2021 13:40	false	0.410369974	0.085506952	-0.506360418
19	06/10/2021 13:50	false	0.380648793	0.106938929	-0.51857903
20	06/10/2021 14:00	false	0.375560738	0.114468409	-0.527811623
21	06/10/2021 14:10	false	0.513520372	-0.038714326	-0.488487928
22	06/10/2021 14:20	false	0.721570251	-0.273704899	-0.464072617
23	06/10/2021 14:30	false	0.441468313	-0.069398155	-0.395572614

Figura 24 - Registros sem informação de dias da semana

	A	B	C	D	E	F
1	timestampsource	dias_semana	ocorrendia_de_evento	potencia.consumo.average.kwa[kW]	potencia.consumo.average.kwb[kW]	potencia.consumo.average.kwc[kW]
2	06/10/2021 11:00	Quarta	false	0.34405336	0.132637962	-0.52159018
3	06/10/2021 11:10	Quarta	false	0.362487453	0.111516551	-0.506414961
4	06/10/2021 11:20	Quarta	false	0.365084511	0.120844616	-0.532559068
5	06/10/2021 11:30	Quarta	false	0.36537785	0.119928998	-0.52735436
6	06/10/2021 11:40	Quarta	false	0.368377492	0.12326421	-0.539637273
7	06/10/2021 11:50	Quarta	false	0.36674019	0.117413334	-0.52230831
8	06/10/2021 12:00	Quarta	false	0.368690472	0.123411442	-0.539638008
9	06/10/2021 12:10	Quarta	false	0.368670779	0.120186718	-0.522985705
10	06/10/2021 12:20	Quarta	false	0.385658447	0.048543187	-0.469338002
11	06/10/2021 12:30	Quarta	false	0.405057995	-0.027521699	-0.408401775
12	06/10/2021 12:40	Quarta	false	0.395819159	-0.018622649	-0.420280921
13	06/10/2021 12:50	Quarta	false	0.347676445	0.078041092	-0.474378728
14	06/10/2021 13:00	Quarta	false	0.394654604	0.108125597	-0.549061465
15	06/10/2021 13:10	Quarta	false	0.551644233	0.037122314	-0.615814423
16	06/10/2021 13:20	Quarta	false	0.413455368	0.093407906	-0.544218509
17	06/10/2021 13:30	Quarta	false	0.411324749	0.091369289	-0.528443616
18	06/10/2021 13:40	Quarta	false	0.410369974	0.085506952	-0.506360418
19	06/10/2021 13:50	Quarta	false	0.380648793	0.106938929	-0.51857903
20	06/10/2021 14:00	Quarta	false	0.375560738	0.114468409	-0.527811623
21	06/10/2021 14:10	Quarta	false	0.513520372	-0.038714326	-0.488487928
22	06/10/2021 14:20	Quarta	false	0.721570251	-0.273704899	-0.464072617
23	06/10/2021 14:30	Quarta	false	0.441468313	-0.069398155	-0.395572614

Figura 25 - Registros com informação de dias da semana

Depois de delimitar os 1008 registros válidos, é feita a estimativa média do consumo mensal para cada unidade consumidora. Esse cálculo é feito utilizando a informação de potência ativa medida a cada 10 minutos. Dessa forma, em uma hora tem-se 6 valores, e, para o cálculo da energia média mensal, é utilizada a equação (3.1).

$$E_{\text{méd}_\text{mensal}} = \frac{(\sum_{i=0}^{1008} Pa) \times 4}{6} \quad (3.1)$$

Em que:

$E_{\text{méd_mensal}}$ – Energia média mensal estimada (kWh);

P_a – Potência ativa integralizada em intervalos de 10 minutos.

A equação (3.1) faz a somatória de todas as medições de potência ativa. Com esse dado, é feita a multiplicação por 4 para estimar o consumo total no mês, pois os dados contemplam informações de uma semana e para este trabalho considerou-se que um mês possui 4 semanas. Para identificar o valor de energia média mensal por hora, é feita a divisão pelo número de registros que são feitos por hora. Para este caso, que é feita a integralização a cada 10 minutos, tem-se 6 valores medidos.

Com a aplicação da equação (3.1), a unidade consumidora é enquadrada na faixa de consumo calculado e, a partir deste momento, essa medição passa a participar da tipologia dessa faixa de consumo.

Identificada a faixa de consumo e feito o seu enquadramento, segue-se para a segregação das informações em dias úteis, sábado e domingo, para a construção das tipologias.

Concluída a separação dos registros, é iniciada a última etapa em relação ao tratamento dos dados: organizar as informações por variável. Para isso, foram geradas matrizes e, em cada uma, foram inseridas informações referentes à mesma variável para facilitar na análise da construção das curvas típicas, conforme a Figura 26.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M			
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
0	70904	70904	70904	70904	70904	110051	110051	110051	110051	110051	113280	113280			
1	3.067	3.064	2.245	2.746	2.764	6.77	1.404	6.74	0.665	0.618	1.579	6.116			
2	3.056	3.093	2.276	2.721	3.115	6.705	0.736	6.657	0.611	0.657	1.569	6.102			
3	3.076	3.174	2.299	3.047	3.086	6.886	1.318	6.661	0.538	0.566	1.496	6.133			
4	3.078	3.25	2.299	3.003	3.075	6.805	1.3	6.433	0.53	0.559	1.368	6.262			
5	3.153	3.251	2.317	2.967	3.063	6.718	1.19	6.14	0.534	0.563	1.373	6.343			
6	3.292	3.247	2.303	2.731	3.062	6.638	1.078	6.703	0.655	0.621	1.378	6.29			
7	3.264	3.256	2.324	2.621	3.059	6.224	0.821	6.854	0.689	0.66	1.361	6.242			
8	3.248	3.242	2.315	2.596	3.061	6.249	1.08	6.629	0.53	0.551	1.361	6.273			
9	3.242	3.232	2.19	2.705	4.275	6.601	1.33	6.59	0.519	0.55	1.367	6.273			
10	3.245	3.233	2.057	3.014	3.393	6.633	1.446	6.103	0.515	0.542	1.369	6.279			
11	3.256	3.243	2.03	3	3.36	6.597	1.365	6.175	0.628	0.538	4.667	6.293			
12	3.272	3.211	2.119	2.987	3.32	6.665	1.373	6.596	0.678	2.551	1.494	6.292			
13	3.272	3.208	2.409	2.986	3.301	6.527	1.348	6.732	0.556	5.546	2.887	5.846			
14	3.293	3.207	3.619	2.983	3.303	6.028	1.308	6.636	0.513	6.151	1.526	6.174			
15	3.29	3.203	2.471	3.017	3.306	5.971	1.304	6.198	0.528	6.377	1.531	6.232			
16	3.285	3.208	2.453	4.268	3.303	6.547	1.293	6.015	0.6	6.281	1.529	6.23			
17	3.288	3.21	2.435	3.019	3.296	6.46	1.284	6.526	0.668	5.836	1.46	6.215			
18	3.29	3.215	2.342	3.178	3.286	6.564	1.275	6.659	0.5	6.099	4.482	6.226			
19	3.297	3.222	2.34	3.179	3.286	6.474	1.266	6.562	0.493	6.439	6.229	6.22			
20	3.286	3.244	2.817	3.175	3.282	6.31	1.264	6.396	0.629	6.409	6.297	6.204			
21	3.276	3.255	3.491	3.175	3.287	5.986	1.261	6.062	0.704	6.368	6.28	6.197			
22	3.279	3.255	2.28	3.159	3.281	6.147	1.259	6.317	0.556	6.316	6.263	6.194			
23	3.278	3.249	2.891	3.153	3.286	6.455	1.254	6.573	0.491	6.283	5.233	6.196			
24	3.274	3.243	2.829	3.151	3.285	6.369	1.101	6.429	0.485	5.789	5.159	6.191			
25	3.266	3.243	2.812	3.145	3.29	6.496	1.038	6.374	0.709	5.733	5.194	6.092			
26	3.267	3.248	2.845	3.149	3.295	6.499	0.995	5.949	0.706	6.283	5.2	5.993			
27	3.268	3.25	2.789	3.154	3.299	6.598	0.977	6.022	0.489	6.258	5.186	5.978			
...	11am	12am	13am	14am	15am	16am	17am	18am	19am	110am	111am	112am	113am	114am	11

Figura 26 - Matrizes de dias úteis com informações por variável

Na Figura 26 é possível verificar várias abas; sendo que cada uma contém informação de uma variável. A aba I1am é referente ao módulo da corrente fundamental da fase A; a I2am se refere ao percentual da corrente de segundo harmônico em relação à corrente fundamental da fase A e assim segue para as demais abas até a vigésima quinta harmônica, tanto para módulo, quanto para ângulo.

3.4. APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE AGRUPAMENTO

Finalizado o processo de tratamento de dados, o passo seguinte é utilizar as informações já tratadas e aplicar a técnica de agrupamento para construir a tipologia. Porém, antes disso, é preciso normalizar os dados para as potências ativa e reativa e módulo das correntes. Para este trabalho, utilizou-se como referência o valor máximo de cada medição para normalização dos dados. No caso das correntes harmônicas que são registradas em percentual da corrente fundamental, foi feito o cálculo em amperes e normalizados os registros.

O passo seguinte, após a normalização dos dados, foi usar a informação do módulo e ângulo das correntes para decompô-las em parte real e imaginária.

As informações das correntes normalizadas e decompostas em parte real e imaginária foram agrupadas em matrizes e foi aplicada a técnica de agrupamento k-means, apresentada na seção 2.8, através de uma aplicação construída em Python. Essa aplicação, além de ser executada nas variáveis de potência ativa e reativa, também é utilizada na corrente fundamental e nas componentes harmônicas até a vigésima quinta ordem nas suas componentes real e imaginária.

Após a aplicação do k-means nos dados, é gerada a curva típica por classe, faixa de consumo e fase das componentes real e imaginária. A Figura 27 e a Figura 28 são exemplos da aplicação da metodologia na corrente de terceira harmônica de uma faixa de consumo da classe residencial para dias úteis.

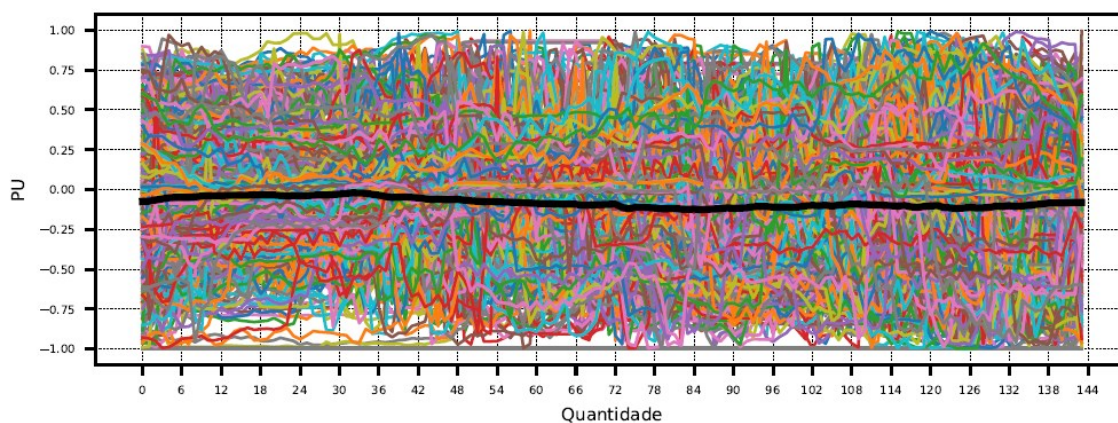


Figura 27 – Cálculo da tipologia da parte real da corrente de terceira harmônica para uma faixa de consumo da classe residencial

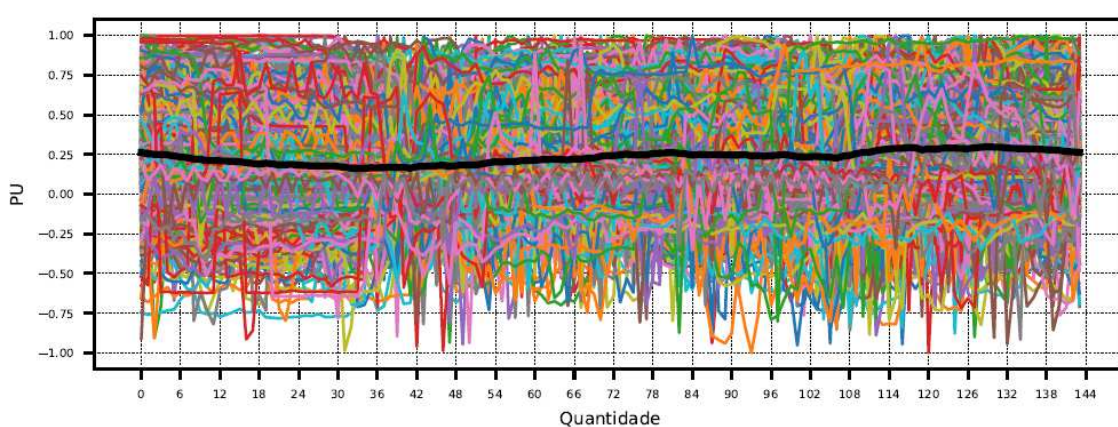


Figura 28 – Cálculo da tipologia da parte imaginária da corrente de terceira harmônica de uma faixa de consumo da classe residencial

Conforme pode ser visto nas curvas típicas apresentadas na Figura 27 e Figura 28, os dados possuem um quantitativo de 144 registros, isso significa que as medições foram feitas em intervalos de 10 minutos. Porém esses dados representam a tipologia das componentes real e imaginária das correntes.

O próximo passo é executar a agregação para 24 valores, para que as curvas sejam apresentadas em valores horários.

Outro ponto relevante é o volume de tipologias, pois o método de agrupamento é aplicado para todas as fases e segregado em dias úteis, sábados e domingos, totalizando um montante de 1650 curvas, conforme mostrado na Tabela 11.

Tabela 11 - Quantitativo de tipologias

Classe	Faixa de Consumo (kwh)	Sábado	Domingo	Dias Úteis	Fases	Total
Residencial	Até 100	50	50	50	1	150
	Acima de 100 até 220	50	50	50	1	150
	Acima de 220 até 500	50	50	50	3	450
	Acima de 500 até 1000	50	50	50	3	450
	Acima de 1000	50	50	50	3	450
TOTAL						1650

Da análise da Tabela 11, é possível constatar que para cada faixa de consumo são esperadas 150 curvas por fase. Isso ocorre devido ao fato de que as tipologias contemplam a amplitude e o ângulo de fase das componentes harmônicas até a vigésima quinta ordem.

3.5. AGREGAÇÃO DOS REGISTROS E CÁLCULO DA AMPLITUDE E ÂNGULO DE FASE

Com as curvas típicas definidas, a etapa seguinte é a realização da agregação dos dados para 24 valores, concluindo, assim, a tipologia das cargas com suas componentes harmônicas segregadas em parte real e imaginária.

Para executar a agregação, utilizou-se o conceito de soma fasorial, pois por se tratar de duas grandezas diferentes uma relacionada ao fluxo de potência ativa e outra relacionada ao fluxo de potência reativa, realizou a soma das partes ativa e das partes reativa separadamente para depois calcular o módulo e ângulo resultante para cada hora.

Sendo assim, para cada hora tem-se seis valores de corrente com seus respectivos valores separados em parte real e imaginária; realizando, portanto, a soma separadamente da parte real e da imaginária. Após isso, calculou-se o módulo da corrente elétrica e seu ângulo, chegando nos valores da curva típica, conforme pode ser visto na Figura 29.

Os valores da curva típica do módulo da corrente estão normalizados. Portanto, aplicou-se o percentil 95% nos valores máximos de cada matriz para calcular os dados em amperes e, depois, transformar em percentual da fundamental as correntes harmônicas.

Por fim, na Figura 30 e Figura 31, é apresentada a curva típica do módulo e do ângulo de fase da corrente de terceira harmônica para determinada faixa de consumo da classe residencial em dias úteis, já considerando a agregação dos valores.

Valores de Corrente		
Hora	I_Real	I_imag
00:10	I _{real10}	I _{imag10}
00:20	I _{real20}	I _{imag20}
00:30	I _{real30}	I _{imag30}
00:40	I _{real40}	I _{imag40}
00:50	I _{real50}	I _{imag50}
01:00	I _{real60}	I _{imag60}
01:00	I_{REAL}	I_{IMAG}

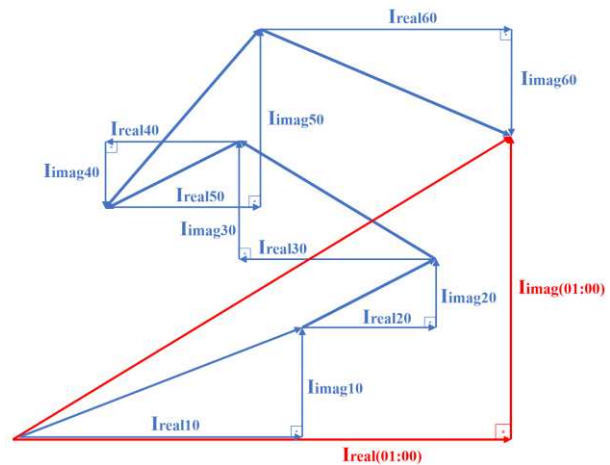


Figura 29 - Cálculo do valor resultante no intervalo de uma hora

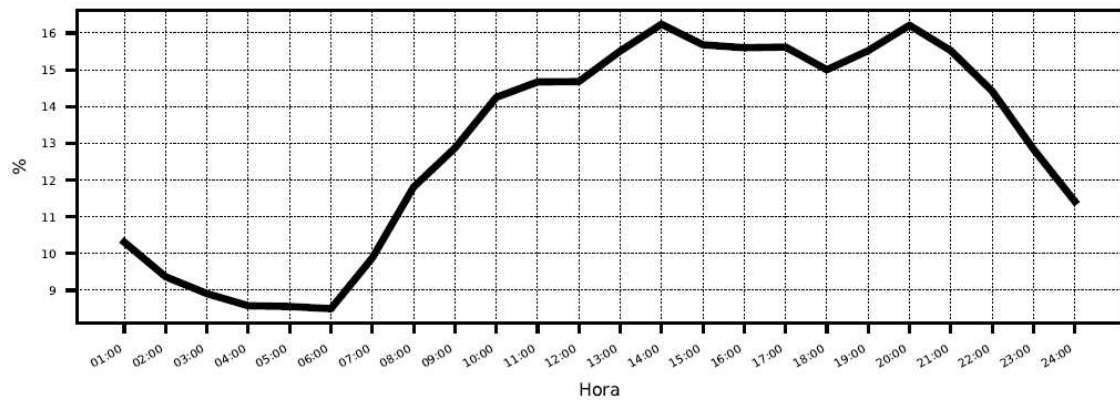


Figura 30 – Curva típica do módulo da terceira harmônica de uma faixa de consumo da classe residencial

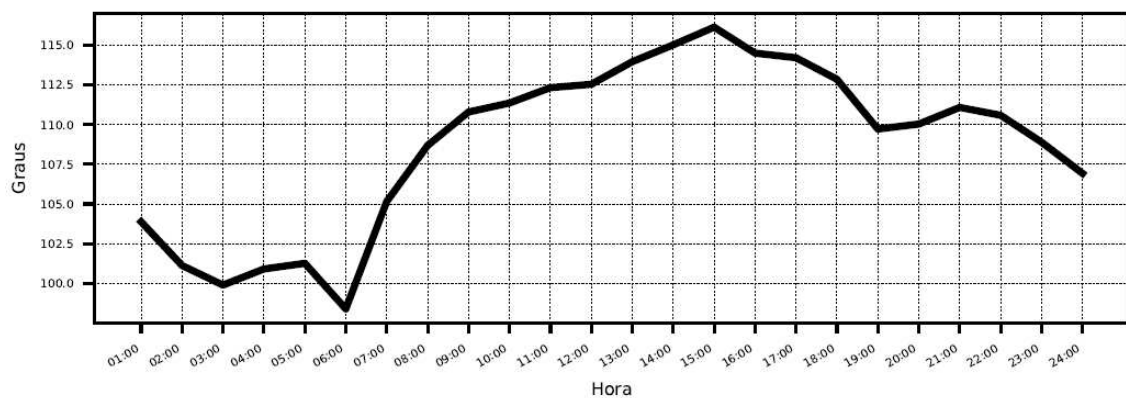


Figura 31 - Curva típica do ângulo da terceira harmônica de uma faixa de consumo da classe residencial

A análise detalhada das tipologias geradas verificando o sentido do fluxo da potência harmônica, avaliando a contribuição para os valores eficazes da corrente, assim como a comparação das tipologias por faixa de consumo é apresentada no capítulo 4.

É importante destacar que neste trabalho há um grande quantitativo de tipologias. Portanto, optou-se por detalhar e apresentar no próximo capítulo a tipologia de uma única faixa de consumo, além de explicar os resultados disponibilizados pela metodologia aplicada. As demais curvas típicas estão no Apêndice I, com os dados em formato de matriz.

4 RESULTADOS

Com a metodologia definida para o cálculo da tipologia das curvas de cargas harmônicas, este capítulo traz os resultados obtidos com a aplicação das técnicas apresentadas no capítulo anterior. Com isso, são apresentados gráficos com as tipologias da potência ativa, reativa, módulo e ângulo da corrente fundamental e das correntes harmônicas. Além disso, é feita uma análise do fluxo de potência harmônica, um comparativo das tipologias por faixa de consumo, e é avaliada a contribuição das correntes harmônicas no valor eficaz da corrente, como também nas perdas técnicas.

4.1. TIPOLOGIAS

Neste tópico são apresentadas as tipologias calculadas conforme as definições do capítulo 3. Para elucidação da aplicação, são apresentadas em forma gráfica as tipologias da fase A para dias úteis, na frequência fundamental, para as ordens pares foram apresentadas a segunda e a quarta e para as ordens ímpares demonstrou-se até a vigésima terceira ordem da classe residencial com faixa de consumo entre 220 e 500 kWh, que se trata da faixa com maior quantitativo de medições. As demais tipologias estão no apêndice I em forma de tabela, optou-se por isso devido ao grande volume de dados e de tipologias desenvolvidas para toda a classe residencial.

Na Figura 32 e Figura 33, são apresentados dois gráficos, um referente à potência ativa e outro à potência reativa da fase A em frequência fundamental, para dias úteis e faixa de consumo de 220 a 500 kWh.

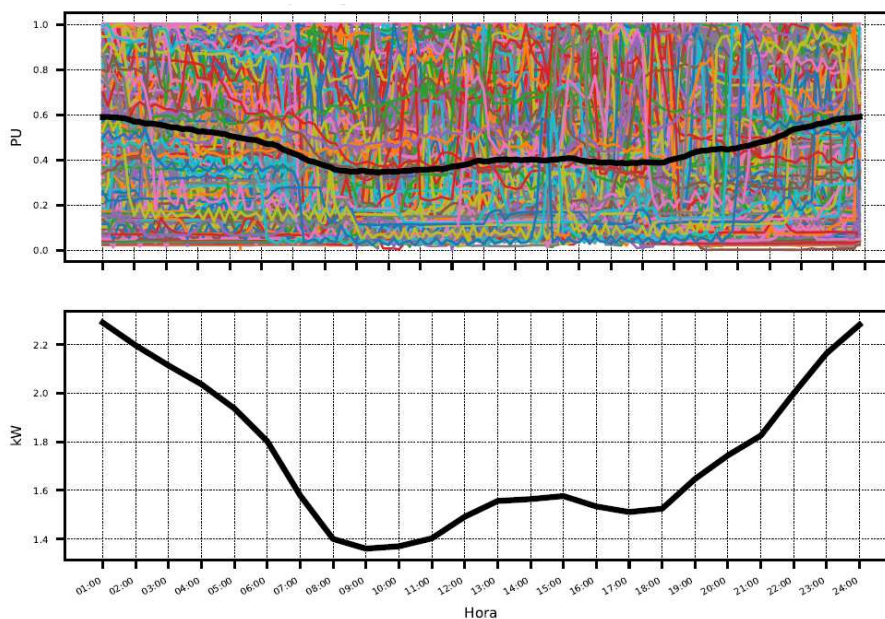


Figura 32 - Tipologia da Potência Ativa, dias úteis, fase A.

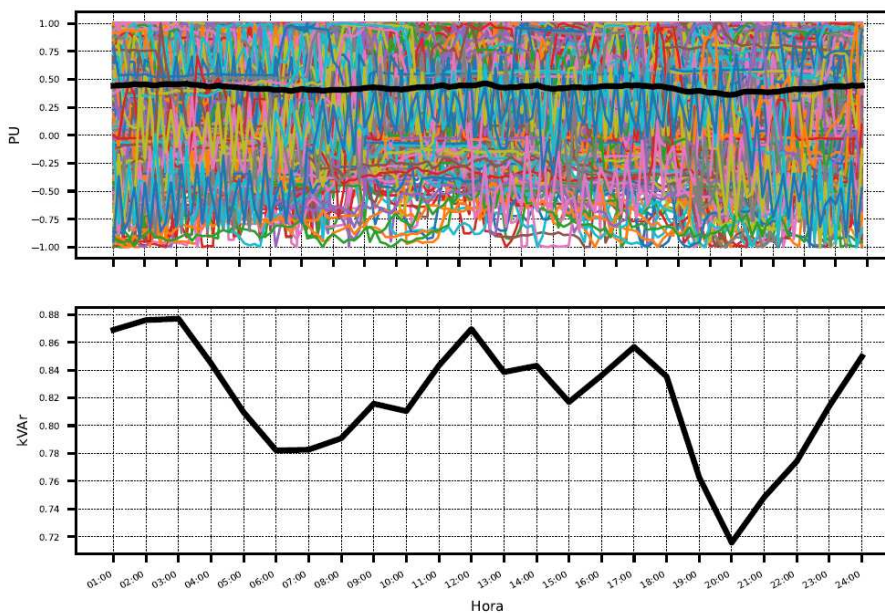


Figura 33 - Tipologia da Potência Reativa, dias úteis, fase A.

