

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba
Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica

MARCOS FEITOSA BELARMINO

**IMPACTO DA DISPONIBILIDADE DE EQUIPES E DO
TEMPO MÉDIO DE ATENDIMENTO EMERGENCIAL NOS
INDICADORES DEC E FEC DE UMA CONCESSIONÁRIA
DE ENERGIA**

João Pessoa - PB

Dezembro de 2024

MARCOS FEITOSA BELARMINO

IMPACTO DA DISPONIBILIDADE DE EQUIPES E DO TEMPO
MÉDIO DE ATENDIMENTO EMERGENCIAL NOS INDICADORES
DEC E FEC DE UMA CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA

**Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à Coordenação do Curso de
Engenharia Elétrica do Instituto Fede-
ral de Educação, Ciência e Tecnologia
da Paraíba, como parte dos requisitos
para a obtenção do grau de Engenheiro
Eletricista.**

Orientador: Dr. Franklin Martins Pe-
reira Pamplona

João Pessoa - PB

Dezembro de 2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Nilo Peçanha do IFPB, *campus* João Pessoa

B426i

Belarmino, Marcos Feitosa.

Impacto da disponibilidade de equipes e do tempo médio de atendimento emergencial nos indicadores DEC e FEC de uma concessionária de energia / Marcos Feitosa Belarmino. - 2024. 45 f. :il.

TCC (Graduação – Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação da Paraíba / Unidade Acadêmica de Controle e Processos Industriais / Coordenação do Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2024.

Orientação : Prof^o. Dr. Franklin Martins Pereira Pamplona.

1. Qualidade do serviço – distribuição de energia elétrica. 2. Disponibilidade. 3. Indicadores de desempenho. 4. Tempo médio de atendimento emergencial (TMAE). 5. Confiabilidade. I. Título.

CDU 621.3:005.216.1(043)



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA

FOLHA DE APROVAÇÃO

MARCOS FEITOSA BELARMINO

20152610299

**“IMPACTO DA DISPONIBILIDADE DE EQUIPES E DO TEMPO MÉDIO DE
ATENDIMENTO EMERGENCIAL NOS INDICADORES DEC E FEC DE UMA ONCESSIONÁRIA
DE ENERGIA”**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação do Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal da Paraíba, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Trabalho aprovado pela banca examinadora em 10 de dezembro de 2024.

BANCA EXAMINADORA:

(assinaturas eletrônicas via SUAP)

Dr. Franklin Martins Pereira Pamplona

IFPB (Orientador)

Dr. Álvaro de Medeiros Maciel

IFPB (Examinador Interno)

Dr. Walmeran José Trindade Júnior

IFPB (Examinador Interno)

Documento assinado eletronicamente por:

- **Franklin Martins Pereira Pamplona**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 28/03/2025 08:25:12.
- **Walmeran Jose Trindade Junior**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 28/03/2025 08:36:35.
- **Alvaro de Medeiros Maciel**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 28/03/2025 09:08:50.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 27/03/2025. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código 690189
Verificador: fa3b895f52
Código de Autenticação:



Av. Primeiro de Maio, 720, Jaguaribe, JOÃO PESSOA / PB, CEP 58015-435
<http://ifpb.edu.br> - (83) 3612-1200

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus e Nossa Senhora de Nazaré, por estarem presentes comigo durante a realização do curso.

Ao meus pais e toda a família por toda a paciência, apoio e dedicação durante essa jornada.

Agradeço ao meu professor orientador pelo apoio, dedicado à elaboração deste trabalho.

Agradeço aos meus irmãos de curso James e Natália por toda a parceria e o suor derramado juntos durante essa jornada.

RESUMO

O fornecimento de energia elétrica de qualidade é fundamental para atividades essenciais como saúde, segurança e economia, impactando no bem-estar social. Falhas no sistema causam prejuízos econômicos e transtornos, o que torna essencial o monitoramento da qualidade por meio de indicadores de continuidade, como a duração e a frequência das interrupções. Este estudo investiga a correlação entre a disponibilidade de equipes operacionais e o tempo de resposta a emergências com esses indicadores. O objetivo é analisar como a gestão eficiente desses recursos influencia o desempenho nos indicadores de continuidade de uma concessionária de energia do estado de Alagoas em 2023. A metodologia utiliza dados operacionais da concessionária e do órgão regulador, aplicando análises estatísticas para identificar padrões e correlações. A maior disponibilidade de equipes foi associada à redução da duração e frequência das interrupções, melhorando a qualidade do serviço. O tempo médio de atendimento emergencial também se mostrou crucial para o desempenho dos indicadores. Concessionárias que conseguem otimizar a alocação de suas equipes e responder rapidamente a emergências apresentam melhor desempenho nos índices regulatórios, refletindo em maior confiabilidade no fornecimento de energia.

Palavras-chave: disponibilidade, qualidade, continuidade, DEC, FEC, confiabilidade, desempenho, TMAE.

ABSTRACT

A quality electricity supply is essential for essential activities such as health, safety and the economy, impacting on social well-being. System failures cause economic damage and inconvenience, which makes it essential to monitor quality through continuity indicators, such as the duration and frequency of interruptions. This study investigates the correlation between the availability of operational teams and emergency response times with these indicators. The aim is to analyze how the efficient management of these resources influences the performance in the continuity indicators of a power utility in the state of Alagoas in 2023. The methodology uses operational data from the utility and the regulatory body, applying statistical analysis to identify patterns and correlations. The greater availability of crews was associated with a reduction in the duration and frequency of outages, improving the quality of service. The average emergency response time also proved crucial to the performance of the indicators. Utilities that manage to optimize the allocation of their teams and respond quickly to emergencies perform better in the regulatory indices, reflecting greater reliability in energy supply.

Keywords: *availability, quality, continuity, DEC, FEC, reliability, performance, TMAE.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE)	20
Figura 2 – <i>Smart meter</i>	24
Figura 3 – Exemplo de Regressão Linear	26
Figura 4 – Fluxograma da metodologia	28
Figura 5 – Relacionamento de tabelas	34
Figura 6 – Dispersão DEC <i>versus</i> Disponibilidade em horas	36
Figura 7 – Evolução anual do DEC <i>versus</i> disponibilidade total	36
Figura 8 – Dispersão FEC <i>versus</i> quantidade de turnos	37
Figura 9 – Evolução anual do FEC <i>versus</i> quantidade de turnos	37
Figura 10 – Dispersão TMAE <i>versus</i> DEC	38
Figura 11 – Evolução anual do TMAE <i>versus</i> DEC	39
Figura 12 – Dispersão TMAE <i>versus</i> FEC	40
Figura 13 – Evolução anual do TMAE <i>versus</i> DEC	40
Figura 14 – Dispersão quantidade de ocorrências <i>versus</i> FEC	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Divisão de bases por regional	27
Tabela 2 – Amostra do DEC e FEC por microrregião e por mês	30
Tabela 3 – Mapeamento tipo de ocorrências	32
Tabela 4 – Amostra de turnos realizados em 2023	33
Tabela 5 – Disponibilidade em horas em 2023	35
Tabela 6 – Tempos de movimentos por causa de ocorrências	38

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
TMAE	Tempo médio de atendimento emergencial
TMP	Tempo médio de preparação
TP	Tempo de preparação
TMD	Tempo médio de deslocamento
TD	Tempo de deslocamento
TME	Tempo médio de execução
TE	Tempo de execução
OS	Ordem de Serviço
ADMS	<i>Advanced Distribution Management System</i>
ERP	<i>Enterprise Resource Planning</i>
CRM	Customer Relationship Management
COI	Centro de Operações Integradas
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Objetivos	13
1.2	Justificativa	14
1.3	Organização	14
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1	Qualidade do Serviço na Distribuição de Energia Elétrica . . .	16
2.1.1	Normas regulatórias da ANEEL	16
2.1.2	PRODIST: Definição dos Indicadores de Desempenho	17
2.2	Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE)	19
2.2.1	Definições:	19
2.2.2	Naturezas das interrupções do fornecimento	21
2.3	Gestão de Operações em Concessionárias de Energia	21
2.3.1	Estratégias de Alocação de Recursos	22
2.3.2	Impacto da Gestão Operacional no TMAE e nos Indicadores de Qualidade	22
2.4	Monitoramento e Controle de Redes Elétricas	23
2.5	Coefficiente de Pearson para Avaliação de Indicadores de Conti- nuidade	24
2.6	Estrutura de Atendimento da Empresa	27
3	METODOLOGIA	28
3.1	Acesso às Bases de Dados	28
3.2	Validação com Áreas Fim	29
3.3	Transformação dos Dados	29
3.3.1	Indicadores Coletivos de Continuidade	30
3.3.2	Ocorrências emergenciais	30
3.3.3	Disponibilidade de Turnos	32
3.4	Consolidação e Estrutura dos Dados	33
4	RESULTADOS	35
4.1	DEC e FEC <i>versus</i> Disponibilidade	35
4.2	DEC e FEC <i>versus</i> Ocorrências	37
5	CONCLUSÃO	42
	REFERÊNCIAS	44

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um recurso essencial para o desenvolvimento das atividades humanas, abrangendo os setores econômico, social e de infraestrutura. Seu fornecimento é necessário para o funcionamento de serviços essenciais, como saúde, segurança e lazer, além de ser um fator primordial para o crescimento econômico de qualquer nação. Entretanto, os sistemas de distribuição de energia elétrica não estão imunes a falhas, e as interrupções, quando ocorrem, podem gerar impactos para os consumidores e concessionárias, como perdas econômicas e transtornos que afetam o cotidiano (Araújo, 2008).

Em razão disso, a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias é monitorada por meio de indicadores como a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Esses indicadores são estabelecidos e regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que define metas a serem cumpridas pelas concessionárias, garantindo que os consumidores recebam um serviço de qualidade e, em caso de descumprimento, aplicando penalidades. Dessa forma, a qualidade do fornecimento de energia não se limita à simples disponibilidade do serviço, mas envolve a conformidade com padrões técnicos e a eficiência no atendimento ao consumidor, como estabelecido pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que estabelece as diretrizes para a qualidade da energia elétrica no Brasil (Nobre, 2017).

As concessionárias de energia elétrica enfrentam desafios diários para manter a continuidade do fornecimento, que podem incluir falhas técnicas, eventos climáticos e acidentes que comprometem a rede de distribuição. A eficiência operacional e a agilidade na resposta são fundamentais para reduzir os impactos dessas interrupções e garantir a qualidade do serviço oferecido aos consumidores (Nobre, 2017). Nesse contexto, a ANEEL monitora a continuidade do fornecimento por meio de indicadores de desempenho, exigindo que as concessionárias invistam em infraestrutura e soluções tecnológicas para melhorar a eficiência e diminuir os períodos de interrupção. A manutenção de uma rede confiável e a pronta resposta às falhas são essenciais para que as empresas cumpram as exigências regulatórias e garantam a satisfação dos consumidores.

Uma das estratégias para garantir a qualidade no fornecimento de energia é a otimização da disponibilidade de equipes responsáveis por corrigir falhas e restabelecer o serviço. A capacidade de resposta das equipes em campo tem influência nos indicadores DEC e FEC, uma vez que o tempo de interrupção e a frequência de falhas estão ligados à prontidão e à eficiência dessas equipes. Concessionárias que conseguem gerenciar eficientemente a alocação e a prontidão de suas equipes de atendimento tendem a apresentar resultados mais positivos (Rocha *et al.*, 2012).

Essa relação torna-se ainda mais evidente em emergências ou eventos climáticos, onde a rápida mobilização das equipes pode reduzir significativamente o tempo de interrupção, minimizando o impacto para os consumidores. Por outro lado, a ANEEL destaca que a qualidade percebida pelos consumidores vai além da continuidade na prestação do serviço, envolvendo também a agilidade no atendimento a ocorrências e solicitações (ANEEL, 2021b).

O tempo médio de atendimento emergencial (TMAE) desempenha uma função relevante na qualidade do serviço oferecido pelas concessionárias de energia elétrica.. A rapidez com que as equipes são mobilizadas e restabelecem o serviço durante interrupções afeta diretamente os indicadores de continuidade. O TMAE inclui três etapas, sendo o tempo médio de preparação (TMP) uma das mais críticas, já que envolve a organização de equipes e a checagem de equipamentos e materiais (Fernandes, 2020). Esse processo pode ser otimizado pela gestão interna, que deve reduzir o tempo gasto na fase de preparação para melhorar a eficiência no atendimento. Assim, ao otimizar o TMAE, as concessionárias podem melhorar os indicadores de continuidade e alcançar metas regulatórias, oferecendo um serviço mais confiável aos consumidores.

