

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DE TRAVESSIAS ENTRE LINHAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO  
UTILIZANDO A TECNOLOGIA LIDAR**

por

**Guilherme Rodrigues Cardoso**

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, fevereiro de 2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DE TRAVESSIAS ENTRE LINHAS DE TRANSMISSÃO E  
DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO A TECNOLOGIA LIDAR**

por

GUILHERME RODRIGUES CARDOSO

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Roberto Chouhy Leborgne  
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Banca examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – DELAE / UFRGS  
Eng. Me. Diogo Soliman Medeiros – CPFL TRANSMISSÃO  
Prof. Dr. Clódis de Oliveira Andrades Filho – IGEO / UFRGS

Porto Alegre, 07 de fevereiro de 2024.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer aos meus pais, Gilberto e Jaqueline, por todo suporte e incentivo durante estes anos de graduação. É muito gratificante compartilhar essa conquista com vocês. Amo muito vocês.

Agradeço à minha irmã, Alice, por vibrar pelas minhas conquistas, me perguntando a cada semestre quantos porcentos engenheiro eu era. O mano te ama muito.

Agradeço aos meus dindos, Raquel e Marcos, por todo o cuidado e zelo comigo. Agora sim eu posso dizer que sou um engenheiro da luz.

Agradeço aos meus colegas de curso que estiveram e compartilharam comigo esta jornada.

Agradeço ao meu orientador Flávio Lemos por ter aceitado me orientar e fazer parte deste trabalho. Muito obrigado por todos os ensinamentos.

Agradeço meus colegas de trabalho da CPFL Transmissão por todo o apoio prestado para as medições em campo e a realização desta monografia.

Por fim, agradeço à minha parceira, Bruna, por deixar tudo mais leve. Tu foste fundamental nestes últimos semestres. Obrigado por compartilhar a vida comigo. Te amo muitozão.

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Sistema Interligado Nacional e suas instalações futuras.....                                     | 3  |
| Figura 2 – Representação das distâncias e forças envolvidas entre duas estruturas niveladas. ....           | 4  |
| Figura 3 – Representação de duas estruturas desniveladas. ....  | 5  |
| Figura 4 – Efeito do aumento da temperatura em cabos condutores.....  | 6  |
| Figura 5 – Método de análise da tecnologia LiDAR.....   | 8  |
| Figura 6 – Exemplo de sensor LiDAR acoplado a uma aeronave tripulada. ....                                  | 8  |
| Figura 7 – Principais mecanismos e tipo de varredura.....   | 9  |
| Figura 8 – Funcionamento resumo de um SIG.....  | 10 |
| Figura 9 – Dados vetoriais e dados matriciais e suas respectivas caracterizações. ....                      | 10 |
| Figura 10 – Fluxograma da metodologia. ....   | 13 |
| Figura 11 – Fotografia da travessia das linhas de transmissão de 525 kV e 230 kV. ....                      | 14 |
| Figura 12 – Vista superior dos pontos na travessia das linhas de transmissão de 525 kV e 230 kV. ....       | 14 |
| Figura 13 – Vista de perfil de um ponto na travessia das linhas de transmissão de 525 kV e 230 kV. ....     | 15 |
| Figura 14 – Fotografia da travessia das linhas de transmissão de 230 kV e 138 kV. ....                      | 15 |
| Figura 15 – Vista superior dos pontos na travessia das linhas de transmissão de 230 kV e 138 kV. ....       | 16 |
| Figura 16 – Vista de perfil de um ponto na travessia das linhas de transmissão de 230 kV e 138 kV. ....     | 16 |
| Figura 17 – Fotografia da travessia da linha de transmissão de 230 kV e linha de distribuição de 23 kV. ... | 17 |
| Figura 18 – Vista superior na travessia da linha de transmissão de 230 kV e de distribuição de 23 kV. ....  | 17 |
| Figura 19 – Vista de perfil na travessia da linha de transmissão de 230 kV e de distribuição de 23 kV.....  | 17 |
| Figura 20 – Fluxograma da simulação realizada. ....   | 18 |
| Figura 21 – Corte longitudinal ao PR1 da travessia 1.....   | 19 |
| Figura 22 – Distância medida no ponto 1 (fase A) da travessia 1.....  | 20 |
| Figura 23 – Distância medida no ponto 2 (fase B) da travessia 1.....  | 20 |
| Figura 24 – Distância medida no ponto 3 (fase C) da travessia 1.....  | 21 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 - Carga máxima para cada tipo de cabo.....                             | 5  |
| Tabela 2 – Distância básicas.....   | 7  |
| Tabela 3 – Mecanismos de varredura e suas respectivas características. ....     | 9  |
| Tabela 4 – Configurações do plano de voo.....                                   | 11 |
| Tabela 5 – Especificações do laser Optech Orion.....                            | 11 |
| Tabela 6 – Especificações da câmera digital iXU RS 1000. ....                   | 12 |
| Tabela 7 – Especificações do hipsômetro modelo TruPulse 360°R. ....             | 12 |
| Tabela 8 – Parâmetros adotados na simulação.....                                | 18 |
| Tabela 9 – Distâncias de segurança medidas no software QGIS.....                | 21 |
| Tabela 10 – Distâncias de segurança medidas com o hipsômetro.....               | 22 |
| Tabela 11 – Distâncias mínimas de segurança de acordo com a NBR 5422/1985. .... | 22 |
| Tabela 12 – Resultados obtidos na simulação.....                                | 23 |

CARDOSO, G. R. **Análise de Travessias entre Linhas de Transmissão e Distribuição Utilizando a Tecnologia Lidar**. 2024. 33 f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

## **RESUMO**

Este trabalho apresenta uma metodologia aplicada à análise de 3 travessias de linhas de transmissão de 525 kV, 230 kV e 138 kV e linha de distribuição de 23 kV no município de Gravataí, localizado na região metropolitana de Porto Alegre no estado do Rio Grande do Sul. É realizada a comparação entre dados obtidos pela tecnologia LiDAR e pela medição em campo. A nuvem de pontos obtida pela tecnologia LiDAR foi filtrada e tratada através dos *softwares Global Mapper* e QGIS. Ademais, uma simulação foi aplicada a partir das condições críticas do cabo e do ambiente em cada travessia com o objetivo de verificar se a distância de segurança do vão está de acordo com a norma vigente, NBR 5422/1985. Para essa simulação, iniciou-se com a condição de projeto e então, utilizou-se equações de balanço térmico e equações de mudança de estado para obter a tração e o peso do condutor para cada condição com o intuito de verificar a acurácia da tecnologia empregada. Como resultados obtidos, tem-se 12 pontos de travessias analisados, apenas um não atendeu o resultado esperado para as condições obtidas, porém, para a simulação de condições críticas, os resultados dos dois métodos foram praticamente idênticos. A tecnologia LiDAR, portanto, mostrou flexível, aplicável e adequada para esse tipo de análise, minimizando as idas a campo.

**PALAVRAS-CHAVE:** LiDAR; SIG; análise de travessias

**CARDOSO, G. R. Analysis of Crossings Between Transmission and Distribution Power Lines Using Lidar Technology.** 2024. 37 p. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

#### **ABSTRACT**

This work presents a methodology applied to the analysis of 3 crossings of 525 kV, 230 kV and 138 kV transmission power lines and a 23 kV distribution power line in the city of Gravataí, located in the metropolitan region of Porto Alegre in Rio Grande do Sul. This methodology is based on a comparison between data obtained by LiDAR technology and field measurements. The point cloud obtained by LiDAR technology was filtered and processed using Global Mapper and QGIS software. A simulation was also carried out based on the critical conditions of the cable and the environment at each crossing in order to check that the safety distance of the span complies with the current standard, NBR 5422/1985. For this simulation, it started with the project condition and then used thermal balance equations and change of state equations to obtain the traction and weight of the conductor for each condition in order to verify the accuracy of the technology employed. Of the 12 crossing points analyzed, only one did not meet the expected result for the conditions obtained, but for the simulation of critical conditions, the results of the two methods were practically identical. As such, LiDAR technology proved to be flexible, applicable and suitable for this type of analysis, minimizing field trips.

**KEYWORDS:** LiDAR; GIS; crossings analysis.

## SUMÁRIO

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO</b> .....   | <b>1</b>  |
| <b>2</b> | <b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....  | <b>1</b>  |
| <b>3</b> | <b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....  | <b>2</b>  |
| 3.1      | Sistema Elétrico Brasileiro .....   | 2         |
| 3.2      | Aspectos Mecânicos de uma Linha de Transmissão .....                                    | 3         |
| 3.3      | Mudança de Estado (vão isolado).....  | 6         |
| 3.4      | Distâncias de Segurança .....   | 7         |
| 3.5      | Tecnologia LiDAR .....  | 8         |
| 3.6      | Sistema de Informação Geográfica (SIG).....   | 9         |
| <b>4</b> | <b>METODOLOGIA</b> .....  | <b>11</b> |
| 4.1      | Travessias .....  | 13        |
| 4.1.1    | Travessia entre uma linha de transmissão de 525 kV e outra de 230 kV .....              | 13        |
| 4.1.2    | Travessia entre uma linha transmissão de 230 kV e outra de 138 kV .....                 | 15        |
| 4.1.3    | Travessia entre uma linha de transmissão de 230 kV e uma de distribuição de 23 kV ..... | 16        |
| 4.2      | Parâmetros atribuídos na simulação .....  | 18        |
| <b>5</b> | <b>RESULTADOS</b> .....   | <b>19</b> |
| 5.1      | Distâncias de segurança medidas pela nuvem de pontos.....                               | 19        |
| 5.2      | Distâncias de segurança medidas em campo .....  | 22        |
| 5.3      | Distâncias de segurança a partir da NBR 5422/1985 .....                                 | 22        |
| 5.4      | Simulação e Cálculo da Flecha.....  | 22        |
| 5.5      | Discussão dos resultados .....  | 23        |
| <b>6</b> | <b>CONCLUSÕES</b> .....   | <b>23</b> |
|          | <b>APÊNDICE A – Medições das distâncias de segurança de cada travessia</b> .....        | <b>28</b> |



## 1 INTRODUÇÃO

À medida que a população cresce, há uma maior demanda por energia para atender às diversas necessidades, como aquecimento, refrigeração, transporte, iluminação, entre outras. Este aumento no consumo energético pode ser observado em vários países do mundo, inclusive no Brasil. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN), houve um aumento no consumo final de energia elétrica de 4,2% em 2021 em relação a 2020, passando de 547,7 TWh para 570,8 TWh (BEN, 2023), gerando um constante desafio para garantir um suprimento de energia elétrica confiável e de qualidade para todo o país, incluindo áreas remotas. Nesse sentido, é necessário um fortalecimento na rede de transmissão de energia para garantir a segurança, qualidade do fornecimento e a estabilidade ao sistema elétrico nacional.

As redes de transmissão de energia elétrica são compostas por torres, cadeia de isoladores, cabos condutores, cabos para-raios, ferragens, fundações e aterramento, sendo que o desempenho adequado e confiável desse conjunto de equipamentos são fundamentais para assegurar o fornecimento de energia elétrica. Para garantir uma operação contínua e segura, a rede de transmissão deve suportar variados eventos meteorológicas, que exigem o atendimento de condições mecânicas em relação aos cabos e às estruturas, observando a normatização de desempenho mecânico e distanciamentos de segurança, verticais e horizontais, em conformidade com a legislação vigente. A falta de previsão dessas condições e o não cumprimento da distância de segurança recomendada pelas normas podem acarretar um rompimento de um cabo condutor em uma linha de transmissão, por exemplo, possibilitando em um dano físico de uma linha de distribuição localizada sob a mesma.

Ao longo dos anos, diversas técnicas de monitoramento têm sido testadas em linhas de transmissão com o objetivo de mapear um plano de manutenção de forma mais precisa, diminuindo incidentes passíveis de custos imprevistos, como monitoramento térmico (CARVALHO, 2017), sensores de rede sem fio para detecção de vegetação na faixa de passagem (MEDEIROS, 2018), entre outros. Dentre elas, cita-se a utilização da tecnologia de detecção e localização por laser (LiDAR - *Light Detection And Ranging*). Essa tecnologia emite feixes de luz (pulso laser) próximos do infravermelho, produzindo milhares de pontos por segundo, resultando em um mapeamento de alta acurácia de quaisquer obstáculos presentes, como árvores, construções ou outras obstruções, que possam representar riscos para a integridade da linha de transmissão. Desse modo, essa tecnologia pode ser utilizada para a verificação da distância de segurança no cruzamento entre linhas de transmissão e distribuição.

O presente trabalho tem como objetivo geral analisar a acurácia da tecnologia LiDAR para verificação da distância de segurança entre linhas de transmissão e distribuição de acordo com a norma brasileira vigente. Além disso, tem como objetivos específicos:

- Manipular o software QGIS;
- Utilizar um hipsômetro a laser;
- Aplicar Norma Brasileira 5422/1985;
- Verificar a integridade das linhas elétricas em um caso extremo.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A utilização da tecnologia LiDAR em inspeções de linhas de transmissão é um assunto com um enorme potencial de crescimento. Um recente experimento (DIHKAN e MUS, 2021) demonstrou que a utilização da tecnologia LiDAR em Veículo Aéreo Não Tripulado (VANT) permite que inspeções e manutenções em linhas de transmissão sejam realizadas com a mínima ida ao campo. Utilizando um método iterativo para estimar parâmetros matemáticos a partir de dados com condições de contorno denominado RANSAC (*Random Sample Consensus*) obteve uma precisão de aproximadamente 97%.

Foi discutido por Otcenasova et al. (2014), o possível uso do sistema Harrier 68i LiDAR montado em uma aeronave para mapeamento de linhas aéreas de transmissão da Eslováquia, determinação de distâncias mínimas de cabos condutores sobre o terreno e detecção de obstáculos com risco para a linha. A região analisada possui linhas de transmissão com diversas faixas de tensão (440 kV, 110 kV e 22 kV) e

foi constatado que a tecnologia LiDAR pode ser utilizada para o monitoramento de linhas de transmissão, visto que a precisão e a densidade de pontos do modelo TerraScan são adequados.