A curva da Figura 32, representa a potência ativa e demonstra um consumo característico da carga residencial, sendo que o consumo é maior fora do horário comercial. Já na Figura 33, é possível constatar o perfil indutivo dessa faixa de consumo.

Seguindo na análise das tipologias, a Figura 34 e a Figura 35 são, respectivamente, a curva da corrente fundamental e do seu ângulo referente à fase A em dias úteis.

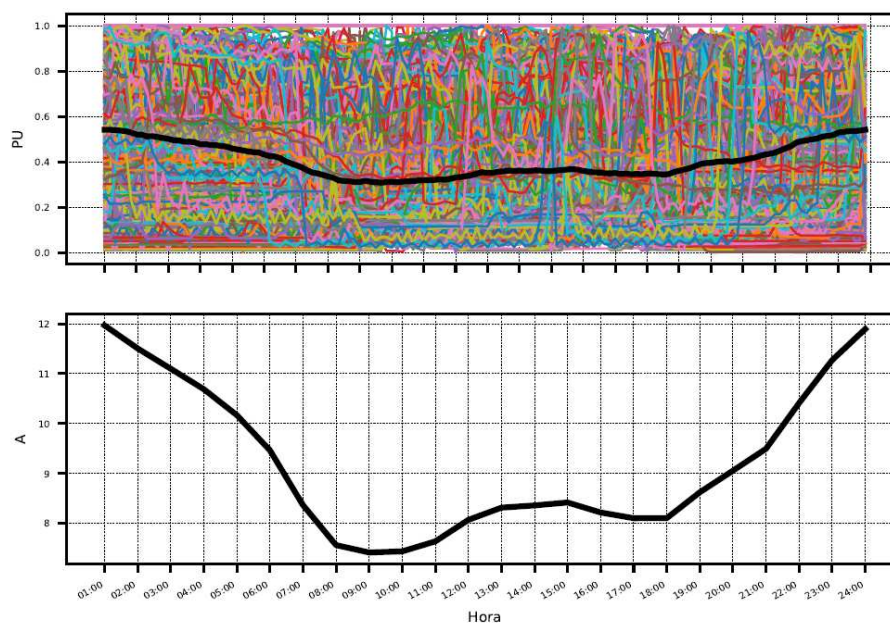


Figura 34 - Tipologia do módulo da corrente fundamental, dias úteis, fase A.

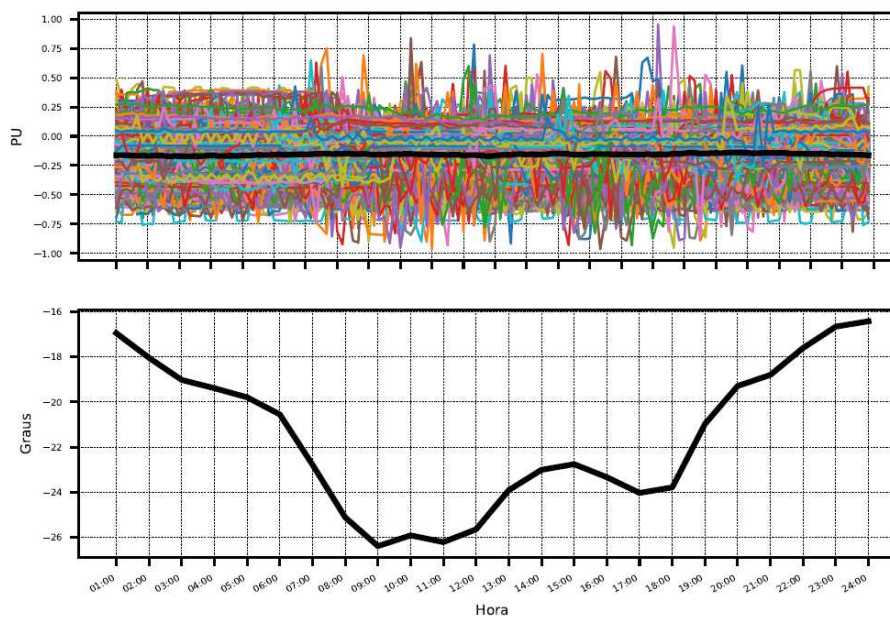


Figura 35 - Tipologia do ângulo da corrente fundamental, dias úteis, fase A.

Nestas curvas também é possível verificar a característica indutiva da corrente fundamental, pois o ângulo de defasagem é negativo para qualquer período registrado.

Referente às correntes harmônicas, trabalhou-se até a vigésima quinta ordem e, para esta dissertação, são apresentadas graficamente as ordens que registraram percentual máximo acima de um em relação a corrente fundamental. As demais ordens estão disponíveis no apêndice I, em forma de tabela.

A primeira ordem apresentada é a segunda harmônica, conforme pode ser visto na Figura 36 e na Figura 37. Essa ordem chega a 5% do valor da corrente fundamental com fluxo de potência ativa alternando entre a fonte e a carga e fluxo de potência reativa prevalecendo o capacitivo.

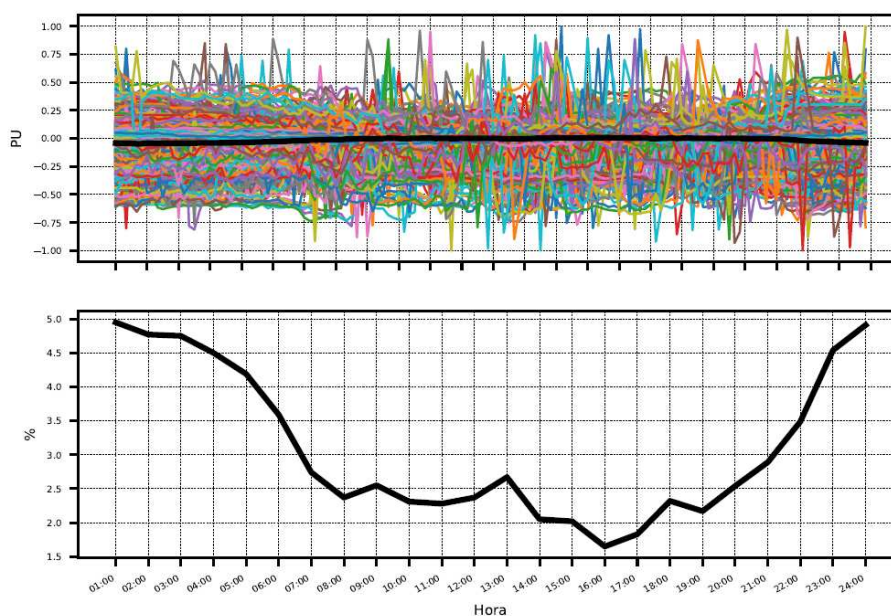


Figura 36 - Tipologia do módulo da segunda harmônica, dias úteis, fase A.

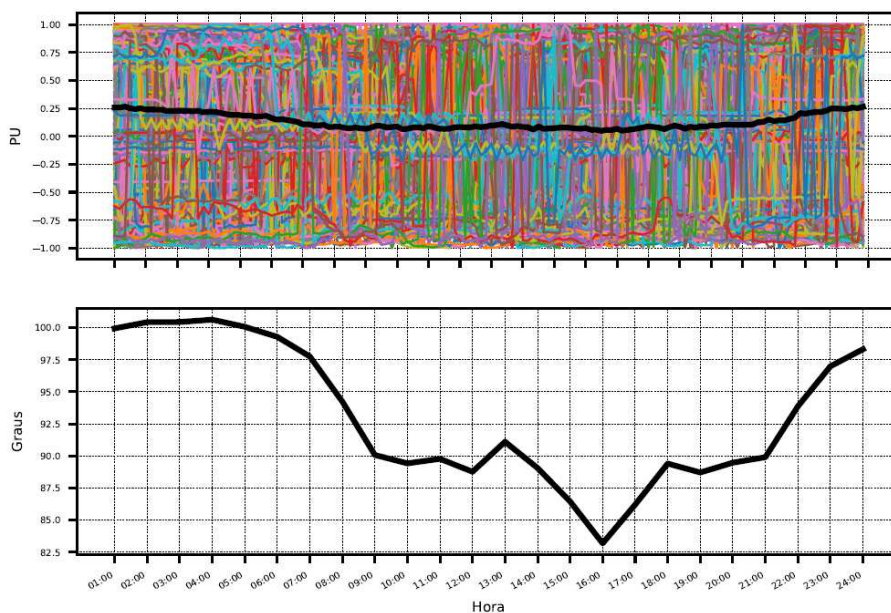


Figura 37 - Tipologia do ângulo de fase da segunda harmônica, dias úteis, fase A.

Na Figura 38 e na Figura 39 é demonstrada a tipologia da terceira ordem. Verifica-se um percentual máximo acima de 16% em relação à fundamental, se destacando como

a componente que mais contribui para o espectro harmônico. Em relação ao ângulo prevalece o fluxo de potência harmônica ativa no sentido carga-fonte e a potência reativa é exclusivamente capacitiva.

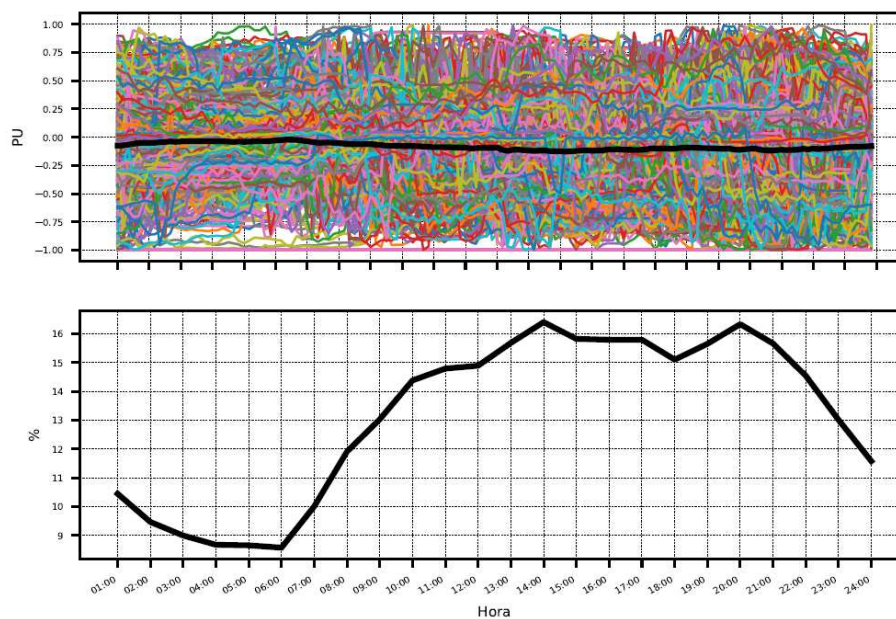


Figura 38 - Tipologia do módulo da terceira harmônica, dias úteis, fase A.

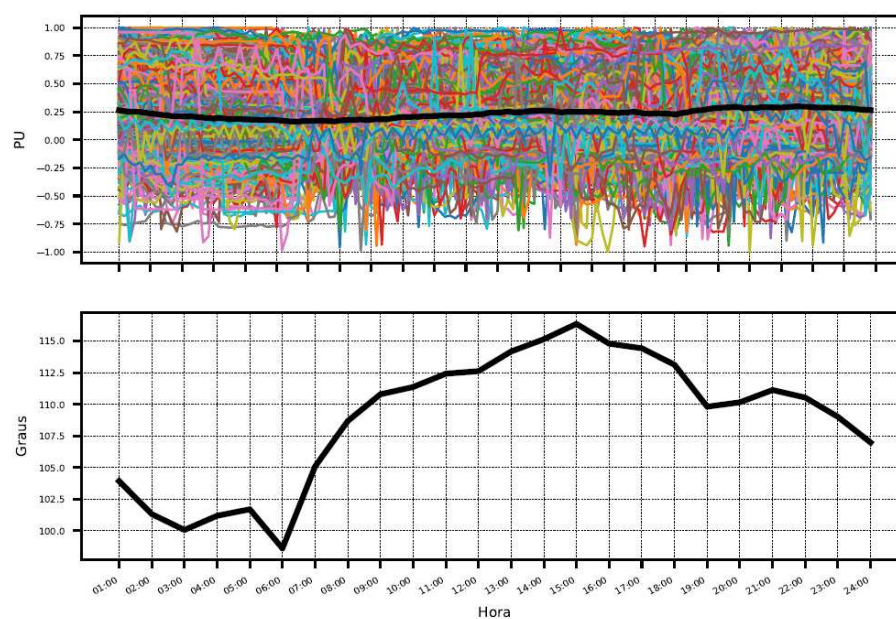


Figura 39 - Tipologia do ângulo de fase da terceira harmônica, dias úteis, fase A.

A próxima componente exibida é a quarta ordem harmônica, conforme pode ser visto na Figura 40 e na Figura 41. Esta possui um percentual máximo acima de 1,2% para o módulo em relação à fundamental e o ângulo de fase demonstra uma alternância do

fluxo de potência harmônica ativa entre a fonte e a carga. Já o fluxo de potência harmônica reativa prevalece do tipo capacitivo.

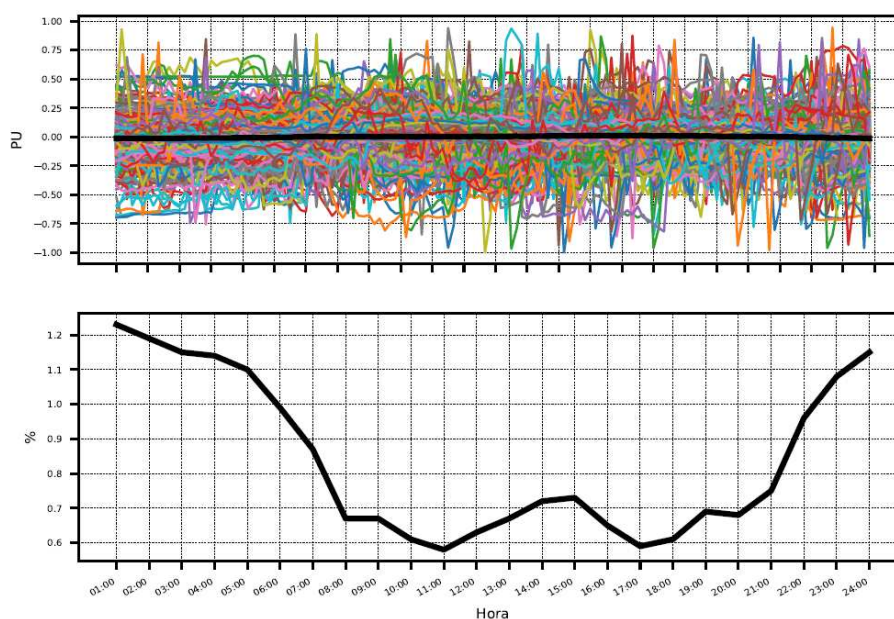


Figura 40 - Tipologia do módulo da quarta harmônica, dias úteis, fase A.

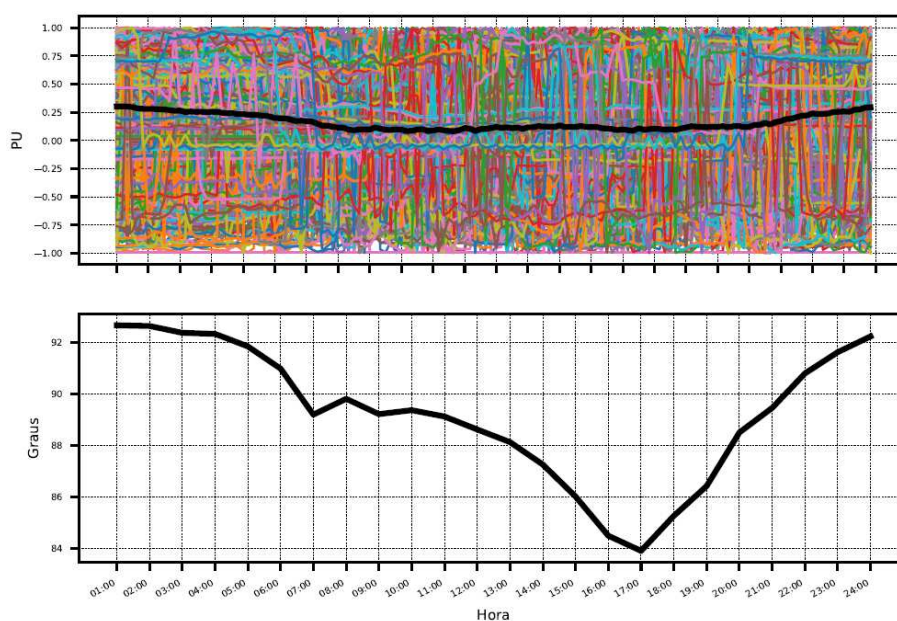


Figura 41 - Tipologia do ângulo de fase da quarta harmônica, dias úteis, fase A.

A quinta ordem harmônica pode ser vista na Figura 42 e na Figura 43. O módulo possui percentual máximo próximo de 8% em relação à fundamental. Já referente ao fluxo de potência harmônica ativa, prevalece o sentido carga-fonte e a potência harmônica reativa alterna entre indutivo e capacitivo.

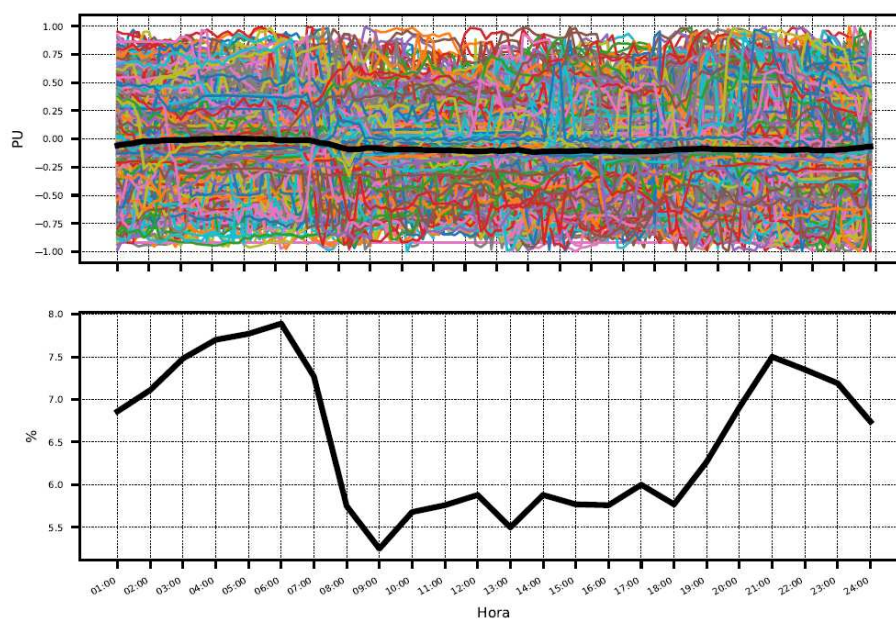


Figura 42 - Tipologia do módulo da quinta harmônica, dias úteis, fase A.

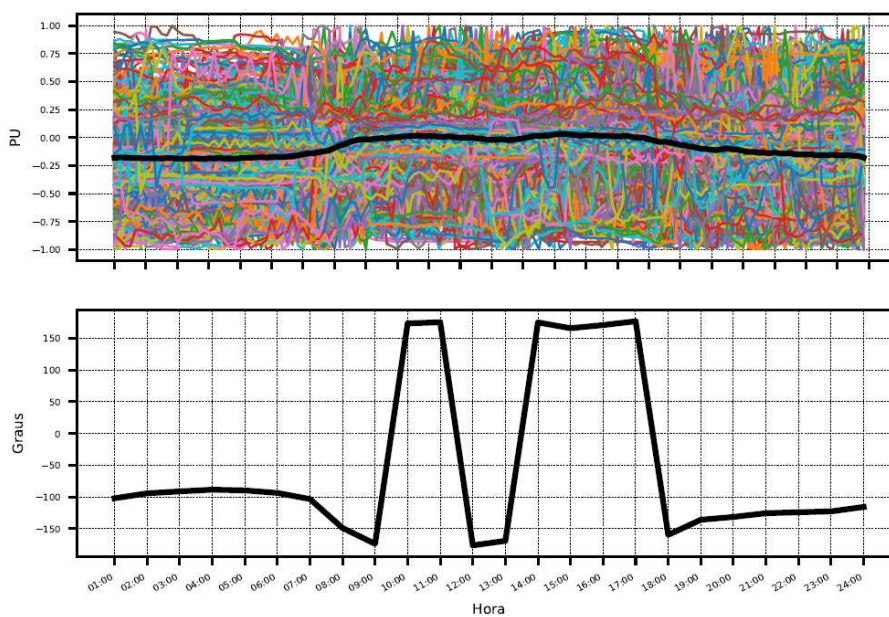


Figura 43 - Tipologia do ângulo de fase da quinta harmônica, dias úteis, fase A.

A próxima ordem harmônica é a sétima, que, de acordo com a Figura 44 e a Figura 45, registrou o maior valor de módulo de 5%. Em relação ao fluxo de potência harmônica ativa e reativa é possível constatar que o ativo prevalece no sentido carga-fonte, e o reativo alterna entre indutivo e capacitivo.

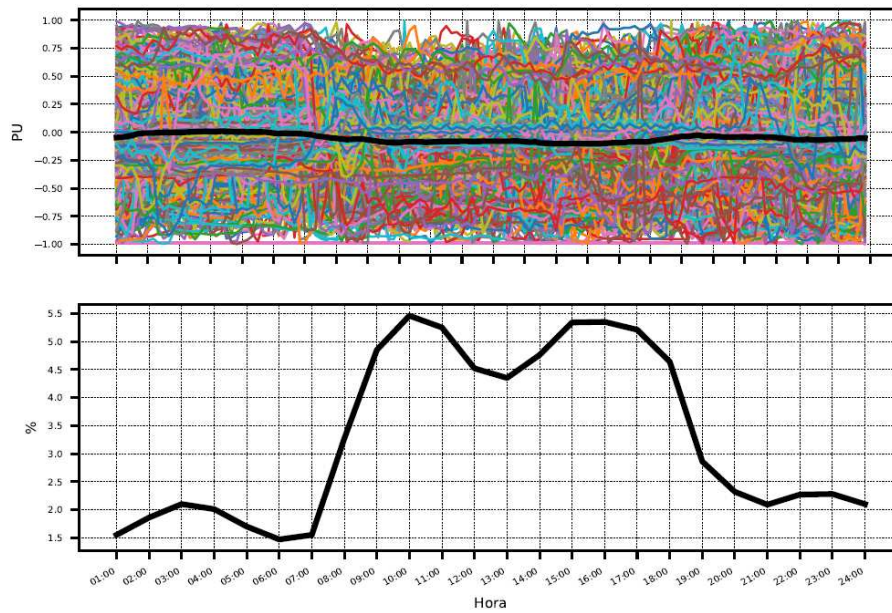


Figura 44 - Tipologia do módulo da sétima harmônica, dias úteis, fase A.

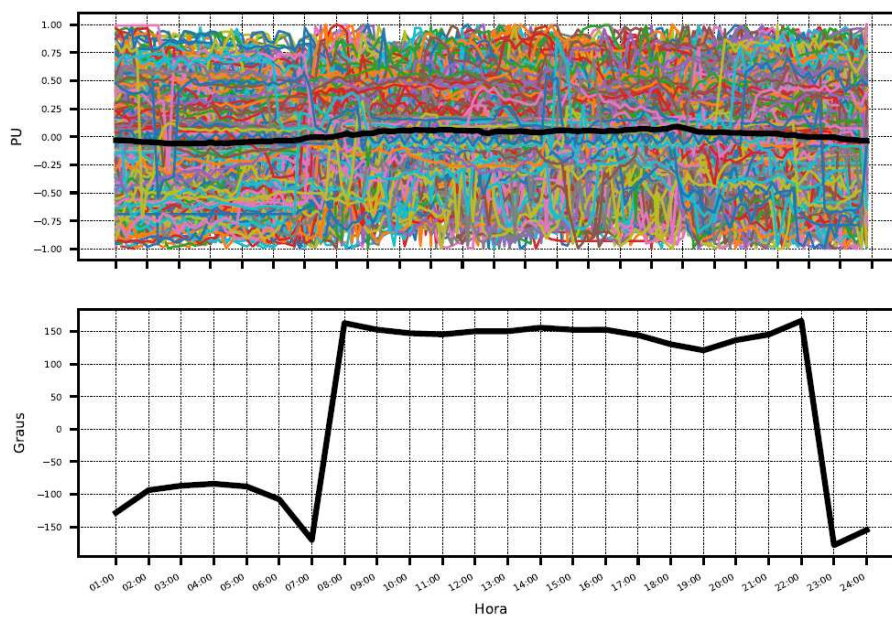


Figura 45 - Tipologia do ângulo de fase da sétima harmônica, dias úteis, fase A.

A nona ordem harmônica é vista na Figura 46 e na Figura 47. Nestas, é possível constatar registros do módulo de até 3,4%. Já referente ao ângulo, verifica-se o sentido carga-fonte para potência harmônica ativa e para a potência harmônica reativa é do tipo exclusivamente capacitiva.

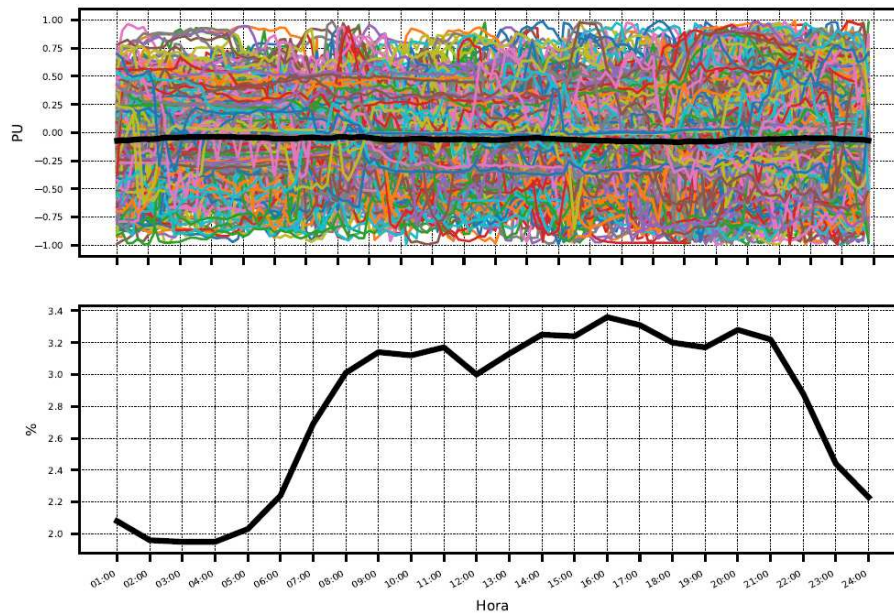


Figura 46 - Tipologia do módulo da nona harmônica, dias úteis, fase A.