Um aspecto na análise de desempenho das concessionárias de energia é a comparação entre os dados regulatórios fornecidos por órgãos como a ANEEL e os dados reais de operação das empresas. A ANEEL mensura a qualidade do serviço com base na frequência e duração das interrupções, avaliando esses parâmetros continuamente para garantir que o serviço atenda aos padrões estabelecidos. No entanto, falhas na coleta e tratamento de informações podem gerar divergências entre os dados regulatórios e os dados reais de operação, comprometendo a precisão da análise.

Campos (2013) destaca que, com o avanço das tecnologias de gestão de dados, como ferramentas de *Enterprise Resource Planning* (ERP), *Customer Relationship Management* CRM e *Advanced Distribution Management systems* (ADMS), é cada vez mais imperativo que as concessionárias mantenham a qualidade das informações registradas, uma vez que essas plataformas são estratégicas para a tomada de decisões e a otimização de processos internos. A integração eficiente desses sistemas com dados confiáveis permite uma visão mais acurada da realidade operacional, possibilitando uma gestão mais eficaz dos recursos.

1.1 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é analisar a relação entre o tempo médio de atendimento emergencial e a disponibilidade de equipes com os indicadores de continuidade DEC e FEC, a partir da comparação dos dados fornecidos pela ANEEL com os dados operacionais da concessionária de energia do estado de Alagoas.

Essa análise busca responder à seguinte questão central: Qual é a correlação entre o

tempo médio de atendimento emergencial e a disponibilidade de equipes com os indicadores DEC e FEC? Com isso, o estudo visa compreender como a gestão de equipes e a capacidade de resposta em emergências influenciam a duração e a frequência das interrupções no fornecimento.

Como objetivos específicos, será necessário avaliar o impacto da disponibilidade de equipes na evolução das métricas DEC e FEC ao longo de 2023. A presença de equipes em campo para atender as ocorrências é essencial para reduzir o tempo de interrupção e melhorar a confiabilidade do sistema elétrico. Adicionalmente, busca-se analisar a correlação entre o TMAE e as variações nos índices, verificando de que forma a capacidade de resposta rápida das equipes influencia a duração e frequência das interrupções. Isso permitirá verificar se tempos de atendimento mais curtos resultam em menores valores de DEC e FEC, indicando maior eficiência no atendimento e uma resposta ágil às demandas de restauração de energia.

1.2 Justificativa

O estudo sobre o impacto da disponibilidade de equipes e do tempo médio de atendimento emergencial nos indicadores DEC e FEC é socialmente relevante, pois interrupções no fornecimento de energia afetam setores críticos como saúde, segurança e economia. Melhorar esses indicadores aumenta a confiabilidade do sistema elétrico, reduz prejuízos econômicos e o desconforto social. A análise busca otimizar os recursos operacionais das concessionárias, atendendo às exigências regulatórias da ANEEL e ao interesse público.

Este estudo aprofunda o conhecimento sobre a gestão da operação, analisando a correlação entre os dados regulatórios da ANEEL e os dados reais de operação. Essa análise permite identificar lacunas operacionais e metodológicas, auxiliando tanto a academia quanto as empresas de energia a desenvolver estratégias mais eficazes para melhorar os índices de DEC e FEC. Para o campo da Engenharia Elétrica, a pesquisa explora a aplicação prática de conceitos de otimização de sistemas e recursos, destacando os desafios operacionais enfrentados pelas concessionárias.

1.3 Organização

O trabalho foi organizado da seguinte forma: o primeiro capítulo apresenta uma breve contextualização da relação entre os indicadores de continuidade e o tempo médio de atendimento emergencial, além do objetivo do estudo. O segundo capítulo traz a fundamentação teórica, abordando o órgão regulador, os conceitos técnicos dos indicadores, a gestão da operação nas concessionárias, as tecnologias de monitoramento e controle de redes elétricas, o método estatístico para avaliação dos indicadores e a estrutura da empresa estudada. No terceiro capítulo, descreve-se a metodologia utilizada para alcançar

os objetivos propostos. No quarto capítulo, os resultados obtidos são apresentados e comentados. Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões do estudo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão abordados os principais conceitos norteadores para o desenvolvimento do trabalho.

2.1 Qualidade do Serviço na Distribuição de Energia Elétrica

A qualidade do serviço na distribuição de energia elétrica é fundamento para garantir a satisfação dos consumidores e o cumprimento das normas regulatórias. Ela é tradicionalmente avaliada com base em três critérios: conformidade, atendimento comercial e continuidade do fornecimento. Esses critérios estabelecem um equilíbrio entre as tarifas pagas pelos clientes e suas expectativas em relação ao nível mínimo de qualidade do serviço fornecido (Mendonça *et al.*, 2022).

A busca por fornecer um serviço de melhor qualidade é um fator que impulsiona tanto as mudanças nos instrumentos legais e regulatórios quanto as adaptações estratégicas nas próprias empresas. Essa evolução é importante para o desenvolvimento do setor elétrico, que precisa constantemente atender às demandas do mercado e às expectativas dos consumidores (Mendonça *et al.*, 2022).

2.1.1 Normas regulatórias da ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão que regula o fornecimento de energia elétrica no Brasil. Embora os primeiros dispositivos legais sobre fornecimento de energia elétrica, como o Decreto nº 24.643 de 1934, tenham abordado esse tema apenas de forma restrita (Torres, 2023). Ao longo do tempo as regulamentações se desenvolveram para abordar a qualidade do serviço de forma abrangente. ANEEL avalia a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras em três aspectos principais: conformidade, atendimento comercial e continuidade do fornecimento (Mendonça *et al.*, 2022). Este indicador é considerado o mais relevante para o estudo, pois reflete de forma direta o nível de disponibilidade do serviço prestado pela concessionária.

O reforço das normas foi consolidado com a assinatura dos termos aditivos das renovações dos contratos de concessão para a distribuição de energia elétrica, os quais passaram a vincular os indicadores de qualidade do serviço, como o DEC e o FEC, à caducidade dos contratos (Brasil, 2015). Esse vínculo legal fez com que a ANEEL passasse a exigir que as concessionárias garantissem um mínimo de qualidade no serviço oferecido aos consumidores. Tais medidas resultaram em mudanças significativas nas estratégias das empresas concessionárias, que passaram a direcionar seus esforços para a melhoria constante na qualidade do fornecimento (Mendonça *et al.*, 2022). Com isso, o quadro regulatório

da ANEEL se consolidou como um elemento central para garantir a continuidade e a qualidade da energia fornecida.

2.1.2 PRODIST: Definição dos Indicadores de Desempenho

Dentro do contexto regulatório, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) desempenha um papel fundamental. Este documento tem a função de regular o segmento de distribuição, sendo composto por onze módulos que estabelecem diretrizes para o relacionamento entre distribuidoras e outros agentes do setor, visando à segurança, eficiência e confiabilidade do sistema (Mendonça *et al.*, 2022). O PRODIST regulamenta elementos como operação, manutenção e qualidade do serviço, atribuindo-lhe um papel fundamental na definição das condições para a prestação do serviço.

O Módulo 8 do PRODIST estabelece a regulamentação dos indicadores de continuidade, como o DEC e o FEC. Essa seção regula as metodologias de cálculo e apresentação desses indicadores coletivos, além de outros, como Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC) e indicadores de desempenho como Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE) (ANEEL, 2021c). Os limites dos indicadores são determinados pela ANEEL anualmente, em audiência pública, levando em conta as características dos ativos elétricos das concessionárias (ANEEL, 2021c).

A seguir são apresentadas as definições dos indicadores individuais e coletivos citados.

1. Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)

O DIC é o indicador de continuidade que mede o tempo em que uma unidade consumidora (UC) ou ponto de conexão ficou sem fornecimento de energia elétrica durante um determinado período, sendo expresso em horas e centésimos de hora. Sua medida pode ser obtida através da equação 2.1:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.1)$$

Onde,

i = índice de interrupções da UC durante a competência de apuração, variando de 1 a n ;

$t(i)$ = duração da interrupção (i) da UC considerada, durante a competência de apuração;

n = número de interrupções da UC considerado durante a competência de apuração.

2. Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)

O FIC é o indicador de continuidade que mede a quantidade de vezes que uma UC ou ponto de conexão ficou sem fornecimento de energia elétrica em um determinado período excluindo-se as centrais geradoras, expressa em interrupções e centésimos de interrupções. Sua medida pode ser obtida através da equação 2.2:

$$FIC = n \quad (2.2)$$

Onde,

n = número de interrupções da UC considerado durante a competência de apuração.

3. Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

O DEC é um índice de continuidade que quantifica o tempo médio em que uma Unidade Consumidora (UC) de um grupo específico permaneceu sem fornecimento de energia elétrica em determinado período. No processo de cálculo do DEC, são incluídas as UCs faturadas no mês em questão, desconsiderando aquelas que foram desconectadas ou tiveram o serviço suspenso por razões comerciais. Esse indicador é amplamente utilizado como parâmetro para a avaliação do desempenho global de uma concessionária, sendo o seu valor apresentado em horas e frações de hora. Sua medida pode ser obtida através da equação 2.3:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC} \quad (2.3)$$

Onde,

i = índice de interrupções da UC na competência de apuração, variando de 1 a n;

NUC = número total de UCs na competência de apuração;

DIC(i) = Duração de Interrupção Individual por UC.

4. Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

O FEC é definido como a quantidade média de interrupções de cada UC no período em apuração. Seu valor pode ser obtido pela equação 2.4:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC} \quad (2.4)$$

Onde,

i = índice de interrupções da UC na competência de apuração, variando de 1 a n;

NUC = número total de UCs na competência de apuração;

FIC(i) = Frequência de Interrupção Individual por UC.

2.2 Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE)

O TMAE é um indicador que avalia a eficiência das concessionárias de energia no atendimento às ocorrências. Conforme estabelecido pela ANEEL (2021a), o TMAE compreende a soma de três componentes: Tempo Médio de Preparação (TMP), Tempo Médio de Deslocamento (TMD) e Tempo Médio de Execução (TME).

A seguir são apresentadas as definições matemáticas dos indicadores de atendimento emergencial citados.

2.2.1 Definições:

1. Tempo Médio de Preparação (TMP)

Indicador é empregado para avaliar a eficiência dos sistemas de comunicação, o dimensionamento adequado das equipes e a gestão dos fluxos de informação nos Centros de Operação Integrados (COI) (ANEEL, 2021a). Pode ser medido pela equação 2.5:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (2.5)$$

Onde,

TP = tempo de mobilização da equipe de atendimento emergencial para cada ocorrência;

n = quantidade de ocorrências verificadas na competência de apuração considerado.

2. Tempo Médio de Deslocamento (TMD):

Indicador é utilizado para avaliar a eficácia na localização e na logística geográfica das equipes de operação. (ANEEL, 2021a). Pode ser medido pela equação 2.6:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (2.6)$$

Onde,

TD = período, medido em minutos, que decorre desde o momento da liberação para o deslocamento da equipe até a chegada ao local da ocorrência;

n = quantidade de ocorrências verificadas na competência de apuração considerado.

3. Tempo Médio de Execução (TME)

Indicador utilizado para calcular o tempo médio necessário para a execução do serviço até a restauração do sistema de distribuição, expresso em minutos (ANEEL, 2021a). Pode ser medido pela equação 2.7:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (2.7)$$

Onde,

TE = tempo de reparo até o restabelecimento do fornecimento em cada ocorrência, medido em minutos;

n = quantidade de ocorrências verificadas na competência de apuração considerado.

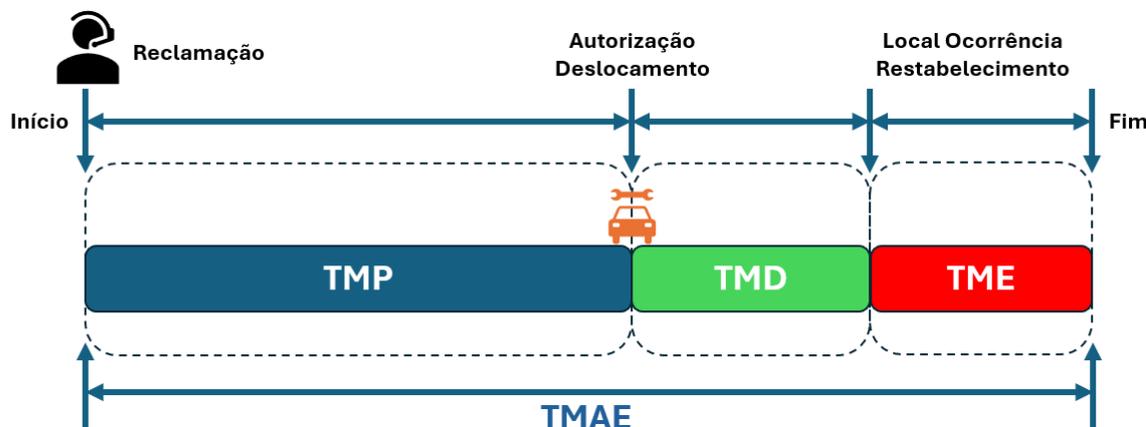
4. Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE)

O TMAE, portanto, representa a soma desses tempos (TMP, TMD e TME) para um conjunto específico de ocorrências em um determinado período (ANEEL, 2021a). Pode ser medido pela equação 2.8:

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (2.8)$$

De forma didática, a divisão do TMAE pode ser observada através da figura 1

Figura 1 – Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE)



Fonte: Arquivo do autor

A definição desses elementos é importante para a avaliação da resposta das equipes, uma vez que qualquer atraso em uma dessas etapas pode afetar o indicador como um todo e, por consequência, a confiabilidade do fornecimento de energia.

