

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

Pedro Henrique Almeida Goulart

**Caracterização harmônica de unidades
consumidoras do Grupo A**

Uberlândia

2 de março de 2026

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

Pedro Henrique Almeida Goulart

**Caracterização harmônica de unidades consumidoras do
Grupo A**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Faculdade de Engenharia Elétrica da Uni-
versidade Federal de Uberlândia como requi-
sito parcial para obtenção do título de Ba-
charel em Engenharia Elétrica.

Orientador: José Rubens Macedo Júnior

Universidade Federal de Uberlândia – UFU

Faculdade de Engenharia Elétrica

Uberlândia

2 de março de 2026

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

G694 Goulart, Pedro Henrique Almeida, 2001-
2026 Caracterização harmônica de unidades consumidoras do grupo
A [recurso eletrônico] / Pedro Henrique Almeida Goulart. - 2026.

Orientador: José Rubens Macedo Júnior.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade
Federal de Uberlândia, Graduação em Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Macedo Júnior, José Rubens ,1972-,
(Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. 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



ATA DE DEFESA - GRADUAÇÃO

Curso de Graduação em:	1449BI - Graduação em Engenharia Elétrica: Bacharelado - Integral				
Defesa de:	FEELT31917 - Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica				
Data:	27/02/2026	Hora de início:	14h	Hora de encerramento:	15h
Matrícula do Discente:	12011EEL001				
Nome do Discente:	Pedro Henrique Almeida Goulart				
Título do Trabalho:	Caracterização harmônica de unidades consumidoras do Grupo A				
A carga horária curricular foi cumprida integralmente?		(X) Sim () Não			

Reuniu-se em plataforma digital de comunicação, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: **Prof. Dr. Pedro Henrique Aquino Barra (FEELT/UFU); Me. Luiz Arthur Tarralo Passatuto (FEELT/UFU);** e **Prof. Dr. 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 curso.

A seguir o senhor presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos examinadores, 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 sem nota.

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 27/02/2026, às 14:52, 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 **Pedro Henrique Aquino Barra, Professor(a) do Magistério Superior**, em 27/02/2026, às 14:52, 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 **Luiz Arthur Tarralo Passatuto, Professor(a) Substituto(a) do Magistério Superior**, em 27/02/2026, às 14:52, 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 **7071641** e o código CRC **D9BF4DBD**.

Referência: Processo nº 23117.009517/2026-08

SEI nº 7071641

Pedro Henrique Almeida Goulart

Caracterização harmônica de unidades consumidoras do Grupo A

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Uberlândia, 27 de fevereiro de 2026.

Banca Examinadora:

José Rubens Macedo Júnior
Orientador

Luiz Arthur Tarralo Passatuto

Pedro Henrique Aquino Barra

Uberlândia
2 de março de 2026

*Dedico este trabalho ao meu pai Marcus e
à minha avó Francisca, que sob muito sol,
fizeram-me chegar até aqui, na sombra.*

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, a todos os professores do meu ensino fundamental e médio, que dedicaram inúmeras horas de trabalho para me transmitir não apenas os conteúdos da grade curricular, mas também a compreensão de que a educação é um caminho possível de transformação e crescimento.

À minha família, que compreendeu minhas ausências ao longo de todo esse percurso e foi o pilar principal na conquista desse sonho.

Aos meus amigos, que tornaram essa trajetória mais leve, acrescentando risadas aos momentos de dificuldade e que, nos instantes mais desafiadores, foram fonte de apoio e tranquilidade.

Ao Prof. Dr. José Rubens, que, logo no primeiro contato, depositou em mim a confiança de que eu precisava, me acolheu no LADEE e abriu a primeira porta de muitas oportunidades que ainda viriam.

Ao meu grande amor, Huryel Souto, que sempre me motivou e esteve presente ao longo de toda a minha graduação.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Crescimento do consumo de energia elétrica na última década	11
Figura 2 – Distorção de corrente causada por um resistor não-linear - adaptado de Dugan et al. (2002)	15
Figura 3 – Forma de onda distorcida e sua decomposição	16
Figura 4 – Característica tensão versus corrente para uma carga de comportamento linear	17
Figura 5 – Perfis típicos de curvas de carga de diferentes classes de consumo - Adpatado de Pessanha et al. (2015).	20
Figura 6 – Dendograma ilustrando agrupamento hierárquico	23
Figura 7 – Diagrama de agrupamento mostrando variação entre e dentro dos agrupamentos. Hair et al. (2009)	24
Figura 8 – Curva do cotovelo	25
Figura 9 – Fluxograma do funcionamento do <i>K-means</i>	26
Figura 10 – Medições com identificação dos dias da semana	28
Figura 11 – Seleção das curvas características	29
Figura 12 – Fator de Carga e Fator de Carga Médio calculados	30
Figura 13 – Fluxograma do Vizinho mais Próximo	31
Figura 14 – Consumidores estratificados	31
Figura 15 – Soma fasorial das correntes em 1 hora	32
Figura 16 – Calculo dos indicadores de distorções harmônicas de corrente para a fase A	32
Figura 17 – Quantidade de <i>clusters</i> por dia para o estrato até 50 kW	33
Figura 18 – Quantidade de <i>clusters</i> por dia para o estrato entre 50 e 150 kW	33
Figura 19 – Quantidade de <i>clusters</i> por dia para o estrato entre 150 e 300 kW	33
Figura 20 – Quantidade de <i>clusters</i> por dia para o estrato entre 300 e 800 kW	34
Figura 21 – Quantidade de <i>clusters</i> por dia para o estrato acima de 800 kW	34
Figura 22 – Tipologias da DTI 0-50 kW para os DU, SA e DO, fase A	35
Figura 23 – Tipologias da DTI_p 0-50 kW para os DU, SA e DO, fase A	36
Figura 24 – Tipologias da DTI_i 0-50kW para os DU, SA e DO, fase A	37
Figura 25 – Tipologias da DTI_3 0-50 kW para os DU, SA e DO, fase A	37
Figura 26 – Tipologias da DTI 50-150 kW para os DU, SA e DO, fase A	38
Figura 27 – Tipologias da DTI_p 50-150 kW para os DU, SA e DO, fase A	38
Figura 28 – Tipologias da DTI_i 50-150 kW para os DU, SA e DO, fase A	39
Figura 29 – Tipologias da DTI_3 50-150 kW para os DU, SA e DO, fase A	40
Figura 30 – Tipologias da DTI 150-300 kW para os DU, SA e DO, fase A	41
Figura 31 – Tipologias da DTI_p 150-300 kW para os DU, SA e DO, fase A	41

Figura 32 – Tipologias da DTI_i 150-300 kW para os DU, SA e DO, fase A	42
Figura 33 – Tipologias da DTI_3 150-300 kW para os DU, SA e DO, fase A	42
Figura 34 – Tipologias da DTI 300-800 kW para os DU, SA e DO, fase A	43
Figura 35 – Tipologias da DTI_p 300-800 kW para os DU, SA e DO, fase A	44
Figura 36 – Tipologias da DTI_i 300-800 kW para os DU, SA e DO, fase A	44
Figura 37 – Tipologias da DTI_3 300-800 kW para os DU, SA e DO, fase A	45
Figura 38 – Tipologias da DTI acima de 800 kW para os DU, SA e DO, fase A . . .	46
Figura 39 – Tipologias da DTI_p acima de 800 kW para os DU, SA e DO, fase A . . .	46
Figura 40 – Tipologias da DTI_i acima de 800 kW para os DU, SA e DO, fase A . . .	47
Figura 41 – Tipologias da DTI_3 acima de 800 kW para os DU, SA e DO, fase A . . .	47

Lista de tabelas

Tabela 1	– Terminologia aplicável ao cálculo das distorções harmônicas. Adaptado de (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022b)	18
Tabela 2	– Estratificação por classe de unidade consumidora	21
Tabela 3	– Média das medições por estrato	27
Tabela 4	– Distribuição das amostras segundo os intervalos de demanda	28
Tabela 5	– Quantidade de tipologias considerando estratos, tipos de dia, fases e indicadores de distorção harmônica	32

Lista de Siglas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

DTI Distorção Harmônica Total de Corrente

DTI_p Distorção harmônica total de corrente para as componentes pares não múltiplas de 3

DTI_i Distorção harmônica total de corrente para as componentes ímpares não múltiplas de 3

DTI₃ Distorção harmônica total de corrente para as componentes múltiplas de 3

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

Resumo

A crescente presença de cargas não lineares nos sistemas elétricos tem intensificado os problemas associados às distorções harmônicas de corrente, impactando diretamente a qualidade da energia elétrica, a operação das redes de distribuição e o desempenho de equipamentos. Nesse contexto, este trabalho teve como objetivo principal gerar curvas típicas para a Distorção Harmônica Total de Corrente (DTI), Distorção harmônica total de corrente para as componentes pares não múltiplas de 3 (DTI_p), Distorção harmônica total de corrente para as componentes ímpares não múltiplas de 3 (DTI_i), Distorção harmônica total de corrente para as componentes múltiplas de 3 (DTI_3) a partir de medições reais de consumidores conectados à rede de média tensão, contribuindo para uma melhor caracterização do comportamento harmônico desses clientes. A metodologia adotada baseia-se na aplicação de técnicas de análise multivariada e aprendizado não supervisionado, com destaque para o algoritmo de agrupamento *k-means*. Os dados analisados foram previamente segmentados pela potência demandada, tipos de dia (dias úteis, sábados e domingos) e fases (a, b e c), seguindo as diretrizes do PRODIST. Para a definição do número ótimo de agrupamentos, utilizou-se o método do cotovelo (*Elbow Method*), aplicado individualmente a cada indicador de distorção harmônica. A partir desse processo, foram obtidas curvas médias representativas, caracterizando os perfis típicos de distorção ao longo das 24 horas do dia. Os resultados evidenciaram a existência de padrões distintos de comportamento harmônico entre os diferentes estratos e tipos de dia. Observou-se, de modo geral, maior estabilidade das tipologias nos estratos de menor demanda, enquanto estratos superiores apresentaram maior variabilidade ao longo do dia. As distorções associadas às harmônicas ímpares mostraram-se predominantes, enquanto as componentes pares e múltiplas de três apresentaram magnitudes reduzidas. As tipologias obtidas demonstram o potencial da metodologia para apoiar estudos de qualidade de energia, auditorias técnicas e ações de planejamento por parte das concessionárias. Por fim, conclui-se que o uso de técnicas de agrupamento aplicadas a medições reais permite uma caracterização robusta e representativa das distorções harmônicas de corrente em consumidores de média tensão. As curvas típicas geradas constituem uma ferramenta relevante para a análise do comportamento harmônico desses clientes, podendo subsidiar futuras avaliações regulatórias, estudos de impacto na rede e o desenvolvimento de estratégias de mitigação de distorções harmônicas no sistema elétrico.

Palavras-chave: curva de carga, tipologia harmônica de carga, análise de agrupamento, classificação de dados.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Contextualização	11
1.1.1	Trabalhos Correlatos	12
1.2	Objetivos	13
1.2.1	Objetivos específicos	14
1.3	Organização da monografia	14
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	As Distorções Harmônicas	15
2.1.1	Fontes de Correntes Harmônicas	17
2.2	Os Indicadores de Distorções Harmônicas	17
2.3	Curva de Carga	20
2.4	Análise de agrupamento	22
2.4.1	<i>K-Means</i>	23
3	METODOLOGIA E APLICAÇÃO	27
3.1	Análise dos Dados	27
3.2	Tratamento dos dados	28
3.2.1	Seleção das Curvas Típicas	29
3.3	Aplicação do Algoritmo <i>K-means</i>	31
3.3.1	Determinação da quantidade de agrupamentos	33
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	35
4.1	Tipologias das Curvas de Carga	35
4.1.1	Tipologias do Estrato 0-50 kW	35
4.1.2	Tipologias do Estrato 50-150 kW	37
4.1.3	Tipologias do Estrato 150-300 kW	40
4.1.4	Tipologias do Estrato 300-800 kW	43
4.1.5	Tipologias do Estrato acima de 800 kW	45
5	CONCLUSÃO	48
	REFERÊNCIAS	50
A	RESULTADOS DO <i>ELBOW METHOD</i> PARA OS INDICADORES DE DISTORÇÃO HARMÔNICA DE CORRENTE	52

1 Introdução

1.1 Contextualização

Os níveis de consumo de energia elétrica podem ser influenciados pelas características socioeconômicas de um determinado país. Na última década, o Brasil tem apresentado um aumento no consumo de energia elétrica, sendo o crescimento populacional e o desenvolvimento econômico alguns dos principais fatores associados a esse comportamento de consumo.

A Figura 1 apresenta a trajetória do consumo de energia elétrica no período de 2014 a 2024 para cada classe de consumo. Entre os diferentes momentos de retração observados na curva, destaca-se o período da pandemia de COVID-19, em 2020, quando medidas sanitárias rigorosas foram adotadas, resultando na paralisação ou redução das atividades de diversos setores da economia (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2025).

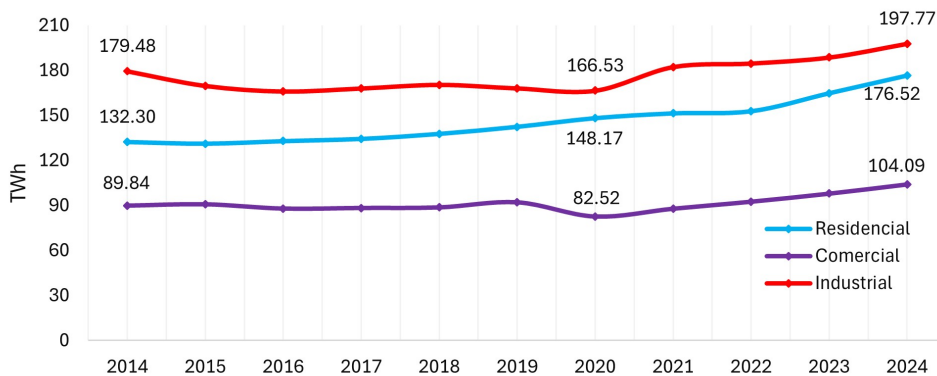


Figura 1 – Crescimento do consumo de energia elétrica na última década

Ainda assim, apesar dos diversos desafios socioeconômicos, é possível constatar um aumento expressivo no consumo de energia elétrica, com taxas médias de crescimento anual de 2,96%, 1,61% e 1,05% para as classes residencial, comercial e industrial, respectivamente.

Alinhado a esse cenário, o desenvolvimento tecnológico trouxe à luz programas de eficiência energética que buscam incentivar a otimização do consumo de energia. No entanto, a crescente introdução de cargas não lineares — como fontes chaveadas, computadores e reatores eletrônicos, entre outros — no sistema elétrico brasileiro passou a intensificar a distorção harmônica das formas de onda de corrente e tensão nas redes de distribuição.

À medida que as cargas adquirem características cada vez mais não lineares, surgem novos desafios relacionados à qualidade da energia elétrica. As componentes harmônicas contribuem para o aumento das perdas no sistema e para a redução da vida útil dos equipamentos, configurando-se, portanto, como um tema amplamente investigado na literatura técnica e científica.

Tendo isso em vista, a caracterização da curva de carga permite compreender o comportamento do consumo de energia elétrica de diferentes classes de consumidores, possibilitando, portanto, a realização de estudos que subsidiem a tomada de decisões por diversos órgãos do setor elétrico, contribuindo para uma regulamentação do sistema mais assertiva (PESSANHA et al., 2002).

Atualmente, já existem diversos trabalhos desenvolvidos no que tange à construção de tipologias de curvas de carga. No entanto, ainda há poucos trabalhos que buscam caracterizar os consumidores a partir dos indicadores de distorções harmônicas. Diante do exposto, esse trabalho busca a caracterização dos perfis consumidores via indicadores de distorções harmônicas, construindo assim tipologias que reflitam o comportamento atual da rede elétrica e possam contribuir nas tomadas de decisões para o planejamento do sistema elétrico brasileiro.

1.1.1 Trabalhos Correlatos

Em primeiro lugar, destaca-se o estudo realizado por Gemignani (2009), esse trabalho propõe e compara diferentes métodos de seleção e classificação de curvas de carga para fins de construção de tipologias aplicáveis a estudos tarifários. O autor analisa abordagens estatísticas e técnicas alternativas para agrupar consumidores segundo seus perfis de consumo como o Método das Nuvens Dinâmicas, o Método Hierárquico (Método de Ward) e o método de agrupamento por redes neurais, destacando os impactos de cada metodologia na caracterização de carga.

Ademais, Méffe, Oliveira e Oliveira (2002) desenvolveram modelos de seleção e classificação destinados a caracterização de carga para subsidiar os processo de revisões tarifárias. Os modelos desenvolvidos, foram testados comparando e avaliando as particularidades de cada um e por fim complementados com a obtenção das tarifas de referência, obtendo-se as curvas das tipologias e os custos marginais de capacidade. O trabalho contribuiu para a identificação do impacto de cada metodologia na caracterização de carga.