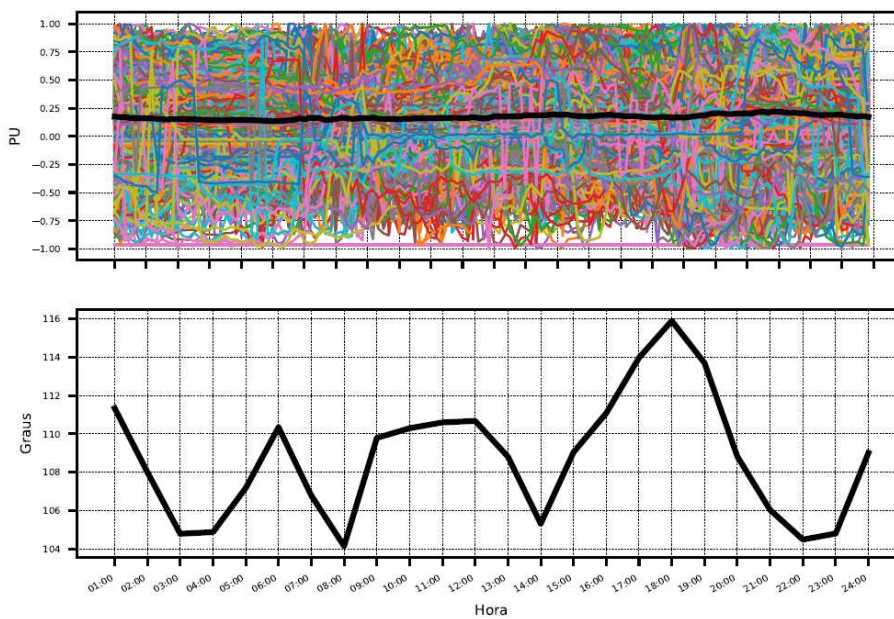


Figura 47 - Tipologia do ângulo de fase da nona harmônica, dias úteis, fase A.

Seguindo para a décima primeira ordem, é possível verificar na Figura 48 e na Figura 49 que o maior valor do módulo ficou próximo a 2,4% e que a tipologia do ângulo indica um fluxo de potência harmônica ativa sentido carga-fonte e de potência harmônica reativa com características capacitiva.

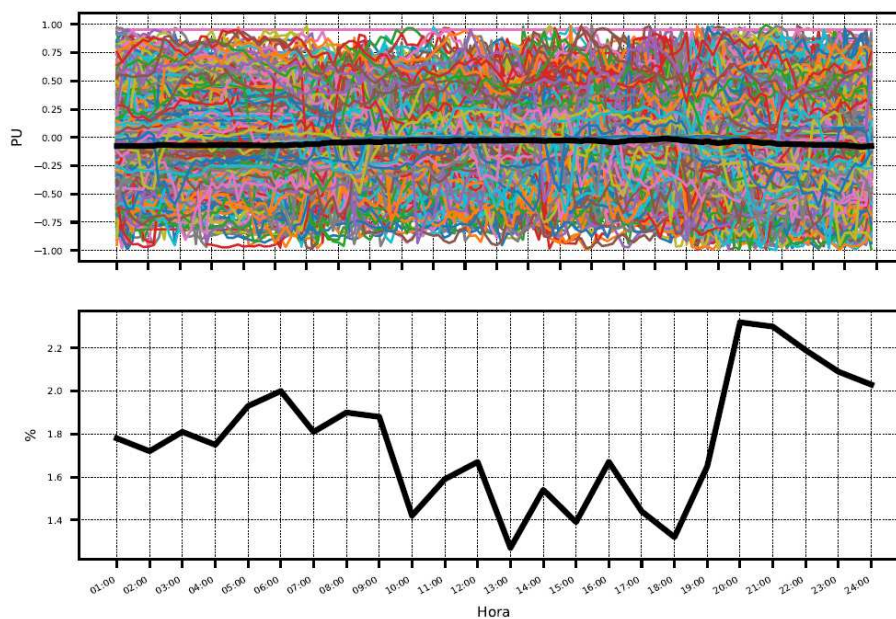


Figura 48 - Tipologia do módulo da décima primeira harmônica, dias úteis, fase A.

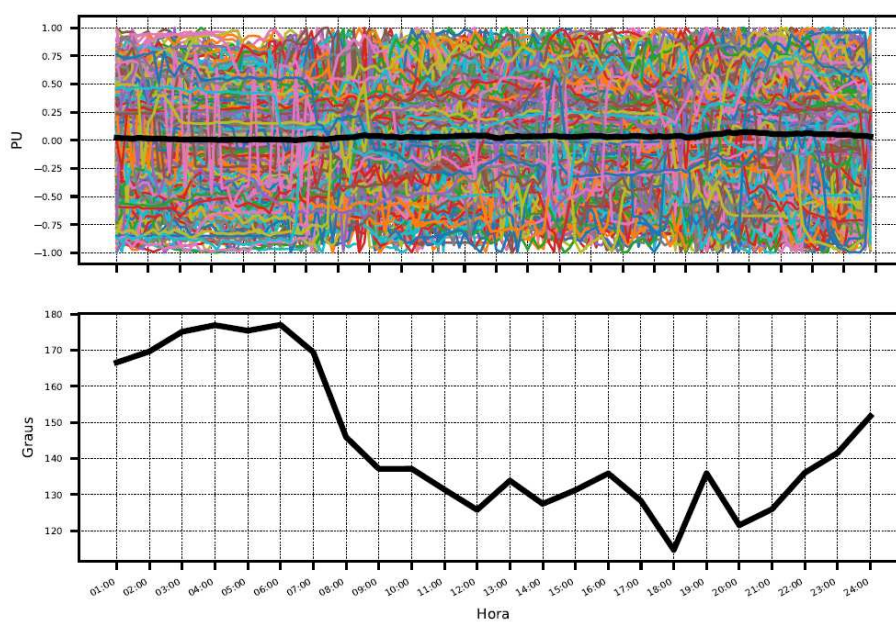


Figura 49 - Tipologia do ângulo de fase da décima primeira harmônica, dias úteis, fase A.

A tipologia da décima terceira harmônica é apresentada na Figura 50 e na Figura 51. Nestas, é verificado o módulo com registros máximo próximo a 2,5%. Em relação à tipologia do ângulo constata-se que o sentido do fluxo de potência harmônica ativa prevalece carga-fonte. Já a potência harmônica reativa é do tipo capacitiva.

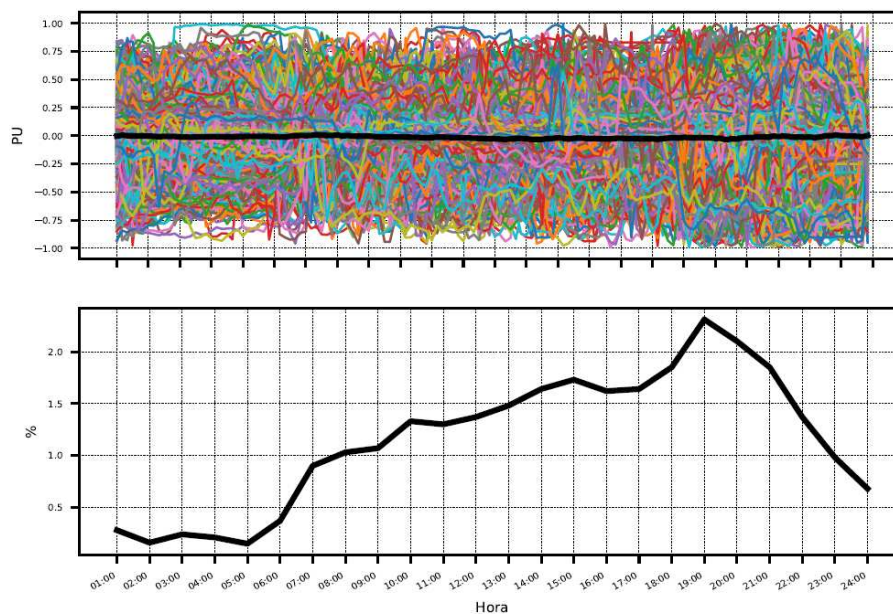


Figura 50 - Tipologia do módulo da décima terceira harmônica, dias úteis, fase A.

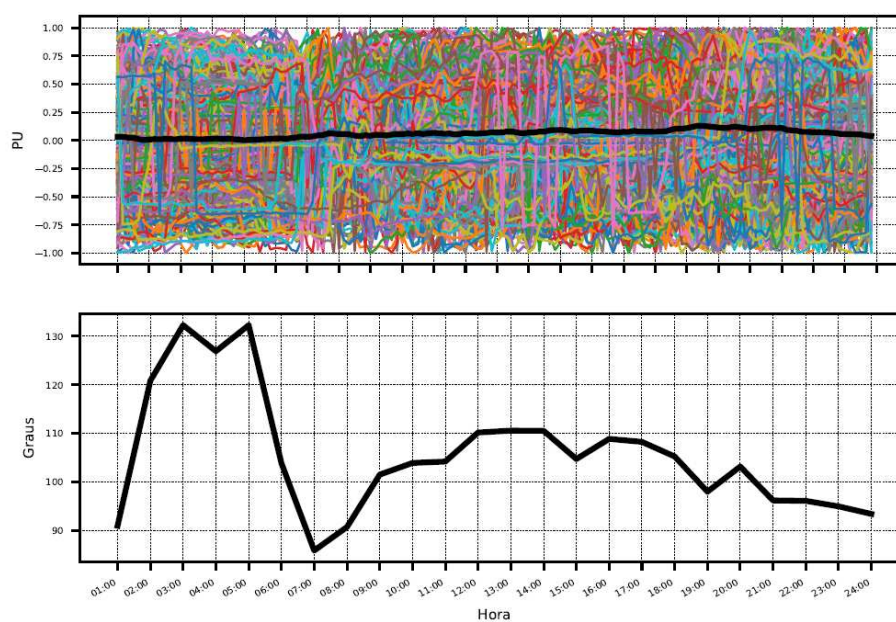


Figura 51 - Tipologia do ângulo de fase da décima terceira harmônica, dias úteis, fase A.

Seguindo para a décima quinta ordem são verificadas, na Figura 52 e na Figura 53, as tipologias do módulo e do ângulo, respectivamente. Em relação ao módulo, constata-se um valor máximo próximo a 2,2%. Já em relação ao ângulo é definido o sentido carga-fonte do fluxo de potência harmônica ativa e a potência harmônica reativa é capacitiva.

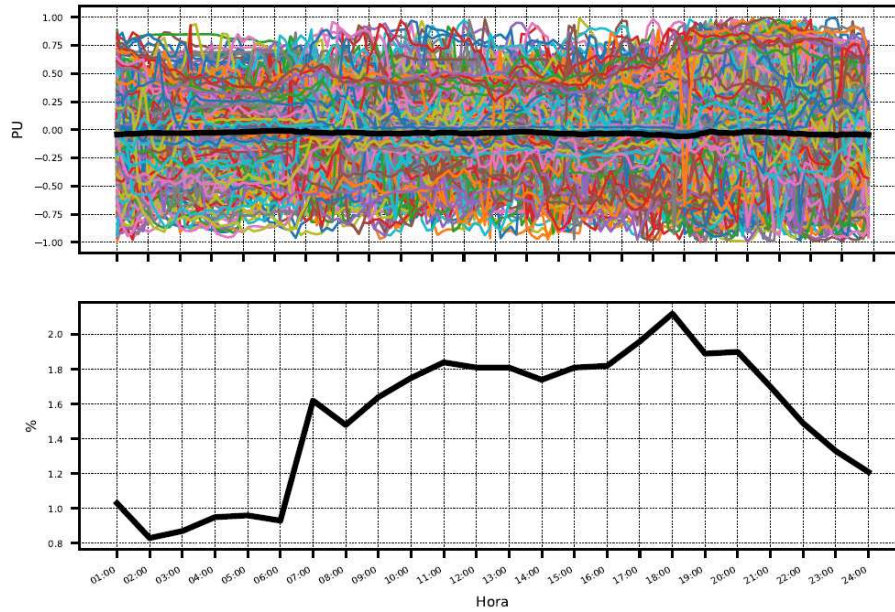


Figura 52 - Tipologia do módulo da décima quinta harmônica, dias úteis, fase A.

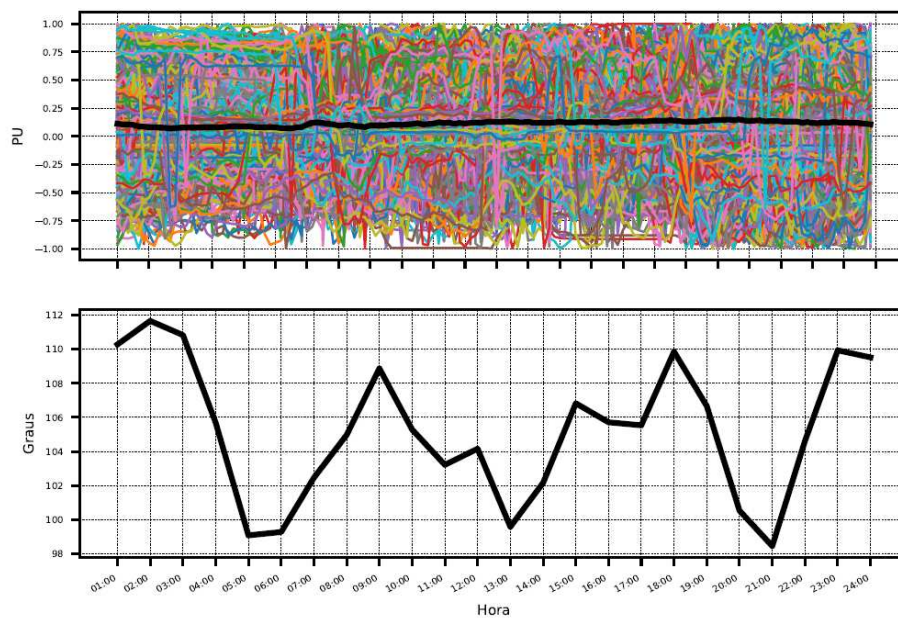


Figura 53 - Tipologia do ângulo de fase da décima quinta harmônica, dias úteis, fase A.

A décima sétima ordem harmônica é analisada na Figura 54 e na Figura 55. O módulo registrou valor máximo próximo a 1,6% e o ângulo apresenta uma alternância entre fonte-carga no sentido do fluxo de potência harmônica ativa, e a potência harmônica reativa é 100% do tempo capacitiva.

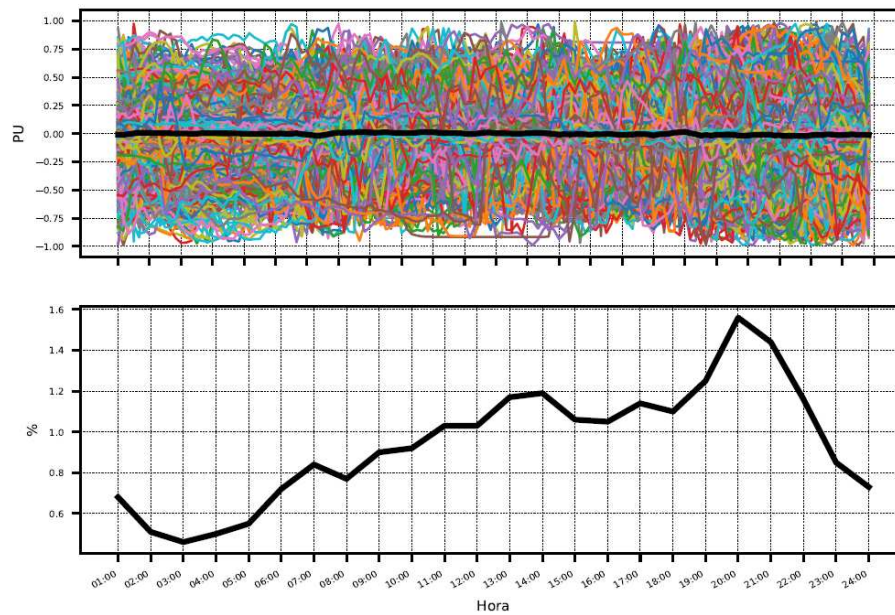


Figura 54 - Tipologia do módulo da décima sétima harmônica, dias úteis, fase A.

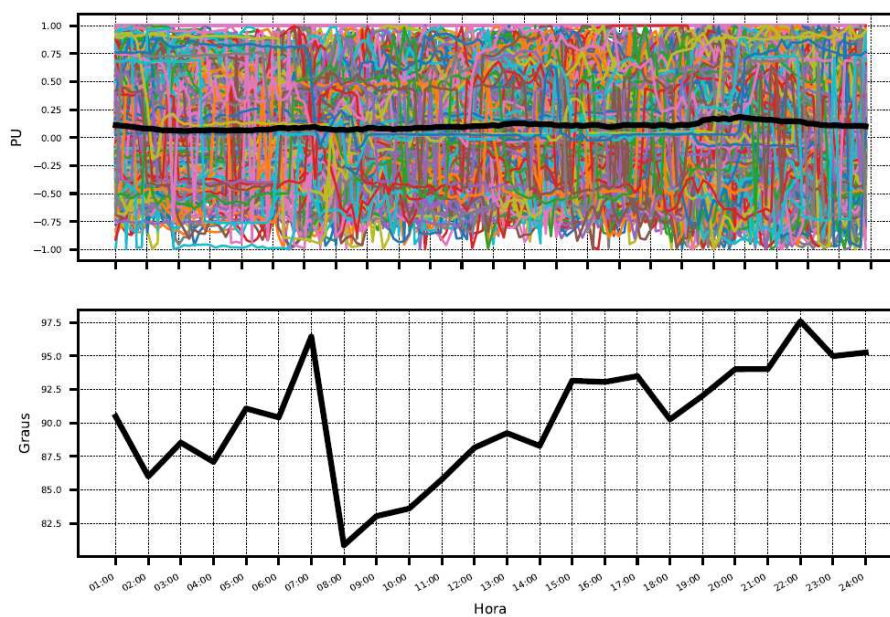


Figura 55 - Tipologia do ângulo de fase da décima sétima harmônica, dias úteis, fase A.

A próxima ordem harmônica é a décima nona ordem, e a Figura 56 e a Figura 57 trazem as tipologias do módulo e ângulo. Na Figura 56, é verificado módulo máximo próximo a 1,4%. Já a Figura 57 traz a definição do sentido do fluxo da potência harmônica ativa que alterna entre fonte-carga e carga-fonte. Além disso, é constatada nesta figura que a potência harmônica reativa é capacitiva.

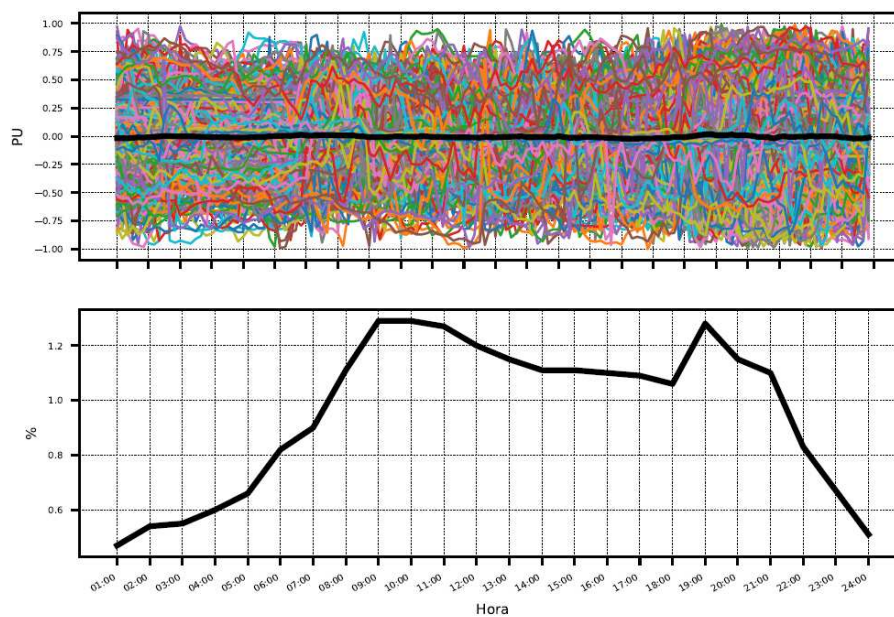


Figura 56 - Tipologia do módulo da décima nona harmônica, dias úteis, fase A.

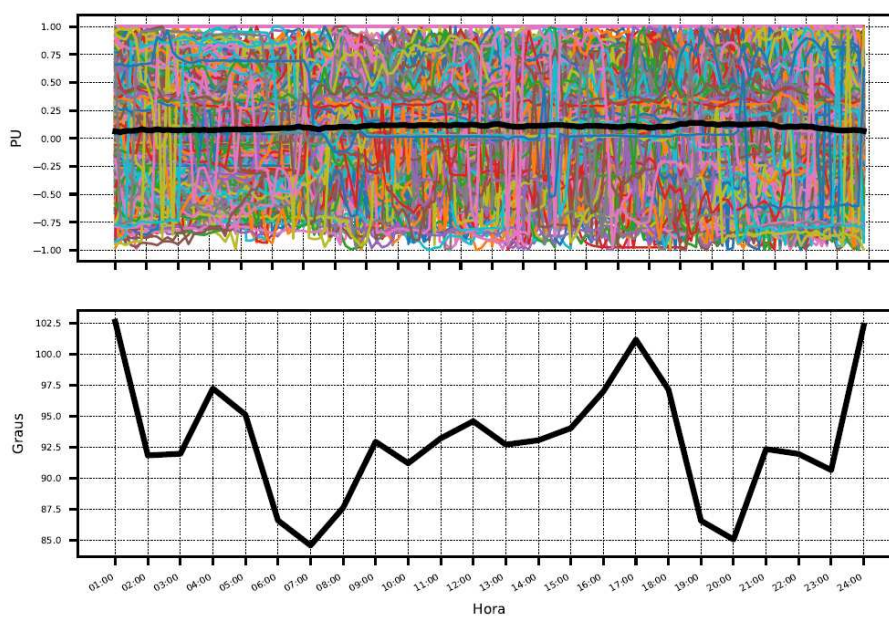


Figura 57 - Tipologia do ângulo de fase da décima nona harmônica, dias úteis, fase A.

A vigésima primeira ordem harmônica é apresentada na Figura 58 e na Figura 59 e, nelas, é possível constatar que o módulo possui registro máximo de até 1,2%. Para a tipologia do ângulo, o sentido carga-fonte é definido para o fluxo de potência harmônica ativa e a potência harmônica reativa é do tipo capacitiva.

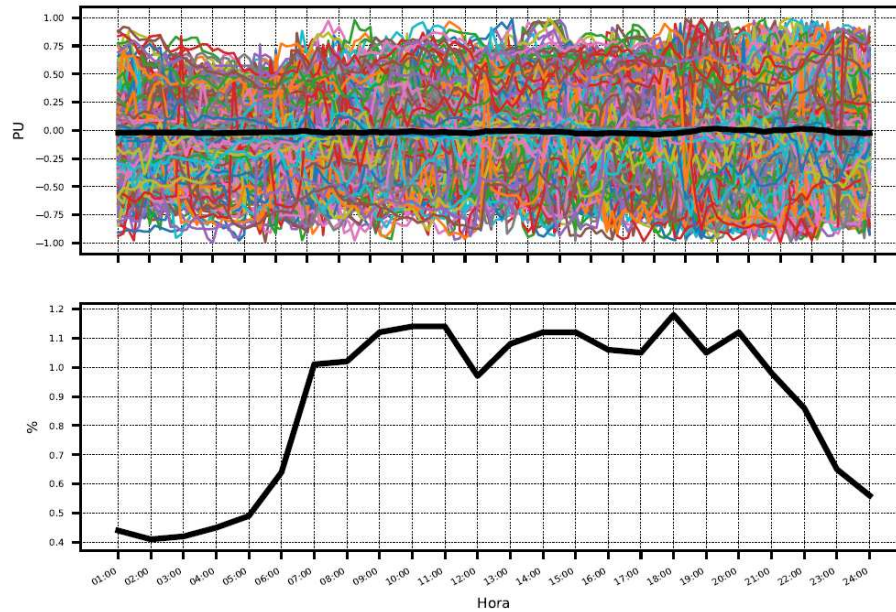


Figura 58 - Tipologia do módulo da vigésima primeira harmônica, dias úteis, fase A.

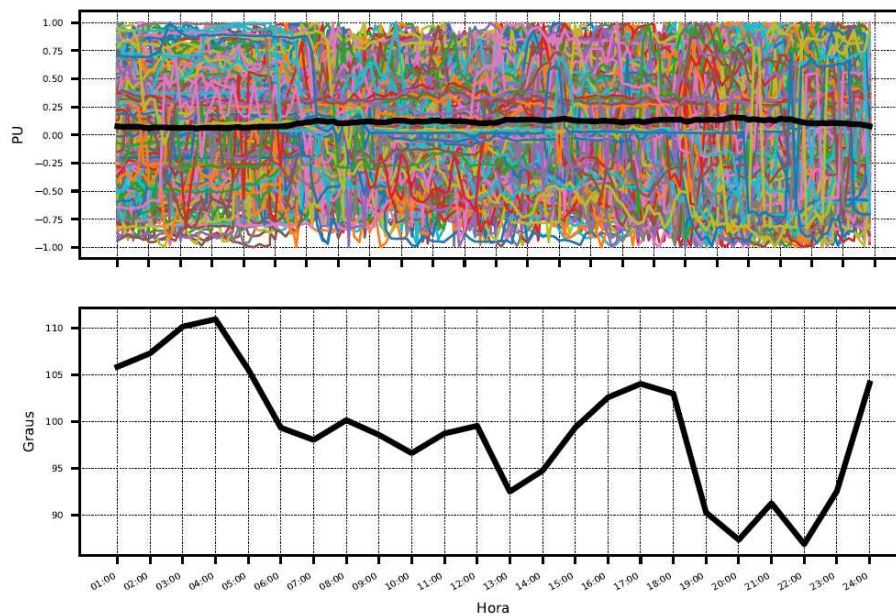


Figura 59 - Tipologia do ângulo de fase da vigésima primeira harmônica, dias úteis, fase A.