O tempo de preparação é o que mais impacta o TMAE, pois atrasos na designação da equipe, seja por indisponibilidade ou ineficiência no sistema de chamados ou indisponibilidade de recursos, elevam o tempo total de atendimento. Além disso, o tempo de deslocamento é o segundo fato mais contribuinte para a elevação do indicador, pois longas distâncias, tráfego intenso e dificuldades logísticas aumentam o tempo necessário para que a equipe chegue ao local da ocorrência. Já o tempo de execução do serviço também influencia o TMAE, uma vez que falhas complexas podem prolongar o reparo. Dessa forma,

a otimização dessas etapas é essencial para reduzir o TMAE e aprimorar a eficiência operacional da concessionária.

2.2.2 Naturezas das interrupções do fornecimento

As interrupções no fornecimento de energia podem ser provocadas por diversos fatores, que podem ser classificadas como corretivas, preventivas, programadas ou preditivas (Fernandes, 2020). Interrupções corretivas geralmente ocorrem de forma inesperada e exigem uma ação imediata para restabelecer o fornecimento, enquanto as preventivas envolvem manutenções planejadas para evitar falhas futuras. Já as interrupções programadas são realizadas com o objetivo de realizar melhorias ou expansões na rede, sendo previamente comunicadas aos consumidores. Em contraste, as interrupções preditivas utilizam dados e monitoramento para identificar possíveis falhas antes que aconteçam, minimizando assim a necessidade de ações emergenciais.

Entre as causas mais comuns de interrupções corretivas estão os fenômenos naturais, como tempestades, que podem causar quedas de árvores sobre a rede elétrica, além de acidentes como colisões de veículos com postes ou atos de vandalismo, como o arremesso de objetos na rede (Rocha, 2023). Esses eventos, que resultam em defeitos permanentes, exigem o deslocamento de equipes de emergência até o local para reparar os equipamentos e restabelecer o serviço. A necessidade de intervenção manual no ponto de falta aumenta o TMAE, já que envolve a preparação da equipe, o deslocamento até o local e a execução do reparo.

Em contrapartida, as falhas transitórias, como curto-circuitos que são rapidamente resolvidos pelo religamento automático de equipamentos de proteção, não necessitam do envio de equipes, o que reduz significativamente o TMAE (Rocha, 2023). Esses eventos são resolvidos de forma remota, sem a necessidade de intervenção humana, o que ressalta a importância da automação e de tecnologias de monitoramento no aumento da eficiência do sistema. Ao analisar a natureza das interrupções, torna-se evidente que a causa da falha impacta diretamente o tempo de resposta das equipes e, conseqüentemente, os indicadores da concessionária, como o DEC e o FEC.

2.3 Gestão de Operações em Concessionárias de Energia

Em concessionárias de energia, a alocação eficiente de recursos é uma boa estratégia para o bom desempenho operacional e o atendimento rápido a eventos emergenciais. As estratégias de alocação de recursos devem ser estruturadas para assegurar a disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos e da equipe.

2.3.1 Estratégias de Alocação de Recursos

A manutenibilidade, segundo ABNT (1994), refere-se à probabilidade de executar a manutenção sob condições específicas, enquanto a confiabilidade é a capacidade do sistema de desempenhar sua função por um período. A disponibilidade, por sua vez, é a habilidade de um objeto estar em condições de operar durante um intervalo de tempo, considerando confiabilidade e manutenibilidade, desde que os recursos externos estejam garantidos (Coelho *et al.*, 2022). Uma alocação eficiente de recursos, portanto, visa garantir que equipes e equipamentos estejam prontos e operacionais, minimizando o tempo de resposta e o impacto nas operações em situações de emergência.

Dimensionar corretamente as equipes para atender à demanda, ajustando-as conforme as variações nas ocorrências emergenciais ou comerciais, é de suma importância para manter a eficiência. Entre as estratégias de alocação, destacam-se o ajuste de turnos de trabalho, a contratação de mão de obra adicional em períodos de maior demanda, e a redistribuição de equipes em diferentes regiões. Essas práticas são essenciais para cumprir prazos e evitar penalizações, sem comprometer a capacidade de resposta das concessionárias de energia, que dependem de uma programação precisa de eletricitistas para atender à demanda (Schardong; aes; Garcia, 2022).

A gestão da capacidade de serviço exerce uma função fundamental na alocação eficiente de recursos. Operacionalmente, isso corresponde ao número de horas disponíveis de eletricitistas para o atendimento de ocorrências, sendo condicionado por variáveis como a disponibilidade de equipamentos, a força de trabalho e as limitações legais (Fernandes, 2021). A correta gestão desses recursos permite não apenas reduzir custos, mas também garantir que a capacidade de resposta às emergências seja mantida sem comprometer a qualidade do serviço prestado.

2.3.2 Impacto da Gestão Operacional no TMAE e nos Indicadores de Qualidade

A gestão operacional em concessionárias de energia exerce impacto direto sobre o TMAE e, conseqüentemente, no DEC e FEC. A capacidade de equilibrar a disponibilidade das equipes operacionais e dos recursos necessários, conforme a demanda, é essencial para evitar demora na normalização do fornecimento de energia (Schardong; aes; Garcia, 2022).

Além da alocação eficiente, a gestão deve priorizar a manutenção preventiva do sistema de distribuição, garantindo a prontidão das equipes para agir rapidamente em situações inesperadas. Ao alinhar a capacidade disponível com a necessidade de intervenção, a concessionária consegue minimizar o TMAE, refletindo a rapidez no restabelecimento do serviço e a conseqüente melhora nos índices (Coelho *et al.*, 2022).

Esse equilíbrio entre manutenção preventiva e resposta rápida é essencial para

atender às exigências regulatórias da ANEEL e assegurar a continuidade do serviço, minimizando interrupções e maximizando a satisfação dos consumidores e a confiabilidade do sistema elétrico.

2.4 Monitoramento e Controle de Redes Elétricas

As concessionárias de energia elétrica têm investido em tecnologias de monitoramento e controle para detectar falhas, com o objetivo de melhorar a qualidade do fornecimento de energia. Uma das estratégias adotadas é o uso de ferramentas de comunicação, que permitem o despacho eficiente de equipes e o monitoramento em tempo real da rede elétrica.

De acordo com Volpi *et al.* (2011), os autores apresentam uma ferramenta de apoio ao despacho de serviços para equipes operacionais de uma empresa de energia elétrica, que utiliza tecnologia para agilizar a resposta, reduzindo o tempo médio de atendimento e os impactos causados aos consumidores. Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em concessionárias exemplificam a relevância dessas iniciativas, pois, com a implantação de sistemas de monitoramento e redes de comunicação, é possível otimizar o atendimento, reduzir custos operacionais e melhorar indicadores de qualidade, como destaca Fernandes (2020). Essas práticas não só evitam penalizações regulatórias, como também promovem um fornecimento de energia mais confiável e ágil para a população.

Diante das demandas cada vez mais complexas do setor elétrico, a adoção de sistemas de gerenciamento avançado, como o Sistema de Gestão de Distribuição Avançado ou *Advanced Distribution Management System* (ADMS), surge como uma solução eficiente para o monitoramento e controle das redes elétricas.

Conforme Piran (2020), "a empresa vislumbra a utilização do sistema ADMS [...] que se trata de uma plataforma de funcionalidades onde se possibilita o gerenciamento e monitoramento do sistema elétrico de potência". O ADMS possibilita a integração de múltiplas funções em uma única plataforma, incluindo a detecção automática de falhas, o isolamento de trechos com defeitos e o despacho de serviços. Essa centralização facilita a tomada de decisões rápidas, otimizando a alocação das equipes de manutenção e reduzindo significativamente o tempo de resposta em situações de falha.

Outra tecnologia aliada ao ADMS são os *smart meters*, ou medidores inteligentes, que tem se mostrado um aliado valioso na aquisição de informações em tempo real, fornecendo informações sobre o consumo e as condições operacionais da rede (Rigodanzo, 2015). Tais equipamentos possuem sistemas de comunicação integrados, e proporcionam *insights* importantes tanto para a concessionária quanto para os consumidores, auxiliando no controle do fornecimento e na identificação de anomalias.

A figura 2 apresenta um dos diversos modelos disponíveis no mercado de *smart*

metros. Modelo em questão é o Zeus 8023. Dentre suas especificações técnicas, vale destacar a capacidade de registro de grandezas elétricas como: energia ativa e reativa, tensão em regime permanente, desbalanceamento de tensões, harmônicos, fator de potência, variação de frequência, variação de tensão de curta duração e dentre outras (Eletra, 2024). Grandezas, essas, que são de grande importância quando trata-se de uma rede inteligente.

Figura 2 – *Smart meter*



Fonte: (Eletra, 2024)

Integradas a redes inteligentes, essas tecnologias permitem a aplicação de estratégias como o *self-healing*, que confere à rede a capacidade de se recuperar automaticamente em caso de falhas (Piran, 2020). Essa abordagem não só reduz o tempo de interrupção, como também minimiza os custos de operação e manutenção, uma vez que o sistema pode isolar falhas e restabelecer o fornecimento de energia de forma autônoma e eficiente.

2.5 Coeficiente de Pearson para Avaliação de Indicadores de Continuidade

A utilização de métodos estatísticos para avaliação de indicadores de continuidade, é essencial em estudos que buscam identificar a correlação entre diferentes variáveis.

Um dos métodos empregados nesta análise é o Coeficiente de Correlação de Pearson, o qual mede a relação entre duas variáveis. Este coeficiente apresenta valores que variam de -1 a +1, indicando tanto a intensidade quanto a direção da associação entre as variáveis (Schild, 1995). Valores que tendem a 1 indicam uma elevada correlação positiva, ou seja, conforme uma variável aumenta, a outra tende a aumentar também. Em contrapartida, valores próximos de -1 refletem uma correlação negativa, em que o aumento de uma variável está relacionado à redução da outra.

O Coeficiente de Pearson entre variáveis X e Y pode ser obtido através da equação 2.9.

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2.9)$$

Em que:

x_i e y_i : valores observados das variáveis;

\bar{x} e \bar{y} : média aritmética do conjunto de amostras observadas das variáveis;

n : número de observações da amostra.

Contudo, a correlação não implica causalidade. Assim, mesmo que uma correlação forte seja observada, isso não necessariamente indica que uma variável é a causa direta das mudanças na outra (Gujarati; Porter, 2011). Outrossim, o Coeficiente de Pearson não diferencia variáveis dependentes de independentes e é influenciado por valores extremos, exigindo que as amostras tenham uma distribuição normalizada para obter resultados precisos (Heumann; Schomaker; Shalabh, 2016). Para modelar a relação entre variáveis, são utilizadas as técnicas de regressão.

Diferentemente do Coeficiente de Correlação de Pearson, que se restringe a avaliar a intensidade e a direção da relação entre duas variáveis, a regressão permite a construção de modelos que descrevem como a variável dependente pode ser prevista a partir de uma ou mais variáveis independentes (Montgomery; Peck; Vinning, 2012).

A análise de regressão gera uma equação que possibilita prever a variável dependente com base nas variações da variável independente. O modelo de uma regressão linear simples pode ser observado na equação 2.10 (Montgomery; Peck; Vinning, 2012).

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \varepsilon \quad (2.10)$$

Em que:

y : variável independente;

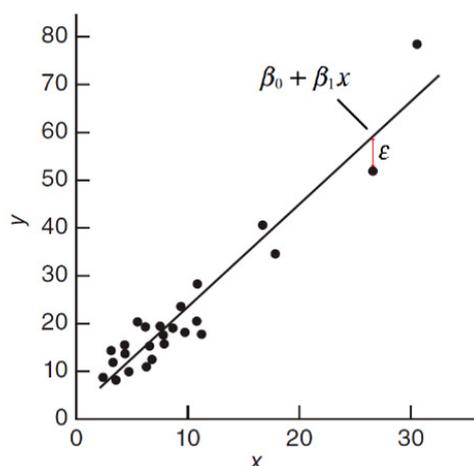
x_1 : variável dependente;

β_0 e β_1 : parâmetros;

ε : resíduo.

