

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS - GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ENERGIA

CARLOS ORLANDO PEREIRA DOS SANTOS

SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO AÉREO DE ENERGIA ELÉTRICA
SEM REDE DE BAIXA TENSÃO PARA ELIMINAR FURTO E FRAUDE

Itajubá – MG
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS - GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ENERGIA

CARLOS ORLANDO PEREIRA DOS SANTOS

SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO AÉREO DE ENERGIA ELÉTRICA
SEM REDE DE BAIXA TENSÃO PARA ELIMINAR FURTO E FRAUDE

Dissertação submetida ao Programa de Pós-
Graduação em Planejamento Energético como
parte dos requisitos para obtenção do Título de
Mestre em Ciência em Engenharia de Energia

Área de Concentração: Planejamento e Gestão de Sistemas Energéticos

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Itajubá – MG

2018

Dedicatória

Dedico esta dissertação à Professora Angela Patrícia Pereira que me incentivou a fazer o Curso de Mestrado em Engenharia de Energia e fico-lhe grato eternamente.

Agradecimentos

Ao Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni, meu orientador, pelo apoio e pelas contribuições que foram fundamentais para o desenvolvimento desta dissertação.

Ao Prof. Dr. Manoel Martines (in memoriam) pelas contribuições importantíssimas nas etapas iniciais do trabalho.

Aos professores do Centro de Excelência em Eficiência Energética – EXCEN: Jamil Haddad e Roberto Akira Yamachita por todo conhecimento compartilhado na elaboração da dissertação.

Aos professores do Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída – NEST: Electo Eduardo Silva Lora e José Carlos Escobar Palácio pelas contribuições e motivações em todas as fases do trabalho.

Aos Colegas Carlos Eduardo Gonçalves, David Leonardo Vargas Nuncira, Jonas Carvalheira Costa, Gaylord Enrique Carrillo Caballero Kelly Fernanda dos Reis, Rodolfo Esmarady Rocha dos Santos, Rogério Salustiano e Rafael Augusto Costa Silva, pela colaboração no desenvolvimento das diversas fases da dissertação.

Em especial ao Colega Eric Alberto Ocampo Batlle, que foi parceiro na fase de qualificação e na fase final do trabalho.

A CAPES por ter-me fornecido a bolsa de estudo que viabilizou a execução do presente documento.

Aos professores da banca examinadora para qualificação da dissertação, Yvo Marcelo Chiaradia (INATEL) e Roberto Akira Yamachita (UNIFEI) que contribuíram com sugestões para complemento e correção do trabalho.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram com meu desenvolvimento intelectual para elaboração desta dissertação.

*“Ninguém pode construir em teu lugar as pontes que precisarás passar, para
atravessar o rio da vida, ninguém, exceto tu, só tu”*

Friedrich Nietzsche

Resumo

A dissertação possui como objetivo principal o estudo de viabilidade técnica-financeira de um sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado a conjuntos de medições inteligentes, para substituir o sistema de distribuição aéreo convencional, nas empresas distribuidoras de energia elétrica com níveis elevados de perdas não técnicas. No relatório base de perdas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANELL identificaram-se as empresas distribuidoras com índices de perdas não técnicas superiores a 10% no ano de 2017, quantificando os valores das suas perdas de energia elétrica e do seu custo anual. Elaborou-se estudo de caso de dois sistemas de distribuição aéreo de energia elétrica com estruturas de redes diferentes, calculando e comparando os valores das suas perdas técnicas sob o mesmo regime de carga (demandas) de unidades consumidoras. O primeiro sistema de distribuição denominado de convencional, formado pelo segmento de rede da média tensão, segmento de transformação e segmento de rede de baixa tensão. O segundo sistema distribuição denominado de proposto, formado pelo segmento de rede da média tensão e segmentos de transformações onde são acoplados os conjuntos de medições inteligentes. Nesse estudo constatou-se que as perdas técnicas o sistema de distribuição proposto são 13% superiores quando comparadas com as perdas do sistema de distribuição convencional. O estudo de viabilidade técnica-financeira foi realizado simulando a substituição do sistema de distribuição convencional pelo sistema de distribuição proposto nas empresas com índices de perdas não técnicas superiores a 10%. Nesse estudo estabeleceram-se hipóteses de que o sistema de distribuição proposto sofre aumento de 13% nos valores das perdas técnicas de energia e em função dos conjuntos de medições inteligentes estarem acoplados nos secundários dos transformadores de distribuição, sofre redução de 70% nas perdas não técnicas de energia elétrica causadas por furto e fraude. Sendo que os outros 30% das perdas não técnicas, foram considerados erros de medição, de leitura e irregularidades diversas de gestão. Com isso, obteve-se uma recuperação de energia elétrica no valor de 1.675 GWh/ano e recuperação de receita de R\$ 6,98 bilhões/ano. Com os resultados obtidos concluiu-se que o sistema de distribuição proposto é eficaz para eliminar furtos e fraudes, podendo ser alternativa tecnológica de rede antifurto a ser usada no combate ao roubo de energia, tendo como consequência positiva a contribuição para a modicidade tarifária.

Palavras – chave: Perdas não técnicas, Furtos e fraudes, Perdas técnicas, Sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, Recuperação de energia elétrica e receitas.

Abstract

The main objective of this dissertation is the study of the technical and financial viability of a low voltage networkless distribution system coupled with intelligent measurement sets to replace the conventional air distribution system in the electricity distribution companies with high levels of non-technical losses. In the loss report of the National Electric Energy Agency - ANELL, the distribution companies with non-technical losses indexes above 10% were identified in 2017, quantifying the values of their electricity losses and their annual cost. A case study of two systems of electric power distribution with different network structures was developed, calculating and comparing the values of their technical losses under the same load regime (demands) of consumer units. The first distribution system is called the conventional distribution system, formed by the medium voltage network segment, the transformation segment and the low voltage network segment. The second distribution system called the proposed, formed by the network segment of the medium voltage and transformation segments where the intelligent measurement sets are coupled. In this study, it was found that the technical losses of the proposed distribution system are 13% higher when compared to the losses of the conventional distribution system. The technical-financial feasibility study was performed simulating the substitution of the conventional distribution system by the proposed distribution system in companies with non-technical losses indexes above 10%. In this study, we hypothesized that the proposed distribution system suffers a 13% increase in the values of the technical losses of energy and because the intelligent measurement sets are coupled in the secondary of the transformers of distribution, suffer a reduction of 70% in the losses electric power techniques caused by theft and fraud. The other 30% of the non-technical losses were considered measurement errors, reading errors and various management irregularities. This resulted in an electric energy recovery of 1,675 GWh / year and a recovery of revenue of R \$ 6.98 billion / year. With the results obtained it was concluded that the proposed distribution system is effective to eliminate thefts and frauds, and can be a technological alternative of antitheft network to be used in the fight against theft of energy, having as a positive consequence the contribution to the tariff modality.

Key words: Non - technical losses, Theft and fraud, Technical losses, Air distribution system without low voltage network, Electric energy recovery and revenues.

Lista de figuras

Figura 2.1: Caminho da energia elétrica da geração até a sua comercialização.....	4
Figura 2.2: Rede de distribuição convencional.	6
Figura 2.3: Rede de distribuição compacta.	6
Figura 2.4: : Rede de distribuição aérea isolada.	7
Figura 2.5: Rua atendida por meio de rede de distribuição subterrânea.	7
Figura 2.6: Caminho percorrido pela energia elétrica da geração até as unidades consumidoras e as suas perdas no sistema de distribuição.....	14
Figura 2.7: Furtos - Gatos de energia elétrica na rede de baixa tensão.	15
Figura 2.8: Fraude - <i>Jumper</i> nos fios de ligação do medidor.....	16
Figura 2.9: Fraude - Tampa do medidor sem os selos de lacre (selos violados).	16
Figura 2.10: Fraude - Disco de medidor cortado.....	17
Figura 2.11: Fraude - Bloqueio no disco do medidor.	17
Figura 2.12: Fraude - Desacoplamento da engrenagem do registrador de kWh com a rosca sem fim do eixo do disco do medidor.	18
Figura 2.13: Tecnologia antifurto - Caixa Padrão Rede da Empresa Distribuidora CELPA.	20
Figura 2.14: Tecnologia antifurto - Rede de distribuição aérea transversal da AMPLA.	22
Figura 2.15: Tecnologia antifurto - Diagrama de bloco de comunicação do centro de controle de medição.	23
Figura 2.16: Tecnologia antifurto - Conjunto de medição inteligente tipo SIN-NANSEN.....	24
Figura 2.17: Composição da tarifa de energia elétrica do consumidor cativo.	31
Figura 2.18: Expressão para o cálculo da conta de energia elétrica quando aplicados os tributos federal e estadual.....	36
Figura 2.19: Valores dos percentuais médios dos custos que compõe a tarifa de energia elétrica.	37
Figura 3.1: O mapa do Brasil com as dez empresas distribuidoras de energia elétrica que tiveram perdas não técnicas superiores a 10% em 2017.....	40
Figura 3.2: As dez empresas distribuidoras de energia elétrica com seus valores percentuais de perdas não técnicas superiores a 10 % em 2017.....	41

Figura 3.3: As dez empresas distribuidoras de energia elétrica com as variações das perdas não técnicas no período de 2008 a 20017.	41
Figura 4.1: Desenho ilustrativo do sistema de distribuição aéreo convencional.	48
Figura 4.2: Croqui do sistema de distribuição aéreo convencional.	49
Figura 4.3: Desenho ilustrativo do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medições inteligentes.	49
Figura 4.4: Croqui do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medições inteligentes.	50
Figura 4.5: Parâmetros para o cálculo de perdas técnicas no segmento de rede da média tensão do sistema de distribuição aéreo convencional.	51
Figura 4.6: Parâmetros para o cálculo das perdas técnicas no segmento de transformação do sistema distribuição aéreo convencional.	53
Figura 4.7: Parâmetros para cálculo de perdas técnicas no segmento de rede da baixa tensão do sistema de distribuição aéreo convencional.	55
Figura 4.8: Parâmetros para cálculo das perdas técnicas no segmento de rede da média tensão do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	57
Figura 4.9: Parâmetros para o cálculo das perdas técnicas nos segmentos de transformação do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	59
Figura 4.10: Gráfico das perdas em vazio e em carga nominal dos transformadores de 15 kVA.	69
Figura 4.11: Gráfico das perdas em vazio e em carga nominal dos transformadores de 30 kVA.	70

Lista de tabelas

Tabela 3.1: Valores dos parâmetros pesquisados no relatório base de perdas da ANEEL nas dez empresas distribuidoras quando conectadas no sistema de distribuição aéreo convencional.	42
Tabela 3.2: Valores calculados das perdas de energia elétrica nas dez empresas distribuidoras quando conectadas no sistema de distribuição aéreo convencional.	43
Tabela 3.3: Valores calculados do custo anual sem tributos das perdas de energia elétrica nas dez empresas distribuidoras quando conectadas no sistema de distribuição aéreo convencional.	44
Tabela 3.4: Valores calculados do custo anual com tributos das perdas de energia elétrica nas dez empresas distribuidoras quando conectadas no sistema de distribuição aéreo convencional.	45
Tabela 4.1: Parâmetros das unidades consumidoras ligadas nos sistemas de distribuição em estudo.	48
Tabela 4.2: Valores calculados das perdas técnicas no segmento de rede da média tensão do sistema de distribuição aéreo convencional.	52
Tabela 4.3: Valores calculados das perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de distribuição de 112,5 kVA no sistema de distribuição aéreo convencional.	54
Tabela 4.4: Valores calculados das perdas técnicas no segmento de rede da baixa tensão do sistema de distribuição aéreo convencional.	56
Tabela 4.5: Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos três segmentos do sistema de distribuição aéreo convencional.	56
Tabela 4.6: Valores calculados das perdas técnicas no seguimento de rede da média tensão do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	59
Tabela 4.7: Valores das perdas técnicas nos dois transformadores de distribuição de 15 kVA instalados nos postes D1 e D2 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	61
Tabela 4.8: Valores das perdas técnicas no transformador de distribuição de 15 kVA instalado no poste D6 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	62
Tabela 4.9: Valores das perdas técnicas no transformador de distribuição de 15 kVA instalado no poste D3 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	63
Tabela 4.10: Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos transformadores de 15 kVA do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	64

Tabela 4.11: Valores das perdas técnicas no transformador de distribuição de 30 kVA instalado no poste D4 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	65
Tabela 4.12: Valores das perdas técnicas no transformador de distribuição de 30 kVA instalado no poste D5 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	66
Tabela 4.13: Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos transformadores de 30 kVA do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	67
Tabela 4.14: Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos dois seguimentos do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	67
Tabela 4.15: Valor da relação percentual de perdas técnicas entre o sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão e o sistema de distribuição aéreo convencional.	68
Tabela 5.1: Valores das perdas técnicas e não técnicas das dez distribuidoras em estudo quando conectadas no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	72
Tabela 5.2: Redução de perdas na distribuição nas dez distribuidoras em estudo quando conectadas no sistema de distribuição sem rede de baixa tensão.	73
Tabela 5.3: Custo anual de perdas de energia elétrica sem tributos nas dez distribuidoras quando conectadas no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	74
Tabela 5.4: Custo anual das perdas de energia elétrica com tributos nas dez distribuidoras conectadas no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	74
Tabela 5.5: Redução do custo anual na distribuição nas dez distribuidoras de energia elétrica quando conectadas no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	75

Lista de abreviaturas

ABNT:	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE:	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANELL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL:	Ambiente de Contratação Livre
ACR:	Ambiente de Contratação Regulado
BRR:	Base de Remuneração Regulatória
CCM:	Centro de Controle de Medição
CODI:	Comitê de Distribuição
CPRED:	Caixa Padrão Rede
CDE:	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH:	Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos
COFINS:	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COSIP:	Contribuição Social de Iluminação Pública
CIP:	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAL:	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CRTP:	Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas
CFURH:	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CVU:	Custo Variável Unitário
DAT:	Distribuição Aérea Transversal
DIT:	Demais Instalações de Transmissão
EI:	Energia Injetada
EER:	Encargos de Energia de Reserva
ESS:	Encargo de Serviço de Sistema
EER:	Encargo de Energia de Reserva
EE:	Eficiência Energética
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética
FNDCT:	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
IABRADEE:	Instituto ABRADEE da Energia
INMETRO:	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
ICMS:	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IGPM:	Índice Geral de Preços do Mercado
IRT:	Índice de Reajuste Tarifário
MME:	Ministério de Minas e Energia

MMA:	Ministério do Meio Ambiente
ONS:	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OGU:	Orçamento Geral da União
PASEP:	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
P&D:	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS:	Programa de Integração Social
PROINFA:	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PRORET:	Procedimentos de Regulação Tarifária
PRODIST:	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PPT:	Percentual de Perdas Técnicas
PPD:	Percentual de Perdas da Distribuição
PPNT:	Percentual de Perdas Não Técnicas
PT:	Perdas Técnicas
PD:	Perdas da Distribuição
PNT:	Perdas Não Técnicas
PROINFA:	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PLpT	Programa Luz para Todos
PAP:	Plano Anual do PROINFA
P&D:	Pesquisa e Desenvolvimento
PROCEL:	Programa Nacional de Conservação de Energia
PIS:	Programa de Integração Social
RTP:	Revisão Tarifária Periódica
RTA:	Revisão Tarifária Anual
RGR	Reserva Geral de Reversão
ROL:	Receita Operacional Líquida
SMI:	Sistema de Medição Individual
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD:	Tarifa de Uso da Distribuição
TUST:	Tarifa de Uso da Transmissão
TEE:	Tarifa de Energia Elétrica
TSEE:	Tarifa Social de Energia Elétrica
TFSEE:	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TAR:	Tarifa Anualizada de Referência
UBP:	Uso do Bem Público
WACC:	Custo Médio Ponderado de Capital