Por fim, a vigésima terceira ordem harmônica é vista na Figura 60 e na Figura 61. Para o módulo verifica-se registro máximo de 1% e para o ângulo constata-se que o sentido do fluxo da potência harmônica ativa alterna entre fonte-carga e carga-fonte e em relação ao fluxo de potência harmônica reativa prevalece o tipo capacitivo.

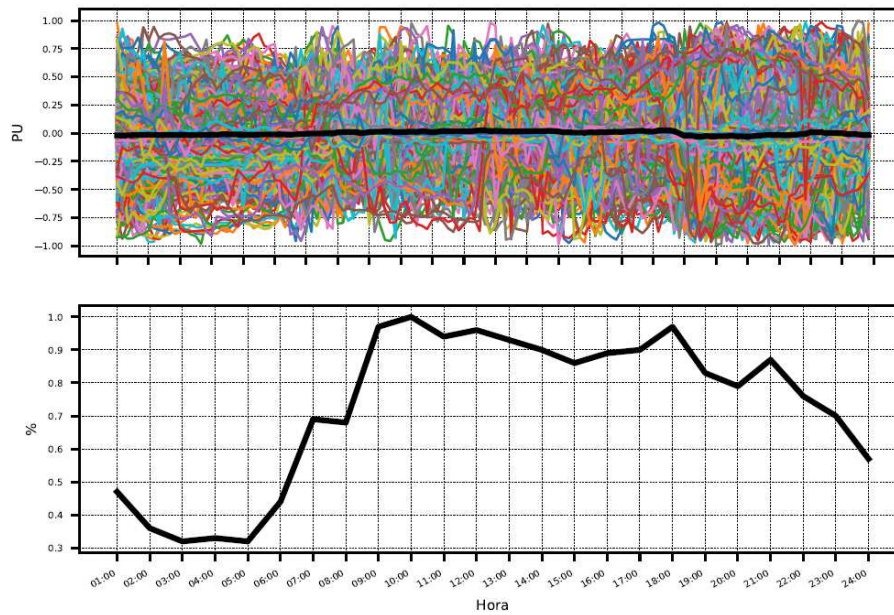


Figura 60 - Tipologia do módulo da vigésima terceira harmônica, dias úteis, fase A.

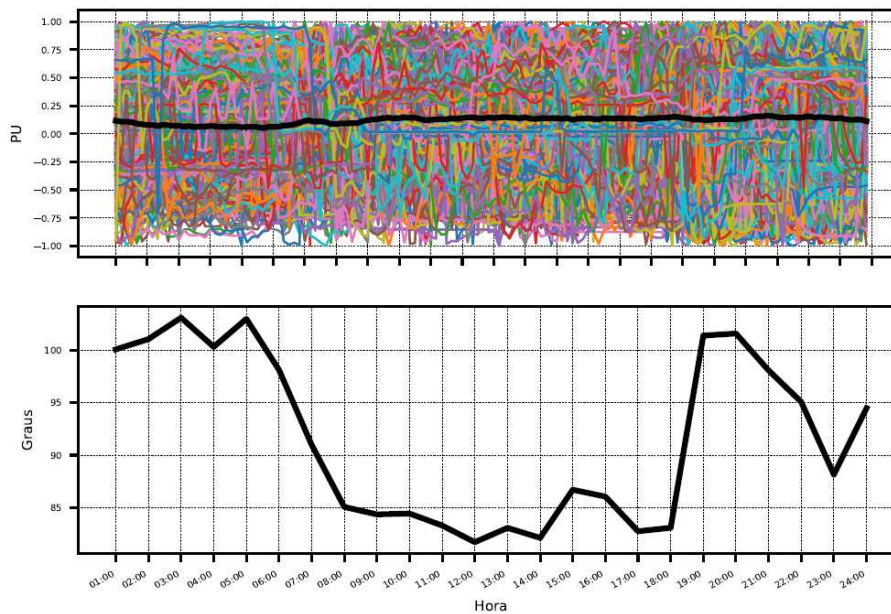


Figura 61 - Tipologia do ângulo de fase da vigésima terceira harmônica, dias úteis, fase A.

Nesta seção, foram apresentadas as curvas típicas da potência ativa e reativa. Além disso, apresentaram-se as tipologias do módulo e ângulo das correntes harmônicas com registros de valores de módulo acima de 1%. Todas essas informações são referentes à fase A da faixa de consumo entre 220 e 500 kWh em dias úteis. As demais curvas típicas estão no Apêndice I em forma de tabela. Essas tipologias foram desenvolvidas aplicando-se a metodologia apresentada no capítulo 3.

4.2. COMPARATIVO POR FAIXA DE CONSUMO

Com as curvas típicas definidas na seção anterior, este item apresenta um comparativo das tipologias por faixa de consumo. Nesta análise, são apresentados gráficos na forma polar, em que se tem plotado as tipologias de todas as faixas de consumo.

A Figura 62 traz um exemplo de um circuito hipotético de distribuição de energia com cinco unidades consumidoras (UCs), onde a principal função deste circuito é analisar o fluxo de potência harmônica ativa. Considera-se cada consumidor representando uma faixa de consumo; portanto, na Tabela 12 é identificado qual faixa de consumo cada UC representa. A classificação adotada na Tabela 12 é utilizada para analisar o fluxo de potência harmônica ativa para todas as ordens.

Tabela 12 - Classificação da unidade consumidora

Unidade Consumidora (UC)	Faixa de consumo (kWh)
UC ₁	0-100
UC ₂	100-220
UC ₃	220-500
UC ₄	500-1000
UC ₅	>1000

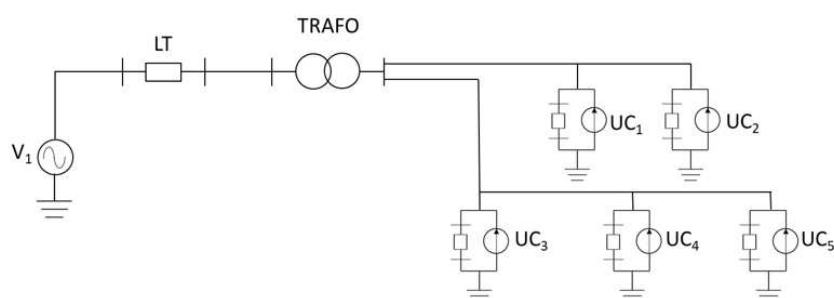


Figura 62 - Circuito de distribuição com cinco unidades consumidoras

As unidades consumidoras da Figura 62 são representadas pelo equivalente de Norton [27]. Essa representação simboliza como as unidades consumidoras de uma faixa

de consumo se comportam em relação ao espectro harmônico, considerando até a vigésima quinta ordem harmônica.

Devido ao grande volume de dados, os mesmos critérios adotados na apresentação das tipologias foram adotados para apresentar os resultados da análise do comparativo das tipologias por faixa de consumo. Portanto, são consideradas apenas ordens que possuem registros de módulo acima de 1%.

Dessa forma, a primeira ordem a ser avaliada é a segunda componente harmônica.

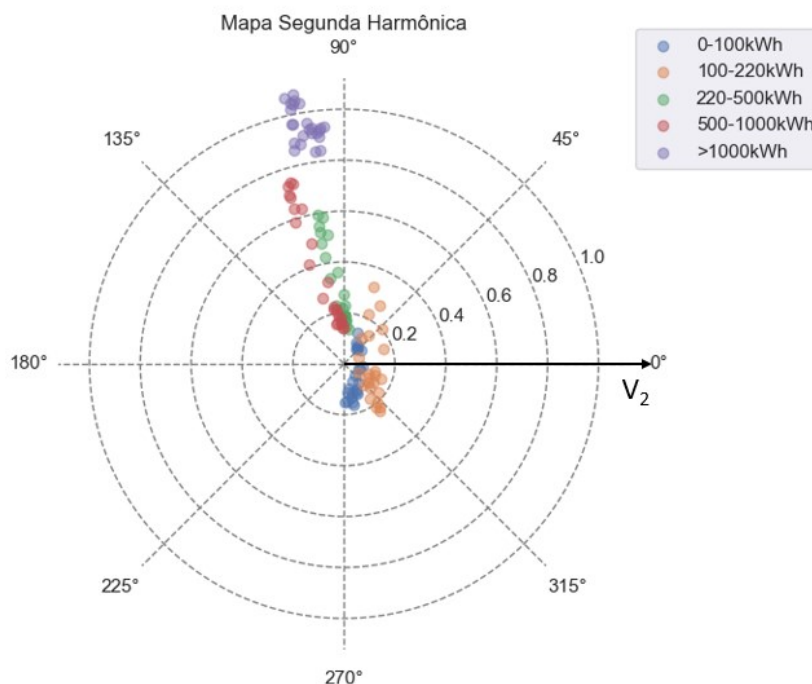


Figura 63 - Mapa polar da segunda harmônica

Na Figura 63, são plotadas todas as tipologias da segunda harmônica com os seus respectivos ângulos de fase. Cada ponto no gráfico representa a extremidade do fasor de corrente na referida ordem harmônica, sempre em relação à tensão harmônica de mesma ordem. As amplitudes das correntes são expressas em valores percentuais em relação à corrente fundamental.

Avaliando as tipologias é verificada uma tendência de fluxo de potência harmônica ativa fonte-carga para unidades consumidoras até 220 kWh e fluxo carga-fonte para unidades consumidoras acima de 220 kWh. A Figura 64 traz o circuito de distribuição, no qual é possível verificar o sentido do fluxo harmônico da segunda ordem de acordo com a faixa de consumo dos consumidores.

Os consumidores UC_1 e UC_2 representam, respectivamente, as faixas de 0-100 e 100-220kWh e têm a tendência a consumir potência harmônica ativa de segunda ordem. Já os demais consumidores têm a tendência de gerar.

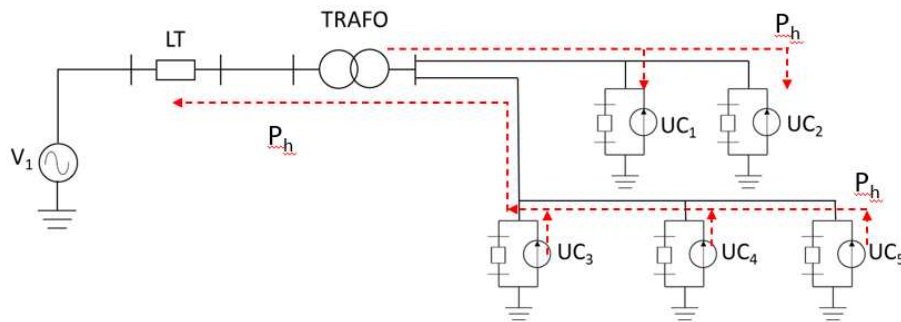


Figura 64 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de segunda ordem

Seguindo o processo comparativo das tipologias harmônicas por faixa de consumo, a próxima ordem a ser avaliada é a terceira harmônica.

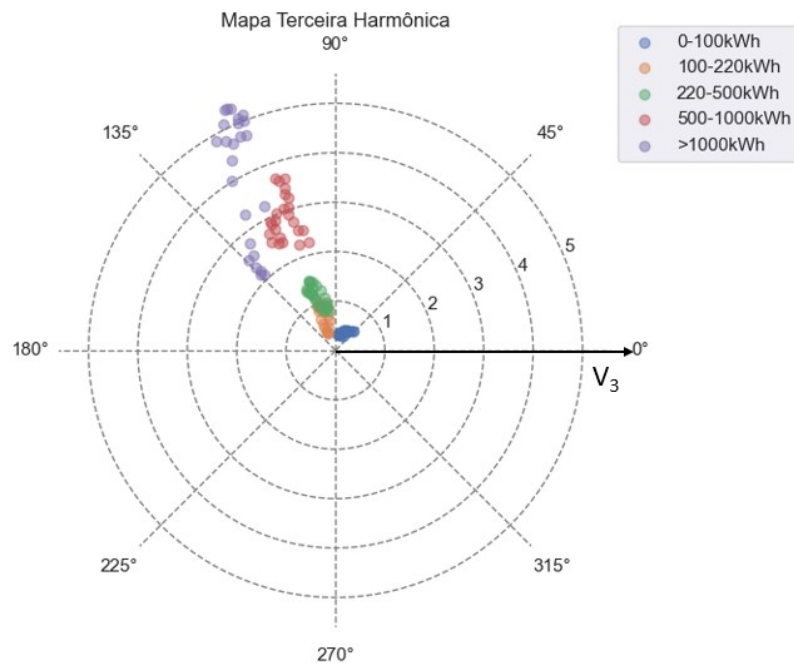


Figura 65 - Mapa polar da terceira harmônica

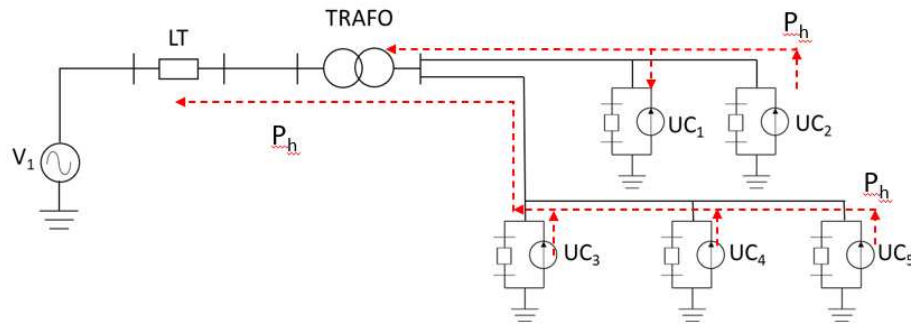


Figura 66 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de terceira ordem

Para a terceira ordem harmônica, é possível verificar, conforme Figura 65, que apenas a faixa de consumo de 0-100kWh possui fluxo de potência harmônica ativa sentido fonte-carga. A demonstração disso na Figura 66 evidencia que somente a UC₁ absorve potência harmônica ativa; as demais UCs injetam energia harmônica ativa para a rede da distribuidora.

Em relação à quarta harmônica, na qual é possível verificar, através da Figura 67 e Figura 68, que a UC₁, UC₂ e UC₃ absorvem e injetam potência harmônica ativa e que as demais UCs apenas injetam potência harmônica ativa na rede local.

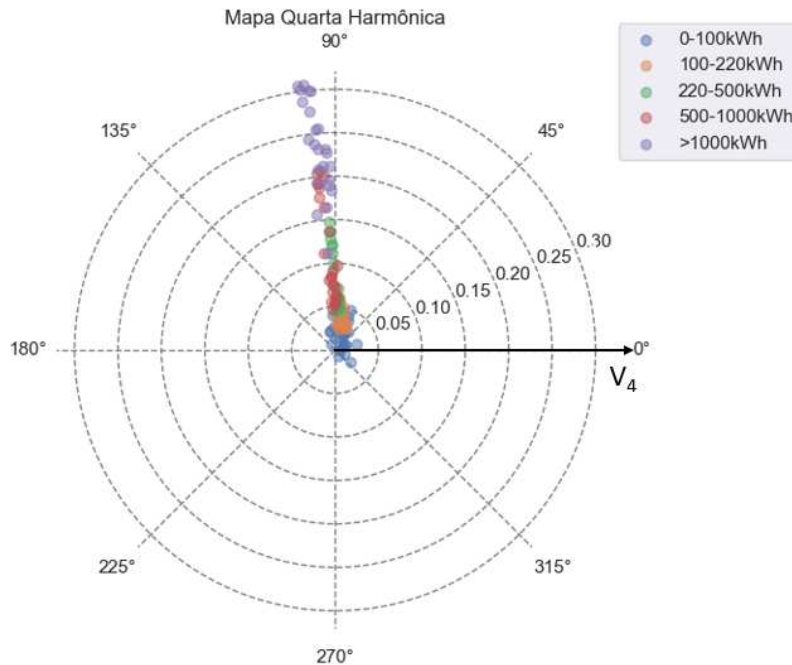


Figura 67 - Mapa polar da quarta harmônica

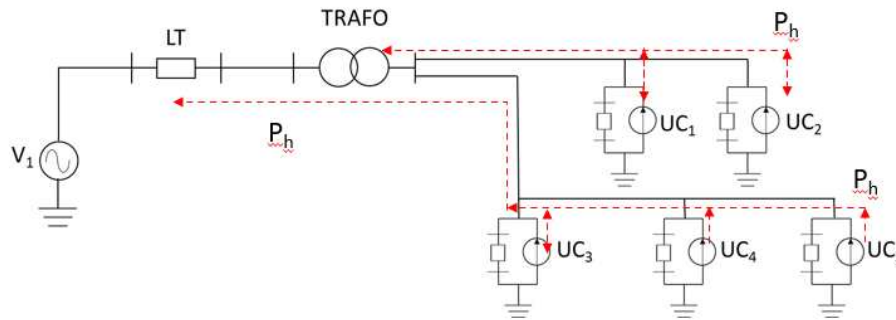


Figura 68 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de quarta ordem

Avaliando a quinta ordem harmônica, é possível verificar na Figura 69 e na Figura 70 a tendência da UC₁ em absorver potência ativa harmônica ;já a UC₄ tanto injeta, quanto absorve potência harmônica ativa, sendo que as demais UCs apenas injetam potência harmônica ativa na rede da distribuidora.

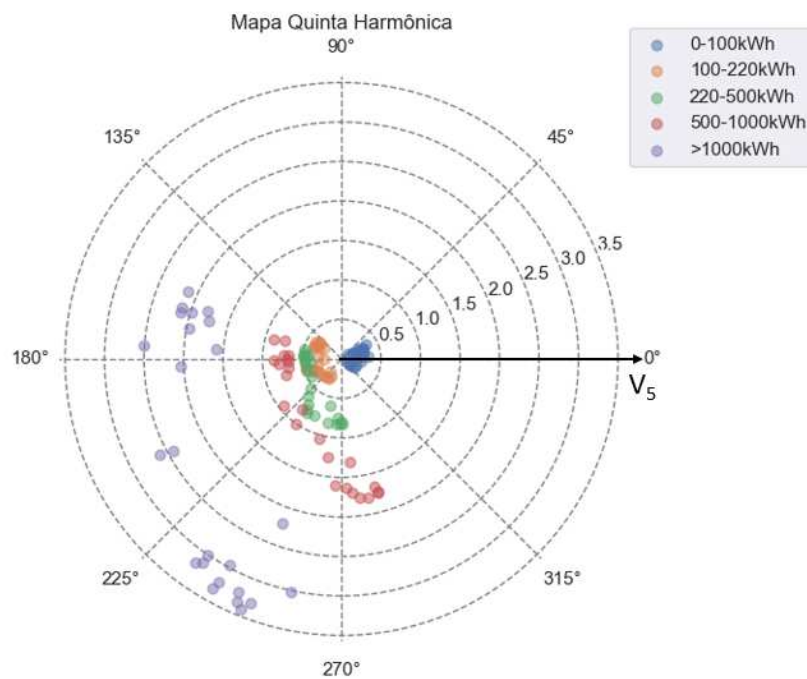


Figura 69 - Mapa polar da quinta harmônica

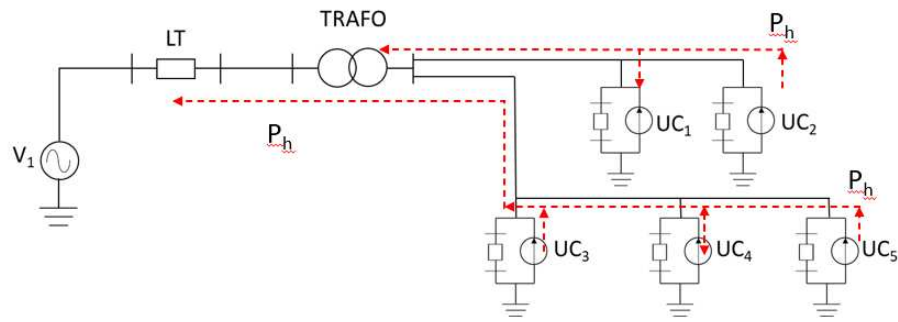


Figura 70 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de quinta ordem

A próxima ordem a ser analisada é a sétima harmônica e, de acordo com a Figura 71 e a Figura 72, é possível constatar que o fluxo de potência harmônica ativa para a UC₁ é sentido fonte-carga; para a UC₄ em alguns momentos do dia o fluxo de potência é sentido fonte-carga, mas o que predomina é o fluxo carga-fonte. Já para as demais UCs, tem-se apenas um único sentido que é carga-fonte.

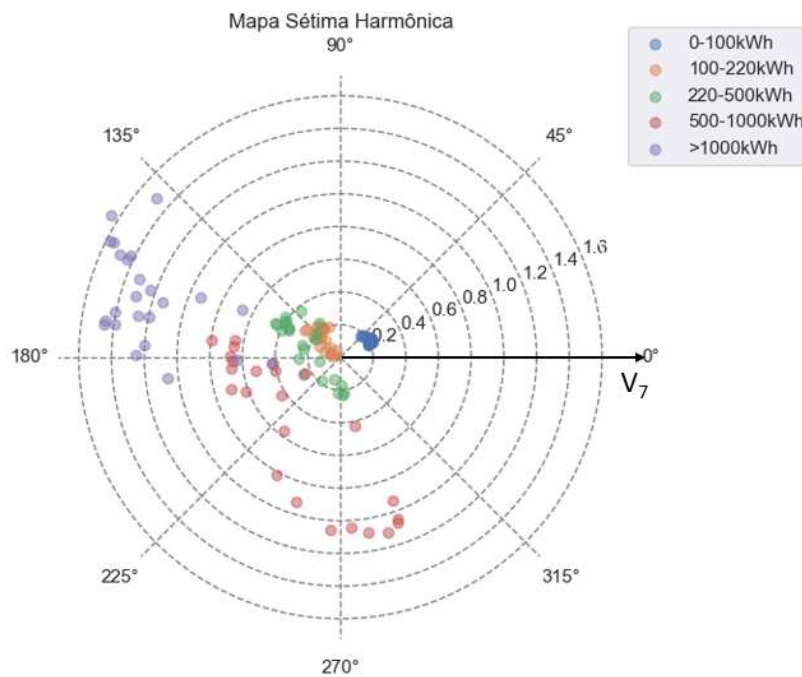


Figura 71 - Mapa polar da sétima harmônica

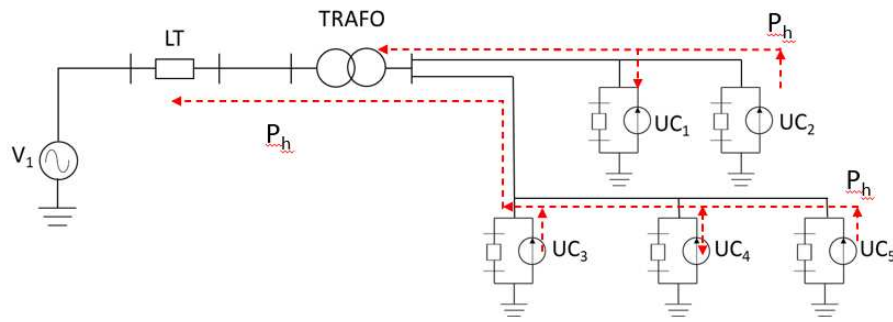


Figura 72 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de sétima ordem

Avaliando a nona ordem harmônica, é possível verificar através da Figura 73 e Figura 74 a predominância do sentido carga-fonte para o fluxo de potência harmônica ativa. Com exceção da UC₁ (faixa de consumo de 0 a 100 kWh) com fluxo harmônico no sentido fonte-carga, assim como da UC₅ com algumas horas do dia com sentido fonte-carga.

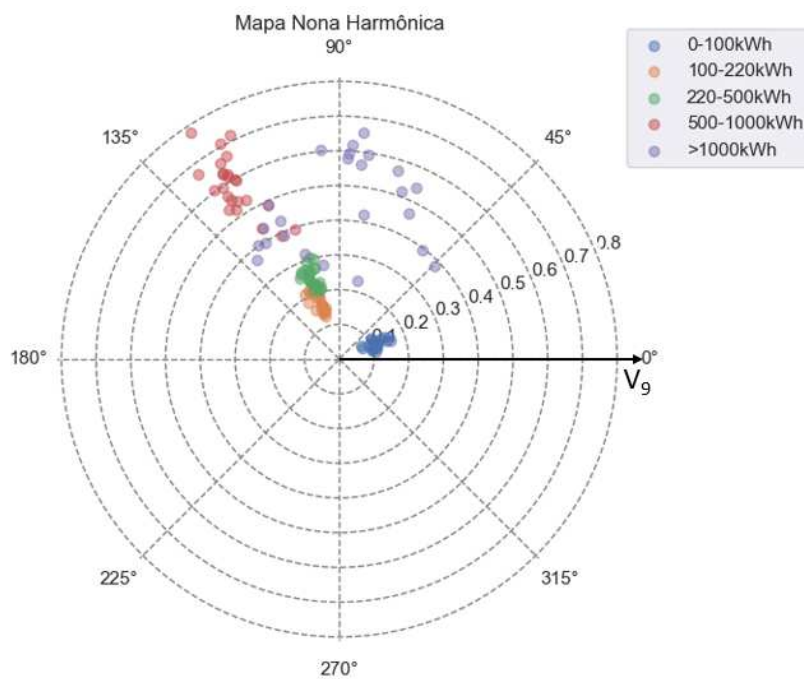


Figura 73 - Mapa polar da nona harmônica

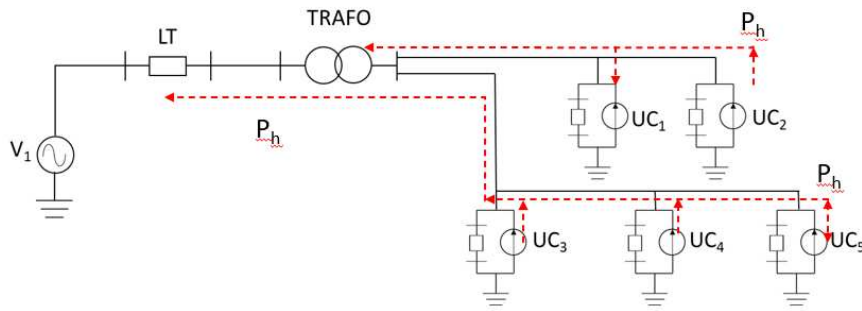


Figura 74 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de nona ordem

Seguindo na análise do fluxo de potência harmônica ativa, avalia-se agora a décima primeira ordem, a qual é similar à nona ordem, conforme pode ser visto na Figura 75 e na Figura 76, pois prevalece o fluxo sentido carga-fonte. Com exceção da UC₁, que predomina o sentido fonte-carga, e da UC₅, que alterna o fluxo entre fonte-carga e carga-fonte.

