

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

ESCOLA DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

CARLOS EDILSON SANTANA DOS SANTOS

“METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DA RELAÇÃO ENTRE INVESTIMENTOS NA REDE E INDICADORES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA”

NITERÓI, RJ

2020

CARLOS EDILSON SANTANA DOS SANTOS  
MATRÍCULA: M054.118.003

METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DA RELAÇÃO ENTRE INVESTIMENTOS NA  
REDE E INDICADORES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. Henrique de Oliveira Henriques, D. Sc.

Niterói, RJ

2020

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca da Escola de Engenharia da UFF

CARLOS EDILSON SANTANA DOS SANTOS

METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DA RELAÇÃO  
ENTRE INVESTIMENTOS NA REDE E INDICADORES  
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Aprovado em \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Henrique de Oliveira Henriques, D.Sc.

Universidade Federal Fluminense

---

Prof. Vitor Hugo Ferreira, D.Sc.

Universidade Federal Fluminense

---

Prof. Marcio Zamboti Fortes, Dr.

Universidade Federal Fluminense

---

Prof. Heraldo Luis Silveira de Almeida, D.Sc.

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Niterói, RJ

2020

Este trabalho é dedicado à minha querida família: Mãe, Vó e Tio, Alderice de Santana, Severina de Santana e Cristiano de Santana, que muito se esforçaram para me ensinar valores, possibilitando alcançar boas oportunidades de estudos e trabalho. Me ajudaram e incentivaram de muitas maneiras tornando real a concretização deste sonho.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, que está ao meu lado em todo os momentos de minha vida, me dando força, coragem, determinação, sabedoria e conforto.

À minha família, por acreditar em mim e sempre me incentivar de forma incondicional. Mãe, por sempre me mostrar a importância do estudo, tal importância transformou minha vida, possibilitando alcançar meus mais inimagináveis sonhos. Vó, sua determinação e coragem sempre foram uma referência em minha vida, essas características sempre me mostraram o quanto eu poderia alcançar se tivesse coragem e fé. Tio, seu pulso firme e sua dedicação a tudo que faz me motivaram a sempre dar o meu melhor nessa caminhada. Victor e Camila, meus irmãos, por estarem sempre ao meu lado, juntos passamos noites rindo, dias brigando e muito se amando.

À Helena, minha companheira, que nos momentos de sufoco e desespero sempre me lembrou que sou capaz de ultrapassar os obstáculos. Obrigado pelo carinho, apoio, a paciência e por sua capacidade de me acalmar na correria da vida entre as obrigações do trabalho, estudo, família e lar.

Aos meus amigos de curso, Guilherme e Leandro pelas alegrias, tristezas e dores compartilhadas. Com vocês, recuperei os ânimos dos estudos no momento onde mais precisei e quase desisti, obrigado por momentos engraçados e produtivos.

Aos Professores da UFF. Companheiros nesta caminhada. Que sempre acreditaram em meu potencial quando até eu mesmo duvidei. Em especial, agradeço ao meu orientador Henrique de Oliveira Henriques, pela paciência, pelos diversos ensinamentos ao longo destes anos de UFF e por acreditar no meu potencial.

A todos aqueles que de alguma forma estiveram e estão próximos de mim, fazendo esta vida valer cada vez mais a pena.

A todos aqueles que participaram e colaboraram com a realização deste trabalho, o meu eterno obrigado! Conseguimos!

“A força não provém da capacidade física. Provém de uma vontade indomável.”

Mahatma Gandhi

“A força de vontade deve ser mais forte do que a habilidade.”

Muhammad Ali

“Paciência e perseverança tem o efeito mágico de fazer as dificuldades desaparecerem e os obstáculos sumirem.”

John Quincy Adams

“Dificuldades e obstáculos são fontes valiosas de saúde e força para qualquer sociedade.”

Albert Einstein

“O desejo vence o medo, atropela inconvenientes e aplanar dificuldades.”

Mateo Alemán

## RESUMO

A redução da interrupção da continuidade de serviço na distribuição de energia elétrica constitui um dos principais desafios para gestão técnica da atividade de manutenção. A assertividade nesta gestão é fundamental para o suporte à tomada de decisão, reduzindo as taxas de indisponibilidade e promovendo o restabelecimento célere do sistema de distribuição de energia, contribuindo para melhoria da qualidade do serviço e reduzindo os impactos financeiros advindos de multas das concessionárias. Este trabalho apresenta uma proposta de desenvolvimento de metodologia de apoio gerencial para planejamento das ações de manutenção em redes de distribuição, contemplando estimativas do impacto das ações nos indicadores de qualidade (DEC, FEC e compensação financeira). Os métodos empregados para estimação dos impactos das ações, em termos de confiabilidade do sistema, foram definidos através da redução dos indicadores de interrupções por unidade de análise, considerando características do ativo/rede e variáveis ambientais (pluviometria, temperatura e velocidade de ventos médios e máximos). Durante os estudos, a unidade de análise foi eleita como sendo os alimentadores, devido à impossibilidade de obter menor nível de desagregação elétrica para as ações de manutenção relativas a podas, recondutoramento e inspeções voltadas à substituição e instalação de materiais e equipamentos. Com base nesses parâmetros, para a estimação dos ganhos, foram realizadas duas etapas: (i) *Clusterização* das unidades de análises para classificação dos alimentadores de acordo com a semelhança de seus atributos (definição de famílias); e (ii) Regressões multivariadas para estimação dos possíveis ganhos das ações em termos de reduções dos indicadores de interrupções por famílias de alimentadores. Este trabalho apresenta uma metodologia de estimativa de ganhos das ações de manutenção e de investimentos em termos de confiabilidade do sistema, isto é, melhoria dos indicadores de continuidade do serviço.

**Palavras-chave:** *Planejamento das ações de manutenção, Estimativas do impacto das ações, Clusterização, Regressão linear multivariada.*



## ABSTRACT

Reducing the interruption of service continuity in the distribution of electricity is one of the main challenges for the technical management of maintenance activities. Assertiveness in this management is essential to support decision making, reducing unavailability rates and promoting the speedy restoration of the energy distribution system, contributing to improving the quality of service and reducing the financial impacts arising from fines from concessionaires. This work presents a proposal to develop a management support methodology for planning maintenance actions in distribution networks, including estimates of the impact of actions on quality indicators (DEC, FEC and financial compensation). The methods used to estimate the impacts of the actions, in terms of system reliability, were defined by reducing the interruption indicators per unit of analysis, considering characteristics of the asset / network and environmental variables (pluviometry, temperature, as well as maximum and average wind speed). During the studies, the unit of analysis was chosen as the feeders, due to the impossibility of obtaining a lower level of electrical breakdown for maintenance actions related to pruning, reconditioning and inspections aimed at the replacement and installation of materials and equipment. Based on these parameters, to estimate the gains, two steps were performed: (i) Clustering of the analysis units to classify the feeders according to the similarity of their attributes (definition of families); and (ii) Multivariate regressions to estimate the possible gains of the shares in terms of reductions in the interruption indicators by feeder families. This work presents a methodology for estimating gains from maintenance and investment actions in terms of system reliability, i.e., improvement of service continuity indicators.

**Keywords:** *Planning of maintenance actions, Estimates of the impact of actions on quality indicators, Clustering, Multivariate linear regression.*

## SUMÁRIO

1.	Introdução .....	166
1.1.	Caracterização.....	18
1.2.	Projeto P&D entre LIGHT e UFF.....	23
1.3.	Motivação e Justificativas.....	24
1.4.	Objetivos .....	25
1.5.	Estrutura do documento .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b> 25
2.	Regulamentação da ANEEL em relação aos índices DEC e FEC – Comparação entre as normas IEEE, IEC, PRODIST.....	27
2.1.	Histórico.....	28
2.2.	Normas.....	30
2.2.1.	Portaria nº 046/1978 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE .....	30
2.2.2.	Resolução ANEEL nº 024/2000.....	33
2.2.3.	Normas Nacionais .....	35
2.2.3.1.	Módulo 8 do PRODIST– Qualidade de Energia Elétrica .....	35
2.2.4.	Normas Internacionais de Qualidade de Energia.....	39
2.2.4.1.	IEC .....	40
2.2.4.2.	IEEE.....	42
2.3.	Indicadores de Continuidade .....	44
2.3.1.	Indicadores Coletivos de Continuidade – DEC e FEC .....	45
2.3.2.	Indicadores Individuais de Continuidade – DIC, FIC, DMIC e DICRI .....	45
2.3.3.	Indicadores Internacionais de Continuidade.....	47
2.4.	Interrupção de Energia Elétrica .....	48
2.5.	Interrupções nos Indicadores de Continuidade .....	51
2.6.	Compensação pelas Transgressões dos Limites de Continuidade.....	52
2.7.	Os Indicadores no cenário internacional.....	58
2.8.	Incentivos Regulatórios e Compensações.....	59
2.9.	Custo da Interrupção da Energia Elétrica no Brasil.....	60
2.10.	Considerações Finais .....	62
3.	Metodologia .....	64
3.1.	Características da Concessão .....	64
3.2.	Modelagem dos Dados.....	66
3.3.	Machine learning não supervisionado - classificação em famílias.....	68
3.3.1.	Base de “clusterização”.....	69
3.3.1.1.	Hierarquia de redes .....	70

3.3.2.	Seleção hierárquica das linhas .....	74
3.3.3.	Algoritmo de “clusterização” automática .....	75
3.3.4.	Estimativa automática do número k de clusters.....	76
3.4.	Estimação por família - impacto das ações nos indicadores.....	77
3.4.1.	Base de regressão .....	77
3.4.2.	Regressão múltipla com dados em painel.....	79
3.4.2.1.	Regressão linear .....	80
3.4.2.2.	Regressão linear múltipla.....	81
3.4.2.3.	Variáveis centradas .....	82
3.4.2.4.	Regressor Proposto .....	83
3.4.2.5.	Variáveis explicativas .....	88
4.	Resultados .....	91
5.	Conclusões .....	99
5.1.	Trabalhos futuros .....	100
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	101

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – DEC apurado X limite (ANEEL) .....	17
Figura 2 – FEC apurado X limite (ANEEL).....	17
Figura 3 – Cálculo do valor da compensação financeira.....	19
Figura 4 – Pagamentos da compensação financeira desde 2010 .....	19
Figura 5 – Determinação do ponto ótimo entre os custos da manutenção preventiva e os custos decorrentes das falhas (manunteeção corretiva e compensações financeiras). .....	22
Figura 6 – Módulos do PRODIST .....	37
Figura 7– Valor das compensações (R\$) pagas pelas concessionárias do Brasil, no período de 2010 a 2019. ....	56
Figura 8 – Quantidade de compensações pagas pelas concessionárias do Brasil, no período de 2010 a 2019. ....	57
Figura 9 – Área de Concessão da Light.....	64
Figura 10 – Esquema das informações das linhas .....	73
Figura 11 – Características para representação dos modelos de cabos.....	74
Figura 12 – Características para representação dos Equipamentos .....	74
Figura 13 – Divisão hierárquica das linhas.....	75
Figura 14 – Diagrama de atividade do algoritmo k-means.....	76
Figura 15 – Combinações de espaço de representação das linhas (“clusterização”) e variáveis explicativas (regressão).....	92

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores Máximos Anuais de DEC e FEC .....	32
Tabela 2 – Valores Máximos Anuais de continuidade por consumidor .....	32
Tabela 3 – Revisões aprovadas por audiências públicas dos módulos do PRODIST ..	38
Tabela 4 – Visão geral da Norma IEC 61000 .....	41
Tabela 5 – Subdivisão da Parte 3 da Norma IEC 61000 .....	42
Tabela 6 – Limites de distorção de tensão .....	43
Tabela 7 – Limites de distorção de corrente para sistemas de 120V a 69kV .....	44
Tabela 8 – Compensação de continuidade pagas pelas concessionárias do Brasil, no período de 2010 a 2019. ....	56
Tabela 9 – Custo unitário das interrupções programadas por região e setor (R\$/kWh). ....	61
Tabela 10 – Custo unitário das interrupções não programadas por região e setor (R\$/kWh). ....	61
Tabela 11 – Agrupamentos dos equipamentos .....	71
Tabela 12 – Desempenho do estimador para o DEC no ano de 2018 em função das diversas representações das linhas da etapa de “clusterização”. ....	93
Tabela 13 – Desempenho do estimador para o FEC no ano de 2018 em função das diversas representações das linhas da etapa de “clusterização”. ....	93
Tabela 14 – Desempenho do estimador para as Compensações no ano de 2018 em função das diversas representações das linhas da etapa de “clusterização” .....	94
Tabela 15 – Desempenho do estimador para o DEC no ano de 2018 em função das diversas escolhas de variáveis explicativas para o módulo de regressão. ....	95
Tabela 16 – Desempenho do estimador para o FEC no ano de 2018 em função das diversas escolhas de variáveis explicativas para o módulo de regressão. ....	95
Tabela 17 – Desempenho do estimador para as Compensações no ano de 2018 em função das diversas escolhas de variáveis explicativas para o módulo de regressão. ....	96
Tabela 18 – Percentual de linhas onde o regressor $IND_{ij}(k)$ para o indicador CHI apresentou ao menos um coeficiente $bl_{ij}$ não-nulo e negativo segundo teste t com correção de White. ....	97
Tabela 19 – Percentual de linhas onde o regressor $IND_{ij}(k)$ para o indicador CHI apresentou ao menos um coeficiente $bl_{ij}$ negativo. ....	98

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
CAIFI	<i>Customer Average Frequency Index</i>
CBEMA	<i>Computer and Business Equipment Manufacturers Association</i>
CEER	Conselho de Reguladores Europeus de Energia
CENS	Custo da Energia Não Suprida
CENELEC	<i>European Committee for Electrotechnical Standardization</i>
CIGRÉ	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
COBEI	Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações
CONMETRO	Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
DEC	Duração Equivalente por Consumidor
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETRORÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EMC	<i>Electromagnetic Compatibility</i>
EUA	Estados Unidos da América
FEC	Frequência Equivalente por Consumidor
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
GQEE	Grupo de Qualidade de Energia
ICE	<i>Interruption Cost Estimate</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ISO	<i>International Organizations for Standardization</i>
ITIC	<i>Information Technology Industry Council</i>
LIGHT	LIGHT Energia S/A
MAIFI	<i>Momentary Average Interruption Frequency Index</i>
NEMA	<i>National Electrical Manufacturers Association</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
RGR	Reserva Global de Reversão
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SIN	Sistema Integrado Nacional
UFF	Universidade Federal Fluminense

## 1. INTRODUÇÃO

O fornecimento da energia elétrica no Brasil é regido pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. A agência é uma autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), que tem como principal função regular as atividades envolvendo energia elétrica em território nacional. A Agência Reguladora incentiva que a tarifa cobrada aos consumidores possa ser revertida em melhoria na distribuição de energia elétrica através de manutenção adequada na rede. A ANEEL por meio de suas normas regula os padrões mínimos de qualidade a serem seguidos pelas concessionárias de energia [1].

De acordo com a ANEEL (2019), o DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, é o indicador que sinaliza em horas a duração equivalente das interrupções no fornecimento de energia de um conjunto de consumidores em um determinado período e o índice FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, sinaliza o número de interrupções de um conjunto de consumidores em determinados períodos.

Observada a qualidade do fornecimento da energia em 2018, o DEC do Brasil foi de 12,85 horas (acima do limite de 12,72 horas estabelecido pela ANEEL) e o FEC é de 7,17 interrupções (abaixo do limite de 9,52 interrupções designado pela agência), o que mostra uma melhora nos últimos anos. O Brasil conta com mais de 77,18 milhões de unidades consumidoras, destas, a grande maioria, cerca de 85%, é residencial [2].

A ANEEL tem exigido um esforço maior nos setores gerenciais e operacionais das distribuidoras para a melhora na qualidade do serviço, na medida que os indicadores de qualidade, em especial o DEC, têm ultrapassado a meta estipulada nos últimos anos. A Figura 1 ilustra o DEC e a Figura 2 o índice FEC computado no Brasil dentre os anos de 2001 a 2018. Recentemente, os indicadores apurados no Brasil superaram a meta definida pelo regulador.





**Figura 1 – DEC apurado X limite.** Fonte: ANEEL (2019).



**Figura 2 – FEC apurado X limite.** Fonte: ANEEL (2019).

A necessidade de eficiência cobrada pelos contratos atuais de concessão nos tópicos de qualidade do serviço e de gestão financeira econômica, obriga os agentes do setor elétrico brasileiro a pensar sobre os obstáculos e formas de aprimorar a qualidade do atendimento, de realizar investimentos mais eficientes e de optar por custos reduzidos.

## 1.1. CARACTERIZAÇÃO

O setor elétrico brasileiro teve sua regulação intensificada a partir da década de 90 e passou por mudanças como por exemplo: privatizações, novo modelo setorial, racionamento em 2001, estatizações, revisão do modelo setorial, risco hidrológico, renovação das concessões e quatro ciclos de revisão tarifária nos anos de 2003, 2008, 2013 e 2018.

Como o centro do estudo deste trabalho é a distribuidora de energia elétrica, que abrange grande parte do estado do Rio de Janeiro, a melhoria da qualidade do atendimento é refletida nos índices de qualidade de energia DEC e FEC, no fornecimento de energia dentro dos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL em 2018, durante o mais recente ciclo de revisão tarifária.

De acordo com dados da própria ANEEL durante o ano de 2018, a concessionária de energia Light ultrapassou o limite regulatório para o DEC, que alcançou a média de 12,85 horas (limite de 12,72 horas). O FEC manteve-se abaixo do limite regulatório e alcançou a média de 7,17 interrupções (limite de 9,52 interrupções). Através da supervisão das interrupções, da apuração e da difusão dos indicadores de continuidade de serviço, os consumidores, as distribuidoras e a ANEEL podem avaliar o desempenho da qualidade do serviço no sistema elétrico.

Com o intuito de atingir ou conservar os níveis exigidos pela reguladora, as distribuidoras são responsáveis por programar os recursos financeiros que provêm das despesas operacionais e dos investimentos na melhoria da qualidade do fornecimento. A ANEEL também define limites para os indicadores de continuidade individuais: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade consumidora (DMIC) e Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia Crítico por unidade consumidora (DICRI).

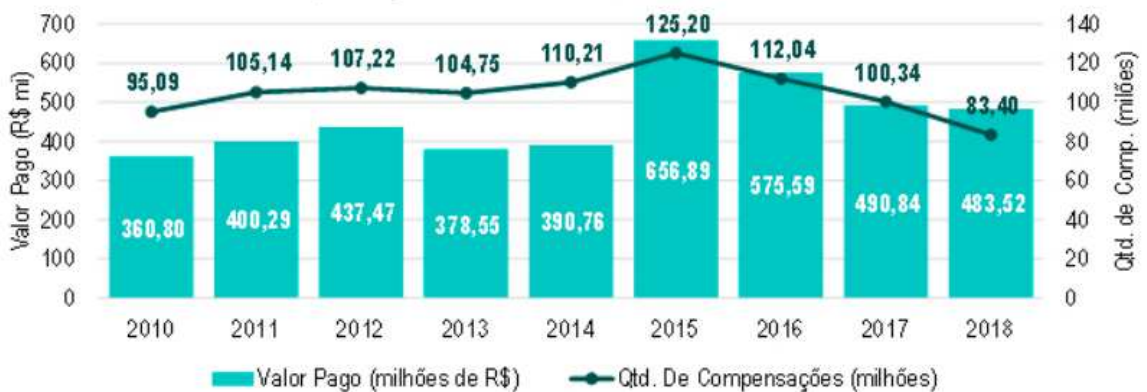
Nos casos em que houver infrações dos limites dos indicadores de continuidade individuais, as distribuidoras são responsáveis por reembolsar financeiramente o consumidor em relação ao período medido. A distribuidora deve calcular a compensação ao consumidor e efetuar o crédito na fatura. O valor calculado da compensação é exemplificado na Figura 3:



**Figura 3 – Cálculo do valor da compensação financeira.**

Fonte Gerência de Operação LIGHT 2015.

No Brasil em 2015, 126 milhões de indenizações foram pagas pelas 63 distribuidoras que excederam os limites regulatórios do DIC, FIC e DMIC ou DICRI. Os consumidores afetados no período receberam R\$ 657 milhões, relativos à recompensação financeira por interrupção de energia. No ano seguinte 2016, foram R\$ 585 milhões por 115 milhões de compensações pagas. O valor de compensações pagas ao consumidor, em consonância com a melhoria no serviço, caiu de R\$ 490,84 milhões, em 2017, para R\$ 483,52 milhões em 2018. A quantidade de compensações também se reduziu, de 100,34 para 83,40 milhões de ocorrências. A Figura 4 ilustra o valor dos pagamentos da compensação financeira desde 2010. Observa-se que as compensações e os valores vêm diminuindo com o passar do tempo o que demonstra uma melhora nos índices, fruto de ações para minimizar seus efeitos. Mesmo assim, é possível afirmar que as condições atuais ainda estão distantes de serem consideradas ideais.