Pessanha et al. (2002) investigam o uso de diferentes técnicas de clusterização para a construção de tipologias de curvas de carga de consumidores de baixa tensão. O estudo utiliza um conjunto de 125 curvas diárias de carga e aplica cinco métodos de agrupamento amplamente conhecidos na literatura: *K-Means*, *Ward*, *NUDYC-DESCR2*, redes neurais do tipo *Kohonen* e *Fuzzy C-Means (FCM)*. Para permitir uma comparação equilibrada

entre os algoritmos, o número de tipologias foi fixado em oito em todos os experimentos. O trabalho destaca que cada técnica apresenta características específicas quanto à capacidade de separação dos grupos, estabilidade dos resultados e facilidade de interpretação das tipologias formadas. A comparação busca avaliar quais métodos fornecem curvas típicas que melhor representam o comportamento diário dos consumidores analisados. O estudo contribui ao evidenciar a aplicabilidade prática das técnicas de *Cluster Analysis* na representação de padrões típicos de carga, além de mostrar que diferentes algoritmos podem gerar tipologias semelhantes, e que pode-se considerar que qualquer um dos cinco métodos apresentados identifica corretamente as tipologias.

Por fim, Neves Junior (2022) problematiza o modelo tradicional de caracterização de cargas residenciais, que considera apenas a potência ativa e reativa na frequência fundamental, e propõe uma abordagem mais realista ao incluir as componentes harmônicas da corrente injetada por consumidores de baixa tensão. Para isso, foi conduzida uma campanha de medições com medidores digitais em cerca de quinhentas unidades consumidoras residenciais, monitoradas por pelo menos sete dias consecutivos. Com os dados coletados, o autor aplicou tratamento e processamento, e em seguida utilizou a técnica de agrupamento *k-means* para definir tipologias de curvas de carga harmônicas, considerando amplitude e ângulo de fase das diferentes ordens de corrente harmônica. Essa tipologia permitiu caracterizar temporalmente o sentido e a intensidade do fluxo harmônico, estratificando consumidores em classes segundo seu perfil de consumo. Os resultados mostraram que consumidores com maior poder aquisitivo tendem a injetar um volume maior de harmônicos, evidenciando a correlação entre perfil socioeconômico e distorção harmônica na rede. Além disso, a dissertação comparou dois cenários de perdas técnicas em um alimentador de média tensão: o primeiro considerando apenas a carga fundamental, e o segundo considerando as cargas tipificadas com harmônicos. A comparação revelou que a inclusão das tipologias harmônicas altera significativamente a estimativa de perdas, o que demonstra a importância destes novos perfis para um dimensionamento mais realista dos sistemas de distribuição.

1.2 Objetivos

A partir do contexto apresentado, este trabalho tem como objetivo construir tipologias de curvas de carga, por fase, dos indicadores de distorção harmônica de corrente. Para isso, serão utilizados dados provenientes de uma campanha de medições realizada por uma concessionária de distribuição de energia elétrica, os quais contêm informações sobre as correntes harmônicas. Esses dados serviram como insumo para a geração das curvas típicas de cada classe consumidora, que, neste trabalho, compreendem as classes comercial, industrial e poder público.

1.2.1 Objetivos específicos

Para esse fim, os seguintes objetivos específicos foram definidos:

- Tratar, analisar e adaptar os dados provenientes de uma campanha de medição de uma distribuidora de energia elétrica, utilizando a linguagem Python.
- Construir as tipologias por meio de um algoritmo de agrupamento, capaz de gerar curvas típicas dos seguintes indicadores: DTI , DTI_p , DTI_i , DTI_3 , para dias úteis, sábados e domingos, considerando cada estrato de potência demandada.

1.3 Organização da monografia

Este trabalho se estrutura da seguinte forma: O Capítulo 2 se dedica aos fundamentos que embasam teoricamente este trabalho e que são empregados ao longo do desenvolvimento da pesquisa. O Capítulo 3 apresenta a base de dados utilizadas bem como a metodologia empregada no tratamento dos dados e o algoritmo para geração das curvas típicas. Já o Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia da análise de agrupamentos, ou seja, as curvas horárias típicas para cada estrato das unidades consumidoras de média tensão ao longo de 24 horas. Por fim, o Capítulo 5 se destina a conclusão da pesquisa ressaltando a importância dos resultados encontrados.

2 Fundamentação Teórica

2.1 As Distorções Harmônicas

A crescente inserção de cargas não lineares nos sistemas elétricos de potência tem intensificado a presença de distorções harmônicas nas formas de onda das correntes e tensões, especialmente em instalações industriais e comerciais atendidas em média tensão. Equipamentos como inversores de frequência, retificadores, fontes chaveadas e sistemas de acionamento eletrônico, amplamente empregados nesses ambientes, alteram a forma de onda da corrente elétrica, resultando no surgimento de componentes harmônicas que impactam diretamente a qualidade da energia elétrica.

Esse perfil atual das cargas no sistema de distribuição impõe a circulação de correntes e tensões em frequências múltiplas da frequência fundamental (60 Hz), também conhecidas como frequências harmônicas. As distorções harmônicas são responsáveis por diversos efeitos adversos no sistema elétrico, tais como o aumento das perdas ao longo dos alimentadores, além de possíveis interferências em sistemas de medição.

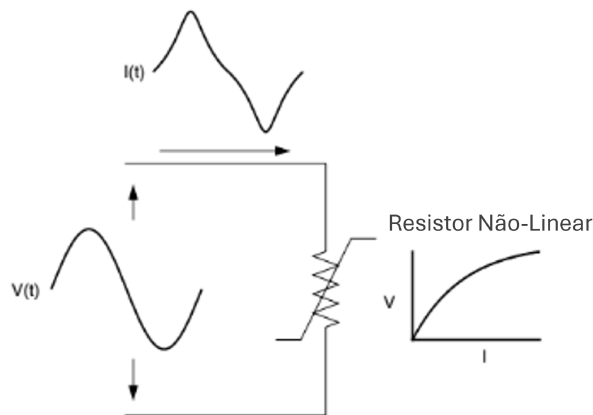


Figura 2 – Distorção de corrente causada por um resistor não-linear - adaptado de Dugan et al. (2002)

Basicamente, toda forma de onda que difere de uma senóide pura é denominada não senoidal. O sinal de saída de diversos dispositivos eletrônicos apresenta características não senoidais, mesmo quando o sinal aplicado é senoidal e está na frequência fundamental. A Figura 2 ilustra o caso de um sinal de tensão senoidal aplicado a um resistor não linear. Como evidenciado no gráfico, a corrente não é proporcional à tensão aplicada; dessa forma, mesmo com uma tensão senoidal, a corrente resultante apresenta uma forma de onda distorcida.

Para a análise de sinais com distorções harmônicas, aplica-se o método conhecido como Série de Fourier. Esse método permite decompor um sinal distorcido em um conjunto de sinais senoidais de diferentes amplitudes, cujas frequências são múltiplas inteiras da frequência fundamental de 60 Hz.

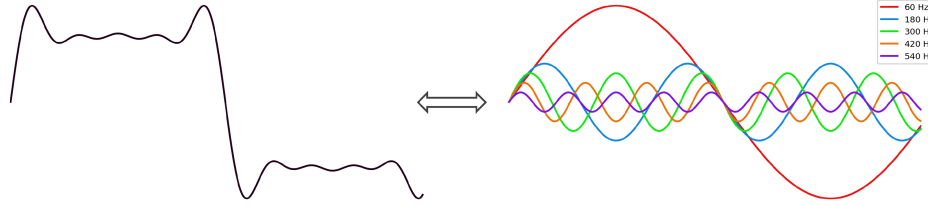


Figura 3 – Forma de onda distorcida e sua decomposição

Devido a essa possibilidade de decomposição do sinal, conforme ilustrado na Figura 3, torna-se possível realizar a análise dos sistemas de forma separada para cada frequência harmônica. De acordo com a Equação 2.1, a Série de Fourier pode ser dividida em três partes. A primeira corresponde ao termo relativo à componente contínua, A_0 , que representa o valor médio da forma de onda ao longo de um ciclo completo.

A segunda parte é composta por uma série de termos em seno, enquanto a terceira consiste em uma série de termos em cosseno. O primeiro termo das séries senoidais ou cossenoidais é denominado componente fundamental, isto é, o termo de menor frequência necessário para representar a função e que possui a mesma frequência da forma de onda original.

Os termos subsequentes, com frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental, são denominados componentes harmônicas e são responsáveis pelas distorções presentes na forma de onda original.

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

Onde:

- a_0 – representa o valor médio da função ao longo de um período completo;
- a_n – é a amplitude das componentes cossenoidais;
- b_n – é a amplitude das componentes senoidais;
- ω_0 – é a frequência fundamental em rad/s;
- n – é a ordem harmônica.

2.1.1 Fontes de Correntes Harmônicas

Como citado anteriormente, as cargas com características não lineares são responsáveis pela distorção das formas de onda no sistema elétrico. De forma geral, as cargas conectadas à rede podem ser classificadas em cargas lineares e cargas não lineares, de acordo com a relação entre a tensão aplicada e a corrente absorvida.

As cargas lineares são aquelas em que a corrente elétrica apresenta uma relação diretamente proporcional à tensão aplicada, conforme apresentado na Figura 4. Nesses casos, quando o sistema é alimentado por uma tensão senoidal, a corrente resultante também possui forma de onda senoidal, mantendo a mesma frequência da tensão, ainda que possa existir um defasamento angular devido à presença de elementos indutivos ou capacitivos.

Exemplos típicos de cargas lineares incluem resistores ôhmicos e circuitos compostos exclusivamente por resistências, indutâncias e capacitâncias lineares. Nessas condições, não ocorre a introdução de componentes harmônicas significativas na corrente.

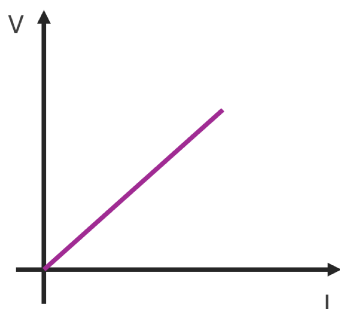


Figura 4 – Característica tensão versus corrente para uma carga de comportamento linear

Por outro lado, as cargas não lineares caracterizam-se por apresentar uma relação não proporcional entre tensão e corrente, conforme ilustrado anteriormente na Figura 2. Quando submetidas a uma tensão senoidal, essas cargas absorvem uma corrente com forma de onda não senoidal, composta pela componente fundamental e por diversas componentes harmônicas.

2.2 Os Indicadores de Distorções Harmônicas

Com o objetivo de estabelecer critérios técnicos para o planejamento, a operação e a avaliação da qualidade da energia elétrica nos sistemas de distribuição, a Agência Nacional de Energia Elétrica (*ANEEL*) definiu, por meio do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (*PRODIST*), um conjunto de indicadores voltados à caracterização das distorções harmônicas de tensão (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022b).

Esses indicadores permitem quantificar, de forma padronizada, o grau de distorção presente no sistema, possibilitando a verificação da conformidade com os limites estabelecidos para os diferentes níveis de tensão. O *PRODIST* define indicadores específicos para a avaliação das distorções harmônicas, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Terminologia aplicável ao cálculo das distorções harmônicas. Adaptado de (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022b)

Símbolo	Identificação da Grandeza
DIT %	Distorção harmônica individual de tensão de ordem h
DTT %	Distorção harmônica total de tensão
DTT _p %	Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3
DTT _i %	Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3
DTT ₃ %	Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3

Os cálculos dos diferentes indicadores de distorções harmônicas podem ser traduzidos pelas equações 2.2 a 2.6

$$\text{DIT}_h(\%) = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (2.2)$$

Onde:

- h - Ordem harmônica individual;
- V_h - Valor eficaz da tensão harmônica;
- V_i - Valor eficaz da tensão fundamental.

$$\text{DTT}\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2.3)$$

Onde:

- h - Todas as ordens harmônicas de 2 até $h_{\max}$;
- V_h - Valores eficazes de tensão;
- V_1 - Valor eficaz da tensão fundamental.

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2.4)$$

Onde:

- h – Todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 ($h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22 \dots$);
- h_p – Máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3;
- V_h - Valor eficaz da tensão harmônica de ordem h ;
- V_1 - Valor eficaz da tensão fundamental.

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2.5)$$

Onde:

- h – Todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 ($h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, \dots$);
- h_i – Máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3;
- V_h - Valor eficaz da tensão harmônica;
- V_1 - Valor eficaz da tensão fundamental.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2.6)$$

Onde:

- h – Todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 ($h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, \dots$);
- h_3 - Máxima ordem harmônica múltipla de 3;
- V_h - Valor eficaz da tensão harmônica;
- V_1 - Valor eficaz da tensão fundamental.

O cálculo das distorções harmônicas de corrente não são contempladas no PRO-DIST, no entanto, pode-se estender as definições desse indicadores de tensão para o tratamento da corrente, onde tem-se de maneira análoga:

- DTI
- DTI_p
- DTI_i
- DTI_3

2.3 Curva de Carga

A curva de carga emerge como um instrumento analítico de fundamental importância para a operação e o planejamento estratégico das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Ela é definida, em termos técnicos, como a representação gráfica ou numérica da variação da demanda de potência solicitada ao sistema elétrico por uma unidade consumidora, um grupo de consumidores ou uma área de concessão, ao longo de um intervalo de tempo preestabelecido, tipicamente de 24 horas.

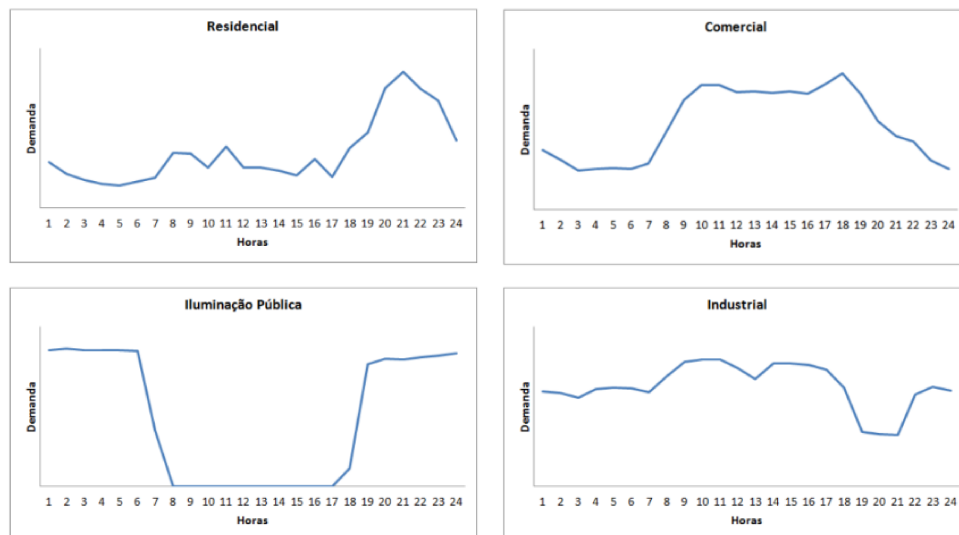


Figura 5 – Perfis típicos de curvas de carga de diferentes classes de consumo - Adpatado de Pessanha et al. (2015).

Como apresentado na Figura 5, essa representação temporal do consumo elétrico permite identificar o perfil de carga de diferentes classes de consumidores (residencial, comercial, industrial e rural), revelando os horários de pico (ponta) e de menor consumo (fora de ponta). A curva de carga constitui um insumo primário para a definição das tarifas de energia, pois possibilita a alocação precisa dos custos de compra de energia e do uso do sistema de distribuição (TUSD).

O Módulo 2 do *PRODIST* estabelece os procedimentos necessários para a realização da Campanha de Medição e da Caracterização da Carga a cada revisão tarifária. Nesse contexto, a definição das tipologias exige que as curvas de carga sejam analisadas considerando diferentes critérios de segmentação, tais como o nível de tensão, os intervalos de demanda, as faixas de consumo e as respectivas classes de consumidores. A definição dos grupos tarifários fundamenta-se na comparação dos perfis individuais de carga, buscando identificar padrões de consumo semelhantes. A partir dessa análise, torna-se possível classificar consumidores com comportamentos elétricos próximos, garantindo que a alocação dos custos do sistema reflita, de maneira adequada, a contribuição de cada conjunto de usuários para a demanda total.