Comprovando o que foi relatado por Otcenasova et al. (2014), um estudo (MCLAUGHLIN, 2006) fez um mapeamento de uma região utilizando a tecnologia LiDAR em um helicóptero e calculou os vãos entre as estruturas. Os dados foram classificados em 3 categorias: linhas de transmissão, vegetação e superfícies. Como resultado, o algoritmo identificou corretamente 86,9% dos pontos que se encontravam em linhas de transmissão e detectou 72,1% dos vãos existentes na linha de transmissão. O erro associado envolveu à vegetação, coibindo a detecção.

Apesar do erro do estudo de McLaughlin (2006) estar vinculado a vegetação, um estudo de caso (MUNIR et al., 2020) demonstrou a qualidade da tecnologia LiDAR, aplicada a uma região florestal. Esse estudo se baseou apenas na detecção de postes e vegetação presente em um terreno plano e um levemente montanhoso, utilizando um mapeamento com uma aeronave (explicar o que significa isto). Os resultados mostraram uma precisão de cerca de 96,5% e 99% de detecção de postes e vegetação, respectivamente. Entretanto, o método não abrangeu o cálculo das distâncias de segurança e não foi programado para detectar edifícios e outros obstáculos, tornando sua aplicação menos viável em áreas urbanas.

Além disso, comprovando que a tecnologia é adaptável dependendo do objeto de interesse, a tecnologia LiDAR pode ser aplicada em outras análises, como por exemplo, na identificação de estruturas com maior ocorrência de raios. De acordo com Wang et al. (2021), foi verificado que o modelo criado com o auxílio da tecnologia LiDAR houve uma semelhança com os dados históricos de interrupções causadas por incidência de raios da região de 2007 a 2016. O principal fator analisado foi a probabilidade de *flashover* do isolamento de cada estrutura, levando em consideração a densidade de relâmpagos na região por ano, exposição da estrutura a raios devido a altura da torre e elevação do terreno e probabilidade do raio causar um *flashover*. O estudo incluiu 3.973 estruturas de seis linhas de transmissão selecionadas (uma de 230 kV e cinco 500 kV) e os pontos que apresentaram riscos já foram identificados para possível mitigação pontual da empresa local.

Já, no Brasil, a tecnologia LiDAR foi aplicada ao drone modelo M600 com o objetivo de identificar as vegetações que apresentavam risco para a linha de transmissão. De acordo com Jardim et al. (2019), a tecnologia LiDAR é uma solução viável mas que oferece barreiras para essa aplicação, inclusive, no país, o custo do equipamento ainda é elevado.

Por fim, foi discutido por Kerstin et al. (2005), uma análise de recapitação de quatro linhas de transmissão nas faixas de tensão de 500 kV, 230 kV e 138 kV utilizando essa tecnologia. Foram realizados os mapeamentos das linhas através do *software* PLS-CADD, incluindo modelos digitais de terreno e de superfície. Além disso, pelo próprio *software*, os condutores foram simulados em uma temperatura de 75 °C. O estudo concluiu que a tecnologia se mostra como uma ferramenta precisa e de grande versatilidade em projetos de linhas de transmissão, sendo aplicável tanto em projetos novos como em recapitação de linhas existentes.

### **3 REFERENCIAL TEÓRICO**

#### **3.1 Sistema Elétrico Brasileiro**

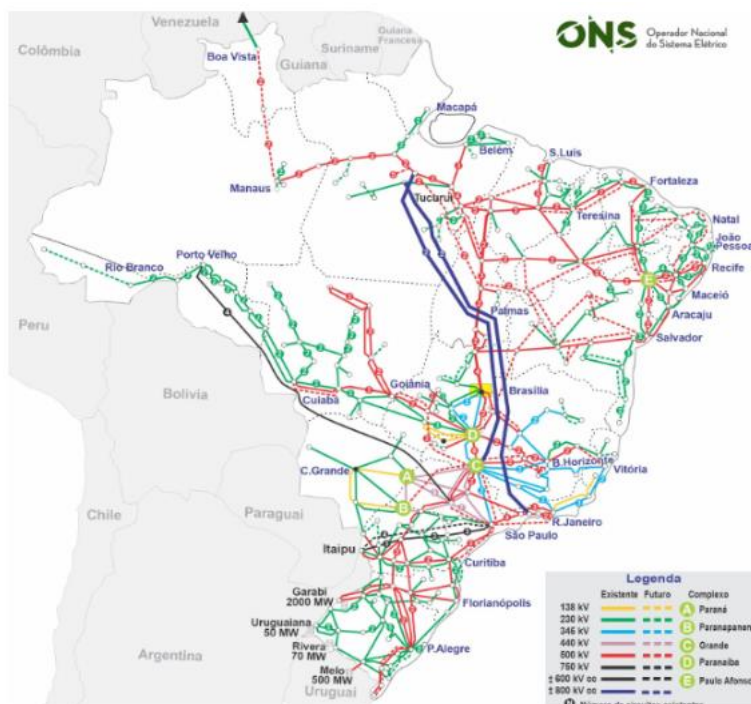
O Sistema Elétrico Brasileiro engloba toda a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. O objetivo de todo o sistema é atender o consumo de energia elétrica do país. O Brasil é composto por uma matriz elétrica diversificada, visto que o país utiliza uma combinação de fontes renováveis, como hidrelétricas, solares, eólicas e biomassa, juntamente com fontes não renováveis, como termelétricas que utilizam principalmente gás natural e carvão. A energia gerada nas usinas é transmitida por longas linhas de transmissão de energia elétrica até chegar em subestações, permitindo a interligação das diversas regiões do país. Com isso, o sistema de distribuição de energia é encarregado de entregar essa eletricidade aos consumidores finais.

A integração dos recursos de geração e transmissão é denominado como Sistema Interligado Nacional (SIN) e propicia a transferência de energia entre os quatro subsistemas existentes no território brasileiro, são eles: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. A operação desta malha interligada é

coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sob a regulação e a fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O sistema de transmissão é dividido de acordo com a sua tensão nominal de operação, dentre elas: 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV em corrente alternada e  $\pm 600$  kV e  $\pm 800$  kV em corrente contínua. A Figura 1 apresenta o SIN, apontando as linhas de transmissão existentes e futuras com suas respectivas tensões nominais.

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional e suas instalações futuras.

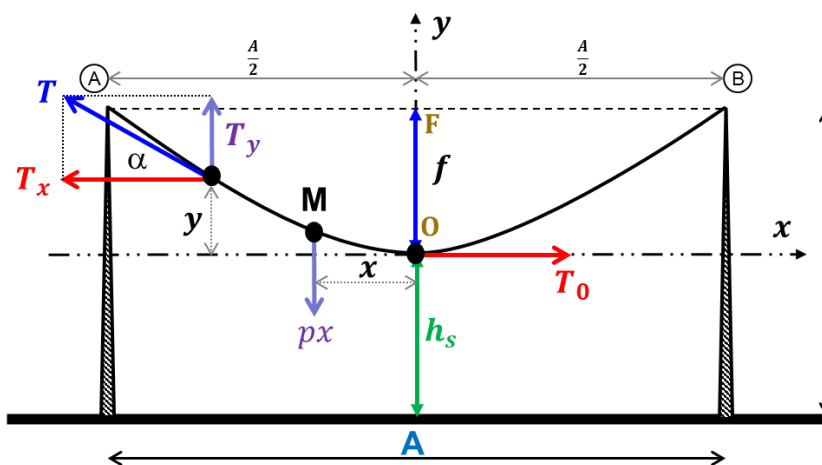


Fonte: ONS, 2023.

### 3.2 Aspectos Mecânicos de uma Linha de Transmissão

As linhas de transmissão são compostas por um conjunto de componentes projetados para suportar as chamadas solicitações elétricas (isolamento) e condições mecânicas impostas pelo próprio sistema e devido a fenômenos meteorológicos. A capacidade de transmissão das linhas é definida pela ampacidade de corrente elétrica que a linha de transmissão (cabo condutor) é capaz de suportar em condições normais e de emergência, sem que sejam excedidos os limites operativos e/ou integridade de seus materiais construtivos e as distâncias de segurança devido a flecha e balanço dos cabos condutores. A Figura 2 mostra um exemplo de cabos condutores entre duas estruturas niveladas com as forças associadas a estes esforços.

Figura 2 – Representação das distâncias e forças envolvidas entre duas estruturas niveladas.



Fonte: Adaptado pelo autor de LABEGALINI, 1992.

Os pontos A e B são os suportes das estruturas, a distância entre os dois suportes é denominada de vão (A), a distância entre o solo e o suporte é denominada de distância de suspensão (H), a distância entre o ponto mais baixo do condutor e o solo é a distância de segurança ( $h_s$ ), estabelecida pela NBR 5422/1985 (ABNT, 1985), já a distância vertical que determina o abaixamento do cabo, ou seja, distância entre os suportes dos cabos e o ponto do cabo mais próximo ao solo é chamada de flecha (f).

Nota-se neste exemplo que como as estruturas são niveladas, o ponto f (flecha) se dá na metade do vão. Além disso, pode-se verificar as demais forças presentes, como a força peso do condutor, a qual é composta pelo produto do peso unitário do condutor (p) e seu comprimento (x), a força axial do condutor (T), sua componente horizontal ( $T_0$ ) e o ângulo de deflexão da linha ( $\alpha$ ). Com todos esses parâmetros apresentados, a flecha máxima de acordo com Labegalini (1992), a partir da catenária, é dada por:

$$f = \frac{T_0}{p} \left[ \cosh \left( \frac{A/2}{T_0/p} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

De acordo com Labegalini (1992), é possível aproximar a catenária a uma parábola, de acordo com a expressão

$$f = \frac{p(A/2)^2}{2T_0} \quad (2)$$

Ressalta-se que a NBR 5422/1985 apresenta as trações máximas recomendadas da componente horizontal a partir do tipo de cabo utilizado, conforme a Tabela 1.

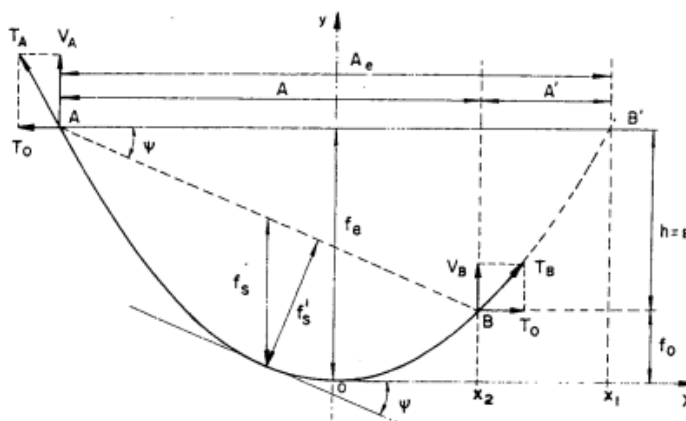
Tabela 1 - Carga máxima para cada tipo de cabo.

| Tipos de cabos   | Carga máxima da componente horizontal (% da carga de ruptura) |
|--|---|
| Aço de Alta Resistência (AR)                           | 16  |
| Aço de Extra Alta Resistência (EAR)                    | 14  |
| Aço-Cobre  | 14  |
| Aço-Alumínio   | 14  |
| Cabos de Alumínio Nu (CA)                              | 21  |
| Cabos de Alumínio com Alma de Aço (CAA)                | 20  |
| Cabos de Liga de Alumínio (CAL)                        | 18  |
| Cabos de Alumínio com Alma de Alumínio (CALA)          | 16  |
| Cabos de Alumínio com Alma de Aço Extra Forte (CAA-EF) | 16  |

Fonte: NBR 5422/1985.

É importante salientar que, na realidade, a curva resultante do cabo condutor é determinada a partir de uma catenária e por isso, quando as duas estruturas estão desniveladas, o ponto mais próximo do solo não está na metade do vão, conforme mostrado na Figura 3. Neste trabalho esta situação não é considerada.

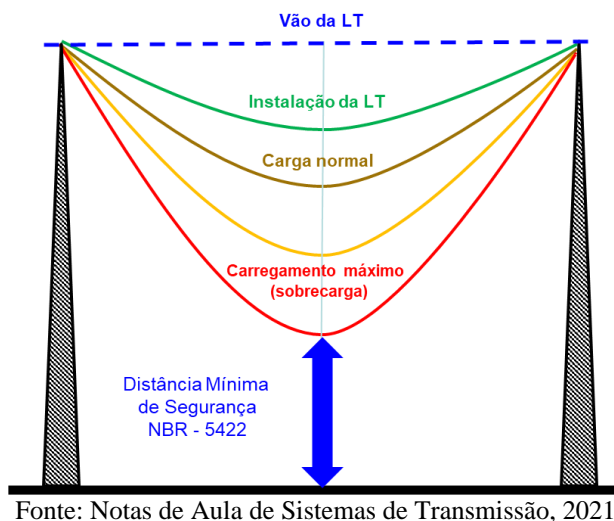
Figura 3 – Representação de duas estruturas desniveladas.



Fonte: LABEGALINI, 1992

Um fator importante em linhas de transmissão é a corrente que circula pelo cabo condutor, pois o aumento dessa corrente provoca um maior aquecimento dos condutores, causado principalmente pelo Efeito Joule, e conseqüentemente, sua dilatação produz um acréscimo na flecha, levando à possível violação de distanciamentos de segurança, conforme mostrado na Figura 4, além do que, em casos extremos, pode afetar a integridade do cabo.

Figura 4 – Efeito do aumento da temperatura em cabos condutores.



Fonte: Notas de Aula de Sistemas de Transmissão, 2021.

Essa corrente e a temperatura do condutor podem ser definidas através do equilíbrio térmico no cabo condutor a partir de uma condição ambiente, como velocidade do vento, temperatura do ar e irradiância solar. Os efeitos devido a evaporação, corona e efeitos ferromagnéticos costumam ser desprezados. (CIGRE, 2014)

Sendo assim, considerando o equilíbrio em regime permanente, a temperatura no condutor é constante e, então, tem-se a seguinte relação conforme Equação 3. (LABEGALINI, 1992)

$$Q_c + Q_r = Q_j + Q_s \quad (3)$$

onde  $Q_c$  é a taxa de calor perdido por convecção por unidade de comprimento [W/m],  $Q_r$  é a taxa de calor perdido por radiação por unidade de comprimento [W/m],  $Q_j$  é a taxa de calor produzido (ganho) por efeito Joule por unidade de comprimento [W/m] e  $Q_s$  é a taxa de calor recebido (ganho) por radiação solar por unidade de comprimento [W/m].

