



Thais Roupe Borges

**Metodologia para Avaliação da Continuidade do Serviço de
Distribuição em Locais com Restrição de Acesso por
Registros de Violência**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia Elétrica do Departamento
de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. André Milhorange de Castro

Rio de Janeiro
Setembro de 2023



Thais Roupe Borges

**Metodologia para Avaliação da Continuidade do Serviço de
Distribuição em Locais com Restrição de Acesso por
Registros de Violência**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. André Milhorce de Castro

Coorientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Delberis Araujo Lima

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. João Guilherme de Carvalho Costa

Instituto de Sistemas Elétricos e Energia – UNIFEI

Rio de Janeiro, 21 de setembro de 2023

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Thais Roupe Borges

Nasceu na cidade do Rio de Janeiro, em 1994. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro, em 2019. Atualmente, trabalha como especialista de regulação na diretoria de regulação da transmissão e da distribuição na Enel Brasil S.A.

Ficha Catalográfica

Borges, Thais Roupe

Metodologia para avaliação da continuidade do serviço de distribuição em locais com restrição de acesso por registros de violência / Thais Roupe Borges ; orientador: Armando Martins Leite da Silva ; coorientador: André Milhorce de Castro. – 2023.

101 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2023.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Confiabilidade de sistemas de distribuição. 3. Método K-means. 4. Indicadores de continuidade de serviço. 5. Base de dados geográfica da distribuidora. 6. Áreas de risco. I. Silva, Armando Martins Leite da. II. Castro, André Milhorce de. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Agradeço a Deus, primeiramente, pela minha vida e por ter me permitido concluir mais esta jornada.

Agradeço aos meus pais, Sandra e Adilson, que nunca mediram esforços para me apoiar e me incentivar nos estudos.

Agradeço ao meu esposo, Lucas, por estar ao meu lado em todos os momentos, sendo paciente e me incentivando sempre.

Agradeço aos meus orientadores, Prof. Armando Leite da Silva e Prof. André Milhorce de Castro, por estarem sempre disponíveis e por terem aceitado participar desta jornada comigo, compartilhando seus conhecimentos, apoiando e orientando com o máximo de cuidado e de atenção possível.

Agradeço também ao Prof. Harold Dias Mello Júnior, meu orientador do Trabalho de Conclusão de Curso da UERJ, por todos os ensinamentos transmitidos ao longo da graduação e por me incentivar a continuar os estudos, na linha do mestrado.

Por fim, também agradeço à Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio e a CAPES pelos fundamentais auxílios concedidos.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Borges, Thais Roupe; Leite da Silva, Armando Martins; de Castro, André Milhorange. **Metodologia para Avaliação da Continuidade do Serviço de Distribuição em Locais com Restrição de Acesso por Registros de Violência. Rio de Janeiro, 2023.** 101p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Os segmentos de geração, transmissão e distribuição constituem a cadeia produtiva do setor elétrico, sendo o consumidor ou carga o último elo que deve ser atendido pelas distribuidoras. A percepção de qualidade, e consequentemente a satisfação do cliente, está intrinsecamente relacionada, entre outros fatores, à continuidade do fornecimento assegurada pelas concessionárias. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por regular o setor de distribuição e estabelecer indicadores de referência com o objetivo de avaliar a eficiência das concessionárias em termos de confiabilidade e qualidade do serviço prestado. Diversos fatores podem impactar a continuidade da distribuição de energia, sendo alguns mais conhecidos e gerenciáveis pelas empresas, como quedas de objetos na rede ou sobrecarga de equipamentos. No entanto, outros fatores, como restrições de acesso a determinadas áreas devido à violência e ao controle territorial por grupos criminosos, apresentam desafios complexos e de gerenciabilidade inexistente por parte das distribuidoras. Essas limitações dificultam a pronta recomposição do serviço em situações emergenciais, resultando em tempos de falha mais longos e afetando negativamente os indicadores de continuidade monitorados pela ANEEL, bem como a satisfação do consumidor. Neste contexto, a presente dissertação propõe uma metodologia focada em identificar os ativos da distribuidora localizados em áreas com evidências de violência, o que implica em acesso limitado pelas equipes de campo. É utilizada a base de dados geográfica da distribuidora (BDGD) para identificar as unidades transformadoras em áreas com evidências de violência, também delineadas por plataformas de dados públicos. Técnicas de clusterização e testes estatísticos são então utilizados para aferir se os índices de continuidade nessas áreas são significativamente diferentes e superiores aos de locais em que não se observa registros de violência. Sistemas de distribuição dos estados do Rio de Janeiro e Pernambuco são utilizados para testar a eficácia da metodologia proposta. Diversos testes são realizados e os resultados obtidos são plenamente discutidos.

Palavras-chave

Confiabilidade de sistemas de distribuição; método *K-means*; indicadores de continuidade de serviço; base de dados geográfica da distribuidora; áreas de risco.

Abstract

Borges, Thais Roupe; Leite da Silva, Armando Martins (Advisor); de Castro, André Milhorance (Co-advisor). **Methodology for Evaluating the Continuity of the Distribution Service in Locations with Access Restrictions due to Records of Violence**. Rio de Janeiro, 2023. 101p. MSc. Dissertation - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The segments of generation, transmission and distribution constitute the production chain of the electricity sector, with the consumer or load being the last link that must be served by the distributors. The perception of quality, and consequently customer satisfaction, is intrinsically related, among other factors, to the continuity of supply ensured by the concessionaires. In Brazil, the National Electric Energy Agency (ANEEL) is responsible for regulating the distribution sector and establishing benchmarks in order to assess the efficiency of concessionaires in terms of reliability and quality of service provided. Several factors can impact the continuity of energy distribution, some of which are better known and manageable by companies, such as falling objects on the network or overloading equipment. However, other factors, such as access restrictions to certain areas due to violence and territorial control by criminal groups, present complex challenges and non-existent manageability on the part of the distributors. These limitations make it difficult to promptly restore the service in emergency situations, resulting in longer failure durations and negatively affecting the continuity indicators monitored by ANEEL, as well as consumer satisfaction. In this context, this dissertation proposes a methodology focused on identifying the distributor's assets located in areas with evidence of violence, which implies limited access by field service teams. The distribution company's geographic database (BDGD) is used to identify transforming units in areas with evidence of violence, also delineated by public data platforms. Clustering techniques and statistical tests are then used to assess whether the continuity indices in these areas are significantly different and higher than those in places where there are no records of violence. Distribution systems in the states of Rio de Janeiro and Pernambuco are used to test the effectiveness of the proposed methodology. Several tests are carried out and the results obtained are fully discussed.

Keywords

Distribution system reliability; *K-means* method; service continuity index; geographic database; risk areas.

Sumário

Resumo	5
Abstract	6
Sumário	7
Lista de abreviaturas	13
1 Introdução	14
1.1. Considerações Iniciais	14
1.2. Estado da Arte	17
1.2.1. Métodos de Avaliação de Desempenho	18
1.2.2. Áreas de Risco	19
1.3. Objetivos	22
1.4. Estrutura da Dissertação	22
2 Confiabilidade dos Sistemas de Distribuição	24
2.1. Introdução	24
2.2. Avaliação da Confiabilidade	25
2.3. Definição dos Índices de Continuidade da Distribuição	29
2.4. Conclusões	32
3 Restrição de Acesso à Rede de Distribuição por Questões de Segurança	34
3.1. Introdução	34
3.2. Impactos das Restrições de Acesso na Operação das Distribuidoras	35
3.3. Mapeamento de Áreas com Acesso Limitado devido à Violência	43
3.4. Conclusões	45
4 Metodologia Proposta e Resultados Obtidos	47

4.1. Introdução	47
4.2. Ferramentas de Avaliação	48
4.2.1. Dados Georreferenciados Utilizados	48
4.2.2. <i>Software</i> QGIS	58
4.2.3. Método de Clusterização K-means	64
4.3. Metodologia Proposta	68
4.3.1. Identificação dos Transformadores de Distribuição em Locais de Risco	68
4.3.2. Clusterização dos Transformadores: Método K-Means	69
4.3.3. Definição de Região Crítica de Atendimento por Alimentador de Média Tensão	71
4.3.4. Comparação dos Índices de Continuidade: Cálculo dos Índices Médios e Aplicação do Teste Estatístico Z	72
4.4. Resultados Obtidos	74
4.4.1. Sistema ENEL Distribuição Rio de Janeiro	74
4.4.2. Sistema Light SESA	79
4.4.3. Sistema Neoenergia Pernambuco	85
4.5. Conclusões	91
5 Conclusões	93
Referências Bibliográficas	96

Lista de figuras

Figura 2.1 – Níveis hierárquicos de estudo da confiabilidade [21]	26
Figura 2.2 – Curva da relação entre o custo e o nível de confiabilidade [21]	29
Figura 3.1 – Registro de ocorrência na área de concessão da Enel RJ [35]	37
Figura 3.2 – Presença de barricadas no conjunto Santa Cruz da Serra, Enel RJ [36]	38
Figura 3.3 – Causas mapeadas para a troca de transformadores da Light [38]	40
Figura 3.4 – Registro de atendimento à chamados de inspeção CELPE [41]	42
Figura 3.5 – Etapas para a classificação de uma área de risco	45
Figura 4.1 – Evolução dos registros de tiroteio nos estados do Rio de Janeiro e de Pernambuco	54
Figura 4.2 – Ferramenta <i>buffer</i> do <i>software</i> QGIS	56
Figura 4.3 – Resultado da aplicação do <i>buffer</i> aos registros de tiroteio de 2018 para o Rio de Janeiro	56
Figura 4.4 – Exemplificação das regiões dominadas por grupos criminosos de tráfico e milícia	57
Figura 4.5 – Exemplo de visualização de arquivo no <i>software</i> QGIS	59
Figura 4.6 – Exemplo de visualização do arquivo de saída após <i>buffer</i>	61
Figura 4.7 – Exemplo de visualização de sobreposição de camadas	62
Figura 4.8 – Exemplo de visualização do arquivo de saída após a sobreposição de camadas	62
Figura 4.9 – Exemplo de seleção por atributo	63
Figura 4.10 – Exemplo de visualização do arquivo de saída após a seleção por atributo	63
Figura 4.11 – Aplicação ilustrativa do método <i>k-means</i>	66
Figura 4.12 – Regionais criadas para segregar os transformadores de distribuição de acordo com a localização dos conjuntos elétricos	70
Figura 4.13 – Quantitativo dos transformadores da Enel RJ vinculados às evidências de violência, por ano.	74
Figura 4.14 – Clusters Enel RJ gerados após a aplicação da etapa 2 da metodologia proposta.	75

Figura 4.15 – Demonstração da classificação de risco de transformadores do alimentador ALC10 – ENEL RJ.	76
Figura 4.16 – Processo de definição de região crítica do alimentador ALC10 – ENEL RJ.	77
Figura 4.17 – Quantitativo dos transformadores da Light SESA vinculados às evidências de violência, por ano.	79
Figura 4.18 – Clusters Light SESA gerados após a aplicação da etapa 2 da metodologia proposta.	80
Figura 4.19 – Demonstração da classificação de risco de transformadores do alimentador 18795733 – Light SESA.	82
Figura 4.20 – Processo de definição de região crítica do alimentador 18795733 – Light SESA	83
Figura 4.21 – Quantitativo dos transformadores da CELPE vinculados às evidências de violência, por ano.	85
Figura 4.22 – Clusters CELPE gerados após a aplicação da etapa 2 da metodologia proposta.	86
Figura 4.23 – Demonstração da classificação de risco de transformadores do alimentador 382 – CELPE.	88
Figura 4.24 – Processo de definição de região crítica do alimentador 382 – CELPE.	89

Lista de tabelas

Tabela 4.1 – Informações das entidades geográficas do tipo Usuário [47].	49
Tabela 4.2 – Informações das entidades geográficas do tipo Equipamento [47].	50
Tabela 4.3 – Informações das entidades geográficas do tipo Rede [47].	50
Tabela 4.4 – Informações das entidades não geográficas do tipo Usuário [47].	51
Tabela 4.5 – Informações das entidades não geográficas do tipo Equipamento [47].	51
Tabela 4.6 – Informações das entidades não geográficas do tipo Rede [47].	52
Tabela 4.7 – Informações das entidades não geográficas do tipo Energia [47].	52
Tabela 4.8 – Características dos <i>clusters</i> Enel RJ de acordo com os atributos utilizados na clusterização.	75
Tabela 4.9 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (A) do alimentador ALC10 – Enel RJ.	77
Tabela 4.10 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (B) do alimentador ALC10 – Enel RJ.	78
Tabela 4.11 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (D) do alimentador ALC10 – Enel RJ.	78
Tabela 4.12 – Características dos <i>cluster</i> Light SESA de acordo com os atributos utilizados na clusterização.	81
Tabela 4.13 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (A) do alimentador 18795733 – Light SESA.	83
Tabela 4.14 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (B) do alimentador 18795733 – Light SESA.	84
Tabela 4.15 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (D) do alimentador 18795733 – Light SESA.	84
Tabela 4.16 – Características dos <i>cluster</i> CELPE de acordo com os atributos utilizados na clusterização.	87
Tabela 4.17 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (B) do alimentador 382 - CELPE.	90
Tabela 4.18 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (C) do alimentador 382 - CELPE.	90

Tabela 4.19 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação
(D) do alimentador 382 - CELPE. 90

Lista de abreviaturas

AR	Área de Risco
ASRO	Área com Severas Restrições Operativas
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração de Interrupção Individual ocorrida em dia crítico por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
SSDMT	Segmento de Distribuição de Média Tensão
UC	Unidade Consumidora
UNTRD	Unidade de Transformação de Distribuição

1 Introdução

1.1. Considerações Iniciais

A atividade de distribuição de energia elétrica tem por principal objetivo realizar a entrega da energia elétrica, produzida nas centrais geradoras e transmitida por linhas de transmissão que conectam diferentes regiões geográficas do país, aos consumidores finais. Em termos de composição, as redes de distribuição são basicamente formadas por estruturas físicas, como torres e postes, e por equipamentos elétricos – cabos, transformadores, chaves e outros – capazes de transportar a energia elétrica de forma eficaz e segura [1].

Responsáveis pelo serviço público de distribuição, as concessionárias possuem o dever de garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica para todos os clientes compreendidos dentro de sua área de atuação. Além disso, são responsáveis por realizar as manutenções – preventivas e corretivas – bem como planejar e executar a expansão da rede, investindo recursos em novas tecnologias e realizando gestão eficiente de recursos, buscando sempre garantir a satisfação de seus consumidores.

A percepção de qualidade pelo cliente final está intrinsecamente ligada à continuidade do fornecimento [2]. Para alcançar níveis mais baixos de interrupções e de durações menores dos eventos de falta de energia em estabelecimentos comerciais, residências e hospitais, por exemplo, as distribuidoras necessitam realizar investimentos volumosos, tanto em novos ativos, quanto em redundância nas redes de distribuição [3]. Todavia, os dispêndios realizados pelas concessionárias são inseridos na tarifa do consumidor, conforme previsto na regulamentação da distribuição [4]. Por isso, há um *trade-off* entre quanto o cliente está disposto a pagar e a qualidade do fornecimento que recebe.

A continuidade do serviço de distribuição é impactada por diferentes fatores. A queda de corpos estranhos (árvores, pássaros etc.) na rede energizada é um exemplo comum de ocorrência que causa a interrupção do fornecimento.

Normalmente, as interrupções ocorrem com maior frequência em locais em que as linhas de distribuição são da categoria “nua”, ou seja, quando os cabos estão expostos diretamente ao ambiente livre [5]. Outras causas também são comuns, como defeitos em materiais, falhas de equipamentos e sobrecarga de energia.

Além das condições mencionadas, as quais possuem, de certa forma, uma gestão mais rápida por parte da concessionária, existe um outro fator que também impacta na qualidade do serviço de distribuição, porém, com pouca ou quase nenhuma gerenciabilidade pelas empresas de distribuição: cenários de risco e de violência pública. Em locais com grande presença de poderes paralelos ao Estado, com confrontos armados e com alto índice de criminalidade, a atuação da distribuidora é limitada, pois a vida dos funcionários, representantes da empresa, é colocada em risco.

Trechos de linhas e alimentadores que atendem regiões com frequentes registros de eventos violentos tendem a receber menos investimentos de expansão e/ou troca de ativos. Gastos com manutenção também são reduzidos, uma vez que, para a realização de tais serviços, as distribuidoras precisariam colocar em risco a vida de seus funcionários. Tal fato contribui para um cenário de deterioração dos equipamentos existentes nessas áreas, bem como a tendência de pior qualidade do serviço a ser percebida pelos clientes que residem nessas localidades.

Como órgão regulador dos serviços de distribuição, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) preza, entre outras diretrizes, pela satisfação dos clientes finais. Buscando por esse objetivo, a agência define indicadores e limites máximos para os eventos de interrupção do fornecimento de energia, olhando tanto para a quantidade de falhas, quanto para a duração destas ocorrências. Neste cenário, as normativas existentes estipulam que as distribuidoras realizem o pagamento de compensações financeiras, em caso de violação dos limites.

Embora a regulamentação para a definição dos referenciais máximos dos indicadores de continuidade do fornecimento exista desde 2009, até 2021, a ANEEL não considerava o impacto que a presença de regiões controladas por grupos armados e facções criminosas tinha sobre o desempenho operacional das distribuidoras. A segurança pública, ou a ausência dela, contribui para definir a complexidade de atendimento de uma área de concessão. Todavia, algumas regiões são mais impactadas por este fator do que outras, principalmente aquelas em que não houve planejamento urbano que acompanhasse o crescimento populacional [6].

A ANEEL, ao definir que as distribuidoras atendam os limites máximos de continuidade, os quais foram definidos sem considerar o efeito da existência de localidades com elevados índices de criminalidade, pode impor penalidades sobrestimadas às concessionárias, em caso de seu descumprimento. Ou seja, o sinal regulatório não está adequado ao vivenciado por concessões que se deparam com casos de domínio territorial paralelo dentro de sua área de atuação.

Não se pode esperar, todavia, que as concessionárias, a qualquer risco e custo, imponham a presença de seus funcionários para a realização de serviços – seja de inspeção, seja de manutenção ou melhorias – nesses locais, tampouco que as distribuidoras abandonem, por completo, a qualidade do fornecimento de energia aos seus clientes que residem nessas áreas. É necessário equilíbrio para ambas as partes, pois os consumidores são prejudicados pela dificuldade do atendimento e as distribuidoras também, devido à necessidade de aprimoramento dos mecanismos regulatórios.

Dada essa necessidade, distribuidoras mais impactadas por esse fenômeno já realizam demarcações, dentro de sua área de concessão, objetivando apresentar evidências para a ANEEL sobre a complexidade de atendimento [7]. Essas regiões são comumente chamadas de Áreas de Severas Restrições Operativas (ASRO) ou Áreas de Risco (AR). Como não há uma normativa regulatória específica que padronize os critérios de delimitação dessas regiões, cada distribuidora adota atributos e procedimentos próprios para classificar e demarcar tais áreas, nas quais há restrição de atuação.

Neste contexto, uma discussão que surge é acerca da acuracidade de tal demarcação, dado que não existe modelo e/ou padrão regulatório a ser tomado como referência pelas distribuidoras e pela sociedade. A delimitação dessas áreas impacta diretamente no volume de investimentos e gastos em manutenção que a distribuidora irá destinar com consequência da qualidade do fornecimento a ser observada pelo consumidor final. Desta forma, é importante que o cliente, como principal parte interessada, seja capaz de fiscalizar o cumprimento dos deveres da concessionária, no que diz respeito ao atendimento dos padrões de qualidade do serviço. É preciso que haja ferramentas e métodos capazes de validar as limitações informadas pelo prestador de serviço frente ao produto final – que, nesse contexto, é a continuidade do serviço. Caso contrário, a restrição de atendimento estará

embasada apenas em critérios particulares de cada empresa, sem possibilidade de monitoramento.

A avaliação do impacto do atendimento a locais com altos índices de violência *versus* a qualidade da prestação do serviço pelas distribuidoras nesses locais é um tópico ainda pouco explorado no meio acadêmico e também em fóruns corporativos do setor elétrico. No entanto, dado o crescimento de regiões dominadas por grupos de poder paralelo à presença do Estado e facções criminosas em diversas cidades do Brasil nos últimos anos [8], é relevante discutir o tema e documentar estratégias de acompanhamento deste fenômeno.

Diante dos fatos expostos, esta dissertação tem o objetivo de propor uma metodologia de avaliação da continuidade do serviço em locais em que a distribuidora verifica limitação de acesso por questões de ausência de segurança pública. Para tanto, a base de dados geográfica da distribuidora (BDGD) é utilizada, bem como dados públicos caracterizadores de violência, como os tiroteios e as regiões dominadas por grupos criminosos. Técnicas de clusterização e testes estatísticos são então utilizados para aferir se os indicadores de duração de interrupção, nessas áreas, são significativamente diferentes e superiores aos de locais em que não se observa registros de violência.

Para avaliação do método proposto, serão utilizadas três áreas de concessão diferentes, mas que possuem dificuldades de atendimento de seus clientes por questões de segurança pública. As empresas selecionadas foram a Light, com atuação em 31 municípios da região metropolitana do estado do Rio de Janeiro, a Enel Distribuição Rio de Janeiro, cuja concessão compreende 66 municípios, localizados mais ao sul e norte do estado do Rio de Janeiro, e a Neoenergia Pernambuco, também conhecida pela sigla CELPE, a qual é responsável pela prestação do serviço de distribuição de energia elétrica a todo o estado de Pernambuco.

1.2. Estado da Arte

Inicialmente, cumpre destacar que pesquisas acadêmicas relacionadas à avaliação de como o fenômeno de segurança pública impacta na prestação de serviço das distribuidoras de energia elétrica são escassas e pouco exploradas. Ao

buscar referências bibliográficas acerca do tema desta dissertação, não foram encontradas abordagens prévias. Desta forma, o estado da arte que será apresentado na sequência abordará teses, artigos e dissertações em que se identificou o uso de métodos de análise similares e temas correlatos ao do presente estudo.

1.2.1. Métodos de Avaliação de Desempenho

No contexto de avaliação de desempenho das distribuidoras de energia elétrica, a ANEEL faz uso de diversas metodologias baseadas em análises comparativas, uma vez que o foco de uma regulação por incentivos – a qual é utilizada no setor de distribuição do Brasil – é buscar a melhoria contínua da prestação dos serviços. Na definição dos custos operacionais regulatórios, por exemplo, utiliza-se uma análise de *benchmarking* baseada no método não-paramétrico *Data Envelopment Analysis* (DEA) para especificar parâmetros eficientes de custos e definir uma fronteira de eficiência a ser alcançada pelas distribuidoras [9].

Por sua vez, para definir o limite regulatório de perdas não técnicas de energia, a abordagem utilizada é baseada na criação de uma matriz de probabilidade de comparação entre as distribuidoras. Esta matriz é obtida por meio da média de outras 138 matrizes, as quais são formadas por modelos econométricos distintos e que definem, através de percentuais de probabilidades, o quanto uma empresa é comparável a outra. O objetivo é definir a empresa *benchmark* cuja performance de combate ao furto de energia deve ser perseguida [10].

Já a metodologia que define os limites regulatórios de qualidade do serviço faz uso do método não-supervisionado *k-means* para criar grupos – ou *clusters* – de conjuntos de unidades consumidoras, com atributos semelhantes, e definir um alvo para o indicador que deverá ser alcançado ao longo do ciclo tarifário. O método de clusterização *k-means* é utilizado pela Agência desde 2000, quando foi estabelecida a primeira versão da metodologia, por meio da Resolução Normativa 024/2000, cuja premissa básica considera que “conjuntos semelhantes devem apresentar desempenho equivalente” [11].

O método *k-means* também é utilizado em diversos trabalhos acadêmicos para avaliação do desempenho de qualidade do serviço de distribuição. Cita-se [12], em

que o método foi utilizado para separar as linhas de distribuição de energia elétrica de uma concessionária em diferentes agrupamentos, a partir da semelhança existente nas características técnicas e geográficas de cada linha. O objetivo principal foi o de avaliar a melhoria de desempenho operacional dos alimentadores, focando na redução das interrupções de fornecimento, frente a ações de manutenção preventivas recomendadas.