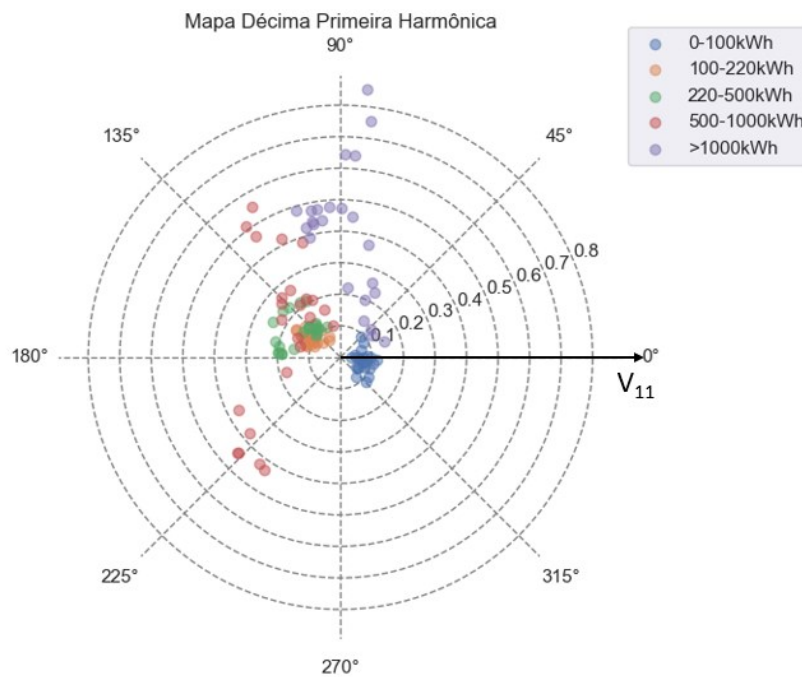


Figura 75 - Mapa polar da décima primeira harmônica

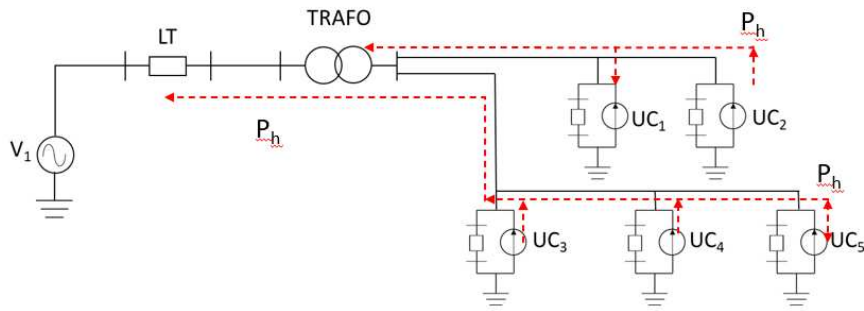


Figura 76 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de décima primeira ordem

A próxima ordem a ser avaliada é a décima terceira. Nela, apenas na faixa de consumo 0-100kWh predomina o fluxo de potência harmônica ativa sentido fonte-carga; nas demais faixas de consumo, predomina o fluxo carga-fonte, conforme pode ser observado na Figura 77 e na Figura 78.

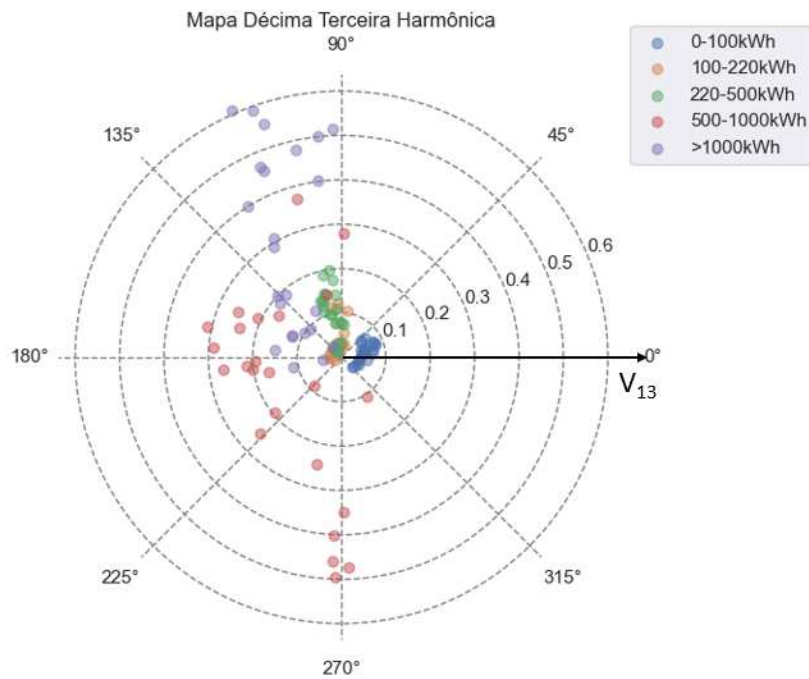


Figura 77 - Mapa polar da décima terceira harmônica

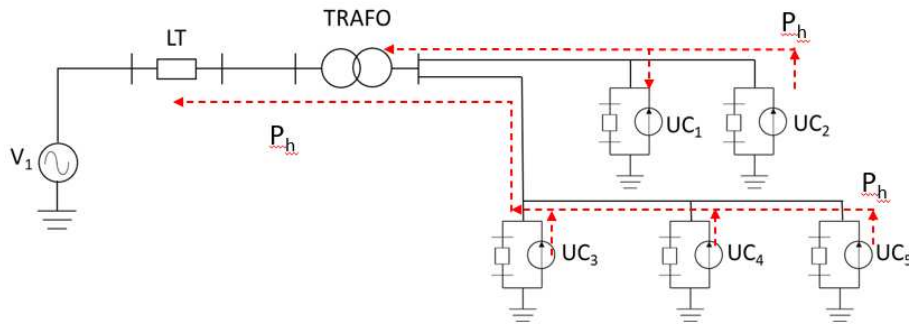


Figura 78 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de décima terceira ordem

Conforme pode ser visto na Figura 79 e Figura 80, a décima quinta harmônica na faixa de consumo 0-100kWh prevalece o fluxo de potência harmônica ativa sentido fonte-carga. Já para as faixas de consumo 100-220kWh e maior que 1000kWh o fluxo alterna entre fonte-carga e carga-fonte, e, para as demais faixas, predomina o fluxo carga-fonte.

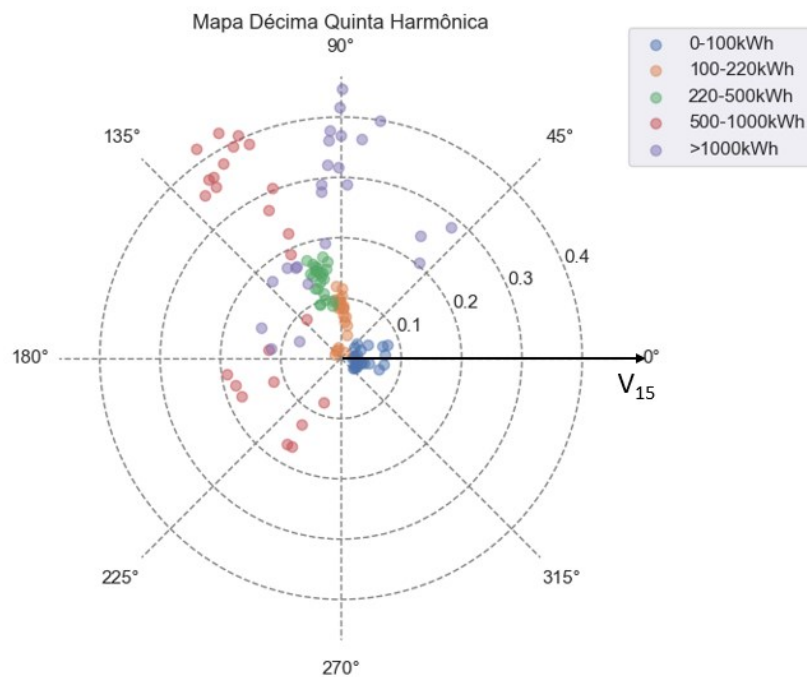


Figura 79 - Mapa polar da décima quinta harmônica

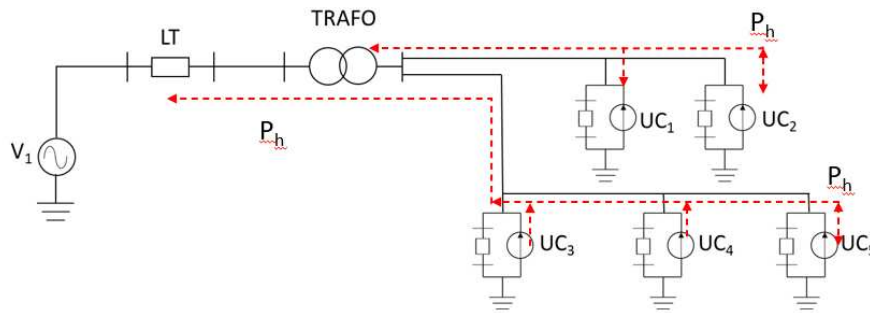


Figura 80 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de décima quinta ordem

Na Figura 81 e Figura 82, é possível verificar o fluxo da potência harmônica ativa para décima sétima ordem. É constatado que para a UC₁ continua predominando o fluxo sentido fonte-carga e para as demais UCs há uma alternância do sentido do fluxo entre fonte-carga e carga-fonte, porém prevalecendo o sentido carga-fonte.

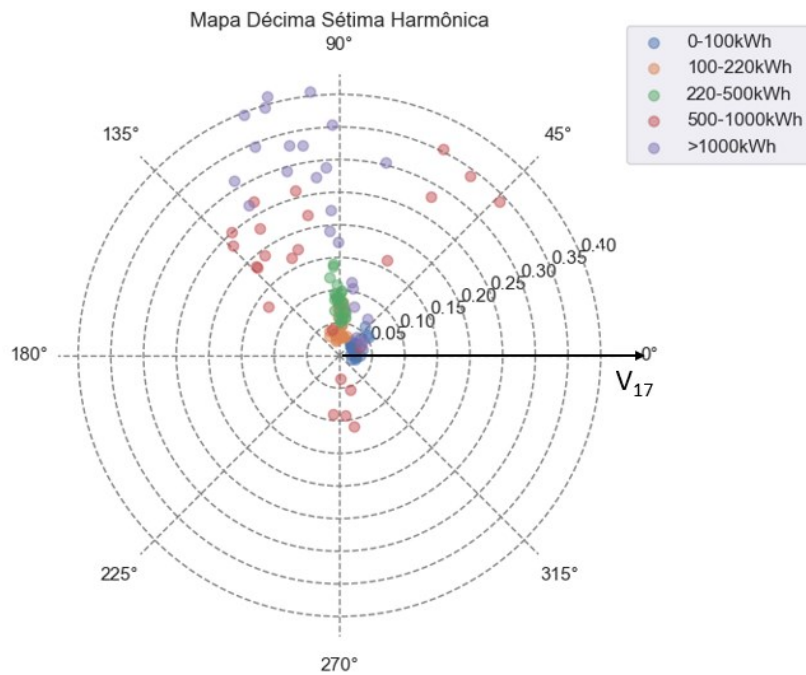


Figura 81 - Mapa polar da décima sétima harmônica

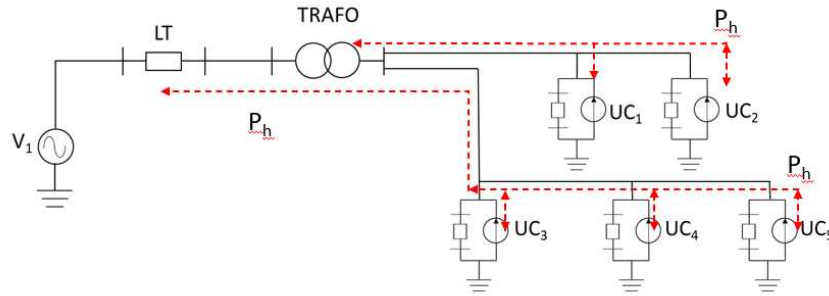


Figura 82 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de décima sétima ordem

Seguindo para a décima nona ordem harmônica, é possível constatar na Figura 83 e Figura 84 que a UC₁ permanece com fluxo de potência harmônica ativa sentido fonte-carga. As UC₂ e UC₄ alternam o sentido do fluxo entre fonte-carga e carga-fonte e nas demais UCs prevalece o fluxo sentido carga-fonte.

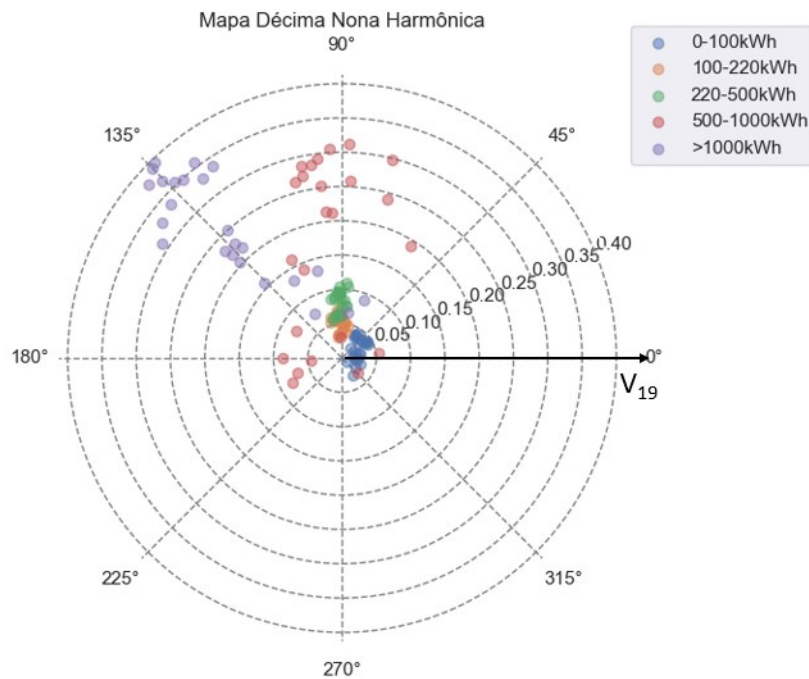


Figura 83 - Mapa polar da décima nona harmônica

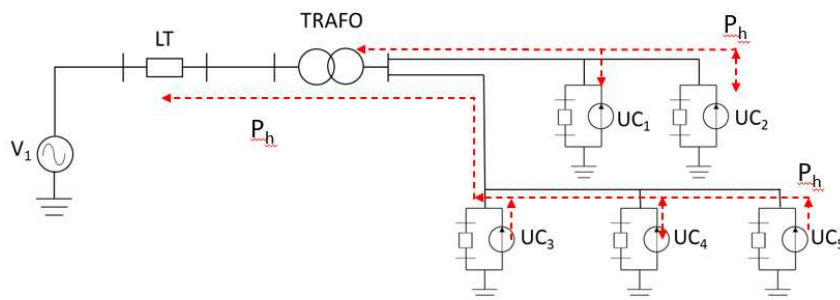


Figura 84 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de décima nona ordem

Na vigésima primeira harmônica, é apresentado, na Figura 85 e Figura 86, o sentido do fluxo de potência harmônica ativa. Nessas figuras é observado que para a UC₁ o fluxo é fonte-carga, já para as demais UCs há uma alternância no sentido do fluxo entre fonte-carga e carga-fonte.

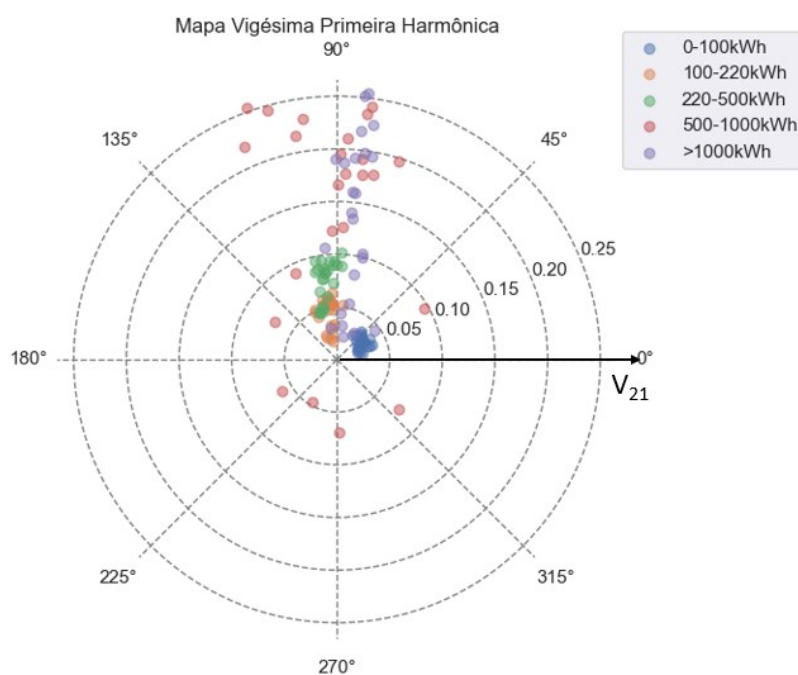


Figura 85 - Mapa polar da vigésima primeira harmônica

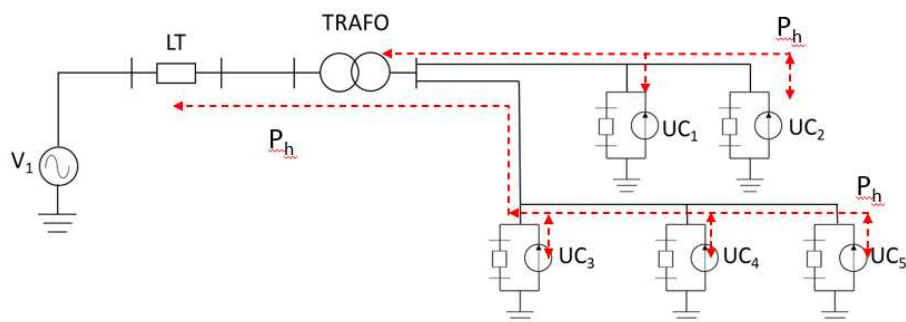


Figura 86 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de vigésima primeira ordem

Por fim, tem-se a vigésima terceira harmônica representada na Figura 87 e Figura 88. Observa-se que para a UC₁ o sentido de fluxo de potência harmônica ativa é fonte-carga e para as demais UCs ocorre a alternância do sentido do fluxo de potência harmônica ativa.

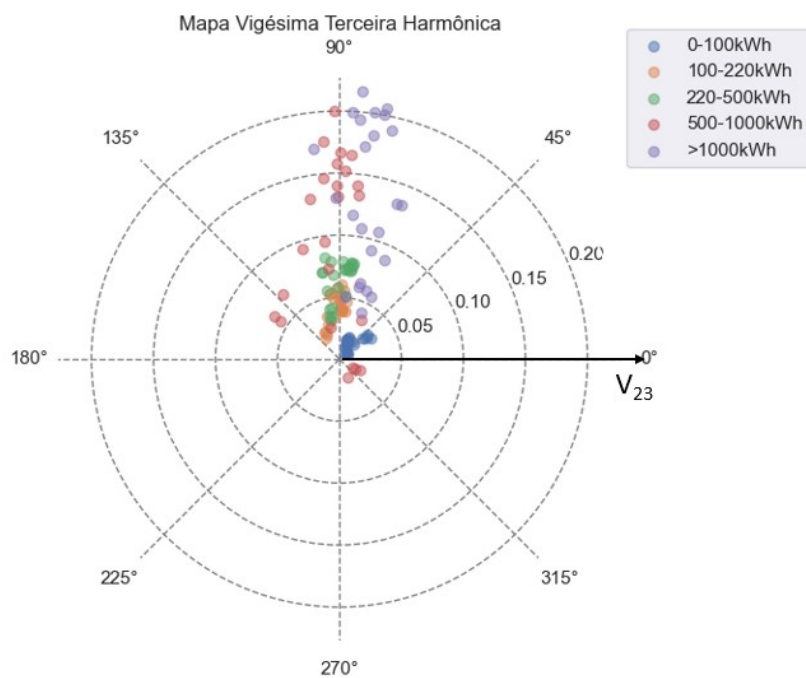


Figura 87 - Mapa polar da vigésima terceira harmônica

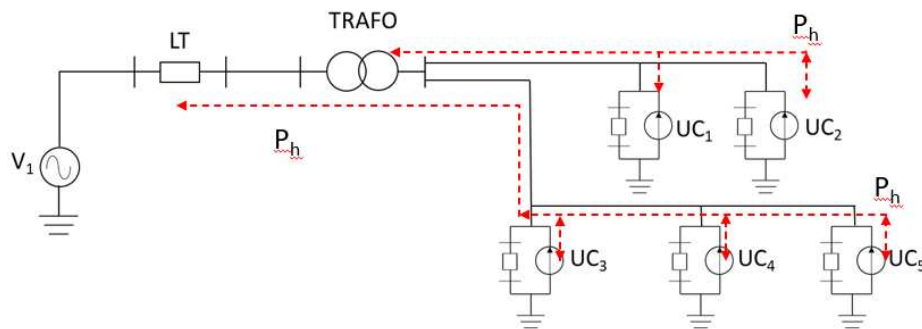


Figura 88 - Circuito de distribuição com fluxo de potência harmônica ativa de vigésima terceira ordem

Nesta seção foram apresentadas as tipologias das principais ordens harmônicas com todas as faixas de consumo plotadas em forma polar. Portanto, foi possível comparar o impacto que cada faixa de consumo proporciona ao sistema elétrico em relação às ordens harmônicas. Constatou-se que prevalece o fluxo de potência harmônica ativa no sentido carga-fonte e que este tem a tendência de aumentar com o aumento do consumo.

4.3. CONTRIBUIÇÃO NO VALOR EFICAZ DA CORRENTE

Nos itens anteriores foram apresentadas as tipologias e feito um comparativo das curvas típicas por faixa de consumo. Nesta seção é avaliada a contribuição por faixa de consumo ao valor eficaz da corrente.

A Figura 89 mostra, por faixa de consumo de cada UC, o comportamento do valor eficaz apenas das correntes harmônicas, mostrando o quanto as mesmas podem contribuir para a composição do valor eficaz da corrente total. Neste gráfico fica evidente que os consumidores que pertencem às faixas de consumo superiores contribuem mais para o incremento do valor eficaz da corrente.

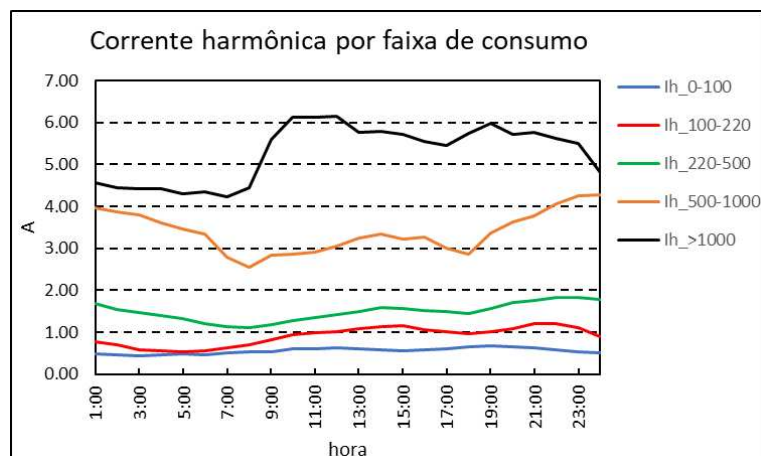


Figura 89 - Corrente harmônica por faixa de consumo

Essa informação, em conjunto com o sentido do fluxo apresentado na seção 4.2, é mais uma evidência que o sentido do fluxo que prevalece é carga-fonte e, portanto, contribui para a circulação de correntes harmônicas nas redes de distribuição.

4.4. CONTRIBUIÇÃO NAS PERDAS TÉCNICAS

Após apresentar a contribuição no valor eficaz na seção anterior e constatar a circulação de correntes harmônicas na rede de distribuição, utilizou-se a tipologia da faixa de consumo de 220-500kWh, que representa o maior quantitativo de consumidores residenciais, com o seu devido módulo e ângulo para simular o impacto nas perdas técnicas de um alimentador.

Na Tabela 13 é mostrado o cálculo das perdas técnicas para um alimentador sem considerar o espectro harmônico. Já na Tabela 14 são apresentadas as perdas técnicas para o mesmo alimentador, porém considerando o espectro harmônico com módulo e ângulo nas 24 horas do dia.

E, por fim, na Tabela 15 tem-se o resultado do acréscimo nas perdas técnicas. Sendo assim, é possível verificar um aumento médio de aproximadamente 2,4% em relação ao percentual de perdas sem espectro harmônico.