Sumário

Dedicatória	I
Agradecimentos	II
Resumo	IV
Abstract	V
Lista de figuras	VI
Lista de tabelas	VIII
Lista de abreviaturas	X
Sumário	XIII
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Estrutura da dissertação	2
Capítulo 2 Fundamentação teórica	4
2.1 Sistema de Distribuição de energia elétrica	4
2.2 Perdas de energia elétrica	8
2.2.1 Perdas na distribuição	8
2.2.2 Perdas técnicas na distribuição	8
2.2.2.1 Fatores típicos usados nos cálculos das perdas técnicas	9
2.2.2.2 Método de cálculo de perdas técnicas usado pela ANEEL	10
2.2.2.3 Cálculo de perdas técnicas nos sistemas de distribuição de pequena extensão	11
2.2.3 Perdas não técnicas	12
2.3 Indicadores de perda na distribuição	13
2.3.1 Percentual de perdas na distribuição - PPD	13
2.3.2 Percentual de perdas técnicas - PPT	13

2.3.3	Percentual de perdas não técnicas - PPNT.....	13
2.4	Perdas não técnicas por furto e fraude de energia elétrica	14
2.4.1	Furto de energia elétrica.....	14
2.4.2	Fraude de energia elétrica	15
2.5	Tecnologias para evitar roubo de energia no planeta terra	18
2.6	Tecnologias para evitar roubo de energia no Brasil	19
2.6.1	Caixa padrão rede - CPRED.....	20
2.6.2	Rede de distribuição aérea transversal - Rede DAT.....	21
2.6.3	Centro de Controle de Medição - CCM.....	22
2.6.4	Conjunto de medição inteligente modelo SIN-NANSEN.....	24
2.7	Contextos econômicos das empresas distribuidoras de energia elétrica.....	25
2.7.1	Revisão tarifária periódica - RTP.....	26
2.7.2	Reajuste tarifário anual - RTA	28
2.7.3	Revisão tarifária extraordinária - RTE.....	28
2.7.4	Consumidores de energia elétrica.....	29
2.7.5	Tarifa de energia elétrica do consumidor cativo - baixa tensão	30
2.7.6	Sistema de bandeiras tarifárias	37
Capítulo 3	Metodologia e levantamento de dados	39
3.1	Levantamentos de dados	39
3.1.1	Empresas distribuidoras de energia elétrica com percentual de perdas não técnicas superiores a 10%	40
3.1.2	Cálculos das perdas de energia elétrica	42
3.1.3	Cálculos do custo anual das perdas de energia elétrica	43
3.2	Considerações parciais.....	46
Capítulo 4	Estudos de Casos e Análise dos Resultados	47
4.1	Critérios adotados para os estudos casos	47

4.2 Estudo de caso nº 1: cálculo de perdas técnicas no sistema de distribuição aéreo convencional	51
4.2.1 Cálculo de perdas técnicas no segmento da rede de média tensão.....	51
4.2.2 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação	52
4.2.3 Cálculo de perdas técnicas no segmento de rede da baixa tensão	54
4.2.4 Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos segmentos do sistema de distribuição aéreo convencional.....	56
4.3 Estudo de caso nº 2: cálculo de perdas técnicas no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.	57
4.3.1 Cálculo de perdas técnicas no segmento de rede da média tensão.....	57
4.3.2 Cálculo de perdas técnicas nos segmentos de transformação do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão	59
4.3.2.1 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de 15 kVA com demandas de 11 kVA	60
4.3.2.2 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de 15 kVA com demanda de 12 kVA.....	61
4.3.2.3 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de 15 kVA com demanda de 13 kVA.....	62
4.3.2.4 Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos segmentos de transformação dos transformadores de 15 kVA.....	63
4.3.2.5 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de distribuição de 30 kVA com demanda de 19 kVA	64
4.3.2.6 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de 30 kVA com demanda de 16 kVA.....	65
4.3.2.7 Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos segmentos de transformação dos transformadores de 30 kVA.....	66
4.3.2.8 Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos seguimentos de rede do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão	67

4.4 Cálculo da relação percentual entre as perdas técnicas dos sistemas de distribuição em estudo.....	67
4.5 Análise dos resultados.....	68
Capítulo 5 Estudo de viabilidade técnica-financeira do sistema de distribuição sem rede de baixa tensão	71
5.1 Hipóteses adotadas para o estudo de viabilidade	71
5.1.1 Estudo de viabilidade de redução das perdas de energia elétrica da distribuição	71
5.1.2 Estudo de viabilidade de redução do custo anual das perdas de energia elétrica na distribuição	73
5.2 Análise dos resultados e considerações parciais	76
Capítulo 6 Conclusões e Recomendações	78
Capítulo 7 Referências bibliográficas	80

Capítulo 1 Introdução

Os roubos de energia elétrica nos países desenvolvidos e em desenvolvimento por meio de furtos e fraudes, no quais são denominados de perdas não técnicas, são motivos de preocupações dos órgãos reguladores e das empresas distribuidoras de energia elétrica.

As fraudes e furtos de eletricidade além de provocarem grandes perdas de energia e receitas, também afetam a qualidade e aumentam os custos na prestação do serviço de fornecimento de eletricidade para toda sociedade.

Os investimentos na construção de novas unidades geradoras, novas linhas de transmissão e redes de distribuição para suprir as energias decorrentes dos roubos, não contribuem para a modicidade tarifária.

Nos países desenvolvidos e em desenvolvimento, estima-se que perde US\$ 25 bilhões por ano devido às perdas não técnicas, provocadas por furtos e fraudes. Em alguns países os valores dessas perdas correspondem: Estados Unidos de US\$1,0 a 6 bilhões por ano; Canadá US\$ 100 milhões por ano; Índia US\$ 4,5 bilhões; México US\$ 475 milhões por ano; Líbano 225 milhões por ano e Malásia US\$ 132 milhões por ano (GHAJAR, 2003; SMITH, 2004; DEPURU, 2012).

O autor efetuou pesquisa no relatório base de perdas da ANEEL e constatou que sessenta empresas distribuidoras de energia elétrica em 2017, tiveram em relação à energia injetada, perdas na distribuição no valor 65 TWh, sendo que dessas, 30 TWh foram de perdas não técnicas que corresponderam a 46% das perdas totais de energia elétrica (ANEEL PERDAS DE ENERGIA, 2018).

Com o valor de 30 TWh de perdas não técnicas de energia elétrica em 2017, poderia ter fornecido eletricidade para todos os consumidores cativos dos sete Estados que compõe a Região Norte do Brasil: Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Pará, Amapá e Tocantins que somados consumiram 21,0 TWh. Ou para todos os consumidores dos Estados da Região Centro Oeste: Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goiás e Distrito Federal que somados consumiram 28,0 TWh (EPE RELATÓRIO, 2018).

Aplicando os valores médios das tarifas sem e com tributos (PIS/COFINS e ICMS) das cinco regiões brasileiras em 2017, estimou-se que com tarifas sem tributos, o valor do custo das perdas de energia elétrica na distribuição chegou de R\$ 28 bilhões e para as perdas não técnicas de R\$ 13 bilhões. E considerando as tarifas com tributos, o valor do custo das perdas de energia elétrica na distribuição foi de R\$ 38 bilhões e para as perdas não técnicas R\$ 18 bilhões (ANEEL TARIFAS POR REGIÃO, 2017).

Afim de, contribuir com a modicidade tarifária, por meio de redução das perdas não técnicas de energia elétrica e dos custos provocados pelas perdas, um estudo de tecnologia de rede antifurto foi proposto nesta dissertação, por meio de um sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medições inteligentes.

1.1 Objetivos

A dissertação teve como objetivo geral elaborar um estudo de viabilidade técnica-financeira num sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado a conjuntos de medições inteligentes, para substituir o sistema de distribuição aéreo convencional nas empresas distribuidoras de energia elétrica com elevados níveis de perdas não técnicas, afim de, eliminar os furtos e fraudes das redes elétricas.

Enquanto que para os objetivos específicos foram abordadas as irregularidades mais frequentes de furtos e fraudes que ocorrem nas empresas distribuidoras brasileiras e os seus impactos financeiros causados pelas perdas não técnicas que prejudicam toda sociedade. Bem como as tecnologias que estão sendo sugeridas e aplicadas no combate ao roubo de energia elétrica nos países desenvolvidos e em desenvolvimento.

1.2 Estrutura da dissertação

A dissertação foi estruturada em sete capítulos. No primeiro capítulo apresentou-se a introdução e os seus objetivos.

No segundo capítulo realizou-se a fundamentação teórica, enfatizando o sistema da distribuição da alta tensão até ao sistema da baixa tensão nas unidades consumidoras. Foram apresentadas as perdas de energia elétrica com seus indicadores de perdas da distribuição, perdas técnicas e perdas não técnicas e as metodologias regulatórias de perdas da ANEEL. Apresentaram-se os tipos de furtos e fraudes mais habituais e algumas tecnologias em uso pelas empresas distribuidoras de energia elétrica para detectar e evitar os roubos de energia. E os contextos econômicos do sistema de distribuição: revisão, reajuste tarifário e a composição da tarifa de energia elétrica.

No terceiro capítulo apresentou-se a metodologia e levantamento de dados descrevendo as estratégias adotadas para elaboração da dissertação. Mostra a pesquisa realizada das perdas na distribuição em 2017, com as dez empresas distribuidoras de energia elétrica divididas nas cinco regiões geográficas brasileiras, selecionadas por apresentarem percentuais de perdas não técnicas superiores a 10%.

No quarto capítulo apresentaram-se dois estudos de casos: o primeiro referindo-se ao sistema de distribuição aéreo convencional e o segundo a um sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medições inteligentes, para calcular os valores das suas as perdas técnicas de energia elétrica nos segmentos de redes e de transformação, afim de, conhecer o valor da relação percentual de perdas técnicas entre os dois sistemas em estudo.

No quinto capítulo apresentou-se o estudo de viabilidade técnica-financeira do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medições inteligentes, para verificar a sua eficácia na eliminação de furtos e fraudes quando do seu uso para substituir o sistema de distribuição aéreo convencional nas empresas distribuidoras de energia elétricas com elevados índices de perdas não técnicas.

No sexto capítulo foram apresentadas as conclusões e considerações finais com sugestões para futuras dissertações em complemento ao estudo em questão.

No sétimo capítulo apresentaram-se as referências bibliográficas pesquisadas para elaboração da presente dissertação.

Capítulo 2 Fundamentação teórica

A fundamentação teórica foi elaborada procurando enlaçar os conceitos de sistemas de distribuição, as normas regulatórias referentes às perdas de eletricidade na distribuição, as tecnologias para eliminarem os roubos de eletricidade e o contexto econômico das empresas distribuidoras de energia elétrica, para atender os objetivos da dissertação.

2.1 Sistema de Distribuição de energia elétrica

A distribuição se caracteriza como segmento do setor elétrico dedicado ao rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais, tais como indústrias, comércio, serviços e na sua maioria os consumidores residenciais (ANEEL REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO, 2015).

A Figura 2.1 mostra o caminho da geração de energia elétrica passando pela transmissão, distribuição até chegar aos consumidores finais, por meio das redes de distribuição.

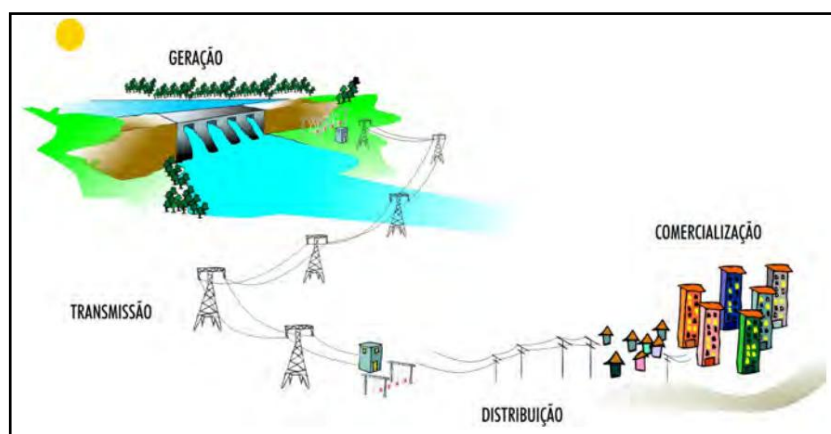


Figura 2.1: Caminho da energia elétrica da geração até a sua comercialização.
Fonte: (ANEEL REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO, 2015)

O sistema distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão superior a 69 kV e inferior a 230 kV, média tensão que opera com tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV e baixa tensão com valor igual e menor a 1 kV.

É segmentado por: redes de alta tensão, subestação de distribuição, rede de média tensão, transformadores de distribuição, redes de baixa tensão, ramais de ligação, medidores de energia elétrica e outros equipamentos diversos de controle e proteção.

As redes de alta tensão são classificadas de grupo A, de acordo com o nível de tensão de sua operação para fins tarifários (tarifa binômia). E para cada faixa de tensão existe um subgrupo que representa todo conjunto de redes de linhas de distribuição de mesma classe, conforme:

- A1: tensão de fornecimento igual e menor a 230 kV;
- A2: tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; e
- A3: tensão de fornecimento de 69 kV.

As redes de média tensão, também chamada de primárias têm início nas saídas das subestações de distribuição com valores de tensão elétrica entre 2,3 a 44 kV. Elas são classificadas de subgrupo A4, de acordo com sua operação para fins tarifários.

As redes de baixa tensão, também denominadas de redes secundárias, têm origem nos secundários dos transformadores de distribuição com valor tensão elétrica entre 110 a 440 V. Elas são classificadas de grupo B, de acordo com sua operação para fins tarifários (tarifa monômia).

Existem quatro tipos básicos de redes distribuição de energia elétrica, conforme descrição:

- I. **Rede de distribuição aérea convencional:** é um sistema de distribuição que está tecnologicamente saturado, formada com os condutores nus de alumínio apoiados sobre isoladores de vidro ou porcelana, onde os circuitos de média tensão são fixados horizontalmente sobre cruzetas de madeira, e os circuitos de baixa tensão verticalmente abaixo do transformador de distribuição. Essas redes ficam mais susceptíveis a influências do meio ambiente, como galhos de árvores nos circuitos de média tensão e furtos de energia elétrica nos circuitos de baixa tensão. Embora o seu custo de instalação seja pequeno quando comparado com outros tipos de redes, o seu custo de manutenção é elevado, pois possuiu alto índice de falhas e baixo nível de confiabilidade na distribuição de energia elétrica. A Figura 2.2 mostra a rede de distribuição aérea convencional (RIBEIRO, 2008).
- II. **Rede de distribuição aérea compacta:** também conhecida como *Spacer Cable*, é formada por um conjunto de cabos de aço e cabos condutores cobertos ou protegidos, fixados em estruturas de braços metálicos e espaçadores ou separadores de fase confeccionados em material polimérico afixados em postes de concreto. Todo o conjunto de cabo é sustentado por um cabo guia que também é utilizado como cabo neutro, denominado de cabo mensageiro. A tecnologia da sua construção evita ocorrências de

defeitos provocados principalmente por galhos de árvores, reduzindo o número de interrupções e aumentando a confiabilidade na distribuição de energia elétrica. Esse tipo de rede de distribuição reduz o custo de manutenção principalmente com as podas de árvores e minimiza a poluição visual ocasionada pela quantidade de estruturas para sustentação dos cabos de média e baixa tensão. A Figura 2.3 mostra a rede de distribuição aérea compacta (FINK, 2013).



Figura 2.2: Rede de distribuição convencional.



Figura 2.3: Rede de distribuição compacta.

III. **Rede de distribuição aérea isolada:** é formada por condutores isolados, blindados e trançados e reunidos em torno de um cabo mensageiro de sustentação que pode exercer

também a função de neutro do sistema. A rede isolada tem custo elevado superior ao da rede compacta, sendo recomendada apenas para projetos especiais. Possui baixas taxas de falhas, em decorrência redução nos custos operacionais. A Figura 2.4 mostra a rede de distribuição aérea isolada (ABRADEE).



Figura 2.4: : Rede de distribuição aérea isolada.

IV. **Rede de distribuição subterrânea:** é aquela que proporciona o maior nível de segurança e confiabilidade, em função ficar enterrada sob o solo. No entanto essas redes são as mais caras podendo chegar a oito vezes o custo da rede de distribuição convencional. São usadas em regiões muito densas e/ou onde há restrições para a instalação de redes aéreas e/ou por estética urbanista. A Figura 2.5 mostra uma rua onde o fornecimento de energia elétrica é realizado por meio da rede de distribuição subterrânea (RIBEIRO, 2008).