Já em outra abordagem [13], o autor propõe a utilização do método *k-means* para também segregar alimentadores com características elétricas semelhantes, objetivando estudar o comportamento do nível de perda técnica. O trabalho foca em identificar possíveis *outliers* dentro de cada *cluster* e propor, para esses alimentadores “atípicos”, uma avaliação mais minuciosa buscando identificar as causas que resultam em perda elevada do que em relação aos seus comparáveis.

O *k-means* também pode ser observado em estudos relacionados à tarifação do sistema de transmissão. Em [14], [15], os autores propõem a definição de tarifas diferenciadas a depender da localização das cargas atendidas. Desta forma, o método foi aplicado para agrupar usuários com características semelhantes, tanto sob o ponto de vista tarifário, quanto elétrico, em relação a cada zona tarifária proposta. Com isso, cada grupo formado verificaria uma tarifa zonal correspondente às necessidades elétricas dos clientes ali abarcados.

Conforme apresentado, o *k-means* é amplamente versátil, podendo ser encontrado em aplicações de diversas naturezas, seja no ambiente regulatório dos serviços de energia elétrica, seja em trabalhos acadêmicos. Dada essa característica, o método configura-se em uma ferramenta de fácil aplicação a problemas mais complexos e ainda pouco estudados, como é o caso do fenômeno das áreas de risco, cujo estado da arte será abordado na próxima seção.

1.2.2. Áreas de Risco

Estudos sociais e econômicos destacam a fragilidade da população que reside em locais com indicadores socioeconômicos precários, tais como, renda per capita baixa, baixa escolaridade, registros de criminalidade e de violência elevados e ausência de políticas públicas de segurança [16]. No contexto da prestação de

serviços de infraestrutura, em especial, o de distribuição de energia elétrica, as concessionárias verificam dificuldade na execução adequada de seus serviços nessas áreas, uma vez que a ausência de policiamento e a presença de grupos criminosos restringem o acesso seguro de seus colaboradores.

A restrição de acesso a determinados locais, por razões de segurança pública, é um dos fatores utilizados pelas distribuidoras de energia para caracterizar as chamadas “áreas de risco”. Em [7], os autores definem como área de risco um local em que se verifica restrição na realização de atividades operacionais e comerciais em campo, em especial, aquelas destinadas ao controle de inadimplência e das perdas de energia por furto. Os autores ressaltam que, em geral, a restrição observada é devido à presença de facções criminosas que comumente exercem o controle territorial com poder de fogo e controlam atividades econômicas que deveriam ser prestadas por empresas reguladas, como serviços de internet, transporte público e distribuição de botijão de gás.

A avaliação da eficiência operativa das distribuidoras que verificam a presença de áreas de risco em sua concessão é observada, com maior frequência em estudos acadêmicos e regulatórios, associada às questões de combate às perdas não técnicas, popularmente chamadas de “gato”. Em [7], os autores descrevem os métodos adotados na Enel Distribuição Rio de Janeiro para tentar reduzir o nível do furto de energia em locais de risco, nos quais seus colaboradores não podem acessar. A demarcação dessas áreas e a instalação de medidores centralizados são as principais ações que permitem auferir o nível de perdas não técnicas através de cálculo do balanço de energia nos alimentadores.

Já em [16], a autora apresenta uma pesquisa internacional acerca das melhores práticas para o combate às perdas não técnicas em regiões com acesso restrito devido à ausência de segurança pública. Em sua contribuição principal, foram selecionadas propostas regulatórias que poderiam ser adequadas à regulação brasileira para incluir novo incentivo ao combate do furto de energia nas áreas de risco. Em especial, o trabalho focou em demonstrar as regiões inacessíveis pelos colaboradores da Light SESA e como tais propostas poderiam contribuir para reduzir o impacto econômico-financeiro que as perdas não técnicas causam no equilíbrio financeiro da distribuidora.

Projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) também destacam a criticidade de atendimento, por prestadores de serviços públicos, em locais

classificados como áreas de risco. No âmbito do programa de P&D da ANEEL, o Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), em parceria com a Light SESA, desenvolveu pesquisa com vistas a documentar os efeitos das condições de segurança pública na atuação da distribuidora dentro de sua área de concessão [17].

No trabalho, os autores afirmam, com base em entrevistas realizadas com os funcionários da distribuidora, que apenas a presença de indivíduos armados já é suficiente para aumentar a insegurança das equipes de campo. Isto se justifica, pois tiroteios entre criminosos e a força policial podem ocorrer a qualquer instante, configurando, assim, o risco de vida. Além disso, os autores mencionam os prejuízos causados aos equipamentos quando do atingimento de projéteis, inutilizando o ativo e requerendo, muitas das vezes, a sua substituição.

Dentro do mesmo P&D, os autores de [17] também abordam a complexidade no processo de demarcação de regiões de risco de acesso por ocasiões de violência, uma vez que há limitações, tanto de informações precisas, quanto de mapeamento pelo próprio agente prestador de serviços.

Cita-se que, mesmo que as distribuidoras tenham amplo conhecimento de sua área de concessão, demarcar as áreas de risco é um processo complexo, uma vez que são necessários investimentos em equipamentos de medição e outras técnicas para o cálculo do balanço de energia. Além disso, outros fatores também contribuem para tornar a atividade de demarcação dessas regiões difícil de ser executada, tais como: (i) são zonas de risco de vida para os colaboradores, (ii) verificam difícil precisão de limites, como é o caso de delimitar fronteiras entre duas comunidades, por exemplo; e (iii) estão em constante mudança de controle por facções criminosas, comumente expandindo o seu domínio territorial.

Conclui-se que as condições de segurança pública, de fato, refletem na operação das prestadoras de serviço, neste trabalho representadas pelas distribuidoras de energia elétrica. Neste contexto, torna-se relevante promover discussões e estudos que visem criar mecanismos para monitorar este fenômeno e para mensurar os impactos que se refletem no desempenho operacional das concessionárias.

1.3. Objetivos

O objetivo deste trabalho de dissertação é propor uma metodologia de avaliação da continuidade do serviço em locais com restrição de acesso pelas equipes da distribuidora por questões de ausência de segurança pública, identificando os ativos da rede que se encontram em regiões com evidências de violência e realizando a demarcação, por alimentador, de área potencialmente inacessível pela concessionária. A classificação de risco atribuída pela empresa aos seus equipamentos também será utilizada como um dos critérios de delimitação de uma região crítica de atendimento.

A metodologia proposta está embasada no trabalho de cruzamento dados georreferenciados: (i) de registros de tiroteios, disponibilizados através da plataforma Fogo Cruzado [18]; (ii) de mapeamento de áreas controladas por grupos paralelos e facções criminosas, disponíveis em estudo realizado pela Secretaria de Polícia do Estado do Rio de Janeiro [19]; e (iii) de ativos elétricos da distribuidora, em especial, os transformadores de distribuição, cujas informações estão dispostas na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) [20].

A partir desses cruzamentos, é possível identificar a convergência entre equipamentos transformadores de distribuição localizados em áreas em que existe a evidência de ocorrências de criminalidade elevada – tiroteios e/ou presença de grupos criminosos de tráfico e milícia – e aqueles que foram classificados pelas concessionárias, a partir de critérios internos, como existentes em locais de risco. Por fim, será proposto um refinamento em tal classificação, considerando tanto a experiência da distribuidora, quanto as evidências de criminalidade levantadas.

1.4. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos, os quais serão descritos brevemente.

No presente capítulo, discorreu-se sobre o problema da violência pública e sua interferência no atendimento aos consumidores pelas prestadoras de serviço público, aqui neste trabalho, representadas pelas concessionárias de distribuição de

energia elétrica. Ficou caracterizado que a dificuldade da realização de investimentos e de manutenção em equipamentos localizados dentro de regiões controladas por grupos armados e facções criminosas repercute na qualidade e na continuidade do fornecimento de energia, prejudicando o cliente final.

No Capítulo 2, são discutidos os conceitos e definições que regem a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. São apresentados os principais indicadores utilizados no monitoramento da continuidade do serviço, expresso principalmente pela taxa de falha dos sistemas e pelo tempo de indisponibilidade do serviço.

No Capítulo 3, aborda-se, mais detalhadamente, como as restrições de acesso a determinadas áreas da concessão, devido à falta de segurança pública, impactam na prestação do serviço e no atendimento às ocorrências, sejam emergenciais, sejam de inspeção ou de ligação. Neste capítulo, são também apresentados os principais critérios utilizados pelas distribuidoras na demarcação de zonas, em sua área de atuação, dominadas pela violência.

No Capítulo 4, são discutidas as ferramentas utilizadas no presente estudo, destacando as principais funções, métodos e bases de dados utilizadas. Além disso, também se apresenta a proposta de metodologia de validação das regiões de risco, observando o vínculo aos equipamentos transformadores de distribuição, e o reflexo nos indicadores de continuidade do serviço como sendo a contribuição principal deste estudo. A aplicação da metodologia será realizada para as três áreas de concessão selecionadas, cujos resultados serão apresentados e comentados.

Por último, no Capítulo 5, elencam-se as principais conclusões desta dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

2

Confiabilidade dos Sistemas de Distribuição

2.1.

Introdução

A avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos é realizada conforme níveis ou zonas elétricas definidas [21]–[23]. Tais regiões abarcam os principais segmentos de um sistema elétrico, quais sejam, geração, transmissão e distribuição. Na medida em que tais áreas são agregadas, mais complexa a análise da confiabilidade do sistema se torna, uma vez que são adicionados mais elementos (i.e., equipamentos), também caracterizados por taxas de falha e reparo.

Para aumentar a confiabilidade de um sistema elétrico, comumente são utilizadas redundâncias nas redes e equipamentos de proteção, com vista a minimizar os efeitos de uma falha no fornecimento de energia. No entanto, existe um ponto de equilíbrio entre o volume de investimentos e o nível adequado de confiabilidade, o qual deve ser observado pelas distribuidoras, com vistas a não onerar demasiadamente a tarifa do consumidor final.

Como órgão regulador dos serviços de distribuição, a ANEEL define indicadores de confiabilidade, ou de qualidade do serviço, que são acompanhados periodicamente e têm por objetivo aferir o nível de eficiência, em termos de continuidade do fornecimento, da distribuidora. Na sequência, são apresentados mais detalhes sobre os pontos mencionados.

2.2. Avaliação da Confiabilidade

A confiabilidade, na engenharia, pode ser definida como a probabilidade de um componente, sistema ou equipamento desempenhar suas funções pré-definidas durante um determinado período de tempo e sob condições operacionais específicas [24]. A importância da confiabilidade aumenta à medida que a tecnologia se torna mais complexa, as condições operacionais se tornam mais rigorosas, há crescimento do nível de automação e das expectativas de desempenho, bem como uma limitação dos recursos financeiros disponíveis para o projeto.

A aferição da confiabilidade pode ser qualitativa ou quantitativa. A primeira está relacionada a uma percepção subjetiva, enquanto a segunda se baseia na teoria da probabilidade. De forma geral, a avaliação não se limita a estipular se um sistema é confiável ou não, mas sim definir o grau de confiabilidade entregue, resultando em um índice ou indicador a ser monitorado. Neste contexto, evidencia-se que não existe uma relação linear e direta entre custo empregado no projeto de um sistema elétrico e o valor agregado da confiabilidade em si.

O estudo da confiabilidade baseia-se em métodos a serem adotados nas fases de planejamento, projeto, fabricação, instalação e operação de componentes e sistemas, visando garantir máxima eficiência, segurança e economia. Essa teoria é fundamentada nas leis de falha dos componentes, representadas por suas distribuições de probabilidade, estabelecendo índices quantitativos de desempenho, conhecidos como índices de confiabilidade [24]. Do ponto de vista de índices preditivos, conceitos baseados em processos de Markov são normalmente utilizados [22], [23].

No que tange aos sistemas de potência (SEP), é importante destacar que existem três zonas funcionais para fins de planejamento, operação e análise: geração, transmissão e distribuição. Essas zonas podem ser combinadas para formar os níveis hierárquicos que são usados nos estudos de confiabilidade. A Figura 2.1 ilustra as áreas de estudo e operação de um SEP.

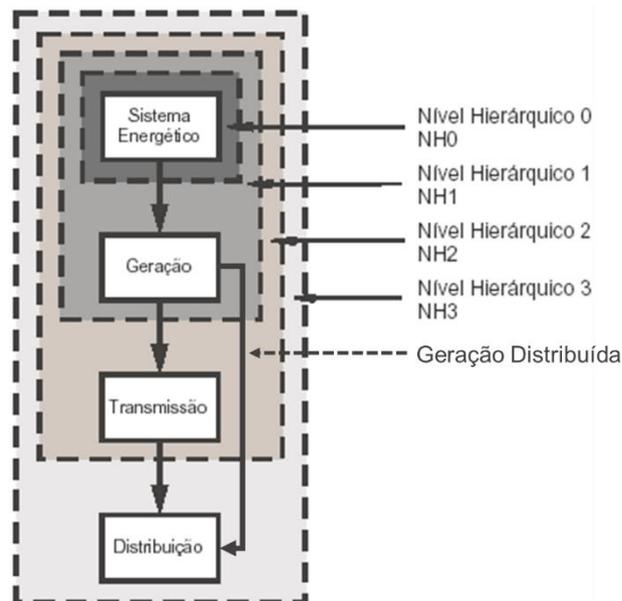


Figura 2.1 – Níveis hierárquicos de estudo da confiabilidade [24]

O nível hierárquico zero (NH-0) representa a disponibilidade energética, em que se avalia o balanço entre geração e a disponibilidade de recursos energéticos. Este nível deve ser avaliado, em especial, em sistemas elétricos de potência majoritariamente compostos por fontes renováveis de energia, uma vez que estas fontes são mais suscetíveis à intermitência e às interferências climáticas, tais como alterações hidrológicas e da velocidade dos ventos, entre outras [21].

O nível hierárquico um (NH1) refere-se à avaliação da confiabilidade do sistema de geração. Neste estudo, considera-se que a carga está conectada ao sistema de geração por uma barra única, ou seja, desconsiderando os efeitos dos trechos de transmissão e de distribuição [25], [26]. Já o nível hierárquico dois (NH2) avalia a confiabilidade composta geração-transmissão, analisando os efeitos de falhas de geração, transmissão e composição de ambas [27]–[29].

O nível hierárquico três (NH3) refere-se à avaliação do sistema completo, incluindo também o sistema de distribuição. Em geral, estudos do NH3 têm sido desenvolvidos separadamente dos sistemas de geração e transmissão, uma vez que possuem complexidade elevada devido a quantidade de elementos que compõem um sistema real [30], [31].

Um ponto a ser mencionado é a inserção da Geração Distribuída (GD) no sistema elétrico, em especial, as unidades compostas por painéis fotovoltaicos conectadas ao sistema de distribuição. Na maioria dos sistemas de GD conectados

atualmente, a energia gerada é consumida diretamente no ponto da carga e seu excedente é injetado na rede de distribuição. Assim, pode-se considerar que os efeitos a serem modelados, para fins de estudos de confiabilidade estão concentrados entre o nível NH1 e NH3, representando as zonas de Geração e Distribuição.

Devido ao grau de impacto, historicamente, os níveis aceitáveis de interrupção dos sistemas de geração e de transmissão são muito baixos, uma vez que, em caso de falha, a quantidade de consumidores afetados é muito elevada. Já os defeitos que ocorrem nos sistemas de distribuição tendem a ser mais localizados, afetando uma menor quantidade de clientes. No Brasil, o referencial regulatório de interrupção do serviço de distribuição dá-se em horas, enquanto que para os sistemas de transmissão, os limites são definidos em minutos.

A ANEEL, como órgão regulador, define diretrizes e padrões a serem seguidos pelos agentes regulados. No caso das distribuidoras, estas devem estar atentas aos padrões da qualidade do serviço e da qualidade do produto. A primeira está relacionada à continuidade do fornecimento de energia elétrica, ou seja, mensura a quantidade e a duração das interrupções ocorridas no sistema de distribuição, sejam as programadas para fins de manutenção, sejam as não-programadas, causadas por falhas em equipamentos ou outras razões diversas. Já a qualidade do produto avalia a padronização da energia entregue, ou seja, a forma de onda, flutuação de tensão e de frequência, entre outras [23], [32].

A confiabilidade do sistema de distribuição, ou a qualidade do serviço tal como mencionado anteriormente, considera alguns indicadores principais, como: (i) a taxa de falha equivalente dos componentes do sistema, que representa a “frequência” em que um elemento ficou inoperante; (ii) o tempo médio de reparo, o qual mensura o intervalo de tempo em que o sistema ou equipamento ficou indisponível; e (iii) a indisponibilidade equivalente, que é resultante da soma total das indisponibilidades dos elementos do sistema [22].

Conforme a teoria da confiabilidade, os indicadores supracitados são definidos por relações matemáticas e distinguem-se a depender do tipo de

configuração do sistema elétrico, podendo ser radial¹ ou malhado². As equações (2.1), (2.2) e (2.3) representam os valores equivalentes de taxa de falha (λ_S), indisponibilidade (U_S) e tempo médio de reparo (r_S) para um sistema série, calculados a partir dos mesmos parâmetros básicos associados aos componentes "i" em série [22], [23].

$$\lambda_S = \sum_i^n \lambda_i \quad (2.1)$$

$$U_S = \sum_{i=1}^n U_i = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (2.2)$$

$$r_S = \frac{U_S}{\lambda_S} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_i^n \lambda_i} \quad (2.3)$$

Por sua vez, as equações (2.4), (2.5) e (2.6) demonstram a formulação para cada modo de falha de 2ª ordem de uma rede equivalente de confiabilidade. Neste caso, a representação é feita considerando dois componentes em paralelo. Para um sistema com mais de dois componentes, as combinações dos parâmetros devem ser expandidas [22], [23].

$$\lambda_S \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (2.4)$$

$$U_S = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (2.5)$$

$$r_S = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (2.6)$$

¹ Em um sistema radial, considera-se que todos os elementos estão acoplados em série. Nesta configuração, caso um elemento fique inoperante, todos os demais são impactados.

² Em um sistema malhado, existem elementos conectados em paralelo, com vistas a prover redundâncias na rede. Assim, caso um componente falhe, haverá meios para que os demais não sejam impactados diretamente.

A configuração malhada da rede de distribuição, bem como investimento em manutenção preventiva e preditiva de equipamentos, são meios adotados pelas empresas com o foco em aumentar a confiabilidade do sistema, ou seja, reduzir quantidade de interrupção no fornecimento ao consumidor. No entanto, a melhoria da confiabilidade implica em maiores custos de investimento e menores custos de falhas, sendo este último variável de acordo com a classe do consumidor³ [24]. A Figura 2.2 ilustra tal relação.

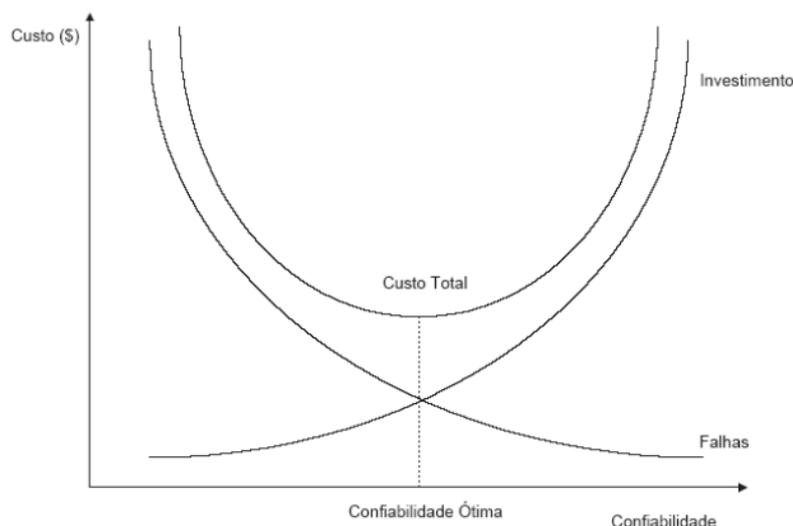


Figura 2.2 – Curva da relação entre o custo e o nível de confiabilidade [24]

Desta forma, a pergunta a ser respondida é: “qual é a disposição do consumidor final em arcar com o nível percebido de qualidade?”. Existe um ponto ótimo a ser alcançado que relaciona o dispêndio financeiro de investimento e a satisfação do cliente final, sendo esta traduzida em menor quantidade de falhas na continuidade do serviço [23], [24].

2.3. Definição dos Índices de Continuidade da Distribuição

Conforme abordado no item anterior, os indicadores básicos da teoria da confiabilidade possuem relação com os índices utilizados pela ANEEL para realizar o monitoramento da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos

³ Classe de consumo, conforme define a ANEEL, tais como: comercial, industrial, rural e residencial.

consumidores finais. Tais índices referem-se à quantidade de interrupções, também podendo chamá-los de taxa de falha (tal como disposto nas equações 2.1 e 2.4), e à duração das interrupções, ou indisponibilidade equivalente (conforme equações 2.2 e 2.5).

A ANEEL define indicadores individuais e coletivos que medem tanto a taxa de falha quando a indisponibilidade equivalente do serviço de distribuição de energia elétrica. O primeiro tem por objetivo mensurar a qualidade, em termos de continuidade, associada ao fornecimento individual, independente daquela percebida pelos clientes ao redor. Já o segundo, apura a qualidade média observada para um conjunto de unidades consumidores que estão associadas a um mesmo referencial elétrico, qual seja, uma mesma subestação de distribuição de propriedade da distribuidora.

Para fins de definição, na Seção 8.2 de [33], são apresentadas as formulações vigentes utilizadas pela ANEEL para apurar a confiabilidade da distribuição. Desta forma, nas equações a seguir, são demonstradas a forma de cálculo dos indicadores individuais e coletivos da qualidade do serviço.

DIC: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, expressa em horas e centésimos de hora:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.7)$$

FIC: Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, expressa em número de interrupções:

$$FIC = n \quad (2.8)$$

DMIC: Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão, expressa em horas e centésimos de hora:

$$DMIC = t_{m\acute{a}x}(i) \quad (2.9)$$

DICRI: Duração de Interrupção Individual ocorrida em dia crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão, expressa em horas e centésimos de hora:

$$DICRI = t_{crítico} \quad (2.10)$$

DEC: Duração Equivalente/Coletiva de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimos de hora:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC} \quad (2.11)$$

FEC: Frequência Equivalente/Coletiva de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em números de interrupções:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC} \quad (2.12)$$

Em que:

i = índice de interrupção da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada no período de apuração;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção i da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão no período de apuração;

$t_{m\acute{a}x}(i)$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua i , no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada,

$t_{crítico}$ = duração da interrupção ocorrida em dia crítico, expresso em horas e centésimos de horas.

NUC = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em baixa ou média tensão.

Vale ressaltar que, para a composição dos indicadores supracitados, a ANEEL estipula que sejam consideradas apenas as interrupções classificadas como de longa duração, ou seja, aquelas com tempo de indisponibilidade superior ou igual a 3 minutos [33]. Para fins de monitoramento, é dever do concessionário enviar, com periodicidade mensal, os indicadores apurados tanto para as unidades consumidoras, quanto para os conjuntos de UC.

O acompanhamento dos indicadores de continuidade é prática internacional. Diversos países que possuem o serviço de distribuição regulado, verificam normas e procedimentos para acompanhar o desempenho das distribuidoras frente a qualidade do serviço prestado aos seus consumidores. Normalmente, na literatura

técnica inglesa, o indicador DEC é identificado pela sigla SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), enquanto que o indicador FEC é equivalente ao SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*).

Neste trabalho, o foco principal foi estudar os indicadores associados à duração das falhas, em especial, as observadas em regiões com a existência de registros de violência. Desta forma, conforme será demonstrado na Seção 4.2.1, foram utilizadas as informações disponíveis do indicador individual DIC e, em seguida, calculado um índice coletivo DEC, sendo este último obtido considerando o referencial elétrico de transformador de distribuição, ao invés da subestação, tal como é feito pela ANEEL. Esta proposta alternativa de cálculo objetiva analisar a percepção média de qualidade para um grupo menor de consumidores, geograficamente próximos entre si, e que estejam expostos a um mesmo evento de violência.

2.4. Conclusões

Neste capítulo, foi apresentada uma visão básica conceitual acerca das definições e indicadores principais que norteiam a avaliação da confiabilidade de sistemas de potência e, em especial, do segmento de distribuição. A partir da teoria da confiabilidade, alguns indicadores já definidos têm seus conceitos aplicados à regulamentação brasileira vigente para os serviços de distribuição.