Para a definição dos perfis representativos, torna-se necessária a organização prévia das unidades segundo critérios objetivos. O principal parâmetro considerado é a potência demandada, analisada em conjunto com o nível de tensão no qual a instalação está conectada. A partir desses critérios, estabelece-se a divisão dos consumidores conectados ao SDMT, que são estratificados nas seguintes faixas:

- até 50 kW;
- acima de 50 kW até 150 kW;
- acima de 150 kW até 300 kW;
- acima de 300 kW até 800 kW; e
- acima de 800 kW.

No caso dos consumidores atendidos em baixa tensão (SDBT), a organização dos dados considera a categoria de enquadramento da unidade e o histórico de consumo médio mensal apurado ao longo dos doze meses anteriores, conforme sintetizado na Tabela 2.

Tabela 2 – Estratificação por classe de unidade consumidora

Classe	Residencial	Comercial, Poder Público e Consumo Próprio	Industrial	Rural	Serviço Público
Estratificação (kWh)	(0, 100]	(0, 500]	(0, 1000]	(0, 300]	(0, 2000]
	(100, 220]	(500, 2000]	(1000, 3000]	(300, 1000]	(2000, 5000]
	(220, 550]	(2000, 5000]	(3000, 7000]	(1000, 7000]	(5000, 10000]
	(500, 1000]	(5000, $+\infty$)	(7000, $+\infty$)	(5000, $+\infty$)	(10000, $+\infty$)
	(1000, $+\infty$)	–	–	–	–

2.4 Análise de agrupamento

A Análise de Agrupamentos é uma técnica frequentemente utilizada em situações que podem ser melhor compreendidas quando há a definição de grupos para diferentes objetos ou observações. Essa necessidade também se faz presente no setor elétrico brasileiro, no qual é fundamental definir grupos de consumidores com um perfil de consumo típico (HAIR et al., 2009). A Análise de Agrupamentos particiona as observações em um determinado número de grupos, de modo que se busque maximizar a homogeneidade dentro dos grupos e a heterogeneidade entre os grupos formados.

Para a elaboração das tipologias adotadas neste estudo, utiliza-se um método de segmentação de dados baseado em *clustering*. Essa abordagem permite organizar as curvas obtidas na campanha de medição em subconjuntos internamente homogêneos, conforme o grau de proximidade entre seus perfis. A partir dessa divisão, obtém-se a curva típica representativa de cada classe e estrato. Assim, a técnica tem como objetivo a redução da dimensionalidade dos dados, traduzindo as curvas de carga individuais em perfis de curvas típicas para cada grupo formado.

Os algoritmos mais utilizados nos procedimentos de partição podem ser classificados da seguinte forma:

- **Hierárquicos:** Os métodos hierárquicos combinam as observações em uma estrutura hierárquica, geralmente representada por uma árvore ou dendrograma. Esses métodos podem ser classificados como aglomerativos ou divisivos (HAIR et al., 2009). O método aglomerativo inicia com N observações, nas quais cada observação constitui inicialmente um grupo distinto. A cada etapa, os grupos mais próximos são sucessivamente combinados, de modo que, no passo inicial, o número K de grupos é igual a N , resultando na menor variância intragrupo, uma vez que cada grupo contém apenas uma observação, conforme ilustrado na Figura 6.

O método divisivo segue o procedimento oposto ao aglomerativo, iniciando com um único grupo contendo todas as observações e, a cada etapa, realizando divisões sucessivas com base em critérios de similaridade. Os métodos divisivos apresentam maior complexidade computacional e, por essa razão, são menos utilizados na prática.

- **Não hierárquicos:** Nesse tipo de procedimento, não há a construção de árvores ou dendrogramas. O método consiste em designar os objetos a grupos a partir de sementes iniciais, geralmente definidas de forma aleatória. A partir dessas sementes, cada observação é alocada ao grupo mais semelhante com base em um critério de similaridade, buscando-se iterativamente alcançar a melhor solução de agrupamento.

Existem diversas metodologias de agrupamento; dentre elas, as mais populares

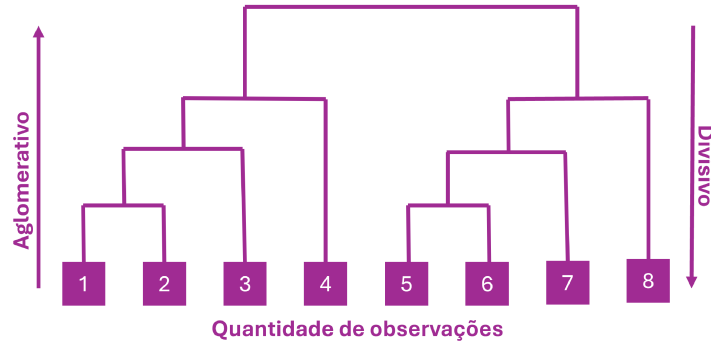


Figura 6 – Dendrograma ilustrando agrupamento hierárquico

são a ligação simples (ou método do vizinho mais próximo), a ligação completa, a ligação média, o método do centróide e o método de Ward. Cada uma dessas abordagens possui uma forma específica de determinar as similaridades entre os grupos, sendo essa a principal diferença entre os métodos.

No conjunto dos métodos não hierárquicos, um dos algoritmos mais conhecidos e amplamente aplicados é o *k-means*. Por se tratar de uma técnica consolidada e amplamente empregada na literatura e em aplicações práticas, o algoritmo *k-means* foi escolhido como o método de agrupamento adotado neste trabalho.

2.4.1 K-Means

O método das K-Médias, ou *k-means*, é um dos algoritmos de agrupamento (*clustering*) mais amplamente utilizados. Sua finalidade é particionar um conjunto de n observações em K grupos, ou *clusters*, de modo que cada observação pertença ao grupo cujo centro (ou centróide) seja o mais próximo. Dessa forma, busca-se obter elevada homogeneidade dentro dos grupos e maior heterogeneidade entre os grupos formados, conforme ilustrado na Figura 7.

O principal objetivo do algoritmo *k-means* é minimizar a variação intra-*cluster*, definida como a soma dos quadrados das distâncias entre cada ponto de dado e o centróide do respectivo grupo. Formalmente, o problema pode ser definido como a minimização da seguinte função, conhecida como Soma dos Quadrados Dentro dos Grupos (SQDG):

$$SQDG = \sum_{k=1}^K \sum_{x_i \in C_k} (x_i - \mu_k)^2 \quad (2.7)$$

onde:

- x_i é uma observação pertencente ao cluster C_k
- μ_k é o valor médio dos pontos atribuídos ao agrupamento C_k

A variação total dentro do *cluster* captura as distâncias totais entre o centróide de um grupo e as observações individuais a ele atribuídas. Quanto mais compactas forem essas distâncias, mais bem definidos e isolados serão os aglomerados. Dessa forma, a SQDG mede a qualidade dos agrupamentos formados, sendo desejável que seu valor seja o menor possível.

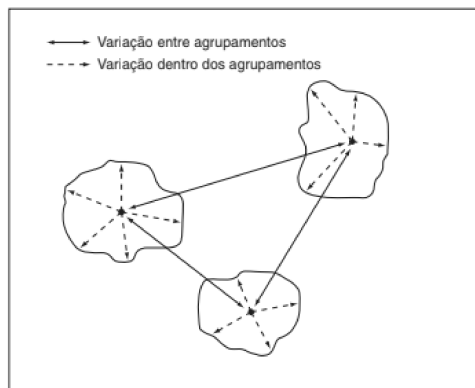


Figura 7 – Diagrama de agrupamento mostrando variação entre e dentro dos agrupamentos. Hair et al. (2009)

No entanto, diferentemente dos métodos hierárquicos, há a necessidade de definir a quantidade K de grupos a priori. Para encontrar a melhor partição, utiliza-se um método que busque uma solução quase ótima, avaliando diferentes possibilidades de agrupamento.

Um dos métodos mais populares para essa finalidade é o Método do Cotovelo, ou *Elbow Method*. Trata-se de uma técnica amplamente utilizada para auxiliar na determinação do número adequado de *clusters* no algoritmo *k-means*. Esse método baseia-se na análise do comportamento da função objetivo do algoritmo, geralmente expressa pela soma dos quadrados das distâncias intracusters, em função do número de agrupamentos considerados.

No algoritmo *k-means*, para cada valor de K , os dados são particionados em K *clusters* de modo a minimizar a variabilidade interna de cada grupo, representada pela soma dos quadrados das distâncias entre as observações e seus respectivos centróides. À medida que o número de *clusters* aumenta, observa-se uma redução progressiva desse erro, uma vez que os grupos tendem a se tornar mais homogêneos.

Entretanto, essa redução não ocorre de forma linear. Para determinados valores de K , o ganho obtido com a inclusão de novos *clusters* passa a ser marginal. O Método do Cotovelo consiste justamente em identificar o ponto a partir do qual a diminuição da soma dos quadrados intracusters se torna pouco significativa, formando um comportamento semelhante a um “cotovelo” na curva do erro em função de K , conforme ilustrado na Figura 8.

O valor de K associado a esse ponto é considerado um compromisso adequado

entre a complexidade do modelo e a qualidade da clusterização, evitando tanto a subsegmentação quanto a supersegmentação dos dados. Dessa forma, o Método do Cotovelo fornece um critério empírico e visual para a escolha do número de *clusters*, sendo amplamente aplicado em estudos de tipologia de curvas de carga e em problemas de análise exploratória de dados.

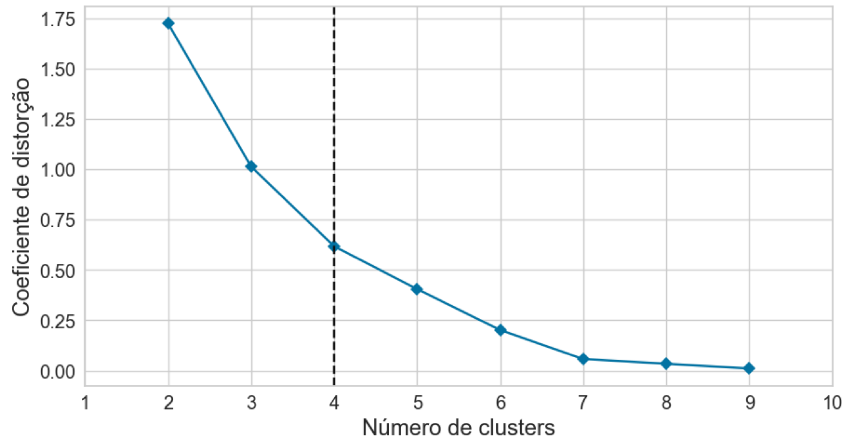


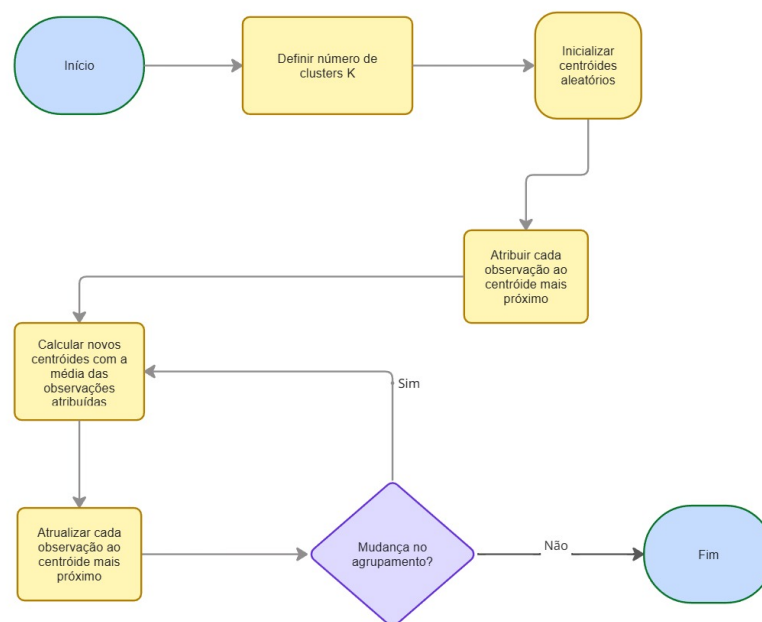
Figura 8 – Curva do cotovelo

O funcionamento do algoritmo *k-means* ocorre de maneira iterativa e pode ser resumido nas seguintes etapas. Inicialmente, define-se o número de clusters K , que pode ser determinado a partir de critérios empíricos, como o Método do Cotovelo. Em seguida, são inicializados K centróides, os quais podem ser escolhidos aleatoriamente ou por meio de métodos mais robustos.

Na etapa de atribuição, cada observação do conjunto de dados é associada ao cluster cujo centróide apresenta a menor distância, geralmente calculada por meio da distância euclidiana. Posteriormente, na etapa de atualização, os centróides são recalculados como a média de todas as observações atribuídas a cada cluster.

Essas duas etapas — atribuição e atualização — são repetidas de forma iterativa até que um critério de convergência seja atendido. A convergência ocorre quando não há mais mudanças significativas na atribuição das observações aos clusters ou quando a variação dos centróides entre iterações sucessivas se torna desprezível.

Apesar de sua ampla aplicação, o algoritmo *k-means* apresenta limitações, como a sensibilidade à escolha inicial dos centróides e a necessidade de definir previamente o número de clusters. Ainda assim, trata-se de uma técnica amplamente empregada em estudos de tipologia de curvas de carga, análise de perfis de consumo e reconhecimento de padrões em sistemas elétricos. A Figura 9 ilustra o fluxograma dessa técnica.

Figura 9 – Fluxograma do funcionamento do *K-means*

3 Metodologia e Aplicação

Neste Capítulo 3 será apresentado o desenvolvimento deste trabalho com a apresentação da base de dados, os tratamentos necessários e a aplicação do algoritmo *k-means* para definir as tipologias das curvas de carga. Além disso, todos os scripts utilizados estão disponíveis¹ no repositório desta pesquisa.

3.1 Análise dos Dados

As medições dos clientes constituem o insumo principal para a construção das tipologias. Neste trabalho, foi utilizada uma base de dados proveniente de uma campanha de medições realizada por uma distribuidora de energia elétrica e disponibilizada para este estudo.

A base de medições é composta por consumidores do Grupo A, atendidos em média tensão, pertencentes às classes Comercial, Industrial e Poder Público. Para a construção das curvas típicas, as medições devem possuir, no mínimo, sete dias consecutivos de registros, de modo a contemplar dias úteis, sábados e domingos. Essa base de dados apresenta integralização em intervalos de 10 minutos, totalizando 144 registros por dia e 1008 registros ao longo de sete dias. Conforme apresentado na Tabela 3, a média de registros por estrato ficou acima do mínimo exigido de 1008 registros.

Tabela 3 – Média das medições por estrato

Estrato	Média do Total de Medições
(0, 50]	1422,33
(50, 150]	1336,22
(150, 300]	1535,24
(300, 800]	1435,62
(800, $+\infty$)	1475,71
Total Geral	1441,20

Assim sendo, totalizam-se 109 medições de unidades consumidoras conectadas ao SDMT, as quais foram segregadas por potência demandada, conforme os critérios estabelecidos no Módulo 2 do PRODIST da Agência Nacional de Energia Elétrica (2022a), como apresentado na Tabela 4. Desse total de medições, ainda foram identificados alguns arquivos que não possuíam os 144 registros diários exigidos e, portanto, foram desconsiderados para a construção das tipologias.

¹ Disponível em: <https://github.com/pgoult/TCC>. Acesso em: 18 de fevereiro de 2026.

Tabela 4 – Distribuição das amostras segundo os intervalos de demanda

Demanda (kW)	Quantidade de Medições
(0, 50]	12
(50, 150]	23
(150, 300]	21
(300, 800]	29
(800, $+\infty$)	24
Total	109

Os arquivos foram disponibilizados no formato *CSV*, contendo diversas informações, tais como tensão, potência, corrente e energia, entre outras. Dessa forma, foi necessário realizar um tratamento prévio dos dados, preparando a base para a aplicação da técnica de agrupamento, a qual será descrita na seção seguinte.

3.2 Tratamento dos dados

Para iniciar a preparação dos arquivos para a construção das tipologias, foi necessário identificar, nos arquivos de medições, os dados relevantes para este estudo, permitindo a redução da base de dados por meio da manutenção apenas das colunas úteis ao desenvolvimento do trabalho.

Posteriormente, utilizando as informações temporais associadas às medições (data e horário), procedeu-se à classificação dos registros conforme o tipo de dia da semana — dias úteis, sábados ou domingos — para cada instalação analisada, conforme ilustrado na Figura 10. Além disso, realizou-se uma verificação fundamental quanto à quantidade de registros diários, de modo a assegurar a existência dos 144 registros esperados por dia. Assim, as unidades consumidoras que não apresentavam ao menos um dia útil, um sábado e um domingo completos foram desconsideradas para a construção das tipologias.