**Figura 4 – Pagamentos da compensação financeira desde 2010.** Fonte ANEEL (2019).

A concessionária de energia Light registrou, nos anos de 2016 e 2017, o pagamento de R\$ 42 milhões e R\$ 27 milhões a título de compensação financeira por interrupção de energia, respectivamente. Em 2018, foram pagos R\$ 29 milhões por 3,8 milhões de compensações pagas. Já no ano de 2019, foram 3 milhões de compensações pagas que somaram R\$ 31 milhões, segundo publicação da ANEEL através do seu site [3].

A redução das compensações tarifárias incentiva as concessionárias a se adequarem e buscarem uma qualidade melhor no serviço. Sua importância é refletida em parte importante no cálculo tarifário da parcela Q do Fator X, que é composto por três componentes, conforme equação:

$$\text{Fator X} = Pd + Q + T \quad (1)$$

Onde:

***Pd***: Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

***Q***: Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e

***T***: Trajetória de custos operacionais.

A qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora utiliza a variável Q do Mecanismo de Incentivo – (MI), que abarca outras ações da Agência Reguladora. O cálculo desse incentivo considera a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

O Fator X é preponderante para que as empresas continuem a possuir e ampliar seus vínculos de concessões. O Tribunal de Contas da União (TCU), através do Acórdão nº 2.253/2015, relata que na prestação do serviço deve estar a qualidade do serviço, “[...] falta de consecução dos parâmetros estabelecidos [...] por 2 anos consecutivos ou períodos alternados no prazo de 5 anos caracterizará a inadimplência em relação à continuidade do fornecimento”.

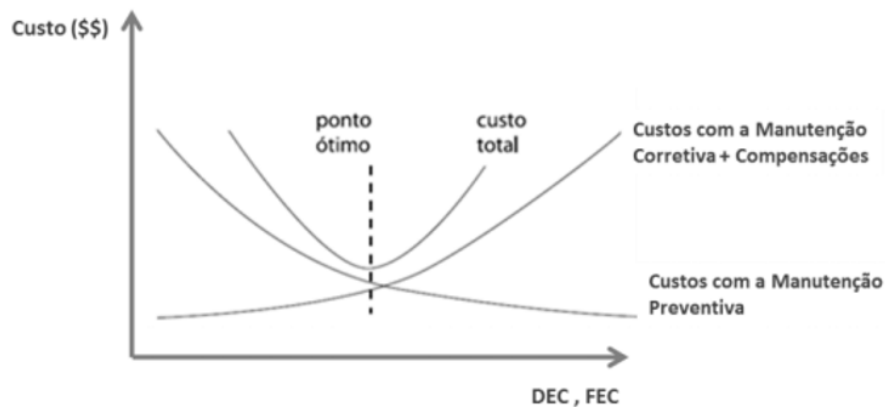
A concessão no estado do Rio de Janeiro, mesmo tendo o desafio de manter os índices dentro dos limites regulatórios para que não venha a sofrer multas compensatórias, possui uma situação diferenciada no que diz respeito a perdas comerciais. Essas perdas representam os furtos e as fraudes no consumo de energia elétrica. Foi constatado na concessão em questão, segundo dados da ANEEL, que são 6.527 GWh por ano, o equivalente a 19,6% das perdas não técnicas do Brasil [4].

Perdas comerciais, também conhecidas como perdas não técnicas, têm origem principalmente nas ligações clandestinas desviadas diretamente da rede. São consideradas fraudes, as adulterações no medidor ou desvios. Essas perdas, também conhecidas popularmente de “gatos”, são em grande parte associadas às características socioeconômicas das áreas de concessão. Tais perdas são calculadas por meio dos índices de perdas comerciais, apuradas pela diferença das perdas totais, informadas pelas distribuidoras, e das perdas técnicas regulatórias, apuradas pela ANEEL.

A região Norte é a maior responsável pelas perdas não técnicas no país de 52%. O Nordeste e Sudeste contabilizam 26,16% de perdas juntos. Já as regiões Centro-Oeste e Sul têm, respectivamente, 8,53% e 6,63%. Os percentuais de perdas não técnicas afetam os serviços da Light e proporcionam déficits significativos na qualidade do atendimento. Os 47,5% de perdas não técnicas registrados no ano de 2018, foram de R\$ 329 milhões, o equivalente em consumo de energia no mercado de todo o Estado do Espírito Santo.

As atividades de operação, manutenção e eficiência do sistema são de total responsabilidade da concessionária. A excelência em gestão de recursos, nos seus respectivos planos de manutenção preventiva e corretivas, podem gerar a melhoria da qualidade dos sistemas da área de concessão das empresas. As ações de manutenção têm como objetivo conservar os índices de continuidade estabelecidos pela agência reguladora dentro dos limites regulatórios, consolidar os índices de continuidade globais da área de concessão, garantindo a vida útil dos ativos da base de remuneração.

A Figura 5 apresenta o ponto de equilíbrio ótimo entre os custos da manutenção preventiva e os custos decorrentes das falhas, traduzidas pela manutenção corretiva, penalidades, multas e compensações financeiras.



**Figura 5 – Determinação do ponto ótimo entre os custos da manutenção preventiva e os custos decorrentes das falhas (manutenção corretiva e compensações financeiras).**

Fonte: Adaptação do autor de Mirshawa e Omedo (1993).

Todas as ações de manutenção juntas, sejam elas preventivas ou corretivas, desempenham função fundamental para que as concessionárias de energia atinjam as metas dos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL para os indicadores de continuidade e também diminuir as multas compensatórias por transgressões. As características diferentes de cada área de concessão devem ser levadas em conta para a correta elaboração do gerenciamento dos planos de manutenção.

Buscando ser cada vez mais eficientes e econômicas, as empresas de concessão devem buscar alternativas para elaboração de seus planos de manutenção, aliando baixo custo com eficiência. A assertividade na utilização dos recursos disponibilizados é de extrema importância. O desafio proposto nesse trabalho é determinar os impactos das ações de manutenção preventivas e corretivas executadas, nos indicadores de continuidade DEC, FEC e Compensação Financeiras.

A estimação dos custos relacionados à melhoria da confiabilidade, através de atividades de manutenção preventivas e corretivas nas redes elétricas, que gerem resultados satisfatórios é perseguida pela maioria das concessionárias. Porém é reconhecidamente de difícil solução, conforme consta no Termo de Referência nº 01, de agosto de 2013, citado parcialmente a seguir: “[...] funções de custos relacionados à melhoria da confiabilidade do sistema de distribuição” caracterizam-se por ter limitada “literatura sobre o assunto”.

Esse trabalho proporciona uma contribuição no significado de compreender a influência das ações de manutenção e investimentos na rede em busca de atingir os melhores índices regulatórios, no momento em que a procura pela qualidade no fornecimento de forma eficiente e econômica se faz evidente em tempos de escassez de recursos.

## **1.2. PROJETO P&D ENTRE LIGHT E UFF**

Em agosto de 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica lançou um edital cuja proposta era desenvolver uma ferramenta de apoio gerencial para planejamento das ações de manutenção das redes de distribuição, com previsibilidade do impacto nos indicadores de DEC, FEC e compensação financeira, buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica para melhor regulação dos índices de qualidade de energia na matriz energética nacional. Com o intuito de contribuir com essa iniciativa, um grupo de professores do Departamento de Engenharia da UFF (TEE/UFF), e a LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. elaboraram um projeto de P&D LIGHT 116/2018, para atender a proposta da ANEEL.

A proposta do projeto desenvolver uma ferramenta baseada nos estudos de previsibilidade, para a definição das melhores práticas de manutenção, criando condições para que os índices DEC e FEC fiquem dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL. A partir destes estudos, o trabalho propõe desenvolver uma metodologia de apoio gerencial que resulte na previsão dos níveis de continuidade de DEC e FEC da Light, considerando as ações planejadas de manutenção preventiva, suportadas pelos recursos financeiros.

Um dos focos do projeto está na proposição de melhorias nas práticas de manutenção para sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica. O presente trabalho está inserido nas atividades deste projeto, envolvendo pesquisas específicas sobre o desempenho dos sistemas de distribuição, com o intuito de alcançar a meta estabelecida pela ANEEL nos índices regulatórios DEC e FEC.

O processo de otimização das ações é uma ferramenta de apoio gerencial, complementar aos sistemas de monitoramento comerciais propostos para a rede de distribuição, e traz como diferencial a possibilidade de realizar uma análise minuciosa sobre os aspectos relativos aos índices de qualidade da energia.

### 1.3. MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVAS

As interrupções de energia nos sistemas de distribuição de energia elétrica geram transtornos à população. São responsáveis por multas às concessionárias que violam os limites regulatórios. A redução da indisponibilidade da rede vem sendo procurada por todas as concessionárias, que visam um serviço de qualidade e eficiência.

O conhecimento da rede mediante análise minuciosa de seus setores, acarreta o bom diagnóstico das instalações. Uma vez definidas as ações adequadas de manutenção, é feita a elaboração de planos eficientes evitando que as interrupções de energia tenham um grande impacto nos sistemas elétricos. Todas essas medidas podem ter um efeito relevante na obtenção de indicadores de continuidade, DEC e FEC, e pode auxiliar na determinação de prioridades para a programação da manutenção em redes de distribuição de energia elétrica. Este estudo sugere a otimização das ações, como forma de apoio gerencial para planejamento das ações de manutenção das redes de distribuição com previsibilidade do impacto nos indicadores de DEC, FEC e compensação financeira.

A metodologia proposta considera os modos de falhas ocorridos em um conjunto de consumidores. A ANEEL estabelece, em cada sistema ou conjunto, um limite para os indicadores de continuidade. Utilizando a ferramenta desenvolvida para a predição do DEC e FEC, é possível realizar análises em um sistema de distribuição, avaliando-se os impactos de cada uma das falhas. A contribuição deste trabalho é o desenvolvimento de metodologia gerencial para a predição dos indicadores de continuidade.

A proposição deste modelo como uma ferramenta de auxílio para a programação de tarefas de manutenção, em um sistema de distribuição de energia elétrica, constitui-se em uma abordagem inovadora. Uma vez ajustados, tendo-se como entradas as características inerentes a um sistema de distribuição, tais como a duração e a frequência nas ocorrências de determinadas causas, os modelos propostos são capazes de prever os valores de DEC e FEC.



## 1.4. OBJETIVOS

O objetivo desta dissertação é avaliar a qualidade no fornecimento de energia elétrica por meio dos indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC), através de histórico disponível no período de 2014 a 2018. A partir desta análise, busca-se propor e desenvolver uma metodologia de apoio gerencial que resulte na previsão dos níveis de continuidade de DEC e FEC da Light, considerando as ações planejadas de manutenção preventiva e suportadas pelos recursos financeiros.

Os objetivos específicos são:

- \* Definir a melhor forma de cálculo do impacto de cada ação de manutenção preventiva para redução do FEC e do DEC.

- \* Entender a influência de cada uma das ações de manutenção preventiva na previsibilidade dos indicadores de DEC e FEC.

- \* Utilizar o modelo de tomada de decisão como ferramenta no planejamento da manutenção preventiva para compatibilizar o nível de qualidade do fornecimento desejado (DEC e FEC) com o volume das ações preventivas e os recursos financeiros necessários para a realização das ações no campo.

## 1.5. ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento está dividido em cinco capítulos, contando com esse capítulo introdutório ao tema central deste trabalho, que inclui a caracterização do problema e sua contextualização, bem como objetivos e motivações, além da estrutura do mesmo, que será agora apresentada, organizada de forma a proporcionar ao leitor uma sequência lógica dos tópicos apresentados.

No segundo capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica sobre a qualidade da energia elétrica, sua evolução regulatória, os indicadores de confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, como funciona o pagamento das compensações pelas distribuidoras, a importância da disponibilidade da energia elétrica e o custo da interrupção no Brasil. No terceiro capítulo é detalhada toda a metodologia aplicada e no quarto capítulo são apresentados os resultados por meio de comparações entre os dados. O quinto capítulo traz as principais conclusões a respeito desse trabalho e é finalizado com as sugestões para trabalhos futuros.

## **2. REGULAMENTAÇÃO DA ANEEL EM RELAÇÃO AOS ÍNDICES DEC E FEC – COMPARAÇÃO ENTRE AS NORMAS IEEE; IEC E PRODIST.**

O cotidiano das pessoas e o desenvolvimento econômico do país são diretamente afetados pelo fornecimento de energia elétrica, o que torna esse serviço fundamental para a sociedade. Devido a essa importância, a qualidade desses serviços passou a ser vista com maior atenção, dando início a normatizações específicas para regulamentarem o assunto.

Para a organização dos níveis de qualidade em uma concessão, foram criados os indicadores de qualidade de energia. Através desses indicadores e das metas estabelecidas pela reguladora é possível concluir que quanto pior for a qualidade do fornecimento de energia elétrica, maiores serão os investimentos necessários, implicando em uma maior tarifa para o consumidor [5].

De acordo com a ANEEL, a regulação da qualidade da prestação de serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil é realizada a partir de três aspectos: continuidade, conformidade dos parâmetros técnicos e comerciais. A continuidade é relacionada diretamente ao fato de ter ou não disponibilidade do serviço aos consumidores de energia, sendo mensurada frequentemente pela quantidade e duração das interrupções. Os aspectos da conformidade condizem com a adequação da forma de onda de tensão, estando assim relacionada com o grau de qualidade técnica da energia disponibilizada. Já a análise da relação comercial entre a empresa e seus consumidores é feita pelo aspecto comercial. Neste último aspecto, são levados em consideração quesitos como o adequado atendimento telefônico, a cortesia do atendimento e a rapidez com que a empresa responde os pedidos dos consumidores.

## 2.1 HISTÓRICO

Para alcançar a melhoria na qualidade de energia, as distribuidoras de energia elétrica no Brasil utilizavam os dados históricos até a década de 70. Através da quantificação das interrupções de energia e das horas sem fornecimento, era possível o registro dessas interrupções mesmo quando não existiam instrumentos legais para determinar os níveis adequados de qualidade [6].

No período entre 1960 e 1990 o setor elétrico brasileiro era essencialmente estatal, mostrando grande crescimento da oferta de energia elétrica, ligado a importantes investimentos em geração de energia desde a década de 60 até o início da década de 80. Porém o padrão do setor de energia elétrica começou a apresentar restrições de investimentos e de crescimento na década de 80, ocasionadas pela crise internacional do petróleo, pelo endividamento externo e pelas próprias condições políticas vigentes [6].

As transformações sociais, políticas e econômicas que aconteceram no Brasil na década de 90, somadas as mudanças políticas nacionais com as idéias mais liberais, provocaram modificações significativas no setor elétrico. As mudanças principais ocorreram com o novo Modelo do setor Elétrico, iniciado com a “Lei das Concessões” em 1995 e que teve como paradigma a implantação de competição nos segmentos de geração e comercialização, livre acesso nos segmentos de transmissão, distribuição e regulamentação por incentivos nesses segmentos.

De acordo com a Lei nº. 9.427/96 sobre a qualidade de energia elétrica, órgãos reguladores e fiscalizadores com independência financeira permitiram a aplicação de formas de regulação avançadas para se alcançar a otimização do sistema, buscando o melhor atendimento da sociedade, observando a modicidade tarifária e a universalização do serviço, sem comprometer o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

O crescimento do modelo se deu conforme as necessidades e com os princípios adotados do novo modelo institucional do setor elétrico e da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 que determinou o modelo vigente mercantil, assim como a separação das atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização.

Em 2010, a regulação da qualidade era realizada através da resolução da ANEEL nº 24/2000, que consolidava os conhecimentos obtidos desde a Portaria 46/1978 do DNAEE, passando pelas experiências estaduais, pelos contratos de concessão, pelos desenvolvimentos acadêmicos e dos órgãos reguladores. A definição de metas de qualidade era feita por meio de indicadores de qualidade coletivos e individuais, sendo estabelecidas penalidades no caso de descumprimento dos indicadores, por multas e por ressarcimento.

O estabelecimento de metas coletivas começou a ser feita por comparações entre os diversos conjuntos de consumidores estabelecidos pelas concessionárias. As metas individuais estavam vinculadas às metas coletivas. Foram criadas outras resoluções para tratar dos diferentes aspectos da qualidade de energia, abrangendo a qualidade do serviço, a qualidade do fornecimento e as maneiras de ressarcimento ao consumidor por equívocos de responsabilidade da concessionária.

Em relação aos níveis de tensão, a resolução da Aneel nº 505/2001 estabeleceu as disposições para regime permanente, definindo limites permitidos para atendimento aos clientes, prazos para correção dos problemas e penalidades caso essas correções não ocorressem. As concessionárias deveriam ressarcir os danos causados em equipamentos elétricos, instalados em unidades consumidoras, decorrentes de perturbações ocorridas no sistema elétrico. Conforme resolução normativa da ANEEL nº 61/2004 eram considerados apenas os danos elétricos em equipamentos de consumidores com tensão de atendimento igual ou inferior à 2,3 kV.

O governo apresentou uma proposta de Medida Provisória no segundo semestre de 2012 com o objetivo de aperfeiçoar o marco institucional do setor de energia elétrica, instituído pela lei nº 10.848, de 2004. Dessa forma é lançado um pacote de medidas: a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que foi convertida na lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Lei essa que estabeleceu regras para o processo de renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de apresentar uma série de medidas que visaram uma redução tarifária e tributária do setor elétrico.

Em relação a regulação da continuidade de energia, a questão da definição de conjuntos elétricos serviu como base para a determinação de índices de qualidade. O início da geração de conjuntos elétricos para determinação de metas previa que os clientes deviam ser denominados pela área geográfica.

Recentemente passou a existir um processo de abertura para a consideração dos clientes de um conjunto através da área elétrica ou mesmo de alimentadores de subestações. Por este lado, o PRODIST estabeleceu que os conjuntos de unidades consumidoras passam a ser definidos por subestações, o que quer dizer que a definição se dará não apenas pela natureza geográfica, mas sim pela natureza elétrica.

A partir de 1º de janeiro de 2018, a tarifa branca foi aprovada pela ANEEL como uma opção, indicando aos consumidores a mudança do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ofertada aos consumidores atendidos em baixa tensão, todas as distribuidoras do país deveriam atender aos pedidos de adesão à tarifa branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Em 2019, unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo.

Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, diminuindo fortemente o consumo no horário de ponta (aquele com maior demanda de energia na área de concessão) e no período intermediário, a opção pela tarifa branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida. Nos dias úteis, o valor tarifa branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é mais barata. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta. Os períodos de horários de ponta, intermediário e fora ponta são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias [7].

## **2.2 NORMAS**

### **2.2.1. PORTARIA Nº 046/1978 DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE [7]**

Os números máximos referentes à quantidade e duração de interrupções de fornecimento de energia elétrica a serem observadas pelos concessionários foram definidos com a publicação da Portaria DNAEE nº 046, de 17 de abril de 1978 que deu início a regulação da qualidade da continuidade do serviço de fornecimento de energia pelas concessionárias.

A Portaria mencionada fazia o uso de dois índices de continuidade por conjunto: o Índice DEC e o Índice FEC. Estes eram calculados conforme apresentado conforme equações (2) e (3) [8]:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)x(i)}{Cs} \quad (2)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cs} \quad (3)$$

Onde:

DEC = duração (em horas) equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

FEC = frequência equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

Ca (i) = número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos nas interrupções (i);

t (i) = tempo de duração das interrupções (i), em horas;

i = número de interrupções variando de 1 a n;

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

De acordo com a Portaria DNAEE 046, foi estabelecido que o conjunto de consumidores era definido a critério do concessionário e abrangeria toda a área de concessão atendida, não podendo ser reunidos em um mesmo conjunto de consumidores localizados em áreas urbanas não contíguas. Em relação aos limites, estabeleceram os valores máximos anuais por consumidor e os valores máximos anuais dos índices de continuidade por conjunto (DEC e FEC). As tabelas (1) e (2) apresentam esses limites:

**Tabela 1 – Valores Máximos Anuais de DEC e FEC.** Fonte DNAEE 1978.

Conjunto de Consumidores	DEC (horas)	FEC (interrupções)
Consumidores em tensão de transmissão ou subtransmissão	15	25
Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado.	15	20
Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial.	20	25
Atendido por sistema aéreo, com mais de 50.000 consumidores	30	45
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 15.000 e 50.000	40	50
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 5.000 e 15.000	50	60
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 1.000 e 5.000	70	70
Atendimento por sistema aéreo, com menos de 1.000 consumidores	120	90

**Tabela 2 – Valores Máximos Anuais de continuidade por consumidor.**

Fonte DNAEE 1978.