Focando em reduzir as taxas de falha e o tempo de recomposição do sistema, ou seja, melhorar os índices de confiabilidade, as distribuidoras realizam investimento na configuração da rede, criando trechos de redundância, e em manutenções preventivas. No entanto, a relação entre investimento e nível de confiabilidade não é linear, existindo um ponto ótimo que deve ser observado pelo prestador do serviço, de modo a não onerar quem irá arcar com o investimento realizado: o consumidor final.

A ANEEL define indicadores individuais e coletivos de continuidade do serviço, também traduzido para confiabilidade da distribuição, que são apurados periodicamente com o objetivo de avaliar a performance da distribuidora em termos da continuidade do fornecimento. Tais indicadores, em especial, o de indisponibilidade e o de frequência equivalente/coletivo das falhas, DEC e FEC,

respectivamente, podem ser observados também em normativas internacionais de regulação do setor de distribuição.

Algumas distribuidoras, por sua vez, enfrentam particularidades que também impactam no desempenho de seus indicadores de confiabilidade do serviço. Os efeitos da queda de um objeto na rede, da sobrecarga de um transformador ou de uma descarga elétrica podem ser mensurados de forma mais direta e sua dissolução pode ser feita de forma rápida e consistente. No entanto, restrição de acesso a determinados trechos da rede de distribuição em virtude de ausência de segurança pública para os colaboradores da distribuidora é um fator não gerenciável pelas concessionárias.

Conforme será abordado no capítulo a seguir, as restrições de acesso à rede por questões de registros de violência e ausência de segurança pública contribuem para que: (i) durante um evento de falha, o tempo equivalente de indisponibilidade do sistema aumente; e (ii) ações de manutenção e investimento sejam menos direcionadas para esses trechos, uma vez que há a impossibilidade de acesso seguro a tais regiões pelos colaboradores da distribuidora. Em ambos os casos, as consequências são refletidas no aumento do índice de confiabilidade da distribuição que mensura o tempo de indisponibilidade no sistema, o DEC.

3

Restrição de Acesso à Rede de Distribuição por Questões de Segurança

3.1.

Introdução

Distintos fatores impactam na continuidade do fornecimento de energia elétrica e, conseqüentemente, nos índices de qualidade do serviço de cada empresa. Quedas de objetos na rede, sobrecarga ou defeitos em equipamentos são causas comuns a qualquer sistema de distribuição existente em operação. No entanto, existem algumas particularidades que também afetam a apuração dos índices de indisponibilidade do sistema: questões de restrição de acesso e segurança pública.

Algumas distribuidoras vivenciam regiões dentro de sua área de concessão em que o acesso a trechos de alimentador ou a realização de serviços ordinários é limitado, ou até mesmo impedido por questões de segurança física de seus colaboradores. A violência, em algumas cidades do Brasil, domina extensos territórios e acaba por impactar, também, na prestação eficiente de diversos serviços de infraestrutura, tal como o de distribuição de energia elétrica.

Diante da complexidade de atendimento, as concessionárias se deparam com a necessidade de delimitar algumas zonas dentro de sua área de atuação para sinalizar às suas equipes e funcionários as condições de acesso àquela região. As chamadas áreas de risco, devido às características de perigo elevado, dificilmente são acessadas para a realização de manutenção em equipamentos, por exemplo, ou então, quando há a necessidade de realizar ações para o reestabelecimento do fornecimento, por vezes, há dispêndio do tempo utilizado pelas equipes devido às barreiras físicas que são colocadas nas ruas pelos criminosos.

3.2. Impactos das Restrições de Acesso na Operação das Distribuidoras

O contrato de prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica prevê que a empresa responsável pelo suprimento de energia elétrica em uma determinada região, definida como área de concessão, tenha acesso livre aos seus ativos e infraestrutura, visando manter a continuidade do serviço com qualidade. No entanto, fatores exógenos à gestão da distribuidora impactam nesse livre acesso, uma vez que condições de insegurança são impostas aos prestadores de serviço da concessionária.

A segurança pública é um bem imaterial que deveria ser provido pelo Poder Público, seja do Governo do Estado, do Município ou Federal. Todavia, diversas cidades do Brasil enfrentam dificuldades em relação a essa temática, verificando territórios que já foram completamente dominados por grupos de poderes paralelos ao Estado. Nessas áreas, os criminosos se apropriam de serviços de infraestrutura, tais como fornecimento de água, internet e distribuição de botijão de gás. Em outras regiões, ainda há relatos de cobrança de “taxa de luz” pelos próprios marginais e que, em caso de inadimplência do morador, são realizados cortes nos cabos de energia.

Nesse contexto, a atuação da distribuidora, em regiões com ausência de segurança pública, também é afetada. Para a realização de alguns serviços, tais como manutenções e instalações de equipamentos, reestabelecimento do fornecimento, cortes e inspeções, é requerida a presença de uma equipe de campo, uma vez que são serviços que ainda não podem ser realizados remotamente. Assim, quando da necessidade de se realizar alguma dessas ações em áreas dominadas por grupos criminosos, os colaboradores da distribuidora ficam vulneráveis e expostos a situações potencialmente perigosas, como confrontos armados, roubos e até sequestros.

Em especial, no que diz respeito ao atendimento de ocorrências para o reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica, as equipes de campo muitas vezes são impedidas de acessar o local devido à presença de barreiras físicas ou então, apenas podem acessar após a “autorização” do líder da comunidade, por exemplo. Nessas situações, o tempo para a recomposição do serviço acaba sendo afetado, aumentando tanto o indicador individual quanto o coletivo, em termos de

duração da indisponibilidade do serviço, representado pelos indicadores DIC e DEC, respectivamente.

Dado que o objetivo deste trabalho é avaliar como os indicadores de continuidade do serviço são afetados devido à existência de certas restrições de atuação da distribuidora em locais com registros de violência e controle armado de grupos criminosos, é relevante que seja apresentada a visão da distribuidora e suas evidências que demonstrem que, de fato, existe tal restrição de acesso. Assim, foram coletados materiais e documentos elaborados pelas três concessionárias estudadas ao longo desta dissertação, quais sejam: Enel Distribuição Rio de Janeiro, Light SESA e Neoenergia Pernambuco.

Enel Distribuição Rio de Janeiro

A distribuidora Enel Distribuição Rio é responsável pelo atendimento de 66 municípios do estado do Rio de Janeiro, os quais abarcam 73% do território estadual, cobrindo uma área de 32.188 km². A região metropolitana de Niterói e de São Gonçalo, somada aos municípios de Itaboraí e Magé, representam a maior concentração de consumidores do total de 3 milhões de clientes atendidos pela companhia [34].

Ao longo de sua atuação na concessão, a Enel RJ já manifestou e relatou dificuldades do atendimento aos consumidores, por questões de segurança pública, diversas vezes à ANEEL. Em 2018, foi enviada uma correspondência ao regulador solicitando o expurgo de ocorrências de interrupção do fornecimento de energia elétrica no cômputo do indicador DEC [35]. Na ocasião, a distribuidora apresentou uma proposta de cálculo apartando as interrupções que ocorrem em local classificado como “área de risco”, uma vez que a atuação eficiente nesses locais não era possível.

Ainda em [35], a Enel RJ relata que, em sua região de atuação, mais precisamente a partir de 2009, foi observado um considerável crescimento das áreas sob influência de poderes paralelos, onde grupos armados têm marcante presença. O referido cenário acarreta em dificuldades significativas, e em algumas circunstâncias, impossibilita completamente a atuação normal da distribuidora devido à violência existente no local. Ademais, menciona que seus funcionários passaram a enfrentar restrições em suas atividades nessas regiões de perigo, sendo

expostos aos riscos decorrentes da violência criminal. Há registros de ameaças, agressões que causam danos físicos e psicológicos a esses colaboradores.

Para compor as evidências, a Enel RJ realizou uma pesquisa com os colaboradores responsáveis pelo atendimento às ocorrências nos municípios de Duque de Caxias e São Gonçalo, dois dos principais locais com dificuldades de acesso por questões de insegurança e criminalidade. Ao todo, foram entrevistados 555 funcionários, dos quais, 71% afirmaram serem vítimas de ações violentas – ameaça, coerção, agressão ou roubo – durante o exercício das suas ações profissionais, sendo a autoria, na maior parte desses eventos oriunda de grupos armados, como traficantes e milicianos [35].

Além das ações violentas, muitas das vezes as equipes enfrentam dificuldade de acesso por barreiras físicas, as quais impedem (ou atrasam) a entrada dos veículos de apoio da distribuidora para a prestação do serviço. A Figura 3.1, apresentada pela Enel RJ em [35], ilustra tal relato.

BR0149042147 - REFEITO MT PARTIDA, REFEITO BT PARTIDA E GASTO 1 ELO DE 10K NA CHAVE SG 187332– INÍCIO 07:32 TÉRMINO 08:53 OBS: MOTIVO DA DEMORA, CONDOMÍNIO COM BARRICADA

Figura 3.1 – Registro de ocorrência na área de concessão da Enel RJ [35]

Em outra oportunidade, em 2020, no âmbito da discussão regulatória com a ANEEL para definição dos limites dos indicadores de continuidade do serviço

(DEC e FEC) da Enel RJ, a distribuidora novamente apresentou argumentações acerca da dificuldade de atendimento às ocorrências de interrupção no fornecimento que ocorrem em local com acesso restrito. A Enel RJ relata que todos os conjuntos que possuem a “áreas de risco” enfrentam um desafio comum: a crescente dificuldade em reduzir os indicadores de DEC devido aos contínuos obstáculos que impedem o acesso a várias comunidades. Além disso, é mencionado que há restrições nessas localidades que dificultam a efetivação de ações preventivas por parte da distribuidora, dificultando assim a redução dos indicadores de FEC [36].

Em detalhes, a concessionária elencou conjuntos de consumidores em que são mais presentes os registros de violência e de impedimento de acesso por barreiras físicas. Como exemplo, citou-se o conjunto elétrico Santa Cruz da Serra, localizado no município de Duque de Caxias, onde existem áreas completamente dominadas pelo poder paralelo impondo a presença de barricadas que dificultam o acesso das equipes para os atendimentos de emergência, manutenção, novas ligações, leitura, corte e verificação de furtos de energia elétrica [36]. A Figura 3.2 ilustra a situação do conjunto mencionado pela Enel RJ.



Figura 3.2 – Presença de barricadas no conjunto Santa Cruz da Serra, Enel RJ [36]

Com base nos relatos supracitados, evidencia-se que existem regiões da área de concessão da Enel RJ que, de fato, possuem acesso restrito e com condições extremas de segurança experimentada pelos colaboradores que atuam em campo. Tais fatos, conforme argumentação da distribuidora, impactam negativamente no desempenho operacional dos serviços, prejudicando o reestabelecimento do fornecimento em ocorrências originadas nas áreas classificadas como de risco.

Light SESA

A distribuidora Light é responsável pelo atendimento de 31 dos 92 municípios do estado do Rio de Janeiro, incluindo toda a região metropolitana da cidade Rio de Janeiro. Dados de 2021 apontam que a concessionária possuía cerca de 4,3 milhões de contratos ativos, fornecendo energia para mais de 11 milhões de pessoas através de uma malha de rede de distribuição de mais de 87 mil quilômetros de extensão [37].

Assim como a Enel RJ, a Light também manifestou, por escrito, a complexidade de atendimento a certas regiões de sua área de concessão por questões de registros de violência e por domínio territorial de grupos paramilitares ao controle do Estado [38]. Em 2016, a distribuidora apresentou sua contribuição à ANEEL no âmbito da discussão regulatória para a definição dos limites dos seus indicadores de continuidade do serviço coletivo, DEC e FEC. Naquela oportunidade, a Light mencionou situações vivenciadas pelos seus colaboradores durante a realização de serviços em campo.

Ainda em [38], a Light relata que, no histórico de atendimentos de ocorrências nas chamadas “áreas de risco”, há registros preocupantes de ocorrências, incluindo ameaças, agressões e sequestros de equipes de emergência, resultando em danos físicos e psicológicos para seus colaboradores. Ademais, há menção de que viaturas da empresa também são frequentemente alvo de roubo, bem como ferramentas e materiais de trabalho das equipes de campo e, em alguns casos, ainda são vandalizados. Nas redes de distribuição, há diversos transformadores perfurados, isoladores quebrados e cabos danificados por projéteis de armas de fogo.

Na Figura 3.3, é apresentado um levantamento realizado pela Light acerca das principais causas que ocasionam a necessidade de troca de transformadores na concessão. Segundo dados de 2016, a causa “Perfurado por projétil de arma de fogo” ocupou a 3ª posição no *ranking* [38].



Figura 3.3 – Causas mapeadas para a troca de transformadores da Light [38]

Em outra oportunidade, em 2017, a Light apresentou novos dados estatísticos a respeito da magnitude dos impactos verificados tanto na operação quanto nos indicadores de continuidade do serviço devido à violência existente em algumas regiões de sua concessão. Em [39], distribuidora relata que realizou pesquisas no histórico de todas as ocorrências em sua rede, objetivando identificar falhas provocadas por atos de violência. Além disso, também buscou-se identificar se a violência levou a restrições de acesso ao local e, conseqüentemente, afetou a duração das interrupções.

Como resultado do trabalho, a Light conseguiu mapear dois principais grupos de causas, quais sejam: (i) defeitos causados por atos de violência, classificando, neste critério, 222 interrupções no fornecimento de energia provocadas por falha de equipamentos danificado por terem sido alvejados por arma de fogo; e (ii) ocorrência em que o atendimento foi impedido por situação de risco no local, alocando neste critério, um total de 1.253 chamados que foram direcionados às equipes de campo. Em especial, dentro das classificações realizadas, a distribuidora também identificou ocorrências com mais de 10 horas de interrupção, configurando em situação absolutamente atípica, em que o atendimento não foi possível por impedimento associado à elevada violência nesses locais [39].

A partir dos relatos públicos realizados pela Light, entende-se que, de fato, o fator “segurança pública” ou “violência” reflete diretamente na operação eficiente

da distribuidora, impactando negativamente na performance dos indicadores de continuidade do serviço em determinadas regiões da concessão.

Neoenergia Pernambuco

A distribuidora Neoenergia Pernambuco, também conhecida pela sigla CELPE, é responsável pela distribuição de energia elétrica para os 184 municípios do estado de Pernambuco e para a cidade de Pedras de Fogo, na Paraíba. Ademais, também é a empresa responsável pela geração e distribuição de energia elétrica no Arquipélago de Fernando de Noronha. Sua área de concessão é de 98,5 mil quilômetros quadrados, atendendo aproximadamente 4 milhões de consumidores [40].

Análogo ao vivenciado pelas concessionárias de distribuição no Estado do Rio de Janeiro, a CELPE também já enviou correspondências à ANEEL situações de risco vivenciadas por suas equipes de campo durante a realização de serviços de inspeção e de manutenção de equipamentos, bem como para o atendimento às ocorrências emergenciais devido à interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Em 2021, a distribuidora apresentou relatos de seus funcionários que vivenciaram experiências de insegurança nas áreas de alta periculosidade, onde se depararam com situações envolvendo homens armados, pontos de venda de drogas e depoimentos dos moradores que evidenciam o domínio da região por traficantes [41]. Através de sistema interno da CELPE, foi possível identificar aproximadamente 3.200 registros em que as equipes de campo mencionaram dificuldades na execução dos serviços devido aos riscos nessas áreas. Desse total, cerca de 2.500 casos, representando 78%, estão localizados na região metropolitana, com os municípios de Recife e Jaboatão dos Guararapes contribuindo com mais de 60% dos casos.

Como exemplo, a Figura 3.4 ilustra um registro realizado pela equipe de campo durante a tentativa de realização de um serviço de inspeção em uma unidade consumidora [41]. Em alguns casos, a distribuidora relata que é necessário solicitar apoio policial, quando disponível, para a conclusão do serviço.

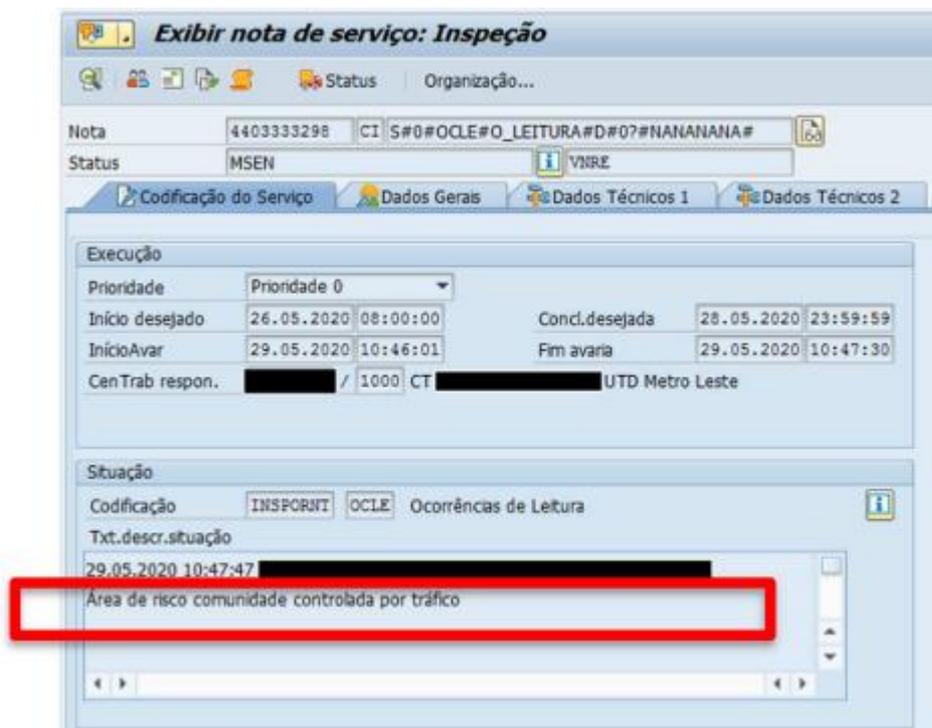


Figura 3.4 – Registro de atendimento à chamados de inspeção CELPE [41]

Em outra oportunidade, a CELPE novamente apresentou sua preocupação à ANEEL em relação à integridade física de seus colaboradores, principalmente quando estes são enviados para realizar o atendimento em locais com evidências de risco e registro de violência. A distribuidora relata que utiliza a percepção de suas equipes de campo para orientar o tipo e a intensidade das ações que podem ser realizadas em cada região, especialmente no que se refere às questões operacionais do sistema, como manutenções e o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica [42].

Ainda de acordo com [42], a CELPE relata que seus funcionários descrevem situações de insegurança vivenciadas em áreas de alta periculosidade, onde as equipes se depararam com homens armados, pontos de venda de drogas e relatos de moradores que indicam a presença dominante de traficantes na região. Além disso, ressalta que em algumas dessas situações, foi necessário solicitar apoio policial – quando disponível – para permitir que as equipes de campo pudessem realizar os serviços com segurança.

A percepção de risco expressa pelos colaboradores da CELPE demonstram que, de fato, partes da área de concessão verificam limitação de acesso livre para a realização de serviços ordinários. Tal restrição não afeta unicamente a operação da distribuidora em si, com piora dos índices de continuidade e outros indicadores acompanhados pela ANEEL, mas também afeta a população que reside nessas regiões, pois acabam por receber uma pior qualidade do serviço.

3.3. Mapeamento de Áreas com Acesso Limitado devido à Violência

As regiões em que se identificam registros de violência e dominação territorial por grupos paramilitares estão dispersas nas áreas de concessão das distribuidoras em estudo, Enel RJ, Light e CELPE. Conforme demonstrado na seção anterior, há estatísticas e diversos registros de funcionários que compõem as equipes de campo das concessionárias relatando situações de risco à integridade física as quais foram expostos durante a realização de algum serviço em determinada localidade.

À medida que tais evidências foram se acumulando ao longo dos anos de atuação, as distribuidoras se depararam com a necessidade de mapear as regiões de sua concessão em que o acesso de seus colaboradores era limitado, ou até mesmo impedido, por questões de segurança pública. As áreas demarcadas são comumente chamadas de áreas de risco (AR), ou áreas com severas restrições operativas (ASRO), ou ainda, conforme [43], áreas de atendimento especial (ATE).

Cada distribuidora define um procedimento específico para delimitar, geograficamente, regiões de sua área de atuação em que já foram experimentadas condições particulares de violência pelos seus funcionários, tais como, roubos, ameaças físicas, confrontos com arma de fogo, controle territorial pelo tráfico de drogas e/ou região de milícia, entre outros. Isso se deve, uma vez que a ANEEL, como órgão regulador, não especifica como as distribuidoras devem mapear tais regiões dominadas pela violência dentro de sua concessão.

No entanto, é possível observar certa similaridade entre os procedimentos adotados pelas distribuidoras para demarcar as chamadas áreas de risco. Com base nas informações disponibilizadas em [7], [41], [43]–[45], pode-se identificar alguns critérios principais utilizados pelas empresas, a partir da experiência de suas

equipes de campo, para realizar a demarcação de regiões com acesso limitado por questões de risco.

Inicialmente, há a necessidade de coletar uma quantidade mínima de evidências que permita caracterizar que uma região é potencialmente de risco, devido à ausência de segurança pública. Em geral, as distribuidoras utilizam tanto a quantidade de os serviços cancelados por motivos de condições de risco, quanto fotos/vídeos registrados pelas equipes de campo – quando possível – demonstrando as condições de acesso ao local do atendimento.

As evidências coletadas são, então, submetidas à avaliação de um Comitê ou Conselho Executivo composto por profissionais da distribuidora que atuam em diferentes áreas da gestão da operação. A partir de então, é validada ou não a elegibilidade da região à classificação de “área de risco”. A partir deste momento, em caso positivo, é iniciada uma nova etapa referente a definição do traçado da área de risco. Tal definição é realizada conforme as coordenadas geográficas da ocorrência registrada pelas equipes de campo, associando algum ponto geodésico para referência à Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD).

De posse de um “polígono de risco”, as distribuidoras realizam ajustes nos sistemas comerciais para que as unidades consumidoras associadas a este polígono possam ser identificadas. Isso permite que, em caso da necessidade de atendimento de alguma ocorrência, o planejamento das ações das equipes de campo possa ser adequado ao caráter de risco daquela região. Em muitos casos, para ações de manutenção ou de inspeção, por exemplo, as equipes sequer são enviadas para a realização do serviço.

Por fim, para fins de controle de balanço de energia, fundamental para o controle das perdas não técnicas de energia, as distribuidoras realizam a instalação de medidores de fronteira nos alimentadores de média tensão que percorrem a região de risco. Tais equipamentos registram o volume de energia passante na rede e permite que a concessionária estime o balanço de energia daquela determinada região, bem como o furto de energia.

A Figura 3.5 demonstra, esquematicamente, as etapas para a demarcação de uma zona de risco na área de concessão da distribuidora.



Figura 3.5 – Etapas para a classificação de uma área de risco

O fluxograma apresentado demonstra, de forma genérica, as etapas comumente seguidas pelas distribuidoras para a demarcação de zonas que oferecem risco à segurança de seus colaboradores, por questões de violência. Cada empresa segue sua própria normativa de mapeamento, uma vez que não há diretriz regulatória que norteie como lidar com a problemática. No entanto, dado que a dificuldade vivenciada é similar em diferentes regiões acaba existindo uma sinergia em termos de procedimentos, o que permite identificar etapas gerais seguidas pelas distribuidoras.

3.4. Conclusões

Neste capítulo, foram apresentados os relatos das distribuidoras que experimentam, dentro de sua área de concessão, regiões completamente dominadas por grupos de poderes paralelo ao controle do Estado. Ao longo dos anos de atuação, as empresas coletaram diversas evidências que comprovam a complexidade da prestação do serviço em algumas localidades, comumente classificadas como áreas de risco.

As equipes de campo, responsáveis pela realização de serviços que ainda não podem ser realizados remotamente, são as principais vítimas de situações que ameaçam a integridade física, tais como ameaças, roubos e furtos, depredação de veículos e até mesmo sequestros. Por vezes, os colaboradores se deparam com criminosos fortemente armados que impede o livre acesso aos ativos da rede, seja para realizar serviços de inspeção, seja para realizar o reestabelecimento do fornecimento.