🕒 timestampsourceit	📅 data	🕒 hora	📅 DU_DS_DD
2021-08-18 16:30:00+00:00	2021-08-18 00:00:00	16:30:00	DU
2021-08-18 16:40:00+00:00	2021-08-18 00:00:00	16:40:00	DU
2021-08-18 16:50:00+00:00	2021-08-18 00:00:00	16:50:00	DU
2021-08-18 17:00:00+00:00	2021-08-18 00:00:00	17:00:00	DU
2021-08-18 17:10:00+00:00	2021-08-18 00:00:00	17:10:00	DU
2021-08-18 17:20:00+00:00	2021-08-18 00:00:00	17:20:00	DU
2021-08-18 17:30:00+00:00	2021-08-18 00:00:00	17:30:00	DU
2021-08-18 17:40:00+00:00	2021-08-18 00:00:00	17:40:00	DU
2021-08-18 17:50:00+00:00	2021-08-18 00:00:00	17:50:00	DU
2021-08-18 18:00:00+00:00	2021-08-18 00:00:00	18:00:00	DU

Figura 10 – Medições com identificação dos dias da semana

Ademais, foram identificados os dias de medição cujos registros não estavam completos, seja em função da instalação do medidor ao longo do dia ou de sua retirada antes

do término do período diário, de modo que as curvas correspondentes a esses dias não fossem selecionadas como representativas da respectiva unidade consumidora.

Concluída a primeira etapa de aplicação dos filtros necessários às medições das curvas de carga, procede-se à análise das curvas válidas, a fim de extrair três curvas típicas para cada unidade consumidora: uma correspondente aos dias úteis, outra aos sábados e outra aos domingos, conforme ilustrado na Figura 11.

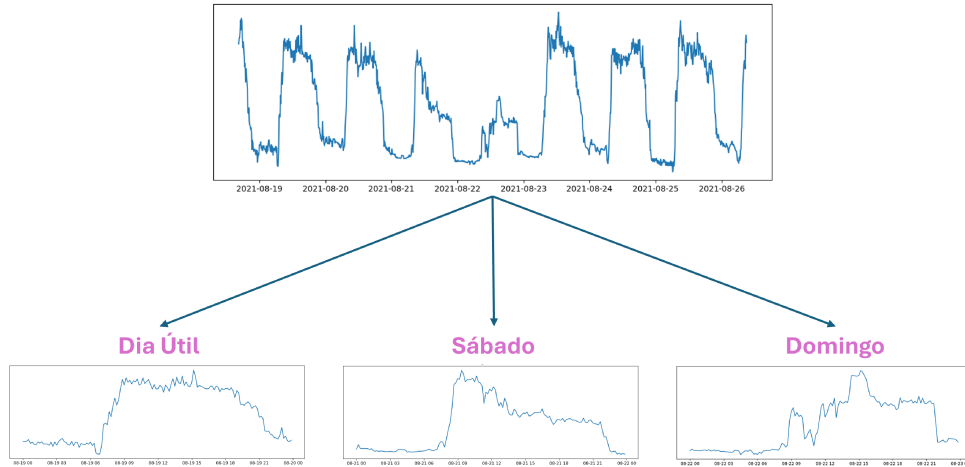


Figura 11 – Seleção das curvas características

3.2.1 Seleção das Curvas Típicas

Para a seleção das curvas representativas de cada unidade consumidora, foi aplicado o critério do Fator de Carga Médio. Esse índice expressa, de forma sintética, o grau de uniformidade do consumo ao longo do tempo, permitindo avaliar o quão próximo o perfil de carga se mantém de sua demanda máxima. O fator de carga é calculado como a razão entre a energia total consumida no período e o produto entre a energia máxima observada e o número de medições disponíveis como segue na Equação 3.1.

$$FC = \frac{\text{kWh}_{\text{soma}}}{\text{kWh}_{\text{max}} \cdot N} \quad (3.1)$$

onde:

- kWh_{soma} é a soma da energia consumida no período;
- kWh_{max} é a energia máxima medida no período;
- N é o número total de medições no período.

Dessa forma, inicialmente foi calculado o fator de carga para todos os dias de cada unidade consumidora. Em seguida, determinou-se o fator de carga médio, para cada

tipo de dia (dia útil, sábado e domingo), considerando todas as unidades consumidoras, conforme a Equação 3.2.

$$FC_{\text{médio}} = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} FC \quad (3.2)$$

sendo:

- N_d - Número de dias de medição;
- FC - Fator de carga do dia.

A Figura 12 mostra o resultado do calculo do Fator de Carga e o Fator de Carga Médio para alguns consumidores.

# kwh_max	dia_completo	# fator_carga	# fator_carga_mean
12.55180899595166	True	0.5858	0.57166
12.47361453366823	True	0.5674	0.57166
10.65099585059443	True	0.495	0.495
7.269926822613964	True	0.5499	0.5499
13.56571125509508	True	0.5303	0.57166
11.55074564649158	True	0.6131	0.57166
12.82233366650201	True	0.5617	0.57166
64.30352336996623	True	0.4735	0.4870599999999994
59.33773229618447	True	0.4857	0.4870599999999994
32.95364423581897	True	0.4188	0.4188

Figura 12 – Fator de Carga e Fator de Carga Médio calculados

A partir disso foi aplicado uma técnica de Vizinhos Próximos. O objetivo principal desse algoritmo é selecionar, para cada consumidor e tipo de dia, o dia cujo Fator de Carga calculado é mais próximo do Fator de Carga Médio. Ou seja, seleciona o dia mais representativo da unidade consumidora medida, conforme a Figura 13.

Assim sendo, a seleção dos dias típicos de cada unidade consumidora para os dias úteis, sábados e domingos foi realizada por meio da identificação do dia cuja métrica individual apresenta a menor distância em relação ao valor médio do conjunto, utilizando-se uma estrutura *KDTree*.

Em seguida, foi feito a classificação de cada unidade consumidora a partir da demanda máxima registrada. A Figura 14 mostra cada consumidor enquadrado na faixa a partir da potência demandada.

Após a realização das devidas verificações e o adequado tratamento dos dados necessários, bem como a seleção das curvas representativas de cada medição, procede-se ao cálculo dos indicadores de distorções harmônicas e à normalização dos dados, etapas que serão tratadas na seção seguinte.

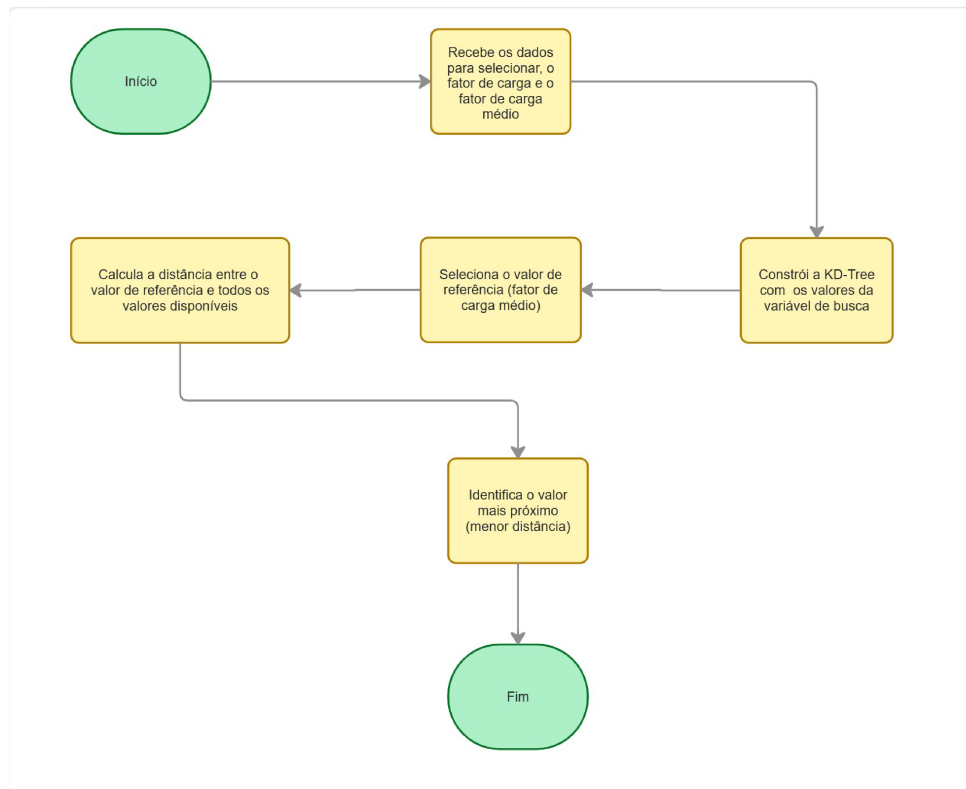


Figura 13 – Fluxograma do Vizinho mais Próximo

# total_medicoes	# kw_max	# qtd_dias_medidos	# kwh_mensal	⊗ estrato
1401	2610.760875585768	10	1025445.5514822312	(800, inf)
1289	75.14780906	9	24467.205923476904	(50, 150)
1294	2268.155027095713	9	1207937.578236353	(800, inf)
1462	265.4525249004543	10	71778.73430152098	(150, 300)
1141	21.7368937154295	8	2094.9813015627183	(0, 50)
1152	547.8488277101173	8	243559.02026714923	(300, 800)
1440	387.8519758033862	10	131550.4909293582	(300, 800)
1557	466.728521640022	11	106286.97601336402	(300, 800)
1250	925.5262992970484	9	500611.4753351758	(800, inf)
1882	228.6927167747278	13	67321.67203229573	(150, 300)

Figura 14 – Consumidores estratificados

3.3 Aplicação do Algoritmo *K-means*

Antes da aplicação do algoritmo *k-means*, realizou-se inicialmente o agrupamento dos intervalos de medição. A metodologia dos medidores registra os dados a cada 10 minutos; dessa forma, para a transformação dos registros em 24 valores horários, foi utilizado o conceito de soma fasorial, conforme aplicado por Neves Junior, Macedo Junior e Gregory (2022).

Para isso, a corrente, inicialmente representada na forma polar, foi convertida para a forma retangular, obtendo-se suas componentes ativa e reativa. Em seguida, realizou-se a soma horária, de forma separada, das componentes ativa e reativa, conforme ilustrado na Figura 15.

Com o ajuste dos intervalos das medições realizado, procedeu-se ao cálculo dos

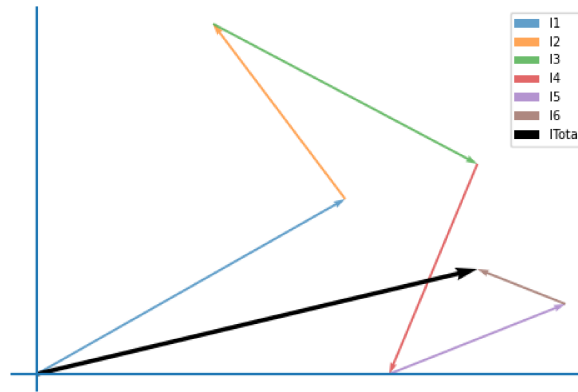


Figura 15 – Soma fasorial das correntes em 1 hora

indicadores de distorções harmônicas de corrente. Para isso, foram aplicadas as Equações 2.3 a 2.6, sendo os indicadores calculados para as três fases, i_a , i_b e i_c .

# THD_total_ia[%]	# THD_pares_ia[%]	# THD_impares_ia[%]	# THD_multiplos3_ia[%]
2.1065938	0.17755187	1.999118	0.6401093
2.4522126	0.18749863	2.3698733	0.6015738
2.5428283	0.17676672	2.4730592	0.5645429
1.961273	0.18832923	1.8494675	0.6249755
1.8613346	0.18420376	1.7392479	0.6369082
2.5587337	0.20431405	2.478274	0.60293674
2.6948123	0.18231867	2.6039577	0.66946155
2.1084282	0.15960917	1.9670365	0.7421335
8.649806	0.63793087	8.550213	1.1428137
9.495529	0.6023523	9.421805	1.0157827

Figura 16 – Calculo dos indicadores de distorções harmônicas de corrente para a fase A

O próximo passo consiste na aplicação do algoritmo *k-means* aos indicadores de distorções harmônicas calculados, com o objetivo de gerar as curvas típicas por faixa de potência demandada. Como o método é aplicado a todas as fases e segmentado por dias úteis, sábados e domingos, obtém-se, ao final, um total de 180 curvas típicas. Dessa forma, para cada estrato de consumidores atendidos em média tensão, espera-se a obtenção de 12 tipologias por fase, conforme apresentado na Tabela 5.

Estrato (kW)	Tipos de Dia	Fases	Indicadores	Total
(0, 50)	3	3	4	36
(50, 150)	3	3	4	36
(150, 300)	3	3	4	36
(300, 800)	3	3	4	36
(800, ∞)	3	3	4	36
Total Geral				180

Tabela 5 – Quantidade de tipologias considerando estratos, tipos de dia, fases e indicadores de distorção harmônica

3.3.1 Determinação da quantidade de agrupamentos

Para a correta aplicação do algoritmo de agrupamento *k-means*, é necessário definir previamente o número de grupos a serem considerados. Para a determinação desse número ideal de partições, utilizou-se o *Elbow Method*, a partir da análise da inércia — definida como a soma dos quadrados das distâncias internas aos *clusters* — em função do número de agrupamentos. A quantidade de *clusters* definida para a *DTI* da fase *a*, para cada estrato e tipo de dia (dias úteis (a), sábados (b) e domingos (c)), é apresentada nas Figuras 17 a 21.

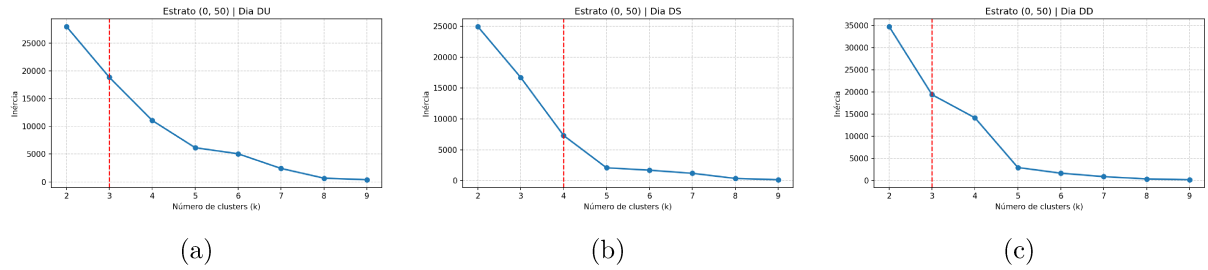


Figura 17 – Quantidade de *clusters* por dia para o estrato até 50 kW

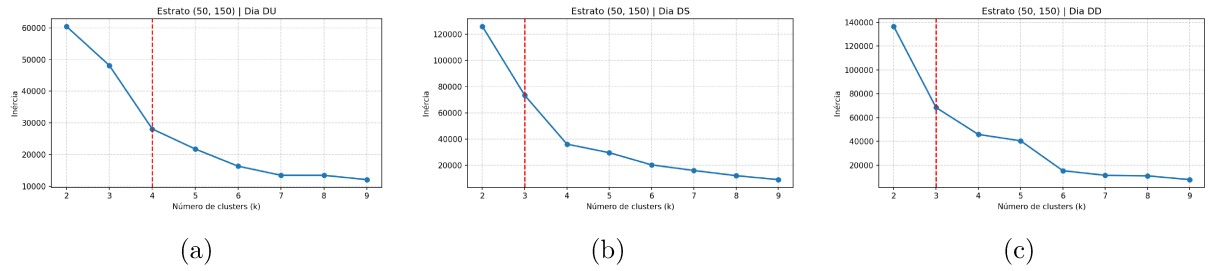


Figura 18 – Quantidade de *clusters* por dia para o estrato entre 50 e 150 kW

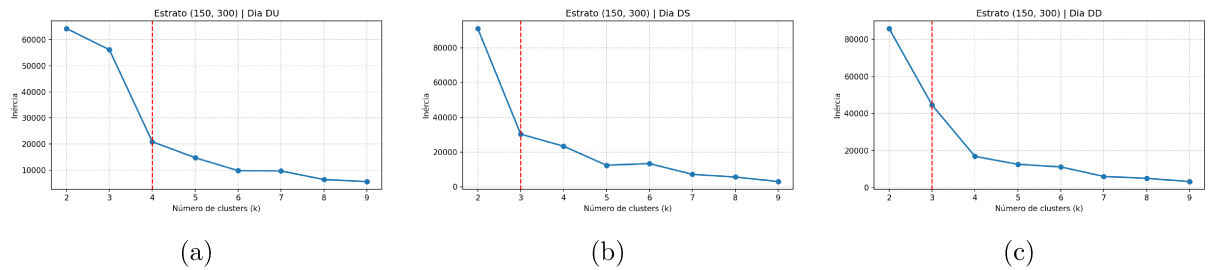
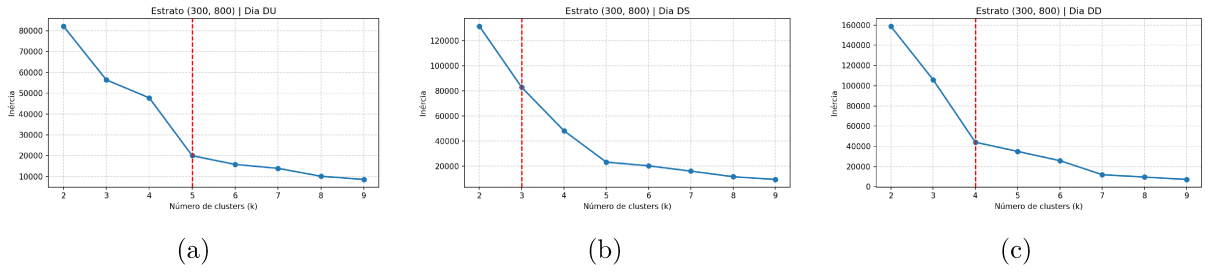
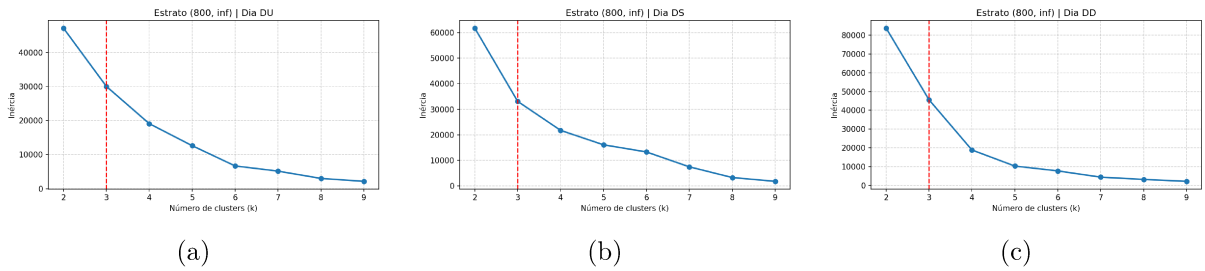