Unidades Consumidoras	Horas	Números de Interrupções
Consumidores atendidos por sistema subterrâneo	30	35
Consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV	30	40
Consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão inferior a 69 kV ou em tensão primária de distribuição, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural	80	70
Consumidores atendidos em tensão secundária de distribuição e pertencentes a conjuntos com mais de 1.000 consumidores, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural.	100	80
Consumidores localizados em zona rural atendidos por sistema de distribuição, ou pertencente a qualquer conjunto com menos de 1.000 consumidores.	150	120



A falta de punição, em casos que as concessionárias ultrapassassem os valores máximos definidos na Portaria DNAEE nº 046/78, foi considerada uma lacuna pelos especialistas. O que nela continha era apenas uma definição em relação ao prazo de 180 dias para providências por parte das concessionárias, quando a normalização do fornecimento ocorresse num tempo ou frequência superiores aos limites.

### **2.2.2. RESOLUÇÃO ANEEL nº 024/2000 [8]**

A resolução da ANEEL nº 24, de 27 de janeiro de 2000, manteve-se empregando indicadores para medir a continuidade do fornecimento de energia, como na Portaria da DNAEE nº 046/1978, e determinou punições no caso do não cumprimento dessas metas. Começaram a definir os indicadores de continuidade por consumidor, o DIC e o FIC. Somou-se aos indicadores de continuidade da portaria DNAEE nº 046/1978 o indicador DMIC. Em relação aos critérios para composição de conjuntos de unidades consumidoras, para o estabelecimento das metas, o art. 8º dessa resolução prevê que:

“Art. 8º. Os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela concessionária, respeitadas as seguintes condições:

I – O conjunto definido deverá permitir a identificação geográfica das unidades consumidoras, de forma que, para estabelecer o padrão dos indicadores de continuidade, devem ser considerados os seguintes atributos físico-elétricos:

- a) a área, em quilômetros quadrados (km<sup>2</sup>);
- b) a extensão da rede primária, em quilômetros (km);
- c) a média mensal da energia consumida, em quilowatt-hora (kWh), nos últimos 12 (doze) meses;
- d) o total de unidades consumidoras atendidas;
- e) a potência instalada, em quilovolt-ampère (kVA); e
- f) se pertencem ao sistema isolado ou interligado.

II - Quando um conjunto for subdividido ou reagrupado deverão ser definidos padrões de continuidade, considerando-se os novos atributos e histórico dos conjuntos que deram origem à nova formação; e

III - Não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

§ 1º A ANEEL, a qualquer momento, poderá solicitar à concessionária a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras.

§ 2º A concessionária de distribuição poderá propor revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras, quando do estabelecimento das metas anuais dos indicadores de continuidade disposto no art. 17.”

O critério de formação de conjuntos de unidades consumidoras estabelecido na resolução nº 024/2000 continuava apresentando as mesmas regras da Portaria DNAEE: “Os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela distribuidora e não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.”

A partir da definição dos conjuntos, eram estabelecidos os limites máximos a serem observados pelas concessionárias, observando-se três parâmetros: as metas já estabelecidas em alguns contratos de concessão, o histórico de desempenho das empresas e os padrões de continuidade resultantes da análise comparativa entre as empresas.

A principal mudança introduzida pela Resolução nº 024/2000 é o estabelecimento de penalidade no caso de violação dos limites definidos. A concessionária passou a ser penalizada por meio do pagamento de compensação financeira aos consumidores. Essa compensação era calculada pela distribuidora e servia como crédito do valor na fatura de energia elétrica do consumidor no mês subsequente à apuração. Além disso, até dezembro de 2008, a distribuidora deveria receber um termo de notificação nos casos da violação dos padrões de DEC e FEC e, caso as justificativas apresentadas para a violação fossem consideradas insatisfatórias ou insuficientes pela ANEEL, havia o recebimento de multa por auto de infração.

### 2.2.3. Normas Nacionais

No Brasil, foi formado um Grupo de Qualidade da Energia Elétrica (GQEE) integrado por técnicos e especialistas, coordenados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para definir um conjunto de normas e procedimentos apropriado nas redes de distribuição [9].

Em 1940 foi fundada a Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT que é responsável pela normalização técnica no Brasil. Reconhecida como único foro nacional de Normalização através da Resolução nº 07, de 24.08.1992 do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (CONMETRO), a ABNT é a única e exclusiva representante no Brasil, da *Internacional Organization for Standardization* (ISO) e da *Internacional Electrotechnical Commission* (IEC).

No que diz respeito a qualidade de energia, a ABNT NBR IEC 61000-4/2014, com o título “Compatibilidade Eletromagnética: Parte 4-30: Técnicas de medição e ensaio - Métodos de medição de qualidade da energia”, define os métodos para medição e interpretação dos resultados de parâmetros da qualidade da energia elétrica em sistemas de alimentação em corrente alternada a 50/60 Hz.

Embora a ABNT tenha a função de normalização da qualidade, cabe a ANEEL e ao ONS regulamentar e controlar o setor elétrico brasileiro. O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL nos setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. Em novembro de 2009 a ANEEL publicou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

#### 2.2.3.1. Módulo 8 do PRODIST– Qualidade de Energia Elétrica

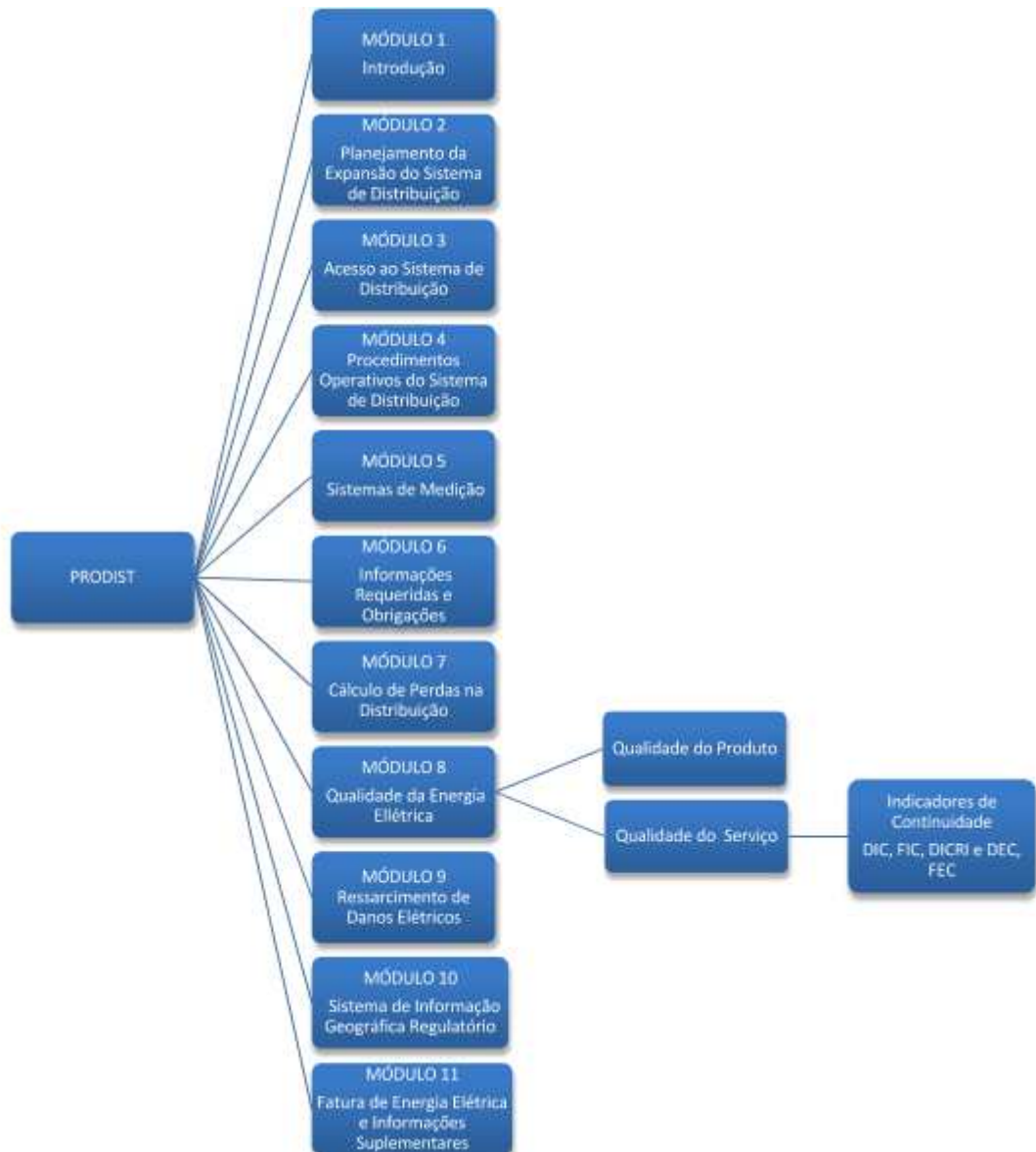
Com o objetivo de disciplinar as atividades de distribuição de energia elétrica no país, foi criado os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, um compêndio elaborado pela ANEEL que regulamenta os diversos aspectos relativos ao segmento de distribuição de energia elétrica no que diz respeito ao funcionamento e desempenho.

Esses procedimentos controlam as relações entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (unidades consumidoras e centrais geradores) conectados aos sistemas de distribuição.

Para garantir que os sistemas de distribuição operem com níveis altos de eficiência, segurança, confiabilidade e qualidade, é necessária uma estreita relação entre ANEEL e as distribuidoras. Essa interação tem que ser alinhada com os agentes, obedecendo severamente os procedimentos adotados nas regulações.

Composto por onze módulos, o PRODIST é um documento que possui 6 módulos técnicos que descrevem macro áreas de ações técnicas dos agentes de distribuição, e 2 módulos integradores. A Qualidade da Energia Elétrica (QEE) é objeto do 8º Módulo. A 1ª versão do Módulo 8 do PRODIST, denominada Revisão 0, foi aprovada pela Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008. Segundo a Nota Técnica nº 093/2007 – SRD/ANEEL, essa versão baseava-se na mesma metodologia definida na Resolução Normativa nº 024/2000 com alguns aperfeiçoamentos [10].

Ponto importante no aperfeiçoamento foi a inclusão de novos critérios de expurgo na apuração de DEC e FEC, aceitando duas novas exceções: interrupções vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União e interrupções ocorridas em dia crítico. Outro exemplo de alteração é a prorrogação de 12 meses da determinação de existir as penalidades de multa pelo não cumprimento das metas de DEC e FEC, conforme estabelecido no art. 21 da Resolução nº 024/2000. A Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009, aprovou a Revisão 1 do Módulo 8 do PRODIST e revogou a Resolução nº 024/2000. Os módulos são distribuídos conforme a Figura 6.



**Figura 6 – Módulos do PRODIST.** Fonte ANEEL 2019.

Quando necessárias, as alterações de cada módulo são feitas através de audiências públicas, onde são discutidas suas alterações, elencadas suas propostas e apresentadas as revisões sugeridas. O resultado é apresentado conforme ilustrado na Tabela 3, para o módulo 8 do PRODIST.

**Tabela 3 – Revisões aprovadas por audiências públicas do módulo 8 do PRODIST.**

Fonte ANEEL 2020.

<b>Revisão</b>	<b>Motivo da Revisão</b>	<b>Instrumento de aprovação pela ANEEL</b>	<b>Data de vigência do Módulo</b>
<b>10</b>	<b>Revisão 10 (após realização da AP 034/2017)</b>	<b>Resolução Normativa n° 794/2017</b>	<b>A partir de 01/01/2018</b>
9	Revisão 9 (após realização da AP 040/2016)	Resolução Normativa n° 767/2017	Alterada antes da entrada em vigor
8	Revisão 8 (após realização da AP 082/2015)	Resolução Normativa n° 728/2016	De 01/01/2017 a 31/12/2017
7	Revisão 7 (após realização da AP 52/2014)	Resolução Normativa n° 664/2015	De 01/01/2016 a 31/12/2016
6	Revisão 6 (após realização da AP 029/2014)	Resolução Normativa n° 641/2014	De 01/01/2015 a 31/12/2015
5	Revisão 5 (após realização da AP 093/2013)	Resolução Normativa n° 602/2014	Alterada antes da entrada em vigor
4	Revisão 4 (após realização da AP 064/2010)	Resolução Normativa n° 469/2011	De 01/01/2012 a 31/12/2014
3	Revisão 3 (após realização da AP 046/2010)	Resolução Normativa n° 444/2011	De 01/01/2011 a 31/12/2012
2	Revisão 2 (após realização da AP 046/2010)	Resolução Normativa n° 424/2010	De 01/01/2011 a 31/12/2011
1	Revisão 1 (após realização da AP 033/2009)	Resolução Normativa n° 395/2009	De 01/01/2010 a 31/12/2010
0	Revisão 0 (após realização da AP 014/2008)	Resolução Normativa n° 345/2008	De 01/01/2008 a 31/12/2009

Através de sua 10ª revisão vigente o módulo 8 do PRODIST descreve os métodos inerentes a QEE, abordando o serviço prestado e a qualidade do produto. Para a qualidade do serviço é considerado a continuidade do fornecimento e para a qualidade do produto são considerados aspectos relacionados à tensão de fornecimento. Inclui a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

#### **2.2.4. Normas Internacionais de Qualidade da Energia**

A respeito das normas internacionais de QEE existe uma tendência para a unificação das normas em diversos países. A iniciativa e tratativas vieram de entidades consolidadas no campo da documentação normativa, como o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) nos Estados Unidos e o CIGRÉ (*International Council on Large Electric Systems*) na Europa. No entanto, esta unificação não deve acontecer a curto prazo. Atualmente o que se encontra no mercado são normas nacionais ou recomendações internacionais. Inúmeras instituições internacionais estão trabalhando para o estabelecimento de conceitos, índices e objetivos para QEE nos mais variados setores. Alguns exemplos de organizações que atuam em seus campos específicos são [11]:

- CENELEC (*European Committee for Electrotechnical Standardization*): O CENELEC é o Comitê Europeu para Normatização Eletrotécnica. O CENELEC prepara normas voluntárias, que ajudam a facilitar o comércio entre os países, criar novos mercados, reduzir os custos de conformidade e apoiar o desenvolvimento de um mercado europeu único;

- ITIC (*Information Technology Industry Council*): Organização de intermediação para a indústria de tecnologia da informação nos Estados Unidos. Quando ainda possuía outro nome, (*Computer and Business Equipment Manufacturers Association*, CBEMA) elaborou uma curva de suportabilidade de equipamentos elétricos frente a distúrbios na rede;

- NEMA (*National Electrical Manufacturers Association*): Associação de fabricantes de equipamentos elétricos para a transmissão e distribuição de energia elétrica. Elabora fóruns para o desenvolvimento de normas técnicas de interesses da indústria e dos consumidores, defende políticas do setor legislativo, realiza coletas, análises e divulgação de dados da indústria;

- ANSI (*American National Standards Institute*): Instituto que supervisiona a criação, promulgação, utilização de normas e diretrizes que afetam diretamente a distribuição de energia. A ANSI está ativamente envolvida na avaliação das competências de organizações que determinam as normas;

- ISO (*International Organization for Standardization*): Federação mundial de órgãos nacionais de normatização de mais de 140 países. A federação promove o desenvolvimento da normatização para auxiliar o intercâmbio internacional de bens e serviços. O trabalho da ISO resulta em acordos que são publicados como normas internacionais. Um exemplo é a ISO 9000 - a família de normas para a gestão de qualidade. Também pode ser chamado de BS EN ISO 9000. Duas instituições merecem destaque na área de qualidade da energia: A IEC e o IEEE.

#### **2.2.4.1. IEC *International Electrotechnical Commission***

A IEC (*International Electrotechnical Commission*) é uma organização mundial que prepara e publica normas internacionais para as áreas de elétrica, eletrônica e tecnologias relacionadas, além de disciplinas como terminologia, compatibilidade eletromagnética, performance, segurança e meio ambiente, incluindo trabalhos na otimização da eficiência energética e desenvolvimento de normas para energias renováveis. As normas da IEC apoiam o comércio entre países, fornecendo uma referência para o funcionamento do acordo sobre barreiras técnicas da Organização Mundial do Comércio (OMC).

Os membros da IEC são conhecidos como “Comitês Nacionais”. Estes Comitês são compostos por representantes das indústrias, agências governamentais, academias, associações de comércio, usuários e desenvolvedores de normas. O Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações (COBEI) é o Comitê Nacional responsável pelas atividades e representatividade do Brasil na IEC.

Os principais ramos dos trabalhos da IEC são a preparação das normas internacionais IEC, o gerenciamento da certificação IEC ou esquemas de avaliação da conformidade. As



normas da família IEC 61000 referente à EMC (*Electromagnetic Compatibility*) são importantes e abrangem assuntos relativos a QEE. A EMC relata a capacidade dos sistemas elétricos e eletrônicos de funcionar corretamente próximos sem que exista uma interferência entre eles. Nestas normas, avalia-se a emissão de distúrbios e quão imune a estes, um equipamento deve ser. A estrutura da série de normas IEC 61000 (excluindo os itens 7 e 8 que estão em aberto) é dividido conforme mostra a Tabela 4.

**Tabela 4 – Visão geral da Norma IEC 61000.** Fonte IEC.

<b>Norma IEC 61000</b>	
<b>Parte 1 - Geral</b>	
Considerações Gerais, definições e terminologias	
<b>Parte 2 – Ambiente</b>	
Descrição, classificação e métodos de quantificação do ambiente onde o equipamento será utilizado	
<b>Parte 3 – Limites</b>	
São fornecidos limites de emissão e de imunidade para equipamentos.	
<b>Parte 4 – Técnicas de Teste e Medição</b>	
Fornecer diretrizes para o projeto de equipamentos de medição e monitoramento da qualidade da energia além dos procedimentos de teste dos equipamentos	
<b>Parte 5 – Diretrizes de instalação e de mitigação</b>	
Diretrizes para a instalação de equipamentos métodos e dispositivos de mitigação	
<b>Parte 6 – Normas Generéricas</b>	
Inclui padrões específicos para uma categoria de equipamentos ou para certos ambientes	
<b>Parte 9 - Diversos</b>	

A parte 3 trata de limites de emissão dos distúrbios de equipamentos. Ela se subdivide em 8, como mostrado na Tabela 5.

**Tabela 5 – Subdivisão da Parte 3 da Norma IEC 61000.** Fonte IEC.

Numeração	Nome
IEC 61000-3-2	Limites para emissões de correntes harmônicas (corrente de entrada do equipamento $\leq 16$ A por fase)
IEC 61000-3-3	Limites das variações de tensão, das flutuações de tensão e flicker em sistemas de alimentação de baixa tensão, para equipamentos com corrente nominal $< 16$ A por fase e não sujeitos a ligação condicional
IEC/TS 61000-3-5	Limites das flutuações de tensão e flicker em sistemas de alimentação de baixa tensão para equipamentos com corrente nominal superior a 75 A
IEC/TR 61000-3-6	Avaliação dos limites de emissão para a conexão de instalação com distorção em sistemas de média, alta e extra tensão
IEC/TR 61000-3-7	Avaliação dos limites de emissão para conexão de instalações com flutuação de tensão em sistemas de média, alta e extra alta tensão
IEC 61000-3-8	Sinalização em instalações elétricas de baixa tensão – Níveis de emissão, bandas de frequência e os níveis de interferências electromagnéticas
IEC 61000-3-12	Limites para correntes harmônicas produzidas por equipamento ligado a sistema de baixa tensão público com entrada de corrente $> 16$ A e $\leq 75$ A por fase.

#### 2.2.4.2. IEEE

IEEE – (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) promove a engenharia de criação, desenvolvimento, integração, compartilhamento e o conhecimento aplicado no que se refere à ciência e tecnologias da eletricidade e da informação. O IEEE é uma sociedade técnico-profissional internacional, dedicada ao avanço da teoria e prática da engenharia nos campos da eletricidade, eletrônica e computação [12].

O IEEE congrega mais de 400.000 associados, entre engenheiros, cientistas, pesquisadores e outros profissionais, em cerca de 150 países. É dirigido por um *Board of Directors*, e por um *Executive Committee*. É composto por 10 Regiões, 36 Sociedades Técnicas, 7 Conselhos Técnicos, e por aproximadamente 1200 Capítulos e 333 Seções.