Para a solução da equação do equilíbrio térmico de condutores aéreos de linhas de transmissão é utilizada a metodologia apresentada por CIGRE (2014) e adotada no Brasil, conforme Nota Técnica nº 038/2005–SRT/ANEEL. (ANEEL, 2005)

### 3.3 Mudança de Estado (vão isolado)

Considerando um vão isolado em que um cabo condutor esteja fixado aos suportes de duas estruturas, se sua temperatura variar, o seu comprimento variará igualmente. A variação do comprimento está atrelada a uma variação da tração horizontal. Por exemplo, um aumento na temperatura provoca um aumento no comprimento do cabo condutor, resultando em uma redução da tração, e vice-versa.

Para analisar as variações de temperatura e tração em cabos condutores em duas condições determinadas, foi empregada a Equação de Mudança de Estado (Equação 4) em que é simplificada a partir da aproximação da flecha a uma parábola (Equação 2). (LABEGALINI, 1992)

$$T_{02}^3 + T_{02}^2 \left( \frac{ESp_1^2 A^2}{24T_{01}^2} + ES\alpha(t_2 - t_1) - T_{01} \right) = \frac{ESp_2^2 A^2}{24} \quad (4)$$

onde  $E$  é o módulo de elasticidade do cabo [kgf/mm<sup>2</sup>],  $S$  é a seção circular do cabo [mm<sup>2</sup>],  $\alpha$  é o coeficiente de dilatação linear do cabo [1/°C],  $t_1$  é a temperatura do cabo para a condição 1 [°C],  $t_2$  é a temperatura do cabo para a condição 2 [°C],  $T_{01}$  é a tração horizontal para a condição 1 [kgf],  $T_{02}$  é a tração horizontal para

a condição 2 [kgf] ,  $p_1$  é o peso do cabo para condição 1 [kgf/m] e  $p_2$  é o peso do cabo para condição 2 [kgf/m].

### 3.4 Distâncias de Segurança

A distância de segurança das linhas de transmissão é necessária para garantir a proteção de todos, visto que estes sistemas estão próximos de seres humanos, animais, de vegetações, de residências e comércios, entre outros. Essa distância é definida como a distância mínima que deve ser mantida entre a linha de transmissão e qualquer outra área ou obstáculo para evitar riscos de acidentes ou danos.

Sua determinação está na ABNT-NBR nº 5422-1985 e é calculada conforme a Equação 5 para casos em que  $D_u$  é maior que 87 kV e conforme a Equação 6 para casos em que  $D_u$  é menor que 87 kV.

$$D = a + 0,01 \left( \frac{D_u}{\sqrt{3}} - 50 \right) \quad (5)$$

$$D = a \quad (6)$$

onde  $a$  é a distância básica dada em metros [m] e  $D_u$  é a tensão nominal de operação da linha [kV].

A partir da seção 10.3.1.5 da NBR 5422/1985, é importante ressaltar que caso a travessia seja entre duas linhas que apenas uma tenha a tensão nominal de operação maior que 87 kV, deve-se considerar a maior tensão para o cálculo. Porém, se ambas as linhas forem superiores a 87 kV, deve-se considerar as duas parcelas, conforme mostrado na Equação 7.

$$D = a + 0,01 \left( \left( \frac{D_{u,1}}{\sqrt{3}} - 50 \right) + \left( \frac{D_{u,2}}{\sqrt{3}} - 50 \right) \right) \quad (7)$$

A Tabela 2 apresenta as distâncias básicas de acordo com a região ou obstáculo atravessado pela linha recomendadas pela NBR 5422/1985.

Tabela 2 – Distância básicas.

| Natureza da região ou obstáculo atravessado pela linha ou que dela se aproxima | Distância básica (a) [m] |
|--|--------------------------|
| Locais acessíveis apenas a pedestres   | 6,0                      |
| Locais onde circulam máquinas agrícolas  | 6,5                      |
| Rodovias, ruas e avenidas  | 8,0                      |
| Ferrovias não eletrificadas  | 9,0                      |
| Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação                       | 12,0                     |
| Suporte de linha pertencente à ferrovia  | 4,0                      |
| Águas navegáveis   | H + 2,0                  |
| Águas não navegáveis   | 6,0                      |
| Linhas de energia elétrica   | 1,2                      |
| Linhas de telecomunicações   | 1,8                      |
| Telhados e terraços  | 4,0                      |
| Paredes  | 3,0                      |
| Instalações transportadoras  | 3,0                      |
| Veículos rodoviários e ferroviários  | 3,0                      |

Fonte: NBR 5422/1985.

Vale destacar que o valor H corresponde à altura, em metros, do maior mastro, levando-se em consideração o nível máximo de cheia ocorrido nos últimos 10 anos. Além disso, na seção 10.3.1.2 da NBR

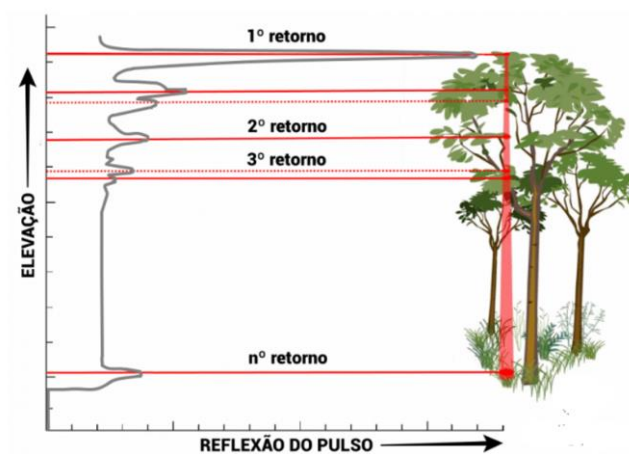
5422/1985, afirma que se deve adicionar, à distância  $D$ , 3% para cada 300 metros de altitude acima de 1000 metros em relação ao nível do mar.

### 3.5 Tecnologia LiDAR

A tecnologia LiDAR (*Light Detection And Ranging*), também conhecida como LADAR (*Laser Detection And Ranging*), é um sensor remoto ativo que pode estar presente em aeronaves tripuladas ou não tripuladas e um método de captura de dados, sendo principalmente utilizada em áreas de topografia, geociência e robótica (RORIZ, 2022).

Esse sensor aplicado na tecnologia é composto por dois componentes principais: um transmissor e um receptor. O primeiro consiste em um emissor de luz com comprimentos de onda entre 250 e 1600 nanômetros. O segundo é responsável por coletar, filtrar comprimentos de ondas específicos, converter o sinal ótico em elétrico, calcular o tempo do pulso e armazenar todas essas informações. Essa tecnologia normalmente atua com a captação de 4 pulsos, podendo ser até 3 pulsos em drones. E a partir do tempo de resposta de cada pulso, pode-se definir a distância do obstáculo, conforme mostrado na Figura 5. Para uma visualização do sensor LiDAR, a Figura 6 mostra um exemplo acoplado a uma aeronave tripulada.

Figura 5 – Método de análise da tecnologia LiDAR.



Fonte: Adaptado de DEWBERRY, 2011.

Figura 6 – Exemplo de sensor LiDAR acoplado a uma aeronave tripulada.

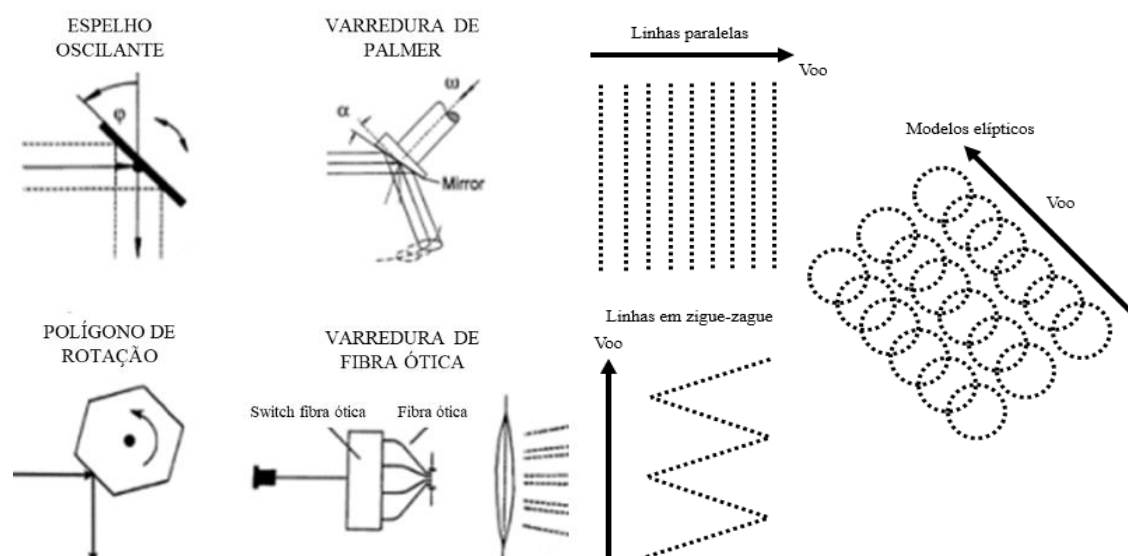


Fonte: AEROEXPO, 2023.



Além disso, os mecanismos utilizados nas varreduras podem ser unidirecionais ou bidirecionais, que são: espelho oscilante, varredura de Palmer, polígono de rotação e varredura de fibra ótica. Ademais, cada mecanismo obtém um tipo de varredura, conforme mostrado na Figura 7. A Tabela 3 resume as características de cada mecanismo citado.

Figura 7 – Principais mecanismos e tipo de varredura.



Fonte: Adaptado de WEHR e LOHR, 1999 e Autor.

Tabela 3 – Mecanismos de varredura e suas respectivas características.

| Mecanismos de varredura  | Direção do mecanismo | Tipo de varredura |
|--------------------------|----------------------|-------------------|
| Espelho Oscilante        | Bidirecional         | Zigue-zague       |
| Varredura de Palmer      | Bidirecional         | Modelo elíptico   |
| Polígono de Rotação      | Unidirecional        | Linhas paralelas  |
| Varredura de Fibra Ótica | Unidirecional        | Linhas paralelas  |

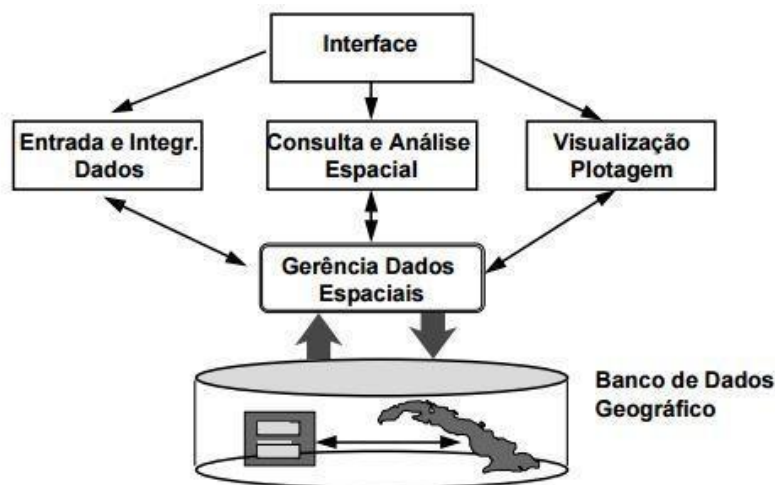
Fonte: Autor.

Cabe ressaltar que o padrão de varredura não depende apenas do padrão de varredura do laser, mas também da velocidade e da direção do voo, além da topografia do terreno. Geralmente, os pontos ao longo de uma análise são mapeados em etapas com ângulos iguais, ou seja, seu espaçamento no solo não é constante (WEHR e LOHR, 1999). Os pontos nas bordas da faixa são muito influenciados pela aceleração ou à desaceleração do veículo utilizado na varredura e, por isso às vezes, são removidos do conjunto de dados brutos.

### 3.6 Sistema de Informação Geográfica (SIG)

O geoprocessamento é definido como um conjunto de tecnologias e atividades para coletar e tratar dados geográficos, sendo seus processos executados por um Sistema de Informação Geográfica (SIG). Esse sistema enfatiza análises e modelagens espaciais provenientes de dados gráficos e não gráficos, agrupando em uma única base de dados. Além disso, é possível aplicar diversas manipulações algorítmicas para obter o objetivo desejado. A Figura 8 resume o SIG através de um diagrama.

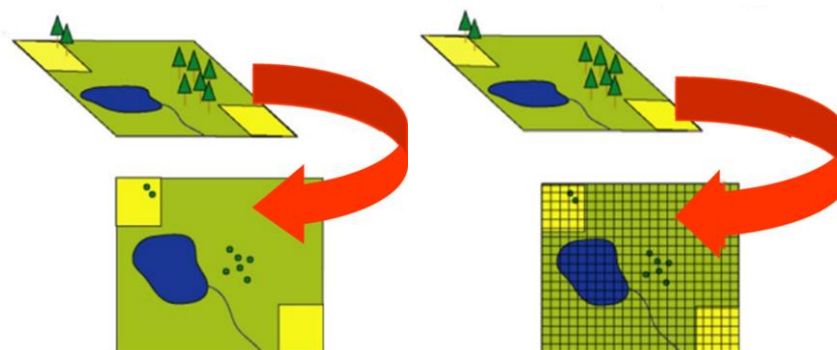
Figura 8 – Funcionamento resumo de um SIG.



Fonte: INPE, 2022.

Os dados em um SIG, normalmente, são divididos em duas estruturas: dados vetoriais e dados matriciais, conforme Figura 9 da esquerda para a direita, respectivamente.

Figura 9 – Dados vetoriais e dados matriciais e suas respectivas caracterizações.



Fonte: Adaptado de SILVA, 2011.