Devido à criticidade do problema, as distribuidoras passaram a adotar procedimentos específicos para delimitar as áreas cujo acesso não é livre e cuja segurança é inexistente ou precária. No entanto, pode-se observar que, como não há diretriz regulatória da ANEEL para tal atividade de delimitação das áreas de risco, as concessionárias fazem uso de evidências próprias para demarcar as regiões. Tal fato pode enviesar a atividade de delimitação, uma vez que não são utilizadas informações de origem externa ao entendimento da distribuidora para corroborar, ou não, com o caráter de risco existente em determinada área.

Desta forma, no capítulo seguinte, será apresentada uma proposta metodológica que permitirá avaliar a pertinência da classificação realizada pela distribuidora, bem como analisar o quanto que a confiabilidade, ou a continuidade do serviço, é impactada nas regiões com evidências de registros de violência.

4 Metodologia Proposta e Resultados Obtidos

4.1. Introdução

Nos capítulos anteriores, foi apresentado o histórico de estudos e abordagens metodológicas a respeito da avaliação que a restrição de acesso devido a condições de segurança pública tem sobre a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Além disso, foi demonstrada a dificuldade experimentada pelas distribuidoras quando há a necessidade de acessar determinadas áreas de sua concessão que são dominadas pela violência.

Conforme demonstrado, as condições de segurança pública contribuem para compor a complexidade de atendimento de uma região e acabam por impactar no desempenho operacional das distribuidoras, refletindo nos índices de continuidade do serviço. Como a ANEEL não define diretriz clara para o monitoramento das chamadas áreas de risco, as concessionárias acabam por utilizar procedimentos próprios para delimitar as regiões com acesso restrito e direcionar ações específicas que podem ser realizadas nesses locais.

Diante dos fatos, entende-se ser necessária uma avaliação acerca da criticidade da expansão da violência dentro das concessões ora em estudo, avaliando o quanto as limitações de acesso aos ativos da rede impactam no desempenho dos indicadores de continuidade, refletindo, por consequência, na percepção de satisfação do consumidor final.

Neste capítulo, será detalhada a metodologia proposta para avaliar a disparidade entre o índice de continuidade verificado pelos consumidores que residem em locais de risco – caracterizados pela evidência de tiroteios e pela presença de grupos criminosos de tráfico e/ou milícia – em relação aos que se localizam em áreas com a ausência desses fatores. Ademais, também serão detalhadas as fontes de dados utilizadas, bem como o *software* de análise georreferenciado, utilizado no cruzamento das bases de dados.

4.2. Ferramentas de Avaliação

4.2.1. Dados Georreferenciados Utilizados

Para a proposta de estudo desta dissertação, foram utilizados dados georreferenciados de naturezas distintas, sejam aqueles oriundos do sistema elétrico da distribuidora, sejam os que dizem respeito à segurança pública. Na sequência, serão detalhadas as bases e as fontes acessadas para a coleta das informações. Importante ressaltar que todos os dados utilizados no estudo são de caráter público, pois é relevante tornar a pesquisa replicável por outros pesquisadores e para outras áreas de concessão que não foram abordadas aqui.

Base de Dados Geográfica da Distribuidora

No que diz respeito às informações do sistema de distribuição, a principal fonte utilizada foi a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). Parte integrante do Sistema de Informação Geográfico Regulatório da distribuição (SIG-R) instituído pela ANEEL, a BDGD é um modelo geográfico estabelecido com o objetivo de representar, de forma simplificada, o sistema elétrico real da concessionária, visando refletir tanto a situação dos ativos quanto as informações técnicas e comerciais de interesse.

A BDGD é estruturada em entidades, ou seja, modelos abstratos de dados estabelecidos com o objetivo de representar todas as informações de interesse, desde ativos até as perdas estimadas pelos agentes. Cada uma dessas entidades é composta por diversas informações, entre as quais constam aquelas que devem observar uma codificação específica e pré-estabelecida pelo Dicionário de Dados ANEEL (DDA) do SIG-R [20].

Conforme definido no Módulo 6 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que estabelece obrigações e prazos a serem observados pelas distribuidoras, a BDGD deve ser enviada anualmente à ANEEL, pelas concessionárias, até 31 de janeiro de cada ano, com os dados referenciados em 31 de dezembro do ano anterior. Esta obrigatoriedade foi instituída pela Resolução Normativa nº 395/2009 [46], que aprovou a primeira revisão do PRODIST.

Durante os processos de implantação, cadastramento e de envio dos dados à agência reguladora, as distribuidoras e a própria ANEEL constataram necessidade de aprimoramentos, seja na regulamentação, seja na padronização dos formatos e informações. Em 2016, foi aprovada a primeira versão do Módulo 10 do PRODIST com o objetivo de especificar e de padronizar as informações a serem enviadas pelas concessionárias. Após revisões, a versão vigente do Módulo 10 foi homologada pela Resolução Normativa ANEEL n° 956/2021 [47].

Em relação às informações disponíveis na BDGD, importante citar a existência de dois tipos de conjuntos de informações: (i) entidades geográficas e (ii) entidades não geográficas. O primeiro grupo representa estruturas de informação que se relacionam com outras entidades da BDGD, mas que serão necessariamente representadas geograficamente. Já o segundo conjunto, representa estruturas de informação que se relacionam com as demais entidades da BDGD, todavia não possuem representação geográfica definida.

As tabelas apresentadas na sequência resumem os dados que compõem a BDGD, separados em entidades geográficas e não geográficas.

Tabela 4.1 – Informações das entidades geográficas do tipo Usuário [48].

Nome	Representação Geográfica	Conteúdo
Unidade Consumidora	Ponto que representa a localização da unidade consumidora.	Atividade Econômica exercida na UC (CNAE); Carga Instalada; Cep e Endereço Completo; Classe e Subclasse de Consumo; Conectividade Elétrica; Curva de Carga associada; Data de Conexão; Energia e Demanda Ativa Consumida Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Grupo Tarifário; Município da localização; Integração com SisGD ⁴ ; Nível de Tensão no ponto de acesso (AT, MT ou BT); Qualidade de Fornecimento Mensalmente ; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tensão no ponto de acesso; Tipo de Localização; Tipo de Mercado.
Unidade Geradora	Ponto que representa a localização da unidade geradora.	Atividade Econômica exercida; Cep e Endereço Completo; Conectividade Elétrica; Data de Conexão; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Integração com Base de Geradores; Município da localização; Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Potência contratada; Potência instalada; Qualidade da conexão; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tensão no ponto de acesso

⁴ Sistema de Registro de Geração Distribuída (SisGD).

Tabela 4.2 – Informações das entidades geográficas do tipo Equipamento [48].

Nome	Representação Geográfica	Conteúdo
Transformador	Ponto que representa o local de instalação do equipamento.	Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Classe de Tensão; Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE ⁵ ; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Data de Conexão; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Município da localização; Potência Nominal; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD ; Situação da Conexão; Tensão de Linha; Tensão de operação; Tensão Nominal; Tipo de Equipamento; Tipo de Ligação; Tipo de Localização; Tipo do local de instalação (posto); Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Regulador	Ponto que representa o local de instalação do equipamento.	Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Data de Conexão; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Município da localização; Potência Nominal; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tensão de operação; Tipo de Equipamento; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Compensador de Reativos	Ponto que representa o local de instalação do equipamento.	- Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Data de Conexão; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Município da localização; Potência Nominal; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tensão de operação; Tipo de Equipamento; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Seccionador de Rede	Ponto que representa o local de instalação do equipamento.	Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Classe de Tensão; Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Data de Conexão; Faseamento no ponto de conexão; Município da localização; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tipo de Equipamento; Tipo de Localização; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).

Tabela 4.3 – Informações das entidades geográficas do tipo Rede [48].

Nome	Representação Geográfica	Conteúdo
Segmento de Rede	Linha que representa o traçado de um segmento de rede entre duas estruturas de suporte da rede consecutivas (vão).	Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Identificação do Circuito; Comprimento do trecho de rede; Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Faseamento no ponto de conexão; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da

⁵ Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).

Nome	Representação Geográfica	Conteúdo
		BDGD; Tipo de Localização; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação)
Estrutura de Suporte de Rede	Ponto que representa o local de instalação da estrutura de suporte da rede.	Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos; Município da localização; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tipo de Equipamento; Tipo de Localização; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação)
Conjunto de Unidades Consumidoras	Polígono que representa a área dos Conjuntos de Unidades Consumidoras.	Integração com INDQUAL ⁶ ; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Interligação ao SIN; Se é classificado como subterrâneo ou interligado.
Área de Atuação	Polígono que representa a área de atuação estabelecida pelo contrato da distribuidora.	Integração com Base de Agentes da ANEEL; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Número de Funcionários da Distribuidora.
Subestação	Polígono que representa a área geográfica que delimita o espaço físico ocupado por uma determinada subestação de interesse	Propriedade da Subestação; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Identificação da Subestação.

Tabela 4.4 – Informações das entidades não geográficas do tipo Usuário [48].

Nome	Conteúdo
Ponto de Iluminação Pública	Carga Instalada; Classe e Subclasse de Consumo; Conectividade Elétrica; Curva de Carga associada; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Grupo Tarifário; Município da localização; Nível de Tensão no ponto de acesso (AT, MT ou BT); Qualidade da conexão; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tensão no ponto de acesso; Tipo de Localização; Dados técnicos do sistema de iluminação.

Tabela 4.5 – Informações das entidades não geográficas do tipo Equipamento [48].

Nome	Conteúdo
Barramento	Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Propriedade do ativo; Dados Técnicos; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tensão Nominal; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Medidor	Conectividade Elétrica; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tipo de Equipamento; Dados Técnicos; Faseamento no ponto de conexão; Dados Contábeis do MCPSE; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).

⁶ Sistema de Acompanhamento de Indicadores de Qualidade (INDQUAL).

Nome	Conteúdo
Transformador de Medida	Conectividade Elétrica; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tipo de Equipamento; Dados Técnicos; Faseamento no ponto de conexão; Dados Contábeis do MCPSE; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Bay	Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Subgrupo de Tensão; Propriedade do ativo; Tipo de Bay

Tabela 4.6 – Informações das entidades não geográficas do tipo Rede [48].

Nome	Conteúdo
Ramal de Conexão	Comprimento do trecho de rede; Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Faseamento no ponto de conexão; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tipo de Localização; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Circuito de Rede (Linhas e Alimentadores)	Conectividade Elétrica; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Identificação do Circuito; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tensão de operação; Tensão Nominal; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).

Tabela 4.7 – Informações das entidades não geográficas do tipo Energia [48].

Nome	Conteúdo
Balanco de Energia	Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Subgrupo de Tensão; Origem da Energia; Energia Ativa Medida Mensalmente.
Energia Passante	Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Subgrupo de Tensão; Energia Ativa Medida Mensalmente.
Perda Técnica	Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Categoria de Perdas Técnicas; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente.
Perda Não Técnica	Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Subgrupo de Tensão; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente.
Curva de Carga	Nível de Tensão; Tipo de Dia; Potência Instantânea; Tempo.

A partir das informações disponíveis, foram selecionadas as entidades que estariam mais alinhadas com o objetivo principal do estudo, que é trabalhar com os índices de qualidade do fornecimento, representados pelos indicadores de continuidade do serviço (DIC e FIC).

Assim, as entidades geográficas escolhidas foram:

- Unidades Consumidoras (UC), por nível de tensão (AT, MT e BT), uma vez que os índices DIC e FIC estão disponíveis por cliente, conforme disposto na Tabela 4.1;

- Transformadores de Distribuição, dado o objetivo de relacionar, geograficamente, a localização dos equipamentos da concessionária com as regiões que possuem evidências de registros de violência. Conforme demonstrado na Tabela 4.2, é possível vincular a informação dos transformadores com outras entidades da BDGD a partir de campos de identificação específicos. Neste caso, a relação que será feita é com os dados dos consumidores, objetivando obter os indicadores de continuidade por equipamento transformador;
- Segmento de Rede, em especial, os segmentos de rede de média tensão, uma vez que estes representam o traçado espacial dos alimentadores da distribuidora, conforme menciona a Tabela 4.3. Estes circuitos serão utilizados como unidade de análise da metodologia proposta neste trabalho.

No que se refere ao acesso às BDGDs utilizadas neste estudo, foi realizada uma solicitação de acesso à informação por meio da Plataforma Integrada de Ouvidoria e Acesso à Informação da Controladoria-Geral da União (CGU). A solicitação foi realizada em janeiro de 2021, quando do início desta pesquisa, e direcionada à ANEEL. Após a liberação de acesso, foram descarregadas as bases referentes aos anos civis de 2018, 2019 e 2020.

Registros Georreferenciados de Tiroteios

Os registros de violência utilizados, para representar o caráter de risco de uma determinada região, foram extraídos da plataforma Fogo Cruzado. O Instituto, que nomeia a plataforma utilizada, desenvolveu uma metodologia própria para monitorar tiroteios em centros urbanos. Atualmente, produzem mais de 20 indicadores sobre violência armada nas regiões metropolitanas dos estados do Rio de Janeiro e de Pernambuco, com perspectiva para expandir o monitoramento para outras cidades e estados do Brasil.

As informações de violência ficam disponíveis gratuitamente através de uma API (sigla em inglês para *Application Programming Interface*). Pela plataforma, o usuário pode optar por realizar o download dos dados utilizando os formatos .xlsx ou .csv (arquivo Excel), ou ainda em formato .shp (arquivo *shapefile*), este último

requerendo a utilização de *softwares* específicos, capazes de converter informações codificadas em visualizações gráficas e geoespaciais. Para este estudo, foram coletados dados de tiroteios disponíveis para os estados de Rio de Janeiro e Pernambuco, no histórico de 2018 a 2020.

Para exemplificar, a Figura 4.1 ilustra a dispersão dos tiroteios registrados na região metropolitana dos estados do Rio de Janeiro e de Pernambuco nos anos de 2018, 2019 e 2020.

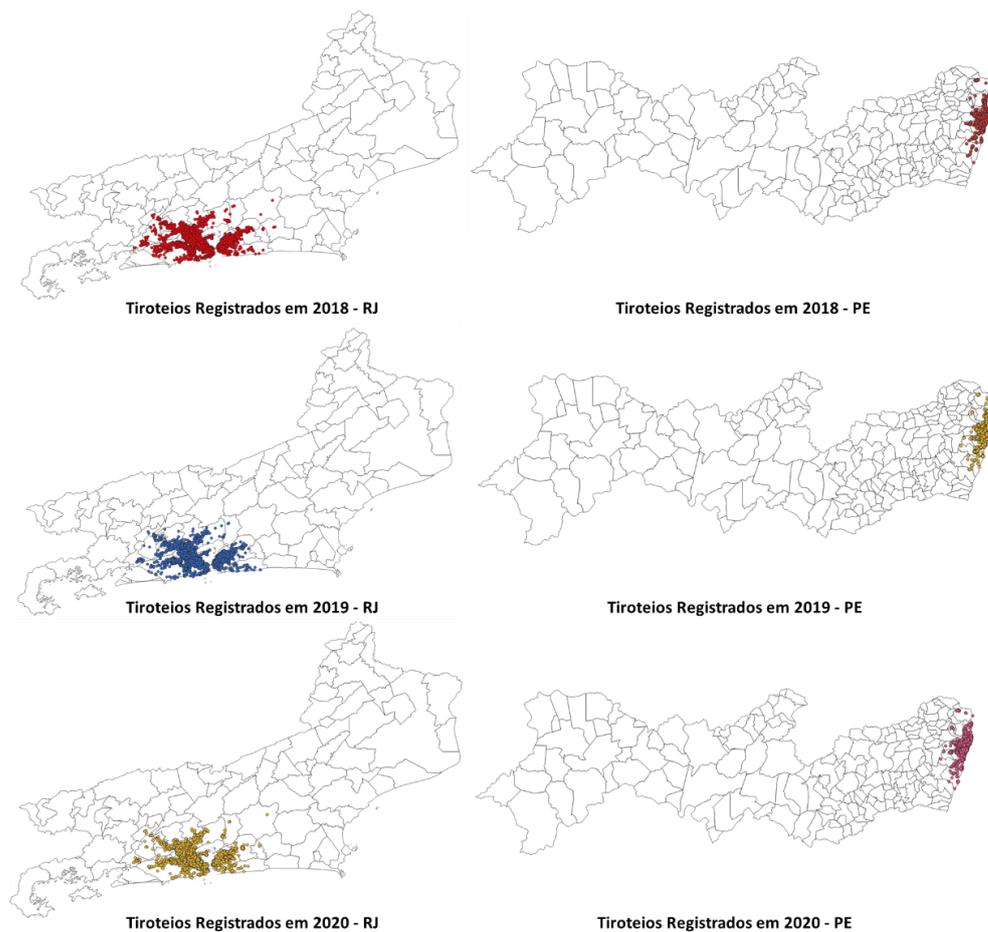


Figura 4.1 – Evolução dos registros de tiroteio nos estados do Rio de Janeiro e de Pernambuco

À esquerda da Figura 4.1, para o estado do Rio de Janeiro, nota-se que há grande concentração de conflitos armados nos municípios do Rio de Janeiro, Niterói, São Gonçalo, Duque de Caxias e Nova Iguaçu. As cidades mencionadas são também as que as distribuidoras Enel Distribuição Rio e Light SESA afirmam enfrentar maiores dificuldades de atendimento devido às questões de segurança pública [49], [50].

Ao lado direito da Figura 4.1, é possível observar concentração de registros nos municípios de Jaboatão dos Guararapes, Recife, Olinda, Paulista e Camaragibe. As cidades compõem a região metropolitana do estado de Pernambuco verificam crescente registro de conflitos armados com a polícia militar, configurando-se em locais que oferecem riscos à integridade física dos prestadores de serviço da distribuidora, por exemplo.

Para que fosse possível correlacionar, espacialmente, a localização dos ativos de distribuição da concessionária e a região com registros de violência, foi aplicado um tratamento geoespacial aos registros de tiroteio coletados. Nesta etapa, utilizou-se a ferramenta *buffer* do *software* QGIS para produzir uma região de influência do caráter de risco, com raio pré-definido, tomando as coordenadas geográficas do registro de tiroteio como sendo o centro da circunferência a ser gerada.

A especificação do raio foi realizada a partir de uma análise de sensibilidade, variando o referido parâmetro entre 500 metros, 750 metros e 1.000 metros. Ao observar gráfica e espacialmente os resultados, notou-se que os raios de 750 metros e 1.000 metros acabavam por criar muitas zonas de influência sobrepostas, agregando uma quantidade demasiada de transformadores em suas regiões. Por outro lado, o cenário com raio de 500 metros mostrou-se mais adequado, com menos sobreposições de áreas, sinalizando os equipamentos com risco mais latente de acesso, devido à proximidade ao evento de risco registrado. Desta forma, para criar a zona de influência, foi utilizado um raio de 500 metros.

A Figura 4.2 exemplifica a ferramenta e os parâmetros aplicados, enquanto que a Figura 4.3 demonstra o resultado obtido. Observa-se que cada registro de tiroteio produziu uma região de influência, podendo haver sobreposições entre elas, acentuando, portanto, o caráter de risco daquela área.

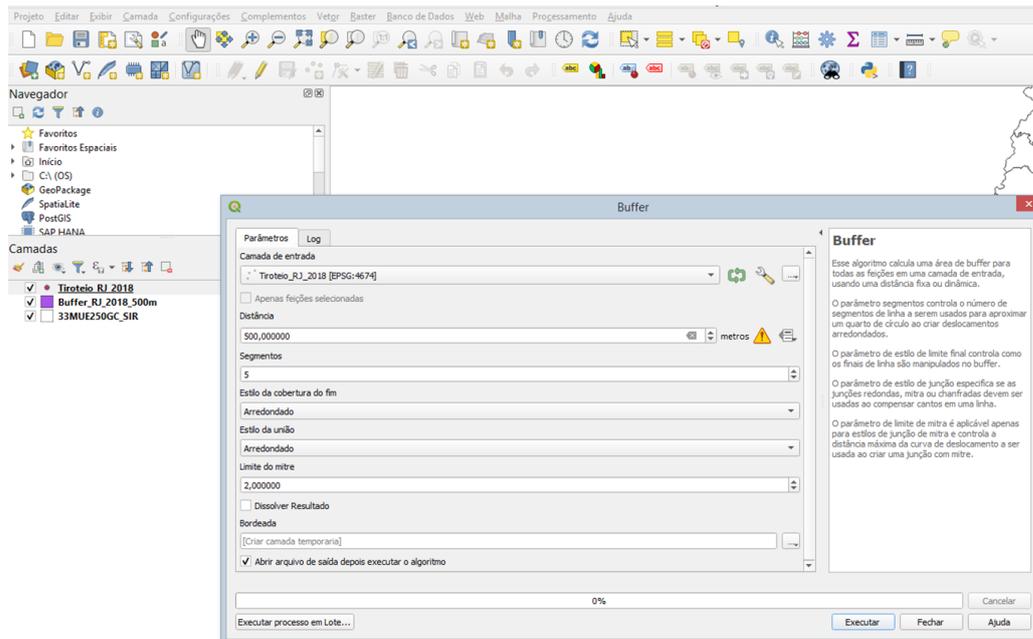


Figura 4.2 – Ferramenta *buffer* do software QGIS

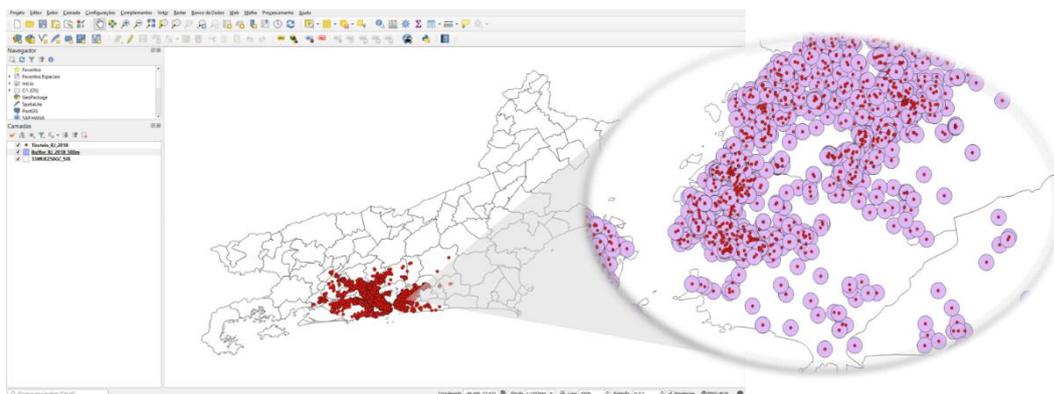


Figura 4.3 – Resultado da aplicação do *buffer* aos registros de tiroteio de 2018 para o Rio de Janeiro

O processo foi replicado para todos os anos da amostra, bem como para os registros de tiroteio coletados do estado de Pernambuco. Detalhes adicionais sobre as funções disponíveis e utilizadas no software QGIS serão comentados na Seção 4.2.2.

Regiões com Domínio de Grupos de Tráfego e Milícia

Adicionalmente aos registros de tiroteio coletados para o estado do Rio de Janeiro, também foram utilizados polígonos com o mapeamento de regiões

controladas por grupos criminosos de tráfico e de milícia para agregar ao caráter de risco de uma determinada área. Tais polígonos foram utilizados e disponibilizados no âmbito de um estudo produzido pela Secretaria de Polícia Civil do Estado do Rio de Janeiro (SEPOL) em conjunto com a Subsecretaria de Planejamento e Integração Operacional (SSPIO).

Em seu estudo, a SEPOL demonstrou como o crime organizado, no estado do Rio de Janeiro, expandiu sua dominação ao longo dos anos, principalmente após a implementação do programa das Unidades de Polícia Pacificadora (UPP), em 2008. Com os pontos fixos de patrulhamento da polícia militar, houve um processo de “metástase” do crime organizado, dissipando-se para áreas em que antes não se observava atuação de criminosos e conflitos por dominação territorial do poder paralelo [19].

A Figura 4.4 ilustra os municípios do estado do Rio de Janeiro em que há a presença de pelo menos um grupo de poder paralelo, sendo identificados pela seguinte categoria de cores: (i) áreas em azul representam locais com domínio da milícia; (ii) áreas em vermelho simbolizam regiões com domínio da facção Comando Vermelho; (iii) áreas em roxo demarcam territórios controlados pela facção Terceiro Comando Puro; e (iv) áreas em amarelo sinalizam a dominação da facção Amigo dos Amigos.