Tabela 13 - Perdas técnicas sem espectro harmônico

Perdas Técnicas Sem Espectro Harmônico			
Dias	Energia ativa (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)
Domingo	4.4864	0.2280	5.0819
Úteis	4.8080	0.2423	5.0394
Sábado	4.5698	0.2282	4.9930

Tabela 14 - Perdas técnicas com espectro harmônico

Perdas Técnicas Com Espectro Harmônico			
Dias	Energia ativa (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)
Domingo	4.8617	0.2542	5.2278
Úteis	4.9739	0.2555	5.1377
Sábado	4.7622	0.2436	5.1154

Tabela 15 - Tabela com acréscimo nas perdas técnicas

Tabela Resumo de Perdas Técnicas			
Dias	Perdas s/harmônico (%)	Perdas c/harmônico (%)	Acréscimo (%)
Domingo	5.082	5.2278	2.8709
Úteis	5.039	5.1377	1.9507
Sábado	4.993	5.1154	2.4503

Com os dados apresentados, tem-se uma estimativa de quanto as componentes harmônicas com o seu módulo e ângulo definidos podem contribuir para as perdas técnicas.

5 CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou no capítulo 1 a motivação desse trabalho. Nele, é contextualizada a importância que a classe residencial vem ganhando nos últimos anos e o impacto das cargas eletrônicas que vieram no sentido de otimizar o uso de recursos energéticos. Porém, em contrapartida, estas mesmas cargas são responsáveis pelo aumento da circulação das correntes harmônicas nas redes de distribuição.

A circulação dessas correntes harmônicas justifica este trabalho devido ao fato de o atual processo de caracterização de carga contemplar apenas a frequência fundamental. Como é evidente a presença de sinais com frequências múltiplas da fundamental, inserir essas componentes na construção das tipologias faz com que a carga seja representada de forma mais condizente com a realidade.

Em seguida, o capítulo 2 abordou os principais conceitos para o desenvolvimento deste trabalho. Dessa forma, apresentaram-se teorias relacionadas à distorção harmônica, destacando cargas que contribuem para a sua geração. Após isso, apresentaram-se conceitos das grandezas elétricas aplicado a sinais não senoidais, enfatizando a contribuição dessas cargas no espectro harmônico. O próximo passo foi esclarecer as definições regulatórias, as quais envolveram conceitos referentes a parâmetros de qualidade e, principalmente, à caracterização da carga. Quanto ao processo de construção da tipologia das curvas de carga, é apresentada a atual metodologia da ANEEL, além de definir as especificações dos sistemas de medição. Por fim, discorreu-se sobre os conceitos de técnicas de agrupamento, abordando as principais características dos processos existentes, com destaque para o método *k-means* com a demonstração da teoria e de uma aplicação numérica, em que o método é todo detalhado para auxiliar no entendimento dos conceitos.

No capítulo 3 é detalhado todo o processo desenvolvido para a caracterização da carga, pois, diferentemente da metodologia atual que trabalha somente com a potência ativa na frequência fundamental, para este trabalho foi preciso abordar técnicas diferentes para a construção das tipologias das componentes harmônicas. Todavia, antes de aplicar as técnicas para a construção das curvas típicas, foi preciso realizar uma campanha de medição com medidores que possuem os requisitos mínimos estabelecidos pela ANEEL. Além disso, foi necessário definir um quantitativo de medições que representa a classe de

consumidores residenciais e, por fim, realizar o tratamento dos dados para considerar apenas registros válidos. Concluída essa parte, o próximo passo foi aplicar as estratégias para a construção das tipologias. Portanto, além da aplicação das técnicas de agrupamento, foi preciso normalizar os dados e identificar as componentes da parte real e imaginária das correntes fundamental e harmônica e, com esses dados, realizar o agrupamento das curvas e definir as tipologias. Com as curvas típicas definidas, a última etapa foi a agregação dos registros para valores horários e o cálculo do módulo e ângulo das tipologias.

Com a metodologia definida, o capítulo 4 apresentou os resultados encontrados com a aplicação das técnicas para a construção das tipologias. Essas curvas foram desenvolvidas considerando somente a classe residencial segregadas por faixa de consumo. Na campanha de medidas, a faixa de consumo que representou a maior quantidade de consumidores é a de 220-500kWh, a qual representa 50,45% das medições; a próxima faixa é a de 100-220kWh, com 21,72%; depois, vem a faixa de 500-1000kWh, com 15,38%; em seguida, a faixa entre 0-100kWh, com 7,47% e, por fim, a faixa maior que 1000kWh, com 4,98%. Essa representatividade traz a informação de qual faixa de consumo possui mais clientes contribuindo para a presença das correntes harmônicas na rede.

Devido ao grande volume de dados, as tipologias foram apresentadas graficamente apenas para a faixa de consumo que possui maior quantidade de medições. Nessas figuras foi possível constatar o agrupamento das medições e a definição da tipologia, tanto para o módulo, quanto para o ângulo das correntes harmônicas. Com o perfil de comportamento dos ângulos, foi possível analisar o sentido do fluxo de potência harmônica ativa e reativa para todas as componentes do espectro harmônico analisado neste trabalho.

Com a definição das tipologias, foi possível constatar que as unidades consumidoras em diferentes faixas de consumo podem absorver ou injetar potência harmônica ativa na rede da distribuidora. Para efeito de análise, foi feito um comparativo com as tipologias de todas as faixas de consumo e ficou evidente que os consumidores que pertencem a faixas de consumo de menor amplitude (com a faixa de 0 a 100 kWh, por exemplo) têm a tendência de apenas absorver potência harmônica ativa. Ao mesmo tempo, os consumidores que pertencem a faixas de consumo superiores têm a tendência de injetar potência harmônica ativa na rede elétrica local. Em outras palavras, verificou-se, ainda que de uma forma indireta, que de acordo com o poder aquisitivo das famílias

(possibilitando a aquisição de mais bens de consumo) há uma predisposição de absorção ou injeção de energia harmônica nas redes elétricas.

Além do comparativo das tipologias, foi apresentada a contribuição harmônica de cada faixa de consumo para o valor eficaz da corrente, o que deixou perceptível que as faixas de maior consumo contribuem em valor absoluto com uma intensidade maior.

Portanto, ao analisar as tipologias em conjunto com o comparativo feito entre faixas de consumo e a contribuição no valor eficaz das componentes harmônicas, fica evidente que o fluxo no sentido carga-fonte das componentes harmônicas é o que prevalece e essas correntes circulam na rede de distribuição contribuindo para a elevação das distorções harmônicas e, sobretudo, das perdas técnicas da distribuição. Sobre essa questão, foi verificada a contribuição da tipologia do espectro harmônico nas perdas técnicas de um circuito hipotético, promovendo um acréscimo médio de 2,4% em relação ao percentual de perdas técnicas do mesmo circuito.

Por fim, a inserção da caracterização da carga em termos de componentes harmônicas se mostrou relevante, uma vez que demonstrou uma tendência de consumidores com maior poder aquisitivo serem os que mais contribuem para as distorções harmônicas nas redes elétricas, além de incrementar de forma significativa os montantes de perdas técnicas no processo de distribuição de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- [1] EPE (Empresa de Pesquisa Energética). “Painel de Monitoramento do Consumo de Energia Elétrica”. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>. Acesso em 30 de março de 2022.
- [2] PROCELINFO. “Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética”. Eletrobras. Disponível em : <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?ViewID={A84BD56D-D750-477C-8E20-2BF2D94B4EE2}>. Acesso em 30 março de 2022.
- [3] ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST/módulo 2 - Planejamento da expansão do sistema de distribuição”, Rev. 8. 2022.
- [4] ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST/módulo 5 - Sistemas de medição e procedimentos de leitura”, Rev. 7. 2022.
- [5] IEC (International Electrotechnical Commission.). "General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto - IEC 61000-4-7:2002". Geneva, Switzerland.
- [6] IEC (International Electrotechnical Commission). "Power quality measurement methods, IEC 61000-4-30:2008". Geneva, Switzerland.
- [7] G. L. Xavier e J. R. M. J. Macedo, “Agregação temporal dos ângulos de fase das Componentes Harmônicas - Parte I: Desenvolvimento da Metodologia”. Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica - XIV CBQEE, 30 agosto 2021. <https://doi.org/10.17648/cbqee-2021-130567>
- [8] A. E. Emanuel, "Power Definitions and the Physical Mechanism of Power Flow". Wiley, 2010. <https://doi.org/10.1002/9780470667149>
- [9] L. L. Braz, "Quantificação das Perdas Técnicas da Distribuição em Condições Distorcidas", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, 2019.

-
- [10] F. G. Turnbull, "Selected harmonic reduction in static D-C — A-C inverters," IEEE Transactions on Communication and Electronics, vol. 83, n° 73, pp. 374-378, 1964. <https://doi.org/10.1109/TCOME.1964.6541241>
- [11] J. A. Pomilio e S. M. Deckmann, "Caracterização e compensação de harmônicos e reativos de cargas não lineares residenciais e comerciais," Eletrônica de Potência, vol. 11, n° 1, pp. 9-16, 2006. <https://doi.org/10.18618/REP.2006.1.009016>
- [12] S. Elphick, P. Ciufu e S. Perera, "Supply current characteristics of modern domestic loads," Australasian Universities Power Engineering Conference, pp. 1-6, 2009.
- [13] K. N. C. Silva, J. R. Macedo e G. L. Xavier, "Household loads behavior and characterization in the context of power quality," 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), pp. 1-6, 2018. <https://doi.org/10.1109/SBSE.2018.8395678>
- [14] INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia). "Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO," 28 setembro 2007. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001214.pdf>. Acesso em 11 de novembro de 2021].
- [15] ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). "Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST/módulo 8 - Qualidade do fornecimento da energia elétrica", Rev. 13. 2022.
- [16] F. F. Andrade, "Formação de Agrupamentos de Consumidores de Energia Elétrica com Base nos Perfis de Carga Individuais", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.
- [17] C. S. Almeida, "Metodologia de Estimação de Curva de Carga de Consumidores de Energia Elétrica Utilizando Métodos Estatísticos de Agrupamento". Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, 2014.
- [18] MME (Ministério de Minas e Energia). "Nova Tarifa de Energia Elétrica: metodologia e aplicação". Brasília, 1985.
- [19] L. N. Castro e D. G. Ferrari, "Introdução à Mineração de Dados: Conceitos Básicos, Algoritmos e Aplicações". São Paulo: Saraiva, 2016.
- [20] J. F. M. Pessanha, R. M. G. Velasquez, A. C. G. Melo e R. P. Caldas, "Técnicas de Cluster Analysis na Construção de Tipologias de Curva de Carga," XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI 2002, 2002.

-
- [21] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso e H. W. Beaty, "Electrical Power Systems", New York: McGraw-Hill, 2002.
- [22] C. K. Alexander e M. N. O. Sadiku, "Fundamentos de Circuitos Elétricos". New York: McGraw-Hill, 2013.
- [23] IEEE. Std1459, "Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions". New York: IEEE, 2010.
- [24] L. N. d. Castro e D. G. Ferrari, "Introdução a Mineração de Dados: conceitos básicos, algoritmos e aplicações". 1ª ed., São Paulo: Saraiva, 2016.
- [25] R. A. Johnson e D. W. Wichern, "Applied Multivariate Statistical Analysis". 6 ed., Upper Saddle River: Pearson, 2007.
- [26] EPE (Empresa de Pesquisa Energética). "Anuário Estatístico de Energia Elétrica." Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em 23 maio de 2022.
- [27] Y. J. Wang, R. M. O. Connell e G. Brownfield "Modeling and Prediction of Distribution System Voltage Distortion," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2001. <https://doi.org/10.1109/61.956765>

APÊNDICE I

Faixa de consumo de 0-100kWh (fase A)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PA_uti	QA_uti	PA_sab	QA_sab	PA_dom	QA_dom
1:00	0.56	0.23	0.44	0.84	0.45	0.20
2:00	0.55	0.24	0.41	0.83	0.48	0.23
3:00	0.54	0.21	0.44	0.99	0.46	0.20
4:00	0.56	0.23	0.41	0.87	0.46	0.22
5:00	0.55	0.23	0.41	0.92	0.44	0.21
6:00	0.54	0.22	0.39	0.81	0.43	0.18
7:00	0.53	0.21	0.40	0.85	0.46	0.22
8:00	0.50	0.20	0.39	0.84	0.43	0.17
9:00	0.51	0.19	0.38	0.78	0.42	0.19
10:00	0.52	0.21	0.36	0.72	0.42	0.16
11:00	0.51	0.21	0.36	0.71	0.42	0.18
12:00	0.52	0.21	0.35	0.67	0.42	0.19
13:00	0.52	0.20	0.41	0.84	0.42	0.17
14:00	0.54	0.20	0.40	0.74	0.41	0.16
15:00	0.55	0.21	0.38	0.68	0.43	0.15
16:00	0.54	0.21	0.40	0.71	0.42	0.14
17:00	0.54	0.21	0.41	0.66	0.42	0.19
18:00	0.55	0.20	0.42	0.87	0.45	0.18
19:00	0.58	0.19	0.40	0.81	0.46	0.19
20:00	0.58	0.22	0.39	0.70	0.45	0.19
21:00	0.57	0.19	0.40	0.78	0.48	0.24
22:00	0.58	0.19	0.39	0.75	0.49	0.23
23:00	0.60	0.23	0.40	0.88	0.49	0.23
24:00	0.58	0.21	0.43	1.00	0.48	0.23

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	3.28	-17.73	3.94	-66.56	11.55	79.85	0.41	93.25	2.29	-28.78	0.74	-74.18	6.11	30.03	0.46	74.85
2:00	3.19	-17.98	3.51	-64.22	10.88	81.03	0.18	-1.09	3.36	-35.87	0.61	-76.93	6.10	26.63	0.45	74.77
3:00	3.15	-17.16	3.86	-67.51	9.89	83.74	0.35	-21.51	4.20	-35.13	0.82	-75.99	6.22	26.65	0.55	76.35
4:00	3.24	-18.12	5.15	-76.34	9.72	78.51	0.64	66.28	5.10	-35.17	0.86	-73.35	5.96	25.41	0.52	76.48
5:00	3.18	-17.64	4.91	-77.96	9.96	79.24	0.40	32.71	6.18	-32.62	0.80	-83.02	5.93	23.51	0.46	72.77
6:00	3.12	-17.40	3.82	-73.70	10.49	74.14	0.73	-38.22	6.39	-25.28	0.60	-84.48	5.98	23.32	0.45	71.44
7:00	3.08	-17.58	4.38	-78.95	10.75	61.33	0.84	16.42	7.99	-8.75	0.97	-85.52	6.84	25.91	0.29	70.94
8:00	2.92	-18.46	5.21	-88.67	11.08	67.20	0.88	55.66	9.94	14.26	0.22	-10.01	7.68	25.90	0.38	77.74
9:00	2.99	-18.46	4.96	-84.66	12.24	74.16	0.73	63.26	8.70	22.73	0.39	60.05	7.20	31.78	0.53	84.53
10:00	3.08	-19.82	3.71	-82.82	13.57	63.20	0.35	25.06	10.04	25.77	0.17	0.77	7.14	28.89	0.46	81.53
11:00	3.07	-20.86	3.20	-78.16	13.63	64.63	0.31	27.57	11.50	30.88	0.39	11.11	7.06	30.68	0.54	86.55
12:00	3.09	-20.75	2.47	-66.33	15.44	57.12	0.50	66.10	9.39	21.28	0.45	21.25	6.89	28.35	0.54	90.17
13:00	3.05	-19.93	2.04	-46.21	14.86	57.30	0.24	-62.32	9.66	26.74	0.57	24.24	7.16	33.02	0.46	86.30
14:00	3.17	-18.96	2.12	-18.88	14.45	62.73	0.61	62.78	7.19	31.23	0.81	-43.79	6.10	30.52	0.29	80.04
15:00	3.24	-18.71	2.19	-8.41	13.91	66.98	1.15	66.17	5.86	26.17	0.45	-18.56	5.94	28.70	0.41	83.06
16:00	3.16	-19.52	2.79	38.12	13.76	66.78	1.31	67.90	7.42	24.21	0.39	15.23	6.75	32.50	0.42	80.52
17:00	3.18	-19.86	2.81	52.51	14.32	59.60	1.54	69.02	7.97	11.41	0.30	9.71	6.91	30.48	0.50	87.54
18:00	3.22	-18.57	4.16	67.51	14.89	56.93	0.40	24.98	10.41	5.71	0.82	75.10	6.47	31.15	0.39	86.19
19:00	3.32	-16.91	2.89	60.57	16.01	45.87	0.23	121.62	8.29	10.18	0.45	73.38	6.24	37.90	0.31	82.85
20:00	3.35	-17.68	2.43	50.69	15.47	46.78	0.68	103.29	6.75	4.52	0.74	74.73	5.73	43.69	0.32	81.61
21:00	3.30	-16.99	2.29	51.20	15.06	50.72	0.67	106.15	6.64	24.48	0.25	42.71	5.52	46.93	0.44	78.75
22:00	3.38	-15.74	2.35	47.44	13.65	55.15	0.78	92.71	4.69	30.09	0.18	-9.65	5.30	44.68	0.51	79.81
23:00	3.49	-16.80	1.79	-20.02	12.18	62.34	1.17	94.09	2.57	24.20	0.35	68.18	5.76	38.15	0.42	74.99
24:00	3.36	-16.34	2.78	-51.79	11.55	74.44	0.76	79.80	3.00	37.59	0.71	-75.13	6.62	32.62	0.44	74.19

Table with 13 columns for harmonics (9th to 16th) and 24 rows of data. Each cell contains two values: Módulo(%) and Ángulo(Graus).

Table with 13 columns for harmonics (17th to 25th) and 24 rows of data. Each cell contains two values: Módulo(%) and Ángulo(Graus).

➤ Sábado

Table with 13 columns for harmonics (Fundamental to 8th) and 24 rows of data. Each cell contains two values: Módulo(A) and Ángulo(Graus).

Table with 13 columns for harmonics (9th to 16th) and 24 rows of data. Each cell contains two values: Módulo(%) and Ángulo(Graus).

Faixa de consumo de 100-220kWh (fase A)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PA_uti	QA_uti	PA_sab	QA_sab	PA_dom	QA_dom
1:00	1.35	0.35	1.41	0.39	1.19	0.31
2:00	1.30	0.35	1.34	0.36	1.14	0.30
3:00	1.26	0.35	1.32	0.35	1.13	0.29
4:00	1.25	0.34	1.29	0.34	1.09	0.29
5:00	1.23	0.32	1.27	0.32	1.07	0.27
6:00	1.21	0.31	1.26	0.36	1.04	0.28
7:00	1.14	0.33	1.21	0.35	0.97	0.28
8:00	1.06	0.35	1.11	0.34	0.93	0.27
9:00	1.01	0.37	1.10	0.34	0.91	0.28
10:00	1.01	0.36	1.13	0.38	0.91	0.30
11:00	1.02	0.37	1.10	0.38	0.94	0.30
12:00	1.08	0.38	1.12	0.39	0.93	0.31
13:00	1.16	0.40	1.23	0.39	1.01	0.32
14:00	1.15	0.39	1.21	0.38	1.01	0.33
15:00	1.15	0.38	1.23	0.38	1.05	0.33
16:00	1.11	0.37	1.20	0.40	1.04	0.31
17:00	1.09	0.38	1.19	0.38	1.00	0.31
18:00	1.13	0.40	1.25	0.37	1.07	0.31
19:00	1.27	0.38	1.31	0.37	1.16	0.30
20:00	1.37	0.37	1.32	0.36	1.17	0.29
21:00	1.41	0.38	1.33	0.38	1.19	0.30
22:00	1.40	0.38	1.33	0.37	1.21	0.30
23:00	1.41	0.38	1.36	0.37	1.21	0.29
24:00	1.37	0.37	1.36	0.35	1.20	0.29

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	6.64	-20.93	2.37	-21.21	8.90	115.65	0.66	76.19	5.16	-151.81	0.23	-67.80	2.19	153.91	0.36	85.66
2:00	6.42	-21.62	2.78	-39.75	8.19	116.35	0.52	70.49	4.96	-145.78	0.39	-75.90	1.66	160.77	0.37	84.79
3:00	6.25	-22.13	2.00	-14.56	6.70	115.22	0.44	63.70	4.88	-136.33	0.37	-76.00	1.08	162.68	0.35	83.90
4:00	6.16	-21.92	2.22	-32.52	6.45	114.26	0.47	66.90	4.87	-128.52	0.36	-75.82	1.07	159.63	0.32	84.12
5:00	6.02	-21.70	2.31	-42.24	6.12	115.82	0.46	63.42	4.88	-124.03	0.38	-77.77	0.87	168.57	0.31	84.03
6:00	5.95	-21.77	1.83	-30.29	6.94	116.24	0.52	67.55	4.40	-120.89	0.35	-83.25	0.50	143.65	0.31	85.40
7:00	5.69	-24.35	2.18	57.09	9.01	106.48	0.60	71.15	3.77	-131.00	0.18	-85.50	0.87	121.37	0.30	83.62
8:00	5.42	-26.25	1.13	21.40	11.57	101.77	0.58	76.60	3.99	178.52	0.10	79.83	1.58	134.50	0.32	85.48
9:00	5.25	-28.35	1.28	-29.61	13.88	102.26	0.47	77.94	5.01	146.96	0.31	83.31	2.65	130.10	0.37	88.11
10:00	5.27	-28.41	2.12	-47.91	15.51	108.48	0.51	82.46	6.30	142.13	0.54	89.85	3.71	133.61	0.46	88.94
11:00	5.32	-28.47	3.19	-53.70	15.78	107.11	0.54	88.21	6.57	143.01	0.81	90.08	3.74	122.39	0.45	87.81
12:00	5.59	-27.88	2.20	-37.60	15.74	108.57	0.75	89.77	6.37	154.90	0.74	88.06	3.72	121.78	0.37	86.31
13:00	5.94	-26.38	2.15	-19.85	15.75	110.17	0.79	86.25	6.32	155.26	0.71	86.74	3.53	126.86	0.38	86.00
14:00	5.87	-25.68	3.36	-49.39	16.36	110.92	0.58	84.08	6.53	152.87	0.86	89.90	3.88	124.66	0.38	86.95
15:00	5.86	-25.47	3.77	-50.12	16.59	112.36	0.55	78.61	6.82	145.77	0.85	91.63	4.13	125.65	0.40	86.86
16:00	5.68	-25.88	4.05	-53.20	15.82	110.50	0.64	76.49	6.30	148.90	0.65	91.66	3.63	122.33	0.36	83.99
17:00	5.59	-26.77	3.80	-53.21	15.46	106.63	0.66	79.07	5.78	153.91	0.51	90.99	3.53	111.54	0.39	84.73
18:00	5.78	-26.90	1.83	-22.51	14.77	103.18	0.59	77.39	5.11	174.88	0.31	91.62	3.52	119.23	0.37	86.51
19:00	6.34	-23.36	2.34	50.34	14.07	100.57	0.69	84.26	4.90	-166.20	0.37	80.01	2.90	135.83	0.36	87.96
20:00	6.74	-21.21	3.26	63.47	14.04	103.99	0.75	85.38	5.03	-155.26	0.44	80.75	2.52	134.48	0.35	89.21
21:00	6.96	-21.29	4.63	68.75	14.65	107.58	0.84	85.96	5.66	-157.71	0.47	80.29	3.05	141.99	0.37	89.52
22:00	6.95	-21.48	3.90	58.69	14.23	110.88	1.02	86.73	6.68	-163.69	0.36	80.58	3.96	144.05	0.42	88.71
23:00	6.97	-21.06	2.91	41.91	12.57	112.67	0.84	85.04	6.78	-164.54	0.16	69.34	3.80	140.42	0.40	88.55
24:00	6.80	-21.33	2.41	20.94	10.31	115.87	0.75	79.62	5.82	-159.22	0.07	-12.40	2.70	142.98	0.41	87.70

Faixa de consumo de 220-500kWh (fase A)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PA_uti	QA_uti	PA_sab	QA_sab	PA_dom	QA_dom
1:00	2.29	0.87	2.11	0.84	2.05	0.73
2:00	2.20	0.88	2.10	0.87	2.00	0.73
3:00	2.11	0.88	2.05	0.86	1.94	0.73
4:00	2.04	0.84	1.99	0.81	1.88	0.72
5:00	1.94	0.81	1.87	0.81	1.83	0.68
6:00	1.80	0.78	1.80	0.80	1.76	0.67
7:00	1.58	0.78	1.62	0.77	1.64	0.62
8:00	1.40	0.79	1.48	0.76	1.54	0.62
9:00	1.36	0.82	1.39	0.77	1.46	0.63
10:00	1.37	0.81	1.38	0.79	1.41	0.65
11:00	1.40	0.84	1.40	0.80	1.40	0.67
12:00	1.49	0.87	1.49	0.82	1.40	0.68
13:00	1.56	0.84	1.54	0.87	1.47	0.69
14:00	1.56	0.84	1.59	0.85	1.52	0.66
15:00	1.58	0.82	1.71	0.84	1.64	0.70
16:00	1.53	0.84	1.68	0.84	1.62	0.71
17:00	1.51	0.86	1.60	0.85	1.57	0.70
18:00	1.52	0.84	1.53	0.83	1.51	0.67
19:00	1.65	0.76	1.65	0.76	1.62	0.62
20:00	1.74	0.72	1.65	0.73	1.69	0.61
21:00	1.83	0.75	1.68	0.74	1.75	0.63
22:00	2.00	0.77	1.88	0.82	1.89	0.66
23:00	2.16	0.81	1.96	0.81	2.02	0.70
24:00	2.28	0.85	2.06	0.85	2.08	0.69