Figura 19 – Quantidade de *clusters* por dia para o estrato entre 150 e 300 kW

Figura 20 – Quantidade de *clusters* por dia para o estrato entre 300 e 800 kWFigura 21 – Quantidade de *clusters* por dia para o estrato acima de 800 kW

Em função da grande quantidade de figuras associadas às tipologias, nesta seção optou-se por apresentar visualmente apenas os resultados da aplicação do Método do Cotovelo para a Distorção Harmônica Total de Corrente da fase *a*. Os resultados completos, contendo os valores do número ótimo de *clusters* obtidos para cada estrato, tipo de dia e fase, encontram-se apresentados no Apêndice A, correspondentes aos indicadores DTI , DTI_p , DTI_i e DTI_3 .

A análise dos gráficos do Método do Cotovelo indica que, de modo geral, o número ótimo de agrupamentos situa-se entre três e cinco *clusters*, variando em função do estrato e do tipo de dia analisado. Observa-se que o comportamento da inércia apresenta pontos de inflexão bem definidos, usualmente associados a três ou quatro agrupamentos, refletindo maior homogeneidade dos perfis de distorção harmônica de corrente desses consumidores.

Com a definição do número ótimo de agrupamentos para cada combinação de estrato, tipo de dia e indicador de distorção harmônica, torna-se possível aplicar o algoritmo *k-means*. Na seção seguinte, são apresentados os resultados do processo de agrupamento propriamente dito, destacando-se as tipologias obtidas a partir das curvas de distorção harmônica de corrente utilizadas como dados de entrada.

4 Resultados e Discussão

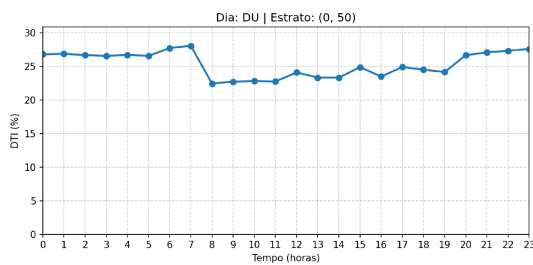
Com a metodologia de análise e agrupamento devidamente definida na seção anterior, este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação do algoritmo *k-means* sobre o conjunto de medições analisadas. São expostas e discutidas as tipologias das curvas de carga geradas para os diferentes indicadores de distorção harmônica de corrente, considerando a segmentação por estratos, tipos de dia e fases.

4.1 Tipologias das Curvas de Carga

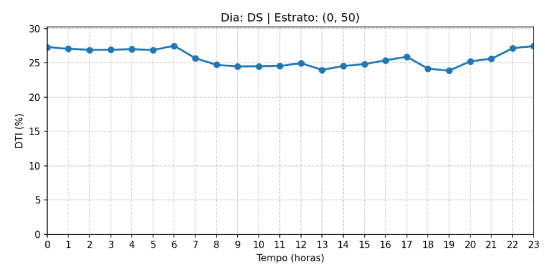
4.1.1 Tipologias do Estrato 0-50 kW

Considerando a quantidade de tipologias geradas, serão apresentadas de forma gráfica, para todos os indicadores de distorções harmônicas, apenas as curvas da fase *a*. As demais tipologias encontram-se no repositório¹ deste trabalho, no formato de tabelas.

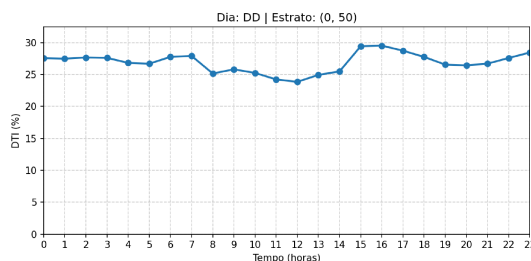
A Figura 22 apresenta os três gráficos referentes às tipologias da *DTI* para os dias úteis, sábados e domingos, respectivamente. Observa-se que, nesse estrato, o comportamento temporal da *DTI* é bastante semelhante ao longo dos diferentes dias da semana (útil, sábado e domingo), permanecendo relativamente estável, com valores em torno de 25% durante a maior parte do dia.



(a)



(b)



(c)

Figura 22 – Tipologias da *DTI* 0-50 kW para os DU, SA e DO, fase A

¹ Disponível em: <https://github.com/pgoult/TCC>. Acesso em: 18 de fevereiro de 2026.

Na Figura 23, observa-se que, para os três tipos de dia analisados, a DTI_p permaneceu entre 2% e 2,5% ao longo das 24 horas, sendo o dia útil aquele que apresentou maior variação. A partir da análise das tipologias, constata-se que as componentes harmônicas pares não múltiplas de 3 apresentam magnitudes inferiores às componentes ímpares. Tal comportamento deve-se ao fato de que sistemas equilibrados e com alimentação trifásica tendem a não apresentar harmônicas pares, especialmente na ausência de assimetrias significativas. Isso ocorre porque a forma de onda da corrente mantém uma simetria de meia onda, o que, do ponto de vista matemático, resulta na presença apenas de componentes de frequência ímpar em sua decomposição pela Série de Fourier. Dessa forma, as distorções harmônicas pares identificadas nos resultados podem ser atribuídas à existência de cargas monofásicas, bem como a desequilíbrios entre as fases.

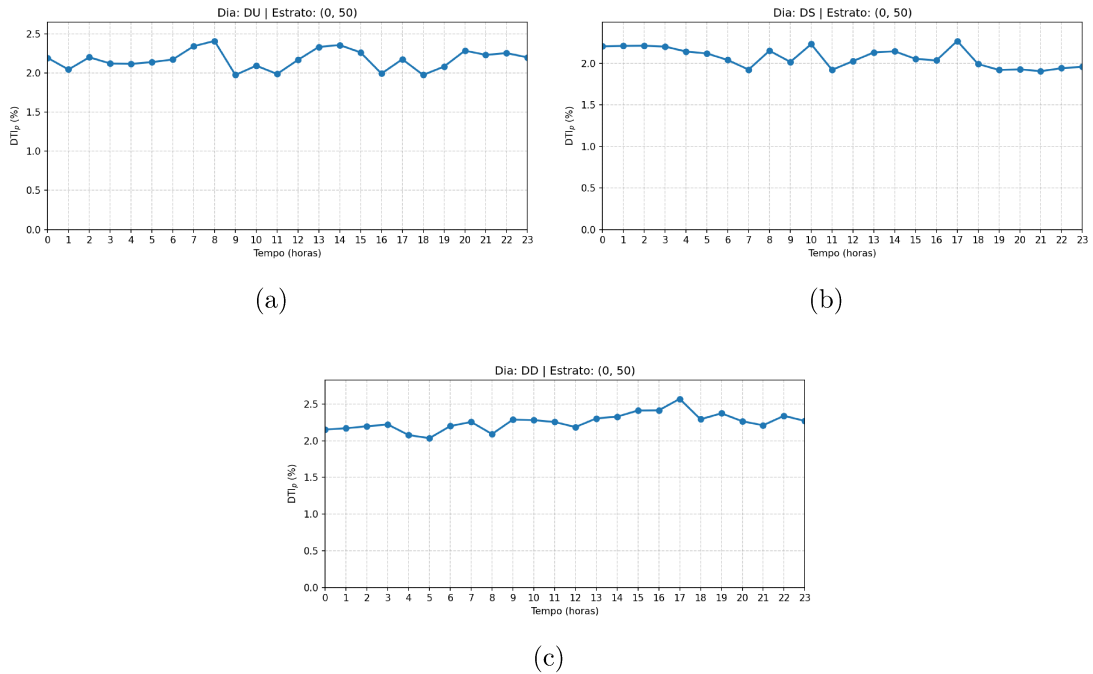


Figura 23 – Tipologias da DTI_p 0-50 kW para os DU, SA e DO, fase A

Já na Figura 24, que apresenta as tipologias da DTI_i , observa-se que os perfis variam ao longo do dia entre 20% e 25%, evidenciando uma presença relevante de correntes harmônicas ímpares não múltiplas de 3 para esse estrato. Na Figura 25, referente à DTI_3 , as tipologias dos três tipos de dia permanecem, em sua maior parte, entre 10% e 12% ao longo do período analisado. Esse comportamento é coerente com o fato de os consumidores avaliados estarem conectados à rede de média tensão, predominantemente por meio de ligações em delta. Nesse tipo de conexão, as correntes de sequência zero (3, 6, 9, ...) não circulam pela rede, o que contribui para a mitigação das distorções harmônicas associadas a essa sequência.

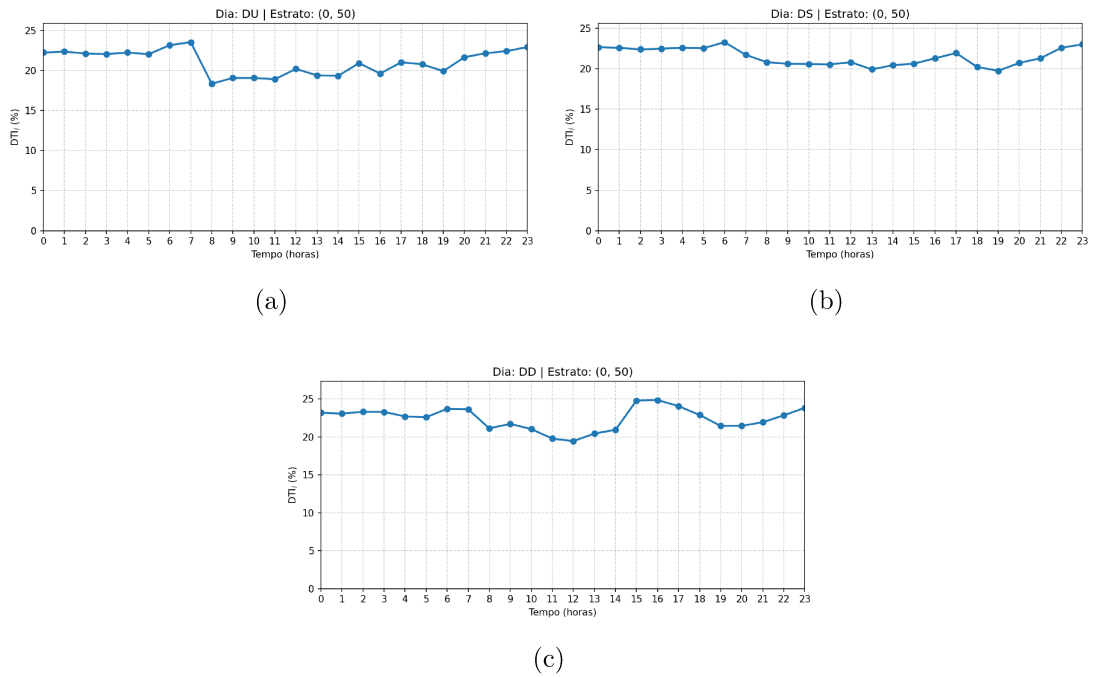


Figura 24 – Tipologias da DTI_i 0-50kW para os DU, SA e DO, fase A

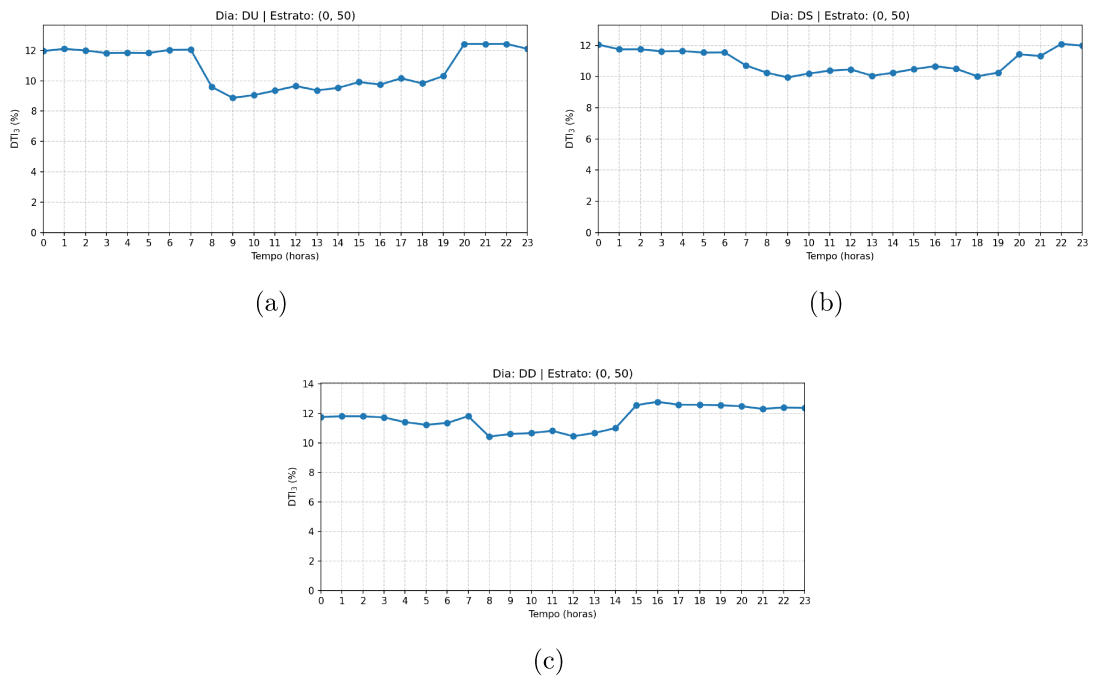


Figura 25 – Tipologias da DTI_3 0-50 kW para os DU, SA e DO, fase A

4.1.2 Tipologias do Estrato 50-150 kW

Na Figura 26, o dia útil e o sábado apresentaram tipologias semelhantes, com a DTI mantendo-se, em ambos os casos, entre 10% e 30%. Já no domingo, observa-se uma tipologia distinta das demais, principalmente no intervalo entre 7h e 15h, período no qual a DTI situou-se predominantemente entre 20% e 30%.