Figura 2.5: Rua atendida por meio de rede de distribuição subterrânea.

Todos os ativos da rede de distribuição, desde as redes de alta tensão até a medição de energia elétrica, são de propriedade das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica.

2.2 Perdas de energia elétrica

Na distribuição de energia elétrica existem perdas que fazem parte da cadeia produtiva, como aquelas associadas ao transporte de energia pelas redes que são denominadas de perdas técnicas, bem como as que decorrem de práticas irregulares dos consumidores chamadas de perdas não técnicas decorrentes de furtos e fraudes.

A ANEEL a partir de 2003 deu início ao primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – CRTP que dispõe de instrumento legal para avaliar os níveis de perdas praticados pelas empresas distribuidoras e atuar no sentido apurá-los e limitar seu repasse ao consumidor.

E desde então aprofundou o estudo do tema e definiu metodologias específicas com objetivo de melhor mensurar os níveis de perdas técnicas e perdas não técnicas. Estabelecendo o nível aceitável para cada empresa distribuidora que leve em consideração simultaneamente, uma gestão eficiente e as especificidade de cada concessão.

O CRTP ocorre a cada quatro ou cinco anos de acordo com o contrato de concessão onde são definidos os percentuais regulatórios das perdas técnicas e não técnicas que serão utilizados ao longo do ciclo tarifário nas empresas distribuidoras de energia elétrica.

2.2.1 Perdas na distribuição

As perdas de energia elétrica correspondem a todas as energias que apesar de inseridas pelas geradoras no sistema interligado e injetadas nas redes das empresas distribuidoras, não chegam a ser comercializadas, e caracterizam-se como perdas na distribuição (ANEEL PERDAS DE ENERGIA, 2015).

As perdas na distribuição correspondem à diferença algébrica entre a energia injetada na rede da distribuidora e o total da energia vendida aos clientes, conforme equação 2.1.

$$PD = EI - EF \quad (2.1)$$

Onde: PD é perda na distribuição [MWh], EI a energia ativa efetivamente recebida e medida por um agente [MWh] e EF energia ativa efetivamente vendida e medida ou estimada [MWh].

2.2.2 Perdas técnicas na distribuição

As perdas técnicas possuem natureza distinta, pois decorrem de fenômenos físicos que ocorrem nos materiais utilizados no sistema de distribuição, estando presente nos condutores que transportam a energia elétrica até as unidades consumidoras (perdas por efeito Joule), na

transformação (perdas no ferro e perdas no cobre) e no medidor de energia elétrica (perdas no circuito de tensão) (ANEEL PERDAS DE ENERGIA, 2015).

2.2.2.1 Fatores típicos usados nos cálculos das perdas técnicas

Nos cálculos das perdas técnicas na distribuição são usadas as definições de demanda, demanda máxima, fator de carga, fator de perdas e fator de utilização.

A demanda é definida como sendo média da potência elétrica, solicitada ao sistema de distribuição devido à carga em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado expresso em demanda aparente (kVA) e/ou demanda ativa (kW).

A demanda máxima é definida como sendo a maior demanda verificada durante um período de tempo definido.

O fator de carga é definido como sendo a razão entre a demanda média e demanda máxima de uma unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado. Também pode afirmar-se que é a razão entre a energia ativa consumida e a energia máxima que poderia ser utilizada em dado intervalo de tempo. O cálculo do fator de carga é realizado pela equação 2.2 (MAMEDE FILHO, 2017).

$$f_c = \frac{D_{m\u00e9dia}}{D_{m\u00e1xima}} = \frac{C_e}{D_{max} \cdot N_{horas} \cdot f_p} \quad (2.2)$$

Onde: f_c fator de carga, C_e consumo de energia ativa em kWh, D_{max} demanda aparente máxima em kVA, N_{horas} numero de horas analisadas e f_p fator de potência (0,92).

É um índice que permite verificar o quanto que a energia é utilizada de forma racional, ou ainda, mede o grau no qual a demanda máxima foi mantida durante o intervalo de tempo considerado em uma determinada unidade consumidora. Ele deve sempre que possível ficar próximo da unidade, dessa forma a unidade consumidora estará otimizando o investimento realizado na sua instalação elétrica.

O fator de perda é definido como sendo a relação entre a perda de potência da demanda média e a perda de potência da demanda máxima, em um determinado intervalo de tempo, conforme equação 2.3.

$$f_{pe} = \frac{P_{m\u00e9dia}}{P_{m\u00e1xima}} = \frac{\int p(t) dt}{P_{m\u00e1xima} \cdot \tau} \quad (2.3)$$

As perdas em um sistema de distribuição trifásico equilibrado e simétrico são obtidas pelo produto da resistência dos condutores pelo quadrado da intensidade da corrente elétrica que circula nos condutores. Sendo a corrente ao longo das redes de distribuição proporcional à demanda, existe assim, uma relação entre as perdas e as cargas do sistema de distribuição.

O fator de perda nas aplicações práticas é tomado como uma função do fator de carga, conforme equação 2.4 (MÉFFE, 2001).

$$f_{pe} = k \cdot F_c + (1 - k) \cdot f_c^2 \quad 2.4$$

Considerando o valor de k igual a 0,15, o cálculo do fator de perda pode ser realizado pela equação 2.5.

$$f_{pe} = 0,15 \cdot f_c + 0,85 \cdot f_c^2 \quad 2.5$$

O fator de utilização de um transformador de distribuição é a relação entre a demanda média das unidades consumidoras e a potência nominal do transformador, sendo ambas definidas em demanda aparente (kVA), o cálculo é realizado pela equação 2.6 (ANEEL PRODIST MÓDULO 7, 2013).

$$f_u = \frac{D_{med}}{P_{tr}} \quad (2.6)$$

Onde: f_u fator de utilização, D_{med} demanda média da unidade consumidora e P_{tr} valor da potência nominal do transformador de distribuição.

2.2.2.2 Método de cálculo de perdas técnicas usado pela ANEEL

As perdas técnicas das empresas distribuidoras de energia elétrica são calculadas conforme regras definidas no Módulo 7 do PRODIST. A metodologia do cálculo de perdas técnicas empregadas avalia o sistema de distribuição de forma segmentada em: redes de alta, média e baixa tensão, transformadores, ramais de ligação e medidores de energia elétrica (ANEEL PRODIST MÓDULO 7, 2017).

Para o segmento de alta tensão representada pelas Demais Instalações de Transmissão – DIT, que por meio de medições de faturamento em todos os pontos de fronteira com a Rede Básica, as perdas de energia referentes à rede e aos equipamentos do sistema de distribuição da alta tensão, são apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

As perdas de energia nas redes e equipamentos do sistema de distribuição da média e baixa tensão são obtidas pela aplicação do método de fluxo de potência.

As perdas de energia nos medidores de faturamento correspondem às perdas das suas bobinas de tensão instaladas nas unidades consumidoras do grupo B.

Com base nestas informações a ANEEL estima para cada distribuidora de energia elétrica o percentual de perdas técnicas eficientes relativas à energia injetada na rede de distribuição.

2.2.2.3 Cálculo de perdas técnicas nos sistemas de distribuição de pequena extensão

O cálculo de perdas técnicas em sistema de distribuição de pequena extensão corresponde ao aplicado nos segmentos de redes e no segmento de transformação dos transformadores de distribuição, efetuando os cálculos da perda técnica de potência e da perda técnica de energia elétrica.

O cálculo das intensidades de correntes elétricas das redes trifásicas de média e baixa tensão será realizado pela equação da potência aparente, conforme expressão 2.7 (ROBBA, 1981).

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad (2.7)$$

Onde: I_L intensidade de corrente da rede de distribuição [A]; S potência aparente média da carga [kVA] e V_L tensão entre fases da rede trifásica [kV].

O cálculo da perda técnica de potência devido à resistência e o comprimento dos condutores nos segmentos de redes da média e baixa tensão serão realizados pela equação 2.8 (MAMEDE FILHO, 2017):

$$\Delta P_{BT} = \Delta P_{MT} = \frac{3 \cdot L \cdot R \cdot I^2}{1000} \quad (2.8)$$

Onde: ΔP_{MT} perda técnica de potência no segmento da rede de média tensão [kW]; ΔP_{BT} perda técnica de potência no segmento da rede de baixa tensão [kW]; L comprimento da rede em estudo [km]; R resistência por unidade de comprimento do condutor da rede [$\frac{\Omega}{km}$] e I intensidade de corrente elétrica da rede [A].

A perda técnica de energia elétrica no segmento da rede de média tensão será calculada pela equação 2.9 (ANEEL PRODIST MÓDULO 7, 2013):

$$\Delta E_{MT} = \Delta P_{MT} \cdot f_{pe} \cdot \Delta T \quad (2.9)$$

Onde: ΔE_{MT} perda técnica de energia no segmento da rede de média tensão [kWh]; f_{pe} fator de perdas e ΔT período de tempo analisado [h].

No cálculo da perda técnica de energia elétrica no segmento da rede de baixa tensão são acrescentados 15%, conforme equação 2.10 (ANEEL PRODIST MÓDULO 7, 2013).

$$\Delta E_{BT} = 1,15 \cdot \Delta P_{BT} \cdot f_{pe} \cdot \Delta T \quad (2.10)$$

Onde: ΔE_B perda técnica de energia elétrica no segmento da rede de baixa tensão [kWh].

As perdas técnicas de potência no transformador de distribuição do segmento de transformação serão calculadas pela equação 2.11 (ANEEL PRODIST MÓDULO 7, 2013).

$$\Delta P_{TR} = \Delta P_{fe} + f_u^2 \cdot \Delta P_{cu} \quad (2.11)$$

Onde: ΔP_{TR} perda técnica de potência do transformador de distribuição [kW]; ΔP_{fe} perda de potência no ferro do transformador de distribuição [kW]; f_u fator de utilização do transformador de distribuição e ΔP_{cu} perda de potência no cobre do transformador de distribuição na condição nominal de carga [kW].

A perda técnica de energia elétrica no transformador de distribuição será calculada pela equação 2.12 (ANEEL PRODIST MÓDULO 7, 2013).

$$\Delta E_{TR} = \Delta P_{fe} \cdot \Delta T + f_u^2 \cdot \Delta P_u \cdot f_{pe} \cdot \Delta T \quad (2.12)$$

Onde: ΔE_{TR} perda técnica de energia no segmento de transformação.

2.2.3 Perdas não técnicas

As perdas não técnicas decorrem principalmente de furto (ligação clandestina, desvio direto da rede) popularmente conhecidos como “gato”, fraudes de energia (adulterações no medidor) e erros de medição e faturamento (ANEEL PERDAS DE ENERGIA, 2018).

Segundo Smith (2004) os métodos mais comuns de perdas não técnicas nos países em desenvolvimento são: roubo de energia (furto e fraude), erro de faturamento (não intencional e intencional) e não pagamento de contas (inadimplência e energia gratuita). E nos países desenvolvidos são: roubo de energia (furto e fraude) e erros de faturamento e leitura.

A ANEEL define o limite máximo aceitável de perdas não técnicas para cada empresa distribuidora de energia elétrica no CRTP, conforme as regras definidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 630, 2015).

Os valores regulatórios das perdas não técnicas são calculados por uma metodologia de comparação de desempenho das distribuidoras, observando critérios de eficiência e as características socioeconômicas das suas áreas de concessão.

Essa comparação é efetuada a partir da construção de um *ranking* de complexidade das áreas de concessão, que permite aferir a eficiência de cada distribuidora no combate às perdas não técnicas.

A complexidade está associada à presença da criminalidade, acentuada desigualdade, precariedade de infraestrutura, ausência do Estado e de suas instituições, dentre outras, a corrupção.

Os consumidores regulares (que não roubam energia) pagam pelo furto e pela fraude na sua tarifa de energia elétrica. Em decorrência, os valores regulatórios das perdas técnicas, obtidos por critérios de eficiência, são normalmente inferiores aos valores praticados pelas empresas distribuidoras.

A regulação por incentivos adotada pela ANEEL quando observada ineficiência da gestão da distribuidora, limita o repasse das perdas não técnicas para a conta de energia elétrica.

A ANEEL apura os valores das perdas não técnicas de energia elétrica pela diferença entre as perdas na distribuição realizadas no ano civil e as perdas técnicas regulatórias estabelecidas, conforme a equação 2.13 (ANEEL PRODIST MÓDULO 7, 2017).

$$\mathbf{PNT = PD - PT} \quad (2.13)$$

Onde: PNT perdas não técnicas [MWh]; PD perdas na distribuição [MWh] e PT perdas técnicas [MWh].

2.3 Indicadores de perda na distribuição

A ANEEL apura os valores dos percentuais de perdas para poderem auxiliar na avaliação dos sistemas de distribuição das empresas distribuidora de energia elétrica, conforme os indicadores a seguir definidos (ANEEL PRODIST MÓDULO 7, 2017).

2.3.1 Percentual de perdas na distribuição - PPD

O percentual de perdas na distribuição corresponde à relação entre as perdas na distribuição e energia injetada na rede, obtido conforme equação 2.14.

$$\mathbf{PPD = \frac{PD}{EI} \cdot 100} \quad (2.14)$$

Onde: PPD é o percentual de perdas na distribuição [%], PD perdas de energia elétrica na distribuição [MWh] e EI energia elétrica injetada no sistema de distribuição [MWh].

2.3.2 Percentual de perdas técnicas - PPT

O percentual de perdas técnicas corresponde à relação entre a potência técnica e energia injetada na rede, obtido de acordo com a equação 2.15.

$$\mathbf{PPT = \frac{PT}{EI} \cdot 100} \quad (2.15)$$

Onde: PPT é o percentual de perdas técnicas [%], PT são as perdas técnicas de energia elétrica [MWh].

2.3.3 Percentual de perdas não técnicas - PPNT

O percentual de perdas não técnicas é a diferença entre percentual das perdas na distribuição e o percentual das perdas técnicas, obtido conforme equação 2.16.

$$\mathbf{PPNT = PPD - PPT} \quad (2.16)$$

Onde: PPNT é o percentual de perdas não técnicas [%].

A Figura 2.6 mostra o caminho percorrido pela energia elétrica da geração, passando pela linha de transmissão e rede de distribuição até as unidades consumidoras. E exemplificando com valores as perdas técnicas na rede transmissão, perdas técnicas e não técnicas na rede de distribuição (ANEEL PERDAS DE ENERGIA, 2018).

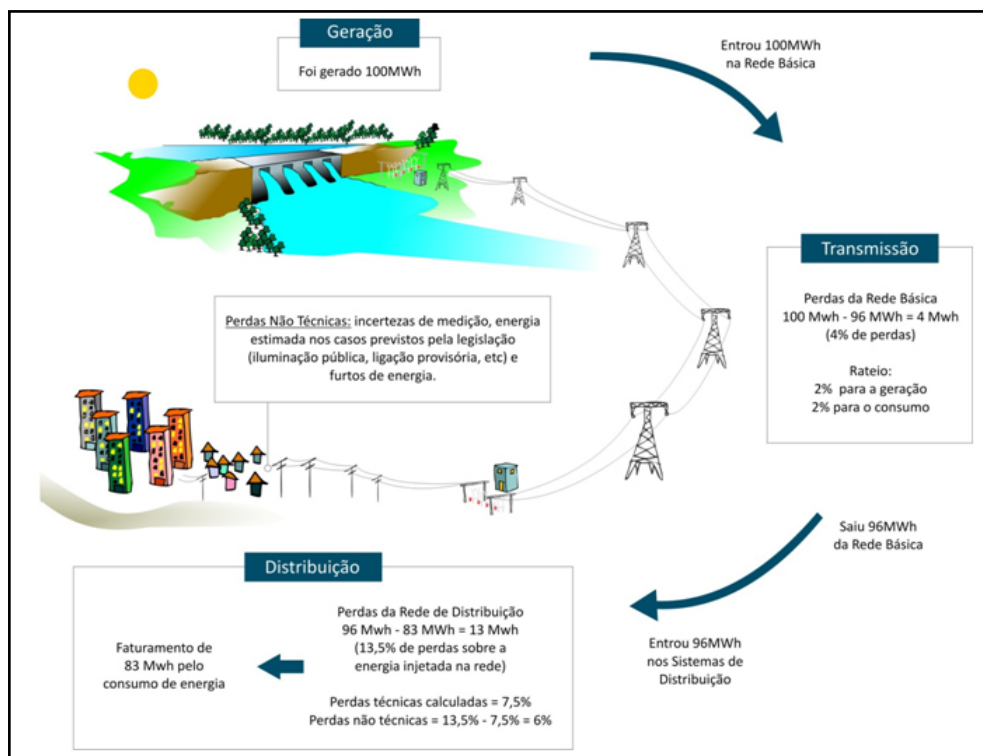


Figura 2.6: Caminho percorrido pela energia elétrica da geração até as unidades consumidoras e as suas perdas no sistema de distribuição.