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	11.97	-16.96	4.95	99.94	10.45	103.93	1.23	92.67	6.86	-102.24	0.83	84.87	1.55	-128.13	0.52	92.49
2:00	11.51	-18.05	4.77	100.43	9.47	101.32	1.19	92.64	7.11	-94.43	0.73	84.23	1.86	-93.62	0.50	91.97
3:00	11.10	-19.03	4.75	100.44	9.00	100.07	1.15	92.37	7.48	-91.36	0.68	84.14	2.10	-86.76	0.48	91.97
4:00	10.69	-19.40	4.50	100.62	8.68	101.19	1.14	92.33	7.70	-88.67	0.71	84.19	2.01	-83.83	0.45	91.88
5:00	10.17	-19.80	4.19	100.07	8.66	101.70	1.10	91.85	7.77	-89.78	0.66	84.19	1.70	-87.92	0.44	91.61
6:00	9.46	-20.55	3.59	99.28	8.58	98.61	0.99	90.98	7.89	-93.81	0.59	82.92	1.47	-107.61	0.44	91.42
7:00	8.36	-22.78	2.74	97.75	10.01	105.09	0.87	89.19	7.27	-103.36	0.43	78.42	1.55	-169.81	0.39	91.20
8:00	7.56	-25.12	2.37	94.24	11.91	108.68	0.67	89.81	5.75	-149.03	0.37	77.50	3.27	162.72	0.39	89.97
9:00	7.41	-26.39	2.55	90.07	13.03	110.80	0.67	89.21	5.25	-174.05	0.53	80.46	4.85	152.57	0.40	87.84
10:00	7.44	-25.91	2.31	89.42	14.38	111.37	0.61	89.37	5.68	-173.69	0.53	82.25	5.46	147.17	0.38	86.76
11:00	7.64	-26.21	2.28	89.77	14.79	112.42	0.58	89.12	5.76	-175.61	0.55	83.10	5.25	145.31	0.39	86.04
12:00	8.07	-25.64	2.37	88.76	14.89	112.62	0.63	88.62	5.88	-176.51	0.54	83.29	4.52	150.09	0.34	85.33
13:00	8.31	-23.91	2.67	91.10	15.68	114.18	0.67	88.12	5.50	-169.38	0.58	83.37	4.35	150.11	0.35	86.90
14:00	8.36	-23.01	2.05	89.05	16.40	115.14	0.72	87.25	5.88	-175.24	0.63	84.94	4.76	155.65	0.39	87.77
15:00	8.42	-22.76	2.02	86.44	15.82	116.36	0.73	86.01	5.77	-166.12	0.63	84.13	5.34	152.41	0.45	87.44
16:00	8.22	-23.34	1.65	83.18	15.79	114.79	0.65	84.48	5.76	-171.07	0.62	85.61	5.35	152.53	0.44	88.08
17:00	8.10	-24.03	1.83	86.20	15.79	114.43	0.59	83.89	6.00	-177.08	0.55	83.47	5.21	144.21	0.43	89.03
18:00	8.10	-23.79	2.32	89.40	15.10	113.13	0.61	85.26	5.77	-159.84	0.50	83.62	4.64	130.17	0.40	89.82
19:00	8.62	-20.98	2.17	88.70	15.65	109.81	0.69	86.41	6.27	-136.10	0.45	79.50	2.86	120.90	0.35	89.60
20:00	9.05	-19.30	2.54	89.47	16.33	110.16	0.68	88.50	6.91	-131.65	0.44	78.51	2.32	136.53	0.35	90.18
21:00	9.49	-18.81	2.89	89.90	15.66	111.13	0.75	89.45	7.50	-125.76	0.45	79.82	2.09	145.12	0.40	89.90
22:00	10.41	-17.61	3.49	93.87	14.54	110.53	0.96	90.79	7.35	-124.29	0.58	82.47	2.27	166.28	0.45	91.00
23:00	11.27	-16.67	4.54	96.99	13.01	109.01	1.08	91.62	7.19	-122.85	0.70	83.81	2.28	-178.00	0.49	91.17
24:00	11.89	-16.43	4.91	98.32	11.58	106.98	1.15	92.23	6.74	-115.87	0.76	85.06	2.10	-154.70	0.52	91.59

Faixa de consumo de 220-500kWh (fase B)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PB_uti	QB_uti	PB_sab	QB_sab	PB_dom	QB_dom
1:00	1.54	0.67	0.94	0.30	1.35	0.74
2:00	1.52	0.82	0.98	0.22	1.30	0.78
3:00	1.51	0.79	1.06	0.68	1.30	0.94
4:00	1.53	0.89	1.01	0.43	1.33	0.71
5:00	1.51	0.80	0.98	0.41	1.35	0.96
6:00	1.48	0.73	0.97	0.53	1.29	0.75
7:00	1.39	0.88	0.87	0.22	1.24	0.72
8:00	1.37	0.97	0.88	0.08	1.19	0.50
9:00	1.47	1.14	0.86	0.19	1.12	0.51
10:00	1.42	1.11	0.84	0.04	1.17	0.61
11:00	1.40	1.08	0.81	-0.06	1.11	0.56
12:00	1.44	1.10	0.82	0.20	1.13	0.68
13:00	1.36	0.83	0.82	0.37	1.04	0.32
14:00	1.34	0.88	0.80	0.45	1.04	0.20
15:00	1.41	1.13	0.77	0.08	1.07	0.44
16:00	1.39	1.26	0.82	0.09	1.11	0.40
17:00	1.39	1.13	0.80	-0.13	1.08	0.25
18:00	1.39	1.16	0.81	0.33	1.13	0.56
19:00	1.45	0.72	0.89	0.05	1.18	0.67
20:00	1.47	0.79	0.86	-0.23	1.18	0.26
21:00	1.51	0.77	0.87	-0.02	1.19	0.32
22:00	1.53	0.94	0.93	0.13	1.31	0.68
23:00	1.57	0.60	0.95	0.23	1.39	0.53
24:00	1.55	0.70	0.93	0.03	1.41	0.50

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	8.36	-7.28	6.23	-1.69	10.32	138.21	0.73	-3.30	4.58	-92.06	0.29	72.86	3.04	30.04	0.41	90.16
2:00	8.22	-8.28	6.33	6.39	11.23	133.06	0.94	25.75	5.18	-97.61	0.15	59.30	1.66	9.23	0.43	91.74
3:00	8.15	-7.18	6.55	-4.29	10.77	135.05	0.73	-1.75	6.24	-92.53	0.12	36.21	2.03	-12.02	0.44	92.45
4:00	8.28	-7.97	6.70	-22.78	10.41	135.62	0.65	-6.18	6.59	-92.17	0.18	42.11	2.03	-27.08	0.45	93.04
5:00	8.13	-6.69	7.12	-25.79	10.73	131.03	0.84	41.93	6.63	-91.77	0.24	52.10	1.38	-21.18	0.50	92.53
6:00	7.95	-7.31	7.46	-34.56	10.48	126.11	0.97	-40.17	6.91	-88.28	0.19	43.36	2.06	-19.92	0.48	92.41
7:00	7.49	-9.60	7.33	-44.16	9.26	107.38	0.87	11.10	6.14	-85.41	0.12	-9.66	2.38	25.61	0.59	87.49
8:00	7.30	-13.21	3.88	-25.60	8.40	107.08	1.34	47.76	3.75	-80.81	0.23	65.91	0.68	28.80	0.48	84.24
9:00	7.83	-16.86	3.11	34.95	6.13	97.82	1.23	53.51	2.45	-43.96	0.20	68.49	2.59	-110.47	0.35	80.69
10:00	7.62	-16.71	5.04	65.45	7.31	94.41	0.86	-22.23	2.34	-22.19	0.21	69.47	3.32	-97.51	0.46	81.70
11:00	7.53	-18.13	6.03	73.74	8.45	97.37	1.36	-50.33	1.67	3.07	0.61	82.51	3.11	-137.02	0.51	82.04
12:00	7.62	-16.57	2.38	48.62	9.72	89.90	1.07	-26.86	1.77	39.44	0.82	83.70	2.28	-175.02	0.49	82.05
13:00	7.27	-12.45	2.37	-47.91	11.33	90.56	1.03	25.43	2.49	16.48	1.03	85.82	1.79	132.57	0.53	81.91
14:00	7.20	-12.65	2.73	-43.11	11.79	92.87	1.57	43.30	4.03	23.33	0.89	83.41	2.22	110.51	0.58	82.31
15:00	7.52	-18.17	2.49	-1.08	11.84	95.22	1.70	53.00	2.80	8.13	0.60	80.43	1.53	-117.44	0.53	82.91
16:00	7.41	-18.54	3.17	33.85	10.63	93.48	1.00	-10.62	2.67	2.45	0.53	78.89	0.96	-153.01	0.52	85.09
17:00	7.41	-16.40	4.45	49.37	8.94	89.75	0.89	25.50	3.74	-13.40	0.63	81.37	0.42	-119.46	0.42	84.48
18:00	7.31	-14.48	5.73	52.20	10.90	86.90	1.10	44.09	5.12	-33.05	0.41	78.92	0.45	54.89	0.37	86.09
19:00	7.70	-7.89	7.01	56.69	12.01	91.37	1.14	55.13	4.03	-51.11	0.36	73.84	3.77	76.15	0.23	88.59
20:00	7.87	-8.41	5.74	42.56	11.61	81.68	1.28	58.81	4.07	-48.65	0.43	72.03	2.47	75.73	0.27	93.70
21:00	8.13	-8.43	4.42	18.27	10.15	90.97	1.57	61.49	4.56	-51.94	0.61	79.89	2.14	58.42	0.26	91.86
22:00	8.28	-8.47	5.41	-14.90	9.64	93.93	1.70	63.07	3.73	-64.28	0.56	78.06	1.36	49.19	0.33	90.63
23:00	8.51	-6.21	6.28	-18.93	8.64	115.33	0.80	28.04	3.48	-74.69	0.54	77.50	1.99	55.36	0.33	89.55
24:00	8.36	-7.39	7.02	20.05	8.64	130.73	0.72	-1.62	3.69	-98.65	0.38	73.03	3.72	69.17	0.45	90.17

Faixa de consumo de 220-500kWh (fase C)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PC_uti	QC_uti	PC_sab	QC_sab	PC_dom	QC_dom
1:00	1.52	0.44	1.20	0.19	1.37	0.07
2:00	1.51	0.81	1.11	0.17	1.30	0.09
3:00	1.49	0.84	1.05	0.26	1.33	0.06
4:00	1.47	0.82	1.05	0.27	1.34	0.01
5:00	1.47	0.99	1.07	0.28	1.32	0.06
6:00	1.34	1.10	0.99	0.33	1.22	0.15
7:00	1.16	1.09	0.85	0.29	1.09	0.17
8:00	1.16	1.06	0.83	0.29	1.05	0.19
9:00	1.27	1.12	0.87	0.29	1.09	0.07
10:00	1.33	0.85	0.87	0.26	1.07	0.12
11:00	1.40	0.93	0.90	0.18	1.06	0.12
12:00	1.39	1.19	0.86	0.19	1.09	0.10
13:00	1.32	0.67	0.80	0.15	1.05	0.15
14:00	1.32	0.80	0.85	0.20	1.05	0.16
15:00	1.42	0.86	0.88	0.19	1.15	0.06
16:00	1.35	0.88	0.86	0.13	1.12	0.07
17:00	1.27	0.92	0.88	0.15	1.06	0.14
18:00	1.25	0.83	0.86	0.17	1.01	0.13
19:00	1.25	0.77	0.94	0.16	1.17	0.13
20:00	1.32	0.52	1.02	0.06	1.22	0.07
21:00	1.50	0.57	1.10	0.07	1.33	0.03
22:00	1.58	0.68	1.09	0.22	1.46	-0.03
23:00	1.57	0.74	1.13	0.20	1.44	-0.04
24:00	1.56	1.08	1.13	0.30	1.35	-0.06

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	10.19	-2.45	1.87	76.34	3.04	121.18	0.59	77.32	3.94	-0.90	0.70	77.54	1.93	-10.50	0.27	78.01
2:00	10.11	-3.46	1.11	65.98	2.71	123.25	0.66	77.33	3.41	-4.72	0.43	72.91	1.79	-9.58	0.28	81.80
3:00	9.96	-3.59	1.07	70.01	2.17	123.78	0.56	73.56	3.32	-8.13	0.15	60.29	1.96	-14.40	0.35	82.83
4:00	9.83	-3.59	0.92	71.19	2.00	122.69	0.38	69.94	3.75	-5.52	0.22	62.55	1.95	-18.35	0.33	84.77
5:00	9.82	-4.01	0.85	77.03	1.93	125.69	0.39	70.04	4.01	-7.75	0.28	63.62	1.86	-10.60	0.37	84.10
6:00	8.90	-4.26	0.91	-29.54	1.60	134.96	0.36	77.64	4.02	-4.94	0.18	-8.51	2.14	-1.02	0.34	80.93
7:00	7.65	-4.69	1.90	-38.21	3.19	142.05	0.17	76.53	4.12	8.84	0.39	-50.72	2.33	15.13	0.11	69.51
8:00	7.52	-6.84	2.04	46.07	3.78	117.64	0.26	85.73	3.89	44.79	0.45	-34.47	2.35	26.95	0.10	55.95
9:00	8.00	-9.76	1.85	58.02	3.81	105.32	0.32	94.45	4.05	52.60	0.32	-24.91	1.95	20.50	0.06	21.83
10:00	8.54	-8.52	0.71	62.58	3.79	101.20	0.50	98.81	4.10	44.26	0.46	5.48	2.10	13.26	0.07	76.21
11:00	8.96	-8.71	1.56	102.22	3.88	99.97	0.67	96.88	4.38	38.48	0.57	47.08	2.10	10.66	0.13	87.55
12:00	8.87	-9.06	4.53	96.79	4.99	93.34	0.91	96.85	5.12	40.48	0.45	7.06	2.42	9.66	0.19	83.15
13:00	8.63	-2.70	4.43	92.28	5.29	89.80	0.84	95.41	5.87	43.95	0.89	59.82	2.77	22.02	0.36	84.57
14:00	8.72	-2.87	4.53	91.97	5.86	94.80	0.66	92.50	5.87	54.68	0.60	58.40	2.48	27.22	0.37	83.51
15:00	9.15	-8.02	5.52	90.84	5.10	89.29	0.56	83.77	4.69	44.75	0.59	61.16	2.56	11.38	0.32	84.34
16:00	8.64	-9.07	6.21	87.54	4.08	94.84	0.45	76.04	5.29	44.69	0.60	51.85	2.40	15.67	0.36	85.04
17:00	8.14	-10.56	5.10	81.16	3.63	95.86	0.27	76.22	5.30	44.93	0.48	43.48	2.65	19.07	0.15	79.16
18:00	7.96	-9.03	3.53	83.46	4.57	86.90	0.44	87.90	5.93	39.75	0.38	2.73	2.41	24.91	0.12	62.10
19:00	8.11	-4.54	0.17	1.44	5.03	77.59	0.42	77.87	5.84	33.39	0.48	10.72	2.09	15.73	0.30	70.91
20:00	8.62	-3.29	1.82	76.89	5.84	88.44	0.41	76.61	5.30	25.45	0.48	-42.68	1.74	2.26	0.32	66.46
21:00	9.89	-3.05	2.91	95.79	5.68	85.52	0.64	82.25	5.66	12.51	0.28	-39.29	1.67	-2.37	0.33	74.85
22:00	10.54	-3.13	4.16	95.00	4.83	79.48	0.68	81.10	6.01	4.15	0.67	73.67	1.75	-7.55	0.36	78.18
23:00	10.44	-2.77	4.87	88.87	4.17	95.95	0.87	81.82	5.11	1.94	0.68	76.79	1.62	-11.18	0.34	73.21
24:00	10.43	-3.92	2.27	80.23	3.65	108.69	0.56	77.18	4.30	-1.90	0.70	84.08	1.54	-7.26	0.34	79.35

Faixa de consumo de 500-1000kWh (fase A)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PA_uti	QA_uti	PA_sab	QA_sab	PA_dom	QA_dom
1:00	3.42	1.37	3.20	1.24	3.19	1.15
2:00	3.38	1.38	3.07	1.17	3.20	1.21
3:00	3.29	1.37	2.91	1.23	3.11	1.15
4:00	3.18	1.34	2.85	1.19	3.03	1.13
5:00	3.07	1.29	2.71	1.21	3.02	1.17
6:00	2.84	1.25	2.54	1.12	2.89	1.22
7:00	2.36	1.22	2.30	1.14	2.63	1.16
8:00	1.97	1.19	2.04	1.06	2.30	1.12
9:00	1.83	1.17	1.97	1.28	2.02	1.08
10:00	1.88	1.23	1.79	1.27	1.90	1.05
11:00	1.96	1.33	1.83	1.32	1.85	1.08
12:00	2.01	1.35	1.82	1.26	1.88	1.01
13:00	2.03	1.39	2.01	1.28	1.86	0.99
14:00	2.23	1.45	2.14	1.49	2.01	1.13
15:00	2.32	1.34	2.27	1.41	2.07	0.99
16:00	2.29	1.27	2.07	1.36	1.98	0.92
17:00	2.14	1.23	2.02	1.30	2.03	1.09
18:00	1.99	1.23	1.99	1.28	2.06	1.15
19:00	2.08	1.30	1.95	1.17	2.11	1.09
20:00	2.25	1.35	2.16	1.17	2.24	1.04
21:00	2.52	1.36	2.36	1.24	2.43	1.14
22:00	2.97	1.43	2.44	1.12	2.80	1.12
23:00	3.28	1.37	2.68	1.32	2.96	1.18
24:00	3.42	1.38	2.90	1.22	3.22	1.18

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	16.83	-13.59	4.41	106.43	19.23	107.19	1.23	94.73	10.05	-85.48	0.91	90.08	6.21	-86.40	0.78	98.42
2:00	16.62	-13.79	4.39	107.58	18.38	110.07	1.23	95.95	10.65	-82.70	0.87	90.48	6.54	-80.84	0.79	98.94
3:00	16.15	-14.59	4.32	107.93	18.04	109.22	1.20	96.20	11.08	-79.15	0.85	90.55	6.87	-74.68	0.75	99.54
4:00	15.61	-14.71	4.40	107.78	17.49	108.20	1.23	95.91	11.20	-74.63	0.88	90.65	6.87	-71.11	0.74	99.36
5:00	15.03	-15.01	4.26	108.05	17.03	107.47	1.25	95.82	11.61	-74.70	0.86	91.15	6.97	-70.69	0.74	99.28
6:00	13.90	-15.96	4.23	108.88	18.19	105.16	1.27	96.01	12.02	-75.62	0.88	91.35	6.74	-69.93	0.75	99.19
7:00	11.50	-18.79	3.58	109.40	19.53	103.91	0.98	96.34	11.39	-85.11	0.71	89.63	3.75	-77.75	0.70	98.28
8:00	9.74	-21.42	2.81	107.90	23.23	108.94	0.84	95.48	8.25	-128.43	0.63	88.64	2.50	-155.71	0.58	96.25
9:00	8.94	-22.15	1.82	98.21	27.35	118.15	0.63	94.10	9.67	-179.23	0.47	88.27	7.30	170.95	0.50	94.29
10:00	9.20	-22.72	1.70	93.84	26.56	116.34	0.51	93.91	9.71	163.45	0.45	90.40	7.15	174.04	0.51	92.00
11:00	9.64	-22.84	1.68	94.06	26.47	116.37	0.58	90.95	7.86	162.67	0.49	88.37	6.82	-178.21	0.49	92.54
12:00	9.95	-22.46	1.81	93.62	27.65	116.14	0.75	91.82	6.98	179.42	0.52	89.42	6.75	-174.08	0.54	93.08
13:00	10.01	-22.78	1.60	101.13	28.93	114.93	0.75	92.39	7.95	-175.94	0.40	87.62	7.91	172.65	0.53	96.79
14:00	10.98	-21.61	2.00	100.68	27.59	113.52	0.82	91.71	6.25	-171.36	0.45	90.33	6.19	179.33	0.51	96.48
15:00	11.28	-19.77	2.03	99.76	25.45	116.88	0.75	92.69	5.99	175.66	0.51	90.37	6.20	-163.70	0.53	95.71
16:00	11.10	-19.45	1.96	98.16	26.33	116.86	0.76	93.15	6.57	176.55	0.54	89.87	5.56	-159.91	0.60	95.05
17:00	10.40	-20.09	1.78	95.82	26.06	119.86	0.65	92.86	6.43	-177.64	0.45	88.56	5.05	-170.75	0.58	94.12
18:00	9.64	-20.38	1.45	90.29	26.53	120.66	0.55	90.25	7.58	-164.31	0.34	89.50	4.30	-174.66	0.47	91.86
19:00	10.13	-21.09	1.40	92.00	30.06	108.27	0.59	89.45	9.24	-141.46	0.27	85.95	3.99	-168.49	0.44	92.37
20:00	11.04	-20.30	1.84	97.84	30.14	107.79	0.58	89.67	9.12	-125.42	0.33	85.83	3.89	-146.77	0.52	93.51
21:00	12.31	-17.45	2.67	101.51	27.94	107.55	0.79	88.82	8.46	-105.51	0.45	90.44	4.64	-127.73	0.57	94.73
22:00	14.52	-15.54	3.36	105.04	24.99	108.44	0.94	93.30	8.64	-97.98	0.54	90.63	5.65	-118.55	0.64	97.30
23:00	16.15	-13.29	3.91	105.55	22.85	109.29	1.02	94.27	9.96	-92.94	0.69	89.56	5.71	-107.33	0.69	98.72
24:00	16.74	-12.99	4.40	105.81	21.75	106.56	1.20	93.51	9.73	-87.98	0.83	90.06	6.33	-93.33	0.76	98.21

Table with 16 columns for Harmonics (9th to 16th) and 24 rows of data (1:00 to 24:00). Each column contains Modulo(%) and Angulo(Graus) values.

Table with 16 columns for Harmonics (17th to 25th) and 24 rows of data (1:00 to 24:00). Each column contains Modulo(%) and Angulo(Graus) values.

Sábado

Table with 8 columns for Harmonics (Fundamental to 8th) and 24 rows of data (1:00 to 24:00). Each column contains Modulo(A) and Angulo(Graus) values.

Table with 16 columns for Harmonics (9th to 16th) and 24 rows of data (1:00 to 24:00). Each column contains Modulo(%) and Angulo(Graus) values.

Faixa de consumo de 500-1000kWh (fase B)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PB_uti	QB_uti	PB_sab	QB_sab	PB_dom	QB_dom
1:00	2.62	0.68	2.35	0.72	1.74	0.40
2:00	2.53	0.52	2.23	0.67	1.61	0.27
3:00	2.45	0.65	2.18	0.64	1.61	0.42
4:00	2.44	0.63	2.25	0.66	1.67	0.64
5:00	2.49	0.75	2.26	0.78	1.59	0.54
6:00	2.39	0.58	2.19	0.57	1.54	0.47
7:00	2.40	0.54	2.08	0.47	1.47	0.44
8:00	2.41	0.52	2.22	0.64	1.58	0.43
9:00	2.99	0.66	2.33	0.76	1.54	0.45
10:00	3.39	1.00	2.49	0.81	1.51	0.39
11:00	3.19	0.88	2.42	0.71	1.33	0.33
12:00	3.24	0.96	2.21	0.63	1.28	0.36
13:00	3.03	0.72	2.26	0.66	1.39	0.24
14:00	3.13	0.79	2.09	0.54	1.56	0.37
15:00	3.22	0.87	2.36	0.70	1.48	0.32
16:00	3.39	0.89	2.12	0.54	1.49	0.15
17:00	3.19	0.67	2.17	0.47	1.53	0.09
18:00	2.90	0.56	1.95	0.25	1.66	0.25
19:00	2.85	0.44	2.22	0.23	1.70	0.33
20:00	2.91	0.55	2.22	0.24	1.73	0.27
21:00	2.85	0.48	2.31	0.15	1.68	0.16
22:00	2.79	0.39	2.20	0.21	1.64	0.14
23:00	2.97	0.67	2.35	0.50	1.87	0.55
24:00	2.79	0.78	2.55	0.70	1.80	0.56

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	14.30	-10.28	4.50	82.00	6.83	158.47	1.01	91.76	5.51	-160.48	0.45	73.74	2.53	134.60	0.48	91.14
2:00	13.73	-8.68	4.36	82.68	6.61	166.75	1.15	84.34	5.60	-153.23	0.41	69.76	2.83	134.75	0.54	92.01
3:00	13.30	-9.53	4.32	83.63	5.70	167.67	1.27	90.52	5.82	-146.68	0.37	66.73	2.90	138.12	0.54	92.19
4:00	13.20	-9.78	4.28	84.38	4.69	163.58	0.98	89.60	5.88	-139.74	0.32	64.40	2.77	141.47	0.51	92.05
5:00	13.53	-11.48	3.90	84.98	3.88	164.07	1.01	86.71	6.11	-137.59	0.26	62.20	2.63	143.35	0.49	92.10
6:00	12.89	-9.74	4.18	83.14	4.93	169.97	1.10	83.83	5.37	-143.68	0.31	71.53	2.78	140.21	0.48	91.87
7:00	12.87	-10.61	3.21	85.36	6.95	158.89	0.98	82.32	5.43	-149.16	0.33	75.89	2.23	143.18	0.44	91.59
8:00	12.75	-10.91	2.82	85.33	8.61	146.77	1.32	87.07	4.76	-175.67	0.44	81.29	1.91	148.30	0.36	87.62
9:00	15.84	-11.52	3.27	94.05	8.20	135.82	1.38	88.60	3.57	-170.51	0.61	86.42	1.39	166.98	0.34	91.92
10:00	18.24	-13.36	3.51	99.36	7.18	123.62	1.14	89.84	2.57	-176.35	0.60	87.64	0.87	-171.94	0.37	94.21
11:00	17.21	-13.98	4.16	98.35	7.75	124.15	1.17	85.97	2.88	-169.88	0.64	87.72	1.00	165.01	0.38	94.70
12:00	17.55	-15.02	3.80	98.90	7.10	128.21	0.86	92.55	3.32	-159.65	0.59	88.91	1.08	165.38	0.37	93.94
13:00	16.05	-13.13	4.23	96.58	8.78	139.98	0.93	90.57	3.99	-174.27	0.60	87.01	1.44	146.21	0.36	92.23
14:00	16.67	-13.38	4.98	93.49	9.34	134.73	1.06	90.27	4.20	-175.02	0.55	86.35	1.49	158.31	0.37	93.87
15:00	17.33	-12.42	5.28	94.60	8.51	132.22	1.46	91.31	3.54	-173.32	0.65	89.89	1.31	161.13	0.44	93.25
16:00	18.34	-12.15	5.27	93.17	8.41	125.88	1.21	90.45	3.20	-179.74	0.54	85.95	1.02	164.97	0.40	93.76
17:00	17.19	-11.54	4.65	91.42	8.87	131.29	0.95	95.24	3.53	-167.60	0.42	80.00	1.38	141.08	0.40	93.03
18:00	15.46	-8.80	3.35	88.93	8.41	129.01	1.25	93.05	3.97	-164.76	0.44	79.30	1.52	134.92	0.38	92.73
19:00	15.29	-7.63	2.74	83.97	10.54	116.96	1.07	86.55	3.75	-174.89	0.35	83.96	1.59	148.32	0.33	93.34
20:00	15.47	-8.96	2.70	84.17	10.95	116.87	1.17	86.69	3.72	-161.82	0.40	82.25	1.26	148.63	0.31	91.20
21:00	15.35	-7.74	3.33	84.09	11.20	125.43	1.38	88.08	4.01	-174.70	0.50	82.81	1.42	150.96	0.32	91.12
22:00	15.20	-7.22	3.73	83.24	10.67	133.11	1.36	89.11	4.73	-179.58	0.50	80.71	1.97	152.18	0.36	88.18
23:00	16.26	-10.21	3.77	82.41	9.20	137.53	1.41	89.04	4.42	-176.57	0.50	80.01	1.90	151.00	0.38	88.04
24:00	15.34	-10.50	4.05	81.56	8.02	150.56	1.36	87.87	4.59	-176.19	0.53	79.60	2.27	138.63	0.48	89.24