A figura 3 exemplifica uma regressão linear hipotética para fins didáticos, onde é possível ver a reta da equação 2.10 e o resíduo.

Figura 3 – Exemplo de Regressão Linear



Fonte: Adaptado de (Montgomery; Peck; Vinning, 2012)

O resíduo ε corresponde a uma variável aleatória que quantifica a diferença entre os valores preditos pelo modelo de regressão e os valores reais observados da variável dependente (Montgomery; Peck; Vinning, 2012).

Uma equação pode ser classificada como linear em relação às variáveis ou aos parâmetros. Uma função é considerada linear nas variáveis quando a variável dependente está elevada à primeira potência e não é multiplicada ou dividida por nenhuma outra variável (Gujarati; Porter, 2011). Portanto, a equação 2.10, com sua representação hipotética na figura 3 pode ser classificada como linear nas variáveis e nos parâmetros.

A ANEEL utilizou o Coeficiente de Correlação de Pearson para selecionar os atributos no processo de definição dos modelos de indicadores de continuidade, como DEC e FEC, com o objetivo de identificar quais variáveis possuem maior influência sobre esses indicadores (ANEEL, 2014).

A análise do coeficiente é aplicada para entender a relação entre variáveis, como a disponibilidade de equipes operacionais e o desempenho nos indicadores de continuidade. Um coeficiente positivo indica que o aumento na disponibilidade de equipes pode estar associado a uma melhora nos indicadores. Em contrapartida, um coeficiente negativo pode sugerir que um maior tempo médio de atendimento está relacionado ao aumento desses indicadores. Entretanto, a correlação, isoladamente, não indica causalidade, e, por isso, é necessário complementar essa análise com outros métodos para entender a natureza dessa interação.

No contexto da avaliação da disponibilidade de equipes e do TMAE, a correlação pode revelar padrões de relação entre essas variáveis e os indicadores de continuidade. Contudo, é fundamental utilizar modelos de regressão para aprofundar a análise e determinar o impacto real que a variação na disponibilidade de equipes exerce sobre os indicadores. Os modelos de regressão, como a regressão linear, permitem estimar o efeito de variáveis

independentes sobre uma variável dependente, identificando as variáveis mais relevantes e suas influências (Rawlings; Pantula; Dickey, 2011).

Dessa forma, a análise de regressão, aliada ao uso do Coeficiente de Pearson, oferta uma maior e detalhada gama das relações que afetam os indicadores das concessionárias de energia elétrica.

2.6 Estrutura de Atendimento da Empresa

Para a realização deste trabalho, foram utilizados dados reais de uma concessionária de energia que opera no estado de Alagoas. A em empresa possui uma área de concessão de aproximadamente 28 mil km², estando presente em 102 municípios.

Visando otimizar a eficiência dos processos, a empresa estrutura suas operações em divisões regionais. Cada uma das regionais é dividida em polos e bases. Cada polo possui uma base que atende seu próprio município e os municípios no entorno, sendo localizadas em pontos estratégicos no estado.

Para abranger toda a área de concessão e atender a mais de 1 milhão de clientes, a empresa é dividida em duas regionais, cada uma com 5 polos e 31 bases ao total.

Tabela 1 – Divisão de bases por regional

Regional	Polo / Base				
Leste	Matriz de camaragibe	Metropolitano	Rio Largo	São Miguel dos Campos	União dos Palmares
	Maragogi Porto Calvo São Luis do Quitunde São Miguel dos Milagres	Maceió (I e II) Marechal Deodoro Paripueira Tabuleiro do Martins	Atalaia Viçosa	Maribondo	Joaquim Gomes Novo Lino
Oeste	Arapiraca	Delmiro Gouveia	Palmeira dos Índios	Penedo	Santana do Ipanema
	Girau do Ponciano Teotônio Vilela	Canapi Inhapi piranhas		Coruripe	Batalha Olho D'Água das Flores

Fonte: Arquivo do Autor

3 METODOLOGIA

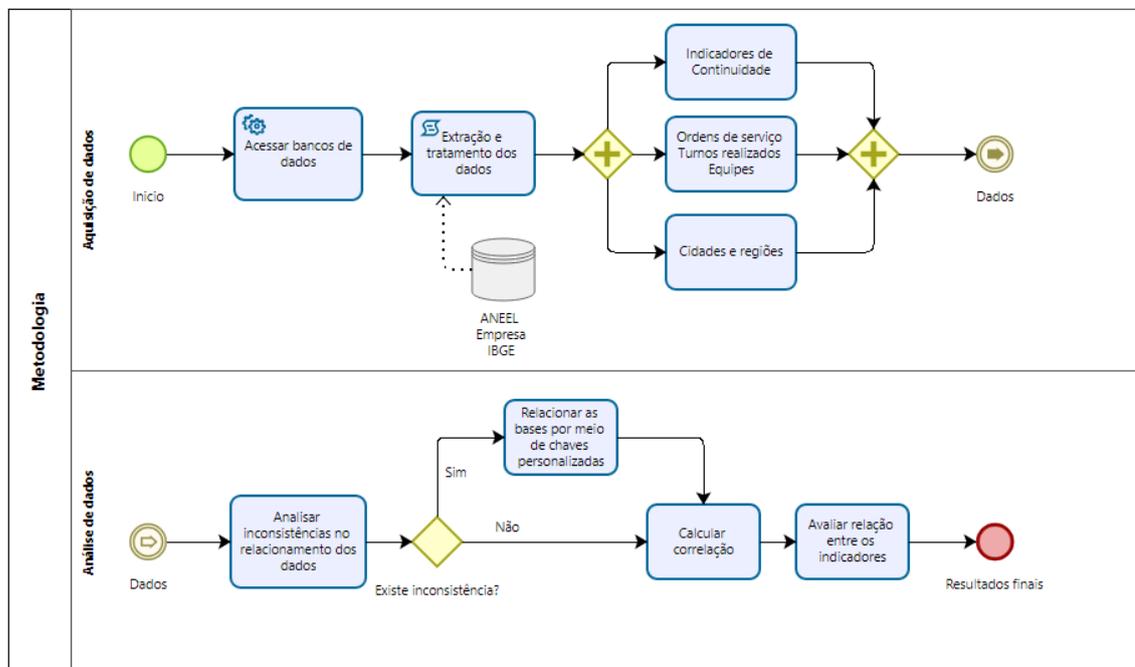
Atualmente, com o elevado nível de automatização e controle presente na operação dos sistemas elétricos e de suporte operacional, é possível obter uma vasta gama de informações para análise, devido ao grande volume de dados gerados pelos e armazenados em bancos de dados diariamente.

Para alcançar os objetivos estabelecidos, esta pesquisa realiza uma análise detalhada de um conjunto de dados relacionados ao escopo do projeto, os quais foram extraídos do banco de dados e da base de dados públicos da ANEEL e do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Inicialmente, será conduzida uma avaliação dos dados referentes ao ano de 2023. No entanto, a metodologia aplicada pode ser estendida para abranger outros anos, caso seja do interesse da empresa.

A partir da ideia do objetivo central, o um fluxograma das principais etapas e estruturas para a elaboração do trabalho está representado pela figura 4.

Figura 4 – Fluxograma da metodologia



Fonte: Arquivo do autor

3.1 Acesso às Bases de Dados

Para a elaboração deste estudo, foi necessário o acesso aos dados referentes aos indicadores de continuidade e operacionais da empresa. Esses dados, provenientes dos

bancos de dados da concessionária e de fontes de órgãos públicos, permitiram a comparação dos indicadores abordados no trabalho.

Parte dos dados brutos foi obtida diretamente dos bancos de dados da concessionária, enquanto outra parte foi extraída através de repositórios de dados públicos da ANEEL e do IBGE. Sendo bases de dados extraídas:

- ANEEL: Indicadores Coletivos de Continuidade;
- IBGE: Cidades e Regiões;
- Concessionaria: Ocorrências, turnos realizados, equipes.

A compilação das fontes se deu por meio da ferramenta *Power BI*. Esta ferramenta, que oferece uma interface amigável e intuitiva, viabiliza a conexão direta com as fontes de dados, permitindo a exploração, criação de modelos e visualização, transformando dados em informações (Pereira, 2024).

Durante o processo de extração, foram selecionadas as informações essenciais para a análise da relação entre os indicadores de continuidade, TMAE e ocorrências, bem como dados complementares que auxiliam na contextualização do cenário operacional da concessionária. Tais como: local da ocorrência, tempos e movimentos, prefixo da equipe, número da ordem de serviço, tipo de conclusão do serviço. Presume-se que os dados disponibilizados pela concessionária estejam apresentem um elevado nível de precisão, de forma a refletir com fidelidade o estado das operações.

3.2 Validação com Áreas Fim

Após a extração e consolidação dos dados, foi conduzido um processo de validação desses dados com os responsáveis das áreas correspondentes. Especificamente, os dados relacionados às ocorrências e turnos realizados, bem como as informações contextuais associadas.

Essa etapa de validação é essencial para garantir a integridade dos dados e evitar vieses ou interpretações incorretas acerca das informações analisadas.

3.3 Transformação dos Dados

A etapa de transformação, é responsável por modificar e processar os dados extraídos. Nessa fase, os dados são limpos, organizados e ajustados conforme os objetivos do trabalho, garantindo que inconsistências, duplicidades e formatos inadequados sejam corrigidos. Além disso, a transformação permite agregar, filtrar e enriquecer os dados, proporcionando uma base mais precisa e eficiente para análises.

3.3.1 Indicadores Coletivos de Continuidade

Nesta etapa etapa foi realizada a transformação dos dados referentes aos indicadores DEC e FEC. Foi identificado que a base de dados extraída do repositório da ANEEL apresenta os valores medidos mensalmente apenas resumida por conjunto de unidades consumidoras.

Assim, foi necessário realizar a junção da tabela de indicadores com uma tabela de conversão fornecida pela própria ANEEL, onde para cada conjunto de unidades consumidora é fornecido o(s) município(s) corresponde(s). Depois de obter a informação do DEC e FEC por município, fez-se necessário a junção uma segunda tabela de conversão fornecida pelo IBGE de cidade e regiões a fim de obter a informação de microrregião do município.

Após obtenção do DEC e FEC por município e microrregião, foram filtrados os o ano 2023 e o estado de Alagoas, objeto do presente trabalho. Assim, foi obtido uma tabela resumida com as informações necessárias para análise. A tabela 2 representa uma fração da tabela gerada (mês de janeiro de 2023) para efeitos de exemplificação.

Tabela 2 – Amostra do DEC e FEC por microrregião e por mês

MÊS	DEC	FEC	CHAVE
01/01/2023	1,814	0,567	ALAGOASSANTANA DO IPANEMA01/01/2023
01/01/2023	2,395	1,275	ALAGOASPALMEIRA DOS INDIOS01/01/2023
01/01/2023	2,057	0,699	ALAGOASSERRANA DOS QUILOMBOS01/01/2023
01/01/2023	1,184	0,398	ALAGOASLITORAL NORTE ALAGOANO01/01/2023
01/01/2023	2,848	1,258	ALAGOASBATALHA01/01/2023
01/01/2023	1,423	0,587	ALAGOASALAGOANA DO SERTAO DO SAO FRANCISCO01/01/2023
01/01/2023	2,114	0,708	ALAGOASSERRANA DO SERTAO ALAGOANO01/01/2023
01/01/2023	1,680	0,712	ALAGOASPENEDO01/01/2023
01/01/2023	2,084	1,096	ALAGOASSAO MIGUEL DOS CAMPOS01/01/2023
01/01/2023	1,638	0,798	ALAGOASMATA ALAGOANA01/01/2023
01/01/2023	1,254	0,674	ALAGOASMACEIO01/01/2023
01/01/2023	1,379	0,625	ALAGOASARAPIRACA01/01/2023

Fonte: Arquivo do Autor

Dessa forma, após a realização dos passos que utilizam tabelas intermediárias, foi gerado a coluna CHAVE apresentada na tabela 2. Necessárias para a consolidação final dos dados das diferentes fontes, pois, garante a unicidade dos registros, estabelece relacionamentos entre tabelas, mantém a integridade referencial e acelera a busca e recuperação de dados presentes no modelo de dados.