A respeito da QEE, destaca-se a IEEE-519/2014 - Recomendação prática e requisitos para o controle de harmônicos em sistemas elétricos de potência. Tal recomendação estabelece limites para os parâmetros elétricos de tensão e corrente relacionados à QEE em regime permanente. A aplicabilidade desses limites no sistema ocorre em um determinado ponto de acoplamento comum, ao contrário da IEC 61000-3-2 que estabelece os limites dos equipamentos individualmente. Os limites de distorção de tensão para sistemas de 120V a 69 kV são apresentados na Tabela 6.

**Tabela 6 – Limites de distorção de tensão.** Fonte IEEE.

Tensão no barramento do PAC	Harmônicos Individuais (%)	Distorção Harmônica Total (%)
$V < 1 \text{ kV}$	5	8
$1 < V < 69 \text{ kV}$	3	5
$69 \text{ kV} < V < 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$161 < \text{kV}$	1	1,5

Para saber os limites de distorção de corrente, utiliza-se a distorção de demanda total (DDT), dada pela equação 4.

$$DDT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (I_h)^2}}{I_l} \quad (4)$$

Onde:

- $I_h$ : Corrente referente ao harmônico de ordem  $h$ ;
- $I_l$ : Corrente de demanda máxima de carga no Ponto de Acoplamento Comum;

Os limites de distorção para corrente nos sistemas de 120 V a 69 kV são dados pela Tabela 7:

**Tabela 7 – Limites de distorção de corrente para sistemas de 120V a 69kV. Fonte IEEE.**

<b>Distorção harmônica máxima em porcentagem de demanda máxima de corrente de carga (IL)</b>						
<b>Ordem harmônica individual (harmônica individual (harmônicos ímpares))</b>						
<b>Isc/IL</b>	<b>3 &lt; h &lt; 11</b>	<b>11 &lt; h &lt; 17</b>	<b>17 &lt; h &lt; 23</b>	<b>23 &lt; h &lt; 35</b>	<b>35 &lt; h &lt; 50</b>	<b>DTT</b>
<b>&lt; 20</b>	4	2	1,5	0,6	0,3	5
<b>20 &lt; 50</b>	7	3,5	2,5	1	0,5	8
<b>50 &lt; 100</b>	10	4,5	4	1,5	0,7	12
<b>100 &lt; 1000</b>	12	5,5	5	2	1	15
<b>&gt; 1000</b>	15	7	6	2,5	1,4	20

Mais uma publicação de destaque é a IEEE 1159/2009 - Práticas recomendadas para o monitoramento da QEE. Esta, monitora as características elétricas de sistemas de energia, em corrente alternada, monofásicos e polifásicos. A publicação contém descrições consistentes de fenômenos eletromagnéticos conduzidos, que ocorrem em sistemas de potência, faz recomendações que relatam as condições nominais e os desvios originados dentro do sistema de alimentação ou de carga, originadas das interações entre a fonte e a carga. Além disso, estas recomendações discutem os dispositivos de QEE, de monitoramento, as técnicas de aplicação e a interpretação dos resultados do monitoramento.

### **2.3. INDICADORES DE CONTINUIDADE**

O desempenho do sistema elétrico é medido através de indicadores que representam a performance do sistema. No ensejo de assegurar a QEE e suas competências desejadas, no que diz respeito a continuidade do serviço de fornecimento, a ANEEL exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade do serviço, conforme os limites para os indicadores de continuidade, que são estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST. Divididos em 2 grupos, os indicadores de continuidade verificam a frequência de interrupções e a duração cumulativa das interrupções, ocorridas durante um determinado intervalo de tempo.

### **2.3.1. INDICADORES COLETIVOS DE CONTINUIDADE – DEC E FEC**

Para conservar a qualidade do serviço na distribuição, a ANEEL exige o padrão de continuidade através dos indicadores coletivos de continuidade, DEC e FEC, conforme definido no módulo 8 do PRODIST. Estes índices são apurados pelas distribuidoras e enviados periodicamente a ANEEL para verificação da continuidade do serviço prestado. O tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica é apurado para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a agência avalie a continuidade da energia oferecida à população.

De acordo com o módulo 8 do PRODIST, o indicador coletivo de continuidade DEC é o intervalo de tempo equivalente, em horas, que no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica. Já o indicador coletivo de continuidade FEC é o número de interrupções equivalentes, ocorridas no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado. Na seção 8.2 do módulo 8 do PRODIST, na subseção 5.5 são apresentadas as fórmulas utilizadas para o cálculo dos indicadores coletivos DEC e FEC atualmente, já apresentadas neste texto nas equações 2 e 3 [13].

### **2.3.2 INDICADORES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE - DIC, FIC, DMIC e DICRI**

No módulo 1 do PRODIST estão definidos cada um dos indicadores individuais de continuidade, o DIC é o intervalo de tempo, em horas, que no período de apuração, uma determinada unidade consumidora individual ou ponto de conexão, sofreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica. O indicador individual de continuidade FIC é o número de interrupções que um determinado consumidor individualmente sofreu no período de apuração. O indicador DMIC é expresso em horas, e corresponde ao tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.

E por fim, o indicador de continuidade DICRI, corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão, e é expresso em horas. O cálculo dos indicadores individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI, está na subseção 5.4, da seção 8.2 do módulo 8 do PRODIST que apresenta as equações (5) a (8):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (5)$$

$$FIC = n \quad (6)$$

$$DMIC = t(i) \max \quad (7)$$

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad (8)$$

Onde:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

i = índice de interrupções 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;

$t(i) \max$  = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas;

$t_{crítico}$  = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

### 2.3.3. INDICADORES INTERNACIONAIS DE CONTINUIDADE

Com base no Guia para Índices de Confiabilidade de Distribuição Elétrica IEEE-P1366 (*IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Index*) o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos IEEE define os índices de confiabilidade onde são relacionadas definições importantes para confiabilidade.

SAIDI – *System Average Interruption Duration Index* e SAIFI - *System Average Interruption Frequency Index*, para os indicadores coletivos. SAIDI (DEC) indicador que representa a duração média das interrupções verificadas, por zona geográfica do distribuidor vinculado. Para encontrar o valor de SAIDI, a soma da duração total de cada interrupção por consumidor afetado é dividida pelo total de consumidores atendidos. É expresso em minutos ou horas conforme equação (9);

$$SAIDI = \frac{\sum(ri * Ni)}{Nt} \quad (9)$$

Onde:

$r_i$  = Tempo de restauração do sistema, minutos;

$N_i$  = Número de consumidores interrompidos;

$N_t$  = Número total de consumidores atendidos.

SAIFI (FEC) = System Average Interruption Frequency Index, é o indicador que representa o número médio de interrupções verificadas, por zona geográfica do distribuidor vinculado. É um indicador adimensional. Para o cálculo do SAIFI, o número total de consumidores afetados é dividido pelo número total de consumidores atendidos e expresso pela equação (10).

$$SAIFI = \frac{\sum(N_i)}{N_t} \quad (10)$$

Onde:

$N_i$  = Número de consumidores interrompidos;

$N_t$  = Número total de consumidores atendidos.

## 2.4. INTERRUPÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

Para que seja feita uma regulação através de controle, a ANEEL solicita que um registro atualizado das interrupções que ocorreram no sistema, sejam elas programadas e não programadas ou armazenadas por cada concessionária de distribuição, que tem por essa obrigação manter seus bancos de dados a disposição da reguladora e seguindo padrões exigidos pela mesma.



As interrupções programadas são derivadas de ações pré-agendadas para a substituição de equipamentos ou componentes danificados e podem ocorrer tanto para uma substituição como para uma ampliação de rede. A duração é pré-estabelecida e possui ampla divulgação para os usuários se programarem. As interrupções não programadas ocorrem pelas falhas de componentes em determinadas atividades rotineiras ou pelo simples fato de ter se esgotado a vida útil. Outro fator que pode gerar interrupções é a falta de manutenção adequada. Este tipo de interrupção gera inconvenientes aos clientes, pois podem ocorrer a qualquer hora e muitas das vezes e para agravar a situação, pelo fato de as equipes não possuírem os diagnósticos corretos, tendo que ir ao local analisar, não se sabe precisar a duração do reparo.

As falhas que ocasionam as interrupções não programadas nos sistemas de energia elétrica possuem diversas origens, cada gênese tem a sua forma de ser combatida. Para a solução desse problema é necessário conhecer a origem e estar preparado para corrigir cada intempérie. De acordo com a Eletrobrás, as causas de interrupções não programadas podem ser divididas considerando as seguintes origens:

- Ambiental - poluição, corrosão, fogo, inundação, erosão, pássaros e etc.;
- Causada por terceiros - vandalismo, acidente e empresas de serviço;
- Falha humana - erro de operação e acidente por parte dos funcionários do serviço;
- Sistema - subtensão, sobretensão e manobras no sistema;
- Falha de componentes - falha de ajuste, falha de projeto, envelhecimento, falha de manutenção e etc;
- Outro órgão - concessionária ou outro órgão da empresa;
- Outros - quando o problema for conhecido pelo funcionário e não se enquadra em nenhum dos pontos mencionados anteriormente;
- Desconhecidas - quando o funcionário não conhece a natureza da causa. Assim como também defende a importância de se classificar as origens das interrupções.

O motivo de se classificar essas origens é a busca para elaboração de planos de ações de manutenção preventivas eficazes, para que não ocorram interrupções não programadas no sistema. Estes procedimentos auxiliam as equipes de manutenção no correto diagnóstico, fornecendo dados que serão armazenados a fim de aprimorar as ações.

As concessionárias vêm investindo no aprimoramento de seus diagnósticos e elaborações de seus planos de manutenção, buscando ao máximo minimizar os impactos das ações não programadas no sistema. Para atingir este objetivo, são utilizadas as identificações preventivas de possíveis falhas, através de inspeções rotineiras dos fatores que interferem em seu funcionamento, cuja finalidade é reduzir a duração da falta logo que ocorra a interrupção. Observa-se que quanto mais se conhece os possíveis fatores da causa de uma interrupção de energia, mais rapidamente essa pode ser revertida ou prevenida, tendo em vista que exista um plano de ação rápido e eficaz para se utilizar na situação de cada problema que possa surgir.

Compreender as causas das interrupções nos sistemas de distribuição de energia é imprescindível, somente inspeções visuais não são suficientes, é preciso um mapeamento do sistema levando em conta suas peculiaridades por região. Essas peculiaridades precisam ser consideradas no instante da elaboração dos planos de ações para a prevenção das falhas. A confiabilidade necessita de um completo e preciso conhecimento das interrupções em um fornecimento de energia.

A compreensão do problema abrange a classificação, o registro, a coleta, a verificação e a análise dos dados estatísticos das falhas nos componentes das redes elétricas de distribuição. Portanto, uma análise mais fiel da realidade é gerada quando se leva em conta todas as particularidades da região. Há de se destacar a complexidade da identificação das causas de interrupções não programadas devido a diversos fatores, pois é a parte integrante do planejamento da empresa, das atividades de operação e de manutenção das redes. A análise preliminar das falhas, geralmente é realizada pelos eletricitas e operadores do sistema elétrico. No entanto, devido à falta de capacitação ou de documentos que os auxiliem na análise da ocorrência, alguns profissionais que atuam na manutenção não estão preparados para identificar claramente a origem do problema [14].

Somente inspeções visuais não são o bastante para um diagnóstico eficiente nas causas de falhas, de modo que nem sempre estes profissionais possuem embasamentos e domínio de métodos suficientes para promover um julgamento confiável acerca do problema enfrentado. Associado a isso, as equipes ao serem direcionadas para os locais de falha, muitas das vezes têm como principal objetivo o restabelecimento do fornecimento de energia, não se atendo às questões da análise das causas que levaram o sistema a falhar. Devido as condições dos locais e as pressões externas ao reestabelecimento de energia, o foco está no atendimento imediato e não na averiguação da origem do problema.

Dados imprecisos ou incorretos relacionados as causas de interrupção no fornecimento de energia podem ser gerados através desse tipo de tratamento nas ocorrências. Ausência de análise completa pode causar uma nova interrupção do serviço, no mesmo local, tendo-se em vista que a ocorrência não foi adequadamente investigada. A eficácia da identificação das causas das interrupções não programadas está relacionada à quantidade e à qualidade de informações obtidas na região de ocorrência. A correta identificação de causas, servirá como informação para conhecer os problemas de determinadas regiões do sistema elétrico correspondente.

O tempo transcorrido em futuras interrupções é minimizado à medida que o diagnóstico correto consegue ser realizado. O aumento de risco de danos aos equipamentos também é minimizado à medida que se tem uma boa análise do sistema em questão. Deve-se dar maior importância na averiguação minuciosa das causas e sugere-se regulamentação das ações com a previsão dos possíveis riscos e falhas, antes que esses ocorram.

## **2.5. INTERRUPÇÕES NOS INDICADORES DE CONTINUIDADE**

Com um aumento do tempo para o reestabelecimento do sistema elétrico é gerado um aumento no indicador DEC, o aumento na quantidade de interrupções também onera as concessionárias, medido através do indicador FEC. Essas situações ocasionam prejuízos financeiros para as concessionárias, pois as mesmas devem ressarcir os consumidores devido aos problemas de interrupção no fornecimento de energia elétrica. A exigência dos consumidores em relação à qualidade da energia fornecida pelas concessionárias é elevada.

Recentemente com a tecnologia avançada, baseada em equipamentos eletroeletrônicos sensíveis aos distúrbios na rede elétrica, se faz necessário reduzir o número e ocorrências de interrupções no fornecimento de energia elétrica. O intuito não é somente evitar multas ou reduzir despesas, mas de fornecer um serviço seguro e confiável para a sociedade se desenvolver.

Devido a esses fatores as concessionárias devem investir no desenvolvimento de redes de distribuição com o interesse de melhores performances, como por exemplo: Diversas possibilidades de transferência de carga; seccionamento de trechos defeituosos; subestações supervisionadas; adequação dos sistemas de proteção; utilização de dispositivos no auxílio à localização das interrupções; entre outros.

Esses progressos implicam em altos investimentos, porém, as concessionárias devem fazê-los, pois elas devem procurar as melhores alternativas, sejam elas operacionais ou técnicas, conseguindo-se minimizar os prejuízos que as interrupções de energia causam em seu sistema elétrico.

## **2.6. COMPENSAÇÕES PELAS TRANSGRESSÕES DOS LIMITES DE CONTINUIDADE**

A partir de 2010 passou a existir a compensação pela transgressão de indicadores de continuidade de serviço. Na ocasião, a ANEEL aprovou uma resolução com a revisão do PRO-DIST, submetida à audiência pública nº 033/2009. Nesta revisão foram determinados os valores que as distribuidoras deveriam pagar a título de multa pelo descumprimento dos indicadores coletivos de continuidade, integralmente revertidos para compensar diretamente os consumidores afetados.

Além disto, as distribuidoras passam a ter que enviar para a ANEEL as informações geográficas da distribuidora, onde possam extrair as relevâncias das unidades consumidoras, para que os limites anuais dos indicadores de continuidade sejam estabelecidos. A cada quatro anos em média é realizada, por audiência pública, a Revisão Tarifária Periódica – RTP de cada distribuidora. Esta revisão ajusta os novos valores dos limites, que vem se tornando cada vez mais rigoroso.

A fim de melhorar a qualidade do serviço prestado ao consumidor, os limites dos indicadores DIC, DMIC e FIC são vinculados aos indicadores DEC e FEC. A padronização do jeito de apurar, tratar e informar os dados relativos à continuidade do serviço, constantes na resolução nº 024/2000 da ANEEL, estabelece as condições para avaliar as concessionárias através dos indicadores de continuidade.

É possível obter transparência quanto ao controle de desempenho das empresas a partir do momento que os valores apurados dos indicadores de continuidade passaram a constar nas faturas de energia elétrica. Quando os indicadores individuais de continuidade são transgredidos, a distribuidora deve compensar financeiramente o consumidor.

Deve ser automático o processo de compensação no decorrer de até 2 meses após o mês de apuração do indicador em que houve a transgressão, mês em que houve a interrupção. Na seção 5.11 do Módulo 8 do PRODIST são apresentadas as considerações e critérios para que as compensações sejam passadas aos consumidores. No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC, em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor do sistema de distribuição, inclusive àqueles conectados em DIT - Demais Instalações de Transmissão, e efetuar o crédito na fatura, tendo que ser obrigatoriamente apresentada em até dois meses após o período de apuração.

A distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor do sistema de distribuição e àqueles conectados em DIT, no caso de violação do limite de continuidade individual do indicador DICRI. Deverá também efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o mês de ocorrência da interrupção. A distribuidora deverá efetuar uma compensação ao consumidor para cada interrupção ocorrida em Dia Crítico que superar o limite do indicador DICRI. Por se tratar de um indicador individual, este é apurado por interrupção ocorrida em dia crítico, e não por mês, trimestre e ano, como são os indicadores DIC, FIC e DMIC. No cálculo do valor da compensação, Módulo 8 do PRODIST, define as equações de (11) a (14) como referências para estes cálculos:

$$(DIC) = Valor = \left( \frac{DICv}{DICp} - 1 \right) DICp \times \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \times kei \quad (11)$$

$$(DMIC) = Valor = \left( \frac{DMICv}{DMICp} - 1 \right) DMICp \times \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \times kei \quad (12)$$

$$(FIC) = Valor = \left( \frac{FICv}{FICp} - 1 \right) FICp \times \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \times kei \quad (13)$$

$$(DICRI) = Valor = \left( \frac{DICRIv}{DICRIp} - 1 \right) DICRIp \times \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \times kei \quad (14)$$

Onde:

DICv = dura\u00e7\u00e3o de interrup\u00e7\u00e3o por unidade consumidora ou por ponto de conex\u00e3o, conforme cada caso, verificada no per\u00edodo considerado, expressa em horas e cent\u00e9simos de hora;

DICp = limite de continuidade estabelecido no per\u00edodo considerado para o indicador de dura\u00e7\u00e3o de interrup\u00e7\u00e3o por unidade consumidora ou por ponto de conex\u00e3o, expresso em horas e cent\u00e9simos de hora;

DMICv = dura\u00e7\u00e3o m\u00e1xima de interrup\u00e7\u00e3o cont\u00ednua por unidade consumidora ou por ponto de conex\u00e3o, conforme cada caso, verificada no per\u00edodo considerado, expressa em horas e cent\u00e9simos de hora;

DMICp = limite de continuidade estabelecido no per\u00edodo considerado para o indicador de dura\u00e7\u00e3o m\u00e1xima de interrup\u00e7\u00e3o cont\u00ednua por unidade consumidora ou por ponto de conex\u00e3o, expresso em horas e cent\u00e9simos de hora;

FICv = frequ\u00eancia de interrup\u00e7\u00e3o por unidade consumidora ou por ponto de conex\u00e3o, conforme cada caso, verificada no per\u00edodo considerado, expressa em n\u00famero de interrup\u00e7\u00f5es;

FICp = limite de continuidade estabelecido no per\u00edodo considerado para o indicador de frequ\u00eancia de interrup\u00e7\u00e3o por unidade consumidora ou por ponto de conex\u00e3o, expresso em n\u00famero de interrup\u00e7\u00f5es e cent\u00e9simo do n\u00famero de interrup\u00e7\u00f5es;

DICRI<sub>v</sub> = duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRI<sub>p</sub> = limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

EUSD médio = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

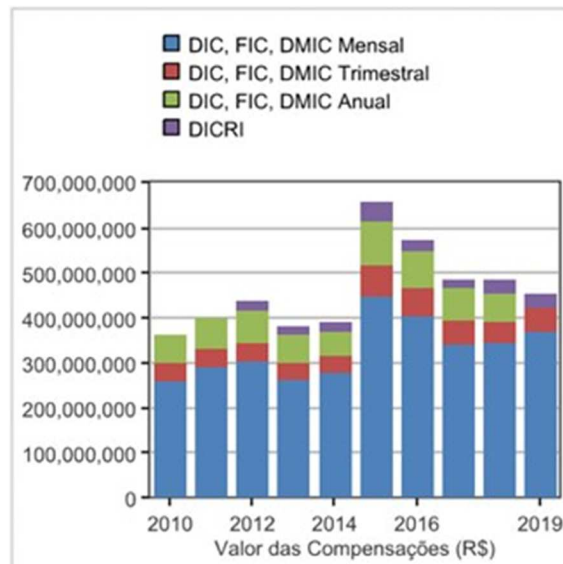
- i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;
- ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;
- iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

A Tabela 8 relata as compensações de continuidade pagas pelas concessionárias no Brasil, no período de 2010 a 2019, considerando os dados mensais, trimestrais e anuais. Para o DIC, FIC e DMIC, as informações de compensação estão disponíveis a partir de 2010. Para o DICRI, as informações de compensação estão disponíveis a partir de 2012.