Faixa de consumo de 500-1000kWh (fase C)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PC_uti	QC_uti	PC_sab	QC_sab	PC_dom	QC_dom
1:00	3.21	1.36	2.20	0.64	1.65	0.58
2:00	3.11	1.33	2.15	0.64	1.58	0.52
3:00	3.02	1.19	2.14	0.60	1.67	0.62
4:00	2.98	1.01	2.26	0.50	1.74	0.71
5:00	2.87	0.97	2.24	0.37	1.74	0.65
6:00	2.81	0.78	2.05	0.35	1.65	0.58
7:00	2.25	0.85	1.78	0.20	1.60	0.57
8:00	2.00	0.79	1.89	0.18	1.58	0.43
9:00	2.30	0.92	2.02	0.13	1.47	0.10
10:00	2.41	1.07	1.94	-0.05	1.36	0.27
11:00	2.49	1.22	2.10	0.39	1.33	0.33
12:00	2.57	1.32	1.90	0.20	1.20	0.26
13:00	2.32	1.19	1.62	0.37	1.26	0.45
14:00	2.48	1.09	2.16	0.71	1.39	0.48
15:00	3.02	1.28	2.22	0.62	1.64	0.61
16:00	2.99	1.23	2.17	0.59	1.65	0.65
17:00	2.75	1.47	2.03	0.57	1.47	0.54
18:00	2.43	1.46	1.92	0.63	1.71	1.03
19:00	2.12	1.21	2.05	0.66	1.75	1.03
20:00	2.24	1.18	2.06	0.72	1.66	0.83
21:00	2.53	1.27	1.90	0.68	1.74	0.73
22:00	2.55	1.25	1.97	0.46	1.85	0.73
23:00	2.83	1.26	1.99	0.43	1.95	0.99
24:00	3.19	1.38	2.05	0.47	1.99	1.01

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	15.20	-10.96	6.98	98.23	5.99	123.08	1.50	94.90	5.48	-52.49	0.64	88.73	4.57	-79.06	0.56	92.01
2:00	14.70	-12.15	6.92	98.27	4.98	137.32	1.48	94.45	4.91	-62.39	0.62	91.36	4.15	-76.56	0.56	91.91
3:00	14.22	-11.76	7.05	97.25	4.57	145.73	1.46	94.16	5.71	-74.21	0.66	91.68	3.91	-72.74	0.56	92.11
4:00	13.95	-11.96	7.18	95.06	5.58	157.35	1.35	94.49	7.38	-87.65	0.62	94.36	3.53	-84.24	0.55	92.56
5:00	13.41	-11.26	7.10	95.81	5.93	151.02	1.30	94.80	8.43	-82.63	0.68	94.02	3.52	-85.48	0.55	92.19
6:00	13.01	-11.26	6.56	99.45	4.22	144.34	1.26	93.97	9.23	-73.98	0.89	92.07	3.47	-80.15	0.52	92.57
7:00	10.17	-16.16	4.50	99.15	7.94	147.67	0.94	96.11	8.09	-93.73	0.62	91.78	1.37	-113.33	0.48	89.68
8:00	9.07	-17.41	4.48	92.77	12.24	130.22	0.65	97.13	0.89	-107.32	0.52	87.41	1.79	-165.30	0.47	88.67
9:00	10.46	-15.63	4.85	94.19	11.36	124.49	0.73	96.99	3.66	18.42	0.65	83.97	0.85	-173.97	0.42	94.00
10:00	10.94	-16.99	5.20	93.38	11.14	126.52	0.71	95.39	3.75	2.38	0.51	79.19	0.76	-172.77	0.46	93.86
11:00	11.39	-17.17	4.31	95.57	13.08	125.74	0.98	95.50	3.77	-20.34	0.67	84.93	1.08	-136.20	0.43	93.46
12:00	11.78	-17.98	4.07	98.77	14.70	119.18	1.06	96.65	3.96	-36.74	0.55	87.81	0.54	172.24	0.51	92.82
13:00	10.59	-18.46	5.00	98.35	14.64	122.23	1.15	95.39	0.67	11.23	0.36	81.56	0.99	26.80	0.50	91.07
14:00	11.42	-12.92	4.79	99.16	13.56	121.98	1.15	96.59	1.93	32.77	0.59	88.89	1.51	-67.90	0.53	91.88
15:00	14.00	-13.89	4.74	95.50	13.98	115.60	0.99	95.50	2.24	-7.73	0.65	87.21	2.55	-121.37	0.57	93.53
16:00	13.81	-15.16	5.09	93.75	13.20	114.83	0.96	96.89	3.74	-9.80	0.62	83.34	2.07	-121.26	0.52	93.58
17:00	12.77	-15.04	4.65	97.09	14.43	108.89	0.92	96.99	4.72	11.63	0.44	83.84	1.15	154.89	0.50	94.65
18:00	11.26	-15.62	3.36	96.03	14.09	107.29	0.99	98.43	6.25	39.89	0.28	80.11	1.40	114.66	0.46	95.79
19:00	9.74	-16.61	3.19	91.65	17.19	101.50	1.00	96.51	3.66	93.06	0.09	-6.57	0.94	-115.43	0.40	91.48
20:00	10.27	-15.93	3.10	94.97	17.85	102.18	1.04	96.34	1.15	4.16	0.12	50.27	3.70	-70.75	0.42	89.49
21:00	11.72	-14.85	3.46	98.88	14.46	102.02	1.12	96.57	2.57	-54.69	0.11	61.32	4.63	-59.35	0.39	91.93
22:00	11.92	-13.84	4.01	99.90	14.39	108.01	1.21	96.27	3.37	-58.99	0.19	68.51	4.64	-59.27	0.41	91.36
23:00	13.30	-11.71	5.08	99.49	11.64	118.01	1.28	97.72	5.95	-62.30	0.52	84.57	4.75	-64.44	0.50	91.48
24:00	15.13	-10.89	6.54	98.55	8.95	112.57	1.42	95.53	6.22	-50.57	0.60	86.13	4.54	-73.73	0.57	91.80

Faixa de consumo de >1000 (fase A)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PA_uti	QA_uti	PA_sab	QA_sab	PA_dom	QA_dom
1:00	5.73	1.65	4.35	1.49	3.21	0.79
2:00	5.50	1.51	4.12	1.49	3.14	0.74
3:00	5.39	1.48	3.99	1.32	3.13	0.60
4:00	5.34	1.55	3.95	1.54	3.18	1.15
5:00	5.28	1.42	3.91	1.65	3.09	1.06
6:00	5.25	1.33	3.78	1.75	3.04	1.06
7:00	5.29	1.33	3.56	1.33	2.74	0.70
8:00	5.62	1.67	3.91	1.53	2.75	0.99
9:00	7.06	1.76	4.20	1.14	2.75	0.69
10:00	6.96	1.44	4.41	1.61	2.45	0.49
11:00	7.05	1.58	4.28	1.16	2.63	0.65
12:00	7.25	1.23	3.91	0.86	2.78	0.79
13:00	7.09	1.47	3.97	0.53	2.63	0.73
14:00	7.06	1.66	3.85	0.87	2.74	1.08
15:00	7.11	1.80	3.23	1.10	2.71	1.10
16:00	7.06	1.68	3.12	1.21	3.14	1.32
17:00	6.84	1.73	3.14	1.47	3.15	0.72
18:00	6.43	1.48	3.52	1.12	3.23	0.77
19:00	6.08	0.87	4.10	0.36	3.36	0.37
20:00	6.08	0.79	4.32	0.65	3.18	-0.09
21:00	6.32	0.92	4.21	0.56	3.41	0.31
22:00	6.26	0.92	4.24	0.29	3.40	0.62
23:00	6.37	1.10	4.16	0.41	3.47	1.03
24:00	6.07	1.48	4.00	0.97	3.49	0.93

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	26.83	-10.23	3.90	101.61	10.32	128.73	1.12	95.88	11.80	-125.64	0.56	90.98	4.72	168.57	0.41	95.82
2:00	25.78	-10.60	4.09	100.71	9.88	130.62	1.19	96.88	12.08	-124.26	0.55	91.21	5.45	168.74	0.43	96.09
3:00	25.18	-10.58	4.12	101.19	9.26	133.76	1.20	97.82	12.83	-118.86	0.51	91.08	5.79	171.23	0.42	96.49
4:00	24.93	-11.26	4.10	101.97	8.80	133.27	1.23	98.12	13.46	-113.36	0.49	91.28	5.87	171.94	0.43	97.08
5:00	24.57	-11.06	3.92	102.32	8.55	133.11	1.17	97.65	13.41	-110.53	0.45	92.15	5.68	171.75	0.42	96.32
6:00	24.46	-11.67	3.64	102.67	8.78	134.49	1.13	96.20	13.98	-111.79	0.45	92.28	5.12	179.36	0.40	97.11
7:00	24.48	-11.21	3.59	101.17	10.37	133.70	1.00	97.16	12.13	-118.48	0.41	90.30	4.35	-173.29	0.34	98.25
8:00	26.47	-12.51	3.25	103.04	12.30	116.29	0.79	95.31	9.15	-151.42	0.44	86.56	4.53	176.49	0.32	99.29
9:00	33.14	-10.43	2.90	102.15	15.08	111.76	0.64	93.96	4.79	175.72	0.42	86.40	3.72	160.31	0.32	99.97
10:00	32.66	-7.80	2.85	98.55	16.44	114.09	0.65	91.73	6.07	162.87	0.38	84.45	4.84	153.36	0.29	97.54
11:00	33.14	-8.07	2.83	97.85	16.12	113.54	0.70	92.80	6.39	162.20	0.40	85.60	4.33	155.33	0.28	97.67
12:00	34.06	-6.94	2.73	95.73	15.75	114.75	0.75	94.44	6.24	156.38	0.35	83.22	4.19	154.32	0.27	96.51
13:00	33.16	-7.50	2.75	100.36	15.35	112.93	0.70	94.91	6.15	-177.24	0.34	86.42	3.43	162.93	0.28	101.11
14:00	33.41	-7.46	2.52	97.66	15.30	116.34	0.68	92.70	5.89	168.61	0.37	86.36	3.95	158.57	0.29	97.98
15:00	33.76	-8.05	2.73	96.09	14.47	119.76	0.56	92.09	6.30	164.02	0.38	82.43	4.41	154.94	0.32	94.34
16:00	33.42	-8.05	2.74	98.14	14.33	117.56	0.59	92.23	5.40	160.28	0.39	82.25	4.65	152.93	0.30	95.65
17:00	32.28	-9.29	2.78	96.43	14.47	116.36	0.57	91.41	5.41	164.14	0.34	81.42	5.11	148.18	0.29	96.53
18:00	30.03	-8.85	3.11	94.89	15.76	113.89	0.55	93.69	8.37	175.94	0.32	83.79	4.96	139.01	0.27	96.33
19:00	28.08	-5.48	3.00	96.37	18.27	111.59	0.40	94.79	9.29	-152.28	0.28	85.09	3.31	156.96	0.24	95.33
20:00	28.07	-4.81	3.26	96.79	17.86	113.34	0.56	97.67	7.88	-109.78	0.32	90.11	2.39	154.26	0.22	98.35
21:00	29.23	-5.73	3.28	98.98	16.12	112.65	0.66	95.60	10.31	-102.28	0.37	93.67	1.45	-174.49	0.25	97.24
22:00	29.03	-5.80	3.58	99.90	15.06	118.61	0.82	95.84	11.11	-114.00	0.40	90.30	2.18	-178.91	0.29	99.14
23:00	29.56	-7.67	3.64	100.83	13.56	121.38	0.86	95.24	11.29	-119.43	0.42	89.78	4.05	168.24	0.33	97.25
24:00	28.27	-9.17	3.78	102.71	11.67	123.60	1.06	95.34	10.64	-124.33	0.51	90.16	4.63	163.36	0.38	97.13

Faixa de consumo de >1000 (fase B)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PB_uti	QB_uti	PB_sab	QB_sab	PB_dom	QB_dom
1:00	2.83	0.72	2.40	0.83	2.45	0.57
2:00	2.88	0.75	2.67	0.92	2.23	0.43
3:00	2.81	0.71	2.47	0.92	2.19	0.36
4:00	2.77	0.75	2.32	0.77	2.22	0.46
5:00	2.68	0.68	2.31	0.69	2.30	0.62
6:00	2.61	0.72	2.32	0.76	2.21	0.53
7:00	2.61	0.76	2.33	0.83	2.18	0.74
8:00	3.98	1.00	2.50	0.73	1.96	0.59
9:00	4.57	1.15	2.48	0.73	2.28	0.99
10:00	4.48	1.22	3.08	1.02	2.04	0.68
11:00	4.56	1.21	3.00	1.04	2.11	0.45
12:00	4.60	1.10	2.98	0.74	1.74	0.29
13:00	4.37	1.03	2.86	0.86	2.20	0.53
14:00	4.30	0.88	2.51	0.71	2.29	0.44
15:00	4.84	0.89	3.01	0.80	2.50	0.38
16:00	5.05	1.07	3.11	0.80	2.71	0.61
17:00	4.68	1.09	2.76	0.87	2.53	0.67
18:00	4.19	1.10	2.89	1.09	2.82	0.84
19:00	3.70	0.87	3.26	1.04	3.03	0.83
20:00	3.63	0.76	3.46	1.11	3.02	0.77
21:00	3.57	0.73	3.27	1.17	2.97	0.77
22:00	3.37	0.81	3.28	1.00	2.98	0.96
23:00	3.20	0.85	2.94	0.86	2.75	0.80
24:00	2.97	0.71	2.56	0.90	2.64	0.75

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	13.13	-21.49	2.35	100.30	11.46	129.22	1.10	94.77	17.55	-123.94	0.27	97.17	5.18	-120.85	0.53	94.75
2:00	13.39	-21.51	2.77	103.08	11.16	127.52	1.04	95.47	14.48	-115.48	0.28	95.94	6.67	-120.27	0.50	94.99
3:00	12.91	-20.51	2.68	104.03	11.70	128.78	1.11	94.73	16.46	-103.07	0.27	96.60	8.00	-121.27	0.52	96.20
4:00	12.81	-21.18	2.85	105.69	11.31	129.87	1.17	94.89	16.87	-93.20	0.33	94.01	8.56	-119.99	0.47	97.46
5:00	12.26	-20.05	2.25	107.97	11.59	132.16	1.12	94.12	16.77	-87.33	0.30	94.41	8.71	-115.63	0.48	97.77
6:00	12.13	-23.60	2.99	100.51	11.14	130.20	1.01	95.59	16.03	-89.15	0.36	92.44	7.72	-117.70	0.50	98.36
7:00	12.18	-25.58	2.26	100.95	13.44	140.49	0.89	91.65	14.02	-92.08	0.15	89.38	4.10	-154.64	0.44	95.70
8:00	18.66	-20.64	4.11	107.54	14.55	125.64	0.90	96.22	13.71	-123.27	0.42	91.48	5.44	-136.77	0.43	98.31
9:00	21.38	-18.51	4.43	106.92	13.27	119.74	0.95	97.19	14.94	-135.33	0.50	90.54	6.55	-149.42	0.45	96.68
10:00	21.06	-18.95	4.41	102.49	12.40	113.68	0.82	95.88	13.66	-149.50	0.52	89.26	7.41	-157.05	0.42	95.26
11:00	21.45	-18.80	4.73	102.92	11.72	108.96	0.80	97.73	13.06	-156.56	0.53	88.86	7.41	-162.62	0.39	95.97
12:00	21.50	-18.46	4.81	104.55	12.24	115.47	0.80	98.10	10.97	-147.39	0.53	89.49	7.28	-166.27	0.40	95.37
13:00	20.10	-19.01	4.52	103.41	12.27	118.43	0.92	97.60	9.84	-149.03	0.49	88.17	6.59	-166.43	0.39	96.93
14:00	19.67	-16.33	5.27	104.82	11.86	118.42	0.84	97.44	8.12	-176.12	0.48	86.81	6.28	-158.65	0.44	97.30
15:00	22.33	-15.10	5.00	107.13	11.06	112.08	0.77	99.33	5.65	-134.42	0.50	91.01	5.50	-158.02	0.48	96.87
16:00	23.64	-17.54	4.65	106.65	10.53	109.63	0.73	100.49	7.65	-111.51	0.44	92.11	5.44	-165.58	0.45	94.98
17:00	21.91	-19.25	4.25	106.42	10.45	113.61	0.73	98.24	7.70	-124.63	0.44	91.92	6.68	-169.24	0.44	94.71
18:00	19.67	-21.85	4.67	105.21	10.87	109.72	0.76	99.76	11.52	-131.98	0.40	94.13	6.36	-154.75	0.37	95.36
19:00	17.09	-22.33	4.28	104.23	12.25	115.63	0.43	109.71	14.96	-145.47	0.31	95.16	4.86	-150.52	0.34	97.78
20:00	16.50	-18.85	3.51	105.74	14.32	116.26	0.65	103.17	14.40	-141.57	0.28	100.61	6.34	-164.76	0.36	98.34
21:00	16.20	-17.17	3.87	105.72	17.57	118.51	0.88	100.94	18.27	-137.90	0.31	101.15	7.01	-165.48	0.40	98.06
22:00	15.55	-21.21	3.64	101.86	14.72	110.55	0.75	100.07	18.66	-134.49	0.21	99.35	5.23	-140.43	0.42	97.42
23:00	14.78	-21.01	3.77	100.76	11.98	113.37	0.88	95.82	16.11	-134.47	0.30	100.36	3.72	-106.38	0.47	96.11
24:00	13.72	-21.13	3.20	97.83	10.54	122.17	1.15	95.00	13.68	-135.28	0.43	95.90	3.10	-116.57	0.56	94.48

Faixa de consumo de >1000 (fase C)

- Potência ativa (kW) e reativa (kvar)

	PC_uti	QC_uti	PC_sab	QC_sab	PC_dom	QC_dom
1:00	4.72	1.45	2.98	1.06	4.45	1.57
2:00	4.70	1.38	3.08	1.13	4.47	1.58
3:00	4.53	1.44	2.97	1.15	4.33	1.53
4:00	4.33	1.48	2.89	1.41	4.27	1.57
5:00	4.02	1.34	2.76	1.29	4.16	1.91
6:00	3.53	1.30	2.50	1.37	3.94	2.02
7:00	3.55	1.34	2.25	1.32	3.78	1.31
8:00	5.64	1.86	2.56	1.11	3.77	1.26
9:00	7.69	2.19	3.46	1.71	3.97	1.61
10:00	7.87	2.19	3.74	2.07	3.88	1.44
11:00	7.69	2.05	3.58	2.31	4.43	1.73
12:00	7.63	2.08	3.52	1.97	4.38	1.78
13:00	6.54	1.88	3.09	1.95	4.24	1.26
14:00	6.45	1.40	2.57	1.39	3.84	1.34
15:00	6.70	1.41	2.54	1.45	3.75	1.28
16:00	6.48	1.74	2.51	1.21	4.28	1.53
17:00	6.22	1.75	3.03	1.45	4.27	1.46
18:00	6.13	1.84	3.13	1.62	4.50	1.63
19:00	5.85	1.93	3.20	1.66	4.58	2.00
20:00	5.17	1.82	3.36	1.90	4.89	2.13
21:00	4.60	1.78	3.11	2.04	4.86	1.85
22:00	4.27	1.61	3.44	2.02	4.40	1.25
23:00	4.55	1.45	3.86	1.89	4.46	1.38
24:00	4.41	1.40	3.33	1.77	4.35	1.48

- Tipologia das correntes harmônicas

➤ Dias úteis

	Fundamental		2ª Harmônica		3ª Harmônica		4ª Harmônica		5ª Harmônica		6ª Harmônica		7ª Harmônica		8ª Harmônica	
	Módulo(A)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)	Módulo(%)	Ângulo(Graus)
1:00	21.39	-17.85	2.36	120.03	11.38	104.83	0.92	97.40	2.05	-88.60	0.81	89.76	8.41	-88.97	1.07	99.97
2:00	21.40	-18.49	3.13	114.61	12.96	112.84	1.03	96.22	3.83	-89.39	0.71	89.33	8.87	-84.88	1.16	99.88
3:00	20.73	-20.16	3.11	113.19	13.81	113.34	1.06	96.09	5.18	-94.91	0.71	88.81	8.61	-87.95	1.21	99.14
4:00	19.90	-21.49	3.36	112.49	15.52	113.59	1.11	95.95	6.96	-95.71	0.68	89.39	9.73	-93.45	1.24	99.68
5:00	18.40	-21.93	3.20	113.15	12.98	125.52	1.06	97.08	8.91	-106.28	0.60	90.22	10.78	-93.71	1.26	100.11
6:00	16.20	-23.81	3.16	109.92	14.39	148.55	1.08	95.58	11.57	-101.74	0.61	91.45	10.22	-87.25	1.20	99.19
7:00	16.56	-25.56	3.57	109.07	16.43	129.18	1.14	92.84	12.97	-95.78	0.72	94.00	8.83	-76.21	1.14	99.34
8:00	26.06	-19.20	4.11	111.32	21.87	98.74	1.07	96.30	7.46	-88.50	1.14	93.52	7.21	-77.18	1.24	96.58
9:00	35.39	-15.33	4.10	110.62	25.34	86.69	0.98	98.30	12.40	-70.54	0.99	94.37	7.86	-67.80	0.99	100.69
10:00	36.21	-14.75	3.85	108.40	24.84	85.02	1.00	96.85	10.69	-66.16	0.99	93.56	8.16	-73.53	0.74	100.78
11:00	35.36	-16.03	3.40	107.10	22.69	84.53	0.92	96.21	7.74	-61.38	1.02	93.38	5.03	-75.41	0.59	101.72
12:00	35.00	-17.72	3.33	109.02	22.19	83.77	0.91	99.24	7.31	-47.45	1.05	94.56	5.10	-62.47	0.60	104.60
13:00	29.92	-18.80	3.21	111.38	19.70	77.58	0.92	97.02	8.23	-63.45	1.02	94.35	8.68	-75.80	0.67	101.49
14:00	29.46	-15.76	3.70	111.59	17.65	78.02	1.00	101.67	10.75	-64.29	1.05	94.49	6.80	-74.96	0.98	101.53
15:00	30.68	-15.78	3.30	110.54	18.74	77.93	0.96	101.25	5.90	-53.13	1.07	94.42	3.93	-93.90	0.98	100.70
16:00	29.84	-16.71	3.10	106.54	18.70	80.48	0.93	96.49	5.87	-65.46	0.95	91.99	4.21	-100.63	0.82	101.78
17:00	28.69	-17.54	3.04	107.80	19.74	84.39	0.92	99.75	5.56	-59.36	1.09	93.96	4.77	-105.85	0.73	108.37
18:00	28.31	-18.71	3.03	108.76	18.95	84.99	0.86	99.71	10.06	-80.19	1.06	92.63	8.44	-81.41	0.63	104.30
19:00	27.07	-20.82	3.22	117.02	12.43	85.31	0.80	98.42	15.22	-91.53	1.08	94.54	10.52	-53.85	0.36	113.07
20:00	23.81	-21.60	2.80	117.84	12.16	90.03	0.92	98.15	15.78	-95.09	1.20	93.47	10.49	-56.86	0.24	111.32
21:00	21.35	-22.51	2.26	124.49	12.09	95.20	0.89	99.51	16.62	-101.05	1.23	93.45	8.95	-58.11	0.24	110.24
22:00	19.70	-22.22	2.03	120.89	8.70	67.92	0.83	99.42	11.07	-95.20	1.29	92.00	9.51	-57.09	0.49	96.17
23:00	20.75	-19.12	2.20	119.20	10.84	64.61	0.85	100.63	4.22	-65.85	1.24	90.41	8.73	-94.37	0.74	100.10
24:00	20.02	-18.67	1.68	127.53	11.38	78.03	0.85	98.05	0.57	-2.52	1.07	90.07	9.41	-102.15	0.96	100.57

Table with 16 columns representing harmonics (9ª to 16ª) and 24 rows of data. Each cell contains two values: Módulo(%) and Ângulo(Graus).

Table with 10 columns representing harmonics (17ª to 25ª) and 24 rows of data. Each cell contains two values: Módulo(%) and Ângulo(Graus).

➤ Sábado

Table with 10 columns representing harmonics (Fundamental to 8ª) and 24 rows of data. Each cell contains two values: Módulo(A) and Ângulo(Graus).

Table with 16 columns representing harmonics (9ª to 16ª) and 24 rows of data. Each cell contains two values: Módulo(%) and Ângulo(Graus).