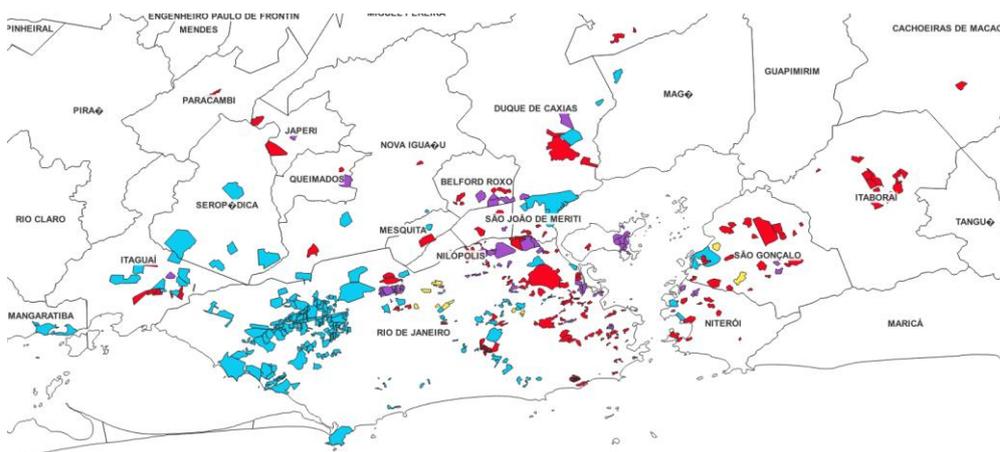


Figura 4.4 – Exemplificação das regiões dominadas por grupos criminosos de tráfico e milícia

Nota-se que muitas das áreas dominadas por tais organizações criminosas coincidem com os locais com frequentes registros de tiroteio. Tal fato corrobora com a caracterização de ausência de segurança pública e intensificação do risco de acesso a esses locais pelos prestadores de serviço público, aqui neste artigo, representados pelas concessionárias de distribuição.

Este mapeamento, em especial, não foi obtido para o estado de Pernambuco. Sendo assim, a caracterização das regiões com maiores riscos à segurança pública deu-se apenas através da informação de registros de tiroteios.

4.2.2. Software QGIS

Conforme demonstrado na Seção 4.2.1, uma vasta quantidade de informações das concessionárias está disponível, gratuitamente, na Base de Dados Geográfica da Distribuidora. No entanto, para a correta leitura dos dados georreferenciados faz-se necessária a utilização de programas específicos, que são capazes de converter as informações codificadas em visualizações gráficas e geoespaciais. Desta forma, o programa escolhido para subsidiar o estudo presente nesta dissertação foi o *software* QGIS.

O programa é uma aplicação do Sistema de Informações Geográficas (SIG), gratuito e de código aberto, que oferece suporte à visualização, à edição e à análise de dados geoespaciais [20]. O SIG facilita a manipulação e análise de dados espaciais. O sistema, iniciado na década de 1970, refere-se a todos os aspectos do gerenciamento e uso de dados geográficos digitais, como dados vetoriais e *rasters*.

O QGIS foi desenvolvido pela primeira vez em 2002 por Gary Sherman [51], sendo a primeira versão, lançada em 2009, chamada inicialmente de Quantum GIS. Conforme mencionado, é um programa 100% gratuito, de código aberto, que funciona em multiplataformas e manteve seu crescimento por meio de uma comunidade de desenvolvedores voluntários, que mantém o programa sempre atualizado.

O *software* permite a visualização, gestão, edição, análise de dados e criação de mapas para impressão. Possui interface amigável ao usuário e boas ferramentas gráficas, possibilitando criar, dimensionar, remodelar, medir e unir diversas camadas a fim de entregar um trabalho de alta qualidade. Devido a estas qualidades,

o *software* foi escolhido para subsidiar uma etapa fundamental nesta dissertação: a análise georreferenciada dos registros de violência versus a localização dos ativos da distribuidora.

Como exemplo, a Figura 4.5 ilustra a visualização da leitura dos *shapefiles* dos conjuntos elétricos (áreas em verde) e da rede de distribuição de média tensão (linhas rosas), de 2020, da distribuidora Enel Distribuição Rio de Janeiro. Apenas com essa fotografia, já é possível obter alguns insights sobre a área de concessão da distribuidora, como regiões com maior e menor adensamento de clientes, áreas com redes mais reticuladas ou mais radiais, entre outras.

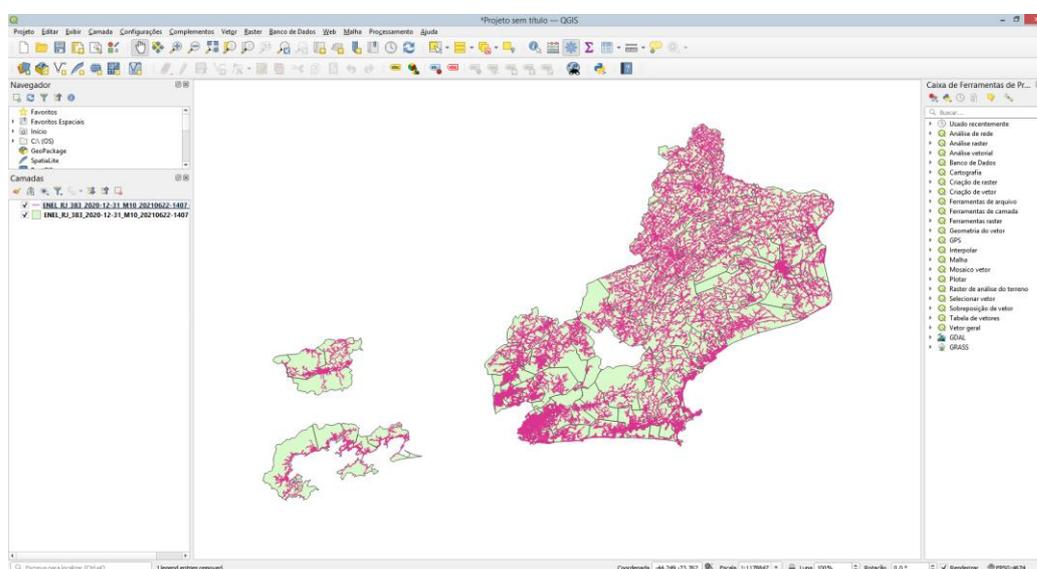


Figura 4.5 – Exemplo de visualização de arquivo no *software* QGIS

O *software* QGIS conta com inúmeras funcionalidades. Algumas delas, em especial para este trabalho de dissertação, foram frequentemente utilizadas, as quais estão comentadas na sequência.

- *Buffer*: cria uma zona de influência a partir de um raio definido pelo usuário. O recurso de criação de áreas de influência é muito utilizado quando se objetiva criar regiões de proteção ambiental, delimitação de zonas residenciais e comerciais potencialmente impactadas por acidentes industriais ou desastres naturais, e até mesmo para delimitar uma área afetada por eventos de violência;

- Sobreposição (ou *overlay*): realiza da sobreposição de dois ou mais *layers* ou mapas para demonstrar as relações entre eles. Existem métodos de sobreposição diferentes que podem ser utilizados pelo usuário, a depender do objetivo da análise:
 - Interseccionar: As feições ou partes das feições na sobreposição que sobrepõem com as feições de entrada são mantidas. Importante destacar que a geometria da entrada e a da feição deve ser a mesma. Este é o método padrão e é o que foi utilizado neste trabalho de dissertação;
 - Apagar: As feições ou partes de feições na camada de entrada que não se sobrepõem às feições na camada de sobreposição serão gravadas na saída. É um método de exclusão;
 - Unir: O resultado conterá uma união geométrica da camada de entrada e a camada de sobreposição. Todas as feições e seus atributos serão gravados na camada de saída;
 - Identidade: O resultado conterá feições ou porções das feições de entrada e feições de sobreposição. As feições que sobrepõem em ambas as camadas serão gravadas no arquivo de saída;
 - Diferença Simétrica: O resultado conterá feições ou porções de feições da camada de entrada e da camada de sobreposição que não sobrepõe.
- Uniões (ou *join*): anexa campos de uma tabela aos de outra por meio de um atributo ou campo em comum nas tabelas. Esta função é muito útil quando se objetiva agregar informações entre bases, em especial, quando são dados externos, importados pelo programa via tabela em formato .csv;
- Seleção por atributo: seleciona feições de acordo com suas propriedades. Esta função permite criar novas camadas apenas selecionando uma característica do arquivo original. A funcionalidade assemelha-se a uma consulta em um banco de dados, via SQL;

- Cálculo de estatísticas (ou *field calculator*): permite que o usuário calcule diferentes métricas estatísticas de um determinado campo de uma camada (*layer*), tais como: soma ou subtração de atributos, raiz quadrada, cálculo de comprimento, área ou perímetro, cálculo de percentuais, entre outras.

Para exemplificar a aplicação das funcionalidades citadas, a Figura 4.6 ilustra o resultado da aplicação da ferramenta *buffer* com o objetivo de projetar uma área de influência do efeito da violência, considerando o registro de tiroteios (pontos vermelhos) disponíveis na plataforma Fogo Cruzado. Foi parametrizado um raio de 500 metros para criar as zonas (áreas circulares em rosa claro) ao redor da coordenada do evento de tiroteio.

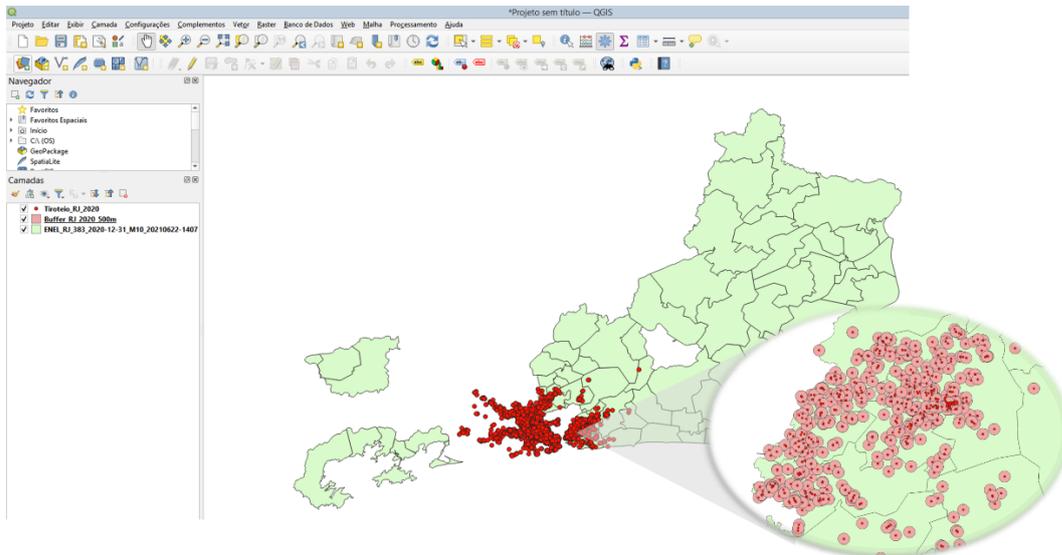


Figura 4.6 – Exemplo de visualização do arquivo de saída após *buffer*

Já na Figura 4.7 e na Figura 4.8, ilustra-se a aplicação da ferramenta *overlay* nas camadas de transformadores de distribuição (pontos em azul) e de zonas de influência dos tiroteios (áreas circulares em rosa claro), calculadas a partir da aplicação da função *buffer*, tal como demonstrado na Figura 4.6. Observa-se que muitas unidades de transformação são abarcadas pelas zonas de violência criadas, indicando a interferência do efeito de risco sobre os equipamentos da distribuidora expostos a estes eventos.

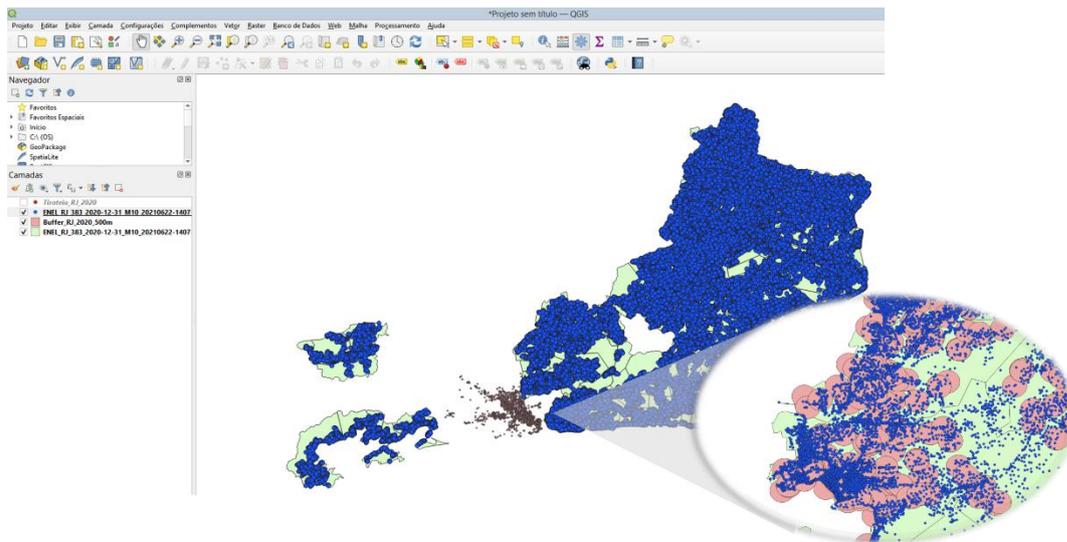


Figura 4.7 – Exemplo de visualização de sobreposição de camadas

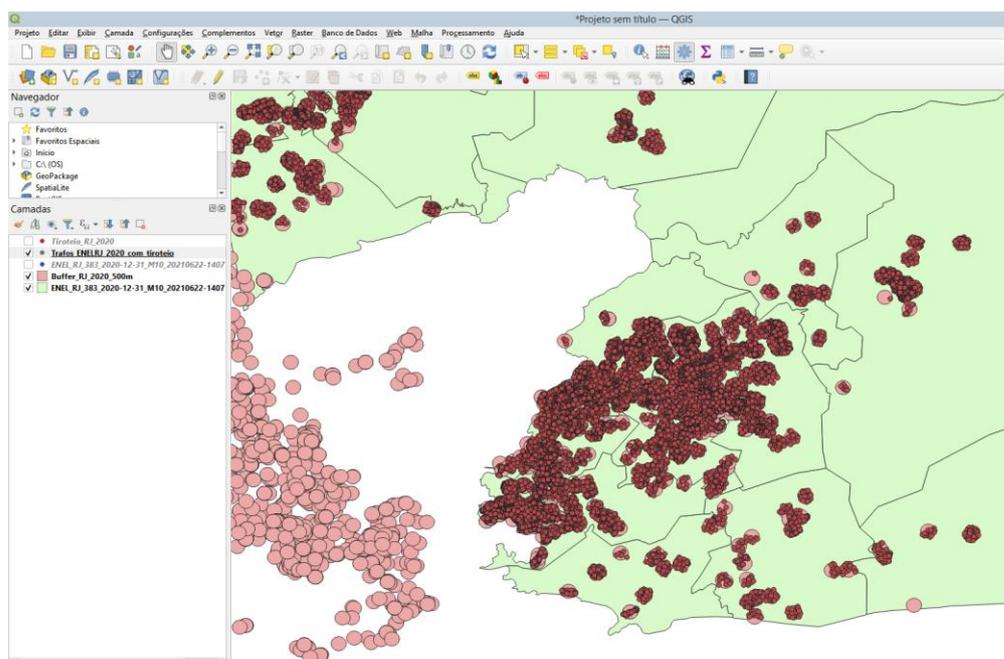


Figura 4.8 – Exemplo de visualização do arquivo de saída após a sobreposição de camadas

Por fim, a Figura 4.9 e a Figura 4.10 demonstram o método de seleção por atributos, disponível no QGIS. Neste exemplo, ilustra-se a seleção de transformadores de distribuição (sinalizados na Figura 4.10 pelos pontos em amarelo), impactados pelos eventos de tiroteio, demonstrado na Figura 4.8, associados à subestação Alcântara, cujo código de identificação (ID) é o ALC.

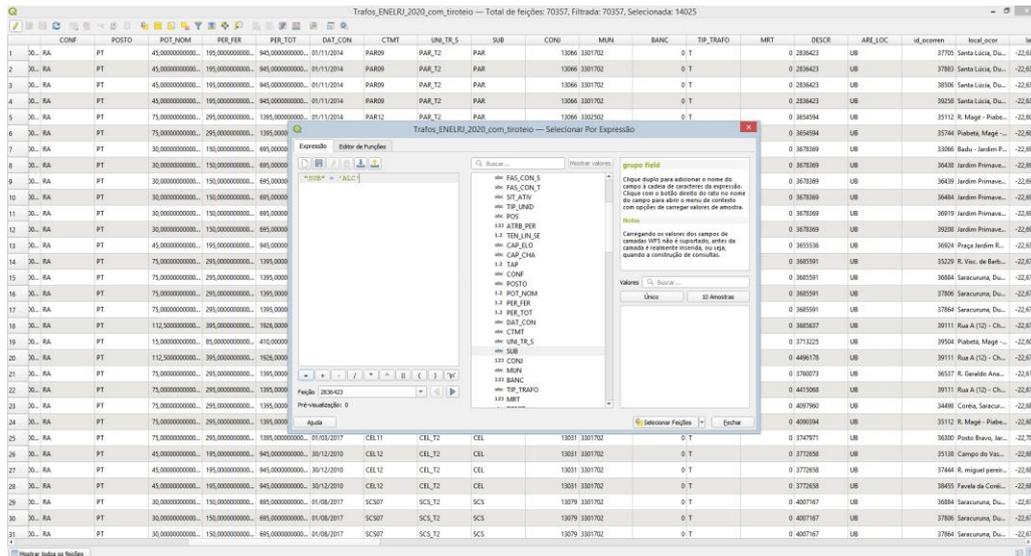


Figura 4.9 – Exemplo de seleção por atributo

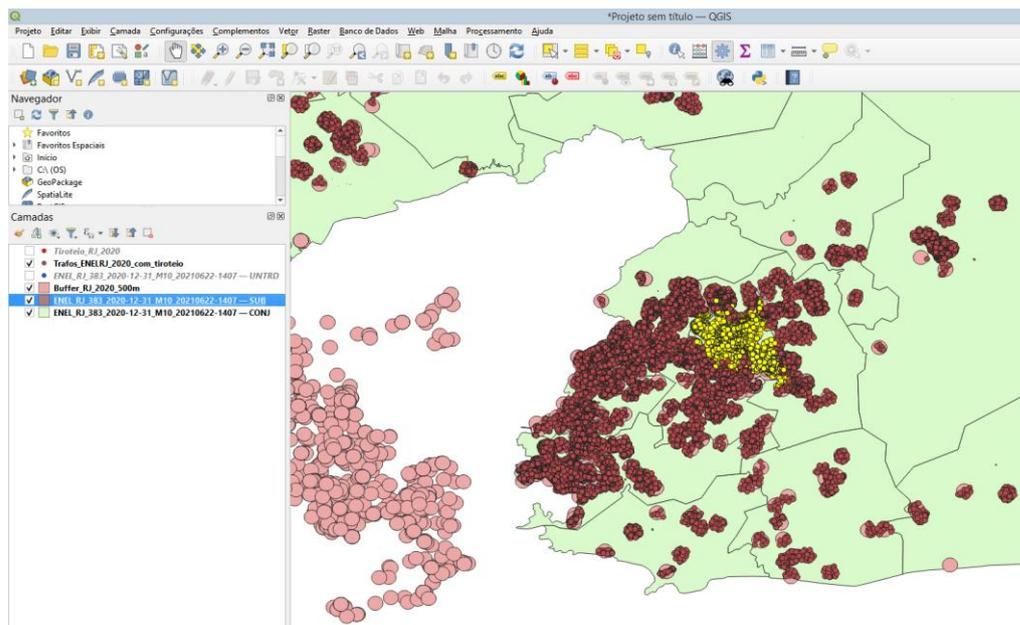


Figura 4.10 – Exemplo de visualização do arquivo de saída após a seleção por atributo

As exemplificações demonstradas nesta seção fazem parte dos resultados parciais do estudo. Na seção 4.3, quando do detalhamento da metodologia proposta, serão fornecidas maiores informações sobre os parâmetros escolhidos para as funcionalidades utilizadas do QGIS, bem como o encadeamento das etapas de análise e aplicação das funções.

4.2.3. Método de Clusterização K-means

A clusterização, também conhecida como método de análise de *cluster*, é uma técnica muito versátil de análise de dados, que pode ser utilizada em diferentes áreas da ciência, sendo comumente aplicada em estudos estatísticos, de computação e testes envolvendo inteligência artificial. O principal objetivo da clusterização é dividir um conjunto de dados em grupos, chamados de *clusters*, fazendo com que os dados dentro de cada agrupamento sejam similares entre si e com alta heterogeneidade em relação aos alocados em outros grupos [52].

Apesar de existirem diferentes métodos de clusterização [52]–[54], há uma padronização do processo geral de realização dos agrupamentos. Inicialmente, define-se uma medida de similaridade entre os dados, a qual pode ser baseada em critérios distintos, como distância euclidiana ou correlação, por exemplo. Em seguida, aplica-se algum algoritmo de clusterização que faz uso dessa medida de similaridade para agrupar os dados dentro dos *clusters*.

O método, ou algoritmo, de clusterização *k-means* – também chamado, na literatura, por *k*-médias – é uma técnica de muito conhecida, simples e que pode ser aplicada a conjuntos de dados de diferentes tamanhos e formatos. A primeira publicação deste método ocorreu em 1957 [55] e, apesar de sua proposição ter ocorrido há quase 70 anos, ele continua sendo amplamente utilizado, conforme demonstrado na Seção 1.2.1. Este método caracteriza-se por: (i) não requerer a definição prévia de padrões dos *clusters* que serão gerados, visto que é um método não supervisionado; e (ii) depender de informação externa que defina a quantidade *k* de *clusters* que deverá ser formada, sendo esta etapa a definidora do nome “*k*”-means [53].

O objetivo do algoritmo *k-means* é separar as *n* amostras em *k* grupos de modo a minimizar a distância euclidiana quadrática – medida de similaridade utilizada no método, também chamada de inércia – entre cada elemento e o ponto médio do seu respectivo grupo (centroide). A inércia pode ser interpretada como a medida de quão coerentes os *clusters* são internamente.

A equação 4.1 descreve, matematicamente, a função objetivo a ser minimizada durante a execução do método.

$$\min_{\mu_j \in K} \sum_{i=0}^n (|W_i - \mu_j|)^2 \quad (4.1)$$

Em que:

W_i é a coordenada do ponto i ;

μ_j é a coordenada do centroide j .

O algoritmo para implementação do método pode ser reduzido nos passos:

1. Selecionar k centroides iniciais aleatórios (um para cada *cluster*);
2. Atribuir cada dado da amostra ao *cluster* cujo centróide é o mais próximo;
3. Recalcular os centroides de cada *cluster*, como a média dos dados que pertencem a ele;
4. Repetir os passos 2 e 3 até que a posição dos centroides não mude mais ou até que um critério de parada seja atingido.

O critério de parada pode ser definido de diferentes maneiras, como um número máximo de iterações, uma variação mínima na posição dos centroides ou uma melhora específica na função objetivo.

A Figura 4.11 descreve uma aplicação do algoritmo em um dado grupo de dados, em que cada uma das subfiguras representa as etapas mencionadas anteriormente, quais sejam: (a) conjunto inicial de dados a ser clusterizados; (b) determinação dos centroides iniciais; (c) e (d) processos iterativos de associação dos dados aos centroides mais próximos, e; (e) convergência do modelo [52], [56].