**Tabela 8 – Compensação de continuidade pagas pelas concessionárias do Brasil, no período de 2010 a 2019. Fonte ANEEL.**

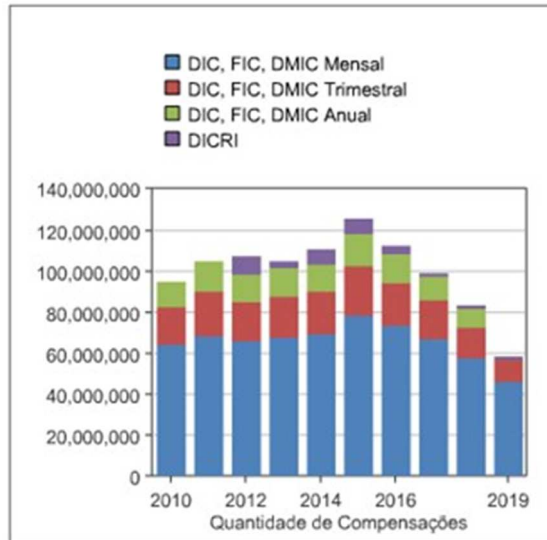
Compensação de Continuidade das Concessionárias		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
DIC, FIC e DMIC	Mensal	QTD	64.528.029	68.376.650	66.031.346	67.586.765	69.433.683	78.455.430	73.450.080	66.886.121	57.602.167	46.217.584
		VLR	259.409.387,88	290.941.585,92	305.792.525,44	265.045.891,13	279.043.522,19	450.176.623,42	405.084.576,21	343.231.014,84	344.537.821,53	373.882.497,36
	Trimestral	QTD	18.311.034	21.500.368	19.139.127	20.071.661	20.546.783	23.656.339	20.694.645	18.849.382	14.608.903	10.539.974
		VLR	42.844.877,84	40.513.635,13	41.990.777,27	37.144.197,46	38.215.040,48	64.540.627,96	59.469.423,39	54.190.532,49	48.864.360,76	54.737.145,99
	Anual	QTD	12.252.627	15.260.861	12.882.181	13.716.452	13.032.543	16.064.721	13.597.798	11.715.274	9.225.490	10.826
		VLR	58.543.287,88	68.836.266,39	69.891.361,86	61.779.107,02	54.988.606,81	102.218.280,49	84.604.859,24	68.742.985,61	61.185.509,73	100.859,44
DICRI	QTD	0	0	9.170.700	3.378.948	7.195.740	7.024.954	4.293.725	1.908.786	1.993.597	1.750.385	
	VLR	0,00	0,00	19.796.625,84	14.584.068,41	18.513.244,11	39.957.952,19	26.429.211,32	17.000.875,95	29.027.293,23	28.678.933,72	
TOTAL GERAL	QTD	95.091.690	105.137.879	107.223.354	104.753.826	110.208.749	125.201.444	112.036.248	99.359.563	83.430.157	58.518.769	
	VLR	360.797.553,60	400.291.487,44	437.471.290,41	378.553.264,02	390.760.413,59	656.893.484,06	575.588.070,16	483.165.408,89	483.614.985,25	457.399.436,51	

De forma segmentada, a Figura 7 apresenta o valor pago das compensações, em reais (R\$), e a Figura 8 a quantidade de compensações pagas no período de apuração de 2010 a 2019. Ambas as figuras apresentam um perfil semelhante, porém a quantidade de compensações pagas não está relacionada diretamente com a quantidade de consumidores compensados, pois um mesmo consumidor pode acumular compensações ao longo do ano, levando em consideração os critérios para a aplicação das compensações.



**Figura 7 – Valor das compensações (R\$) pagas pelas concessionárias do Brasil, no período de 2010 a 2019. Fonte ANEEL.**





**Figura 8 – Quantidade de compensações pagas pelas concessionárias do Brasil, no período de 2010 a 2019.** Fonte ANEEL.

A partir do ano de 2010, quando tem início o pagamento das compensações, nota-se que houve um aumento anual nos valores pagos por transgressão aos índices, o que pode ser entendido como uma dificuldade das concessionárias em se adequar aos limites de continuidade estabelecidos pelo órgão regulador.

A concessionária de energia Light registrou, nos anos de 2016 e 2017, o pagamento de R\$ 42 milhões e R\$ 27 milhões a título de compensação financeira por interrupção de energia, respectivamente. Em 2018, foram pagos R\$ 29 milhões por 3,8 milhões de compensações pagas. Já no ano de 2019, foram 3 milhões de compensações pagas que somaram R\$ 31 milhões, segundo publicação da ANEEL em seu site [3].

## 2.7. INDICADORES DE CONTINUIDADE NO CENÁRIO INTERNACIONAL

Os países no continente europeu empregam diferentes indicadores e métodos de ponderação na avaliação das interrupções. Divididos em dois principais grupos, os indicadores que consideram "minutos perdidos por ano" que são: SAIDI, Minutos Perdidos por Cliente (*Minutes Lost per Customer - CML*), Interrupção Equivalente do Sistema Índice de Duração (*Average System Interruption Duration Index - ASIDI*), Índice Equivalente da Duração de Interrupção do Sistema de Transformadores (*Mean Index of Transformer System Interruption Duration - T-SAIDI*) e os indicadores que consideram o "número de interrupções por ano", nesse caso são: SAIFI, Interrupções por Cliente (*Customer Interruptions - IC*), Índice Equivalente da Frequência de Interrupção do Sistema (*Average System Interrupt Frequency Index - ASIFI*), Índice Médio da frequência de interrupção do sistema de transformadores (*Mean Index of Transformer System Interruption Frequency - T-SAIFI*).

Apesar do monitoramento da duração e da frequência das interrupções, também é possível analisar se as interrupções foram planejadas ou não planejadas. Dados de continuidade podem ser utilizados com caráter informativo aos clientes individuais ou em grupos, descrevendo sobre a qualidade do serviço disponibilizado, a verificação de tendências de desempenho, a orientação aos operadores do sistema sobre planejamentos em manutenção e investimentos, a comparação entre diferentes sistemas ou países e fornecer informações que podem ser úteis na regulação baseada em incentivos. Conforme a norma europeia EN 50160 na maioria dos países, uma interrupção somente é considerada como uma "interrupção curta" se ela perdurar 3 minutos ou menos.

A "interrupção longa" é uma interrupção que dura mais de 3 minutos. Alguns países possuem uma distinção adicional entre interrupções curtas e interrupções transientes, em que estas são interrupções de até alguns segundos. O MAIFI ou *Momentary Average Interruption Frequency Index* (Índice de Frequência Equivalente de Interrupção Momentânea) disponibiliza o número equivalente de vezes por ano que o fornecimento a uma unidade consumidora é interrompido, por um período de três minutos ou menos.

Outras regiões possuem um indicador específico para os eventos transientes. Imposições em diferenciar as interrupções curtas e transientes foram devidas à diferença do impacto que essas interrupções causam para os clientes. Paralisações breves ou transientes não são tão monitoradas. Somente alguns Estados da Europa que coletam os dados para tais interrupções.

Uma vez, que existem diferentes tipos de indicadores ou diferentes métodos de ponderação utilizados, o grande desafio encontrado com relação aos indicadores de continuidade é a dificuldade em comparar os dados entre diferentes países, como no caso de toda a Europa. Além disso, embora todos os países tenham o controle das interrupções longas, menos da metade deles monitoram as interrupções curtas.

## 2.8. INCENTIVOS E COMPENSAÇÕES

Os níveis de QEE atuais e futuros são influenciados pelas decisões de investimento por parte das operadoras na manutenção e no aperfeiçoamento da rede de energia elétrica sob aspecto de continuidade. A medição ao nível do consumidor é constantemente embasada nas pesquisas de usuários associada à sua satisfação, expectativas, entre outras. Boa parte dos países possuem métodos de compensação individual aos consumidores de energia elétrica em relação as metas estabelecidas, que não foram realizadas. Em grande parte dos casos essa compensação econômica é relacionada a duração individual de longas interrupções não planejadas.

A quantidade de horas que um usuário foi suprimido de utilização de energia tem relação não só com o país, mas também com sua capacidade, nível de tensão e condições climáticas. A interrupção plausível de compensação varia de uma hora, como no caso da Holanda, até 24 horas, como no caso da Irlanda. Poucos países oferecem compensações aos clientes pela duração total das interrupções.

Em Portugal as normas de garantia de continuidade estão incluídas no código de fornecimento de eletricidade. Para a ultrapassagem dos limites existem as compensações monetárias repassadas automaticamente aos clientes. Tais limites são previstos pelo Código de Abastecimento de Eletricidade (*Portuguese Electricity Supply Code*), fazendo de Portugal um dos pioneiros na Europa na implementação deste tipo de sistema de incentivos.

Para as compensações aos clientes e o incentivo financeiro aos operadores da rede, duas ferramentas importantes são utilizadas na regulação da qualidade de eletricidade, pois possuem impacto direto e mensurável nas receitas operacionais líquidas das empresas reguladas. Uma consideração importante é que o custo total das indenizações pagas aos clientes é assumido exclusivamente pelos acionistas da empresa, servindo de motivação para o operador garantir a disponibilidade do serviço.

## **2.9. CUSTO DA INTERRUPÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Através da Nota Técnica nº 0173/2016-SRD/ANEEL, que demonstra a importância da qualidade do serviço na distribuição, a ANEEL apresenta uma análise da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica, com interesse na análise de custos relacionados à confiabilidade do serviço de distribuição e tem o propósito de inserir o custo da interrupção na regulação da QEE. O prejuízo do consumidor diante de uma interrupção no fornecimento de energia, é representado pelos custos da interrupção, sendo diferente para cada tipo de consumidor.

O custo decorrente da energia que deixou de ser consumida, por causa de uma interrupção, é o custo da energia não suprida (CENS), contabilizado através dos custos diretos e custos indiretos. No que diz respeito aos custos relativos à perda de produção, perda de matéria prima, retomada dos processos de produção, fatores ocasionados pelas interrupções, estão relacionados aos custos diretos. Em relação aos investimentos em equipamentos ou instalações, para adequar o nível de confiabilidade desejado, estão relacionados os custos indiretos.

Foram consideradas algumas questões para estimar o CENS no Brasil como o momento do dia, a característica do dia, se é um dia semanal ou de final de semana por exemplo e a possibilidade de ocorrência das interrupções. Essa forma de cálculo foi baseada no valor adicionado perdido, com a construção de curvas de carga das empresas em operação, e na perda de ócio, através de curvas de valor de ócio horário e diário, levando-se em consideração os padrões de consumo. Os valores estimados para o CENS são consistentes com a realidade do país e foram apresentados na Tabela 9 e Tabela 10:

Tabela 9 – Custo unitário das interrupções programadas por região e setor (R\$/kWh).

Setor	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
<b>Industrial</b>	1,8	3,1	1,5	1,8	2,3	0,9
<b>Comercial e Serviços</b>	2,4	1,2	1,1	4	3,1	1,1
<b>Poder Público</b>	1,6	1,2	1,5	2	1,6	1,8
<b>Serviço Público</b>	1	1,5	0,5	1,5	1	1,5
<b>Rural e Rural Irrigante</b>	1,6	1,6	1	2,9	1,1	2,4
<b>Residencial</b>	2,6	2,5	2,4	2,1	2,7	2,5
<b>Baixa Renda</b>	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4	0,6
<b>Média Região</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1,5</b>	<b>2,5</b>	<b>2,4</b>	<b>1,5</b>

Tabela 10 – Custo unitário das interrupções não programadas por região e setor (R\$/kWh).

Setor	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
<b>Industrial</b>	13,9	23,7	11,7	13,8	17,3	6,6
<b>Comercial e Serviços</b>	18,1	9,6	8,3	30,6	24,1	8,7
<b>Poder Público</b>	12,3	9,2	11,3	15,5	12,4	13,9
<b>Serviço Público</b>	7,5	11,6	3,9	11,5	7,6	11,4
<b>Rural e Rural Irrigante</b>	12,4	12,4	8,1	22	8,2	18,4
<b>Residencial</b>	19,7	18,9	18,4	16,5	20,8	19
<b>Baixa Renda</b>	4,4	4,9	4,9	4,1	3,2	4,5
<b>Média Região</b>	<b>15,7</b>	<b>15,7</b>	<b>11,3</b>	<b>19,2</b>	<b>18,8</b>	<b>11,6</b>

As tabelas 9 e 10 representam a estimativa do custo das interrupções de energia elétrica programadas e não programadas. Alguns pontos devem ser levados em consideração, como por exemplo os valores de custo de energia não suprida, que estão coerentes com as realidades nacional e regional. Deve-se considerar também qual o período para atualizar estes valores e se há possibilidade de separá-los por áreas de concessão, para então conseguir apresentar com maior precisão os valores estimados.

## **2.10. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

O gerenciamento de manutenção de interrupção de energia elétrica no sistema e o reparo das falhas pode ser realizado de inúmeras maneiras, passando por várias etapas como a notificação do problema, a classificação do mesmo na hora do diagnóstico, a separação de equipes específicas para cada tipo de ação ou grupo de ações, a rapidez na atuação e até a interpretação dos indicadores.

Todas as concessionárias cientes dessas preocupações tentam, de todas as formas, criar mecanismos eficientes de soluções para esses problemas. Estas metodologias criadas para os gerenciamentos, muita das vezes tem caráter generalistas, não levam em conta as peculiaridades das falhas nas regiões ou dos sistemas. Persistindo o problema, na maioria dos casos, é de vital importância reforçar que tão só a análise dos indicadores não possui o efeito desejado na melhora dos mesmos.

Os indicadores tendem a serem rigorosos com o crescimento dos consumos de energia na distribuição elétrica e servem como uma referência para orientação às condutas durante as possíveis ocorrências de interrupções ou desligamentos, programados ou não programados. Apesar disso os dados gerados pelas interrupções em um sistema de maneira inadequada ou inconsistente nos atenta para resolver essa questão tão importante que é solução desse problema por parte dos agentes envolvidos no processo.

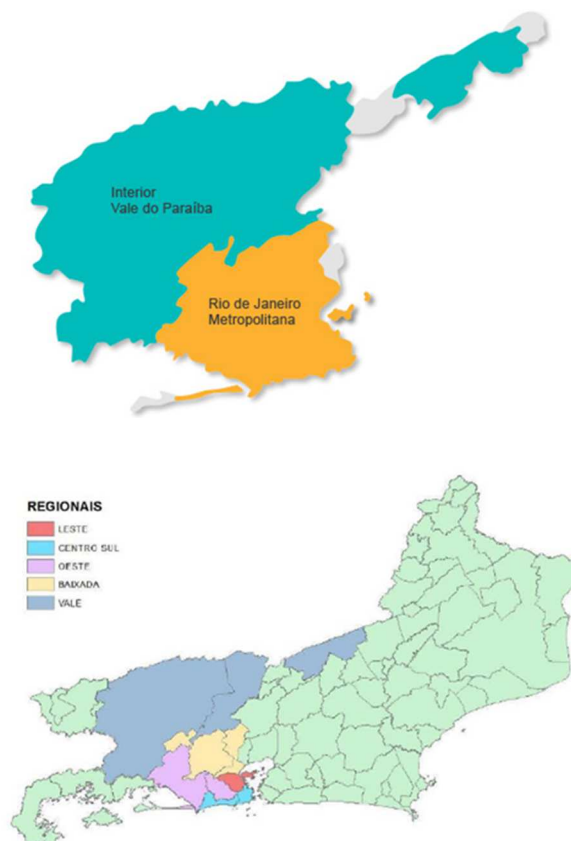
Um ponto chave é que muitas das vezes as concessionárias não possuem os dados precisos a respeito das interrupções em seus passados recentes. Estas lacunas, ou informações incompletas, dificultam uma análise profunda sobre o diagnóstico das ocorrências de interrupções que podem acabar sendo falhos. Essa conclusão, tendo em vista que não existem processos perfeitos na obtenção das informações, podem ser errôneas.

Se faz necessário um investimento maciço nos projetos de pesquisas que busquem as melhores soluções para cada tipo de concessão e suas particularidades, até mesmo dentro de uma concessão com diferentes regiões internas. O investimento não se limita a pesquisa, mas também a capacitação de profissionais, ferramentas, técnicas e equipamentos na criação de processos adequados, na realização das inspeções, de forma que gere dados mais precisos na hora de análise dos processos.

### 3. METODOLOGIA

#### 3.1. CARACTERÍSTICAS DA CONCESSÃO

A Light é uma empresa privada de geração, distribuição, comercialização e soluções de energia elétrica. É responsável pela distribuição de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro, além de boa parte da baixada fluminense (exceto o município de Magé). Além da Light, o estado do Rio de Janeiro conta com a Enel Rio e com a Energisa Nova Friburgo para distribuição de energia elétrica. A companhia é controlada pela CEMIG, sua maior acionista [15]. A concessionária atua em 5 regiões de concessão do estado: Centro Sul, Oeste, Leste, Vale do Paraíba e Baixada. A Figura 9 apresenta a subdivisão da área de concessão da empresa.



**Figura 9 - Área de Concessão da Light.** Fonte: FERNANDES, 2017.



A região Centro-Sul abrange os bairros da zona sul, centro, Barra da Tijuca e uma pequena parte da zona norte (sobretudo Tijuca), todos pertencentes ao município do Rio de Janeiro. É uma área que engloba uma alta densidade populacional, com a predominância de grandes condomínios verticais e horizontais, boa organização urbanística e rede subterrânea. Nela, vive a população de maior renda per capita e índice de desenvolvimento humano (IDH) do município, embora haja muitas comunidades de grande porte, especialmente na zona sul, como a Rocinha.

A região Leste engloba quase toda a zona norte, exceto a parte da grande Tijuca e possui a maior densidade da área de concessão. Caracteriza-se por residências horizontais, vilas e comércio de médio porte, com a predominância da rede aérea, embora haja pequenos trechos de rede subterrânea. A região possui uma grande quantidade de comunidades, algumas muito grandes, como o Complexo do Alemão e a Maré.

A região Oeste abrange os municípios de Seropédica e Itaguaí. Na área prevalecem residências horizontais e muitos loteamentos irregulares, havendo grande proporção de domicílios subnormais e precários. Já a Baixada, por sua vez, compreende os municípios de São João de Meriti, Nilópolis, Belford Roxo, Mesquita, Japeri, Nova Iguaçu, Paracambi, Queimados e parte de Duque de Caxias (a outra parte é de concessão da Enel Rio). A região é caracterizada pela predominância da rede aérea com pequenos trechos subterrâneos.

Por fim, a região do Vale do Paraíba engloba os municípios de Barra Mansa, Volta Redonda, Quatis, Pinheiral, Rio Claro, Piraí, Barra do Piraí, Vassouras, Mendes, Paulo de Frontin, Valença, Rio das Flores, Três Rios, Miguel Pereira, Carmo, Sapucaia, Paty de Alferes, Levy Gasparian e Paraíba do Sul. As principais características são o sistema aéreo com rede aberta, com grandes cargas industriais e baixa quantidade de domicílios subnormais e precários.

### 3.2. MODELAGEM DOS DADOS

Nesta seção é apresentada a metodologia para estimação do efeito das ações de manutenção nos indicadores de qualidade. Nesse sentido, foi realizada a integração de diferentes métodos de análise e metodologias de cálculo para ganhos das ações de manutenção, visando explicar as melhores escolhas de investimento em ações de manutenção nas redes de distribuição, tendo em vista as limitações orçamentárias previstas e as necessidades de melhoria contínua na qualidade do serviço prestado pela distribuidora.

A metodologia proposta visa sugerir uma atuação nas instalações das redes de distribuição, a fim de alcançar a melhoria dos indicadores de qualidade, conforme os padrões previstos pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST e as limitações orçamentárias para investimento nas redes de distribuição. Para tanto, foram realizadas as seguintes atividades:

- a) Análise das ações de manutenção;
- b) Vinculação das ações de manutenção com os indicadores de qualidade DEC e FEC;
- c) Incorporação das variáveis ambientais;
- d) Determinação do custo dos investimentos das ações;
- e) Desenvolvimento de metodologia automática para seleção de unidades de análise similares, visando a estimativa dos impactos das ações de manutenção nos indicadores de qualidade;
- f) Utilização de regressão multivariada para estimação dos impactos das ações de manutenção nos indicadores de qualidade por unidade de análise;

Os métodos empregados foram definidos em termos da redução dos indicadores de interrupções por unidade de análise, considerando características do ativo/rede. Os modelos dessa etapa foram utilizados com base na avaliação das informações disponíveis a fim de retornar a melhor previsibilidade possível dos resultados. Essas informações utilizadas vieram de dados históricos da companhia.