3.3.2 Ocorrências emergenciais

A tabela de ordens de serviço é onde ficam armazenadas as informações das ocorrências, como: data e hora de reclamação, atribuição deslocamento, execução do serviço, causa da interrupção, origem do registro, equipe, entre outros.

O primeiro passo no tratamento dos dados das ocorrências foi incluir informações relacionadas às equipes como: tipo, regional, polo e município. Em seguida foi realizado a conexão com as tabelas de conversão da ANEEL e IBGE citadas no item 3.3.1 para criação das colunas de conexão e filtrar apenas as ocorrências do ano de 2023 com interrupção de energia.

No segundo passo foram calculados os tempos e movimentos em horas para cada ocorrência, sendo eles: TP, TD, TE e TAE. Em seguida foram calculados os tempos médios TMP, TMD, TME e TMAE. Nesta etapa foram filtradas as inconsistências, visto que a base fornece os dados brutos de apontamento realizados pelas equipes, e estes estão sujeitos a erros tanto de caráter humano (erros de apontamento) como sistêmico (falha de comunicação, erros de atribuição, etc).

Em linhas gerais, existem causas de ocorrência que a ANEEL (2021c) não considera para cálculo do TMAE, esses itens estão definidos no paragrafo 164 do Módulo 8 do PRODIST:

Na apuração dos indicadores de que trata o item 161 não devem ser considerados os atendimentos realizados pelas equipes de atendimento de emergência aos seguintes casos:

- a) solicitações de serviços em redes de iluminação pública;
- b) serviços de caráter comercial, tais como: reclamação de consumo elevado, substituição programada de medidores, desconexão e religação;
- c) reclamações relativas ao nível de tensão de atendimento;
- d) reclamações relativas à interrupção de energia elétrica em razão de manutenção programada, desde que previamente comunicada de acordo os procedimentos definidos nesta Seção 8.2; e
- e) Interrupção em Situação de Emergência – ISE, conforme definido no Módulo 1 do PRODIST.

Tabela 3 – Mapeamento tipo de ocorrências

TIPO DE OCORRÊNCIA	ANÁLISE
ANIMAL NO CIRCUITO	MANTER
ARVORE NA REDE	MANTER
CASA FECHADA	RETIRAR
CAUSA NAO IDENTIFICADA	MANTER
CONDUTOR PARTIDO	MANTER
CORTE INDEVIDO	RETIRAR
DEFEITO EM ISOLADOR	MANTER
DEFEITO EM MEDIDOR	MANTER
DESLIGAMENTO PROGRAMADO COLETIVO	RETIRAR
DESLIGAMENTO PROGRAMADO INDIVIDUAL	RETIRAR
ELO FUSIVEL INADEQUADO	MANTER
ENDEREÇO NAO LOCALIZADO	RETIRAR
ERAC	RETIRAR
FALHA CIRCUITO DE ILUMINACAO PUBLICA	RETIRAR
FALHA DE CONEXAO	MANTER
FALHA EM EQUIPAMENTO	MANTER
FALHA EM SUPRIMENTO	MANTER
FALHA OPERACIONAL	MANTER
FURTO	MANTER
INCENDIO	MANTER
INTERRUPCAO COLETIVA POR DEFEITO INTERNO	MANTER
INTERRUPCAO EM TEMPO REAL	MANTER
INTERRUPCAO INDIVIDUAL POR DEFEITO INTERNO	RETIRAR
LIGACAO CORTADA	RETIRAR
MANOBRA DE URGENCIA	MANTER
NORMAL	RETIRAR
OBJETO NA REDE	MANTER
POSTE AVARIADO / ADERNADO	MANTER
RAMAL PARTIDO	MANTER
RAMAL TRANCADO	MANTER
REDE TRANCADA	MANTER
RELIGACAO AUTORIZADA	RETIRAR
SERVICO PREVENTIVO NAO PROGRAMADO	MANTER
SOBRECARGA	MANTER
TENSAO INADEQUADA	RETIRAR
TRANSFORMADOR AVARIADO	MANTER

Fonte: Arquivo do Autor

Portanto, a tabela 3 apresenta o mapeamento das causas apontadas no sistema da empresa.

3.3.3 Disponibilidade de Turnos

A tabela de turnos registra a data e hora de início e fim de turno de cada equipe no sistema de apontamento de serviços da concessionária.

Na terceira etapa o tratamento dos dados seguiu a lógica das etapas anteriores filtrando os dados do ano 2023, incluindo informações da equipe (tipo, regional, polo e município) e relacionando com os dados do IBGE, verificação inconsistências nos registros, como: erros sistêmico de não registrar o fim de turno, turnos com mais de 24h de duração, duplicidade de dados, etc.

Após esses passos iniciais, foi calculado a duração do turno, descontando o intervalo de refeição, para avaliar a disponibilidade de cada equipe em cada dia do ano de 2023.

A tabela 4 apresenta uma amostra da tabela resultante de turnos para 2023, é possível notar a coluna "CHAVE" gerada para conexão com as outras tabelas.

Tabela 4 – Amostra de turnos realizados em 2023

EQUIPE	INICIO_TURNO	FIM_TURNO	TURNO	REGIONAL	MUNICIPIO	CHAVE
ATL-SI12	06/01/2023 15:21	06/01/2023 23:42	7,35	LESTE	ATALAIA	ALAGOASMATA ALAGOANA01/01/2023
ATL-SI02	06/01/2023 07:37	06/01/2023 15:20	6,72	LESTE	ATALAIA	ALAGOASMATA ALAGOANA01/01/2023
JGM-SI02	06/01/2023 08:07	06/01/2023 19:01	9,89	LESTE	JOAQUIM GOMES	ALAGOASMATA ALAGOANA01/01/2023
MGI-SI02	06/01/2023 07:05	06/01/2023 16:05	8,00	LESTE	MARAGOGI	ALAGOASLITORAL NORTE ALAGOANO01/01/2023
MGI-SI03	06/01/2023 08:06	06/01/2023 19:05	9,99	LESTE	MARAGOGI	ALAGOASLITORAL NORTE ALAGOANO01/01/2023
MGI-SI12	06/01/2023 17:15	07/01/2023 02:03	7,8	LESTE	MARAGOGI	ALAGOASLITORAL NORTE ALAGOANO01/01/2023
MBD-SI02	06/01/2023 14:01	06/01/2023 23:49	8,79	LESTE	MARIBONDO	ALAGOASPALMEIRA DOS INDIOS01/01/2023
MTC-SI02	06/01/2023 05:16	06/01/2023 15:33	9,29	LESTE	MATRIZ DE CAMARAGIBE	ALAGOASMATA ALAGOANA01/01/2023
MTC-SI12	06/01/2023 16:26	07/01/2023 00:33	7,12	LESTE	MATRIZ DE CAMARAGIBE	ALAGOASMATA ALAGOANA01/01/2023
NLI-SI02	06/01/2023 04:56	06/01/2023 14:00	8,06	LESTE	NOVO LINO	ALAGOASMATA ALAGOANA01/01/2023
NLI-SI12	06/01/2023 14:54	07/01/2023 00:00	8,09	LESTE	NOVO LINO	ALAGOASMATA ALAGOANA01/01/2023
PCV-SI02	06/01/2023 08:39	06/01/2023 17:17	7,64	LESTE	PORTO CALVO	ALAGOASMATA ALAGOANA01/01/2023
VIS-SI12	06/01/2023 16:37	07/01/2023 01:19	7,7	LESTE	RIO LARGO	ALAGOASMACEIO01/01/2023
RLU-SI03	06/01/2023 08:19	06/01/2023 18:33	9,23	LESTE	RIO LARGO	ALAGOASMACEIO01/01/2023
RLU-SI12	06/01/2023 15:31	07/01/2023 00:35	8,06	LESTE	RIO LARGO	ALAGOASMACEIO01/01/2023
SLQ-SI02	06/01/2023 08:07	06/01/2023 17:56	8,8	LESTE	SAO LUIZ DO QUITUNDE	ALAGOASMATA ALAGOANA01/01/2023
SMC-SI03	06/01/2023 07:06	06/01/2023 18:44	10,63	LESTE	SAO MIGUEL DOS CAMPOS	ALAGOASSAO MIGUEL DOS CAMPOS01/01/2023
SMC-SI02	06/01/2023 05:00	06/01/2023 16:26	10,43	LESTE	SAO MIGUEL DOS CAMPOS	ALAGOASSAO MIGUEL DOS CAMPOS01/01/2023
SMC-SI12	06/01/2023 16:29	07/01/2023 00:02	6,55	LESTE	SAO MIGUEL DOS CAMPOS	ALAGOASSAO MIGUEL DOS CAMPOS01/01/2023
SMM-SI04	06/01/2023 08:05	06/01/2023 17:14	8,15	LESTE	SAO MIGUEL DOS MILAGRES	ALAGOASLITORAL NORTE ALAGOANO01/01/2023
SMM-SI03	06/01/2023 19:04	07/01/2023 04:00	7,95	LESTE	SAO MIGUEL DOS MILAGRES	ALAGOASLITORAL NORTE ALAGOANO01/01/2023
UPM-SI12	06/01/2023 15:00	07/01/2023 00:03	8,06	LESTE	UNIAO DOS PALMARES	ALAGOASSERRANA DOS QUILOMBOS01/01/2023
UPM-SI02	06/01/2023 05:06	06/01/2023 14:04	7,98	LESTE	UNIAO DOS PALMARES	ALAGOASSERRANA DOS QUILOMBOS01/01/2023
UPM-SI03	06/01/2023 05:08	06/01/2023 14:02	7,9	LESTE	UNIAO DOS PALMARES	ALAGOASSERRANA DOS QUILOMBOS01/01/2023
UPM-SI13	06/01/2023 15:09	07/01/2023 00:54	8,75	LESTE	UNIAO DOS PALMARES	ALAGOASSERRANA DOS QUILOMBOS01/01/2023
VIS-SI02	06/01/2023 06:19	06/01/2023 16:32	9,23	LESTE	VICOSA	ALAGOASSERRANA DOS QUILOMBOS01/01/2023
BAT-SI03	06/01/2023 08:32	06/01/2023 17:14	7,7	OESTE	BATALHA	ALAGOASBATALHA01/01/2023
BAT-SI02	06/01/2023 05:06	06/01/2023 14:08	8,03	OESTE	BATALHA	ALAGOASBATALHA01/01/2023
BAT-SI12	06/01/2023 17:03	07/01/2023 02:52	8,82	OESTE	BATALHA	ALAGOASBATALHA01/01/2023
CPE-SI12	06/01/2023 17:09	07/01/2023 03:24	9,24	OESTE	CORURIBE	ALAGOASSAO MIGUEL DOS CAMPOS01/01/2023
CPE-SI03	06/01/2023 08:31	06/01/2023 17:07	7,62	OESTE	CORURIBE	ALAGOASSAO MIGUEL DOS CAMPOS01/01/2023
CPE-SI04	06/01/2023 10:18	06/01/2023 17:44	6,44	OESTE	CORURIBE	ALAGOASSAO MIGUEL DOS CAMPOS01/01/2023
CPE-SI02	06/01/2023 05:17	06/01/2023 13:57	7,67	OESTE	CORURIBE	ALAGOASSAO MIGUEL DOS CAMPOS01/01/2023
ODF-SI12	06/01/2023 17:21	07/01/2023 02:01	7,68	OESTE	OLHO DAGUA DAS FLORES	ALAGOASBATALHA01/01/2023
ODF-SI03	06/01/2023 08:02	06/01/2023 17:39	8,62	OESTE	OLHO DAGUA DAS FLORES	ALAGOASBATALHA01/01/2023
PND-SI04	06/01/2023 08:02	06/01/2023 18:09	9,12	OESTE	PENEDO	ALAGOASPENEDO01/01/2023
SDI-SI03	06/01/2023 07:59	06/01/2023 17:13	8,22	OESTE	SANTANA DO IPANEMA	ALAGOASSANTANA DO IPANEMA01/01/2023
SDI-SI12	06/01/2023 17:05	07/01/2023 02:25	8,33	OESTE	SANTANA DO IPANEMA	ALAGOASSANTANA DO IPANEMA01/01/2023
SDI-SI02	06/01/2023 07:25	06/01/2023 16:39	8,24	OESTE	SANTANA DO IPANEMA	ALAGOASSANTANA DO IPANEMA01/01/2023

Fonte: Arquivo do autor

3.4 Consolidação e Estrutura dos Dados

Para viabilizar a realização desta análise, tornou-se imperativa a organização dos dados transformados. Isso envolveu o desenvolvimento de um modelo que não apenas otimizasse a comparação dos dados individuais de conjunto de dados e mês, mas que também permitisse flexibilidade suficiente para a execução de análises de validação em níveis mais elevados.