Os dados vetoriais são provenientes de coordenadas geográficas conhecidas, a partir de pontos, linhas e polígonos, delimitando uma área ou indicando a localização exata de um ponto. Pode-se citar como exemplo o uso do solo de uma determinada região, determinando as ruas, estradas, construções, hidrovias, entre outros. Já, os dados matriciais são aqueles que são armazenados em matrizes. Esse tipo de dado possui valores, pesos ou atributos associados a cada célula ou pixel, como por exemplo uma imagem georreferenciada de uma determinada área sem distorções, também chamada de ortofoto. Nesse contexto, existe uma técnica muito utilizada em geoprocessamento denominada como nuvem de pontos, a qual é um conjunto de pontos em um mesmo sistema de coordenadas, sendo que esses pontos podem ser tridimensionais e definidos por coordenadas X, Y e Z e comumente têm o objetivo de representar a superfície externa de uma aplicação.

Todos os dados citados são manipulados por um *software* para possíveis edições, análises e visualizações. Um exemplo é o software ArcGIS da ESRI (*Environmental Systems Research Institute*) (ESRI, 2023), muito utilizado no setor elétrico. Além disso, independente da estrutura dos dados, eles podem estar relacionados a outro conjunto de dados através de sobreposições em camadas. A técnica de sobreposição possibilita a criação de um mapa composto, unificando os dados a partir da geometria e dos

atributos associados. Como exemplo desta técnica, pode-se citar a associação de plantas topográficas já existentes para representar uma elevação pontual em uma determinada área.

#### 4 METODOLOGIA

Primeiramente é necessário escolher as travessias que serão analisadas e obter os dados básicos dessas travessias com diferentes faixas de tensão. Para este trabalho, foram escolhidas três travessias de linhas de transmissão de 525 kV, 230 kV e 138 kV e linha de distribuição de 23 kV.

Esses dados incluem informações específicas da linha de transmissão e distribuição em questão, tais como o cabo condutor, o cabo para-raio, o vão entre as estruturas, a cota do terreno, a altura das estruturas, o número de condutores por fase, a disposição das fases, entre outros. Os dados referentes às linhas de transmissão foram retirados do banco de dados da Companhia Paulista de Força e Luz – Transmissão (CPFL-T), já os dados da linha de distribuição são provenientes da Base de Dados Geográficos de Distribuidoras (BDGD) da ANEEL do ano de 2022. (ANEEL, 2023)

Com o objetivo de definir a distância entre os cabos condutores das travessias, duas metodologias distintas foram utilizadas: o aerolevamento utilizando a tecnologia LiDAR e a medição em campo. O aerolevamento mapeou as linhas de transmissão da CPFL-T no estado do Rio Grande do Sul, com isso, estabeleceu-se as configurações do plano de voo, conforme Tabela 4. Ademais, as Tabelas 5 e 6 apresentam respectivamente as especificações do laser Optech Orion e da câmera digital iXU RS 1000, ambos equipamentos utilizados no sensoriamento. O sistema de coordenadas adotado foi o Universal Transversa de Mercator (UTM) em que sua unidade é metros e a projeção utilizada foi a SIRGAS 2000 22 S, que é a mais adequada para a localização.

Tabela 4 – Configurações do plano de voo.

| <b>Parâmetros</b>                | <b>Especificações</b>      |
|----------------------------------|----------------------------|
| Aeronave                         | Seneca IV                  |
| Velocidade média                 | 204 km/h                   |
| Altura do voo                    | 600 m                      |
| Largura da faixa                 | 321,54 m                   |
| Campo de visão ( <i>FOV</i> )    | 30°                        |
| Frequência de escaneamento       | 66 Hz                      |
| Frequência de repetição de pulso | 150 Hz                     |
| Densidade de pontos adquiridos   | 8,24 pontos/m <sup>2</sup> |

Fonte: CPFL Transmissão.

Tabela 5 – Especificações do laser Optech Orion.

| <b>Parâmetros</b>                              | <b>Especificações</b> |
|--|-----------------------|
| Dimensões                                      | 340 x 340 x 250 mm    |
| Peso   | 25 kg                 |
| Comprimento de onda do laser                   | 1064 nm               |
| Precisão do alcance do sensor                  | < 8 mm                |
| Precisão horizontal                            | < 6 cm                |
| Precisão de elevação                           | < 3-15 cm             |
| Distância vertical de separação dos obstáculos | < 0,7 m               |
| Ângulo de abertura do feixe laser              | 0,25 mrad             |

Fonte: CPFL Transmissão.

Tabela 6 – Especificações da câmera digital iXU RS 1000.

| <b>Parâmetros</b>    | <b>Especificações</b>                            |
|----------------------|--|
| Dimensões            | 53,4 x 40,0 mm                                   |
| Tecnologia empregada | Full Frame CCD ( <i>charged coupled device</i> ) |
| Tamanho do pixel     | 4,6 $\mu$ m                                      |
| Resolução            | 100 MP (11608 x 8708)                            |

Fonte: CPFL Transmissão.

O modelo digital de terreno (MDT) que representa a altimetria do relevo, o modelo digital de superfície (MDS) que representa a altimetria de todos os objetos acima do solo, a ortofoto, o uso solo e, principalmente, a nuvem de pontos foram extraídos a partir do aerolevanteamento. A nuvem de pontos foi tratada e classificada pelo *software Global Mapper* (BLUE MARBLE GEOGRAPHICS, 2023) através de sobreposições dos modelos listados para garantir a sua correta origem. Após este tratamento, foi possível utilizá-la no *software QGIS* (QGIS, 2023) para calcular a distância entre os cabos de cada travessia escolhida.

A medição das distâncias entre os cabos condutores e para-raios realizada em campo foi executada em cada travessia utilizando o hipsômetro a laser modelo TruPulse 360°R da LaserTech (LASERTECH, 2023), onde as principais características técnicas estão apresentadas na Tabela 7. Ressalta-se que as medições foram realizadas três vezes por ponto de cruzamento e então, utilizou-se a média desses três valores medidos. Por fim, de forma teórica, calculou-se as distâncias mínimas de segurança de acordo com a NBR 5422/1985, conforme explicitado na seção 3.4 com o intuito de verificar se as distâncias de segurança obtidas estão de acordo com a norma NBR 5422/1985.

Tabela 7 – Especificações do hipsômetro modelo TruPulse 360°R.

| <b>Parâmetros</b>      | <b>Especificações</b>            |
|------------------------|----------------------------------|
| Dimensões              | 13 x 5 x 11 cm                   |
| Peso                   | 385 g                            |
| Acurácia de medição    | $\pm 30$ cm                      |
| Acurácia de inclinação | $\pm 0,25^\circ$                 |
| Acurácia de azimute    | $\pm 1^\circ$                    |
| Lente focal            | 7x                               |
| Funções de operação    | Distância Horizontal (HD)        |
|                        | Distância Vertical (VD)          |
|                        | Inclinação Angular (INC)         |
|                        | Norte Geográfico (AZ)            |
|                        | Distância Direta Inclinação (SD) |

Fonte: CPFL Transmissão.

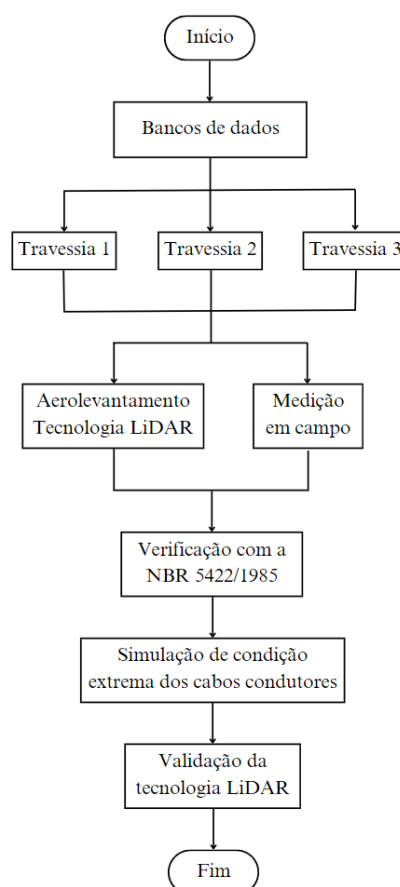
A partir das informações adquiridas nas duas metodologias, foi simulado um caso extremo para os cabos condutores, com a finalidade de garantir a integridade das linhas analisadas. O objetivo da simulação é a definição da tração dos cabos condutores a fim de calcular a flecha, utilizando o balanço térmico (Equação 2) e a Equação de Mudança de Estado (Equação 3). Para isso, foram necessários simular 3 condições: Condição de Projeto, Condição da Metodologia e Condição do Caso Crítico.

As condições climáticas foram retiradas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) no ponto de medição mais próximo do município de Gravataí, ou seja, Porto Alegre – Jardim Botânico, as especificações referentes aos cabos condutores foram retiradas do catálogo da empresa NEXANS (NEXANS, 2023) e do catálogo do fornecedor ALUBAR (ALUBAR, 2023) e as informações referentes à carga e corrente das linhas de transmissão foram obtidas através do banco de dados da CPFL-T. Para a

condição crítica, as seguintes condições climáticas foram definidas: velocidade de vento de 1 m/s, temperatura do ambiente de 35 °C e temperatura máxima do condutor de 75 °C. Além disso, os cabos para-raios foram considerados como ideais, ou seja, os cabos estão retilíneos entre duas estruturas. A seção 4.2 detalha os parâmetros aplicados nessa simulação.

A Figura 10 apresenta um desenho esquemático do passo a passo da metodologia. Esta análise permite mapear um plano de ação de forma mais precisa, identificando o local exato da atuação e otimizando a ida a campo, além do constante monitoramento de casos de atenção.

Figura 10 – Fluxograma da metodologia.



Fonte: Autor.

## 4.1 Travessias

Apresenta-se a seguir os três casos de travessias analisados.

### 4.1.1 Travessia entre uma linha de transmissão de 525 kV e outra de 230 kV

O primeiro caso se refere a uma linha de transmissão de 525 kV e uma de 230 kV, localizadas no município de Gravataí. Os cabos condutores da linha superior (525 kV) são Grosbeak 636,0 MCM, onde a disposição desses condutores é horizontal, contendo 4 condutores por fase (espaçamento quadrilátero), com um vão de 162 m entre duas estruturas dispostas à 30,66 m e 32,91 m de altitude em relação ao nível do mar, além disso, a altura das estruturas é de 40,75 m e 38,25 m e a altura útil (altura entre o solo e a cadeia de isolador inferior) é de 35,55 m e 33 m, respectivamente. As cadeias dos isoladores das fases laterais são do tipo suspensão simples e a do meio é suspensão dupla em “V”. Vale mencionar que não é possível identificar a especificação e o tipo dos cabos para-raios.

A linha de transmissão inferior opera em uma tensão de 230 kV, seus cabos condutores são Grosbeak 636,0 MCM com disposição horizontal, contendo 1 cabo por fase, seus 3 cabos para-raios são HS 3/8” de diâmetro e um vão de 418,5 m entre duas estruturas dispostas à 28,5 m e 39,12 m de altitude em relação ao nível do mar, além disso, a altura das estruturas é de 25,1 m (20,25 m de altura útil) e 28,1 m (23,25 m de altura útil), respectivamente. As cadeias dos isoladores das três fases são do tipo suspensão simples. Também, sabe-se que a travessia está a 42,53 m da estrutura (torre) mais próxima (anterior) da linha superior e 181,1 m da estrutura (torre) mais próxima (anterior) da linha inferior.

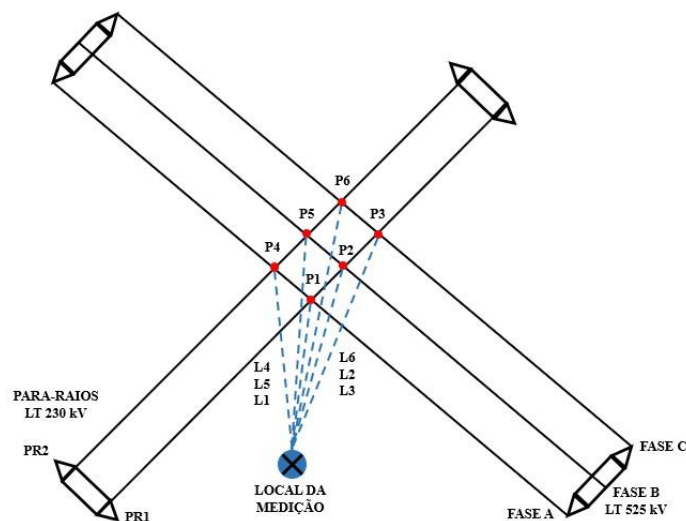
As Figuras 11, 12 e 13 apresentam, respectivamente, uma fotografia da travessia em campo e desenhos esquemáticos da vista superior e da vista de perfil da travessia. Na Figura 12 são indicados os pontos medidos no local da travessia, onde PR1 e PR2 representam os cabos para-raios da linha de 230 kV, P1 a P6 são os pontos de travessia e L1 a L6 as distâncias horizontais medidas até os respectivos pontos.

Figura 11 – Fotografia da travessia das linhas de transmissão de 525 kV e 230 kV.



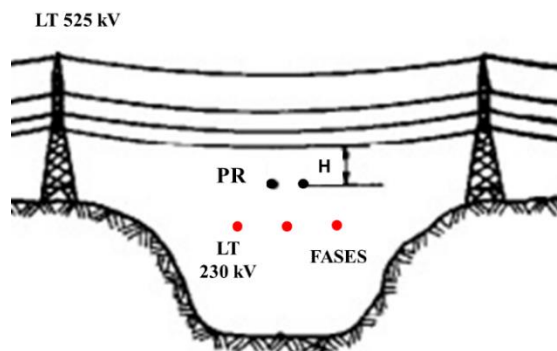
Fonte: Autor.

Figura 12 – Vista superior dos pontos na travessia das linhas de transmissão de 525 kV e 230 kV.



Fonte: Autor.

Figura 13 – Vista de perfil de um ponto na travessia das linhas de transmissão de 525 kV e 230 kV.



Fonte: Adaptado pelo autor de LABEGALINI, 1992.

#### 4.1.2 Travessia entre uma linha transmissão de 230 kV e outra de 138 kV

O segundo caso se refere a travessia de uma linha de transmissão de 230 kV com outra de 138 kV, localizadas no município de Gravataí. Os cabos condutores da linha superior (230 kV) são Starling 715,5 MCM, com disposição horizontal contendo 1 cabo por fase, seus cabos para-raios são Cochin 211,3 MCM e OPGW e um vão de 268,26 m entre duas estruturas dispostas à 47,31 m e 45,79 m de altitude em relação ao nível do mar, além disso, a altura das estruturas é de 33,6 m (altura útil de 24 m) e 39,6 m (altura útil de 30 m), respectivamente. As cadeias dos isoladores das três fases são do tipo ancoragem simples.