A base de dados considerada neste trabalho é composta por uma tabela estruturada em função das 2372 linhas provenientes dos 2.133 alimentadores da LIGHT. Os métodos empregados foram definidos em termos da redução dos indicadores de interrupções por linha. Para a estimação do impacto dos investimentos em manutenção nos indicadores de qualidade de cada linha, o algoritmo é dividido em duas etapas:

1. *Machine Learning*: Algoritmo não supervisionado para “clusterização” das unidades de análise (linhas) de acordo com a semelhança de seus atributos (definição de famílias);

2. Regressões com Dados em Painel: Regressões multivariadas para estimação dos impactos de cada ação de manutenção nos indicadores de qualidade para cada cluster (família) de linhas definidas na etapa anterior.

Desta forma, a estimação dos impactos das ações tem uma primeira etapa que consiste em agrupar as linhas de distribuição em famílias, constituídas de linhas com características comuns, via algoritmos de “clusterização”. Estas famílias subsidiam a segunda etapa, que consiste em estimar, via técnica econométrica de dados em painel, as respostas dos indicadores à cada ação empregada para a melhoria da qualidade. No caso de dados em painel, as linhas representarão a dimensão “*cross-section*”, enquanto a dimensão temporal será representada pelo tempo.

A segmentação do algoritmo em duas etapas foi motivada pela própria natureza das ações de manutenção em redes de distribuição. O elevado número de ativos, a vasta extensão territorial e os custos elevados de determinadas ações (por exemplo, recondução) produzem históricos de ações de manutenção altamente esparsos.

Exemplificando, ações de recondução não são feitas com a mesma frequência que ações de poda. Assim, os históricos apresentam número de registros distintos para ações diversas. Da mesma forma, linhas de maior criticidade (por exemplo, maior densidade de carga), recebem maiores investimentos em função do seu impacto para os indicadores globais. Nesse sentido, os históricos de manutenção são altamente desbalanceados, motivando a segmentação da população de unidades de análise (linhas de distribuição) em subconjuntos similares, viabilizando a estimação de modelos independentes para cada família.

### **3.3. MACHINE LEARNING NÃO SUPERVISIONADO - CLASSIFICAÇÃO EM FAMÍLIAS**

Considerando a base de dados disponibilizada pela Light, a máxima desagregação elétrica de determinadas ações históricas é dada por linhas, o que limita o horizonte de análises a este nível de informações. Desta forma, propõe-se uma “clusterização” das linhas de distribuição em famílias, de modo a realizar uma regressão de dados em painel em cada cluster.

Realizar a segregação das linhas em grupos comparáveis torna-se necessário no que tange à inferência estatística. Isto porque a concepção de modelos individualizados, diretamente oriundos de cada unidade de análise, depende diretamente da disponibilidade de dados podendo apresentar elevados erros de estimação.

Exemplificando para as linhas de distribuição, a construção de um modelo para cada linha torna-se inviável em função da ausência de um número mínimo de registros de ações de manutenção por linha. A “clusterização” como definidora de linhas aptas a certa regressão tem como o principal objetivo eliminar vieses estatísticos. Estes vieses podem surgir das diferenças entre os indicadores de qualidade das linhas que não sejam atribuídas exclusivamente à ação investigada, mas sim a demais fatores externos, como o tipo de alimentador.

Desta forma, para isolar o máximo possível os efeitos das ações, propõe-se uma regressão para cada tipo de cluster de linha, assim, tornando as amostras comparáveis. Portanto, foi desenvolvida uma base de dados (base de “clusterização”) visando a classificação das linhas em grupos de famílias pelos seus atributos.

O objetivo desta seção é detalhar o processo de “clusterização”, que é utilizado como recurso para agrupamento dos dados pois mesmo que a base de dados contemple 2372 linhas, individualmente os dados de cada linha são insuficientes para estimar os impactos de cada ação nos indicadores de cada linha[16]. A “clusterização” é uma técnica em que os objetos de uma base de dados  $X$  são agrupados no mesmo cluster caso tenham características similares e os objetos com menos similaridade são dispostos em famílias distintas. A “clusterização”, em outras palavras, particiona os dados em  $n$  famílias e tem com o objetivo da minimização da função objetivo representada na equação (15).

$$\min_{c_1, \dots, c_k} obj = \sum_{i=1}^k \sum_{x_j \in C_i} d(X_j, C_i) \quad (15)$$

### 3.3.1. BASE DE “CLUSTERIZAÇÃO”

A base de “Clusterização” é utilizada para a identificação de agrupamentos das unidades de análises, neste caso, linhas de distribuição. Para tanto, utilizou-se uma extração do *SmallWorld* (referência de outubro de 2018), a qual contém:

(i) A hierarquia elétrica e geográfica da rede da distribuidora (Linha/Alimentador/SE/Conjunto/Regional);

(ii) O vínculo de cada dispositivo com a sua respectiva linha; e

(iii) Os tipos de cabos elétricos usados pela distribuidora e suas extensões para a abertura Linha.

### 3.3.1.1. HIERARQUIA DE REDES

Essa base de dados possui as principais informações utilizadas para compor os indicadores de qualidade de fornecimento, como quantidade de clientes conectados à rede, subdivididos entre os clientes conectados a tensão primária e secundária; potência instalada e comprimento total de rede para representar redes próximas a centros de cargas ou caracterizar redes rurais.

#### A) Equipamentos

O sistema elétrico possui vários componentes, como por exemplo: condutores, isoladores e equipamentos variados ao que diz respeito de suas funções. Nesta seção explicita-se os equipamentos instalados em cada linha da rede, agrupados conforme as funções desempenhadas, mostrados na Tabela 11. Os grupos são:

- EQUIP\_PROT: Elementos responsáveis pela proteção elétrica das linhas;
  
- OUTROS\_EQUIP: Equipamentos a jusante do ponto de conexão de rede com o acessante, isto é, estão instalados nas instalações dos clientes alimentados em 15 kV, não sendo de responsabilidade da concessionária;
  
- SECC\_REDE\_SUB e SECC\_REDE\_AER: Dispositivos de manobra e seccionamento presentes em redes subterrâneas e aérea, respectivamente e;
  
- TRAF0: Representa os transformadores de distribuição que transformam tensão primária em secundária para o fornecimento dos clientes.

Tabela 11 – Agrupamentos dos equipamentos.

AGRUPAMENTO DE EQUIPAMENTOS	
NOME	MODELO DE EQUIPAMENTOS
EQUIP_PROT	Chave fusível
EQUIP_PROT	Chave fusível interna de subestação
EQUIP_PROT	Chave fusível religadora
EQUIP_PROT	Religadora
EQUIP_PROT	Seccionalizador
EQUIP_PROT	Disjuntor
OUTROS_EQUIP	Chave interna de consumidor
OUTROS_EQUIP	Estação consumidora
SECC_REDE_AER	Chave faca
SECC_REDE_AER	Chave faca interna de subestação
SECC_REDE_AER	Chave Tripolar
SECC_REDE_SUB	Plug in
SECC_REDE_SUB	Chave óleo de 2 vias
SECC_REDE_SUB	Chave gás de 2 vias
SECC_REDE_SUB	Chave a óleo 3 direções
SECC_REDE_SUB	Chave a gás 3 vias
SECC_REDE_SUB	Chave a gás 4 vias
SECC_REDE_SUB	Chave a óleo 4 vias
SECC_REDE_SUB	DTAC
SECC_REDE_SUB	Caixa Seccionadora
TRAFO	Transformador

## B) Condutores

São os responsáveis pelo o transporte de energia elétrica através de campos elétricos e magnéticos. Na base de dados constam diversos tipos de condutores, explicitando suas características em relação a material, isolamento, tipo construtivo, tensão do isolamento e composição. Devido à grande variedade dos condutores considerados, realizou-se um agrupamento dos condutores com características comuns: material, isolamento, tipo construtivo, tensão do isolamento e composição; definindo assim dez tipos de grupos, como é visto na Figura 11.

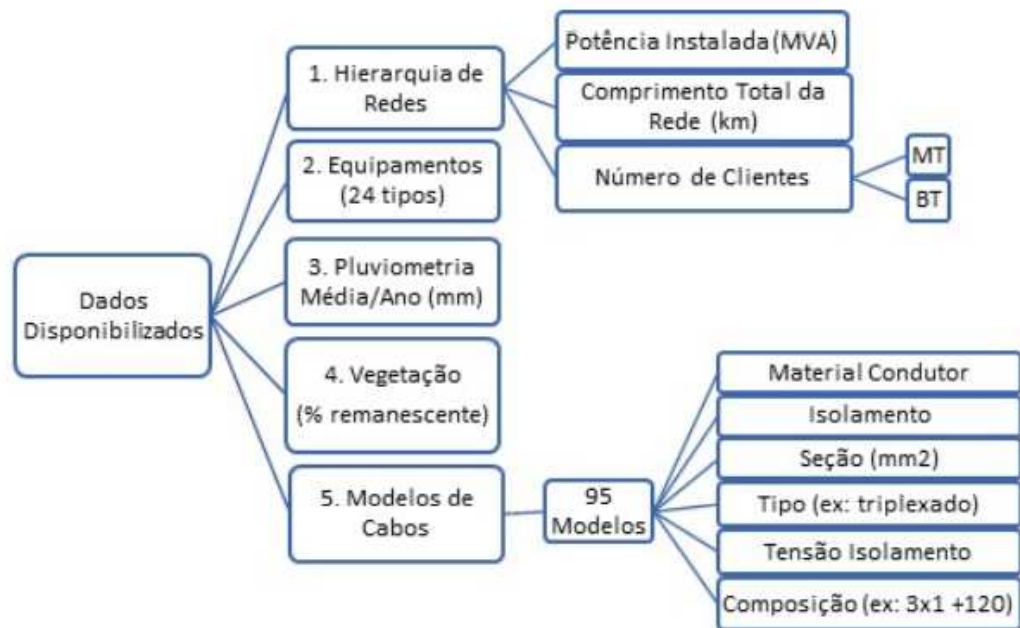
## C) Vegetação, Pluviometria e Área de risco.

A base de dados contempla informações sobre fatores ambientais listadas a seguir:

- **PRECIP\_MED\_ANUAL:** A precipitação média anual representa uma medida que tenta mensurar as condições climáticas ao qual a rede de média tensão está exposta;
- **PC\_VRAM:** Índice quantitativo da vegetação presente, tendo em vista que defeitos causados por vegetação são uma das principais causas de interrupções;
- **PODA\_MAX\_PREVISTA:** Definição do limite máximo de podas em um trecho;
- **PERC\_ASRO\_LINHA:** Percentual de área de risco de linha, isto é, segundo [4] “as áreas de riscos são dominadas por grupos armados e possuem correlação espacial com áreas ou barras cujos índices de perdas não técnicas são elevados”. Esses dados compõem os indicadores climáticos, ambientais e socioeconômicos.

A Figura 10 apresenta, de maneira esquematizada, as características geográficas, climatológicas, comerciais (clientes) e técnicas (comprimento, equipamentos, tipos de cabo, potência instalada) das 2.372 linhas provenientes dos 2.133 alimentadores da LIGHT, incluindo as redes subterrâneas que não fazem parte do escopo deste trabalho.

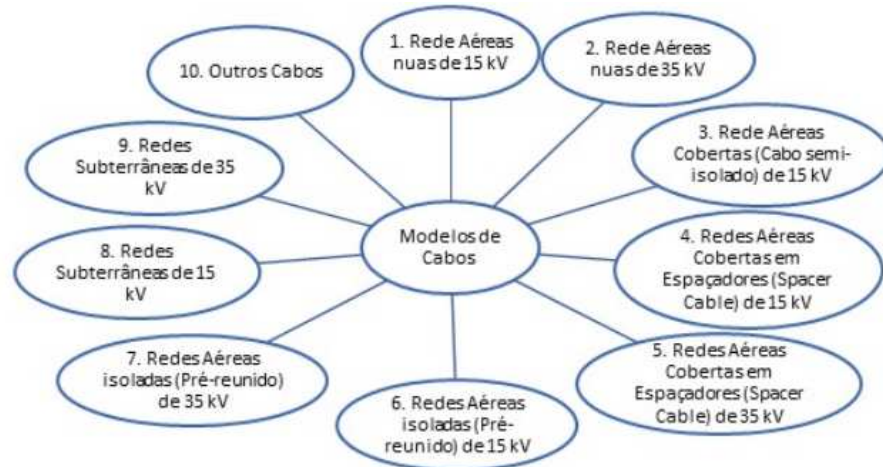




**Figura 10 – Esquema das informações das linhas.**

No entanto, tendo em vista a esparsidade dos valores das variáveis originais em relação ao universo de linhas utilizadas, avaliou-se tanto a quantidade de modelos de cabos quanto a quantidade de equipamentos. Assim, dos 95 modelos de cabos presentes na lista, 74 modelos (aproximadamente 78%) não estão presentes em mais de 90% das linhas. Da mesma forma, é possível também observar a esparsidade dos dados de equipamentos, pois dos 24 modelos, 13 (cerca de 54%) não estão presentes em mais de 80% das linhas.

Para a construção de uma base de “clusterização” com características adequadas, as variáveis originais (Figura 10) foram agregadas utilizando conhecimento prévio sobre os aspectos construtivos da rede da Light. Em relação aos modelos de cabos, por exemplo, a Figura 11 apresenta as características propostas visando representar de forma adequada as diferentes configurações de cabos presentes na rede. Da mesma forma, foi também proposta a agregação dos equipamentos a partir de sua função ou disposição nas redes. A Figura 12 apresenta as características utilizadas para agregação dos equipamentos.



**Figura 11 – Características para representação dos modelos de cabos.**

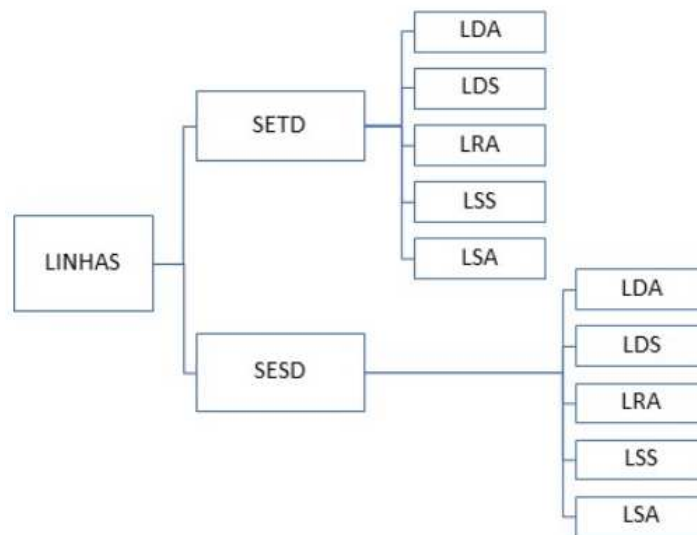


**Figura 12 – Características para representação dos Equipamentos.**

### 3.3.2. SELEÇÃO HIERÁRQUICA DAS LINHAS

A primeira parte de inserção de conhecimento técnico na metodologia de “clusterização” automática se deu a partir da separação prévia das linhas numa etapa anterior à “clusterização”, denominada de seleção hierárquica das linhas. Para tanto, o conhecimento técnico foi utilizado para segmentar inicialmente as linhas oriundas de subestações SETD (majoritariamente urbanas) daquelas oriundas de subestações SESD (majoritariamente rurais). Tal separação contribuiu para o processo visto que a própria caracterização geográfica da linha já contribuiu para o direcionamento do tipo de ação de manutenção.

Analogamente, as linhas dos tipos LDA (Linhas aéreas de 1kV), LDS (Linhas subterrâneas), LSA (Linhas aéreas de 25 kV), LSS (Linhas subterrâneas 25 kV) e LRA (Ramais aéreos) foram separadas tendo em vista as diferenças externas e semelhanças internas de cada grupo. As linhas LDA, LRA e LSA são majoritariamente aéreas enquanto as linhas LSS e LDS são subterrâneas (fora do escopo do trabalho). A Figura 13 apresenta de maneira esquemática os resultados dos agrupamentos hierárquicos das linhas. Diante do elevado número de unidades de análise em cada separação hierárquica (por exemplo, existem 1039 linhas SETD LDA), um algoritmo de “clusterização” automática é aplicado a cada grupo definido de forma hierárquica conforme apresentado na Figura 13.



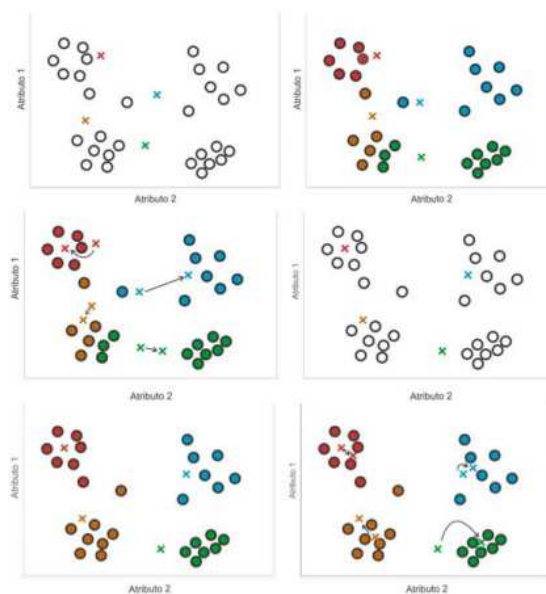
**Figura 13 – Divisão hierárquica das linhas.**

### 3.3.3. ALGORITMO DE “CLUSTERIZAÇÃO” AUTOMÁTICA

Um problema de “clusterização” ou agrupamento de dados consiste em, dada uma base de dados X, agrupar (clusterizar) os objetos (elementos) de X de modo que objetos mais similares fiquem no mesmo cluster (grupo ou família) e objetos menos similares sejam alocados para clusters distintos [17]. Existem diversos algoritmos para solução de problemas de “clusterização”. Um dos mais populares é o algoritmo k-means. Essa técnica busca minimizar a distância dos elementos a um conjunto de k centróides a serem estimados de forma iterativa.

Existem diversas medidas de distância, com a distância euclidiana sendo a mais utilizada e por isso aplicada neste trabalho. O algoritmo k-means é de fácil implementação e pode ser resumido da forma que segue:

1. Escolha k distintos vetores para os respectivos centróides de cada grupo (agrupamentos iniciais);
2. Associar cada ponto da base de dados X ao centróide mais próximo;
3. Recalcular o centróide de cada grupo;
4. Repetir os passos 2-3 até nenhum elemento mudar de grupo.



**Figura 14 – Diagrama de atividade do algoritmo k-means.** Fonte: Fontana e Naldi 2009.

### 3.3.4. ESTIMATIVA AUTOMÁTICA DO NÚMERO K DE CLUSTERS.

A aplicação do método k-means para “clusterização” das linhas em famílias requer a definição do número k de clusters. Para estimativa automática deste parâmetro neste trabalho foi utilizado o critério de informação bayesiana (do inglês *Bayesian Information Criterion - BIC*) como um procedimento para a escolha do número adequado de clusters (k).

Tal procedimento advém do fato que o k-means é um modelo que admite como premissa a existência de agrupamentos com distribuições gaussianas centradas nos respectivos centróides [18], assim podendo ser construída uma função de máxima verossimilhança de tal sorte que se obtém valores para o BIC[19]. Em linhas gerais, considerando agrupamentos com diferentes valores de k, o agrupamento mais consistente é aquele com maior valor para a estatística BIC [20][21] e [22].

### **3.4. ESTIMAÇÃO POR FAMÍLIA - IMPACTO DAS AÇÕES NOS INDICADORES**

Após realizar o agrupamento das linhas em famílias via técnicas de *Machine Learning*, são construídos regressores multivariados para cada família utilizando-se dados em painel (observações ao longo do tempo). Estas regressões permitem inferir qual o ganho das ações voltadas à melhoria da qualidade do serviço, ponderando-se as condições climáticas ocorridas no período histórico analisado.

#### **3.4.1. BASE DE REGRESSÃO**

A Light disponibilizou cinco conjuntos de informações relativas às ações realizadas, no horizonte de 2016 a 2018, voltadas à melhoria da qualidade do serviço, quais sejam:

- a. Base de dados de inspeções e de podas;
- b. Base de dados de proteção e de seccionamentos da rede;
- c. Base de dados de aumento de capacidade;
- d. Ações voltadas à robustez da rede; e
- e. Listagem de obras estruturantes.