A estrutura delineada foi concebida com base na criação de um identificador exclusivo, da combinação entre o estado, município e mês correspondente chamado de chave.

Em um modelo de dados, uma chave é um identificador único que serve para garantir a integridade e a organização dos dados. Ela pode ter várias finalidades dependendo do contexto, mas, geralmente, as principais funções das chaves são:

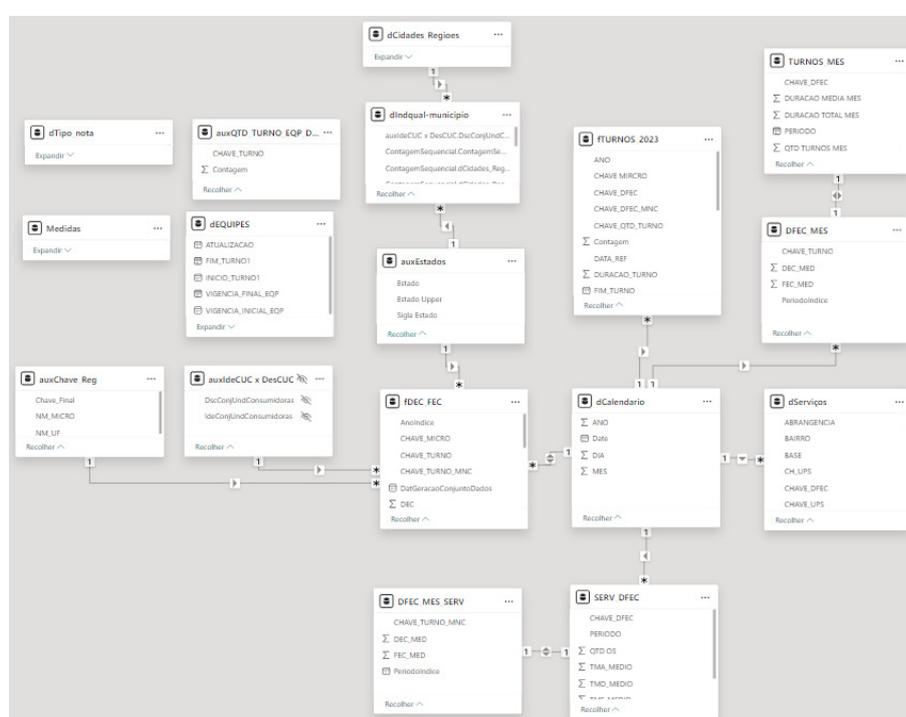
- Identificar registros de maneira única: Uma chave (como uma chave primária) assegura que cada registro em uma tabela de banco de dados seja único;
- Relacionar tabelas: Em um modelo relacional de dados, uma chave também é usada para estabelecer relacionamentos entre diferentes tabelas; Garantir a integridade referencial: As chaves ajudam a garantir que os dados de uma tabela sejam consis-

tentes com os dados de outra. Ou seja, evitam que dados em uma tabela referenciem registros inexistentes em outra;

- Acelerando a busca de dados: Chaves são frequentemente usadas para indexar dados, facilitando a busca e a recuperação rápida de registros, especialmente em grandes bases de dados.

Posteriormente, foram organizados blocos de informações para cada análise de correlação. A figura 5 apresenta o relacionamento entre as diferentes tabelas geradas a partir das extrações, dos tratamentos e do carregamento dos dados. Possibilitando assim, as análises centrais do trabalho.

Figura 5 – Relacionamento de tabelas



Fonte: Arquivo do autor

Com base na estruturação de dados descrita previamente, foi possível realizar análises que consolidam as informações das diferentes relações e períodos do ano, proporcionando a determinação da correlação dos indicadores e sua curva. Ademais, foi possível examinar diferentes segmentações dos dados com o intuito de identificar como indicadores de continuidade sofrem impacto a medida que a disponibilidade de turnos e o TMAE variam. Para auxiliar na interpretação dos resultados, gráficos correspondentes a essas segmentações foram elaborados. Detalhes adicionais estão descritos na seção Resultados.

4 RESULTADOS

Neste capítulo são discutidos as principais análises realizadas a partir da consolidação final dos dados. As análises abordam o comportamento histórico ao longo dos meses do ano de 2023. Vale ressaltar que, as análises estão centralizadas em avaliar a descrever a correlação entre os indicadores abordado ao longo do trabalho.

4.1 DEC e FEC *versus* Disponibilidade

A Tabela 5 apresenta um resumo da disponibilidade total de turnos ao longo do ano de 2023 para as equipes que atenderam ocorrências emergenciais. Considerando que o tipo de serviço selecionado foi dedicado a ocorrências emergenciais, e uma vez que esse tipo de ocorrência é predominantemente atribuído às equipes emergenciais, observa-se que esse grupo possui a maior representatividade. No entanto, é importante destacar que outros tipos de equipes também estiveram envolvidas no atendimento às ocorrências.

Tabela 5 – Disponibilidade em horas em 2023

Tipo de Equipe	Qtd. Turno	Disp. Total (h)	Disp. Média (h)	%
Emergencial	35.909	301.969,20	8,41	46,37%
Corte e Religação	19.954	172.932,37	8,67	26,55%
Ligação Nova	14.403	127.041,95	8,82	19,51%
Seed Money	5.895	49.284,26	8,36	7,57%
Total Geral	76.161	651.227,44	8,55	100,00%

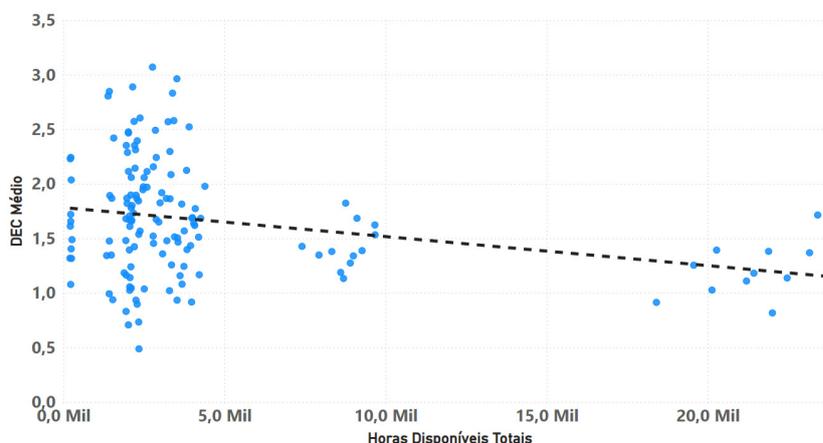
Fonte: Arquivo do Autor

Ao aplicar a equação 2.9 para calcular o Coeficiente de Pearson para analisar a relação entre disponibilidade total em horas e o DEC médio ao longo de 2023, obteve-se uma correlação negativa de $\rho = -0,2835$. Esse valor sugere que existe uma relação inversa moderada entre as variáveis, indicando que o aumento na disponibilidade de horas de equipes tende a reduzir o DEC médio.

No gráfico da figura 6, essa tendência é visualmente confirmada pela reta decrescente resultante de uma regressão linear simples, dada pela equação 4.1. No entanto, a correlação, por ser moderada, indica que outros fatores podem influenciar o DEC. Como, por exemplo, a ausência das equipes pesadas (caminhões) de manutenção na base de disponibilidade, visto que o seu controle de apontamento de serviços e turnos não é sistêmico.

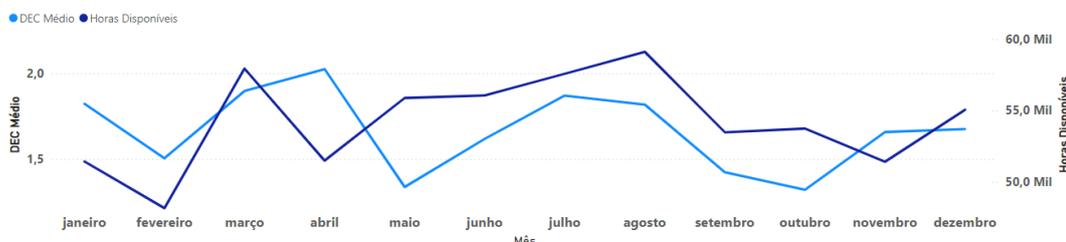
$$y = -0,00003x + 1,7849 \quad (4.1)$$

Figura 6 – Dispersão DEC *versus* Disponibilidade em horas



Fonte: Arquivo do autor

Figura 7 – Evolução anual do DEC *versus* disponibilidade total



Fonte: Arquivo do autor

O gráfico apresentado na figura 7 mostra uma variação sazonal nas horas disponíveis e no DEC médio em 2023, com flutuações em março e setembro, quando há mudanças no DEC. Isso indica que a alocação de equipes não foi totalmente eficiente para manter o DEC baixo durante todo o ano, sugerindo a necessidade de ajustes na gestão de disponibilidade para reduzir impactos nas interrupções e melhorar os índices de continuidade.

Ainda em relação à disponibilidade, porém quando analisado frente ao FEC, a visão de horas perde sentido visto que são grandezas diferentes. O FEC mede quantidade de vezes em que a unidade consumidora ficou sem energia, logo, a comparação foi realizada pela quantidade de turnos.

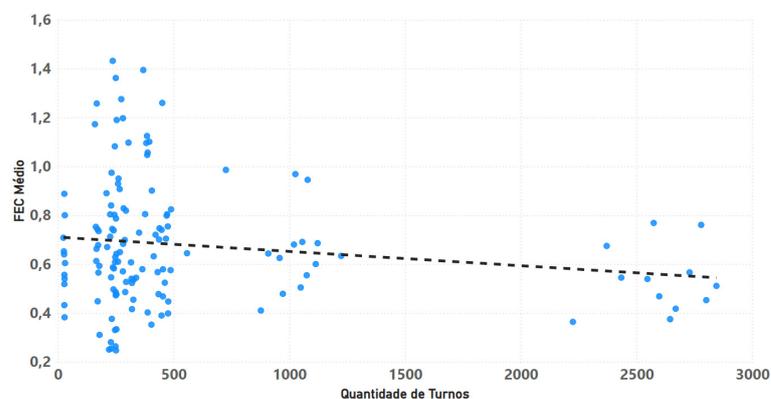
Foi aplicado também o cálculo do coeficiente de pearson e obteve-se uma correlação negativa fraca no valor de $\rho = -0,1461$. Isso indica que, à medida que a quantidade de turnos aumenta, o FEC tende a diminuir levemente, embora essa relação não seja estatisticamente forte.

$$y = -0,00006x + 0,7036 \tag{4.2}$$

A tendência representada pela regressão linear, dada pela equação 4.2, no gráfico da figura 8 sugere que a variação da quantidade de turnos, que reflete a disponibilidade

operacional, tem um impacto limitado no desempenho do FEC, o que pode estar relacionado a fatores adicionais que afetam a frequência das interrupções, como a severidade dos eventos que causam as falhas ou o tempo de atendimento.

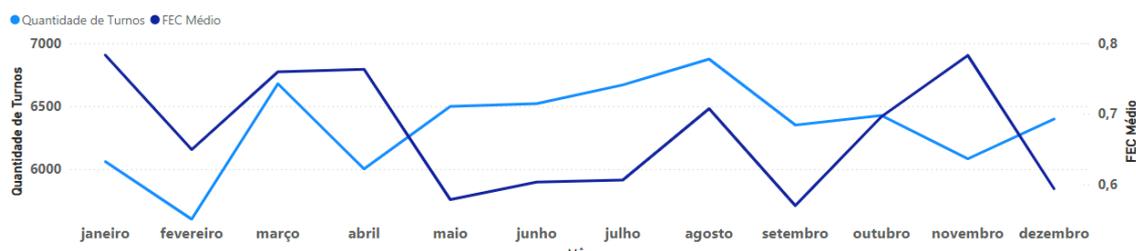
Figura 8 – Dispersão FEC *versus* quantidade de turnos



Fonte: Arquivo do autor

A análise mês a mês da quantidade de turnos e do FEC, apresentada no gráfico da figura 9, demonstra que a quantidade de turnos não apresenta um comportamento linear ou diretamente proporcional ao FEC médio ao longo do ano. Observa-se uma variação tanto na quantidade de turnos quanto no FEC em diferentes períodos, com picos nos meses de março e agosto. Esse comportamento sugere que fatores sazonais ou operacionais, como condições climáticas ou aumento na demanda por serviços emergenciais, podem influenciar diretamente o desempenho do FEC, além dos fatores adicionais citados na análise anterior.