Já, em relação a linha inferior (138 kV), seus cabos condutores são Lark 397,5 MCM, onde a disposição desses condutores é triangular, contendo 1 cabo por fase, seu único cabo para-raio é HS 3/8" de diâmetro e um vão de 303,2 m entre duas estruturas dispostas à 45,16 m e 48,70 m de altitude em relação ao nível do mar, além disso, a altura das estruturas é de 24,1 m (14,7 m de altura útil). As cadeias dos isoladores das três fases são do tipo suspensão simples. Sabe-se que o ponto central da travessia está a 49,62 m da estrutura mais próxima (a frente) da linha superior e 76,52 m da estrutura mais próxima (anterior) da linha inferior.

As Figuras 14, 15 e 16 apresentam, respectivamente, uma fotografia da travessia em campo e desenhos esquemáticos da vista superior e da vista de perfil da travessia. Na Figura 15 são indicados os pontos medidos no local da travessia, onde é representado o cabo para-raio da linha de 138 kV, P1 a P3 são os pontos de travessia e L1 a L3 as distâncias horizontais medidas até os respectivos pontos.

Figura 14 – Fotografia da travessia das linhas de transmissão de 230 kV e 138 kV.



Fonte: Autor.

Figura 15 – Vista superior dos pontos na travessia das linhas de transmissão de 230 kV e 138 kV.

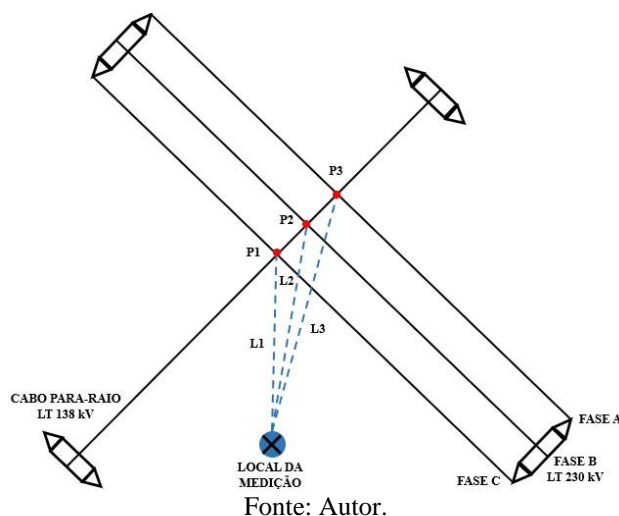
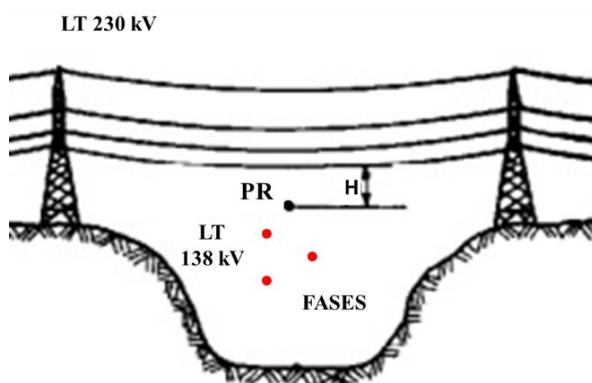


Figura 16 – Vista de perfil de um ponto na travessia das linhas de transmissão de 230 kV e 138 kV.



#### 4.1.3 Travessia entre uma linha de transmissão de 230 kV e uma de distribuição de 23 kV

O terceiro caso se refere a uma linha de transmissão de 230 kV e uma rede de distribuição de 23 kV localizadas no município de Gravataí. Os condutores da linha de transmissão superior (230 kV) são Starling 715,5 MCM, sendo a disposição desses condutores horizontal, contendo 1 cabo por fase, seus cabos para-raios são Cochin 211,3 MCM e OPGW e um vão de 268,26 m entre duas estruturas dispostas à 47,31 m e 45,79 m de altitude em relação ao nível do mar, além disso, a altura das estruturas é de 33,6 m (altura útil de 24 m) e 39,6 m (altura útil de 30 m), respectivamente. As cadeias dos isoladores das três fases são do tipo ancoragem simples.

Já, em relação a linha inferior (23 kV), seus cabos condutores são 4/0 AWG, onde a disposição desses condutores é vertical, contendo 1 cabo por fase, seu vão é de 83,38 m compostas por duas estruturas dispostas à, aproximadamente, 46 m de altitude em relação ao nível do mar, além disso, a altura das estruturas é de 12 m e o para-raio está a 1 m acima da estrutura. Vale alegar que não é possível identificar a especificação e o tipo do cabo para-raio. Sabe-se que a travessia está a 24,46 m da estrutura mais próxima (a frente) da linha superior e 40,15 m da estrutura mais próxima (esquerda na imagem) da linha inferior.

As Figuras 17, 18 e 19 apresentam, respectivamente, uma fotografia da travessia em campo e desenhos esquemáticos da vista superior e da vista de perfil da travessia. Na Figura 18 são indicados os pontos medidos no local da travessia, onde é representado o cabo para-raio da linha de 23 kV, P1 a P3 são os pontos de travessia e L1 a L3 as distâncias horizontais medidas até os respectivos pontos.

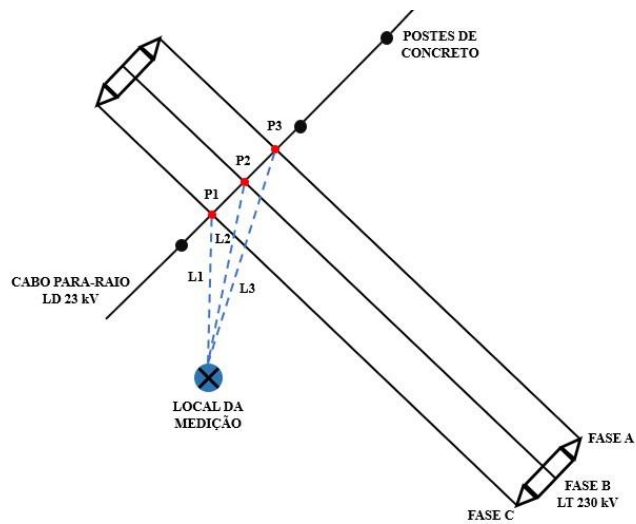


Figura 17 – Fotografia da travessia da linha de transmissão de 230 kV e linha de distribuição de 23 kV.



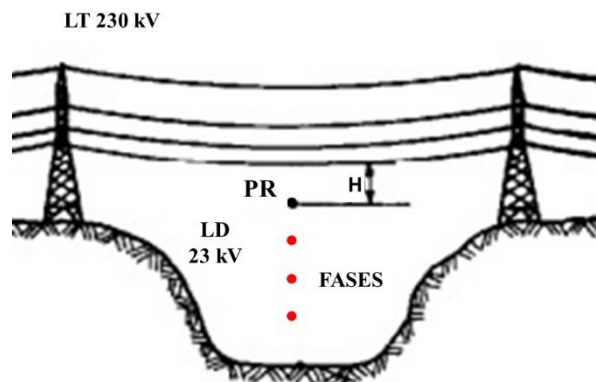
Fonte: Autor.

Figura 18 – Vista superior na travessia da linha de transmissão de 230 kV e de distribuição de 23 kV.



Fonte: Autor.

Figura 19 – Vista de perfil na travessia da linha de transmissão de 230 kV e de distribuição de 23 kV.



Fonte: Adaptado pelo autor de LABEGALINI, 1992.

## 4.2 Parâmetros atribuídos na simulação

Nesta seção são apresentados os critérios aplicados na simulação das 3 condições, especificando seu valor e sua origem. A tecnologia LiDAR foi aplicada em 06/04/2022 às 14h para a travessia 1 e em 02/04/2022 às 16h para as travessias 2 e 3, além disso, as medições em campo foram realizadas em 27/12/2023 às 16h para a travessia 1, às 10h para a travessia 2 e às 11h para a travessia 3. A Tabela 8 resume os parâmetros utilizados.

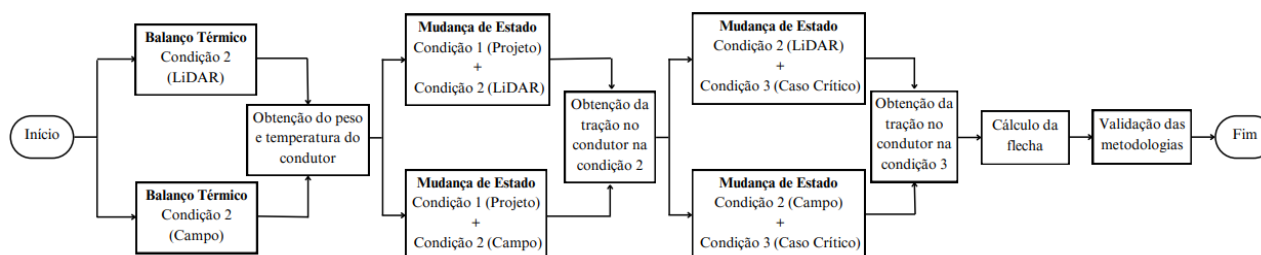
Tabela 8 – Parâmetros adotados na simulação.

| Condição                              | Parâmetros  | Valores                 |                         |                         | Fonte  |
|---------------------------------------|---|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--------|
|                                       |   | Travessia 1             | Travessia 2             | Travessia 3             |        |
| Geral                                 | Módulo de elasticidade dos cabos CAA [kgf/mm <sup>2</sup> ] | 7.545,9                 | 7.545,9                 | 7.545,9                 | ALUBAR |
|                                       | Coefficiente de dilatação linear dos cabos CAA [1/°C]       | 18,9 x 10 <sup>-6</sup> | 18,9 x 10 <sup>-6</sup> | 18,9 x 10 <sup>-6</sup> | ALUBAR |
|                                       | Vão [m]   | 162,00                  | 268,26                  | 268,26                  | CPFL-T |
| 1<br>(Projeto)                        | Temperatura do condutor [°C]                                | 20,0                    | 20,0                    | 20,0                    | CPFL-T |
|                                       | Peso do condutor [kgf/m]                                    | 5,216                   | 1,468                   | 1,468                   | NEXANS |
|                                       | Tração de projeto [kgf]                                     | 9.128,8                 | 2.569,6                 | 2.569,60                | NEXANS |
| 2 – Tecnologia LiDAR<br>(Metodologia) | Irradiância solar [W/m <sup>2</sup> ]                       | 650                     | 702                     | 702                     | INMET  |
|                                       | Velocidade vento [m/s]                                      | 1,80                    | 2,30                    | 2,30                    | INMET  |
|                                       | Temperatura do ar [°C]                                      | 23,70                   | 24,80                   | 24,80                   | INMET  |
|                                       | Corrente da linha [A]                                       | 325,93                  | 171,67                  | 171,67                  | CPFL-T |
| 2 – Medição em Campo<br>(Metodologia) | Irradiância solar [W/m <sup>2</sup> ]                       | 1062                    | 74                      | 339                     | INMET  |
|                                       | Velocidade vento [m/s]                                      | 1,70                    | 0,4                     | 0,6                     | INMET  |
|                                       | Temperatura do ar [°C]                                      | 27,20                   | 18,90                   | 21,50                   | INMET  |
|                                       | Corrente da linha [A]                                       | 138,01                  | 164,09                  | 166,58                  | CPFL-T |
| 3<br>(Caso Crítico)                   | Velocidade do vento [m/s]                                   | 1,0                     | 1,0                     | 1,0                     | -      |
|                                       | Peso do condutor [kgf/m]                                    | 5,2163                  | 1,4681                  | 1,4681                  | -      |
|                                       | Temperatura do ambiente [°C]                                | 35,0                    | 35,0                    | 35,0                    | -      |
|                                       | Temperatura do condutor [°C]                                | 75,0                    | 75,0                    | 75,0                    | -      |

Fonte: Autor.

A Figura 20 apresenta um desenho esquemático da simulação realizada, evidenciando o passo a passo. Ressalta-se que como são 4 condutores por fase da travessia 1, os dados referentes aos cabos condutores (peso, diâmetro nominal, seção) foram multiplicados por 4.

Figura 20 – Fluxograma da simulação realizada.



Fonte: Autor.

Neste trabalho para simplificação, foi utilizado um procedimento para calcular a distância de segurança, conforme a Equação 7 em que  $h_{\acute{u}til,LS}$  é a altura útil da estrutura mais próxima do ponto de travessia da linha superior [m],  $Z_{LS}$  é a altitude em relação ao nível do mar da estrutura mais próxima do ponto de travessia da linha superior [m],  $f_{LS}$  é a flecha calculada da linha superior [m],  $h_{tot,LI}$  é a altura total da estrutura mais próxima do ponto de travessia [m], e  $Z_{LI,1}$  e  $Z_{LI,2}$  são as altitudes em relação ao nível do mar das estruturas da linha inferior que compõe o vão [m].

$$h_s = (h_{\acute{u}til,LS} + Z_{LS} - f_{LS}) - \left( h_{tot,LI} + \frac{Z_{LI,1} + Z_{LI,2}}{2} \right) \quad (7)$$

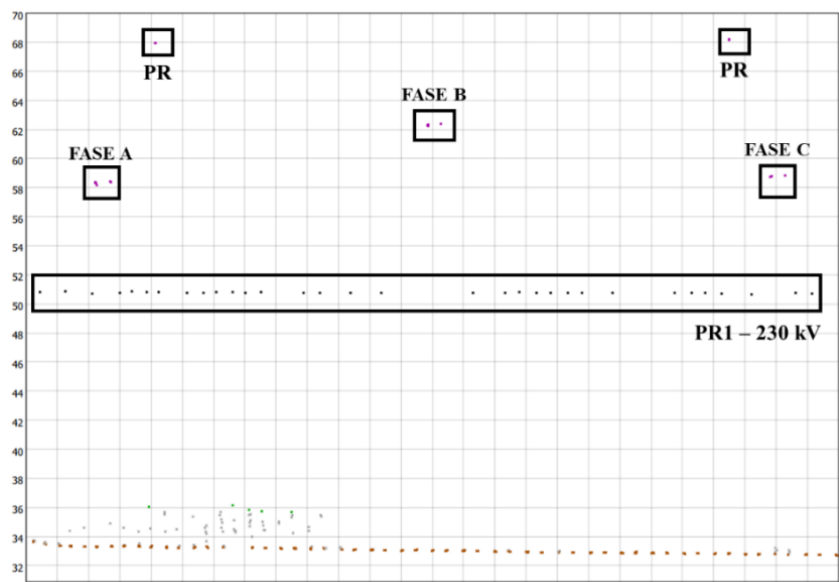
## 5 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados da análise da nuvem de pontos realizada no software QGIS, da medição em campo e da simulação da condição extrema para as três travessias.