Em relação à base de dados de inspeções e de podas, pode-se dizer que concentram três tipos de ações:

- a.1. Podas em indivíduos arbóreos próximos às redes de média tensão;
- a.2. Substituição e/ou reposição de redes e cabos; e
- a.3. Instalação e/ou substituição de materiais e equipamentos na rede.

Em relação à base de dados de proteção e de seccionamentos da rede, pode-se dizer que concentram seis tipos de ações de instalação ou de substituição de ativos, quais sejam:

- b.1. Chaves fusível;
- b.2. Chaves facas;
- b.3. Seccionalizadores;
- b.4. Religadores;
- b.5. Chaves fusível religadoras;
- b.6. Religador Self-healing;

Em relação à base de dados de aumento de capacidade, pode-se dizer que concentram 2 tipos de ações de aumento de capacidade:

- c.1. Preventivas; e
- c.2. Corretivas.

Ações voltadas à robustez da rede referem-se à mudança do padrão construtivo dos circuitos, por meio de substituição das redes convencionais nuas por outras redes, como as cobertas ou isoladas. Por fim, em termos de obras estruturantes, constam ações de grande porte, como criação de novas subestações, criação de novos alimentadores, selfhealing e/ou seccionamentos de alimentadores existentes.

As ações realizadas em cada linha serão utilizadas como variáveis explicativas de três regressores independentes, cada um deles tendo como variável dependente um indicador de qualidade, a saber: clientes interrompidos (CI - relacionado como FEC), e cliente hora interrompido (CHI - relacionado como DEC) e compensações. Também são utilizadas variáveis ambientais que influenciam na qualidade do serviço (pluviometria, temperatura, velocidade média e velocidade máxima de vento) para representar ofensores dos indicadores que não podem ser controlados pelas ações de manutenção. A modelagem matemática dos regressores utilizando dados em painel é apresentada a seguir.

### **3.4.2. REGRESSÃO MÚLTIPLA COM DADOS EM PAINEL**

Regressões são metodologias estatísticas que intentam estabelecer relações lineares entre variáveis. As técnicas econométricas de regressão são utilizadas para estimar relações econômicas, realizar previsões de séries temporais, testar teorias econômicas, medir impactos de políticas públicas, dentre outras aplicações.

Outra aplicação das regressões lineares é medir os impactos esperados de ações sobre um produto ou resultado de interesse [23]. Destacando o escopo deste trabalho, esta interpretação dos resultados é fundamental para identificar, para cada família, as ações de manutenção que historicamente vem repercutindo de forma positiva na qualidade do serviço da respectiva linha.

### 3.4.2.1. REGRESSÃO LINEAR

A análise da regressão linear tem um propósito de achar uma relação matemática entre dois conjuntos de variáveis. Assumindo que as duas variáveis são linearmente relacionadas, quando os pares de valores de duas variáveis ( $x_i, y_i$ ) forem plotados, os pontos são distribuídos próximos a uma reta [24]. Estes pares de valores se aproximam bem a uma reta quando o valor do coeficiente de correlação ( $\gamma$ ) se torna próximo de +1 ou - 1. A relação linear dada por uma reta é expressa conforme equação **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, a inclinação da reta (A), a interseção de Y com a reta (B) e o coeficiente de correlação é calculado pela equação de regressão linear, utilizando método dos mínimos quadrados, conforme equações **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada.** [25]. O método dos mínimos quadrados consiste em uma técnica de otimização matemática que procura obter informações de sistemas de forma aproximada, essa técnica é aplicada para determinar os parâmetros de uma relação funcional entre duas ou mais grandezas de um fenômeno ou o valor mais provável de uma grandeza medida várias vezes [26].

$$Y = A.X + B \quad (16)$$

$$A = \frac{N \cdot \sum X.Y - (\sum X) \cdot (\sum Y)}{N \cdot \sum X^2 - (\sum X)^2} \quad (17)$$

$$B = \frac{\sum Y}{N} - \frac{A \cdot (\sum X)}{N} \quad (18)$$

$$\gamma = \frac{N \cdot \sum X.Y - (\sum X) \cdot (\sum Y)}{(N \cdot \sum X^2 - (\sum X)^2) \cdot (N \cdot \sum Y^2 - (\sum Y)^2)} \quad (19)$$



Onde:

Y é uma variável dependente;

A é a inclinação da reta;

B é o ponto de interseção Y com a reta;

N é o número de pares das variáveis X e Y;

X é uma variável independente;

$\gamma$  é o coeficiente de correlação.

### 3.4.2.2. REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA

Diferentemente do modelo anterior, neste o valor da variável dependente é função linear de duas ou mais variáveis explicativas. Com isso, o modelo estatístico da regressão múltipla com k variáveis explicativas é descrito na equação (20):

$$Y_j = a + \sum_{i=1}^k b_{Xij} + \mu_j, j = 1, \dots, n \quad (20)$$

Sendo:

$i$  o índice das variáveis explicativas; e

$j$  o índice das amostras.

Para a representação e os cálculos dos parâmetros estimados utiliza-se a notação matricial. O número de observações deve ser superior ao número de coeficientes senão a

determinação dos parâmetros se resume a resolução de sistema com o mesmo número de incógnitas e equações.

Adotado a seguinte notação: matrizes são simbolizadas com variáveis em negrito e matrizes transpostas são simbolizadas com o uso de apóstrofo ( ' ). Assim como a regressão linear simples, a regressão múltipla estima os parâmetros com a minimização da soma dos quadrados dos desvios apresentada na equação (21):

$$Z = (y' - b'X')(y - Xb) = y'y - 2b'X'y + b'X'Xb \quad (21)$$

Onde:

$b$  = Matriz dos coeficientes

$y$  = Matriz das variáveis independentes

$X$  = Matriz das variáveis explicativas

A partir do desenvolvimento da equação (22), em maiores detalhes em pode-se estimar os valores dos coeficientes  $b$  conforme a equação (22):

$$b = (X'X)^{-1}X'y \quad (22)$$

### 3.4.2.3. VARIÁVEIS CENTRADAS

O uso de variáveis centradas ou efeito fixo é indicada para modelo com inferência causal com dados longitudinais com modelos estruturais marginais. Sendo assim, nas variáveis centradas os novos valores das variáveis explicativas e independentes são resultado da subtração do valor real pelo valor médio da variável.

### 3.4.2.4. REGRESSOR PROPOSTO

O regressor tem como objetivo relacionar o montante gasto em cada ação de manutenção e os indicadores de continuidade, ou seja, determinar o impacto de cada ação nos indicadores de qualidade. Após a definição dos coeficientes é possível dado um plano de investimento estimar os indicadores de qualidade [26]. Um dos complicadores para o uso deste método é o fato que há um elevado número de linhas com reduzido número de registros anuais. Desta maneira, o regressor desenvolvido estima os efeitos em relação a variação dos indicadores em torno da média histórica intrínseca de cada linha, ou seja, uso de variáveis centradas.

É esperado em relação aos coeficientes que apresentem valores negativos [27], tendo em vista que se realizado um investimento é esperado que o indicador de qualidade seja menor. É importante destacar a metodologia para definição dos coeficientes  $B_{ij}$  com base no método dos mínimos quadrados, é necessário um número mínimo de exemplos linearmente independentes, e como premissa foram utilizados como mínimo 100 registros. Ou seja, para famílias com menos de 100 registros, os indicadores serão estimados pela média histórica. Após o processo de estimação dos coeficientes é realizada uma etapa de análise estatística dos dados. Assim, o regressor desenvolvido para as linhas aéreas visa estimar os impactos das ações, na variação do indicador em torno de seu valor médio. Matematicamente, para o indicador de qualidade  $y_{i,t}$  da unidade de análise (linha)  $i$  no ano  $t$ :

$$\Delta y_{i,t} = y_{i,t} - y_{i,media} = B_{i,0} + B_{i,1} \cdot x_{1,i,t} + B_{i,2} \cdot x_{2,i,t} + \dots + B_{i,k} \cdot x_{k,i,t} + \varepsilon_{i,t} \quad (23)$$

Onde:

$x_{(k,i,t)}$  corresponde à  $k$ -ésima variável explicativa para a unidade de análise (linha)  $i$  no período  $t$ ;

$B_{i,j}$  o  $j$ -ésimo coeficiente do estimador para a unidade de análise (linha)  $i$ ; e

$y_{i,media}$  a média anual histórica do indicador para a unidade de análise (linha)  $i$  dada por:

$$y_{i,media} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N y_{i,t} \quad (24)$$

Onde:

$N$  representa o número de anos disponíveis.

Caso as ações de manutenção sejam expressas em reais investidos por ano (R\$), o coeficiente  $B_{i,j}$  representa o impacto na variação do indicador em torno da média, devido ao aumento unitário do investimento da ação  $j$  na linha  $i$ . Como é esperado, que o incremento nos investimentos anuais em ações de manutenção, promovam reduções nos indicadores anuais em relação a sua média histórica, espera-se que os coeficientes  $B_{i,j}$  sejam negativos. Para isso, foram implementados testes estatísticos para avaliação da consistência global dos regressores (estatística  $F$ ) e avaliação da consistência da estimativa de cada coeficiente  $B_{i,j}$  (teste  $t$ ), como também indicadores de avaliação do ajuste de cada regressor aos dados (estatística  $R^2$ ).

O Teste  $T$  é um teste de hipótese que usa conceitos estatísticos para rejeitar ou não uma hipótese nula, quando a estatística de teste segue uma distribuição  $t$  de Student. Pode ser utilizado para avaliar se há diferença significativa entre as médias de duas amostras [28].

O teste  $F$  é o desvio padrão que mede a dispersão em torno da reta de regressão. Considerando um nível de significância igual a 0,05, se  $F$  for  $< 0,05$ , a regressão é significativa, mas se for  $\geq 0,05$ , a regressão não é significativa. O teste é utilizado para analisar a variância entre dois conjuntos de dados diferentes e compará-los utilizando o teste de hipóteses [29].

O coeficiente de determinação, também chamado de  $R^2$ , é uma medida de ajustamento de um modelo estatístico linear generalizado, como a regressão linear, em relação aos valores observados. O  $R^2$  varia entre 0 e 1, indicando em percentagem, o quanto o modelo consegue explicar os valores observados. Quanto maior o  $R^2$ , mais explicativo é o modelo e melhor ele

se ajusta à amostra. Por exemplo, se o  $R^2$  de um modelo é 0,8234, isto significa que 82,34% da variável dependente consegue ser explicada pelos regressores presentes no modelo.

Desta forma, a metodologia econométrica de regressão múltipla torna-se uma técnica adequada para avaliar os impactos dos investimentos em manutenção sobre os indicadores de qualidade, assim, auxiliando na tomada de decisão sobre o planejamento otimizado da manutenção visando atender as metas estabelecidas pela ANEEL. Quando as informações estão disponíveis por unidade cross-section (indivíduo, empresa, unidade geográfica, famílias, dentre outras) e por evolução destas unidades no tempo (ano, mês, dia), diz-se que estas informações estão organizadas na forma de dados em painel.

A vantagem de utilizar dados em painel consiste na capacidade de estimar heterogeneidades, que são definidas como características intrínsecas de um determinado indivíduo (linha ou família obtida na “clusterização”) e invariáveis no tempo. Como exemplos de heterogeneidades entre linhas, podem ser citados: relevo, vegetação, fatores climáticos, dentre outras características da região do respectivo alimentador. As heterogeneidades são efeitos que não podem ser observados por meio do conjunto de dados não podendo, assim, ser estimados em dados “cross-section” ou séries temporais.

Desta forma, as utilizações de técnicas de estimação em dados em painel possuem a vantagem de estimar a heterogeneidade contida em cada família de linhas. Com a utilização de variáveis em formato de dados em painel, três principais tipos de modelos podem ser especificados, segundo a literatura: o modelo empilhado, o modelo de efeitos fixos e o modelo de efeitos aleatórios. As escolhas entre estes modelos são pautadas de acordo com o comportamento das heterogeneidades. O modelo empilhado pressupõe que a heterogeneidade de cada unidade de análise não existe. Já os modelos de efeitos fixos e aleatórios assumem a existência da heterogeneidade.

Porém, a diferença entre os dois modelos é que, enquanto o modelo de efeitos aleatórios assume que não existe correlação da heterogeneidade com nenhuma variável explicativa, o modelo de efeitos fixos assume que tal correlação existe. Na maioria das estimações em que as unidades “cross-section” são atreladas a unidades geográficas, prevalece a estimação por efeitos

fixos. Isto ocorre devido ao fato de que o modelo de efeitos fixos pressupõe que as heterogeneidades são correlacionadas com as variáveis explicativas. Assim, com indivíduos atrelados a unidades geográficas (caso das linhas), as heterogeneidades são mais relacionadas com ambiente em que a unidade está localizada, aumentando a probabilidade de relação entre as heterogeneidades e as ações.

No caso em estudo, pode-se exemplificar tomando a relação entre as ações e as influências ambientais em que cada linha está inserida geograficamente. É plausível pressupor que o maior número de podas é localizado em alimentadores sujeitos a grande incidência de vegetação. Desta forma, como vegetação tende a ser uma heterogeneidade, esta estará correlacionada com a ação poda, assim, se configurando um modelo de efeitos fixos.

Desta forma, como o estudo engloba uma análise geográfica, espera-se que o modelo de efeitos fixos seja o modelo mais adequado no caso. Considerando as bases de dados disponibilizadas que apresentam poucos registros temporais por linha (2016 a 2018), a regressão em painel com efeito fixo é formulada na equação 20:

$$IND_{ij}(k) = IND_{ij} + \sum_{l=1}^n \beta_l^{ij} [x_l^{ij}(k) - \bar{x}_l^{ij}] + e(k) \quad (20)$$

Onde:

$IND_{ij}(k)$ : indicador de qualidade (CI, CHI ou compensação) da linha  $i$  do conjunto  $j$  no ano  $k$ ;

$IND_{ij}$ : indicador médio de qualidade (CI, CHI ou compensação) da linha  $i$  do conjunto  $j$  para os anos disponíveis na base (2016 a 2018);

$b_l^{ij}$ : coeficientes do regressor da linha  $i$  do conjunto  $j$ ;

$x_l^{ij}(k)$ : valor da variável explicativa  $l$  na linha  $i$  do conjunto  $j$  no ano  $k$ ;

$\bar{x}_l^{ij}$ : valor médio da variável explicativa  $l$  na linha  $i$  do conjunto  $j$  para os anos disponíveis na base (2016 a 2018);

$e(k)$ : erro ou parcela não modelada para o ano  $k$ .

Um dos grandes desafios é a seleção das variáveis explicativas  $x_l$ , obtendo o modelo com a melhor especificação possível. Ou seja, para um bom modelo econométrico deve-se formular a melhor relação matemática possível entre as variáveis explicativas e a variável dependente. Neste caso, faz-se fundamental a disponibilidade dos dados e conhecimentos técnicos no assunto estudado.

Foram consideradas como variáveis explicativas as informações ambientais de temperatura, precipitação, velocidade média e velocidade máxima do vento, em conjunto com investimentos anuais em ações de manutenção. O impacto de cada ação de manutenção nos indicadores de qualidade de cada linha é obtido por meio dos coeficientes  $bl_{ij}$ .

Estes coeficientes medem a resposta dos indicadores de qualidade a cada ação realizada. Neste trabalho estes coeficientes são estimados utilizando o método dos mínimos quadrados aplicado aos registros anuais de cada família construída anteriormente pelo módulo de *Machine Learning* (“clusterização”).

A utilização do modelo de regressão múltipla e a análise dos coeficientes estimados permite identificar as ações que contribuem para melhoria da qualidade do fornecimento em cada linha. Para tanto, é necessário inicialmente avaliar a hipótese do coeficiente  $bl_{ij}$  ser não nulo, ou seja, avaliar se a ação  $x_l$  é relevante para estimativa de  $IND_{ij}(k)$ . Caso essa hipótese seja confirmada, é necessário avaliar se a ação  $x_l$  é relevante para redução do indicador  $IND_{ij}(k)$ , ou seja, verificar a hipótese do coeficiente  $bl_{ij}$  ser negativo.

Tais perguntas podem ser respondidas utilizando testes de hipótese estatísticos como o teste  $t$ . Diante de problemas de heteroscedasticidade (variância não constante), o erro padrão utilizado no teste  $t$  deve ser corrigido utilizando a técnica conhecida como correção de White, teste estatístico para detectar a presença de heteroscedasticidade geral em um modelo matemático, fenômeno estatístico que ocorre quando o modelo de hipótese matemático apresenta variâncias não iguais para todas as observações [27].

### 3.4.2.5. VARIÁVEIS EXPLICATIVAS

As variáveis explicativas são definidas pelo custo unitário de cada uma das 12 ações de manutenção. As ações de manutenção são listadas a seguir.

1) Poda: Ação responsável pelo corte de galhos e folhas da copa das árvores que podem encostar na rede. Uma porcentagem significativa das interrupções;

2) Manutenção de Materiais: Ação que realiza a instalação e substituição dos elementos estruturais primários e de proteção contra sobretensões como: espaçadores, cruzetas, isoladores e para-raios;

3) Instalação de Chaves Fusíveis: Os fusíveis são caracterizados como dispositivos eletromecânicos de baixo custo capazes de prover proteção em circuitos. São amplamente utilizados na rede de distribuição e não possuem capacidade de fazer religamento automático;

4) Manutenção de Equipamentos – Opex: Responsável pela substituição dos equipamentos: chave Fusível e chave Faca. A chave fusível realiza a proteção monopolar de um ramal de rede, já a chave faca é considerada um elemento de manobra e de seccionamento utilizada para isolamento da rede visando a realização de manutenções e para diminuir trechos de rede afetados por distúrbios;



5) Recondutoramento: Processo de substituição dos condutores antigos por novos condutores que consigam transportar maior quantidade de corrente elétrica e que possuam mesma característica mecânica evitando assim a eventuais reforços ou até mesma troca dos postes e estruturas de suporte. Neste trabalho também será considerado que o recondutoramento substituirá cabos sem isolamento (nú) por condutores protegidos ou isolados;

6) Instalação de Religadores: Equipamentos essenciais para um fornecimento de energia elétrica em condições confiáveis e seguras. Este equipamento se caracteriza como dispositivo capaz de interromper defeitos transitórios e ainda realizar religamento de forma automática. Sua principal qualidade é a de melhorar a operação das chaves fusíveis para defeitos transitórios;

7) Instalação de Seccionalizadores: Equipamento de proteção que não interrompe correntes de curto-circuito, por isso é necessário que esteja associado a um religador. Então, na ocorrência de um defeito, o religador começará seu ciclo de operação, isto é, religará n vezes e o seccionalizador atua contabilizando as operações de religamento. Assim, que estiver na operação n-1 o seccionalizador irá desconectar o circuito por ele protegido;

8) Instalação de Equipamentos – Outros: Caracterizada pela instalação de dois tipos de tipos de equipamentos: Chave a Gás responsável pela interligação de circuitos de média tensão tendo como meio isolante SF6 e chave fusível religadora que consiste em um dispositivo formado por uma estrutura de suporte e um conjunto de pelo menos duas fusíveis por fase. E em caso operação de fusível, o mecanismo comuta a carga para o outro fusível, assim evitando impacto nos indicadores em defeitos transitórios;

9) Obras Estruturantes: Responsável pela expansão do sistema de distribuição. Sendo contemplada as seguintes ações: instalação de novas subestações, ampliações de subestações existentes, repotencialização de transformadores de força e também construção ou repotencialização de redes de subtransmissão;

10) Aumento de Capacidade Preventiva/Corretiva: Aborda a substituição de transformadores de distribuição e adequação das redes secundárias de distribuição, com objetivo de sanar os problemas de esgotamento da capacidade atual;

11) Manutenção de Equipamentos e Materiais – Capex: Contempla a substituição dos seguintes elementos: Postes, religadores, seccionadores e transformadores. Esta substituição é motivada pela ineficiência na operação ou mau funcionamento do equipamento ou material;

12) Manutenção de Redes: Considera a substituição dos cabos por motivo de rompimento devido a fatores ambientais ou ação humana.

#### 4. RESULTADOS

Para determinar as ações que atuam de maneira mais significativa na redução/aumento dos indicadores de qualidade e a expressão que relaciona as ações com os indicadores para cada família (resultado da “clusterização”), a fim de estimar os impactos das ações de manutenção nas linhas, foram utilizados os dados da concessionária durante os anos de 2016-2018, os dois primeiros anos (2016-2017) foram utilizados como dados de entrada nos cenários de análise e o ano de 2018 deixado para que os resultados do modelo pudessem ser comparados com os dados reais e, assim, verificados os erros proveniente das estimativas realizadas.