Figura 9 – Evolução anual do FEC *versus* quantidade de turnos



Fonte: Arquivo do autor

4.2 DEC e FEC *versus* Ocorrências

A tabela 6 apresenta a distribuição de ocorrências por causa e seus respectivos tempos e movimentos em horas, trazendo dados a cerca da quantidade de ocorrências ao longo do ano e os marcos TMP, TMD, TME e TMAE.

Em 2023 foram atendidas 116.630 ocorrências com interrupção de energia cujo os tempos médios totais registrados foram: TMP = 8,79 horas; TMD = 0,59 horas; TME = 0,77 horas e um TMAE total de 10,14 horas. Entre as causas listadas, "Falha de Conexão" se

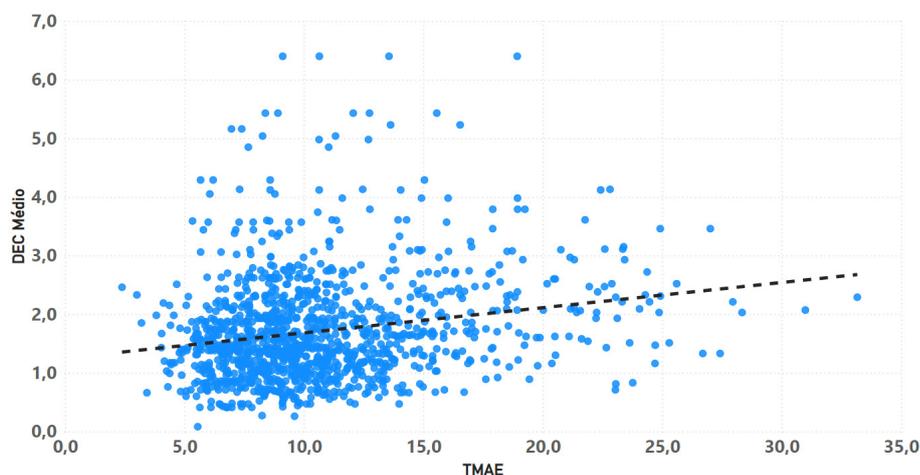
Tabela 6 – Tempos de movimentos por causa de ocorrências

CAUSA	QTD Ocorrências	TMP (h)	TMD (h)	TME (h)	TMAE (h)	%
FALHA DE CONEXAO	58.650	10,87	0,55	0,58	12,00	50,29%
RAMAL PARTIDO	12.223	7,24	0,56	0,65	8,45	10,48%
CONDUTOR PARTIDO	10.501	5,03	0,64	1,27	6,94	9,00%
SOBRECARGA	7.290	8,82	0,61	0,50	9,93	6,25%
CAUSA NAO IDENTIFICADA	5.412	3,26	0,70	0,86	4,83	4,64%
ARVORE NA REDE	4.737	6,24	0,73	1,39	8,36	4,06%
INCENDIO	2.789	6,99	0,52	0,81	8,33	2,39%
DEFEITO EM MEDIDOR	2.484	8,90	0,53	0,72	10,15	2,13%
ANIMAL NO CIRCUITO	1.702	6,28	0,68	0,62	7,58	1,46%
RAMAL TRANCADO	1.608	11,44	0,60	0,55	12,60	1,38%
POSTE AVARIADO / ADERNADO	1.591	4,28	0,65	2,81	7,75	1,36%
OBJETO NA REDE	1.589	6,69	0,67	0,66	8,02	1,36%
FALHA OPERACIONAL	1.568	9,50	0,63	0,36	10,49	1,34%
SERVICO PREVENTIVO NAO PROGRAMADO	1.017	12,97	0,49	0,38	13,85	0,87%
REDE TRANCADA	840	4,00	0,61	1,01	5,62	0,72%
TRANSFORMADOR AVARIADO	729	10,32	1,34	4,29	15,96	0,63%
FALHA EM EQUIPAMENTO	726	2,61	0,69	1,25	4,55	0,62%
DEFEITO EM ISOLADOR	539	3,40	0,82	2,26	6,47	0,46%
FURTO	197	12,04	0,70	0,87	13,60	0,17%
ELO FUSIVEL INADEQUADO	192	2,98	0,65	0,78	4,41	0,16%
INTERRUPCAO COLETIVA POR DEFEITO INTERNO	155	2,44	0,54	1,15	4,13	0,13%
MANOBRA DE URGENCIA	85	1,66	0,36	1,10	3,12	0,07%
INTERRUPCAO EM TEMPO REAL	6	13,85	0,34	10,45	24,65	0,01%
Total Geral	116.630	8,79	0,59	0,77	10,14	100,00%

Fonte: Arquivo do Autor

destaca como a mais prevalente, com 58.650 ocorrências (50,29% do total), apresentando um TMAE de 12 horas. Essa causa está associada a problemas do tipo falha no aperto nos conectores de ramais, pontos de transposição na redes divisão de área, folga no conector da bucha do transformador, entre outras possibilidades vivenciada pelas equipes em campo.

Ao aplicar a equação 2.9 para calcular o Coeficiente de Pearson para analisar a relação entre o TMAE e o DEC médio, obteve-se um coeficiente de $\rho = 0,2066$, indicando uma correlação positiva moderada. Concluindo-se que são necessários mais tipos de dados para que se atinja uma a correlação mais alta, tais como: especificações técnicas dos alimentadores, dados de atuação de religadores automáticos e níveis de tensão do sistema de distribuição, em resumo, dados da operação em tempo real do sistema.

Figura 10 – Dispersão TMAE *versus* DEC

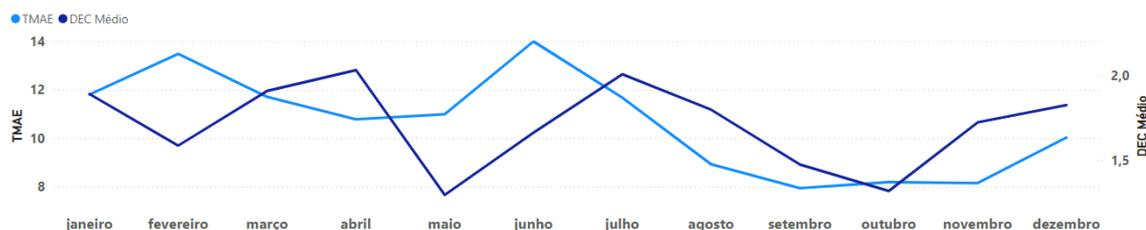
Fonte: Arquivo do autor

A gráfico apresentado pela figura 10 mostra que, em intervalos de TMAE superiores a 10 horas, há uma tendência de crescimento no valor do DEC, o que reforça que maiores tempos de atendimento emergencial impactam negativamente a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

A regressão linear da dispersão é dada pela equação 4.3.

$$y = 0,043x + 1,2515 \quad (4.3)$$

Figura 11 – Evolução anual do TMAE *versus* DEC



Fonte: Arquivo do autor

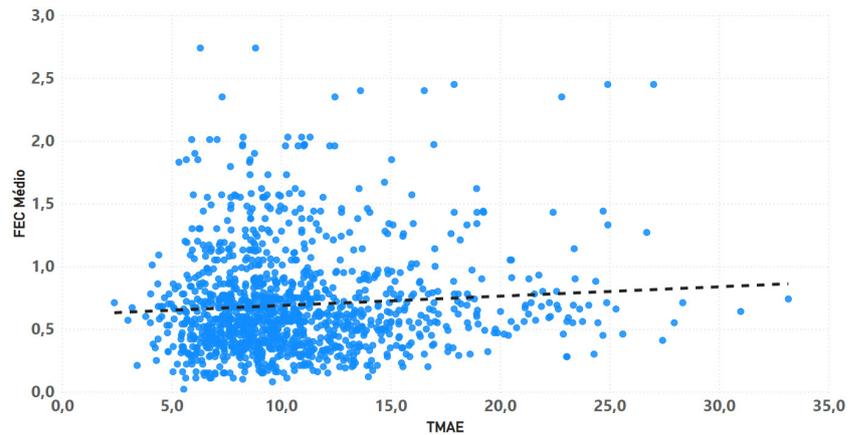
No gráfico de linhas da figura 11, nota-se uma variação sazonal em ambos os indicadores. Em meses como junho e julho, há um pico tanto no TMAE quanto no DEC, enquanto em meses como setembro e outubro, ocorre uma queda significativa. A variação simultânea desses indicadores ao longo do ano pode indicar que a disponibilidade operacional e fatores externos, como período chuvoso que causa aumento na demanda, influenciam diretamente os resultados.

A análise a seguir apresenta a relação entre TMAE e o FEC, abordando a correlação observada e as variações sazonais desses indicadores ao longo do ano.

O gráfico dispersão da figura 12 apresenta inicialmente uma correlação fraca entre o TMAE e o FEC, com um coeficiente de correlação calculado $\rho = 0,0788$. Esse coeficiente indica que, ao contrário do que se observa no DEC, o TMAE tem pouca influência direta sobre o FEC. A linha de tendência quase horizontal reforça a baixa correlação, sugerindo que o número de interrupções por unidade consumidora não está fortemente relacionado ao tempo necessário para o atendimento emergencial.

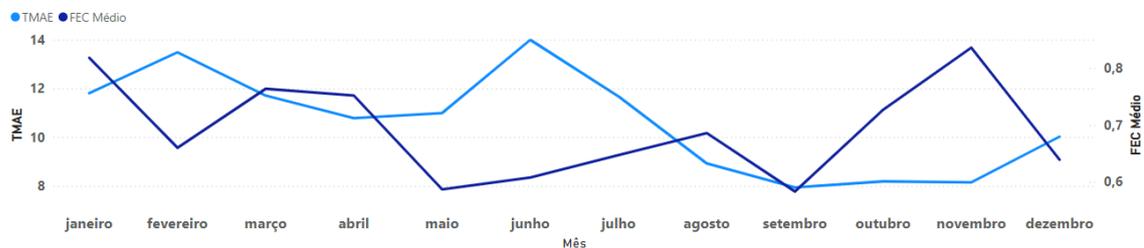
Por outro lado, ao analisar a gerada para a linha de tendência no gráfico da figura 12, avaliou-se que embora o TMAE tenha um impacto estatisticamente significativo no DEC, o valor de ρ mostra que a quantidade de variabilidade explicada é muito pequena. O TMAE tem uma influência, mas provavelmente existem outros fatores que têm um impacto muito maior na variável dependente. Portanto, a equação 4.4 indica uma relação significativa, mas o poder preditivo é muito baixo.

$$y = 0,0075x + 0,6125 \quad (4.4)$$

Figura 12 – Dispersão TMAE *versus* FEC

Fonte: Arquivo do autor

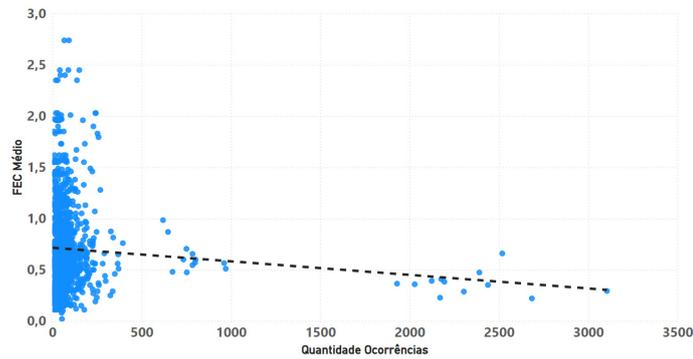
No gráfico da figura 13 comportamento do FEC e do TMAE, observa-se uma variação mensal em ambos os indicadores. O FEC exibe uma flutuação relativamente moderada durante o ano, com picos marcantes em novembro, enquanto o TMAE apresenta oscilações mais acentuadas. A fraca correlação entre as variáveis sugere que, embora o tempo médio de atendimento emergencial possa influenciar a duração das interrupções (DEC), ele não impacta de maneira significativa a frequência dessas interrupções (FEC).

Figura 13 – Evolução anual do TMAE *versus* DEC

Fonte: Arquivo do autor

A análise da correlação entre o FEC e a quantidade de ocorrências, revela um coeficiente de correlação calculado de $\rho = -0,0719$. Esse valor indica uma correlação fraca e negativa entre essas duas variáveis, sugerindo que, à medida que o número de ocorrências aumenta, o valor médio do FEC tende a diminuir ligeiramente o que empiricamente não é verdade, embora a relação não seja linearmente forte. A dispersão dos dados no gráfico da figura 14 corrobora essa observação, mostrando que a maioria dos pontos se concentra em regiões de baixo número de ocorrências e valores médios de FEC mais altos, o que pode ser explicado por variações de curto prazo nas operações de campo, tendo a linha de tendência dada pela equação 4.5.

$$y = -0,00012x + 0,7036 \quad (4.5)$$

Figura 14 – Dispersão quantidade de ocorrências *versus* FEC

Fonte: Arquivo do autor

Ao avaliar o resultado da regressão contínua através do coeficiente R^2 , que quantifica o grau de ajuste de um modelo estatístico aos valores observados de uma variável aleatória e seu valor varia de 0 a 1, podendo ser expresso em percentual, obteve-se um valor de 0,00518, o que indica que apenas 0,52% da variação no FEC pode ser explicada pela quantidade de ocorrências. Isso reforça que, mesmo sob a premissa de que o FEC se relaciona diretamente com a quantidade de ocorrências, essa relação é muito fraca.