### 5.1 Distâncias de segurança medidas pela nuvem de pontos

A Figura 21 apresenta uma seção longitudinal acima do cabo para-raio (PR1) da linha de transmissão de 230 kV em que se mostra a travessia com a linha de 525 kV. Os pontos inferiores representam o cabo para-raio, os conjuntos de pontos intermediários representam as fases da linha de 525 kV e os pontos superiores representam os cabos para-raios da linha de 525 kV. Com isso, as Figuras 22, 23 e 24 apresentam as distâncias medidas entre as fases A, B e C com o cabo PR1, respectivamente. As unidades dos eixos estão em metros.

Figura 21 – Corte longitudinal ao PR1 da travessia 1.



Fonte: Autor.

Figura 22 – Distância medida no ponto 1 (fase A) da travessia 1.

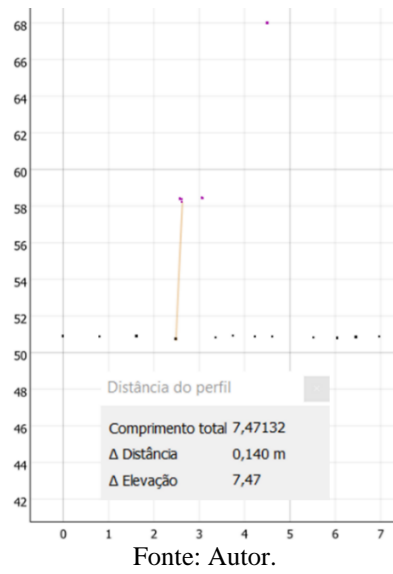


Figura 23 – Distância medida no ponto 2 (fase B) da travessia 1.

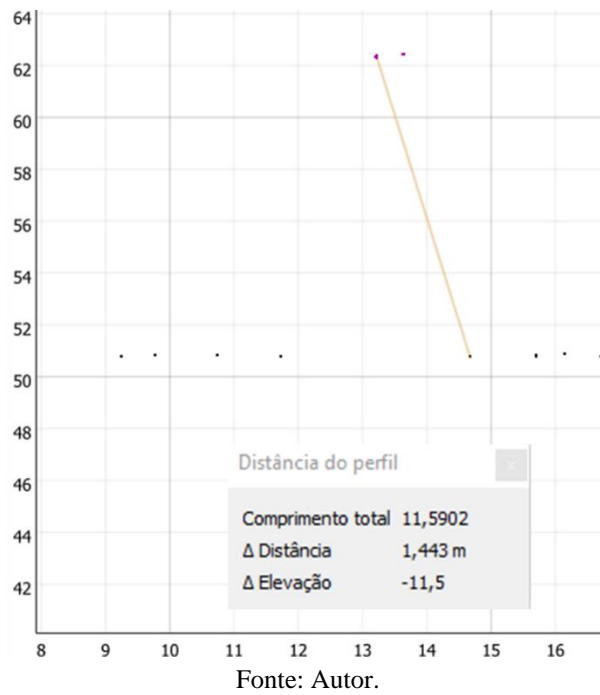
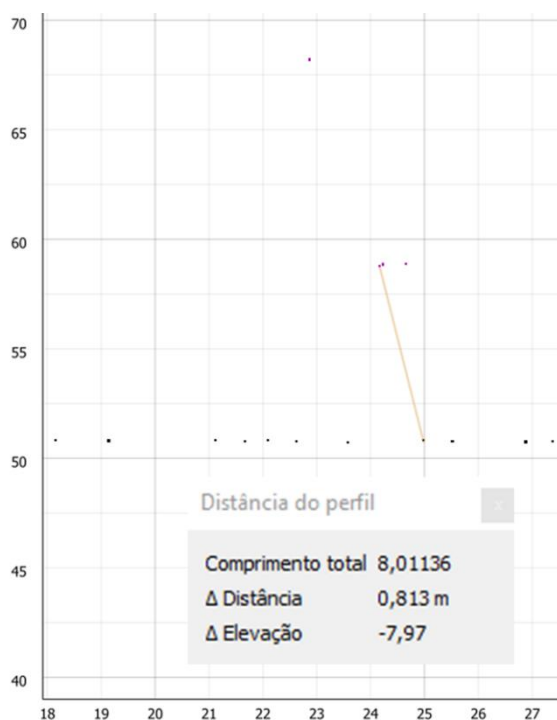


Figura 24 – Distância medida no ponto 3 (fase C) da travessia 1.



Fonte: Autor.

É importante mencionar duas considerações adotadas: os feixes de cabos (tanto para-raio quanto condutor) foram considerados como apenas um cabo e, com o objetivo de haver uma melhor visualização sem prejuízo às medições, todas as seções paralelas apresentadas foram definidas com uma tolerância de 0,5 m, ou seja, os pontos mostrados são correspondentes a uma faixa com largura de 0,5 m e por isso, não é possível observar os condutores da linha inferior.

A Tabela 9 resume todas as distâncias de segurança medidas pela nuvem de pontos. Os demais detalhes de cada medida estão no Apêndice A.

Tabela 9 – Distâncias de segurança medidas no software QGIS.

| Travessia  | Pontos | Distância Vertical (H) |
|--|--------|------------------------|
| Linhas de transmissão<br>525 kV e 230 kV<br>(Travessia 1)                        | 1      | 7,471 m                |
|  | 2      | 11,590 m               |
|  | 3      | 8,011 m                |
|  | 4      | 7,004 m                |
|  | 5      | 10,947 m               |
|  | 6      | 7,192 m                |
| Linhas de transmissão<br>230 kV e 138 kV<br>(Travessia 2)                        | 1      | 3,630 m                |
|  | 2      | 3,945 m                |
|  | 3      | 4,130 m                |
| Linha de transmissão<br>230 kV e linha de<br>distribuição 23 kV<br>(Travessia 3) | 1      | 17,930 m               |
|  | 2      | 18,151 m               |
|  | 3      | 18,240 m               |

Fonte: Autor.

## 5.2 Distâncias de segurança medidas em campo

Para a obtenção da distância de segurança em campo, foram realizadas três medidas por ponto de cada travessia e, a partir dessas medidas, foi calculada uma média aritmética. A Tabela 10 apresenta o resumo de todas as distâncias de segurança medidas em campo e as distâncias horizontais do local de medição até o ponto da respectiva travessia.

Tabela 10 – Distâncias de segurança medidas com o hipsômetro.

| Travessia  | Pontos | Distância Horizontal (L) | Distância Vertical (H) |          |          |          |
|--|--------|--------------------------|------------------------|----------|----------|----------|
|  |        |                          | Medida 1               | Medida 2 | Medida 3 | Média    |
| Linhas de transmissão<br>525 kV e 230 kV<br>(Travessia 1)                        | 1      | 34,30 m                  | 7,90 m                 | 7,63 m   | 7,77 m   | 7,767 m  |
|  | 2      | 44,58 m                  | 11,56 m                | 11,63 m  | 11,60 m  | 11,597 m |
|  | 3      | 50,96 m                  | 7,81 m                 | 7,78 m   | 7,84 m   | 7,810 m  |
|  | 4      | 34,57 m                  | 7,75 m                 | 7,46 m   | 7,44 m   | 7,550 m  |
|  | 5      | 44,68 m                  | 11,30 m                | 11,32 m  | 11,21 m  | 11,277 m |
|  | 6      | 54,95 m                  | 7,38 m                 | 7,42 m   | 7,40 m   | 7,400 m  |
| Linhas de transmissão<br>230 kV e 138 kV<br>(Travessia 2)                        | 1      | 26,56 m                  | 4,24 m                 | 4,19 m   | 4,24 m   | 4,223 m  |
|  | 2      | 35,21 m                  | 4,24 m                 | 4,20 m   | 4,17 m   | 4,203 m  |
|  | 3      | 42,50 m                  | 4,18 m                 | 4,25 m   | 4,26 m   | 4,230 m  |
| Linha de transmissão<br>230 kV e linha de<br>distribuição 23 kV<br>(Travessia 3) | 1      | 44,70 m                  | 19,20 m                | 18,86 m  | 18,96 m  | 19,007 m |
|  | 2      | 54,37 m                  | 19,17 m                | 18,88 m  | 19,14 m  | 19,063 m |
|  | 3      | 64,15 m                  | 19,08 m                | 18,91 m  | 19,22 m  | 19,070 m |

Fonte: Autor.

## 5.3 Distâncias de segurança a partir da NBR 5422/1985

As distâncias mínimas de segurança foram calculadas utilizando a Equação 6 da NBR 5422/1985. A Tabela 11 apresenta essas distâncias calculadas.

Tabela 11 – Distâncias mínimas de segurança de acordo com a NBR 5422/1985.

| Travessia   | Distância Mínima de Segurança |
|---|-------------------------------|
| Linhas de transmissão 525 kV e 230 kV<br>(Travessia 1)                        | 4,559 m                       |
| Linhas de transmissão 230 kV e 138 kV<br>(Travessia 2)                        | 2,325 m                       |
| Linha de transmissão 230 kV e linha de<br>distribuição 23 kV<br>(Travessia 3) | 2,028 m                       |

Fonte: Autor.

## 5.4 Simulação e Cálculo da Flecha

A partir do detalhamento da simulação apresentado na Figura 17, a Tabela 12 apresenta os valores dos parâmetros calculados para cada condição de cada travessia, incluindo o cálculo da flecha pela Equação 7.

Tabela 12 – Resultados obtidos na simulação.

| Condição                               | Parâmetros                                 | Valores     |             |             |
|--|--|-------------|-------------|-------------|
|  |  | Travessia 1 | Travessia 2 | Travessia 3 |
| 2 – Tecnologia LiDAR<br>(Metodologia)  | Temperatura do condutor [°C]               | 46,142      | 29,370      | 29,370      |
|  | Peso do condutor [kgf/m]                   | 5,2196      | 1,4704      | 1,4704      |
|  | Tração do cabo [kgf]                       | 6.883,215   | 2.425,468   | 2.425,468   |
| 2 – Medição em Campo<br>(Metodologia)  | Temperatura do condutor [°C]               | 45,583      | 20,086      | 24,095      |
|  | Peso do condutor [kgf/m]                   | 5,2188      | 1,4680      | 1,4680      |
|  | Tração do cabo [kgf]                       | 6.939,961   | 2.568,161   | 2.503,033   |
| 3 – Tecnologia LiDAR<br>(Caso Crítico) | Tração do cabo [kgf]                       | 5.407,295   | 1.916,389   | 1.916,389   |
|  | Flecha calculada no ponto de travessia [m] | 2,452       | 4,161       | 2,287       |
|  | Distância de segurança [m]                 | 4,848       | 0,599       | 14,503      |
| 3 – Medição em campo<br>(Caso Crítico) | Tração do cabo [kgf]                       | 5.418,952   | 1.914,819   | 1.914,818   |
|  | Flecha calculada no ponto de travessia [m] | 2,447       | 4,164       | 2,289       |
|  | Distância de segurança [m]                 | 4,853       | 0,596       | 14,501      |

Fonte: Autor.

## 5.5 Discussão dos resultados

A partir dos valores de tração e peso do condutor da travessia 1 para as condições 2 mostrados na Tabela 12, espera-se que a flecha do vão obtida pela tecnologia LiDAR seja maior que a medida em campo, pois a tração do cabo é inversamente proporcional à flecha, conforme Equações 1 e 2. Com uma maior flecha, obtêm-se uma distância de segurança menor, pois o cabo está mais próximo do para-raios da linha inferior, portanto, a distância de segurança obtida pela tecnologia LiDAR deve ser menor que a medida em campo. Comparando as Tabelas 9 e 10, é possível observar que todos os pontos da travessia 1 estão conforme o esperado, exceto o ponto 3, sendo uma causa possível as limitações tanto da densidade de pontos da tecnologia LiDAR quanto do hipsômetro utilizado em campo.

Para as travessias 2 e 3 também é esperado que as distâncias de segurança obtidas pela tecnologia LiDAR sejam menores que as medidas em campo, pois nestes casos além de haver uma menor tração do condutor, há um maior peso, dessa forma pode-se inferir uma maior flecha a partir das Equações 1 e 2.

Para as condições de caso crítico, é possível comparar os valores de flecha e distância de segurança obtidos de cada metodologia, pois ambos estão aplicados nas mesmas condições físicas e ambientais. Logo, pode-se verificar que ambas as travessias apresentam valores muito próximos, evidenciando que a utilização da tecnologia LiDAR possui uma boa acurácia para aplicação em análise de travessias.

Além disso, em relação às distâncias mínimas de segurança determinadas pela NBR-5422/1985, é possível verificar que, até mesmo em um caso crítico, as travessias 1 e 3 estão de acordo com norma. Apesar da análise considerar os cabos para-raios como retilíneos, conclui-se a travessia 2 exige um monitoramento mais individualizado, visto que as linhas de transmissão poderão sofrer uma falha com a proximidade dos cabos.

## 6 CONCLUSÕES

O presente trabalho analisou três travessias com dados de linhas de transmissão da CPFL Transmissão com intuito de acrescentar valor em tomadas de decisão da empresa. A partir desta análise, a tecnologia LiDAR mostrou que, após alguns tratamentos de dados, é adequada e vantajosa para esse tipo de análise, uma vez que reduz o número de idas a campo.

Além disso, os dados provenientes do sensoriamento remoto, especificamente a nuvem de pontos classificados, apresentam um grande potencial de aplicação no setor de manutenção de linhas de transmissão. O trabalho está de acordo com conclusões relatadas na literatura.