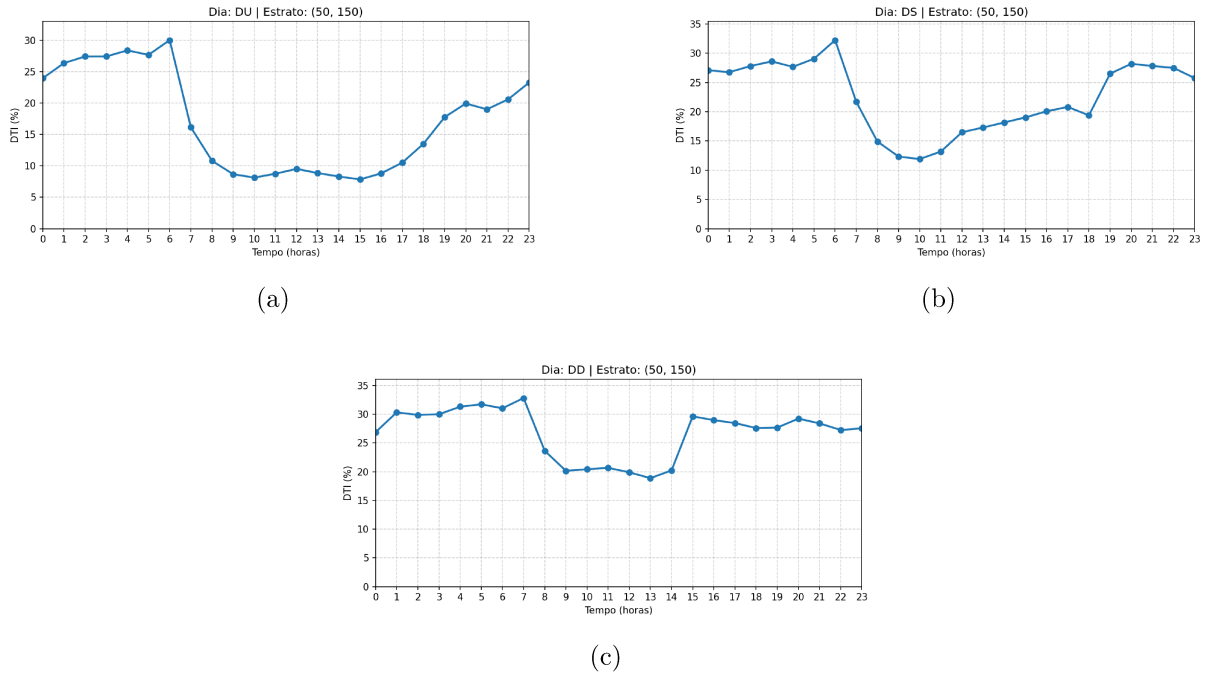


Figura 26 – Tipologias da DTI 50-150 kW para os DU, SA e DO, fase A

Nas tipologias para a DTI_p , há uma diferença maior no comportamento temporal a partir das 5 horas para os três dias, úteis, sábados e domingos, variando entre 1% e 2,5% como mostra a Figura 27. Já na Figura 28, referente a DTI_i o dia útil e o sábado ficou entre 10% e 25% ao longo do dia, enquanto o domingo variou em torno de 15% e 25%.

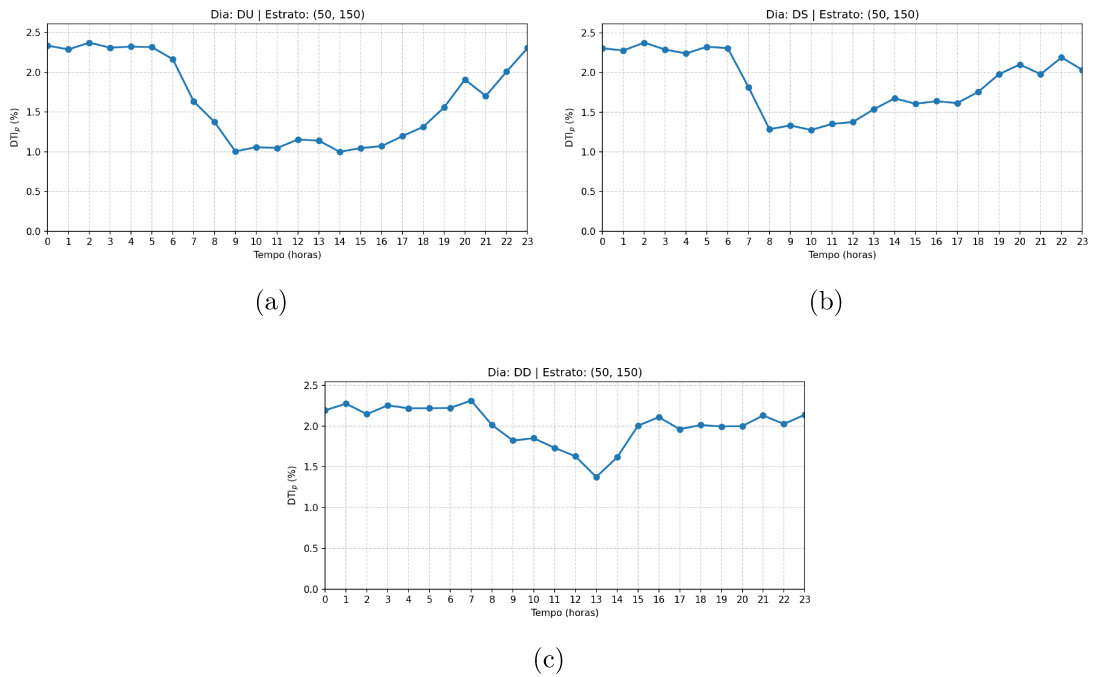


Figura 27 – Tipologias da DTI_p 50-150 kW para os DU, SA e DO, fase A

As tipologias da DTI_3 para o estrato de 50 a 150 kW são apresentadas na Figura

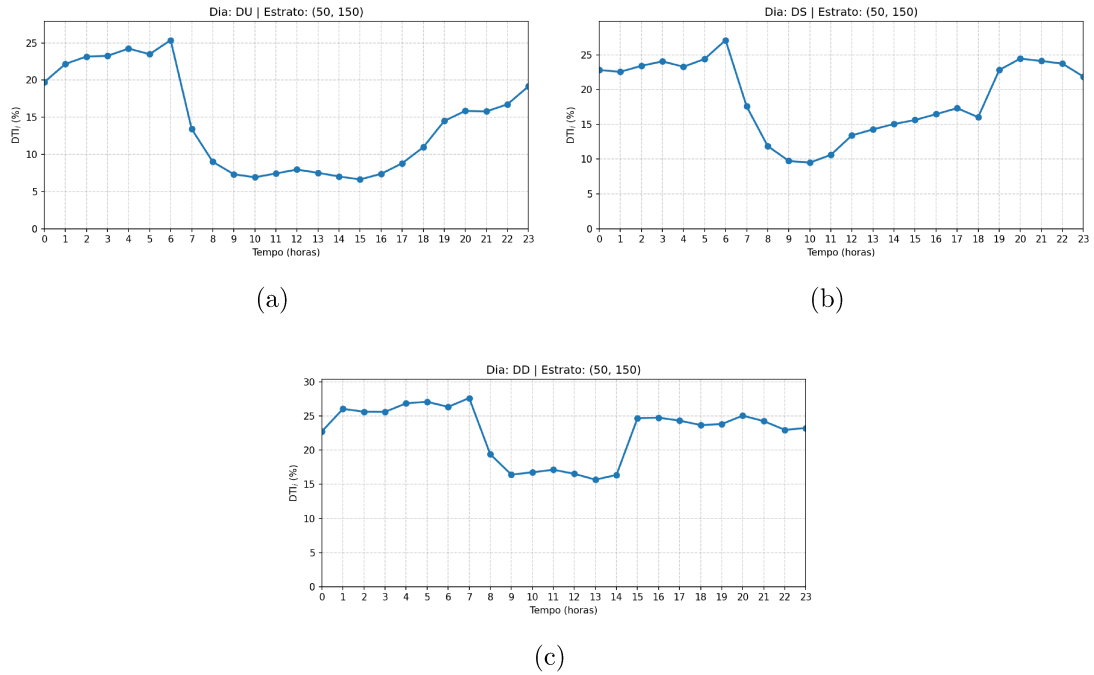


Figura 28 – Tipologias da DTI_i 50-150 kW para os DU, SA e DO, fase A

29. Observa-se que, para esse estrato, as tipologias permaneceram, em sua maioria, no intervalo entre 4% e 12% de distorção. Especificamente, verifica-se um aumento consistente dos indicadores de distorção harmônica fora do horário comercial, comportamento que se repete para os três tipos de dia analisados.

Uma possível explicação para esse fenômeno está relacionada à redução da corrente fundamental nos períodos de menor atividade, o que resulta em um aumento relativo dos índices de distorção harmônica. Em contrapartida, durante o horário comercial, o incremento das cargas eleva a componente fundamental da corrente, reduzindo proporcionalmente os valores observados para os indicadores de distorção.

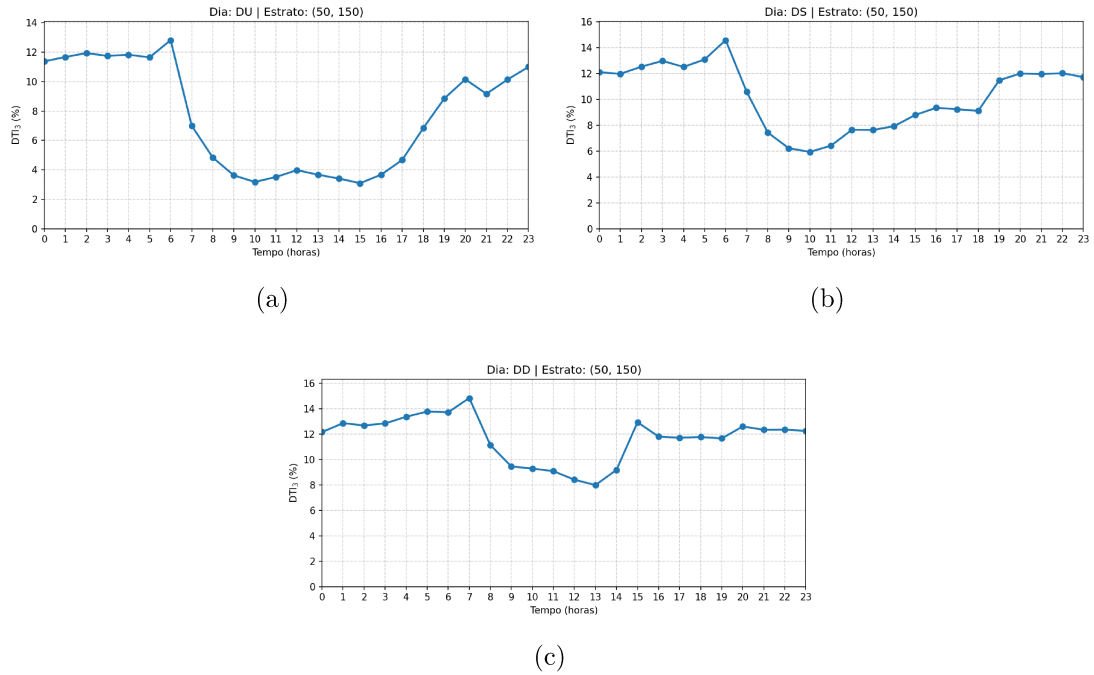


Figura 29 – Tipologias da DTI_3 50-150 kW para os DU, SA e DO, fase A

4.1.3 Tipologias do Estrato 150-300 kW

Nos gráficos da Figura 30, referentes ao estrato de 150 kW a 300 kW, observa-se que os comportamentos temporais das tipologias são distintos nos três dias analisados. Nos dias úteis, há maior DTI fora do horário comercial, chegando a 25% de distorção em alguns horários — Figura 30(a). No sábado, o comportamento apresenta-se um pouco mais linear em comparação aos dias úteis, variando entre 15% e 25% ao longo do dia — Figura 30(b). Já no domingo, observa-se a menor variação da distorção, mantendo-se entre 20% e 25% ao longo das 24 horas.

Nas tipologias da Figura 31, é possível observar um comportamento temporal totalmente distinto entre os dias. Para as tipologias de dias úteis e de sábado, a DTI_p variou entre 1% e 3,5%. Já no domingo — Figura 31(c) — os valores ficaram entre 1,25% e 1,75% ao longo das 24 horas, configurando um perfil mais linear em relação aos outros dias.

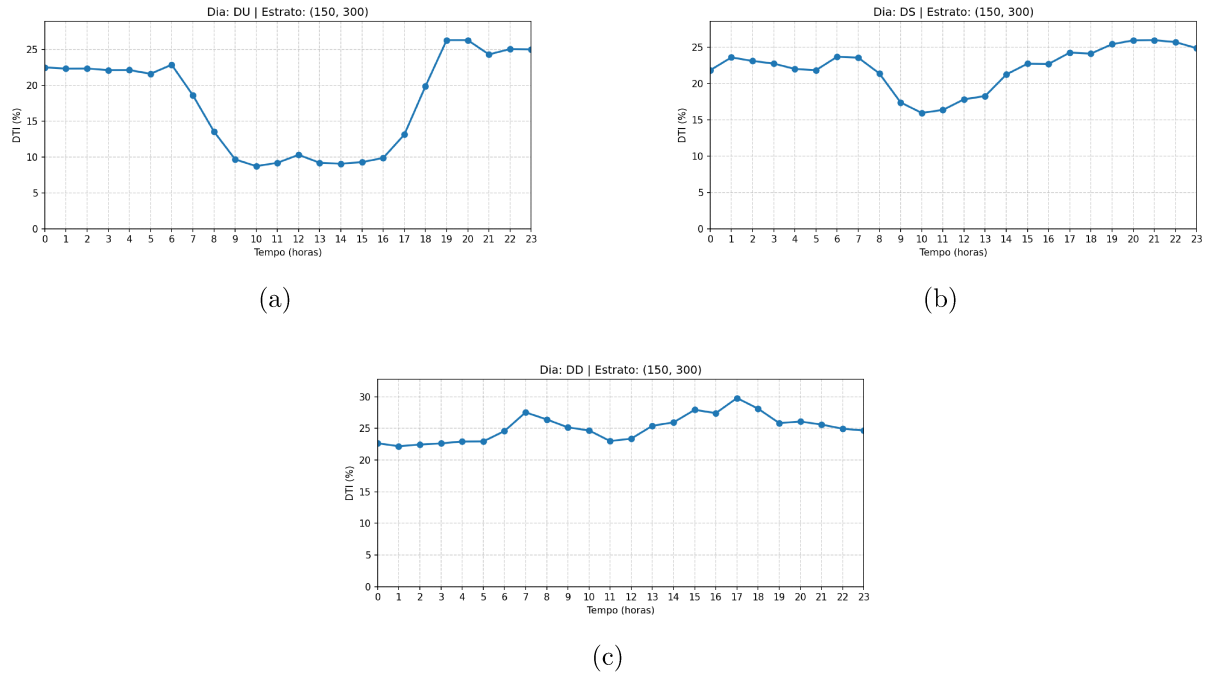


Figura 30 – Tipologias da DTI 150-300 kW para os DU, SA e DO, fase A

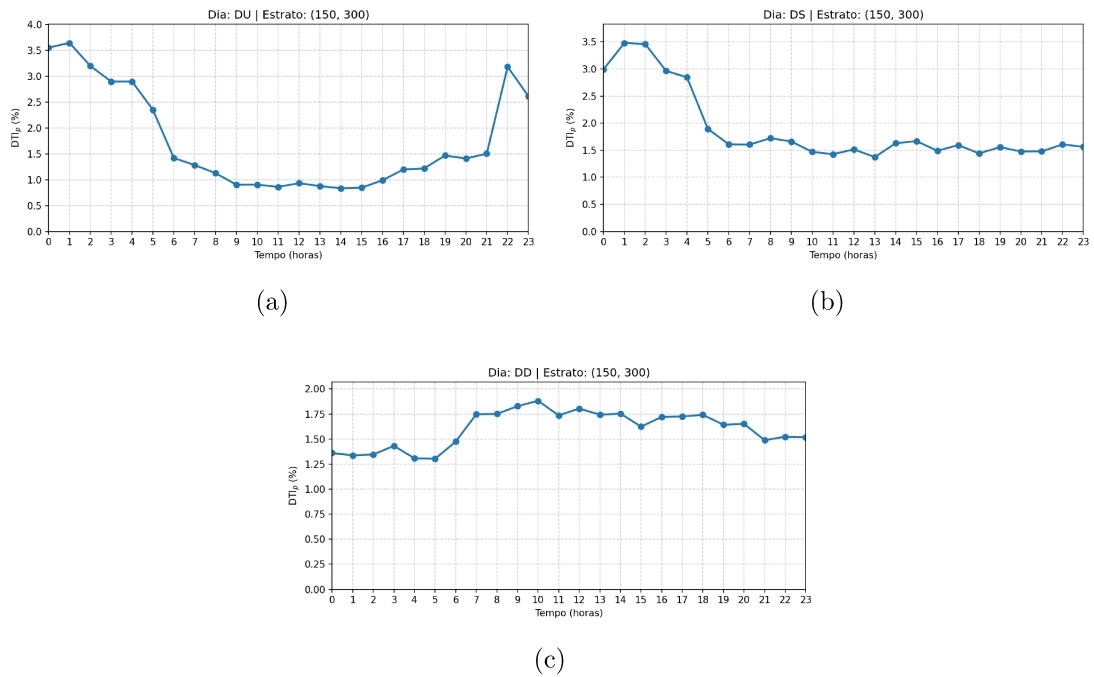


Figura 31 – Tipologias da DTI_p 150-300 kW para os DU, SA e DO, fase A

Agora, nas Figuras 32, observa-se que, para a tipologia do dia útil a DTI_i variou entre 10% e 25%, tendo seu valor mínimo ocorrendo durante o horário comercial. No sábado, se manteve entre 15% e 25%, e no domingo entre 20% e 25%, sendo este o dia que apresentou um comportamento temporal mais linear em relação aos demais.