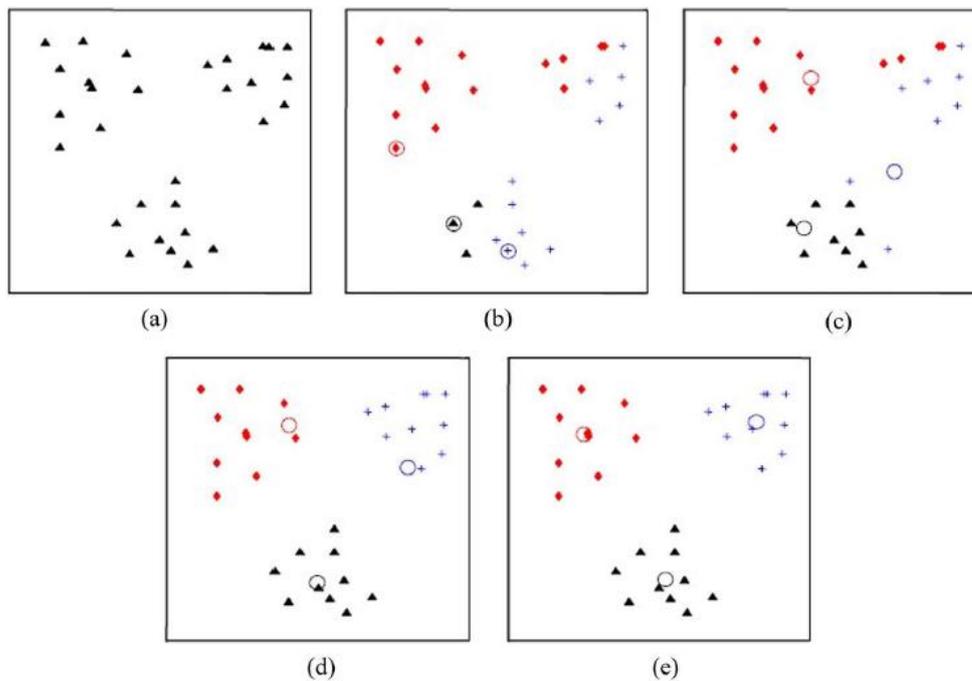


Figura 4.11 – Aplicação ilustrativa do método *k-means*

Entre as vantagens do método, cita-se que o *k-means* é relativamente escalável e eficiente para grandes conjuntos de dados. Além disso, ele é eficiente em conjuntos de dados com muitas variáveis e pode ser aplicado a diferentes tipos de dados, incluindo dados numéricos e categóricos. No entanto, o algoritmo também apresenta algumas limitações: (i) é sensível à escolha dos centroides iniciais, podendo convergir para um mínimo local da função objetivo em vez do mínimo global; e (ii) não é adequado para *clusters* com formas de diferentes tamanhos e densidades [52].

Conforme mencionado, o algoritmo *k-means*, para ter sua inicialização correta, necessita que um número k de *clusters* seja previamente informado. A escolha de um valor adequado para k pode impactar significativamente na qualidade dos resultados. A seguir, elencam-se algumas das técnicas disponíveis na literatura [52] para definir o número k de *clusters*:

- Método do cotovelo (em inglês, *elbow method*): consiste em plotar um gráfico da soma dos quadrados dos erros (em inglês, *sum of squares error* – SSE) em função do número de *clusters* k . À medida que o número de *clusters* aumenta, espera-se que o SSE diminua, pois os *clusters* são mais especializados. No entanto, adicionar mais *clusters* pode levar a uma

diminuição marginal do SSE, e eventualmente, a uma diminuição menor. O ponto de inflexão no gráfico da SSE em relação ao número de *clusters* é chamado de cotovelo, pois se assemelha a um cotovelo no gráfico. O número de *clusters* a ser escolhido é geralmente aquele que corresponde ao ponto do cotovelo, pois é onde ocorre uma grande mudança na inclinação da curva e a diminuição no SSE se torna marginal.

- Método da silhueta (em inglês, *silhouette score*): o método da silhueta é uma técnica que avalia a qualidade dos *clusters* formados pelo algoritmo de clusterização. Ele calcula um valor de silhueta para cada dado, que é uma medida da similaridade do dado com seu próprio *cluster* em relação aos *clusters* vizinhos. O valor da silhueta varia de -1 a 1, sendo que valores próximos a 1 indicam uma boa separação dos *clusters*. O número de *clusters* k que maximiza a média dos valores da silhueta pode ser escolhido.
- Análise de componentes principais (em inglês, *principal components analysis* – PCA): a análise de componentes principais é uma técnica utilizada para reduzir a dimensionalidade de um conjunto de dados. Ela identifica as variáveis mais importantes que explicam a maior parte da variação dos dados. A técnica pode ser utilizada para visualizar os dados em um espaço de duas ou três dimensões e identificar o número de *clusters* k que melhor separa os dados.
- Método do número ótimo de *clusters* (NOClust): o método NOClust utiliza a análise fatorial para identificar a estrutura latente de um conjunto de dados e determinar o número de *clusters* k que melhor se adequa a essa estrutura. A técnica é baseada na maximização da coerência interna entre os dados e na minimização da coerência entre os *clusters*.

Não há uma técnica universalmente aceita como a melhor para definir o número k de *clusters*, pois cada técnica tem suas vantagens e limitações, e a escolha depende do conjunto de dados, do objetivo da análise e da preferência de quem está realizando o estudo. Como será demonstrado mais à frente, no momento de apresentação da metodologia proposta, o método utilizado para a definição do

número k de *clusters* foi o método do cotovelo (*elbow method*) [54], devido à sua aplicabilidade versátil e adequada ao conjunto de dados utilizados neste estudo.

4.3. Metodologia Proposta

A proposta metodológica, que será detalhada nas seções seguintes, busca definir um método para avaliação dos indicadores de continuidade do serviço em trechos da rede de distribuição, em que se observa restrição de acesso devido a registros de violência.

O principal objetivo é aferir se os índices de continuidade nessas áreas são significativamente diferentes e superiores aos de locais em que não se observa registros de violência. Resumidamente, as principais etapas da metodologia são: (i) identificar transformadores de distribuição localizados em locais com evidências de insegurança; (ii) delimitar uma região crítica de acesso, por alimentador, considerando as evidências risco coletadas; e (iii) avaliar, comparativamente, as diferenças estatísticas entre os indicadores apurados nesses locais e naqueles com condições normais de acesso.

4.3.1. Identificação dos Transformadores de Distribuição em Locais de Risco

A primeira etapa da metodologia consiste em identificar os ativos da rede de distribuição que estão localizados em áreas com evidências de registros de violência ou dominação de poderes paralelos ao controle do Estado. Para tanto, conforme mencionado na Seção 4.2.1, para representar os ativos da distribuição, foram utilizadas informações disponíveis na BDGD das distribuidoras, sendo a entidade UNTRD – Unidade Transformadora de Distribuição a de principal interesse no estudo. Já sobre as evidências de violência e de risco à segurança pública, foram utilizados dados de tiroteios e de regiões dominadas de facções criminosas.

Sendo assim, o passo a passo desta etapa é o que segue:

1. Plotar os registros de tiroteio, por ano, já considerando o tratamento realizado para criar uma região de influência georreferenciada com raio de 500 metros ao redor das coordenadas do evento de tiroteio;

2. Plotar os polígonos georreferenciados com o mapeamento das áreas em que são identificadas a dominação de facções criminosas de tráfico ou de milícia;
3. Plotar a camada georreferenciada de unidades de transformadores de distribuição, por ano;
4. Aplicar a função *overlay / intersect* do *software* QGIS nas camadas supracitadas, objetivando criar novo arquivo de saída (*output*) com os vínculos existentes entre as informações de entrada;
5. Exportar o arquivo de saída, em formato “.csv”, e avaliar os transformadores que foram vinculados a pelo menos uma das informações de violência utilizadas (itens 1 e 2).

Todas as etapas acima mencionadas foram realizadas no *software* QGIS.

4.3.2. Clusterização dos Transformadores: Método K-Means

Tendo identificado quais transformadores de distribuição estão localizados em áreas com evidências de violência e risco à segurança pública, a etapa seguinte da metodologia consistiu em agrupar esses equipamentos de acordo com características semelhantes. Este agrupamento tem por objetivo permitir que o posterior comparativo entre os indicadores seja realizado considerando características semelhantes dos equipamentos.

Como os ativos possuem características diferentes que influenciam nas condições de atendimento aos consumidores – potência instalada, localização e anos em operação, por exemplo – é relevante que a comparação de desempenho seja realizada entre ativos com atributos operacionais e logísticos semelhantes.

Assim, foram seguidas as seguintes etapas:

1. Segregar a área de concessão em regionais, objetivando agrupar transformadores localizados em conjuntos elétricos próximos entre si.

A Figura 4.12 demonstra as regionais criadas para as áreas de concessão do estudo.



Figura 4.12 – Regionais criadas para segregar os transformadores de distribuição de acordo com a localização dos conjuntos elétricos

2. Definir atributos para a clusterização dos transformadores de distribuição, sendo escolhidos:
 - a. Potência instalada (kVA), uma vez que existe relação direta entre a quantidade de clientes atendidos e a capacidade instalada do equipamento para suprimento da carga;
 - b. Anos de operação, considerando que ativos mais antigos tendem a verificar taxas de falhas maiores e, consequentemente, necessitam de maiores gastos com manutenção;
 - c. Limite, em horas, do indicador de continuidade do serviço DEC relativo ao conjunto elétrico ao qual o transformador de distribuição pertence. Essa informação permite que sejam comparados ativos que estejam submetidos a um nível regulatório de exigência semelhante⁷.

3. Aplicar o algoritmo de clusterização *k-means*, por regional, implementado em linguagem *Python*. Importante destacar que também foi utilizado o método do cotovelo (*elbow method*) para definir a quantidade ótima de *clusters*, uma vez que essa informação é uma das entradas do método *k-means*.

⁷ Não era interessante comparar índices de qualidade do serviço de transformadores que atendem conjuntos elétricos subterrâneos com os que atendem conjuntos aéreos, por exemplo.

4.3.3. Definição de Região Crítica de Atendimento por Alimentador de Média Tensão

Após definidos os *clusters*, a etapa subsequente foi a de estudar, por alimentador, o desempenho dos indicadores de continuidade, segregando a análise em duas regiões de interesse: (i) área com evidências de registros violentos, ou áreas de risco; e (ii) áreas em que há a ausência de evidências sobre restrição de segurança pública, ou áreas de “não risco”. Para isso, inicialmente, foi preciso delimitar uma região crítica de segurança por alimentador.

No processo para definir a região crítica de atendimento ao alimentador, além das evidências já coletadas a respeito de registros de violência pública, também foi incorporado, em certa magnitude, a experiência da distribuidora no atendimento de sua área de concessão. Para isso, foi considerado o mapeamento realizado pelas empresas em resposta ao Ofício Circular nº 01/2019 ANEEL, o qual teve por objetivo coletar informações das empresas a respeito de seus transformadores que estariam localizados em locais com risco à segurança de seus funcionários⁸.

À época, as respostas foram utilizadas na discussão da Consulta Pública nº 018 de 2019, referente à atualização metodológica do cálculo de perdas não técnicas de energia e receitas irrecuperáveis. Sendo assim, para esta etapa da metodologia, os seguintes passos foram seguidos:

1. Partindo dos *clusters* definidos conforme etapa descrita na Seção 4.3.2, selecionar alimentadores de média tensão que abarcassem transformadores em locais de risco e em locais de “não risco”, sendo esta classificação de “risco” oriunda das evidências coletadas por fontes públicas;
2. Identificar quais transformadores de distribuição associados ao alimentador selecionado foram sinalizados, pela distribuidora, como existentes em local de risco, conforme resposta ao Ofício nº 01/2019;

⁸ Conforme mencionado na Seção 3.3, não existe um procedimento regulatório definido pela ANEEL para sinalizar para as distribuidoras quais critérios utilizar para realizar uma demarcação de região ou área de risco. Desta forma, cada empresa seguiu critérios próprios para identificar quais ativos de sua rede estariam em locais em que se verifica risco de acesso por questões de violência.

3. Delimitar uma ou mais regiões em que as duas classificações de risco se sobrepõem, ou seja, demarcar trechos do alimentador que tanto a distribuidora quanto as evidências externas sinalizam como sendo local com restrição à segurança pública.

4.3.4.

Comparação dos Índices de Continuidade: Cálculo dos Índices Médios e Aplicação do Teste Estatístico Z

Nesta etapa, o principal indicador utilizado foi o de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC (em horas). Inicialmente, cumpre mencionar que, para o cálculo deste indicador, foram utilizadas as informações de Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – DIC (em horas) disponíveis nas tabelas de consumidores (UCAT, UCMT e UCBT) da BDGD. A partir destes dados, calculou-se um indicador DEC, por transformador, conforme a Equação 4.2.

$$DEC_{Transformador (i)} = \frac{\sum DIC_{UC_{Transformador (i)}}}{\sum UC_{Transformador (i)}} \quad (4.2)$$

Em que:

$DIC_{UC_{Transformador (i)}}$ = indicador DIC, por UC, associado ao transformador i ;

$UC_{Transformador (i)}$ = clientes ativos⁹ associados ao transformador i ;

De posse dos indicadores calculados por transformador, a próxima etapa foi verificar se aqueles calculados para os ativos localizados em áreas de risco são diferentes e superiores, estatisticamente, aos apurados para os transformadores em áreas de “não risco”. O comparativo baseia-se em observar os transformadores associados a um mesmo alimentador.

Para verificar se a diferença entre os indicadores calculados, para as duas áreas, possui significância estatística, foi utilizado o teste estatístico Z. Também conhecido como Z-score, o teste Z é comumente usado para comparar médias de uma população com uma média conhecida ou ainda comparar duas médias de populações diferentes. O teste Z pode ser aplicado quando se tem uma amostra

⁹ Situação de ativação identificada pelo campo “SITATIV” da tabela de consumidores da BDGD.

grande o suficiente (geralmente, acima de 30 observações) e quando se conhece a variância populacional. A Equação 4.3 demonstra a formulação matemática do teste Z-score.

$$Z = \frac{X - \mu}{\sigma} \quad (4.3)$$

Em que:

Z é o valor do teste Z-score.

X é a média da amostra.

μ é a média populacional conhecida.

σ é o desvio padrão populacional conhecido.

Grande parte das técnicas utilizadas na Estatística supõe que os dados da amostra tenham uma distribuição normal. De acordo com a literatura, a aplicação do teste Z-score é mais apropriada quando os dados seguem uma distribuição normal ou aproximadamente normal. Neste estudo, foi observado que as variáveis a serem submetidas ao teste Z-score – DEC calculado por transformador localizados em áreas de risco e em áreas normais – seguem uma distribuição exponencial [57].

Apesar de possuírem características diferentes, uma distribuição exponencial pode ser aproximada a uma distribuição normal através da média, principalmente quando se tem uma amostra suficientemente grande de dados (maior do que 30 registros) [57]. Desta forma, pode-se seguir com a utilização do teste Z-score para aferir a disparidade entre os indicadores médios calculados, uma vez que a amostra utilizada atende aos requisitos estatísticos.

Uma vez que o valor de Z é calculado, ele pode ser usado para determinar a probabilidade associada a esse desvio padrão relativo. A partir dessa probabilidade, pode-se tomar decisões sobre a rejeição ou não da hipótese nula, dependendo do nível de significância estabelecido.

Em síntese, esta etapa da metodologia pode ser resumida nos seguintes itens:

1. Calcular o indicador médio de continuidade do serviço DEC por transformador.

2. Aplicar o teste estatístico Z-score, com nível de significância de 95%, para observar se a diferença entre os indicadores calculados para os transformadores em áreas de risco, em relação aos de área de não risco, associados a um mesmo alimentador e *cluster*, possui significância estatística.

4.4. Resultados Obtidos

4.4.1. Sistema ENEL Distribuição Rio de Janeiro

Inicialmente, conforme propõe a metodologia, foram identificados os transformadores de distribuição da Enel Rio de Janeiro que estariam localizados em áreas com evidências de registros de violência. Tal como mencionado anteriormente, foram utilizados os registros de tiroteio para os anos de 2018 a 2020, já considerando a área de influência de 500 metros, bem como os polígonos das regiões controladas por tráfico e milícia. A Figura 4.13 demonstra o resultado da vinculação, por ano.

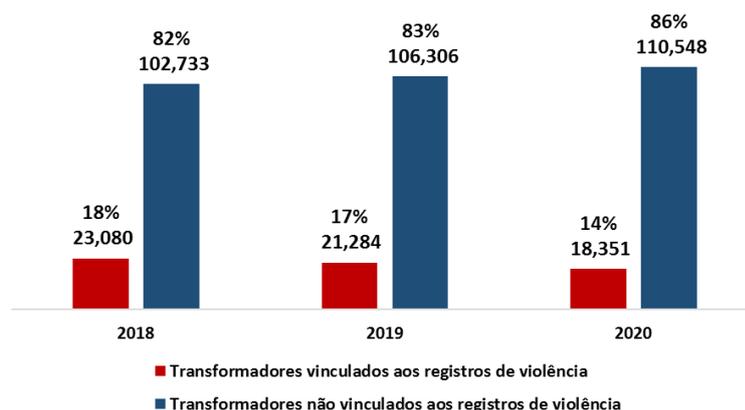


Figura 4.13 – Quantitativo dos transformadores da Enel RJ vinculados às evidências de violência, por ano.

Na sequência, já tendo conhecimento de quais transformadores estão localizados em áreas com restrição de segurança pública, i.e., áreas de risco, para

viabilizar o melhor comparativo entre o desempenho dos indicadores de continuidade, realizou-se a clusterização dos transformadores, por regional. Foram utilizados os atributos definidos no e a regional demarcada na cor rosa da Figura 4.12.

A Figura 4.14 demonstra os 6 *clusters* gerados enquanto a Tabela 4.8 apresenta a características destes *clusters*, segundo os atributos escolhidos.

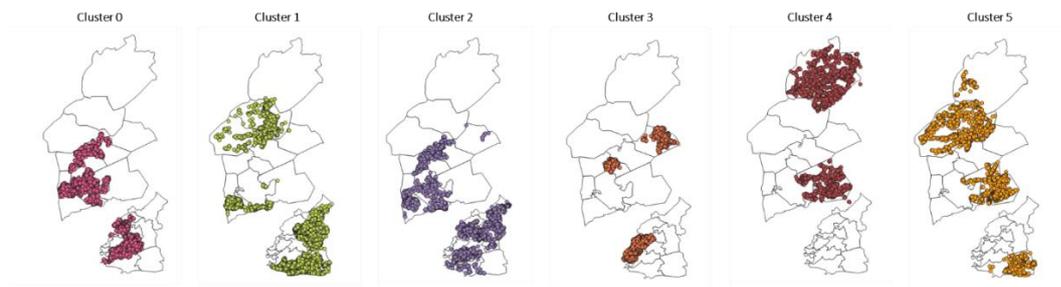


Figura 4.14 – Clusters Enel RJ gerados após a aplicação da etapa 2 da metodologia proposta.

Observa-se que alguns *clusters* são complementares entre si, enquanto outros possuem transformadores alocados em regiões semelhantes. No entanto, conforme pode ser observado na Tabela 4.8, as características são distintas, com os atributos sendo capazes de definir agrupamentos de equipamentos com características distintas.

Tabela 4.8 – Características dos *clusters* Enel RJ de acordo com os atributos utilizados na clusterização.

Cluster	Potência Instalada Média (kVA)	DEC Limite Médio (horas)	Anos em Operação (Média de anos)
0	62,3	9,0	8,0
1	60,5	10,4	8,6
2	55,7	9,5	7,4
3	92,7	6,6	5,3
4	33,4	12,8	10,7
5	46,7	11,6	10,0

Após definidos os *clusters* e os transformadores localizados em áreas de risco, partiu-se para a análise por alimentador. Para simplificar a demonstração dos resultados, foi selecionado o alimentador ALC10 (conectado a subestação Alcântara) do Cluster 2. A Figura 4.15 e a Figura 4.16 apresentam o resultado das etapas da metodologia proposta para o alimentador.

Destaca-se o detalhamento para a Figura 4.15: (A) ilustra os transformadores do alimentador que estão localizados dentro da região de influência de 500 metros criada ao redor da coordenada do registro de tiroteio (Seção 4.2.1); enquanto (B) sinaliza os transformadores do alimentador que foram sinalizados pela distribuidora, conforme resposta ao Ofício n° 01/2019, como em local de restrição de acesso devido à ausência de segurança pública. A partir dessas duas fotografias, percebe-se que existe uma região em que ambas as classificações de “risco” se sobrepõem, sinalizando a criticidade de atendimento.

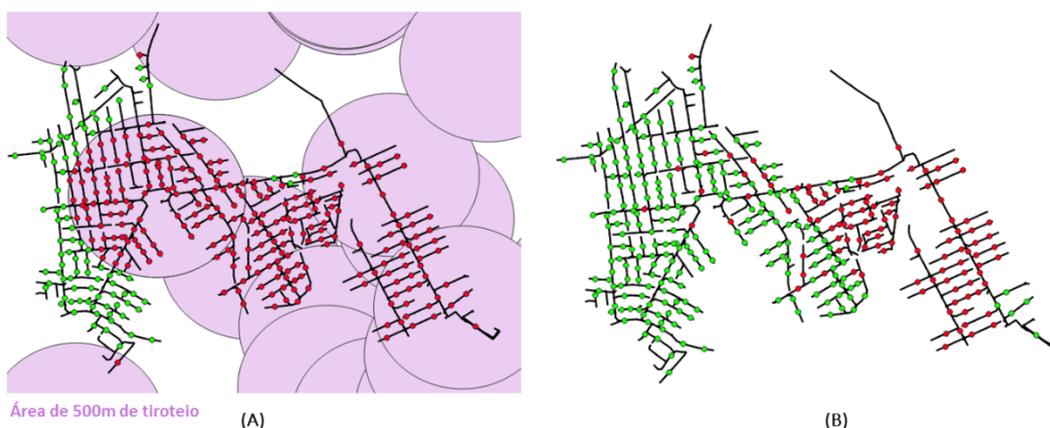


Figura 4.15 – Demonstração da classificação de risco de transformadores do alimentador ALC10 – ENEL RJ.

Já na Figura 4.16, é demonstrado o tratamento proposto na metodologia, qual seja, o de delimitar uma região crítica de atendimento, em que tanto a distribuidora quanto as informações externas sinalizam como sendo uma área em que se evidencia o risco de acesso devido aos registros de violência. O foco em tal demarcação é avaliar os indicadores de continuidade apurados na região que seria, potencialmente, a mais crítica de atendimento.

O detalhamento é o que segue: (C) representa a delimitação de região crítica em que há sobreposição das duas classificações de risco; e (D) demonstra a

classificação final dos transformadores de acordo com a região crítica proposta, uniformizando a sinalização de caráter de risco, de acordo com as fontes utilizadas no trabalho.

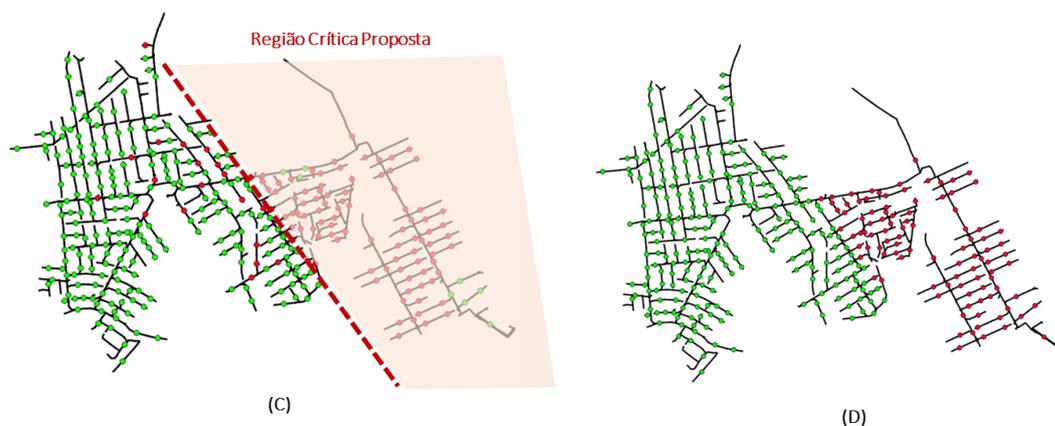


Figura 4.16 – Processo de definição de região crítica do alimentador ALC10 – ENEL RJ.

Ao final da classificação, pode-se partir para a análise comparativa dos indicadores médios calculados, por transformador, agrupando por região de risco e de “não risco”. De forma a demonstrar a relevância da especificação da região crítica de atendimento do alimentador, o teste Z-score foi aplicado às configurações (A) e (B) da Figura 4.15, e (D) da Figura 4.16. Os resultados são demonstrados na Tabela 4.9, na Tabela 4.10 e na Tabela 4.11.