Para trabalhos futuros, é interessante a medição de outras distâncias em campo, como a flecha e distâncias do cabo da linha superior e inferior até o solo para verificar com o que é proposto na literatura. É pertinente também a utilização dos dados de nuvem de pontos para outras aplicações em linhas de transmissão, como a distância entre cabo condutor e vegetação em faixas. Por fim, recomenda-se a utilização de outros dados geoespaciais, como a cobertura e uso do solo, ortofotos, modelos digitais de terreno e superfície, entre outros, para aplicações relacionadas ao meio ambiente e setor fundiário.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AEROEXPO. **Phoenix LiDAR Systems**. Disponível em: <<https://www.aeroexpo.online/pt/prod/phoenix-lidar-systems/product-185772-67361.html>>. Acesso em: 21 nov. 2023.

ALUBAR. **Catálogo Técnico - Cabos de Alumínio**. Disponível em: [https://alubar.net.br/img/site/arquivo/Cat\\_Tec\\_Alubar\\_Aluminio\\_2015.pdf](https://alubar.net.br/img/site/arquivo/Cat_Tec_Alubar_Aluminio_2015.pdf). Acesso em: 4 jan. 2024.

ANEEL. **Dados Geográficos do Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <<https://dadosabertos-aneel.opendata.arcgis.com/>>. Acesso em: 18 nov. 2023.

ANEEL. **Nota Técnica nº 038/2005-SRT/ANEEL**. Seção: Informações Técnicas. 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 20 jan. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5422-1985**: Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, 1985.

BLUE MARBLE GEOGRAPHICS. **Global Mapper Software**. Disponível em: <<https://www.bluemarblegeo.com/global-mapper/>>. Acesso em: 15 dez. 2023.

CARVALHO, Renato Vaz. **Monitoramento Térmico de Linhas de Transmissão**. 2017. 93 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

CIGRE, Working Group B2.43. **Guide for thermal rating calculation of overhead lines**, Technical Brochure 601, 2014.

DEWBERRY. **National Enhanced Elevation Assessment Final Report - Appendix G**. Disponível em: <<https://www.dewberry.com/services/geospatial-mapping-and-survey/national-enhanced-elevation-assessment-final-report>>. Acesso em: 8 ago. 2023.

DIHKAN, M.; MUS, E. Automatic detection of power transmission lines and risky object locations using UAV LiDAR data. **Arabian Journal of Geosciences**, v. 14, n. 7, p. 567, 20 mar. 2021.

EPE. **Balanco Nacional Energia 2023**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>> Acesso em: 28 julho 2023.

ESRI. **Software ArcGIS**. Disponível em: <<https://www.esri.com/pt-br/arcgis/>>. Acesso em: 21 nov. 2023.

HAINOSZ, Fabiano. **Influências de calibrações aéreas de uma câmera digital integrada com um sistema laser scanner aerotransportado na acurácia de ortomagens**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná. Curitiba, PR. 111p. 2012.

INMET. **Dados Históricos Anuais**. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>. Acesso em: 4 jan. 2024.

INPE. **Sistema de Processamento de Informações Georeferenciadas - Geoprocessamento**. Disponível em: [http://www.dpi.inpe.br/spring/portugues/tutorial/introducao\\_geo.html](http://www.dpi.inpe.br/spring/portugues/tutorial/introducao_geo.html) Acesso em: 29 julho 2023.

JARDINI, M. G. M.; JARDINI, J. A.; CRISPINO, F.; SIMÕES, A. J. M.; DE SOUZA, J. M. S. **Validação computacional no tratamento de dados da nuvem de pontos obtidos através do sobrevoo de UAV com sensor LiDAR de vegetação em faixas de passagem de linhas de transmissão no Brasil**. XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GMA/01-3192, p. 1-10, nov. 2019.

KERSTING, A. P. B.; MÜLLER, M.; HOFFMANN J. N. **Recapitação de linhas de transmissão com a utilização de tecnologia de mapeamento digital a laser**. XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GLT-23, p. 1-8, out. 2005.

LABEGALINI, P. R., LABEGALINI, J. A., FUCHS, R. D. **Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 1992.

LASERTECH. **TruPulse 360R Laser Rangefinder**. Disponível em: <https://lasertech.com/product/trupulse-360-r-laser-rangefinder/>. Acesso em: 15 dez. 2023.

MCLAUGHLIN, R. A. **Extracting transmission lines from airborne LIDAR data**. IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters, v. 3, n. 2, p. 222–226, abr. 2006.

MEDEIROS, T. Í. O. DE. **Sistema de monitoramento da invasão de vegetação em linhas de transmissão usando redes de sensores sem fio**. 2018. 77 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2018.

NEXANS. **Produtos – Cabos de Transmissão de Energia Elétrica**. Disponível em: <https://www.nexans.com.br/pt/products/Transmission.and.Distribution/>. Acesso em: 4 jan. 2024.

OTCENASOVA, A.; HOGER, M.; ALTUS, J. **Possible use of airborne LiDAR for monitoring of power lines in Slovak Republic**. Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), mai. 2014.

QGIS. **Software QGIS - Um Sistema de Informação Geográfica livre e aberto**. Disponível em: [https://qgis.org/pt\\_BR/site/](https://qgis.org/pt_BR/site/). Acesso em: 15 dez. 2023.

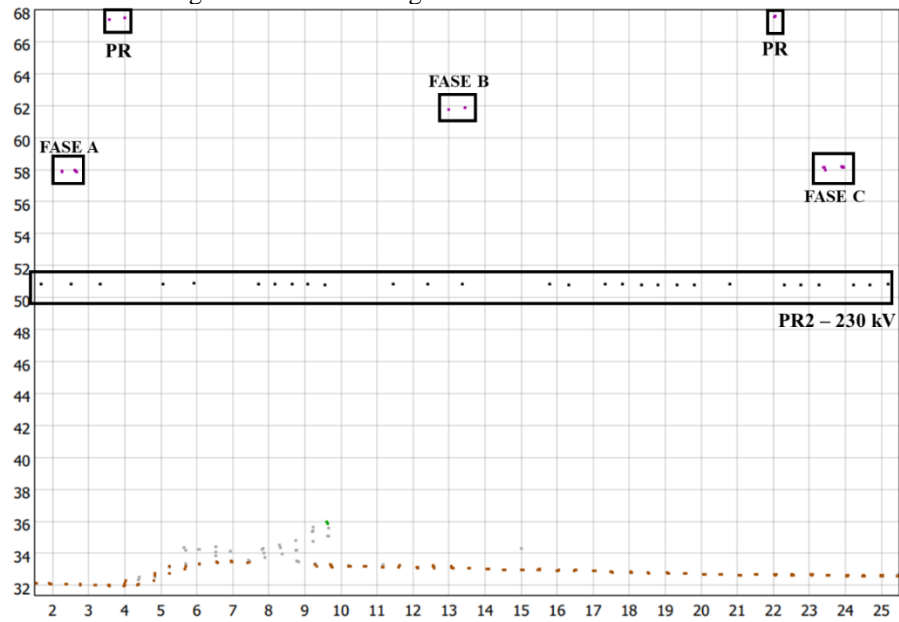
RORIZ, R.; CABRAL, J.; GOMES, T. **Automotive LiDAR Technology: A Survey**. IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems, v. 23, n. 7, p. 6282–6297, jul. 2022.

WANG, Z.; KHAN, J.; ARMSTRONG, M. **Determining Lightning-Critical Locations along Transmission Lines using LiDAR Data - a BC Hydro Approach**. 2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), jul. 2021.

WEHR, A.; LOHR, U. Airborne laser scanning—an introduction and overview. **ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing**, v. 54, n. 2, p. 68–82, 1 jul. 1999.

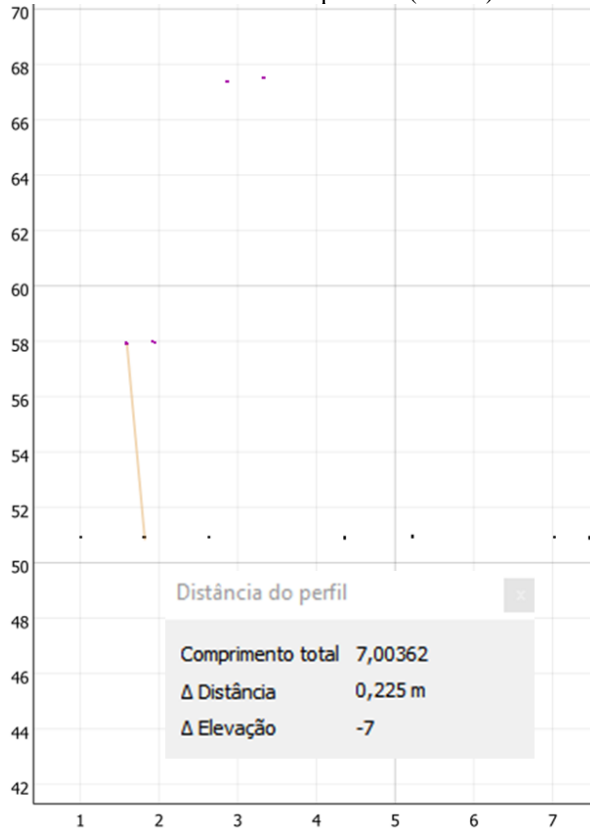
APÊNDICE A – MEDIÇÕES DAS DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA DE CADA TRAVESSIA

Figura A.1 – Corte longitudinal ao PR2 da travessia 1.



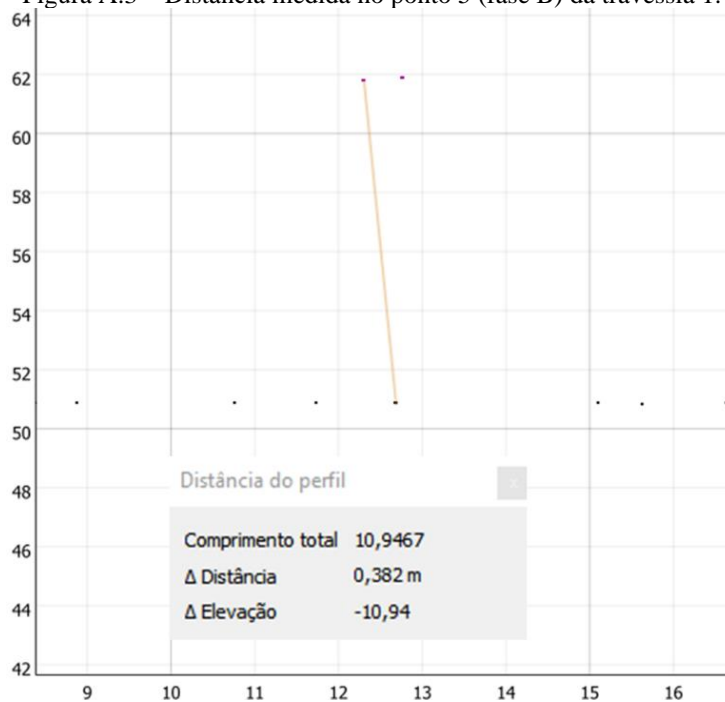
Fonte: O Autor.

Figura A.2 – Distância medida no ponto 4 (fase A) da travessia 1.



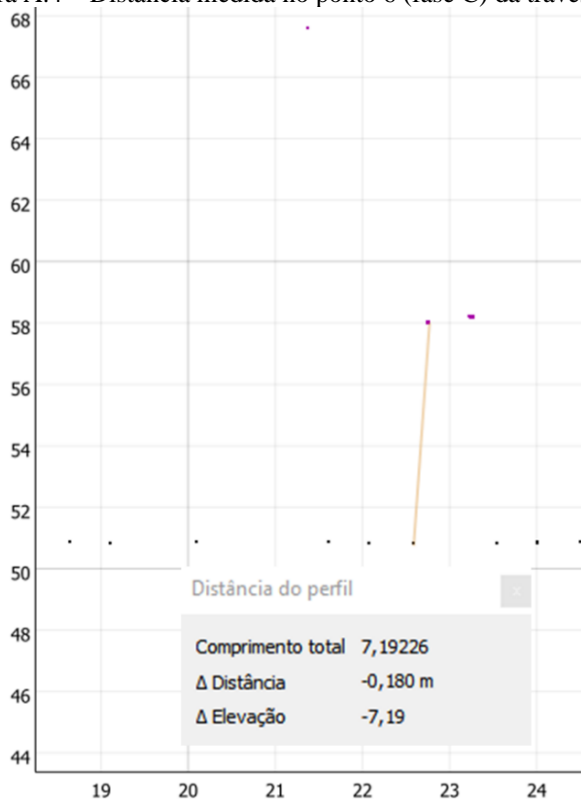
Fonte: O Autor.

Figura A.3 – Distância medida no ponto 5 (fase B) da travessia 1.



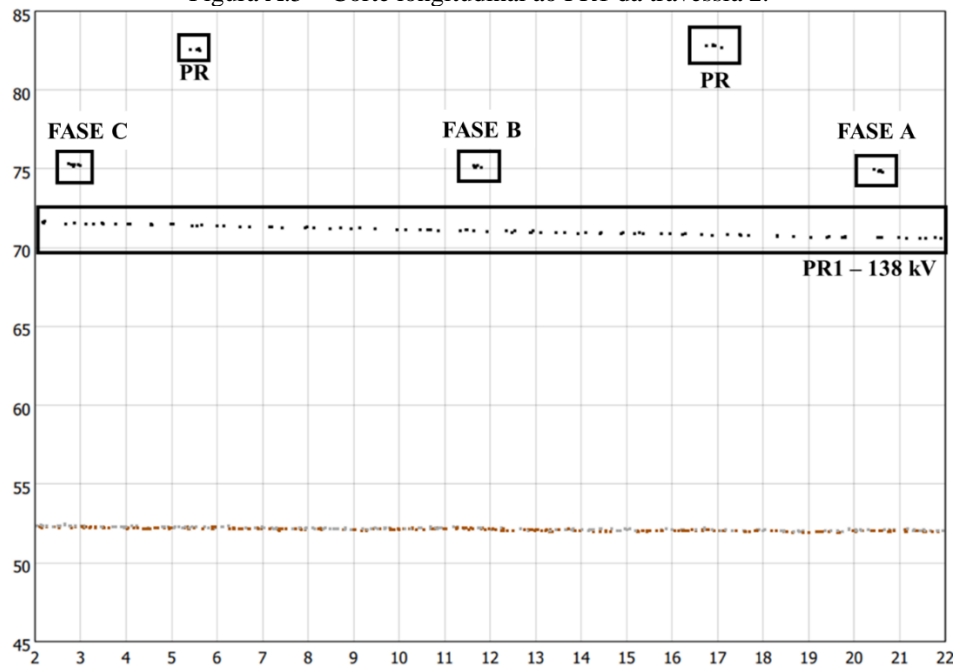
Fonte: O Autor.