Fonte: (ANEEL PERDAS DE ENERGIA, 2018)

2.4 Perdas não técnicas por furto e fraude de energia elétrica

O roubo de energia elétrica nas empresas distribuidoras, devido aos furtos e fraudes, são as maiores irregularidades contidas nas perdas não técnicas, seja nos países desenvolvidos ou em desenvolvimento.

Nos países em desenvolvimento o roubo de eletricidade está intimamente relacionado aos indicadores de má governança das distribuidoras, instabilidade política, baixa efetividade governamental e altos níveis de corrupção (SMITH, 2004).

2.4.1 Furto de energia elétrica

O Furto ou Gato de energia elétrica denominação dada no Brasil e de acordo com Smith (2004) Teia de Aranha na África do Sul e Diabinhos no México, é caracterizado pelo desvio direto de energia da rede elétrica da distribuidora, podendo ocorrer na rede de baixa tensão ou nos ramais de alimentação das unidades consumidoras.

Como os roubos ocorrem antes dos sistemas da medição os consumos de eletricidade das unidades consumidoras não são contabilizados na fatura de energia.

A Figura 2.7 mostra um funcionário da Empresa Eletrobrás Amazonas, retirando as ligações irregulares (Gatos) da rede de distribuição aérea de baixa tensão (ELETROBRÁS AMAZONAS).



Figura 2.7: Furtos - Gatos de energia elétrica na rede de baixa tensão.
Fonte: (ELETROBRÁS AMAZONAS).

2.4.2 Fraude de energia elétrica

A fraude de energia elétrica é caracterizada por irregularidades provocadas nos sistemas de medições das empresas distribuidoras, com a finalidade de reduzir o registro do consumo de elétrica das unidades consumidoras na fatura de energia.

A Figura 2.8 mostra uma fraude nos bornes de ligação do medidor sem a sua tampa protetora, onde foi colocado um *jumper* entre a entrada do fio fase da linha e saída do mesmo fio fase da carga, conforme indica a seta, fazendo com que a intensidade de corrente elétrica da carga do consumidor não circula pela bobina de corrente do medidor de energia elétrica. Essa fraude só pode ser realizada quando são violados os selos da tampa de bornes do medidor (ROCHA, 2011).



Figura 2.8: Fraude - *Jumper* nos fios de ligação do medidor.
Fonte: (ROCHA, 2011).

A Figura 2.9 mostra a tampa de vidro do medidor sem os selos de lacração (selos retirados/violados) pelos consumidores, com a finalidade de atuar no interior de medidor para diminuir o registro de consumo de energia elétrica. A atuação pode ser no registrador de kWh e/ou na retoção do disco do medidor, sendo essas, as irregularidades que mais ocorrem, quando os selos da tampa do medidor são violados (ROCHA, 2011).

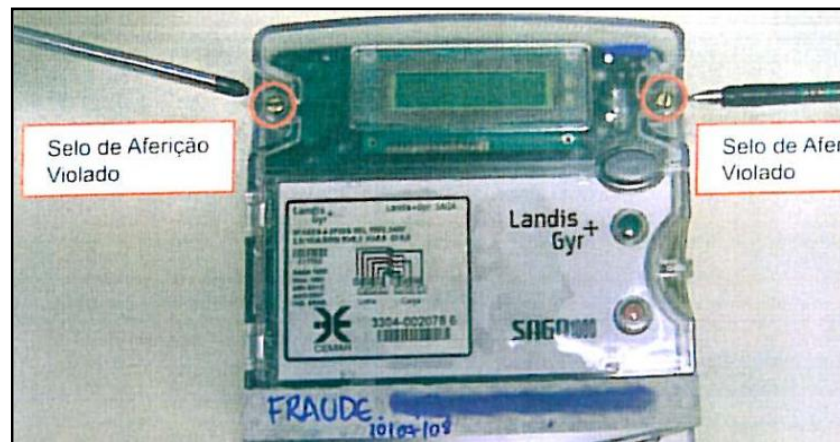


Figura 2.9: Fraude - Tampa do medidor sem os selos de lacre (selos violados).
Fonte: (ROCHA, 2011).

A Figura 2.10 mostra por meio da seta de cor vermelha a indicação do corte provocado no disco do medidor de energia elétrica, com a finalidade de reduzir o consumo de eletricidade

Essa fraude só pode ser realizada com o rompimento dos selos de lacre (violação dos selos) da tampa do medidor (ROCHA, 2011).



Figura 2.10: Fraude - Disco de medidor cortado.
Fonte: (ROCHA, 2011).

A Figura 2.11 mostra por meio da seta vermelha, um material estranho bloqueando a rotação do disco com objetivo de reduzir o consumo de energia elétrica. Essa fraude só pode ser realizada com a violação dos selos da tampa do medidor (ROCHA, 2011).

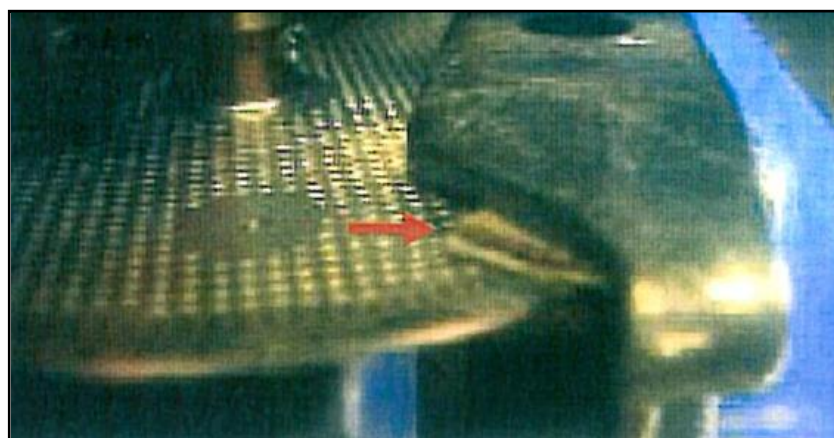


Figura 2.11: Fraude - Bloqueio no disco do medidor.
Fonte: (ROCHA, 2011)

A Figura 2.12 mostra o desacoplamento entre a rosca sem fim do eixo do disco do medidor de energia elétrica e a primeira engrenagem do registrador de kWh, com a finalidade de controlar o registro do consumo mensal de eletricidade. Essa fraude só pode ser realizada com a violação dos selos de lacração da tampa do medidor (ROCHA, 2011).

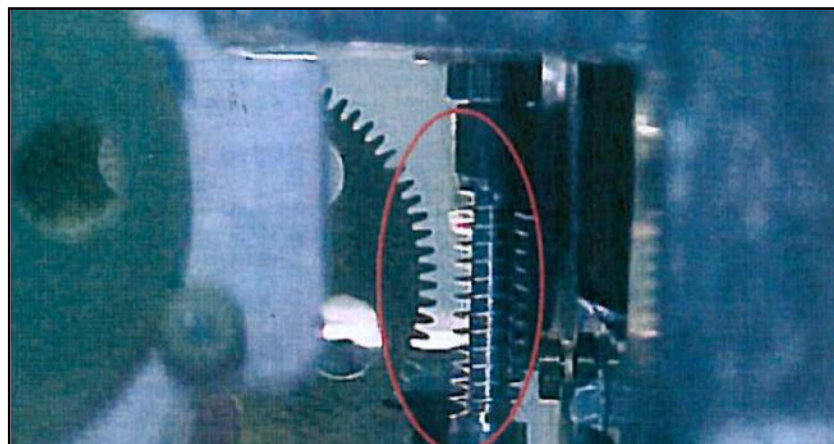


Figura 2.12: Fraude - Desacoplamento da engrenagem do registrador de kWh com a rosca sem fim do eixo do disco do medidor.

Fonte: (ROCHA, 2011).

2.5 Tecnologias para evitar roubo de energia no planeta terra

Todas as empresas distribuidoras de energia elétrica dos países desenvolvidos e em desenvolvimento sofrem com as perdas não técnicas provenientes de furtos e fraudes, do não pagamento de conta (inadimplência e energia gratuita) e das irregularidades no faturamento (não intencional e intencional) (SMITH, 2004).

Propostas tecnológicas são estudadas e sugeridas para serem implantadas, afim de, detectar e diminuir essas irregularidades das redes elétricas.

Com o desenvolvimento do sistema de informação e da tecnologia de comunicação, muitos países têm modernizado o sistema de energia implantando redes inteligentes. Substituindo os medidores eletromecânicos por medidores eletrônicos inteligentes que fornecem comunicação bidirecional entre empresas distribuidoras de eletricidade e clientes de energia com alta confiabilidade, resposta à demanda em tempo real e segurança.

O Depuru (2012) da Universidade de Toledo em Ohio USA, desenvolveu um “Algoritmo de Classificação Baseado em Mecanismo de Regras” para detecção do consumo ilegal de eletricidade. Os dados de consumo de energia são coletados de medidores inteligentes a cada 15 minutos que interagindo com o algoritmo proposto, avalia a curva de carga de cada cliente, identificando e classificando-os como consumidores não fraudadores, consumidores suspeitos e consumidores fraudadores.

O Ghajar (2003) da Universidade Americana do Líbano, realizou estudo de análise de custo e benefício de um Sistema de Leitura Automática de Medidores – AMR. O objetivo do estudo foi propor a sua implantação na Companhia Nacional de Eletricidade do Líbano para modernizar o sistema de medição de energia elétrica, faturamento & cobrança, minimizar o roubo e maximizar as receitas, pois a perda na distribuição chega a 50% ao ano resultando em

um prejuízo anual de US\$ 225 milhões. Com esse objetivo optou-se pelo uso da tecnologia de medidores inteligentes com leitura automática. A leitura pode ser realizada por computadores portáteis ou por meio de telemetria que se comunica com o servidor central. Software de gerenciamento armazena os dados da medição, coleta e interage com o sistema de faturamento, permitindo atualizações de contas de clientes e o processo de faturamento. O resultado do estudo mostrou que o projeto de modernização do sistema proposto é tecnicamente e economicamente viável com período de retorno de 2,7 anos.

O Depuru (2011) da Universidade de Toledo em Ohio USA desenvolveu um Sistema com Medidor Inteligente para Controlar Roubo de Energia Elétrica para ser utilizado na Índia. O sistema é formado por um projeto arquitetônico de medidor inteligente, estação de controle externo, gerador de harmônicos e circuito de filtro. Os medidores inteligentes são projetados para fornecer dados de vários parâmetros relacionados ao consumo instantâneo de energia. Se uma quantidade considerável de perdas não técnicas for detectada, o gerador harmônico é acionado para introduzir componentes harmônicos adicionais com a finalidade de danificar os aparelhos elétricos dos consumidores fraudadores. Como todos os eletrodomésticos são projetados para operar na frequência fundamental, a introdução de harmônicos no alimentador da rede de distribuição pode resultar em sua operação insatisfatória. O sistema proposto destina-se a punir e eliminar somente os consumidores que roubam energia, pois através dos medidores inteligentes, isolam as unidades consumidoras não fraudadoras.

2.6 Tecnologias para evitar roubo de energia no Brasil

No Brasil os valores percentuais das perdas na distribuição energia elétrica das sessenta empresas distribuidoras variam em média de 4% a 45% ao ano. Esses valores são similares aos percentuais de perdas das empresas distribuidoras de países desenvolvidos e em desenvolvimento localizadas nos diferentes continentes do globo terrestre (ANEEL PERDAS REGULATÓRIAS, 2017 e SMITH, 2004).

As características socioeconômicas do meio em que essas concessionárias de distribuição estão inseridas influenciam nos valores elevados de suas perdas não técnicas.

Algumas empresas distribuidoras têm alcançado substanciais reduções de perdas não técnicas mesmo em condições mais adversas por meio de inovação tecnológica.

A Celpa, Enel Rio e Light com valores percentuais elevados de perdas de energia elétrica em suas regiões com diferentes características socioeconômicas, optaram em reduzi-las através do desenvolvimento e implantação de diferentes tecnologias.

2.6.1 Caixa padrão rede - CPRED

As Centrais Elétricas do Pará S.A – Celpa é uma empresa de distribuição e geração de energia, controlada pela Equatorial Energia, localizada na região norte do Brasil, atende 144 municípios paraenses que corresponde a mais de dois milhões clientes em toda sua área de concessão no estado do Pará (CONHEÇA CELPA).

A CPREDE foi criada pelo Grupo Rede em 1999, como alternativa para combate às perdas não técnicas na distribuidora Centrais Elétricas do Pará S.A – Celpa.

A CPREDE é confeccionada em chapa de aço galvanizado para atender de um a oito medidores eletromecânicos com registradores ciclométricos, os visores da caixa são de vidro transparente com sistema de lente de aumento de 8,5° que permite a leitura pela via pública a uma distância de dois metros e meio da mesma. A porta da caixa dispõe de dispositivo de selagem e segurança para o seu fechamento.

Elas são fixadas no poste a uma altura mínima de três metros e máxima de quatro metros da parte inferior da caixa com relação ao solo, com objetivo de dificultar a realização dos roubos de energia. A Figura 2.13 mostra a CPREDE instalada no poste do sistema de distribuição aéreo (ROCHA, 2011).



Figura 2.13: Tecnologia antifurto - Caixa Padrão Rede da Empresa Distribuidora CELPA.
Fonte: (ROCHA, 2011).

Entre os anos 1999 e 2000, foram instaladas 225.158 caixas em toda área de concessão da empresa.

No bairro de São Brás parte central da capital - Belém com predominância comercial, 45.259 unidades consumidoras foram atendidas com a CPREDE e no período de seis meses

constatou a redução nas perdas não técnicas de 23,62% para 5,72% no alimentador da subestação que atende a região. Em decorrência houve recuperação e aumento da arrecadação de receita (faturamento), e nesse caso específico o retorno do investimento da instalação das CPREDE ocorreu a partir do décimo mês (QUEIROZ JUNIOR, 2000).

O resultado do desenvolvimento desta tecnologia foi tão satisfatório que fez a empresa ganhar os prêmios: Concessionária de Maior Evolução Nacional e Maior Evolução da Região Norte, em 2000 e 2001, bem como o segundo lugar do Prêmio de Inovação Tecnológica em 2002, prêmio concedido pela Financiadora de Estudos e Projetos da Agência Federal de Inovação do Ministério da Ciência e Tecnologia.

A exequibilidade e a legalidade do projeto foram reconhecidas pela ANEEL com a publicação da Resolução número 284/99, de 29 de julho de 1999.

2.6.2 Rede de distribuição aérea transversal - Rede DAT.

A Enel Distribuição Rio, conhecida anteriormente como Ampla, localizada na região sudeste do Brasil, é uma empresa de distribuição de energia elétrica que presta serviço para 2,6 milhões de clientes e atende 66 dos municípios do estado do Rio de Janeiro, com sede em Niterói. (ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO).

A Rede DAT é uma rede antifurto que foi desenvolvida pela Ampla em 2003, para conter as perdas não técnicas motivadas por furtos (gatos) na sua rede de baixa tensão concentradas em áreas de ocupação desordenada, de difícil acesso, carentes de estrutura e de alto índice de violência (ACENDE BRASIL, 2017).

A Rede DAT, conforme mostra a Figura 2.14, consistia em:

- I. Adoção de postes mais altos, de 6 metros para 11 metros;
- II. Uso de transformadores de menor potência para atendimento de no máximo 12 unidades consumidoras;
- III. Instalação de medidores eletromecânicos de energia elétrica nos transformadores para possibilitar monitoramento mais detalhado do balanço energético da rede de distribuição, permitindo a medição do montante de energia elétrica fornecido aos consumidores; e
- IV. Fixação dos condutores de baixa tensão constituída de cabos pré-reunidos e dos concentradores de medidores eletromecânicos de energia elétrica das unidades consumidoras na ponta cruzeta mais distantes do poste, ao lado da rede de média tensão, para tornar seu acesso mais difícil.