Tabela 4.9 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (A) do alimentador ALC10 – Enel RJ.

	DEC apurado calculado em áreas de não risco	DEC apurado calculado em áreas de risco
Média do DEC apurado (horas)	3,53	5,97
Variância	9,02	41,19
Observações	264	750
Hipótese da diferença de média		0
Z		-8,13
Z crítico unicaudal		1,64

Tabela 4.10 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação
(B) do alimentador ALC10 – Enel RJ.

	DEC apurado calculado em áreas de não risco	DEC apurado calculado em áreas de risco
Média do DEC apurado (horas)	4,49	7,05
Variância	17,77	63,19
Observações	684	330
Hipótese da diferença de média		0
Z		-5.47
Z crítico unicaudal		1,64

Tabela 4.11 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação
(D) do alimentador ALC10 – Enel RJ.

	DEC apurado calculado em áreas de não risco	DEC apurado calculado em áreas de risco
Média do DEC apurado (horas)	4,41	7,54
Variância	17,32	67,26
Observações	717	297
Hipótese da diferença de média		0
Z		-6.27
Z crítico unicaudal		1,64

Em todos os três cenários calculados, a hipótese alternativa considerada foi a de que a média do indicador calculado para os transformadores em áreas de risco fosse significativamente superior à média calculada para os equipamentos da área de “não risco”. O resultado do teste estatístico Z-score retornou um Z, para a amostra e em módulo, superior ao Z crítico unicaudal, permitindo confirmar a hipótese assumida inicialmente para o teste.

À medida que a região crítica de atendimento se torna mais delimitada, pode ser observada uma convergência na conclusão da análise: os consumidores associados aos transformadores localizados em locais com evidências de registros de violência, seja por fontes externas à classificação da empresa, seja considerando a experiência do prestador de serviço em relação à sua área de concessão, verificam pior qualidade do serviço, em termos de duração das interrupções do fornecimento

de energia. Na análise realizada, percebe-se que o DEC apurado médio para a área de risco é 70% superior ao de área de “não risco”.

4.4.2. Sistema Light SESA

De forma análoga ao realizado para a Enel Distribuição Rio de Janeiro, a distribuidora Light SESA também foi foco no estudo.

Reproduzindo as etapas da metodologia, foram identificados os transformadores de distribuição que estariam localizados em áreas com evidências de registros de violência. Novamente, foram utilizados os registros de tiroteio (2018 a 2020), já considerando a área de influência de 500 metros, além dos polígonos das regiões controladas por tráfico e milícia.

A Figura 4.17 demonstra o resultado da vinculação, por ano. Ressalta-se a representatividade dos transformadores da distribuidora Light SESA que foram associados aos eventos de risco. Em todos os três anos avaliados, pelo menos 46% de seus ativos encontravam-se em regiões com evidências de violência, sendo o ano de 2018 aquele com o maior percentual (57%). Este resultado já demonstra grau elevado de criticidade para a prestação do serviço pela concessionária dentro de sua área de atuação, indo ao encontro das evidências demonstradas na Seção 3.2.

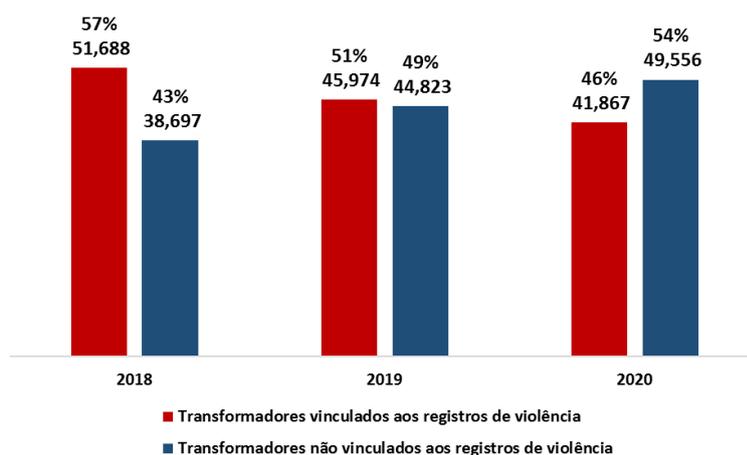


Figura 4.17 – Quantitativo dos transformadores da Light SESA vinculados às evidências de violência, por ano.

De posse da identificação dos transformadores estão localizados em áreas com restrição de segurança pública – ou em áreas de risco –, a etapa subsequente foi realizar a clusterização dos ativos, por regional. Conforme descrito na Seção 4.3.2, o objetivo do agrupamento é para viabilizar um comparativo mais eficiente entre o desempenho dos indicadores de continuidade que serão calculados.

Para a clusterização, foram utilizados os atributos definidos no e a regional demarcada na cor rosa da Figura 4.12. A Figura 4.18 demonstra os seis *clusters* gerados, enquanto que a Tabela 4.12 apresenta a características destes *clusters*, segundo os atributos escolhidos.

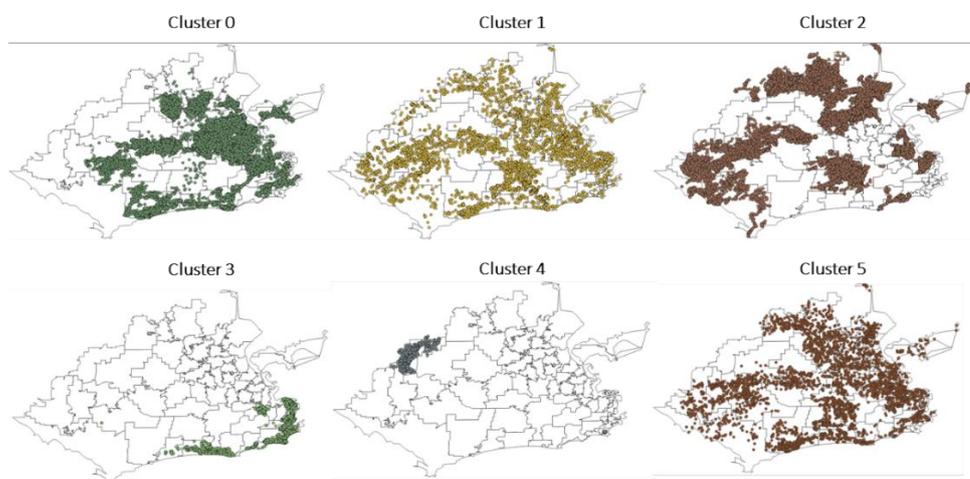


Figura 4.18 – Clusters Light SESA gerados após a aplicação da etapa 2 da metodologia proposta.

Assim como observado para a Enel RJ, nota-se que alguns *clusters* da Light SESA possuem transformadores em regiões semelhantes, enquanto que outros são bem particulares, como o Cluster 3 e o Cluster 4.

Analisando a Tabela 4.12, nota-se que o Cluster 3 é o que reúne os transformadores com a maior média potência e com a menor média para o DEC limite. Tais características indicam que este agrupamento é majoritariamente urbano, com densidade de carga e com níveis de exigência regulatória elevados. Por sua vez, o Cluster 4 agrupa os transformadores com menor média de capacidade instalada e com a maior média de horas para o DEC limite. De forma oposta ao Cluster 3, os atributos médios do Cluster 4 indicam que este agrupamento verifica com baixa densidade de carga e níveis regulatórios mais flexibilizados.

Tabela 4.12 – Características dos *cluster* Light SESA de acordo com os atributos utilizados na clusterização.

Cluster	Potência Instalada Média (kVA)	DEC Limite Médio (horas)	Anos em Operação (Média de anos)
0	127,5	6,9	19,9
1	180,3	8,3	5,9
2	120,4	9,1	19,8
3	471,8	1,4	19,8
4	84,2	16,9	19,1
5	148,7	7,8	11,4

Após definidos os *clusters* e os transformadores vinculados aos eventos de risco, a etapa seguinte foi analisar o desempenho dos indicadores de continuidade por alimentador. Para demonstrar os resultados da Light SESA, foi selecionado o alimentador cujo ID é 18795733 (conectado a SETD Santíssimo) do Cluster 2. A Figura 4.19 e a Figura 4.20 apresentam o resultado das etapas da metodologia proposta para o alimentador.

O detalhamento da Figura 4.19 é o que segue: (A) ilustra os transformadores do alimentador que estão localizados dentro da região de influência de 500 metros criada ao redor da coordenada do registro de tiroteio (Seção 4.2.1); enquanto (B) sinaliza os transformadores do alimentador que foram sinalizados pela Light SESA, conforme resposta ao Ofício nº 01/2019, como em local de restrição de acesso devido à ausência de segurança pública. A partir dessas duas classificações, nota-se que há uma convergência, ou seja, existe uma região em que ambas as classificações de “risco” se sobrepõem, novamente indicando a complexidade de atendimento, em termos de condições de segurança.

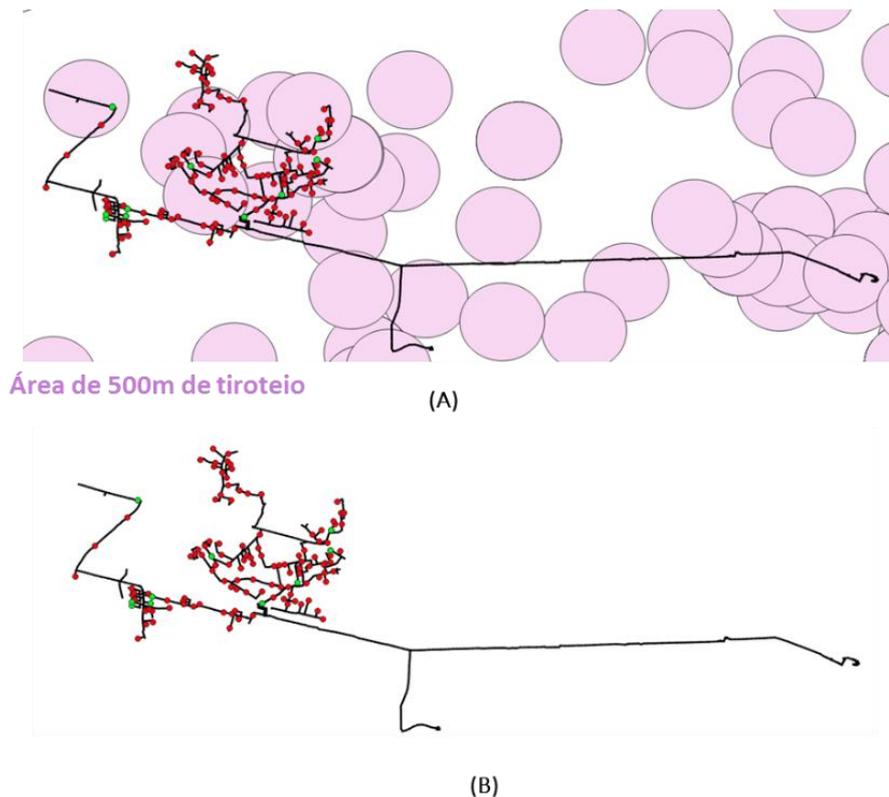


Figura 4.19 – Demonstração da classificação de risco de transformadores do alimentador 18795733 – Light SESA.

Na Figura 4.20, é demonstrado o tratamento proposto na metodologia, qual seja, o de delimitar uma região crítica de atendimento, em que tanto a distribuidora quanto as informações externas sinalizam como sendo uma área em que se evidencia o risco de acesso devido aos registros de violência. Objetiva-se, com essa demarcação, avaliar os indicadores de continuidade apurados na região que seria, potencialmente, a mais crítica de atendimento.

A descrição é a seguinte: (C) representa a delimitação de região crítica em que há sobreposição das duas classificações de risco; e (D) demonstra a classificação final dos transformadores de acordo com a região crítica proposta, uniformizando a sinalização de caráter de risco, de acordo com as fontes utilizadas no trabalho.

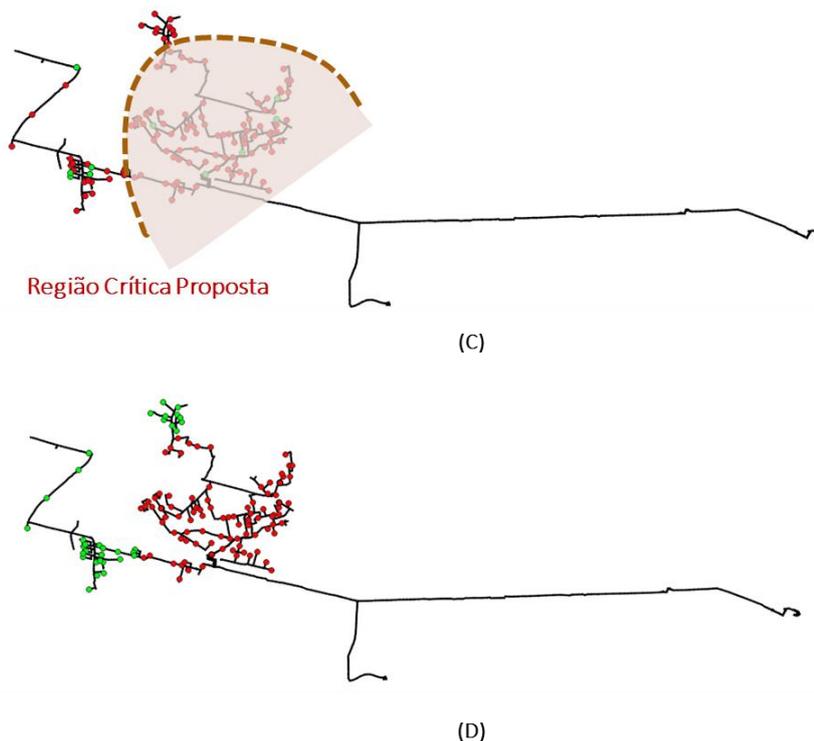


Figura 4.20 – Processo de definição de região crítica do alimentador 18795733 – Light SESA

Ao final da classificação, pode-se partir para a análise comparativa dos indicadores médios calculados, por transformador, agrupando por região de risco e de “não risco”. De forma a demonstrar a relevância da especificação da região crítica de atendimento do alimentador, o teste Z-score foi aplicado às configurações (A) e (B) da Figura 4.19, e (D) da Figura 4.20. Os resultados são demonstrados na Tabela 4.13, na Tabela 4.14 e na Tabela 4.15.

Tabela 4.13 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (A) do alimentador 18795733 – Light SESA.

	DEC apurado calculado em áreas de não risco	DEC apurado calculado em áreas de risco
Média do DEC apurado (horas)	6,89	5,49
Variância	53,27	37,22
Observações	109	235
Hipótese da diferença de média		0
Z		1,74
Z crítico unicaudal		1,64

Tabela 4.14 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (B) do alimentador 18795733 – Light SESA.

	DEC apurado calculado em áreas de não risco	DEC apurado calculado em áreas de risco
Média do DEC apurado (horas)	5,98	5,94
Variância	44,79	42,53
Observações	29	315
Hipótese da diferença de média		0
Z		0,03
Z crítico unicaudal		1,64

Tabela 4.15 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação (D) do alimentador 18795733 – Light SESA.

	DEC apurado calculado em áreas de não risco	DEC apurado calculado em áreas de risco
Média do DEC apurado (horas)	5,19	7,78
Variância	65,66	31,57
Observações	99	245
Hipótese da diferença de média		0
Z		2,90
Z crítico unicaudal		1,64

A hipótese alternativa considerada foi a de que a média do indicador calculado para os transformadores em áreas de risco fosse significativamente superior à média calculada para os equipamentos da área de “não risco”. Ao observar os resultados para a configuração (B), da Figura 4.19, e para a (D) da Figura 4.20, nota-se que o teste estatístico Z-score retornou um Z, para a amostra e em módulo, superior ao Z crítico unicaudal, permitindo confirmar a hipótese assumida.

Para este alimentador, ao aplicar o teste para a configuração (B) – Figura 4.19, que considera a classificação informada pela Light SESA em resposta ao Ofício Circular n° 01/2019, nota-se que a hipótese alternativa assumida para o teste Z não pode ser confirmada. Ou seja, os indicadores médios para os transformadores em áreas de risco e em áreas de não risco verificaram valores muito próximos entre si, sendo 5,94 horas e 5,98 horas, respectivamente. Além disso, ao observar pela

disposição na (B) – Figura 4.16, quase todos os transformadores foram sinalizados, pela Light SESA, como em local de risco. Entretanto, existe um trecho do alimentador, o qual ficou fora da região crítica delimitada, em que não se observou registros de violência nos anos estudados (2018, 2019 e 2020).

No entanto, ao restringir uma região crítica de atendimento, conforme (D) da Figura 4.20, verificou-se que o resultado do teste estatístico pode ser aceito, ou seja, a hipótese alternativa definida pode ser confirmada. No caso, confirmou-se que os consumidores associados aos transformadores localizados em locais com evidências de registros de violência verificam pior qualidade do serviço, em termos de duração das interrupções do fornecimento de energia. Nesta configuração, o DEC apurado médio para a área de risco é cerca de 50% superior ao de área de “não risco”.

4.4.3. Sistema Neoenergia Pernambuco

Por fim, o sistema elétrico da Neoenergia Pernambuco, ou CELPE, também foi estudo, tal como feito para a Enel Rio de Janeiro e a Light SESA.

Novamente, seguindo as etapas da metodologia, foram identificados os transformadores de distribuição que estariam localizados em áreas com evidências de registros de violência. Para a CELPE, foram utilizados os registros de tiroteio (2018 a 2020), já considerando a área de influência de 500 metros, uma vez que não foi encontrado o mapeamento de regiões controladas por grupos de poderes paralelos ao Estado. A Figura 4.21 demonstra o resultado da vinculação, por ano.

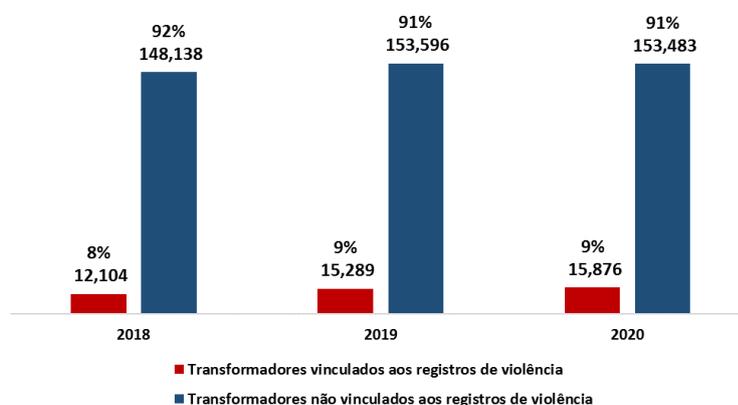


Figura 4.21 – Quantitativo dos transformadores da CELPE vinculados às evidências de violência, por ano.

Nota-se que, em média, 9% dos transformadores da distribuidora CELPE encontram-se em locais com registros de violência. O percentual relativamente baixo pode ser explicado pela limitação dos dados de tiroteio fornecidos pela plataforma Fogo Cruzado. Para o estado de Pernambuco, os registros são focados principalmente na região da capital Recife e em cidades próximas. Apesar disso, ainda é possível realizar o estudo e avaliar, por alimentador, o desempenho dos indicadores de continuidade do serviço.

A próxima etapa, já tendo conhecimento de quais transformadores estão localizados em áreas com restrição de segurança pública – ou em áreas de risco –, para viabilizar o melhor comparativo entre o desempenho dos indicadores de continuidade, realizou-se a clusterização dos transformadores, por regional. Foram utilizados os atributos definidos e a regional demarcada na cor rosa da Figura 4.12.

Na Figura 4.22, são demonstrados os seis *clusters* gerados, enquanto que a Tabela 4.8 apresenta a características destes agrupamentos, segundo os atributos escolhidos.

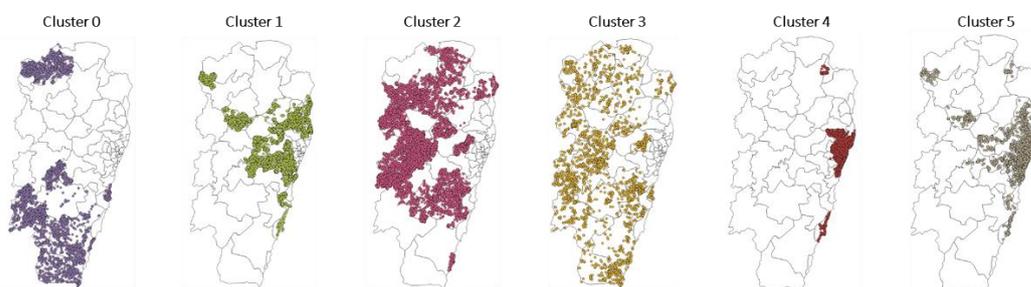


Figura 4.22 – Clusters CELPE gerados após a aplicação da etapa 2 da metodologia proposta.

Assim como para a Enel Rio de Janeiro e Light SESA, alguns *clusters* são semelhantes, em termos de dispersão de transformadores, outros são complementares entre si. Destaque para o Cluster 4 que, conforme pode ser observado na Tabela 4.16, é o agrupamento que reúne os ativos com maior potência instalada e com menor limite médio para o indicador DEC. Estas características demonstram que a região do *cluster* é predominantemente urbana, com densidade de carga elevada, em relação às demais regiões, e com um nível de exigência regulatória, por parte da ANEEL, também elevada.

Tabela 4.16 – Características dos *cluster* CELPE de acordo com os atributos utilizados na clusterização.

Cluster	Potência Instalada Média (kVA)	DEC Limite Médio (horas)	Anos em Operação (Média de anos)
0	25,7	18,7	16,3
1	60,5	11,1	17,3
2	29,5	15,0	16,8
3	37,2	15,9	5,9
4	104,3	8,5	17,7
5	84,3	9,7	6,4

Após definidos os *clusters* e os transformadores localizados em áreas de risco, seguiu-se para a etapa de análise por alimentador. O circuito cujo ID é o 382 (conectado a subestação Pau Amarelo) do Cluster 1, foi selecionado para a demonstração dos resultados da metodologia. A Figura 4.23 e a Figura 4.24 apresentam o resultado das etapas da metodologia proposta para o alimentador.

Destaca-se o detalhamento para a Figura 4.23: (A) ilustra os transformadores do alimentador que estão localizados dentro da região de influência de 500 metros criada ao redor da coordenada do registro de tiroteio (Seção 4.2.1); enquanto (B) sinaliza os transformadores do alimentador que foram sinalizados pela distribuidora, conforme resposta ao Ofício n° 01/2019, como em local de restrição de acesso devido à ausência de segurança pública. A partir dessas duas fotografias, percebe-se que existe uma região em que ambas as classificações de “risco” se sobrepõem, sinalizando a criticidade de atendimento.

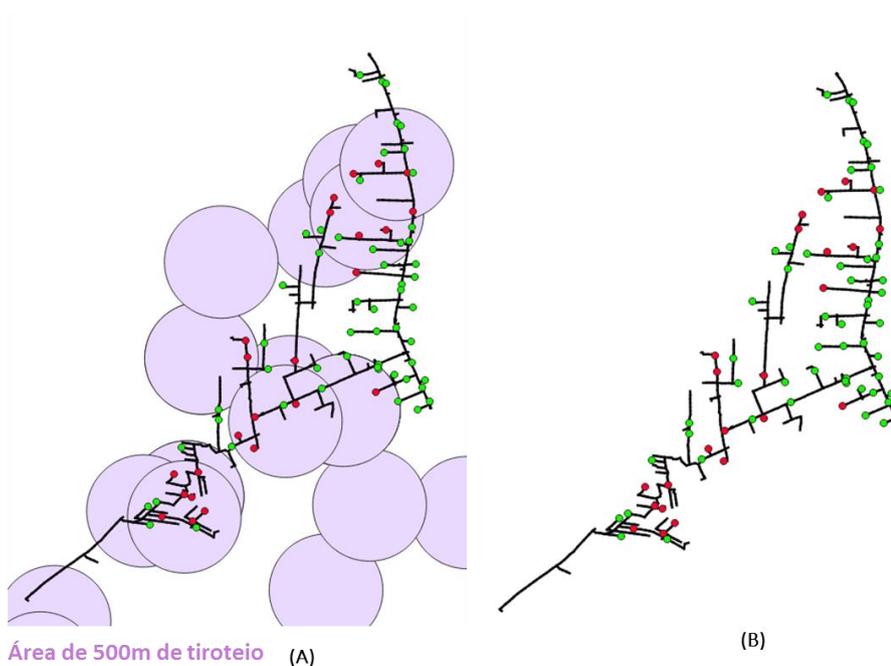


Figura 4.23 – Demonstração da classificação de risco de transformadores do alimentador 382 – CELPE.