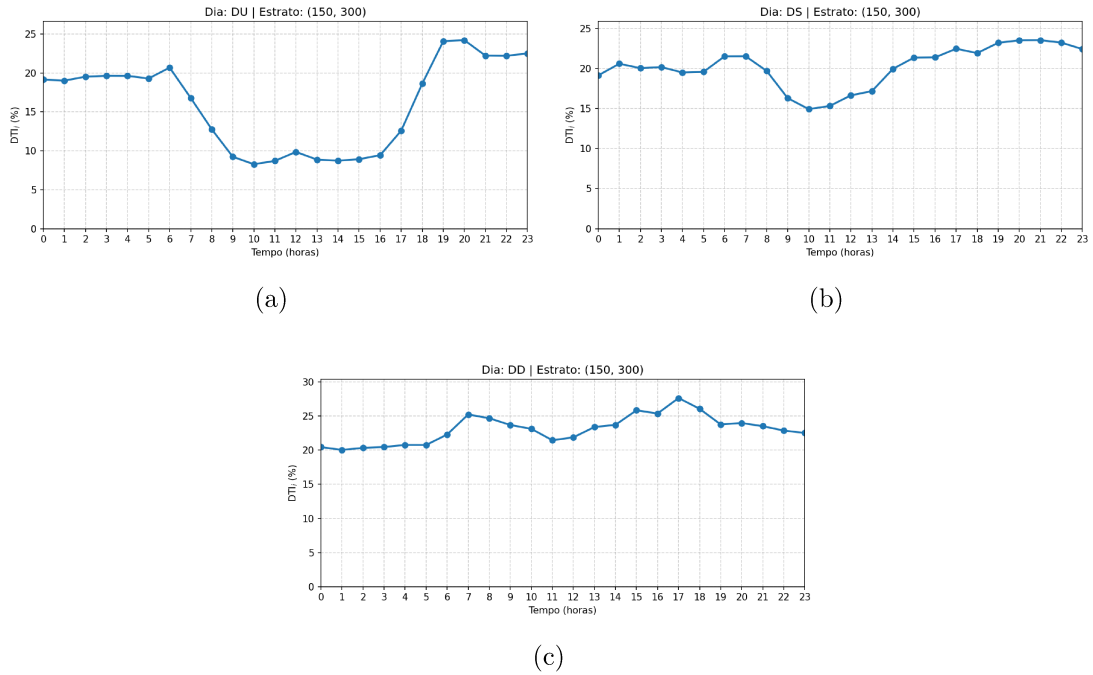


Figura 32 – Tipologias da DTI_i 150-300 kW para os DU, SA e DO, fase A

Na Figura 33, observa-se que, nos dias úteis, a DTI_3 variou entre 2% e 8%, com seu valor mínimo ocorrendo durante o horário comercial, como mostra a Figura 33(a). Já na Figura 33(b), referente à tipologia do sábado, a DTI_3 ficou entre 4% e 10%. No domingo — Figura 33(c) — os valores mantiveram-se entre 6% e 10%, apresentando um comportamento mais linear.

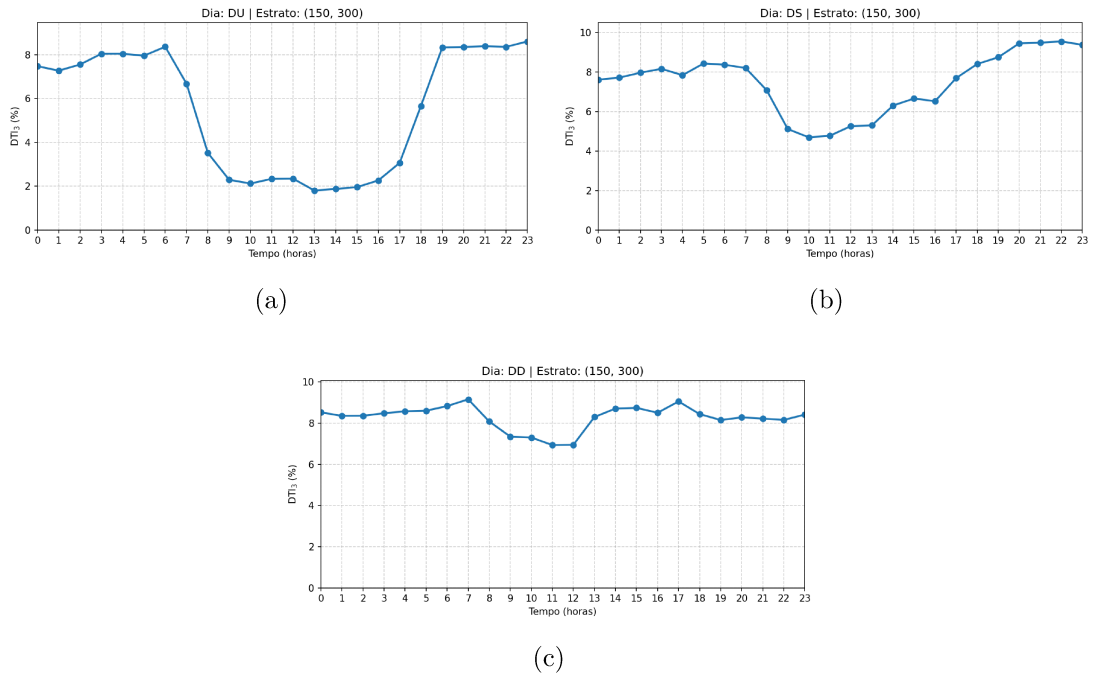
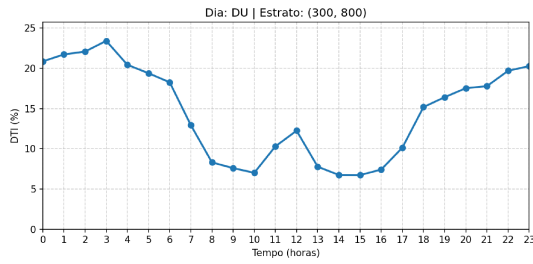


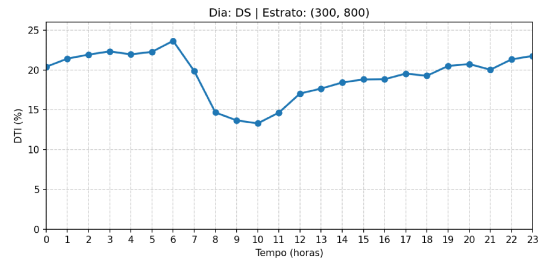
Figura 33 – Tipologias da DTI_3 150-300 kW para os DU, SA e DO, fase A

4.1.4 Tipologias do Estrato 300-800 kW

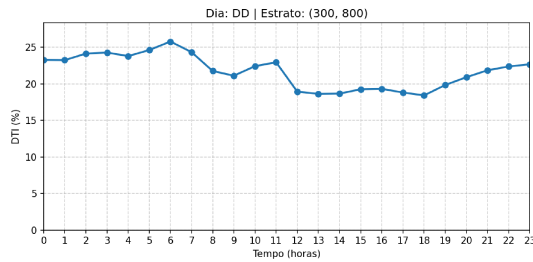
Na análise das curvas do estrato entre 300 kW e 800 kW, a Figura 34 mostra uma grande variação da DTI ao longo das 24 horas em comparação aos outros estratos. Em especial, nos dias úteis — Figura 34(a) — a DTI variou entre 5% e 25%. Já no sábado e no domingo, a DTI permaneceu entre 15% e 25%, valores próximos aos observados nos demais estratos.



(a)



(b)



(c)

Figura 34 – Tipologias da DTI 300-800 kW para os DU, SA e DO, fase A

Na Figura 35, que apresenta as tipologias referentes à DTI_p , observa-se que, nos dias úteis, o valor mínimo ocorreu durante o horário comercial, atingindo 0,6%, enquanto o valor máximo chegou a aproximadamente 1,4%. No sábado — Figura 35(b) — a DTI_p variou entre 0,8% e 1,2%, e no domingo permaneceu entre 1% e 1,5%, exceto no período das 9 às 12 horas, quando a DTI_p atingiu quase 3%.

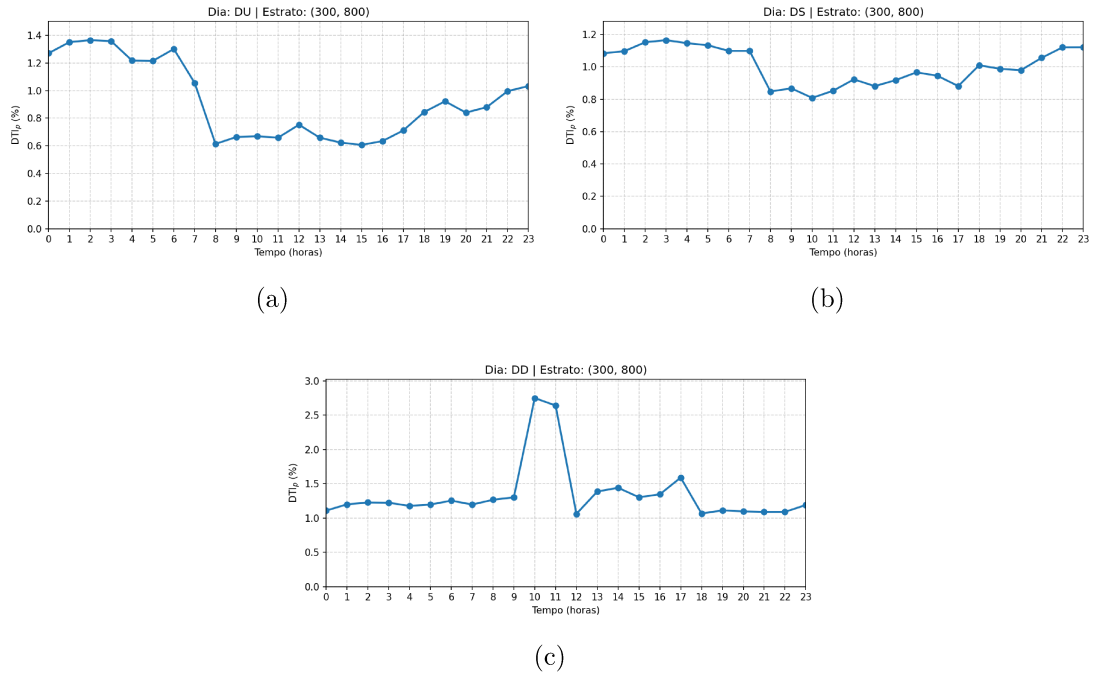


Figura 35 – Tipologias da DTI_p 300-800 kW para os DU, SA e DO, fase A

Em relação as tipologias da DTI_i , a Figura 36(a) mostra uma variação entre 5% e 20%. Já no sábado e domingo, apresentaram valores comuns aos outros estratos, onde a curva se manteve entre 15% e 25%.

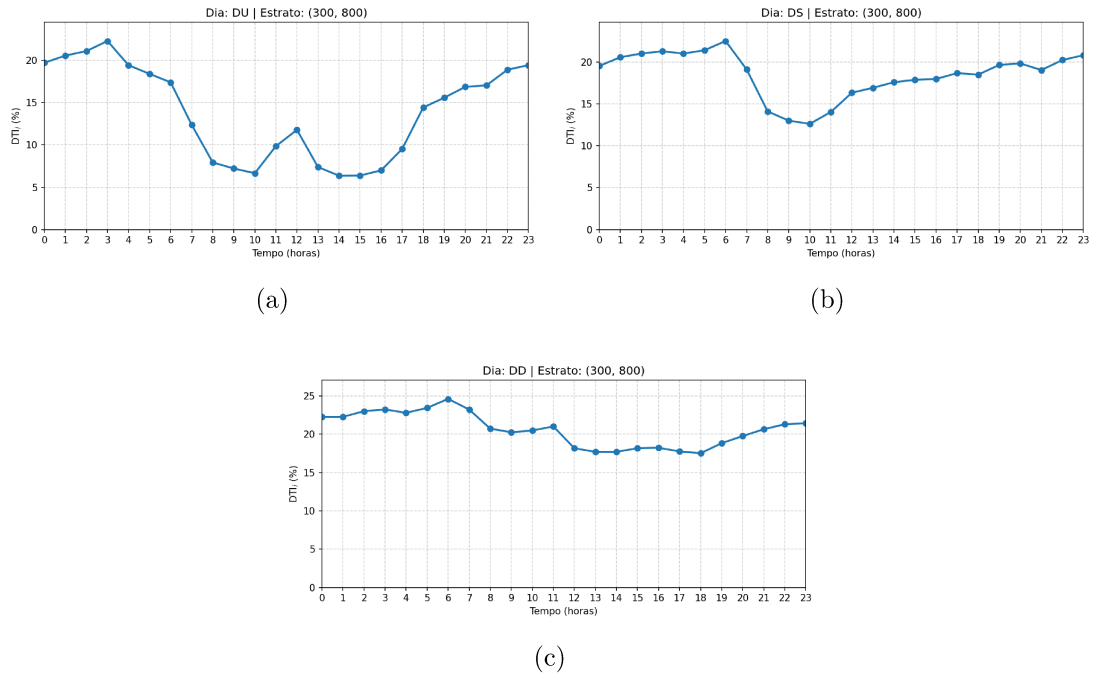


Figura 36 – Tipologias da DTI_i 300-800 kW para os DU, SA e DO, fase A

Por fim, para a DTI_3 observa-se que as curvas apresentaram comportamentos temporais distintos entre dias úteis, sábados e domingos. A Figura 37(a) ilustra a curva

típica dos dias úteis, com a DTI_3 variando entre 2% e 6%. Na Figura 37(b), referente ao sábado, a DTI_3 ficou entre 4% e 6%, enquanto na Figura 37(c), que mostra a curva típica do domingo, a variação ocorreu entre 4% e 7%.

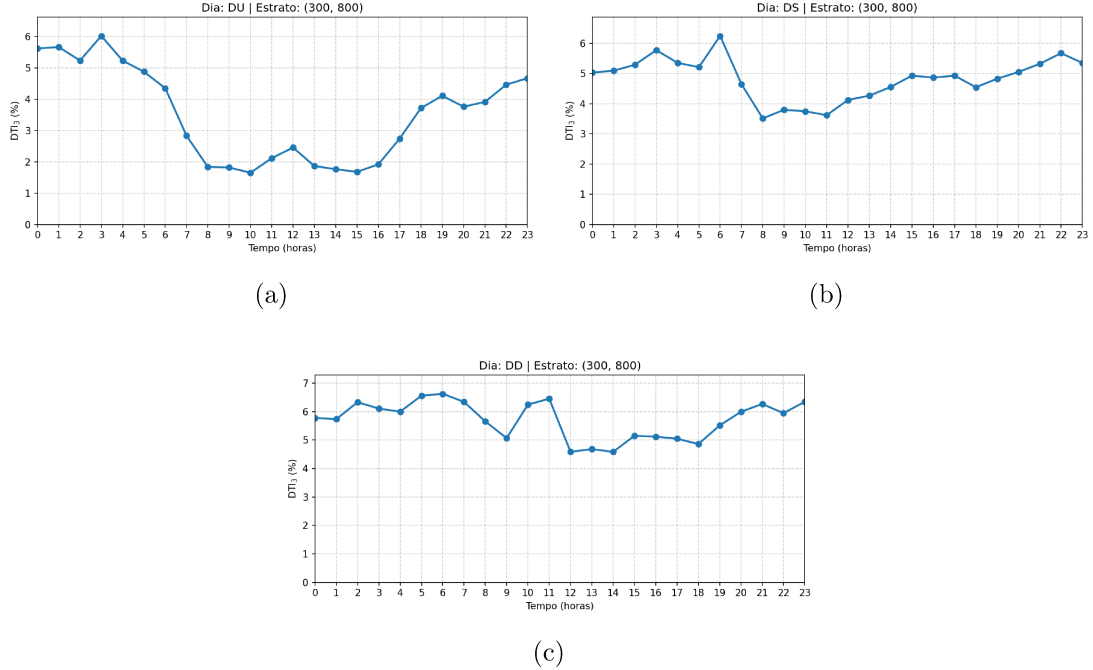
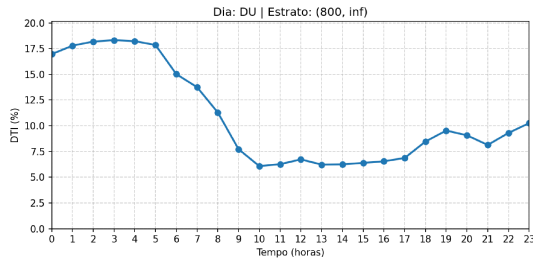


Figura 37 – Tipologias da DTI_3 300-800 kW para os DU, SA e DO, fase A

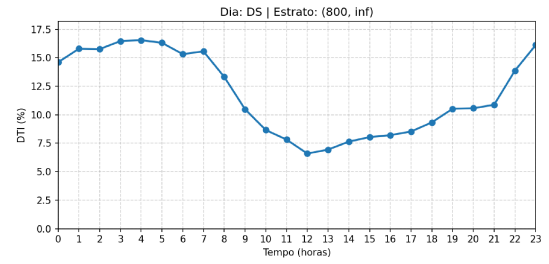
4.1.5 Tipologias do Estrato acima de 800 kW

Por fim, serão analisadas as tipologias do estrato que abrange clientes com potência demandada acima de 800 kW. Para a DTI , os resultados das tipologias para os três dias estão apresentados na Figura 38. Observa-se que os três dias apresentam um comportamento temporal muito próximo: nos dias úteis e no sábado, a distorção inicia o dia em seu pico, em torno de 18%, e atinge o valor mínimo por volta de 7,5%. No domingo, a DTI variou entre 10% e 20%, conforme mostrado na Figura 38(c).