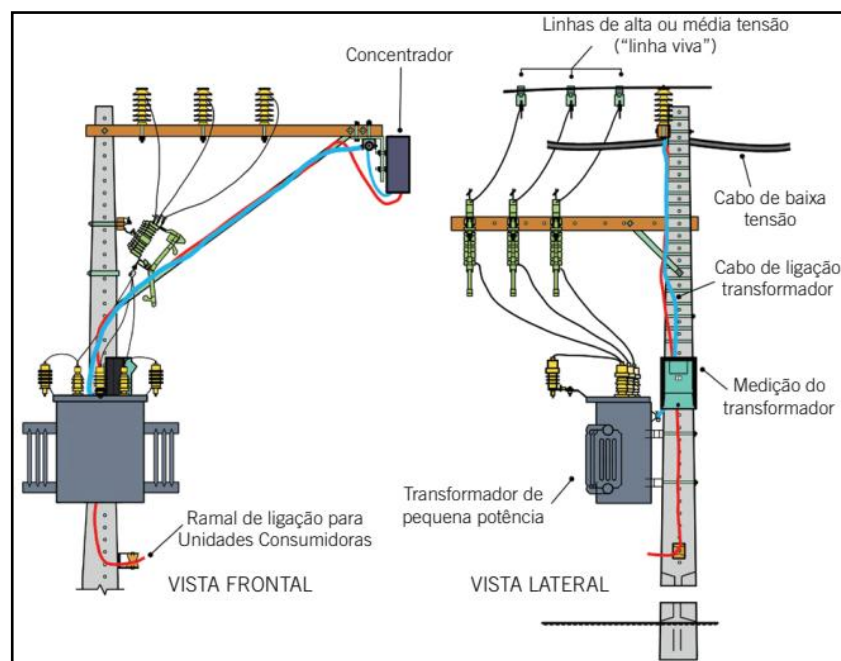


Figura 2.14: Tecnologia antifurto - Rede de distribuição aérea transversal da AMPLA.
Fonte: (ACENDE BRASIL, 2017).

Entre 2003 e 2008 inovações adicionais foram incorporadas na Rede DAP, em 2005 ela sofreu alteração nos medidores de energia elétrica que foram substituídos por sistema de medição eletrônico com a funcionalidade de telecomunicação via celular que permitia leitura, suspensão e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de forma remota.

Com essa alteração na Rede DAP recebeu o nome de (Ampla Chip), que contribuiu mais ainda para redução dos roubos de energia, erros de leitura, redução na inadimplência por agilidade na suspensão de energia e religa das unidades consumidoras.

Em 2007 a Rede DAP (Ampla Chip) sofreu outra alteração com medidores eletrônicos mais modernos e fixados dentro de caixa brindada que foi colocada na ponta da cruzeta. Essa nova da Rede DAP, denominou-se de Projeto Sentinela, que além de dificultar ainda mais o acesso a terceiros no sistema de medição, também passou a fazer medições da energia reativa, fator de potência, tensão e corrente.

No período de 2003 a 2008, a Rede DAT com suas inovações tecnológicas atendeu cerca de 920 mil clientes e obteve redução nas perdas na distribuição de 23,9% para 18,74% (ACENDE BRASIL, 2017).

2.6.3 Centro de Controle de Medição - CCM

A Light Serviços de Eletricidade SA é uma empresa privada do Grupo Light, localizada na região sudeste do Brasil, que é responsável pela distribuição de energia elétrica para quatro

milhões unidades consumidoras, na cidade do Rio de Janeiro e em 31 municípios fluminenses (LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE).

Em 2004 a Light iniciou a implantação do primeiro Centro de Controle de Medição – CCM do Brasil, instalando medidores telemedidos com monitoramento e desenvolvimento de software para análise dos dados da medição com foco na detecção de irregularidades na medição.

O CCM é um projeto de combate às perdas não técnicas constituído pela instalação de medidores inteligente se aplicação de algoritmo de redes neurais artificiais para detectar roubo de energia elétrica. É responsável pela aquisição, armazenamento, processamento e análise de dados através de telemetria, detectando e classificando os consumidores em clientes suspeitos e/ou clientes fraudadores de energia elétrica.

Com a implantação dessa tecnologia a distribuidora obteve: melhora na qualidade do fornecimento de energia elétrica; menor custo operacional; redução das perdas não técnicas; possibilidade de execução de serviços de corte e liga remotamente e ampliação dos dados de consumo dos clientes.

A Figura 2.15 mostra o diagrama de conexão dos medidores inteligentes com centro de controle de medição.

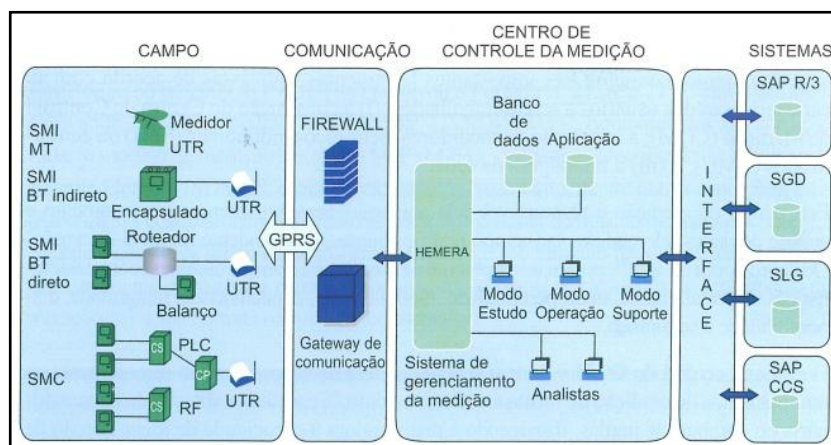


Figura 2.15: Tecnologia antifurto - Diagrama de bloco de comunicação do centro de controle de medição. Fonte: (ROCHA, 2011).

A Light instalou o Sistema de Medição Individual – SMI supervisionada pelo CCM nas regiões de alta renda e bem urbanizadas, residências de alto luxo em condomínios e comércios (restaurantes e outros). Essa ação nessas regiões possibilitou uma redução nos valores das perdas por roubo de energia elétrica na ordem de 25,61% para 9,20% (ROCHA, 2011).

Em regiões de baixa renda com urbanização precária localizadas nos municípios da Baixada Fluminense, a Light instalou o Sistema de Medição Centralizada – SMC

supervisionada pelo CCM e obteve uma recuperação média mensal de 26% no consumo energia elétrica e de 38% na receita (VAZ, 2012).

2.6.4 Conjunto de medição inteligente modelo SIN-NANSEN.

O SIN-NANSEN é um conjunto de medição inteligente que está disponibilizado para as empresas distribuidoras de energia elétrica como alternativa tecnológica para eliminar as perdas não técnicas provenientes de furtos e fraudes de eletricidade (NANSEN, 2017).

O conjunto consiste na centralização da medição através de módulos de medidores, montadas numa caixa preparada para ser instalada nos postes das redes de distribuição da concessionária de energia, conforme mostra a Figura 2.16.



Figura 2.16: Tecnologia antifurto - Conjunto de medição inteligente tipo SIN-NANSEN.
Fonte: (NANSEN, 2017).

O consumo de eletricidade do cliente pode ser visualizado através de um mostrador remoto por meio de um *display* instalado dentro da unidade consumidora, atendendo às exigências do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO.

O conjunto SIN-NANSEN possui um sensor de abertura da porta da caixa que gera um alarme na central de controle de medição na tentativa do cliente provocar sua violação para realizar fraudes no sistema. Ele possibilita a leitura, corte e religa de energia das unidades consumidoras de maneira remota ou localmente.

Os módulos de medição são compostos por medidores eletrônicos monofásicos para medição de energia ativa e reativa, podem ser removidos ou substituídos da caixa sem interrupção do fornecimento de energia elétrica. Os módulos monofásicos podem ser agrupados para instalação de unidades consumidoras com fornecimento a três e quarto fios.

A comunicação dos dados pode ser realizada por diferentes opções: GPRS: *General Packet Radio Services* (Serviços Gerais de Pacote por Rádio), PLC: *Power Line Communication* (Comunicação Via Rede Elétrica) e RF: Rádio Frequência, que podem ser combinadas para atenderem toda área de concessão da distribuidora. E com a integração do software de gestão possibilita o acompanhamento remoto dos pontos de medição monitorados para: visualizar as grandezas medidas e os seus respectivos relatórios padronizados; parametrização do alarme; efetuar comandos de ligação e corte do fornecimento de forma remota; disponibilizar a visualização gráfica dos pontos de medição através de mapa digitalizado da região de concessão da empresa distribuidora e efetuar o balanço energético.

2.7 Contextos econômicos das empresas distribuidoras de energia elétrica

As Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica são reguladas pelo poder concedente, representadas pela ANEEL e signatárias de contratos de concessão que preveem métodos regulatórios para o estabelecimento de preço aos consumidores.

O valor da tarifa inicial e os mecanismos para sua atualização são definidos nos contratos de concessão assinados entre as distribuidoras e ao poder concedente.

Os contratos preveem três mecanismos para a atualização tarifária: a revisão tarifária periódica, que ocorre em média a cada quatro anos; o reajuste tarifário anual que ocorre na data de aniversário do contrato de cada distribuidora e a revisão tarifária extraordinária que ocorre quando necessária (ANEEL REGULAÇÃO ECONÔMICA, 2018).

A correção das tarifas é essencial para permitir que ela seja justa aos consumidores, remunerar os investimentos da distribuidora, cobrir os custos do serviço com nível de qualidade estabelecido pela ANEEL, garantir atendimento abrangente ao mercado sem distinção geográfica ou renda e estimular o aumento da eficiência e da qualidade dos serviços prestados pela distribuidora.

Antes de 1993 vigorava o regime de regulação pelo custo do serviço, a tarifa de energia de energia elétrica era única no Brasil e os consumidores dos diversos estados pagavam o mesmo valor pela energia consumida.

As empresas distribuidoras tinham direito a uma remuneração garantida, independente de sua eficiência. Áreas de concessão que obtivessem remuneração superior à garantida recolhiam o excedente a um fundo do qual as distribuidoras com rentabilidade inferior à garantida retiravam a diferença. Assim, as empresas que não davam lucro eram mantidas por aquelas lucrativas e pelo Governo Federal.

Essa modalidade de tarifa não incentiva as empresas à eficiência, pois os custos eram pagos pelo consumidor. Por diversas razões, entre elas a contenção das tarifas para controle da inflação, a remuneração mínima prevista para as distribuidoras não era atingida, gerando círculo vicioso, com inadimplência entre as distribuidoras e as geradoras, e acarretando a falta de capacidade econômica - financeira para a realização de novos investimentos (ACENDE BRASIL, 2011).

A partir de 1993, com a Lei da Reforma Tarifária nº 8.631, de 4 de março de 1993, extingue a uniformização tarifária e o regime de remuneração garantida das empresas distribuidoras. A tarifa de energia elétrica passou a ser proposta pelas distribuidoras, conforme característica específica de cada área de concessão e homologada pelo Poder Concedente.

Em 1995 foi aprovada a Lei Geral das Concessões nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que regulamenta a tarifa pelo preço e não pelo custo, dando início à regulamentação por incentivos, onde as empresas distribuidoras são incentivadas a se tornarem eficientes de forma contínua, garantindo o equilíbrio econômico-financeiro das concessões de energia elétrica.

Após a Lei nº 8.987/1995, as revisões tarifárias e os reajustes tarifários passam a considerar as características de cada área de concessão, tais como o número de consumidores, quantidade de energia distribuída a partir de uma determinada estrutura (tamanho do mercado), quilômetros da rede de distribuição de cada empresa, custo da energia comprada pelas distribuidoras e os tributos estaduais.

2.7.1 Revisão tarifária periódica - RTP

A revisão tarifária periódica de energia elétrica é um mecanismo estabelecido no contrato de concessão de cada distribuidora para que seja promovido um realinhamento geral de custos de operação e manutenção, base de ativos e remuneração de capital.

Ela redefine o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração das distribuidoras, que consiste na determinação da receita requerida das empresas, que será utilizada para o cálculo das tarifas dos consumidores. Quanto maior a receita permitida às distribuidoras, maiores serão os preços aos consumidores e vice-versa (ANEEL MÓDULO 2 SUBMÓDULOS, 2015, 2016, 2018).

A receita requerida é composta pela soma dos valores das parcelas A e B, sendo que o valor da parcela A, incorpora os custos relacionados à atividade de transmissão e geração energia elétrica, inclusive de geração própria e dos encargos setoriais, que são repassados aos

consumidores. O valor da parcela B, parcela que incorpora os custos típicos da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, conforme segue:

- I. **Valor da Parcela A:** custo de aquisição de energia elétrica e geração própria, custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição e encargos setoriais definidos em legislação específica;
- II. **Valor da Parcela B:** custo de administração, operação e manutenção; e custo anual dos ativos.

Existem mecanismos regulatórios específicos da parcela B para cada ciclo tarifário, recalculando partes das receitas requeridas gerenciável pelas empresas, sendo que esses mecanismos se organizam pelas componentes:

- **Remuneração do capital:** a ANEEL define a cada ciclo tarifário a taxa de remuneração do capital que será aplicada à base de ativos das empresas. Esta taxa é conhecida como *Wiegthed Average Costof Capital (WACC)* - Custo Médio Ponderado de Capital, e deve ser compatível com o risco do negócio, estabelecendo a atratividade do investimento.
- **Taxa de depreciação:** a ANEEL define a taxa de depreciação, conhecida com quota de reintegração regulatória que prevê os custos de reposição dos ativos ao final de sua vida útil.
- **Base de remuneração:** a Base de Remuneração Regulatória – BRR é definida pela ANEEL a partir da avaliação e fiscalização pormenorizada de todos os ativos das empresas, considerando a prudência e razoabilidade.
- **Custos de operação e manutenção:** os custos são estabelecidos pela ANEEL de acordo com uma metodologia chamada *benchmarking*, onde os custos reais das empresas são comparados entre si para determinar o nível de eficiência das distribuidoras. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica, busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e regulamentação, assegurando uma prestação de serviço adequada e que os ativos manterão a sua capacidade de serviço inalterada durante toda a sua vida útil. Assim, somente são repassados aos consumidores os custos considerados eficientes pela ANEEL.
- **Fator X:** é definido a cada revisão tarifária e a sua aplicação é realizada a cada reajuste tarifário, com periodicidade anual. O objetivo do Fator X é o

compartilhamento dos ganhos de produtividade das empresas com os consumidores; quando o mercado das empresas cresce e/ou quando os custos operacionais diminuem, os custos médios das empresas diminuem, potencializando os ganhos de produtividades. O Fator X atua como redutor tarifário na proporção estimada do ganho de produtividade e compartilhando os seus impactos com aos consumidores.

2.7.2 Reajuste tarifário anual - RTA

O seu objetivo é restabelecer o poder de compra das empresas distribuidoras de energia elétrica. É um mecanismo de atualização do valor da tarifa que é realizado na data do aniversário estabelecido no contrato de concessão entre a distribuidora e o poder concedente, exceto nos anos em que é realizada a RTP.

Para determinar o Índice de Reajuste Tarifário – IRT, a ANEEL considera a variação da inflação, as variações de preço da energia por conta dos despachos térmicos do setor de geração, ganhos de produtividade e a variação da qualidade de fornecimento de cada distribuidora (ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 703, 2016).

No valor da Parcela A, incidem reajustes monetários, cambiais e outros relativos ao gerenciamento das contas de encargos e de energia.

O valor da Parcela B é corrigido pelo Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM da Fundação Getúlio Vargas, e deduzido do Fator X, que cumpre o papel de repasse de ganhos de produtividade aos preços finais.

É muito comum que o reajuste no valor da Parcela B seja muito pequeno, devido ao Fator X que muitas vezes atua como um redutor, e que o valor da Parcela A se torne preponderante no cálculo do IRT, que é um índice com valor médio dos reajustes das parcelas A e B.