Já na Figura 4.24, é demonstrado o tratamento proposto na metodologia, qual seja, o de delimitar uma região crítica de atendimento, em que tanto a distribuidora quanto as informações externas sinalizam como sendo uma área em que se evidencia o risco de acesso devido aos registros de violência. O foco em tal demarcação é avaliar os indicadores de continuidade apurados na região que seria, potencialmente, a mais crítica de atendimento.

A descrição da Figura 4.24 é a que segue: (C) representa a delimitação de região crítica em que há sobreposição das duas classificações de risco; e (D) demonstra a classificação final dos transformadores de acordo com a região crítica proposta, uniformizando a sinalização de caráter de risco, de acordo com as fontes utilizadas no trabalho.

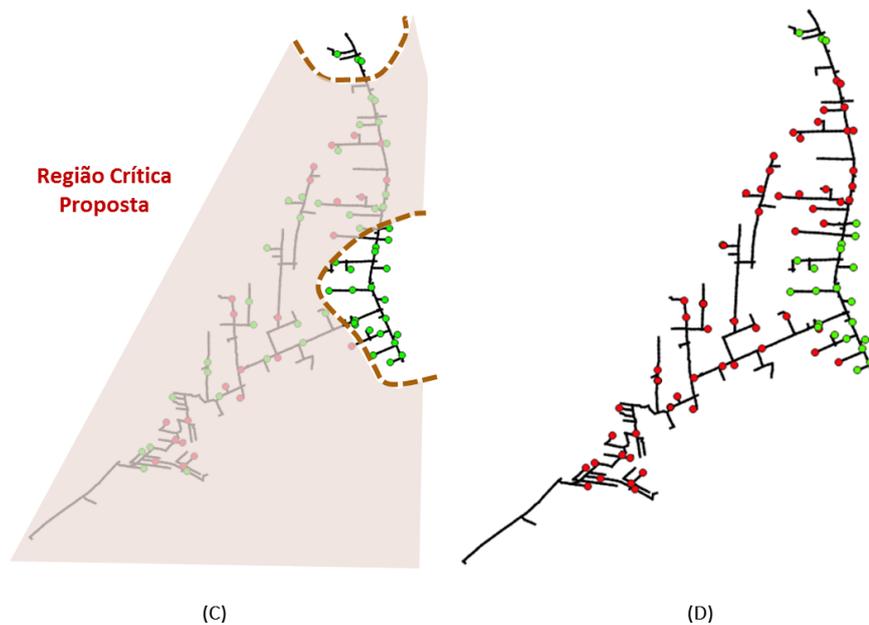


Figura 4.24 – Processo de definição de região crítica do alimentador 382 – CELPE.

Nota-se que a proposta, para este alimentador, é que seja definida uma região crítica com duas áreas separadas, classificadas como “não risco”. A premissa de definição foi mantida: selecionar os trechos do circuito em que as classificações de risco – experiência da empresa e registros de violência – se sobrepõem.

A próxima etapa foi realizar a comparativa dos indicadores médios calculados, por transformador, agrupando por região de risco e de “não risco”. De forma a demonstrar a relevância da especificação da região crítica de atendimento do alimentador, o teste Z-score foi aplicado às configurações (A) e (B) da Figura 4.23, e (D) da Figura 4.24. Os resultados são demonstrados na Tabela 4.17, na Tabela 4.18 e na Tabela 4.19.

Tabela 4.17 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação
(B) do alimentador 382 - CELPE.

	DEC apurado calculado em áreas de não risco	DEC apurado calculado em áreas de risco
Média do DEC apurado (horas)	7,33	9,00
Variância	34,17	39,42
Observações	81	156
Hipótese da diferença de média	0	
Z	-2,03	
Z crítico unicaudal	1,64	

Tabela 4.18 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação
(C) do alimentador 382 - CELPE.

	DEC apurado calculado em áreas de não risco	DEC apurado calculado em áreas de risco
Média do DEC apurado (horas)	8,04	9,32
Variância	34,75	45,63
Observações	165	72
Hipótese da diferença de média	0	
Z	-1,38	
Z crítico unicaudal	1,64	

Tabela 4.19 – Resultado da aplicação do Z-score à configuração de classificação
(D) do alimentador 382 - CELPE.

	DEC apurado calculado em áreas de não risco	DEC apurado calculado em áreas de risco
Média do DEC apurado (horas)	6,61	9,18
Variância	20,85	43,42
Observações	69	168
Hipótese da diferença de média	0	
Z	-3,43	
Z crítico unicaudal	1,64	

De igual forma à Light SESA e Enel Rio de Janeiro, a hipótese alternativa considerada foi a de que a média do indicador calculado para os transformadores

em áreas de risco fosse significativamente superior à média calculada para os equipamentos da área de “não risco”. Ao observar os resultados para a configuração (A), da Figura 4.23, e para a (D) da Figura 4.24, nota-se que o teste estatístico Z-score retornou um Z, para a amostra e em módulo, superior ao Z crítico unicaudal, permitindo confirmar a hipótese assumida.

Para este alimentador, ao aplicar o teste para a configuração (B) – Figura 4.23, que considera a classificação informada pela CELPE à ANEEL, nota-se que a hipótese alternativa assumida para o teste Z não pode ser confirmada. Ou seja, não se pode afirmar, estatisticamente, que o indicador médio dos transformadores em áreas de risco (9,32 horas) é superior ao dos equipamentos classificados como em local de “não risco” (8,04 horas). Ademais, ao observar pela disposição na (B) – Figura 4.23, poucos transformadores foram sinalizados pela CELPE como em local de risco. Entretanto, oposto ao observado para o alimentador estudado para a Light SESA, muitos trechos não sinalizados pela distribuidora verificam evidência de risco de acesso e, por isso, foram incluídos na região crítica delimitada.

Ao restringir uma região crítica de atendimento, conforme (D) da Figura 4.24, verificou-se que o resultado do teste estatístico pode ser aceito, ou seja, a hipótese alternativa definida pode ser confirmada. No caso, confirmou-se que os consumidores associados aos transformadores localizados em locais com evidências de registros de violência verificam pior qualidade do serviço, em termos de duração das interrupções do fornecimento de energia. Nesta configuração, o DEC apurado médio para a área de risco é cerca de 40% superior ao de área de “não risco”.

4.5. Conclusões

Os resultados obtidos, por alimentador, sinalizam para a conclusão de que, de fato, os indicadores apurados em locais classificados como “áreas de risco” são superiores àqueles verificados em áreas de “não risco”. Para os casos estudados, verificou-se que o DEC médio dos transformadores em locais com registros de violência é, pelo menos, 40% superior ao DEC médio dos ativos em áreas normais, ou de “não risco”.

Esta conclusão permite inferir que, devido à dificuldade, e até mesmo impossibilidade, de acessar trechos da rede por questões de segurança pública, a distribuidora tende a realizar menos ações de manutenção, de investimento e de melhorias. Este cenário contribui para que haja uma deterioração das condições e da continuidade do serviço prestado, o que se reflete em índices de interrupção e de duração superiores.

A metodologia apresentada permite que o avaliador – seja a ANEEL, como órgão fiscalizador, seja pela própria distribuidora, para validar como as condições de segurança pública impactam na sua eficiência operacional – analise trechos específicos do alimentador, que estão inseridos em regiões com registros de violência. Além disso, é possível apurar o quanto a complexidade de uma região impacta negativamente para os clientes que ali residem.

Desta forma, ressalta-se que o impacto de questões exógenas ao controle e à gestão da distribuidora, nesta dissertação representada pela ausência de segurança pública, deve ser estudado e considerado em discussões setoriais. Tal consideração pode ser utilizada tanto para a proposição de metodologias regulatórias, que visam definir incentivos à melhoria do desempenho da concessionária, quanto para a validação das informações fornecidas pelos agentes, em termos das condições de acesso experimentadas em sua área de concessão.

5 Conclusões

A qualidade do serviço, refletida na continuidade do fornecimento de energia elétrica, é um dos produtos ofertados pelas distribuidoras que mais impacta na satisfação final do consumidor. Para alcançar menores frequências de interrupção e indisponibilidades do atendimento, as concessionárias realizam investimentos em novos equipamentos, para expansão e reforço da rede elétrica, bem como direciona custos para as manutenções nos ativos.

O esforço para atingir a satisfação do consumidor final é também um dos pilares da ANEEL. Como agência reguladora, um de seus deveres é zelar pela qualidade da prestação do serviço de seus regulados, que no caso, são as distribuidoras. Para tanto, o regulador define indicadores que permitem mensurar o nível de eficiência das empresas frente à continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Para avaliar a confiabilidade do serviço de distribuição, são utilizados índices que calculam a frequência e a duração das interrupções observadas para as unidades consumidoras. No Brasil, a ANEEL define indicadores individuais, em que se considera os efeitos para um cliente individual, e indicadores coletivos, cujo objetivo é estimar, para um conjunto de clientes, a percepção média de qualidade.

Diversos fatores contribuem para a descontinuidade do serviço de distribuição, tais como queda de objetos na rede, sobrecarga de equipamentos e até descargas atmosféricas. Apesar disso, as medidas de recomposição do fornecimento são de fácil gestão pelas distribuidoras. Entretanto, algumas concessionárias deparam-se com particularidades em sua área de concessão que, assim como as demais causas citadas, interferem no desempenho do serviço de distribuição, todavia, não possuem gerenciabilidade pelas empresas.

Cenários de violência e dominação territorial por grupos de facções criminosas limitam a atuação da distribuidora em determinadas localidades da concessão. Conforme demonstrado ao longo deste trabalho, em especial, para as empresas prestadoras de serviço de distribuição nos estados do Rio de Janeiro e

Pernambuco, as equipes de campo experimentam situações de extremo risco à vida ao acessar trechos de alimentadores que estão em locais com frequentes os registros de violência.

Tal limitação acaba por refletir em tempos mais longos para o reestabelecimento do serviço quando há ocorrências originadas nessas localidades, uma vez que o acesso aos ativos não se dá de forma livre e, até mesmo, podem ocorrer impedimento total pelos criminosos que controlam o território. Tempos mais longos de interrupção no fornecimento de energia elétrica impactam nos indicadores de continuidade monitorados pela ANEEL e, por consequência, na percepção e na satisfação final do consumidor atendido.

Neste contexto, o presente estudo teve por objetivo avaliar o quanto que a questão do acesso restrito a determinadas regiões da concessão impacta no desempenho dos indicadores de continuidade do serviço, em especial, aquele que apura a duração média das interrupções do fornecimento para um determinado grupo de clientes, o DEC. Para tanto, foram utilizados, além da própria experiência da distribuidora e de suas equipes de campo, registros caracterizadores de violência, tais como tiroteios e áreas controladas por grupos criminosos, como tráfico e milícia.

A proposta metodológica apresentada visou definir os ativos da distribuidora, em especial, os transformadores de distribuição, que estariam localizados em locais com registros de violência. Nesta etapa, de início, foram utilizados os dados públicos, ou seja, os de origem externa à classificação da distribuidora. Em seguida, foram agregadas as avaliações de risco sob a ótica das equipes de campo, com o objetivo de encontrar uma convergência entre as classificações e, sendo necessário, delimitar uma região em que ambas as classificações de risco eram presentes.

A partir de então, criou-se comparações entre os indicadores médios calculados para os equipamentos classificados nas chamadas áreas de risco, com os índices obtidos para os ativos que não foram apresentaram vínculos com essas regiões. Para guardar razoabilidade nas comparações, inicialmente foi realizada uma etapa de clusterização dos transformadores de forma que, os *clusters* gerados verificariam atributos técnicos e regulatórios semelhantes de operação.

O método proposto foi aplicado às três distribuidoras selecionadas para este estudo, quais sejam, Enel Distribuição Rio de Janeiro, Light SESA e CELPE. Como resultados, pode-se observar que, para nos alimentadores avaliados, o índice de

continuidade DEC calculado para os transformadores associados aos locais com registros de violência verificam, em média, são 40% maior do que aqueles obtidos para as áreas normais. Vale mencionar que foi utilizado método estatístico capaz de demonstrar a existência de significância estatística entre os dados que estavam sendo comparados.

Dada a limitação computacional, não foi possível aplicar a metodologia para todos os alimentadores cujos transformadores foram vinculados aos registros de violência. Idealmente, seria interessante tal análise para poder fiscalizar, ainda que de forma macro, as evidências que as distribuidoras comumente informam à ANEEL, durante os relatos de dificuldade enfrentadas pelas equipes de campo e justificar um eventual índice de confiabilidade aquém do desejado pelo consumidor.

Para trabalhos futuros, pode-se propor uma automação para que seja possível aplicar o método proposto para diversos alimentadores simultaneamente. Além disso, pode-se desenvolver técnica que determine uma região de convergência entre as duas classificações de risco – fontes externas e entendimento das equipes de campo das empresas – utilizadas de forma automática. Pode-se ainda desenvolver um modelo estatístico que vise explicar a performance dos indicadores de continuidade com base em atributos socioeconômicos e de violência. Por último, mostra-se relevante avaliar o impacto da restrição de acesso no processo de definição dos limites coletivos de continuidade, permitindo, assim, que a metodologia vigente seja aprimorada pela ANEEL.

Referências Bibliográficas

- [1] KAGAN, N.; BARIONI DE OLIVEIRA, C. C.; ROBBA, E. J. R., **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**, 1º ed. Campinas: Editora Blucher, 2021.
- [2] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, **Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC)**, 2022. <Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/consumidores/iasc>> acesso em junho de 2023.
- [3] DA COL, Th., **Gestão pública ou privada na distribuição de energia elétrica: uma análise do desempenho técnico e financeiro**, Dissertação de Mestrado, Insper, São Paulo, 2022.
- [4] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)**, Brasília, p. 1–26, 2022.
- [5] ROCHA, M. A.; DE SOUZA JR, M.F., **Um Dashboard para Análise de Indicadores de Continuidade relacionados à Interrupções no Fornecimento de Energia Elétrica por Causas Ambientais**, em Anais do workshop de computação aplicada à gestão do meio ambiente e recursos naturais (WCAMA), Recife, 2020, p. 5–10.
- [6] PIEROTTI PROC, D., **Fatores associados à criminalidade violenta no Brasil**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2014.
- [7] SILVA, V. R.; LIMA, R. C.; GOMES JR, A. A.; FLORESTA, M. V. M., **Áreas de risco na distribuição de energia elétrica: Impactos financeiros e âmbitos regulatórios**, em Anais do XXIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), Fortaleza, 2018, p. 3–5.
- [8] RENATO, S. B.; DE LIMA, R. S., **Alerta vermelho: ciclo de redução da violência no Brasil perde força**, Rio de Janeiro, 2023, <Disponível em: <https://g1.globo.com/monitor-da-violencia/noticia/2023/03/01/alerta-vermelho-ciclo-de-reducao-da-violencia-no-brasil-perde->

forca.ghtml#:~:text=Eles%20revelam%20que%20o%20ciclo,em%20rela%C3%A7%C3%A3o%20ao%20ano%20anterior> acesso em junho de 2023.

[9] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Nota Técnica nº 066 - SRM/SGT/ANEEL**, Brasília, 24 de abril de 2015, p. 2–80.

[10] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Nota Técnica nº 99 - SRM/SGT/ANEEL**, Brasília, 6 de outubro de 2021, p. 15–98.

[11] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Nota Técnica nº 136 - SRD/ANEEL**, Brasília, 21 de dezembro de 2021, p. 5–22.

[12] FERREIRA, V. H., **Análise do Impacto das Ações de Manutenção nos Indicadores de Continuidade em Redes de Distribuição utilizando Machine Learning e Regressão com Dados em Painel**, em Simpósio Brasileiro de Automação (SBA), Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Automação, 2021, p. 1–3.

[13] TORREZAN, G. F., **Investigação do Uso de Clusterização para o Gerenciamento de Perdas Técnicas em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2022.

[14] TALARICO, J. F. M., **Tarifação Zonal do Uso da Transmissão Aplicada a Sistemas Elétricos Interligados**, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2021.

[15] TALARICO, J. F. M.; LEITE DA SILVA, A. M.; MACHADO JR, Z. S.; MATTOS, L. V.; COSTA, J. G. C., **Tarifação Zonal do Uso da Transmissão Aplicada a Sistemas Elétricos Interligados**, Anais do XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2022, p. 15–18.

[16] HUBACK, V. B. S., **Medidas ao combate a perdas elétricas não técnicas em áreas com severas restrições à operação de sistemas de distribuição de energia elétrica**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

[17] DE CASTRO, N. J.; MIRANDA, M., **Perdas não técnicas na distribuição de energia elétrica: o caso da Light**, Rio de Janeiro, 2019.

- [18] OLIVEIRA, C., **Instituto Fogo Cruzado**, Instituto Fogo Cruzado, 2016, <Disponível em: <https://fogocruzado.org.br/dados/tempo-real>> acesso em junho de 2023.
- [19] SEPOL – Secretaria de Polícia Civil do Estado do Rio de Janeiro, **Relatório de Criminalidade da Secretaria de Polícia Civil do Estado do Rio de Janeiro (SEPOL) e da Subsecretaria de Planejamento e Integração Operacional (SSPIO)**, Rio de Janeiro, 2019.
- [20] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD)**, Brasília, 2021. <Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>> acesso em junho de 2023.
- [21] LEITE DA SILVA, A. M.; PEREIRA, M. V. F.; SCHILLING, M. Th., **Power Systems Analysis under Uncertainties - Concepts and Techniques**, Anais do II Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (SEPOPE), 1989, p. 21–25.
- [22] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N., **Reliability Evaluation of Power Systems**. Plenum Press, 1996.
- [23] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N., **Reliability Evaluation of Engineering Systems**. Springer US, 1992.
- [24] ANDRADE, W. S., **Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição e subtransmissão considerando geração distribuída**, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
- [25] ARAÚJO, L. F., **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração Considerando o Envelhecimento de Equipamentos**, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2020.
- [26] LEITE DA SILVA, A. M.; ARAÚJO, L. F.; COSTA, J. G. C., **Reliability evaluation of generating systems considering aging processes**, Electric Power Systems Research, vol. 202, 2022.
- [27] ASSIS, F. A.; COELHO, A. J. C.; REZENDE, L. D.; LEITE DA SILVA, A. M.; RESENDE, L. C., **Unsupervised machine learning techniques applied to**

composite reliability assessment of power systems, International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 31, n° 11, 2021.

[28] LEITE DA SILVA, A. M.; DE RESENDE, L. C.; DA FONSECA MANSO, L. A.; MIRANDA, V., **Composite reliability assessment based on Monte Carlo simulation and artificial neural networks**, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, n° 3, p. 1202–1209, 2007.

[29] PEREIRA, M. V. F.; BALU, N. J., **Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation**, Proceedings of IEEE, vol. 80, p. 470–491, 1992.

[30] LEITE DA SILVA, A. M.; SCHIMITT, W. F.; CASSULA, A. M.; SACRAMENTO, C. E., **Analytical and Monte Carlo approaches to evaluate probability distributions of interruption duration**, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, n° 3, p. 1341–1348, 2005.

[31] LEITE DA SILVA, A. M.; CASSULA, A. M.; BILLINTON, R.; MANSO, L. A. F., **Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems**, International Transactions on Electrical Energy System, vol. 149, p. 1–6, 2002.

[32] FERREIRA, M. I. J., **Planejamento da Manutenção de Sistemas de Distribuição Baseado em Índices de Confiabilidade**, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2019.

[33] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**, Brasília, 2021, p. 28–45.

[34] Enel Distribuição Rio de Janeiro, **Enel Distribuição Rio avança na aplicação de Tecnologias**, 2022, <Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt/midia/news/20220/10/enel-rio-avanca-aplicacao-de-tecnologias.html>> acesso em junho de 2023.

[35] Enel Brasil, **Solicitação para expurgo de ocorrências específicas em áreas de risco da Enel Rio**, Niterói, 2018.

[36] Enel Distribuição Rio de Janeiro, **Contribuição à Consulta Pública nº 059/2020 - Obter subsídios para o estabelecimento dos limites para os**

indicadores de continuidade de DEC e de FEC da Enel Distribuição Rio – Enel RJ, para os anos de 2021 a 2023, Niterói, 2020.

[37] Light Serviços de Eletricidade SA, **Perfil Corporativo Light**, 2022. <Disponível em: <http://ri.light.com.br/a-companhia/historico-e-perfil-corporativo/#:~:text=A%20%C3%A1rea%20de%20concess%C3%A3o%20da,segundo%20maior%20PIB%20do%20Pa%C3%ADs>> acesso em julho de 2023.

[38] Light Serviços de Eletricidade SA, **Contribuição à Audiência Pública nº 089/2016 - 4CRTP LIGHT**, Rio de Janeiro, 2017.

[39] Light Serviços de Eletricidade SA, **Resposta ao Ofício ANEEL nº 043/2017**, Rio de Janeiro, 2017.

[40] CELPE - Companhia Energética de Pernambuco, **Neoenergia Pernambuco / Sobre Nós / Quem Somos**, 2023, <Disponível em: <https://www.neoenergia.com/pernambuco>> acesso em julho de 2023.

[41] CELPE - Companhia Energética de Pernambuco, **Relatório de Combate às Perdas Não Técnicas de Energia**, Recife, 2021.

[42] CELPE - Companhia Energética de Pernambuco, **Apêndice II - Dificuldades - Contribuição Celpe - CP 003-2021 DEC-FEC**, Recife, 2021.

[43] Light Serviços de Eletricidade SA, **Relatório Perdas Não Técnicas para Revisão Tarifária da Light**, Rio de Janeiro, 2021.

[44] Enel Distribuição Rio de Janeiro, **Contribuição à Consulta Pública nº060/2022, que trata da Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição Rio de Janeiro**, Rio de Janeiro, 2022.

[45] Light Serviços de Eletricidade SA, **Contribuição da Light Serviços de Eletricidade à Consulta Pública nº 29/2020**, Rio de Janeiro, 2020.

[46] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resolução Normativa nº 395**, Brasília, 2009.

[47] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resolução Normativa ANEEL nº 956**, Brasília, 2021.

[48] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Manual de Instruções da Base de Dados Geográfica da Distribuidora**, Brasília, 2021.

- [49] EPBR, **Setor elétrico está sendo derrotado pelo furto de energia, diz ex-Aneel**, 2023, <Disponível em: <https://epbr.com.br/setor-eletrico-esta-sendo-derrotado-pelo-furto-de-energia-diz-ex-diretor-da-aneel/>> acesso em julho de 2023.
- [50] FOLHA DE SÃO PAULO, **Mais de 60% de furto de energia são em áreas de milícia**, 2023, <Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2023/05/areas-de-milicia-somam-mais-de-60-das-denuncias-de-furto-de-energia-no-rio.shtml>> acesso em julho de 2023.
- [51] QUANTUM GIS, **QGIS - A liderança do SIG de código aberto**, 2022, <Disponível em: https://qgis.org/pt_BR/site/about/index.html> acesso em junho de 2023.
- [52] BOCCATO, L.; ATTUX, R., **Tópico 8: Aprendizado Não-Supervisionado: Clusterização**, São Paulo, 2019.
- [53] DA SILVA, I. N.; FLAUZINO, R. A., **Aprendizagem de Máquinas: Problema do Agrupamento**, São Paulo, 2020.
- [54] CUI, M., **Introduction to the K-Means Clustering Algorithm Based on the Elbow Method**, Clausius Scientific Press, p. 1–3, 2020.
- [55] STEINHAUS, H., **Sur la division des corps matériels en parties**, 1957, <Disponível em: <https://zbmath.org/?format=complete&q=an:0079.16403>> acesso em julho de 2023.
- [56] GUERREIRO, M. T., **Análise de Métodos de Agrupamento de Dados para a Detecção de Anomalias na Precificação de Peças da Indústria Automotiva**, Dissertação de Mestrado, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2021.
- [57] BUSSAB, W. O; MORETTIN, P.A., **Estatística Básica**, 9ª Edição – Editora Saraiva, São Paulo, 2017.