Figura A.4 – Distância medida no ponto 6 (fase C) da travessia 1.



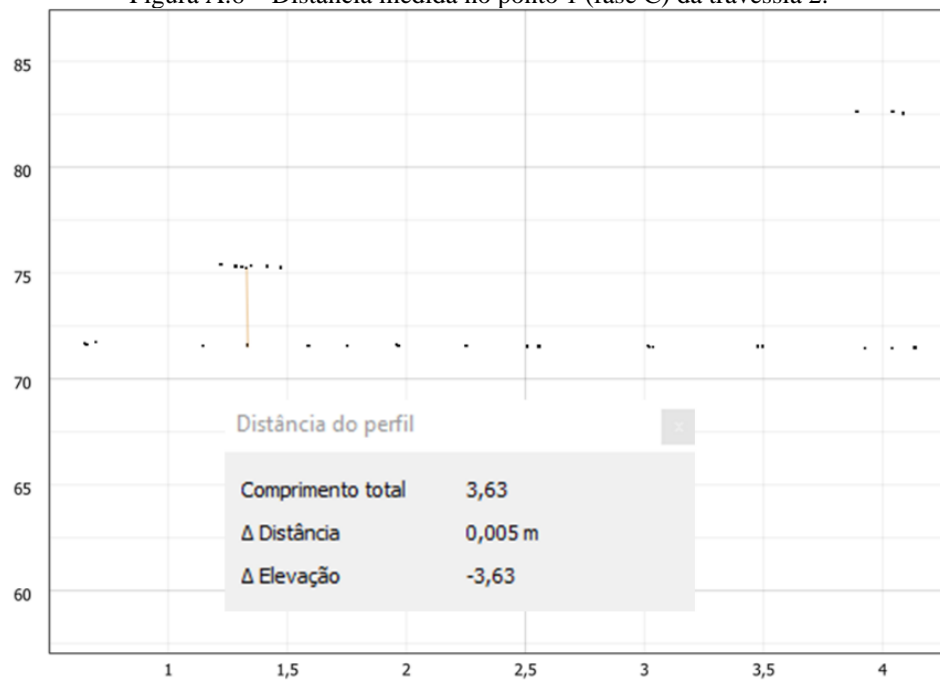
Fonte: O Autor.

Figura A.5 – Corte longitudinal ao PR1 da travessia 2.



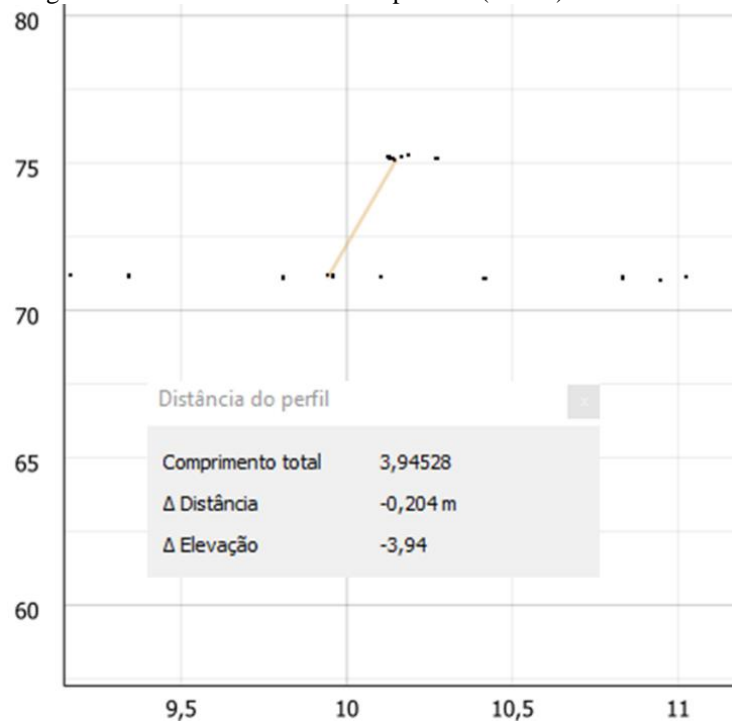
Fonte: O Autor.

Figura A.6 – Distância medida no ponto 1 (fase C) da travessia 2.



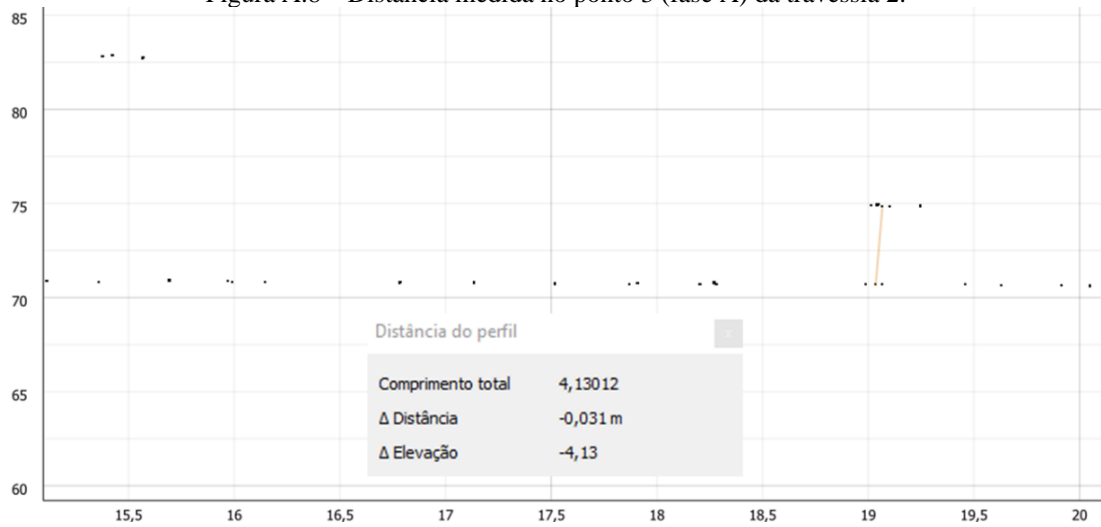
Fonte: O Autor.

Figura A.7 – Distância medida no ponto 2 (fase B) da travessia 2.



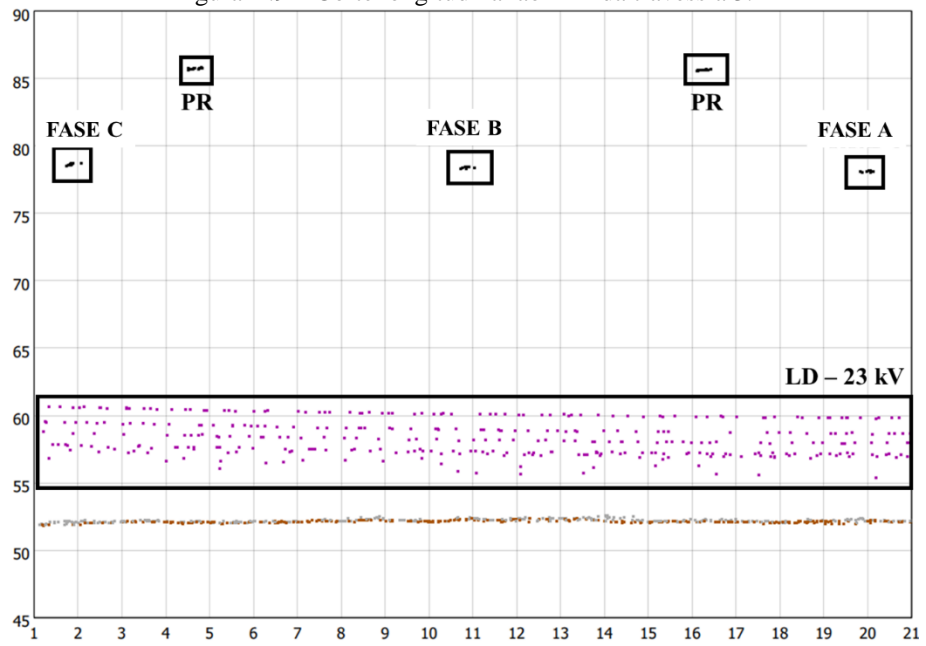
Fonte: O Autor.

Figura A.8 – Distância medida no ponto 3 (fase A) da travessia 2.



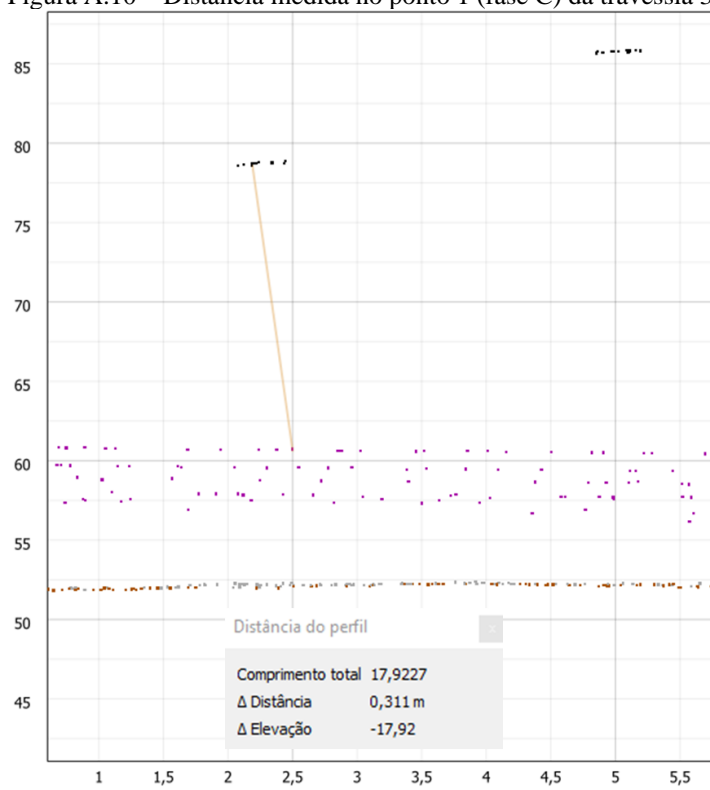
Fonte: O Autor.

Figura A.9 – Corte longitudinal ao PR1 da travessia 3.



Fonte: O Autor.

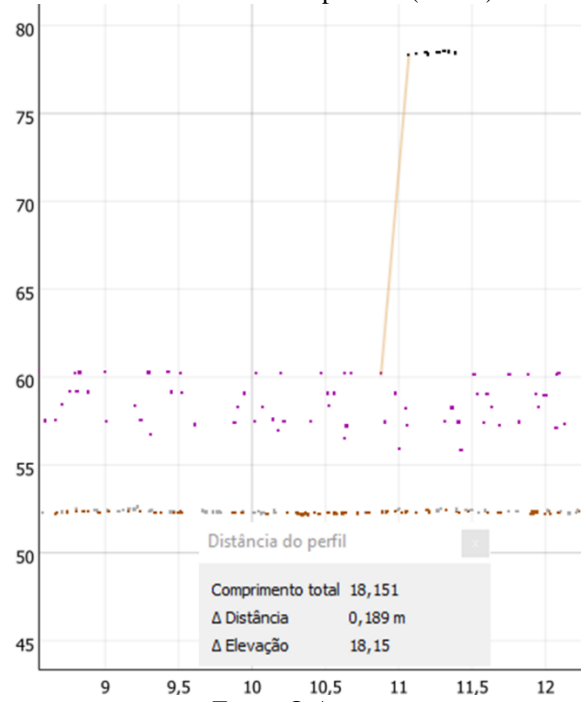
Figura A.10 – Distância medida no ponto 1 (fase C) da travessia 3.



Fonte: O Autor.

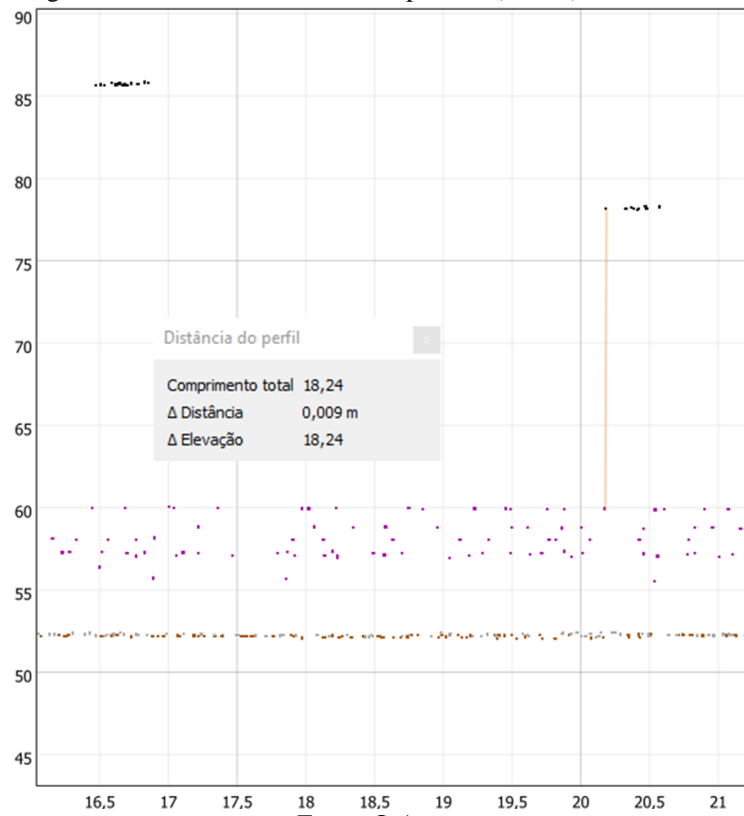


Figura A.11 – Distância medida no ponto 2 (fase B) da travessia 3.



Fonte: O Autor.

Figura A.12 – Distância medida no ponto 3 (fase A) da travessia 3.



Fonte: O Autor.