As empresas distribuidoras não têm nenhuma gerência sobre o cálculo do IRT, pois depende fundamentalmente da inflação, da contabilidade regulatória do valor da Parcela A e do Fator X que é definido no momento da revisão tarifária.

2.7.3 Revisão tarifária extraordinária - RTE

A revisão tarifária extraordinária destina-se a atender casos especiais de justificado desequilíbrio econômico-financeiro da concessão. Pode ser feita a qualquer tempo, uma vez comprovada ocorrência de tal desequilíbrio.

Em janeiro de 2103, a ANEEL realizou uma revisão tarifária extraordinária para 63 distribuidoras, publicando tarifas com redução média de 20,2% na conta de luz, devido à Lei

nº 12.783/2013, que promoveu a renovação antecipada das concessões de geração e transmissão de energia elétrica que venciam até 2017.

Em 02 de março de 2015, a ANEEL realizou outra revisão tarifária extraordinária de 58 distribuidoras, publicando tarifas que aumento de médio de 23,4% na conta de luz. A revisão teve como objetivo reposicionar os dois itens em que havia maior distanciamento entre os custos efetivos e a cobertura tarifária (ANEEL POR DENTRO DA CONTA DE LUZ, 2016).

2.7.4 Consumidores de energia elétrica

No Brasil, existem três classes de consumidores de energia elétrica:

- I. **Consumidor cativo:** é aquele que só é permitido comprar energia elétrica diretamente da empresa distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as suas instalações. Nesta categoria estão todos os clientes ligados da baixa tensão e a maioria da média tensão.
- II. **Consumidor livre:** é a aquele que pode optar por compra de energia diretamente no Ambiente de Contratação Livre - ACL de fontes incentivadas ou não e, deve possuir uma demanda mínima de 3,0 MW em qualquer nível de tensão, se conectado na rede após 08/07/1995 ou demanda maior ou igual a 3,0 MW com tensão maior ou igual a 69 kV, se conectado à rede elétrica antes de 08/07/1995 (ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 376, 2009).
- III. **Consumidor especial:** é aquele consumidor que pode optar pelo ACL desde que adquira a energia de fontes incentivadas como biomassa, eólica, solar e pequena central hidráulica/fonte especial de energia. Deve possuir demanda entre 0,50 MW e 3,0 MW e tensão de fornecimento superior a 2,3 kV. As unidades consumidoras que não tenham demandas suficientes para operarem sozinhas no ACL, mas possuem o mesmo CNPJ ou localizadas em áreas contíguas, podem realizar comunhão de cargas (demandas) com outras unidades, desde que cada unidade tenha demanda superior ou igual a 0,030 MW e que reunidas totalizem demanda maior ou igual 0,50 MW (ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 247, 2006).

No novo modelo, instituído em 2004, todos os consumidores devem ter 100% de sua energia contratada, o que significa que precisam ter contrato de suprimentos de energia para horizontes de curto, médio e longo prazo.

No caso dos consumidores cativos, quem tem a obrigação de contratação de sua energia é a empresa distribuidora local, o que acaba por efetivar as garantias para o funcionamento da expansão do sistema.

O consumidor livre e especial realiza as operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais entre comercializadores, importadores, exportadores e geradores de energia, sendo que as condições de preços e volumes são livremente negociadas no ACL, através dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre - CCEAL.

Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica realizado no mercado livre devem ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, informando os montantes acordados, os prazos de entrega e os preços combinados entre o comprador e vendedor.

O consumidor livre, caso esteja conectado no sistema de transmissão, paga, além do contrato de energia livremente negociado com seu supridor, os custos do sistema de transmissão por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Da mesma forma, caso esteja conectado ao sistema de distribuição, independente do seu contrato de energia, deve arcar com os custos de uso do sistema de distribuição por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (ABRACEEL, 2017).

2.7.5 Tarifa de energia elétrica do consumidor cativo - baixa tensão

A tarifa do consumidor cativo da baixa tensão é o preço cobrado por unidade de consumo de energia elétrica (R\$/MWh), que corresponde aos custos com aquisição da energia elétrica, custos relativos ao transporte de energia até as unidades consumidoras considerando a transmissão/distribuição, aos encargos setoriais e tributos.

O consumidor não paga somente pelo consumo da energia, mas também pela sua disponibilidade vinte e quatro e quatro (24) horas por dia e durante sete (7) dias por semana, os mínimos faturáveis para os custos de disponibilidade das unidades consumidoras do Grupo B – Baixa Tensão: Monofásico: 30 kWh; Bifásico: 50 kWh e Trifásico: 100 kWh.

O grupo B é o agrupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia (aplicada apenas no consumo de energia elétrica: kWh) e está subdividido em quatro subgrupos: a) subgrupo B1: residencial; b) subgrupo B2: rural; c) subgrupo B3: comercial, pequenas indústrias e demais classes e d) subgrupo B4: iluminação pública.

A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e

garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pela ANEEL.

A Figura 2.17 mostra o resumo da composição da tarifa de energia elétrica com os seus custos distintos.



Figura 2.17: Composição da tarifa de energia elétrica do consumidor cativo.
Fonte: (ANEEL POR DENTRO DA CONTA DE LUZ, 2016).

A. Custos de aquisição de energia elétrica:

Para fins de cálculo tarifário, os custos com a aquisição de energia são aqueles decorrentes da contratação de montantes de energia por meio dos leilões regulados.

A empresa distribuidora compra uma quantidade de energia que considera suficiente para o atendimento do seu mercado cativo e para suprir as suas perdas regulatórias de energia (ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA 803, 2018).

Os custos com energia são alocados na chamada Tarifa de Energia - TE e repassados integralmente aos consumidores, sem auferir margens de lucro.

B. Custos relativos ao transporte de energia elétrica:

Os custos com transporte de energia são aqueles relacionados ao transporte da energia elétrica desde as unidades geradoras passando pelas redes de transmissão e distribuição até as unidades consumidoras, sendo composto pelos seguintes itens: uso das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, Rede Básica de Fronteira ou Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso compartilhado; uso das instalações de distribuição; conexão às DIT de uso exclusivo; conexão às redes de distribuição; transporte da energia proveniente de Itaipu até o ponto de conexão à Rede Básica; uso da Rede Básica pela usina de Itaipu uso do sistema de transmissão pelas centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV, (ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA 604, 2014).

Tanto o uso dos sistemas de transmissão quanto de distribuição, para fins de processos tarifários são calculados considerando o montante de demanda contratados, no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data do processo tarifário.

C. Encargos setoriais

Os encargos setoriais são criados por leis e aprovados pelo congresso nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores são estabelecidos por resoluções, ou despachos da ANEEL, onde cada encargo visa a obter recursos e a financiar as necessidades específicas do setor elétrico. E eles são integrantes da Parcela A nos processos tarifários, conforme seguem:

- I. **Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE instituída pela Lei nº 9.427/1996, alterada pela Lei nº 12.783/2013, e regulamentada pelo Decreto 2.410/1997:** com o objetivo de custear o funcionamento da ANEEL nos exercícios das suas atividades de fiscalização e regulação econômica com vistas ao desenvolvimento da eficiência do setor elétrico e em benefício da sociedade brasileira. A taxa é paga por todos os consumidores de energia elétrica, incidindo na atividade dos agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, que equivale a 0,4% do benefício econômico anual dos agentes de energia elétrica (ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 723, 2016).
- II. **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada pela Lei nº 10.438/2002, cujo decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, consolidou e atualizou as normas relacionadas à CDE:** é um fundo setorial que tem como objetivo custear políticas públicas do setor elétrico brasileiro, onde se destacam a Universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional, como exemplo o Programa Luz para Todos - PLpT; a Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE destinada à modicidade da tarifa para os consumidores integrantes da subclasse residencial baixa renda; os Benefícios Tarifários na Distribuição, com concessão de descontos nas TUDs e nas tarifas de energia elétrica - TEEs para o gerador e consumidor de fonte incentivada, atividade de irrigação e aquicultura em horário especial, serviço público de água, esgoto e saneamento, classe rural, subclasse cooperativa rural e subclasse serviço público de irrigação; os Benefícios Tarifários na Transmissão aplicados nas TUSTs concedidos aos geradores e consumidores de fontes incentivadas e outros. As fontes de recursos da CDE são arrecadadas através: pagamentos anuais realizados pelas concessionárias a título de Uso do Bem Público - UBP, de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL, nos termos do art. 3º da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e da Resolução Normativa nº 63/2004; pagamentos de cotas anuais efetuados pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres,

mediante a cobrança das tarifas de uso do sistemas de distribuição e transmissão de energia; transferência de recursos do Orçamento Geral da União – OGU, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira, incluindo os créditos que a União e a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS detêm contra a Itaipu Binacional e pagamento da bonificação pela outorga de que trata o inciso 7º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; recursos da Reserva Global de Reversão – RGR com destinação específica (reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica; custeio de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético e empréstimos destinados ao custeio ou investimento a serem realizados empresa controlada direta ou indiretamente pela União); saldos dos exercícios anteriores, juros de mora/multas aplicados nos pagamentos em atraso à CDE e RGR e os rendimentos auferidos com o investimento financeiro de seus recursos. A CCEE é responsável pela gestão dos fundos setoriais e, compete à ANEEL aprovar o orçamento anual da CDE fixando a quota anual, que deve corresponder à diferença entre a necessidade total de recursos da CDE e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes (ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 821, 2018).

- III. **Encargo de Serviço de Sistema – ESS foi criado pelo Decreto nº 2.655/1998:** com o objetivo de aumentar a confiabilidade e a segurança da energia no país. O valor do custo é apurado mensalmente pela CCEE e pago por todos os consumidores cativos e livres, aos agentes de geração. Considera o custo do despacho de termelétrica por ordem de mérito, por segurança energética, restrições operativas e serviços auxiliares (ANEEL ENCARGOS, 2015).
- IV. **Encargo de Energia de Reserva – EER foi criado pela Lei nº 10.848/2004, e regulamentada pela Resolução Normativa nº 337/2008:** com o objetivo de cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. A CCEE define mensalmente, segundo fórmulas definidas pela ANEEL, o valor do rateio entre os consumidores cativos de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo os consumidores livres e os autos produtores apenas na parcela de energia decorrente da interligação ao SIN (ANEEL ENCARGOS, 2015).
- V. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA foi criada pela Lei nº 10.438/2002, regulamentada pelo Decreto nº 5.025/2004:** como objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis, pequenas centrais

hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa, na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão e distribuição. O cálculo das cotas é baseado no Plano Anual do PROINFA – PAP elaborado pela Eletrobrás e encaminhado para ANEEL. O custo do programa, cuja energia é contratada pela Eletrobrás, é pago por todos os cativos e livres do SIN, exceto os classificados por baixa renda. O valor total das cotas para custeio do PROINFA em 2018 será de R\$ 3,4 bilhões, dividido em cotas mensais de R\$ 3,1 bilhões pelas distribuidoras, R\$ 263,8 milhões pelas transmissoras e R\$ 22,9 milhões pelas cooperativas permissionárias e repassadas à Eletrobrás. O montante de energia elétrica gerado pelas 131 usinas participantes será de 11,2 milhões de megawatts-hora – MWh, divididas em 60 pequenas centrais hidrelétricas, 52 eólicas e 19 térmicas movidas por biomassa (ANEEL PROINFA, 2018).

- VI. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE foi criado pela Lei nº 9.991/2000, pela Lei nº 11.465/2007 e Lei nº 12.212/2010:** a constituição das obrigações legais de investimentos em P&D e EE, bem como de recolhimento ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia – MME e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL é o recolhimento contábil de valores de percentuais da Receita Operacional Líquida – ROL pré-definidos para os agentes de geração (excluindo-se, por isenção, as empresas que gerem energia a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada, transmissão e distribuição, com objetivo de promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais. Os percentuais mínimos da ROL a investir em P&D para a ANEEL e recolher para FNDCT e MME até 31/12/2022, correspondem às Empresas de Geração/Transmissão (ANEEL: 0,4%; FNDCT: 0,4% e MME: 0,2%) e Empresas de Distribuição (ANEEL: 0,2%; FNDCT: 0,2% e MME: 0,1%). Os percentuais mínimos da ROL a investir em EE para a ANEEL e recolher para o PROCEL até 31/12/2012, correspondem às Empresas de Distribuição (ANEEL: 0,4% e PROCEL: 0,1%) (ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 737, 2016).
- VII. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS contribuição prevista na Lei nº 9.648/1998, regulamentado pelo Decreto nº 2.335/1997:** a contribuição de objetivo de financiar o funcionamento do ONS que coordena e controla a operação das geradoras e

transmissoras de energia elétrica no SIN. O valor é definido anualmente ONS e aprovado pela ANEEL (ANEEL ENCARGOS, 2015).

VIII. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH prevista na Constituição Federal de 1988 e regulamentada pela Lei nº 7.990/1989: em função do aproveitamento de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, instituiu a compensação financeira a ser repassada a órgãos da administração direta da União e aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios estejam localizadas instalações destinadas à produção de energia elétrica ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios. O valor do encargo CFURH será de 6,75% sobre o montante da energia hidráulica produzida, medida em megawatt-hora, multiplicada pela Tarifa Atualizada de Referência - TAR, fixada pela ANEEL (ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 509, 2012). Do total arrecadado, 45% são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das usinas e 45% distribuídos para os estados. Os 10% restantes são repassados para a União, sendo 3% ao Ministério do Meio Ambiente - MMA, 3% ao MME e 4% ao FNDCT, (ANEEL ENCARGOS, 2015).

D. Tributos (PIS, COFINS, ICMS e CIP):

Os tributos Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), são pagamentos compulsórios devidos ao poder público, a partir de determinação legal, que asseguram recursos para que os Governos desenvolvam as suas atividades (ANEEL POR DENTRO DA CONTA DE LUZ, 2016).

- I. PIS e COFINS:** são tributos cobrados pelo governo federal sobre a receita bruta das empresas que foram incluídos nos valores das tarifas homologadas até 30 de junho de 2005. A partir de 1º de julho de 2005, as tarifas homologadas pela ANEEL não incluem os valores desses tributos que passam a ser considerados em destaque na conta de energia. As alíquotas são de 1,65% para o PIS e 7,6% para o COFINS, apuradas de forma não cumulativa. Dessa maneira, a alíquota média desses tributos varia com o volume de créditos apurados mensalmente pelas distribuidoras, sendo que o PIS e COFINS são pagos sobre custos e despesas no mesmo período, assim como, a energia adquirida para revenda aos consumidores.
- II. ICMS:** previsto no artigo 155 da Constituição Federal de 1988, este imposto incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e serviços de competência dos

governos estaduais e do distrito federal. O ICMS é regulamentado pelo código tributário de cada estado, ou seja, estabelecido em lei pelas assembleias legislativas, por isso alíquotas variam entre os estados. A distribuidora tem a obrigação de realizar a cobrança do ICMS direto na fatura e repassá-lo integralmente ao Governo Estadual. O ICMS por ser cobrado de maneira específica por dentro, o seu resultado é maior que o valor da sua alíquota. Por exemplo, se na área de concessão de uma determinada distribuidora o valor da alíquota do ICMS for 25%, por meio da cobrança por dentro acaba elevando seu valor para 33%.

A Figura 2.18 mostra a expressão para o cálculo do valor da energia elétrica a ser paga pelo consumidor após aplicação dos tributos federal e estadual no valor da tarifa publicada pela ANEEL.

$$\text{Valor a ser cobrado do consumidor} = \text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL} \times [1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})]$$

Figura 2.18: Expressão para o cálculo da conta de energia elétrica quando aplicados os tributos federal e estadual.

Fonte: (ANEEL POR DENTRO DA CONTA DE LUZ, 2016)

III. CIP/COSIP: é uma contribuição amparada no art. 149 - A da Constituição Federal de 1988 que estabelece, entre as competências do município, dispor, conforme lei específica aprovada pela Câmara Municipal, a forma de cobrança e a base de cálculo da CIP. Assim é atribuída ao Poder Público Municipal toda e qualquer responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. Neste caso, a distribuidora apenas arrecada a taxa de iluminação pública e repassa ao município.