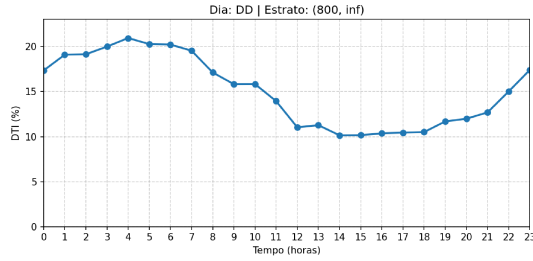
Nos gráficos referentes à tipologia da DTI_p , o comportamento temporal das curvas apresenta maior distinção entre os três dias. Nos dias úteis e no sábado, a DTI_p manteve-se entre 0,3% e 0,8%, como pode ser observado nas Figuras 39(a) e 39(b). Já no domingo — Figura 39(c) — a DTI_p variou entre 0,4% e 1,1%.



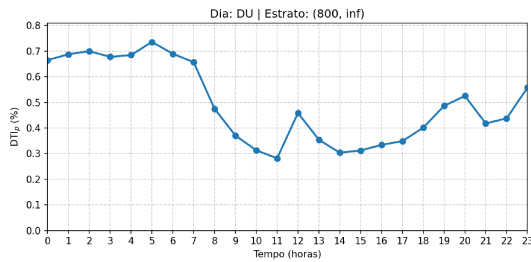
(a)



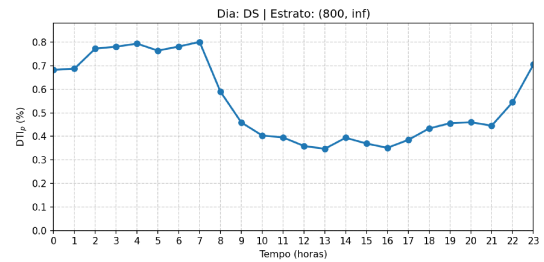
(b)



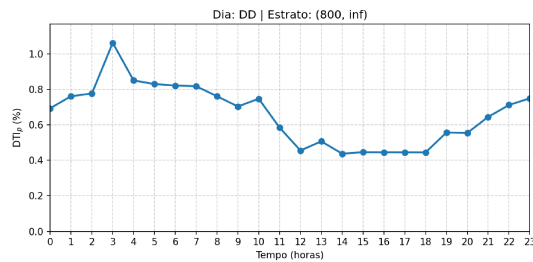
(c)

Figura 38 – Tipologias da DTI acima de 800 kW para os DU, SA e DO, fase A

(a)



(b)



(c)

Figura 39 – Tipologias da DTI_p acima de 800 kW para os DU, SA e DO, fase A

Analisando a Figura 40 para a DTI_i , observa-se que, as curvas apresentam um comportamento temporal semelhante entre os dias. Onde o dia útil e o sábado se manteve entre 5% e 17.5% durante as 24 horas e o domingo, na Figura 40(c), se manteve entre 10% e 20%.

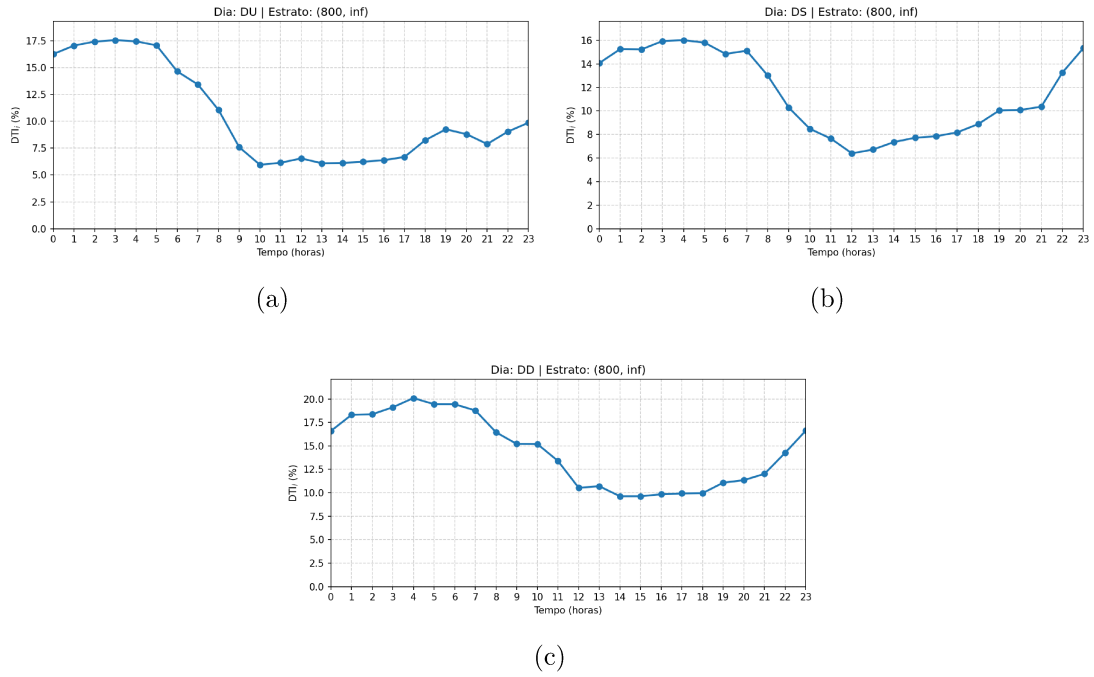


Figura 40 – Tipologias da DTI_i acima de 800 kW para os DU, SA e DO, fase A

Por fim, a Figura 41 apresenta as tipologias típicas referentes à DTI_3 para esse estrato. Nos dias úteis e no sábado — Figuras 41(a) e 41(b) — a DTI_3 variou entre 1% e 4%, enquanto no domingo — Figura 41(c) — permaneceu entre 3% e 5%, apresentando um perfil de curva um pouco mais linear.

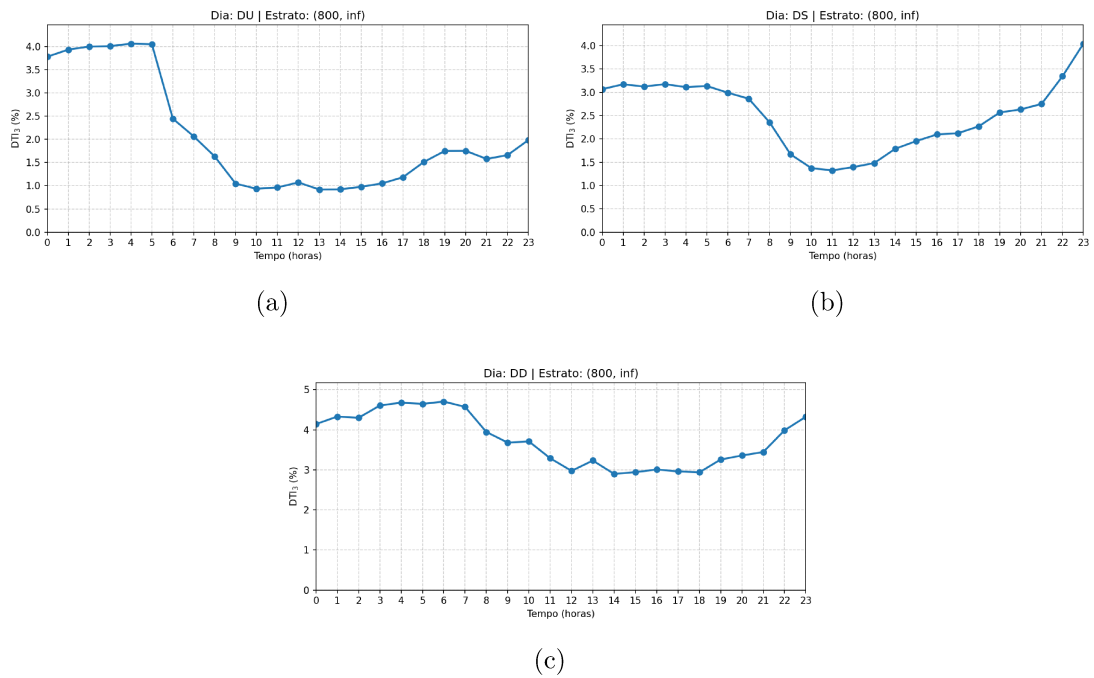


Figura 41 – Tipologias da DTI_3 acima de 800 kW para os DU, SA e DO, fase A

5 Conclusão

Este trabalho teve como objetivo principal analisar e caracterizar o comportamento das distorções harmônicas de corrente em unidades consumidoras de média tensão, por meio da aplicação de técnicas agrupamento. A motivação para o desenvolvimento deste estudo está associada à crescente presença de cargas não lineares nos sistemas elétricos de potência, impulsionada pelo uso intensivo de equipamentos eletrônicos de potência, os quais impactam diretamente a qualidade da energia elétrica. Nesse contexto, a compreensão dos padrões temporais das distorções harmônicas torna-se fundamental para o planejamento, a operação e a regulação dos sistemas de distribuição.

No que se refere à metodologia adotada, inicialmente foi realizado o tratamento do conjunto de dados de medições elétricas e seleção das curvas representativas de cada unidade para cada tipo de dia, assegurando a consistência e a representatividade das curvas analisadas. Em seguida, foram definidos os indicadores de distorção harmônica de corrente, contemplando a distorção total de corrente, a distorção total de corrente das componentes pares não múltiplas de 3, distorção total de corrente das componentes ímpares não múltiplas de 3 e a distorção total de corrente das componentes múltiplas de três. Os dados foram segmentados nos moldes do Módulo 2 do PRODIST, de acordo com estratos de potência demandada e tipos de dia (dias úteis, sábados e domingos). Posteriormente, aplicou-se o algoritmo de clusterização *k-means*, previamente parametrizado, com o intuito de identificar tipologias representativas das curvas de carga associadas aos diferentes indicadores de distorção harmônica ao longo do dia.

A análise dos resultados evidenciou que as tipologias obtidas refletem padrões coerentes com as características físicas e operacionais das unidades consumidoras avaliadas. No estrato de menor demanda, observou-se maior estabilidade temporal dos indicadores de distorção, enquanto nos estratos superiores verificaram-se variações mais pronunciadas, especialmente fora do horário comercial. As distorções harmônicas ímpares mostraram-se predominantes em relação às pares, comportamento esperado em sistemas relativamente equilibrados e com predominância de cargas trifásicas. Além disso, os resultados associados às harmônicas múltiplas de três indicaram valores reduzidos, em consonância com o fato de grande parte dos consumidores estarem conectados em média tensão por meio de ligações em delta, o que limita a circulação de correntes de sequência zero na rede. Dessa forma, as tipologias identificadas permitiram uma visualização clara e sintética do comportamento harmônico dos diferentes grupos analisados.

Por fim, conclui-se que a abordagem proposta mostrou-se eficaz para a caracterização do comportamento das distorções harmônicas de corrente, fornecendo subsídios

relevantes para estudos de qualidade da energia elétrica. As tipologias geradas podem auxiliar concessionárias e órgãos reguladores na identificação de perfis críticos, no direcionamento de ações de mitigação e no aprimoramento de estratégias de monitoramento da rede. Para pesquisas futuras, sugere-se a ampliação da metodologia proposta para contemplar a análise de inter-harmônicas, explorando novas topologias de agrupamento capazes de capturar com maior precisão padrões espectrais mais complexos. Além disso, uma outra vertente consiste em associar as tipologias de curvas obtidas às características socioeconômicas dos consumidores, investigando possíveis correlações entre perfil de carga, hábitos de consumo e atividades desenvolvidas em cada unidade consumidora.

Referências

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**. 8. ed. [S.l.], 2022. Revisão 8. Citado na página 27.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. 13. ed. [S.l.], 2022. Revisão 13. Citado 3 vezes nas páginas 7, 17 e 18.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems**. New York: McGraw-Hill, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 5 e 15.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe**. 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>>. Citado na página 11.

GEMIGNANI, M. M. F. **Proposição e Análise Comparativa de Métodos Alternativos de Seleção e Classificação de Curvas de Carga para a Definição de Tipologias para Estudos Tarifários**. Dissertação (Dissertação (Mestrado em Engenharia)) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Acesso em: 10 mai. 2016. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-29062009-151951/pt-br.php>>. Citado na página 12.

HAIR, J. F. J.; BLACK, W. C.; BABIN, B. J.; ANDERSON, R. E. **Análise Multivariada de Dados**. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2009. Tradução de Adonai Schlup Sant'Anna. Recurso eletrônico. Citado 3 vezes nas páginas 5, 22 e 24.

MÉFFE, A.; OLIVEIRA, C. C. B.; OLIVEIRA, P. R. P. **Desenvolvimento de Modelos de Classificação para o Estabelecimento de Padrões Típicos de Representação de Redes de Baixa Tensão para Cálculo de Perdas Técnicas: Desenvolvimento de Modelos de Classificação**. São Paulo, 2002. Citado na página 12.

Neves Junior, V. R. **Determinação da tipologia de curvas de carga em frequências harmônicas para consumidores residenciais de baixa tensão**. 150 p. Dissertação (Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)) — Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2022. Disponível em: <<http://doi.org/10.14393/ufu.di.2022.556>>. Citado na página 13.

Neves Junior, V. R.; Macedo Junior, J. R.; GREGORY, R. C. F. Construção da tipologia de curvas de cargas harmônicas residenciais. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE**, v. 2, n. 1, 2022. Citado na página 31.

PESSANHA, J. F. M.; VELASQUEZ, R. M. G.; MELO, A. C. G.; CALDAS, R. P. Técnicas de cluster analysis na construção de tipologias de curvas de carga. In: **XV SENDI**. Salvador: [s.n.], 2002. Citado na página 12.

PESSANHA, J. F. M.; XAVIER, V. L.; AMARAL, M. R. d. S. d.; LAURENCEL, L. d. C. Construindo tipologias de curvas de carga com o programa r. **Pesquisa Operacional**

para o Desenvolvimento, Rio de Janeiro, v. 7, n. 1, p. 29–54, 2015. Disponível em: <<https://www.podesenvolvimento.org.br/podesenvolvimento/article/view/310>>. Citado 2 vezes nas páginas 5 e 20.

A Resultados do *Elbow Method* para os indicadores de distorção harmônica de corrente

Estrato	Dia	DTI			DTI_p			DTI_i			DTI_3		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
(0,50)	DD	3	3	4	3	3	4	3	3	4	3	4	3
	DS	4	3	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3
	DU	3	3	5	4	4	3	3	3	3	3	4	3
(50,150)	DD	3	3	3	4	3	3	3	3	3	3	3	4
	DS	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	6
	DU	4	5	3	5	3	4	4	3	4	4	3	3
(150,300)	DD	3	3	3	3	3	3	4	4	3	3	3	3
	DS	3	3	3	3	3	3	3	6	3	4	3	3
	DU	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	3	3
(300,800)	DD	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	DS	3	3	3	3	3	3	4	3	3	3	3	4
	DU	5	3	3	3	4	3	4	3	3	4	3	4
(800, ∞)	DD	3	4	3	3	4	3	3	3	3	3	3	4
	DS	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	DU	3	3	3	4	3	3	3	3	3	3	4	4