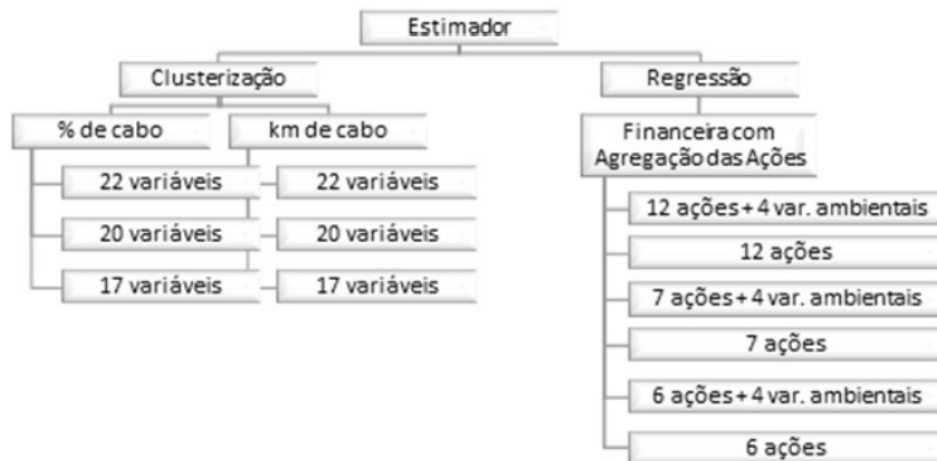
Os testes foram divididos em duas fases. Na primeira utilizando a regressão com 12 ações, foi realizado o cálculo com o estimador para os seis cenários de “clusterização” propostos. Assim, foi possível verificar, a partir do estudo dos resultados, o melhor cenário de “clusterização”.

Na segunda fase, seis cenários de regressão foram testados para o cenário de “clusterização” que na primeira fase apresentou menor erro nos seus resultados. Vale ressaltar que tais análises permitiram a obtenção do melhor estimador, tendo em vista os diferentes cenários propostos, testados e comparados.

A fim de observar o impacto do uso das variáveis ambientais nos resultados, os testes foram realizados utilizando-se as quatro variáveis ambientais na regressão, a saber, precipitação média, temperatura ambiental média, velocidade média do vento e média da velocidade máxima do vento. Assim, buscou-se verificar a importância de tais dados na regressão, tendo em vista as dificuldades de obtenção dos dados ambientais para análises dos indicadores de qualidade de energia.

Em todas as análises foram utilizados testes estatísticos para verificação da significância dos dados, a fim de gerar resultados explicáveis tanto do ponto de vista estatístico como da engenharia. Foram desconsiderados aqueles que não possuem explicação matemática ou de engenharia de manutenção. Tais resultados representam, na prática, a falta de dados, a marcação indevida ou manutenção com resultados não efetivos, sendo, portanto, necessário seu estudo de maneira separada dos demais.

Foram testadas diferentes combinações para representação das linhas na etapa de *Machine Learning* (“clusterização”), como também para as variáveis explicativas utilizadas pelos regressores no módulo de Regressão com Dados em Pannel. A Figura 15 apresenta um resumo das combinações avaliadas. Estas combinações partiram inicialmente das variáveis listadas nas seções anteriores, as quais foram sendo agrupadas visando construir espaços de representação (“clusterização”) e conjuntos de variáveis explicativas (regressão) consistentes para o escopo do trabalho. Por consistência entende-se a busca por estimadores que indiquem o maior número de ações de manutenção relevantes para melhoria dos indicadores de qualidade e aderência das estimativas para os indicadores.



**Figura 15 – Combinações de espaço de representação das linhas (“clusterização”) e variáveis explicativas (regressão).**

A estimativa do indicador por linha (CHI e CI) permite calcular o respectivo indicador coletivo (DEC e FEC) por meio da divisão pelo número de clientes. Analogamente, a partir

destes indicadores é possível estimar o indicador coletivo da concessionária. As Tabelas 12, 13 e 14 apresentam o desempenho do estimador proposto neste trabalho para projeção dos indicadores coletivos da LIGHT para o ano de 2018. Importante destacar que os valores indicados como reais foram obtidos por meio do cálculo dos indicadores CHI e CI verificados e disponibilizados na base de dados, os quais não são exatamente os mesmos informados à ANEEL devido a fatores como transferência de carga, manobras, dentre outros.

**Tabela 12 – Desempenho do estimador para o DEC no ano de 2018 em função das diversas representações das linhas da etapa de “clusterização”.**

DEC					
		CALCULADO	REAL COM WHITE	ERRO COM WHITE	ERRO (%) COM WHITE
<b>Linha (km)</b>	20	7,7	6,9	0,83	12,1
	22	7,6	6,9	0,76	11,1
	17	7,7	6,9	0,83	12,1
<b>Linha (%)</b>	20	7,7	6,9	0,83	12
	22	7,7	6,9	0,84	12,2
	17	7,6	6,9	0,78	11,4

**Tabela 13 – Desempenho do estimador para o FEC no ano de 2018 em função das diversas representações das linhas da etapa de “clusterização”.**

FEC					
		CALCULADO	REAL COM WHITE	ERRO COM WHITE	ERRO (%) COM WHITE
<b>Linha (km)</b>	20	4,1	3,9	0,22	5,8
	22	4,2	3,9	0,31	8,1
	17	4,2	3,9	0,32	8,1

<b>Linha (%)</b>	20	4,1	3,9	0,21	5,5
	22	4,2	3,9	0,29	7,4
	17	4,3	3,9	0,36	9,1

**Tabela 14 – Desempenho do estimador para as Compensações no ano de 2018 em função das diversas representações das linhas da etapa de “clusterização”.**

COMPENSAÇÃO					
		CALCULADO	REAL COM WHITE	ERRO COM WHITE	ERRO (%) COM WHITE
<b>Linha (km)</b>	20	R\$ 26.971.158,93	R\$ 29.363.411,87	R\$ 2.392.252,94	8,1
	22	R\$ 27.477.439,40	R\$ 29.363.411,87	R\$ 1.885.972,47	6,4
	17	R\$ 27.175.271,52	R\$ 29.363.411,87	R\$ 2.188.140,35	7,5
<b>Linha (%)</b>	20	R\$ 27.443.330,50	R\$ 29.363.411,87	R\$ 1.920.081,37	6,5
	22	R\$ 27.479.339,21	R\$ 29.363.411,87	R\$ 1.884.075,66	6,4
	17	R\$ 27.788.866,64	R\$ 29.363.411,87	R\$ 1.574.545,23	5,4

As Tabelas 12, 13 e 14 apresentam o desempenho dos estimadores para distintos espaços de representação da etapa de “clusterização”, considerando como variáveis explicativas para a etapa de regressão o conjunto com 12 ações de manutenção e 4 variáveis ambientais. Estas Tabelas mostram que a representação das linhas na etapa de “clusterização” não impacta de forma relevante o desempenho dos estimadores para o ano de 2018.

O efeito da mudança nas variáveis explicativas do módulo de regressão é ilustrado nas Tabelas 15, 16 e 17. Estes resultados evidenciam a importância das variáveis ambientais para projeção dos indicadores. Contudo, a utilização destas variáveis constitui um desafio para o uso

do sistema com fins somente de projeção visto que irá demandar a previsão por linha de distribuição dos valores futuros das variáveis ambientais utilizadas.

**Tabela 15 – Desempenho do estimador para o DEC no ano de 2018 em função das diversas escolhas de variáveis explicativas para o módulo de regressão.**

DEC					
		CALCULADO	REAL	ERRO	ERRO (%)
<b>Clust. 20 (%)</b>	Reg 12 + 4 Var. Amb	7,7	6,9	0,8	12
	Reg 12	8,7	6,9	1,8	26
	Reg 7 + 4 Var. Amb	7,6	6,9	0,7	11
	Reg 7	8,8	6,9	2,0	28
	Reg 6 + 4 Var. Amb	7,6	6,9	0,8	12
	Reg 6	8,9	6,9	2,0	30

**Tabela 16 – Desempenho do estimador para o FEC no ano de 2018 em função das diversas escolhas de variáveis explicativas para o módulo de regressão.**

FEC					
		CALCULADO	REAL	ERRO	ERRO (%)
<b>Clust. 20 (%)</b>	Reg 12 + 4 Var. Amb	4,1	3,9	0,2	5
	Reg 12	4,6	3,9	0,7	17
	Reg 7 + 4 Var. Amb	4,1	3,9	0,2	4

	Reg 7	4,6	3,9	0,7	18
	Reg 6 + 4 Var. Amb	4,1	3,9	0,2	5
	Reg 6	4,6	3,9	0,7	19

**Tabela 17 – Desempenho do estimador para as Compensações no ano de 2018 em função das diversas escolhas de variáveis explicativas para o módulo de regressão.**

COMPENSAÇÃO					
		CALCULADO	REAL	ERRO	ERRO (%)
<b>Clust. 20</b> (%)	Reg 12 +4 Var. Amb	R\$ 27.443.330,50	R\$ 29.363.411,90	R\$ 1.920.081,40	7
	Reg 12	R\$ 32.016.819,90	R\$ 29.363.411,90	R\$ 2.653.408	9
	Reg 7 + 4 Var. Amb	R\$ 27.361.345,60	R\$ 29.363.411,90	R\$ 2.002.066,30	7
	Reg 7	R\$ 32.872.695,80	R\$ 29.363.411,90	R\$ 3.509.283,90	12
	Reg 6 + 4 Var. Amb	R\$ 27.288.801,20	R\$ 29.363.411,90	R\$ 2.074.610,70	7
	Reg 6	R\$ 32.869.320,70	R\$ 29.363.411,90	R\$ 3.505.908,80	12

Em termos de identificação das ações de manutenção que resultam em melhorias nos indicadores por linha de distribuição, ou seja, aquelas com coeficiente  $bl_{ij}$  negativo, as Tabelas 15, 16 e 17 apresentaram um resumo como número de linhas com ações explicáveis estatisticamente, ou seja, linhas onde o indicador  $IND_{ij}(k)$  (no caso da Tabelas 18 os resultados são para o indicador CHI) apresentou ao menos um coeficiente  $bl_{ij}$  não-nulo e negativo segundo teste  $t$  com correção de White. Ações como recondutoramento e instalação de equipamentos (seccionadores e religadores) estão dentre algumas das ações selecionadas. Caso seja avaliado somente se o valor estimado para o coeficiente  $bl_{ij}$  seja negativo, o número de linhas com ações explicáveis é ampliado conforme apresentado na Tabela 19.



**Tabela 18 – Percentual de linhas onde o regressor  $IND_{ij}(k)$  para o indicador CHI apresentou ao menos um coeficiente  $bl_{ij}$  não-nulo e negativo segundo teste t com correção de White.**

CHI								
	Total de Linhas com Ações Explicáveis			Total de Linhas sem Ações Explicáveis			Total de Linhas	
TIPO	Quant.	Tipo (%)	Light (%)	Quant.	Tipo (%)	Light (%)	Quant.	Light (%)
SETD LDA	893	86	56	146	14	9	1039	65,3
SETD LRA	0	0	0	63	100	4	63	4
SETD LSA	60	51	4	58	49	4	118	7,4
SESD LDA	254	70	16	109	30	7	363	22,8
SESD LRA	0	0	0	3	100	0	3	0,2
SESD LSA	5	100	0	0	0	0	5	0,3
<b>TOTAL</b>	<b>1212</b>	<b>76</b>	<b>76</b>	<b>379</b>	<b>24</b>	<b>24</b>	<b>1591</b>	<b>100</b>

**Tabela 19 – Percentual de linhas onde o regressor INDij(k) para o indicador CHI apresentou ao menos um coeficiente  $bl_{ij}$  negativo.**

CHI								
TIPO	Total de Linhas com Ações Explicáveis			Total de Linhas sem Ações Explicáveis			Total de Linhas	
	Quant.	Tipo (%)	Light (%)	Quant.	Tipo (%)	Light (%)	Quant.	Light (%)
SETD LDA	1038	100	65	1	0	0	1039	65,3
SETD LRA	0	0	0	63	100	4	63	4
SETD LSA	115	97	7	3	3	0	118	7,4
SESD LDA	358	99	23	5	1	0	363	22,8
SESD LRA	0	0	0	3	100	0	3	0,2
SESD LSA	5	100	0	0	0	0	5	0,3
<b>TOTAL</b>	<b>1516</b>	<b>95</b>	<b>95</b>	<b>75</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1591</b>	<b>100</b>

A partir dos dados apresentados, é possível perceber que os percentuais das linhas da Light S.A. que apresentam ao menos uma ação explicável para a unidade de análise na qual está inserida foram representativos em relação as linhas de distribuição sob estudo no caso do CHI (Tabela 18). A aderência do modelo sugere que é possível a utilização desta metodologia para auxiliar os tomadores de decisão na gestão da manutenção das redes da distribuidora. O que pode gerar o aumento na confiabilidade, redução de perdas e atendimento das regulamentações vigentes. Análise dos resultados ainda apresentou as ações que historicamente mais impactaram na confiabilidade do sistema sob estudo, que são: instalação de equipamentos

(religadores e seccionalizadores), manutenção de equipamentos, recondutoramento e aumento de capacidade.

## 5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia baseada em *Machine Learning* e Regressão com Dados em Painel para estimação dos efeitos dos investimentos em manutenção de linhas de distribuição. O histórico de ações de 2016 a 2018 da LIGHT foi utilizado para estimação dos diversos parâmetros e avaliação da metodologia. Foram incluídas ainda variáveis ambientais a fim de representar as diferenças climáticas entre as diversas linhas aéreas da LIGHT visto que o clima é um dos principais ofensores deste tipo de rede.

Os resultados iniciais obtidos demonstram o potencial da metodologia ao apresentar erros da ordem de 0,8 horas para a estimativa do DEC global da LIGHT para o ano de 2018 em conjunto com a identificação de ações relevantes para até 95% das linhas aéreas de distribuição da LIGHT.

Estas regressões permitiram inferir qual o ganho das ações voltadas à melhoria da qualidade do serviço, ponderando-se as condições climáticas ocorridas no período histórico analisado. Desta forma, a metodologia econométrica de regressão linear tornou-se uma técnica adequada para avaliar os impactos das ações (investimentos e planos de manutenções), sobre os indicadores de qualidade, auxiliando na tomada de decisões, sobre as ações prioritárias que conduzem a Light ao cumprimento de metas estabelecidas pela agência reguladora.

Contudo, ressalta-se que a ferramenta apresentada neste trabalho deve ser vista como uma importante ferramenta de apoio ao planejamento da manutenção, beneficiando a melhor alocação de recursos a médio e curto prazo, minimizando os indicadores de qualidade.

## 5.1. TRABALHOS FUTUROS

Dentre as limitações a serem superadas está a necessidade de projeção das variáveis ambientais utilizadas, o que motiva trabalhos futuros na linha de melhoria dos regressores que não utilizem estas variáveis.

Outra possibilidade a ser desenvolvida diz respeito à ampliação da base de registros e atualização dos coeficientes, viabilizando a aplicação mais consistente dos testes de hipótese a partir da ampliação do número de registros.

Por fim, a metodologia apresentada neste trabalho poderá ser acoplada a um modelo de otimização para apoio a construção de planos de manutenção orientados ao atendimento das metas regulatórias ao menor custo possível.

## Referências Bibliográficas

- [1] F. A. NUNES, Modelo de apoio gerencial para planejamento das ações de manutenção das redes de distribuição de energia elétrica com previsibilidade do impacto nos indicadores de continuidade DEC e FEC: Estudo de caso em uma empresa de distribuição no rio de janeiro, Niterói: Universidade Federal Fluminense, 2016.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). [Online]. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/dia-do-consumidor-aco-es-da-aneel-levam-a-melhora-no-fornecimento-de-energia-eletrica-no-pais-em-2018/656877?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/dia-do-consumidor-aco-es-da-aneel-levam-a-melhora-no-fornecimento-de-energia-eletrica-no-pais-em-2018/656877?inheritRedirect=false) [Acessado: 20 janeiro 2020].
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>. [Acessado: 20 janeiro 2020].
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Perdas de Energia Elétrica na Distribuição, Rio de Janeiro. 2019.
- [5] R. J. P. ARAÚJO, Otimização de desempenho de indicadores de continuidade do serviço em concessionárias de distribuição utilizando algoritmos evolutivos, São Paulo. Universidade de São Paulo. 2011.
- [6] I. O. CYRILLO, Estabelecimento de Metas de Qualidade na Distribuição de Energia Elétrica por Otimização da Rede e do Nível Tarifário, São Paulo. Universidade de São Paulo. 2011.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). [Online]. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false). [Acessado: 20 janeiro 2020].
- [8] L. P. CONSTANTINI, Análise comparativa das metodologias de definição de conjuntos para estabelecimento de metas de qualidade (DEC E FEC), Brasília. Universidade de Brasília. 2013.
- [9] M. V. E. XAVIER, Sistema de monitoramento de alto desempenho da qualidade da energia elétrica, Belo Horizonte. Universidade Federal de Minas Gerais. 2016.
- [10] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>. [Acessado: 20 janeiro 2020].
- [11] M. M. Nobre, Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica através do Custo da Interrupção para o Consumidor Industrial e dos Indicadores de Continuidade (DEC e FEC), Itajubá. Universidade Federal de Itajubá. 2017.

- [12] Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE). [Online]. Available: <https://www.ieee.org/about/index.html>. [Accessed: 25 janeiro 2020].
- [13] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>. [Acessado: 20 janeiro 2020].
- [14] E. F. A. MAGALHÃES, Modelagem e simulação de indicadores de continuidade: ferramenta auxiliar para a manutenção em redes de distribuição de energia elétrica, Salvador. Universidade Federal da Bahia. 2017.
- [15] LIGHT S.A. [Online]. Disponível em: <http://www.light.com.br/grupo-light/SitePages/default.aspx>. [Acessado: 20 janeiro 2020].
- [16] L. S. Ochi, C. R. Dias, S. S. F. S. Soares, Clusterização em Mineração de Dados, Niterói. Rio de Janeiro. 2004.
- [17] S. Haykin, Neural networks and Learning Machines. Hamilton. Indiana University. 1999.
- [18] G. Hamerly and E. Charles, Learning the k in k-means, in Advances in neural information processing systems, 2004.
- [19] D. Pelleg and A. Moore, X-means: extending k-means with efficient estimation of the number of clusters, in ICML, 2000.
- [20] A. Fontana and M. C. Naldi, Estudo e Comparação de Métodos para Estimação de Números de Grupos em Problemas de Agrupamento de Dados, São Carlos, São Paulo. 2009.
- [21] M. C. Naldi, Técnicas de combinação para agrupamento centralizado e distribuído de dados, São Paulo. Universidade de São Paulo. 2011.
- [22] A. Fontana and M. C. Naldi, Estudo e Comparação de Métodos para Estimação de Números de Grupos em Problemas de Agrupamento de Dados. São Carlos. São Paulo. 2009.
- [23] D. C. Montgomery, E. A. Peck, and G. G. Vining, Introduction to Linear Regression Analysis. Wiley, 2012.
- [24] E. W. T. Ngai, L. Xiu, and D. C. K. Chau, Application of data mining techniques in customer relationship management: A literature review and classification, Expert Systems with Applications. Elsevier Ltd. 2009.
- [25] A. Al-Ghandoor and M. Samhour, Electricity Consumption in the Industrial Sector of Jordan: Application of Multivariate Linear Regression and Adaptive Neuro-Fuzzy Techniques. 2009.
- [26] M. Pagowski et al., Application of dynamic linear regression to improve the skill of ensemble-based deterministic ozone forecasts, Atmos. Environ. 2006.

- [27] D. N. Gujarati and D. C. Porter, *Econometria Básica*, Porto Alegre. Rio Grande do Sul: AMGH Editora, 2011.
- [28] M. C. Alves, *Teste t de Student*, São Paulo. Universidade de São Paulo, 2017. [Online]. Available: [http://cmq.esalq.usp.br/wiki/lib/exe/fetch.php?media=publico:syllabvs:lcf5759a:teste\\_t.pdf](http://cmq.esalq.usp.br/wiki/lib/exe/fetch.php?media=publico:syllabvs:lcf5759a:teste_t.pdf). [Accessed: 11 February 2019].
- [29] L. A. Peternelli, *Testes de significância*, Viçosa. Universidade Federal de Viçosa. [Online]. Available: <http://www.dpi.ufv.br/~peternelli/inf162.www.16032004/materiais/CAPITULO6.pdf>. [Accessed: 11 February 2019].