A Figura 2.19 mostra os percentuais médios dos custos de composição da tarifa de energia elétrica nos últimos anos.

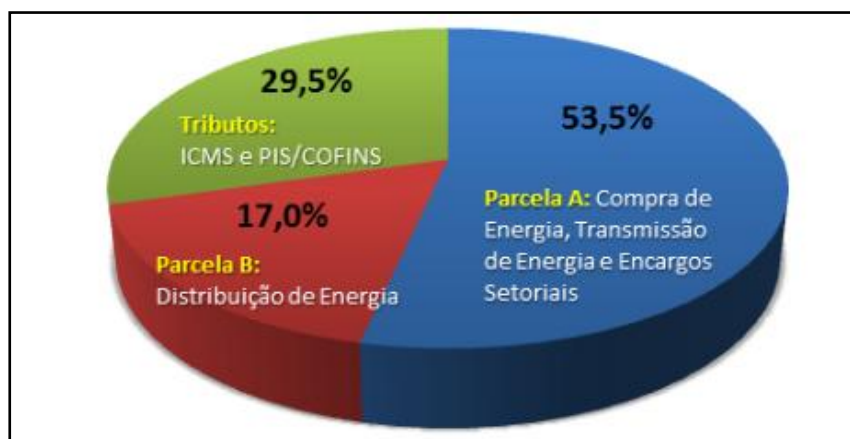


Figura 2.19: Valores dos percentuais médios dos custos que compõe a tarifa de energia elétrica.
Fonte: (ANEEL POR DENTRO DA CONTA DE LUZ, 2016).

A Parcela A com a compra de energia elétrica corresponde ao maior custo que compõe a tarifa de energia elétrica com valor de 53,5%, seguido pelo custo dos Tributos com 29,5% e o da Parcela B com 17,0%, que corresponde ao custo da distribuição das empresas distribuidoras de energia elétrica para operar todo o sistema e manter os seus ativos.

2.7.6 Sistema de bandeiras tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias foi adicionado à tarifa de energia elétrica em janeiro de 2015, com objetivo de cobrir o custo sazonal de geração de energia, conforme a época do ano, volume de chuvas e da disponibilidade hídrica, geração por usinas térmicas, que é sinalizado diretamente ao consumidor final pela ANEEL (ANEEL POR DENTRO DA CONTA DE LUZ, 2016 e BANDEIRAS TARIFÁRIAS, 2015).

As faturas de energia são realizadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, de cores verde, amarela e vermelha, conforme seguem:

- **Bandeira Verde:** condições favoráveis de geração energia, o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última usina a ser despachada é inferior a R\$ 211,28/MWh. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- **Bandeira Amarela:** condições de geração menos favorável, o valor do CVU da última usina a ser despachada é igual ou superior a R\$ 211,28/MWh. A tarifa sofre acréscimos de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.
- **Bandeira Vermelha – Patamar 1:** condições mais custosas para geração, o valor do CVU da última usina a ser despachada é igual ou superior a R\$ 422,56/MWh e inferior a R\$ 610,00/MWh. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;

- **Bandeira Vermelha – Patamar 2:** condições ainda mais custosas para geração, o valor do CVU da última usina a ser despachada é igual ou superior a R\$ 422,56/MWh e igual ou superior a R\$ 610,00/MWh. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.

O sistema de bandeiras tarifárias é aplicado em todos os estados do Brasil, exceto o de Roraima que faz parte do Sistema Isolado.

Capítulo 3 Metodologia e levantamento de dados

A estratégia do desenvolvimento da dissertação deu-se em três etapas. Na primeira etapa, efetuou-se pesquisa junto ao relatório base de perdas da ANEEL para identificar as empresas distribuidoras que no ano de 2017 tiveram perdas não técnicas superiores a 10%. Identificadas as empresas, realizou-se o registro dos seus percentuais de perdas na distribuição, perdas técnicas, perdas não técnicas e o valor da energia injetada nos seus sistemas de distribuição. E com esses parâmetros, calcularam-se os valores das suas perdas de energia elétrica na distribuição, das perdas técnicas e perdas não técnicas, bem como os valores do custo anual dessas perdas.

Na segunda etapa realizaram-se dois estudos de casos com objetivo de calcular as perdas técnicas de energia elétrica entre um sistema de distribuição aéreo convencional e um sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado ao conjunto de medição inteligente, para conhecer a relação percentual de perdas técnicas entre os dois sistemas de distribuição.

Na terceira etapa fazendo uso do valor da relação percentual de perdas técnicas entre os dois sistemas de distribuição, realizou-se um estudo de viabilidade técnica-financeira do sistema de distribuição sem rede de baixa tensão, acoplado ao conjunto de medição inteligente, na substituição do sistema de distribuição convencional instalados nas empresas distribuidoras com perdas superiores a 10%.

3.1 Levantamentos de dados

No relatório base perdas da ANEEL referente ao ano de 2017, foi realizada pesquisa junto às sessenta empresas distribuidoras de energia elétrica onde foram identificadas dez empresas com percentuais de perdas não técnicas superiores a 10% (ANEEL PERDAS DE ENERGIA, 2018).

Nessas dez empresas foram identificados os valores da energia elétrica injetada na distribuição e os valores dos percentuais de perdas não técnicas, perdas técnicas e perdas na distribuição com objetivo de efetuar os cálculos dos valores das perdas de energia elétrica.

No relatório de tarifas da ANEEL, identificaram-se os valores das tarifas de energia elétrica com e sem tributos (PIS/COFINS e ICMS) das dez empresas distribuidoras para elaborar os cálculos do custo anual das perdas de energia elétrica (ANEEL TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

3.1.1 Empresas distribuidoras de energia elétrica com percentual de perdas não técnicas superiores a 10%

A Figura 3.1 mostra o mapa do Brasil contendo as dez empresas distribuidoras de energia elétrica que tiveram em 2017 valores percentuais de perdas não técnicas superiores a 10%.

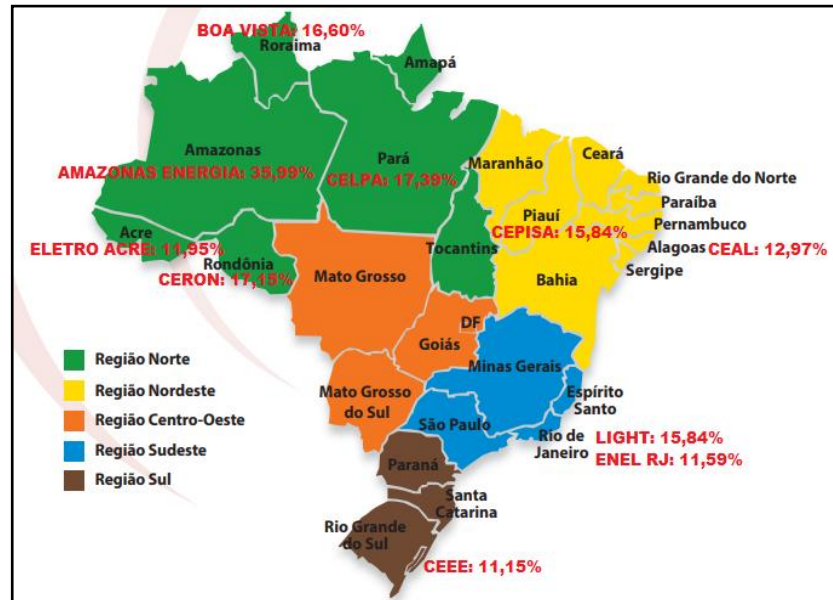


Figura 3.1: O mapa do Brasil com as dez empresas distribuidoras de energia elétrica que tiveram perdas não técnicas superiores a 10% em 2017.

Na região norte cinco empresas distribuidoras apresentaram perdas não técnicas acima de 10%: no estado do Amazonas a empresa Amazonas Energia: 35,99%; no Pará a empresa Celpa: 17,39%, em Rondônia a empresa Ceron: 17,15%, em Roraima a empresa Boa Vista: 16,60% e no Acre a empresa Eletro Acre: 11,95%.

Na região nordeste duas empresas: no estado do Piauí a empresa Cepisa: 15,84% e no estado de Alagoas a empresa Ceal: 12,97%.

Na região sudeste duas empresas: no estado do Rio de Janeiro a empresa Light: 15,84% e a Enel: 11,59%.

Na região sul uma empresa: no estado do Rio Grande do Sul a empresa CEEE: 11,15%.

A Figura 3.2 mostra outro modelo de apresentação dos valores percentuais das perdas não técnicas das empresas distribuidoras de energia elétrica em estudo.

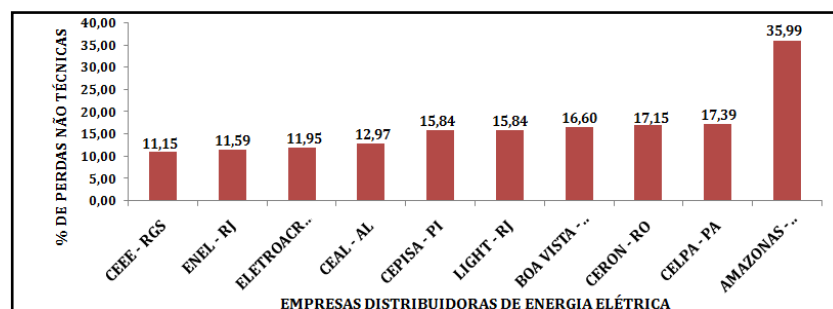


Figura 3.2: As dez empresas distribuidoras de energia elétrica com seus valores percentuais de perdas não técnicas superiores a 10 % em 2017.

A Figura 3.3 mostra a variação dos valores das perdas não técnicas nas dez empresas distribuidoras no período 2008 a 2017.

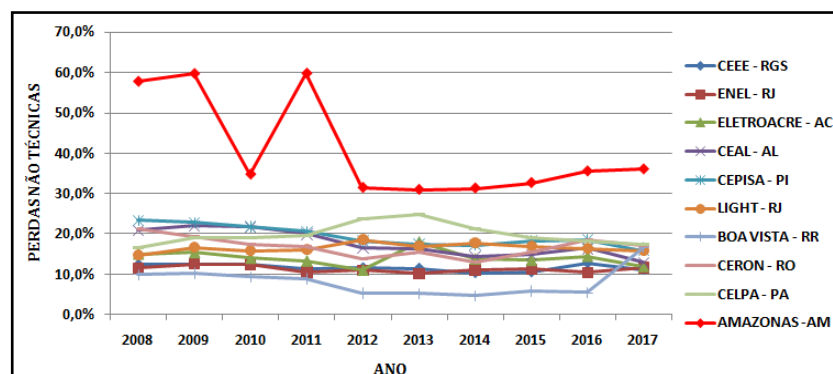


Figura 3.3: As dez empresas distribuidoras de energia elétrica com as variações das perdas não técnicas no período de 2008 a 2017.

Observou-se que a empresa distribuidora Amazonas Energia se destacou entre as demais quanto às variações bruscas nos valores das perdas não técnicas. Nos anos de 2008/2009/2011 teve picos de perdas próximos a 60% e uma variação média de perdas de 53%. Entre 2012 a 2017 teve uma variação média de 32,33%.

A empresa distribuidora Boa Vista no período de 2008 a 2011 manteve as perdas não técnicas próximo de 10%. Já período de 2011 a 2016 as perdas diminuíram para uma média de 5% ao ano, mas de 2016 a 2017 teve um aumento de 16,60%.

A empresa distribuidora Celpa em 2008 estava com perdas não técnicas de 16,50%, no período de 2009 a 2011 manteve uma média de 19%, de 2011 a 2013 aumentou e manteve média de 24% e de 2013 a 2017 foi diminuindo até chegar a 12%.

A empresa distribuidora Cepisa em 2008 estava com perdas não técnicas de 23,50%, entre 2008 a 2014 decresceu até 17%, de 2015 a 2016 voltou a subir para 18,50% e em 2017 diminuiu para 15,84%.

As demais empresas distribuidoras mantiveram no período analisado, valores médios de perdas não técnicas próximos aos apresentados no ano de 2017.

3.1.2 Cálculos das perdas de energia elétrica

A Tabela 3.1 mostra as dez empresas distribuidoras com os valores percentuais de perdas na distribuição, perdas técnicas, perdas não técnicas e os valores da energia injetada no sistema de distribuição, obtidos no relatório de perdas da ANEEL, referentes ao ano de 2017.

Tabela 3.1: Valores dos parâmetros pesquisados no relatório base de perdas da ANEEL nas dez empresas distribuidoras quando conectadas no sistema de distribuição aéreo convencional.

Empresas distribuidoras de energia elétrica: Estados brasileiros	Sistema de distribuição aéreo convencional			
	Perdas na distribuição [%/ano]	Perdas técnicas [%/ano]	Perdas não técnicas [%/ano]	Energia injetada [GWh/ano]
AMAZONAS - AM	43,67	7,68	35,99	10.390
CEPISA - PI	28,01	12,17	15,84	5.013
CERON - RO	28,30	11,15	17,15	4.265
CELPA - PA	27,54	10,15	17,39	12.092
BOA VISTA - RR	23,64	7,04	16,60	1.196
CEAL - AL	23,31	10,34	12,97	4.730
LIGHT - RJ	22,18	6,34	15,84	35.490
ELETROACRE - AC	21,80	9,85	11,95	1.328
CEEE - RS	17,16	6,01	11,15	9.900
ENEL - RJ	20,69	9,10	11,59	14.374

Fonte: (ANEEL PERDAS DE ENERGIA, 2018)

Os cálculos dos valores das perdas de energia elétrica (perdas na distribuição, perdas técnicas e perdas não técnicas) foram realizados utilizando os parâmetros da Tabela 3.1 aplicados nas equações 2.14; 2.15 e 2.13.

A Tabela 3.2 mostra as dez empresas distribuidoras com os valores calculados das perdas na distribuição, perdas técnicas e não técnicas de energia elétrica.

Tabela 3.2: Valores calculados das perdas de energia elétrica nas dez empresas distribuidoras quando conectadas no sistema de distribuição aéreo convencional.

Empresas distribuidoras de energia elétrica: Estados brasileiros	Sistema de distribuição aéreo convencional		
	Perdas na distribuição [GWh/ano]	Perdas técnicas [GWh/ano]	Perdas não técnicas [GWh/ano]
AMAZONAS - AM	4.537	798	3.739
CEPISA - PI	1.404	610	794
CERON - RO	1.207	476	731
CELPA - PA	3.330	1.227	2.103
BOA VISTA - RR	283	84	199
CEAL - AL	1.103	489	613
LIGHT - RJ	7.872	2.250	5.622
ELETROACRE - AC	290	131	159
CEEE - RS	1.699	595	1.104
ENEL - RJ	2.974	1.308	1.666
TOTAL	24.698	7.968	16.730

Na empresa distribuidora Light obteve-se os maiores valores de perdas de energia elétrica na distribuição com 7.872 GWh/ano, perdas técnicas de 2.250 GWh/ano e perdas não técnicas de 5.622 GWh/ano, em função de ter sido a empresa com maior valor de energia injetada na distribuição.

Ela foi seguida pela empresa Amazonas com valores das perdas de energia elétrica na distribuição de 4.537 GWh/ano, perdas técnicas de 798 GWh/ano e perdas não técnicas de 3.739 GWh/ano.

Nas dez empresas distribuidoras a soma total das perdas de energia elétrica na distribuição correspondeu a 24.698 GWh/ano, perdas técnicas 7.968 GWh/ano e nas perdas não técnicas de 16.730 GWh/ano.

3.1.3 Cálculos do custo anual das perdas de energia elétrica

Os cálculos do custo anual das perdas de energia elétrica foram realizados multiplicando o valor das tarifas com e sem tributos (PIS/COFINS e ICMS) de cada distribuidora pelos

valores calculados das suas perdas na distribuição, das perdas técnicas e perdas não técnicas de energia elétrica, contidas Tabela 3.2.

A Tabela 3.3 mostra os valores das tarifas de energia elétrica sem tributos de cada empresa distribuidora e o resultado dos valores calculados do custo anual das perdas de energia elétrica nas dez empresas distribuidoras.

Tabela 3.3: Valores calculados do custo anual sem tributos das perdas de energia elétrica nas dez empresas distribuidoras quando conectadas no sistema de distribuição aéreo convencional.