Apesar dessa correlação ser estatisticamente significativa (com um valor-P de 0,0118), a magnitude do coeficiente reflete um impacto mínimo da quantidade de ocorrências no FEC. Isso sugere que a quantidade de ocorrências, por si só, não é o principal determinante para explicar variações no FEC. Fatores como a eficiência das equipes de campo, tempo de resposta e características das interrupções podem ser variáveis mais impactantes para explicar o comportamento do FEC, reforçando a necessidade de uma análise multivariada mais robusta para explorar melhor a relação entre esses fatores e os indicadores de continuidade (Mendonça *et al.*, 2022).

No geral, as variações sazonais e operacionais, como eventos climáticos, aumento de demanda em períodos críticos e a ocorrência de falhas imprevistas no sistema de distribuição, demonstram a necessidade de ajustes na gestão de equipes para melhorar os índices de continuidade. Além disso, fatores como a alocação inadequada de recursos, falhas na comunicação interna e a indisponibilidade de equipes em momentos-chave também contribuíram para a variação dos resultados observados. A adoção de tecnologias de monitoramento mais avançadas, aliada a uma gestão otimizada das equipes, pode contribuir para a diminuição das interrupções, assegurando o atendimento às metas regulatórias e elevando a credibilidade no fornecimento de energia.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho investigou a relação entre a disponibilidade de equipes operacionais e o tempo médio de atendimento emergencial (TMAE) nos indicadores de continuidade, DEC e FEC, de uma concessionária de energia do estado de Alagoas. Para isso, foram utilizados dados reais e públicos extraídos de fontes como ANEEL e IBGE, tratados e analisados por meio da ferramenta Power BI. A análise buscou entender como a gestão das equipes operacionais influencia diretamente na qualidade do serviço, especialmente na redução de interrupções.

O estudo teve como objetivo principal analisar a correlação entre o TMAE, a disponibilidade de equipes e os indicadores DEC e FEC. Com base em dados de 2023, foi possível identificar uma relação positiva entre maior disponibilidade de equipes e a melhoria nos indicadores de continuidade. Especificamente, equipes mais disponíveis e eficientes contribuíram para a diminuição do DEC, evidenciando que a gestão adequada das equipes impacta diretamente o tempo e a frequência das interrupções. O trabalho também avaliou o impacto direto do TMAE, concluindo que um tempo de resposta mais curto nas emergências reduziu significativamente o DEC, demonstrando a importância da eficiência no atendimento para a qualidade do fornecimento.

Além dos resultados quantitativos, o estudo trouxe contribuições relevantes para a área de gestão de concessionárias de energia. A principal contribuição foi demonstrar, por meio de dados empíricos, a importância de uma boa gestão da disponibilidade das equipes operacionais na melhora dos indicadores regulatórios. No entanto, o estudo também trouxe à tona desafios, como a variabilidade das interrupções por fatores climáticos, que influenciam os indicadores de forma imprevista e que nem sempre podem ser controlados pela gestão das equipes.

Entre as limitações do estudo, destaca-se o fato de que o processo de manutenção pesada não possui controle sistêmico na concessionária em 2023, deixando seus dados de disponibilidade fora da análise. Além disso, os fatores externos impactam diretamente os indicadores DEC e FEC, dificultando a obtenção de uma correlação perfeita entre a disponibilidade de equipes e o desempenho nos indicadores. Também houve dificuldades em integrar dados de diferentes fontes e garantir a uniformidade de tratamento das informações. O tempo limitado de análise, focado exclusivamente no ano de 2023, pode ter restringido uma visão mais ampla sobre o impacto dessas variáveis ao longo dos anos.

Para trabalhos futuros, sugere-se ampliar o período de análise para avaliar as variações sazonais e a correlação com eventos climáticos, que não puderam ser abordados em profundidade neste estudo. Outra recomendação é investigar a integração de novas

tecnologias, como inteligência artificial e automação no despacho de equipes, para otimizar ainda mais a gestão das equipes operacionais e reduzir o TMAE. Também seria relevante explorar a influência da infraestrutura de distribuição de energia e do treinamento de equipes como fatores adicionais que podem impactar os indicadores de qualidade.

Conclui-se que a melhoria dos indicadores DEC e FEC depende de uma gestão eficaz das equipes operacionais, somada ao uso de novas tecnologias de redes inteligentes, com potencial para elevar a confiabilidade do serviço e a satisfação dos consumidores.

Referências

- ABNT, A. B. de N. T. *NBR 5462: Confiabilidade e manutenibilidade*. 1994.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Nota Técnica Nº 102/2014*. 2014. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/029/resultado/nota_tecnica_0102_2014_srd.pdf>. Acesso em: 22 Setembro 2024.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Anexo I da Resolução Normativa Nº 956: Módulo 1 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Acesso em: 22 Setembro 2024.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Anexo VI da Resolução Normativa Nº 956: Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Acesso em: 22 Setembro 2024.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Anexo VIII da Resolução Normativa Nº 956: Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Acesso em: 22 Setembro 2024.
- ARAÚJO, W. P. P. *Metodologia FMEA-FUZZY aplicada à gestão de indicadores de continuidade individuais de sistemas de distribuição de energia elétrica*. Dissertação de mestrado — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/106616>>. Acesso em: 20 Setembro 2024.
- BRASIL. Decreto executivo nº 8.461, de 2 de junho de 2015. regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7º da lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4º-b da lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, nº 104. Seção 1*, 2015.
- CAMPOS, S. R. *Validação de dados em sistemas de data warehouse através de índice de similaridade no processo de ETL e mapeamento de trilhas de auditoria utilizando indexação ontológica*. Dissertação de mestrado — Universidade de Brasília, Brasília, 2013. Disponível em: <<http://icts.unb.br/jspui/handle/10482/13099>>. Acesso em: 20 Setembro 2024.
- COELHO, L. M. F. *et al.* Propostas de melhorias na gestão da manutenção para aumento da disponibilidade de equipamentos no setor de óleo e gás: Uma revisão sistemática da literatura. *XLII Encontro Nacional de Engenharia de Produção*, 2022. Disponível em: <<https://encurtador.com.br/4GPBK>>. Acesso em: 23 Setembro 2024.
- ELETRA. *Medidor Inteligente - Linha Zeus*. 2024. Disponível em: <<https://www.eletraenergy.com.br/produtos/zeus-8023/>>. Acesso em: 28 Setembro 2024.
- FERNANDES, C. E. *Desenvolvimento de Metodologia de Avaliação da Eficiência de um Sistema de Monitores de Falta e sua Rede de Comunicação para Redução de Tempo de Atendimento Emergencial – Estudo de Caso na Energisa Mato Grosso*. Dissertação de mestrado — Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Curitiba, 2020. Disponível em: <https://mestrado.lactec.com.br/wp-content/uploads/2020/02/315_PT.pdf>. Acesso em: 20 Setembro 2024.

FERNANDES, G. L. *Análise de eventos emergenciais em empresa de distribuição de energia elétrica baseada em simulação*. Trabalho de Conclusão de Curso — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2021. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/223583>>. Acesso em: 25 Setembro 2024.

GUJARATI, D. N.; PORTER, D. C. *Econometria Básica*. 5. ed. Porto Alegre: AMGH Editora Ltda, 2011.

HEUMANN, C.; SCHOMAKER, M.; SHALABH. *Introduction to Statistics and Data Analysis*. 1. ed. S.I.: Springer, 2016.

MENDONÇA, M. J. C. de et al. *Avaliando a qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil*. 2022. Disponível em: <<https://www.econstor.eu/handle/10419/265296>>. Acesso em: 22 Setembro 2024.

MONTGOMERY, D. C.; PECK, E. A.; VINNING, G. G. *Introduction to linear regression analysis*. 5. ed. New Jersey: John Wiley Sons, 2012.

NOBRE, M. M. *Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica através do Custo da Interrupção para o Consumidor Industrial e dos Indicadores de Continuidade DEC e FEC*. Dissertação de mestrado — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017. Disponível em: <<https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1058>>. Acesso em: 20 Setembro 2024.

PEREIRA, F. *Maximizando o Potencial do Power BI: Casos de Uso e Exemplos Práticos*. 2024. Disponível em: <<https://www.dataex.com.br/maximizando-o-potencial-do-power-bi/>>. Acesso em: 22 Setembro 2024.

PIRAN, A. M. F. P. F. A. S. Análise dos efeitos proporcionados pela transformação de uma rede convencional em smart grid: Estudo de caso em uma concessionária de energia do rio grande do sul. *Latin American Journal of Business Management*, [S. l.], v. 11, n. 2, 2020. Disponível em: <<https://lajbm.com.br/index.php/journal/article/view/614>>. Acesso em: 25 Setembro 2024.

RAWLINGS, J. O.; PANTULA, S. G.; DICKEY, D. A. *Applied Regression Analysis: A Research Tool*. 2. ed. New York: Springer, 2011.

RIGODANZO, J. *Instalação de Medidores Inteligentes no Brasil: Uma Análise Econômica*. Dissertação de mestrado — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2015. Disponível em: <<https://repositorio.ufsm.br/handle/1/8571>>. Acesso em: 28 Setembro 2024.

ROCHA, G. V. da. *Impacto do Absenteísmo nos Indicadores Comerciais de uma Concessionária de Energia Elétrica*. Trabalho de Conclusão de Curso — Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2023. Disponível em: <<http://repositorio.jesuita.org.br/handle/UNISINOS/13031>>. Acesso em: 23 Setembro 2024.

ROCHA, J. E. et al. *Indicadores e Análise de Qualidade de Serviço na Distribuição de Energia Elétrica na Cidade de Curitiba*. 2012. Disponível em: <<https://abrir.link/1FbYx>>. Acesso em: 20 Setembro 2024.

SCHARDONG, B. F.; AES, I. G. G.; GARCIA, V. J. O problema de roteamento de veículos: um estudo de caso para o atendimento de serviços em concessionárias de distribuição de energia elétrica. *Revista Gestão Tecnologia*, [S. l.], v. 22, n. 2, p. 54–75, 2022.

Disponível em: <<https://revistagt.fpl.emnuvens.com.br/get/article/view/2375>>. Acesso em: 25 Setembro 2024.

SCHIELD, M. Correlation, determination and causality in introductory statistics. In: *Proceedings of the Section on Statistical Education*. [S.l.]: American Statistical Association, p. 189–194, 1995.

TORRES, M. L. *A influência da metodologia de regulação nos indicadores DEC e FEC para a qualidade de energia da Energisa Paraíba*. Trabalho de Conclusão de Curso — Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, João Pessoa, 2023. Disponível em: <<https://repositorio.ifpb.edu.br/handle/177683/2825>>. Acesso em: 23 Setembro 2024.

VOLPI, N. M. P. *et al.* Designação de serviços em uma empresa de distribuição de energia elétrica. *Pesquisa Operacional Para O Desenvolvimento*, 3(1), 58–68., 2011. Disponível em: <<https://www.podesenvolvimento.org.br/podesenvolvimento/article/view/118>>. Acesso em: 25 Setembro 2024.

	INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA
	Campus João Pessoa - Código INEP: 25096850
	Av. Primeiro de Maio, 720, Jaguaribe, CEP 58015-435, João Pessoa (PB)
	CNPJ: 10.783.898/0002-56 - Telefone: (83) 3612.1200

Documento Digitalizado Ostensivo (Público)

Trabalho de Conclusão de Curso

Assunto:	Trabalho de Conclusão de Curso
Assinado por:	Marcos Belarmino
Tipo do Documento:	Dissertação
Situação:	Finalizado
Nível de Acesso:	Ostensivo (Público)
Tipo do Conferência:	Cópia Simples

Documento assinado eletronicamente por:

- **Marcos Feitosa Belarmino, ALUNO (20152610299) DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - JOÃO PESSOA**, em 28/03/2025 15:43:41.

Este documento foi armazenado no SUAP em 28/03/2025. Para comprovar sua integridade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/verificar-documento-externo/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 1439172

Código de Autenticação: 47cbb8094f