Empresas distribuidoras de energia elétrica: Estados brasileiros	Sistema de distribuição aéreo convencional			
	Tarifas sem tributos [R\$/MWh]	Perdas na distribuição [R\$ bi/ano]	Perdas técnicas [R\$ bi/ano]	Perdas não técnicas [R\$ bi/ano]
AMAZONAS - AM	495,85	2,25	0,40	1,85
CEPISA - PI	439,72	0,62	0,27	0,35
CERON - RO	409,40	0,49	0,19	0,30
CELPA - PA	521,03	1,74	0,64	1,10
BOA VISTA - RR	334,82	0,09	0,03	0,07
CEAL - AL	410,74	0,45	0,20	0,25
LIGHT - RJ	481,17	3,79	1,08	2,70
ELETROACRE - AC	471,98	0,14	0,06	0,07
CEEE - RS	384,16	0,65	0,23	0,42
ENEL - RJ	497,76	1,48	0,65	0,83
TOTAL		11,70	3,75	7,95

Os maiores custos de perdas de energia elétrica na distribuição foram das empresas Light e Amazonas, com R\$ 3,79 bilhões por ano e R\$ 2,25 bilhões por ano, respectivamente.

O total dos valores de custos de perdas de energia elétrica nas dez distribuidoras foi de R\$ 11.70 bilhões por ano para as perdas na distribuição, R\$ 3,75 bilhões por ano para as perdas técnicas e R\$ 7,95 bilhões por ano para as perdas não técnicas.

A Tabela 3.4 mostra os valores das tarifas com tributos de cada empresa distribuidora e os valores calculados do custo anual das perdas de energia elétrica nas dez empresas distribuidoras.

Tabela 3.4: Valores calculados do custo anual com tributos das perdas de energia elétrica nas dez empresas distribuidoras quando conectadas no sistema de distribuição aéreo convencional.

Empresas distribuidoras de energia elétrica: Estados brasileiros	Sistema de distribuição aéreo convencional			
	Tarifas com tributos [R\$/MWh]	Perdas na distribuição [R\$ bi/ano]	Perdas técnicas [R\$ bi/ano]	Perdas não técnicas [R\$ bi/ano]
AMAZONAS - AM	593,46	2,69	0,47	2,22
CEPISA - PI	597,51	0,84	0,36	0,47
CERON - RO	519,77	0,63	0,25	0,38
CELPA - PA	728,32	2,43	0,89	1,53
BOA VISTA - RR	408,81	0,12	0,03	0,08
CEAL - AL	548,78	0,61	0,27	0,34
LIGHT - RJ	708,61	5,58	1,59	3,98
ELETROACRE - AC	625,61	0,18	0,08	0,10
CEEE - RS	563,52	0,96	0,34	0,62
ENEL - RJ	731,24	2,17	0,96	1,22
TOTAL		16,20	5,25	10,95

O valor do custo com tributos das perdas de energia elétrica na distribuição da empresa Light passou de R\$ 3,79 bilhões para R\$ 5,58 bilhões por ano e na empresa Amazonas passou de R\$ 2,25 bilhões para R\$ 2,69 bilhões por ano.

O total do custo anual das perdas de energia elétrica nas dez distribuidoras, com a tarifa contendo os tributos, passou de R\$ 11,70 bilhões para R\$ 16,20 bilhões por ano para as perdas na distribuição, as perdas técnicas passaram de R\$ 3,75 para R\$ 5,25 bilhões por ano e as perdas não técnicas passaram de R\$ 7,95 para R\$ 10,95 bilhões por ano.

3.2 Considerações parciais

Nas condições estabelecidas de que as dez empresas distribuidoras fornecem energia elétrica por meio do sistema de distribuição convencional, observou-se que a empresa Amazonas na região norte, a Cepisa na região nordeste, a Light na região sudeste e a CEEE na região sul, são as empresas distribuidoras com maiores valores de perdas não técnicas de energia elétrica. Nota-se que na região centro oeste não teve nenhuma empresa distribuidora com perdas não técnicas superiores a 10%.

Na empresa Amazonas o valor das perdas não técnicas foi de 3.739 GWh/ano que correspondeu a um custo anual considerando a tarifa com tributos de R\$ 2,22 bilhões por ano.

O valor das perdas não técnicas na Cepisa foi de 794 GWh/ano e correspondeu a um custo anual considerando a tarifa com tributos de R\$ 0,47 bilhão por ano.

Na Light o valor das perdas não técnicas foi de 5.622 GWh/ano e correspondeu a um custo anual considerando a tarifa com tributos de R\$ 3,98 bilhões por ano.

O valor das perdas não técnicas na CEEE foi de 1.104 GWh/ano e correspondeu a um custo anual considerando a tarifa com tributos de R\$ 0,62 bilhão por ano.

Nas dez empresas distribuidoras o valor total das perdas não técnicas de energia elétrica foi 16.630 GWh/ano que correspondeu ao custo anual de 10,95 bilhões considerando as tarifas com tributos.

Capítulo 4 Estudos de Casos e Análise dos Resultados

O objetivo dos estudos foi conhecer os valores das perdas técnicas de energia elétrica de dois sistemas de distribuição quando submetidos à mesma condição de carga (demanda) das unidades consumidoras.

Foram realizados dois estudos de casos com a finalidade de calcular os valores das perdas técnicas de energia elétrica de dois sistemas de distribuição aéreos com estruturas de redes diferentes.

O estudo de caso 1 refere-se a um sistema de distribuição aéreo convencional formado por três segmentos: segmentos de redes de média e baixa tensão e o segmento de transformação da distribuição.

O estudo de caso 2 é a proposta de um sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, formado apenas por dois segmentos: segmento de rede da média tensão e segmento de transformação da distribuição, acoplado a conjuntos de medições inteligentes.

Os resultados das perdas técnicas dos dois sistemas foram analisados para poder efetuar o estudo de viabilidade técnica-financeira de uso do sistema proposto como alternativa tecnológica de rede antifurto em substituição do sistema convencional nas empresas distribuidoras com elevados índices de perdas não técnicas, a fim de eliminar os furtos e fraudes.

4.1 Critérios adotados para os estudos casos

Em um sistema de distribuição aéreo convencional com fornecimento de energia elétrica em baixa tensão que atende 65 unidades consumidoras, onde são conhecidos os valores das demandas médias e do consumo de energia, bem como os parâmetros que formam as redes de média e baixa tensão e do transformador de distribuição. Assim, fez-se a simulação de substituir os valores das demandas médias e do consumo de energia das 65 unidades consumidoras no proposto sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medições inteligentes.

Os cálculos das perdas técnicas foram realizados nos dois sistemas de distribuição considerando os mesmos valores médios das demandas e consumo de energia, no período de dez anos, considerando um acréscimo de carga (demanda) de 3% ao ano.

A Tabela 4.1 mostra os parâmetros das unidades consumidoras que estão ligadas nos sistemas de distribuição em estudo.

Tabela 4.1: Parâmetros das unidades consumidoras ligadas nos sistemas de distribuição em estudo.

Quantidades de postes	Unidades consumidoras	Consumo [kWh/mês]	Demanda: 1º ano [kVA]	Demanda: 10º ano [kVA]
D1	12	3.053	11	14
D2	9	3.466	11	14
D3	12	3.453	13	17
D4	12	4.694	19	25
D5	11	3.943	16	21
D6	9	3.053	12	16
TOTAL (6)	65	21.662	82	107

Fonte: (Pesquisa do Autor junto às Unidades Consumidoras)

A tabela informa que no poste número um representado por D1 estão ligadas 12 unidades consumidoras com consumo médio mensal de energia de 3.053 kWh, e o valor da soma da demanda média é 11 kVA no primeiro ano de estudo, com o acréscimo de carga de 3% ano chega ao décimo ano com 14 kVA. E assim, para os demais postes de D2 a D6.

A Figura 4.1 mostra o desenho ilustrativo de um sistema aéreo de distribuição convencional.

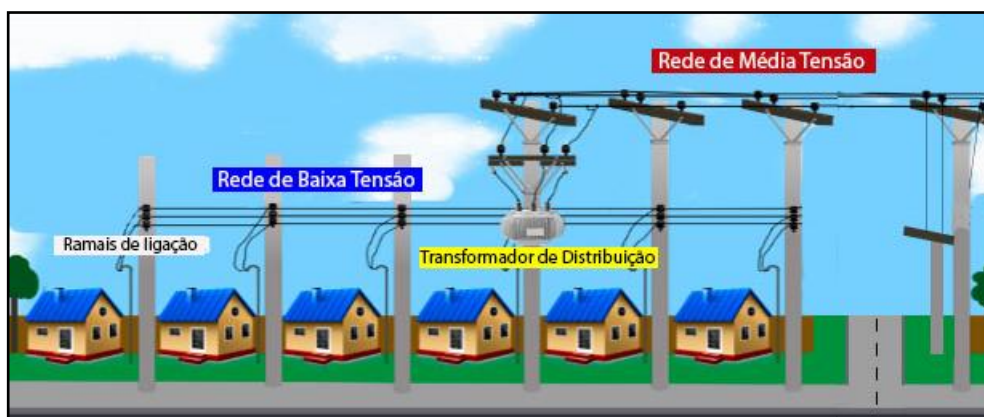


Figura 4.1: Desenho ilustrativo do sistema de distribuição aéreo convencional.

A figura indica que o sistema de distribuição aéreo convencional é formado pelo segmento de rede da média tensão, segmento de transformação e segmento de rede da baixa tensão de onde saem os ramais ligações para o fornecimento de energia às unidades consumidoras.

A Figura 4.2 mostra o croqui do sistema aéreo distribuição convencional com os parâmetros necessários para efetuar os cálculos das perdas técnicas de energia elétrica.

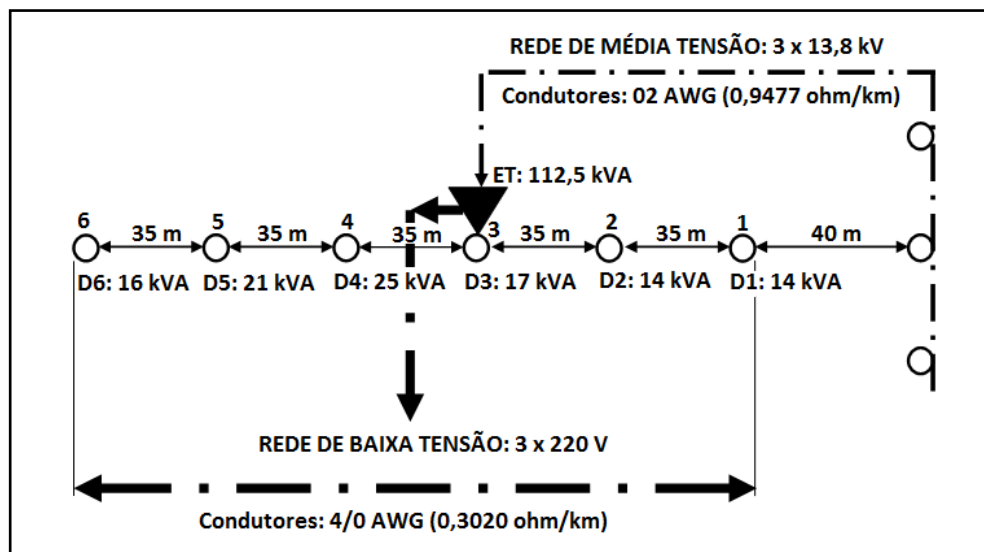


Figura 4.2: Croqui do sistema de distribuição aéreo convencional.

O croqui mostra que o segmento da rede de média tensão de 13,8 kV é formado por três condutores fases de alumínio tipo 02 AWG com resistência de 0,9477 ohm/km e 110 m de comprimento.

O segmento de transformação é constituído por uma Estação Transformadora – ET formada por um (1) transformador de distribuição com potência nominal de 112,5 kVA.

E o segmento de rede da baixa tensão de 220 V é constituído por três condutores de alumínio fases (rede secundária sem neutro) tipo 4/0 AWG com resistividade de 0,3020 ohm/km e extensão de 175 metros.

Os valores das somas das demandas em kVA das unidades consumidoras no décimo ano estão ao lado dos seis (6) postes representados por D1 a D6 com espaçamento entre eles de 35 m.

A Figura 4.3 mostra o desenho ilustrativo de um sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medições inteligentes.



Figura 4.3: Desenho ilustrativo do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medições inteligentes.

O sistema é formado pelo segmento de rede da média tensão e o segmento de transformação com seis (6) transformadores de distribuição, acoplados aos conjuntos de medições inteligentes de onde saem os ramais de ligações para fornecimento de energia às unidades consumidoras.

A Figura 4.4 mostra o croqui do sistema aéreo de distribuição sem rede de tensão baixa com os parâmetros necessários para efetuar os cálculos das perdas técnicas de energia elétrica.

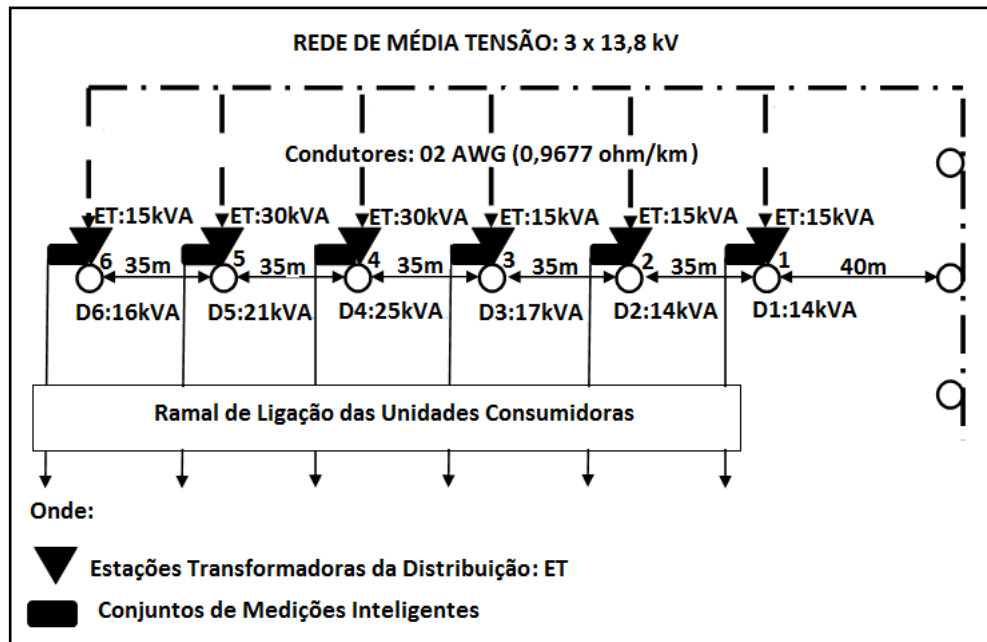


Figura 4.4: Croqui do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medições inteligentes.

O croqui mostra que o segmento da rede de média tensão de 13,8 kV é constituído por três condutores fases de alumínio tipo 02 AWG com resistividade de 0,9477 ohm/km e 215 m de comprimento.

O segmento de transformação é constituído por seis ETs, formadas por quatro transformadores de distribuição com potência nominal de 15 kVA instalados nos postes D1, D2, D3 e D6, e dois transformadores de distribuição com potência nominal de 30 kVA instalados nos postes D4 e D5.

Os valores das somas das demandas em kVA das unidades consumidoras no décimo ano estão ao lado dos seis (6) postes representados por D1 a D6 com espaçamento entre eles de 35 m e 40m entre o poste D1 e D0.

4.2 Estudo de caso nº 1: cálculo de perdas técnicas no sistema de distribuição aéreo convencional

Nesse estudo de caso, o cálculo de perdas técnicas foi realizado nos três segmentos do sistema de distribuição aéreo convencional (rede de média tensão, transformação e rede de baixa tensão), primeiro calculando as perdas técnicas de potência e em seguida as perdas técnicas de energia elétrica.

4.2.1 Cálculo de perdas técnicas no segmento da rede de média tensão.

A Figura 4.5 mostra o croqui da rede de média tensão com os parâmetros necessários para efetuar os cálculos das perdas técnicas no seu segmento.

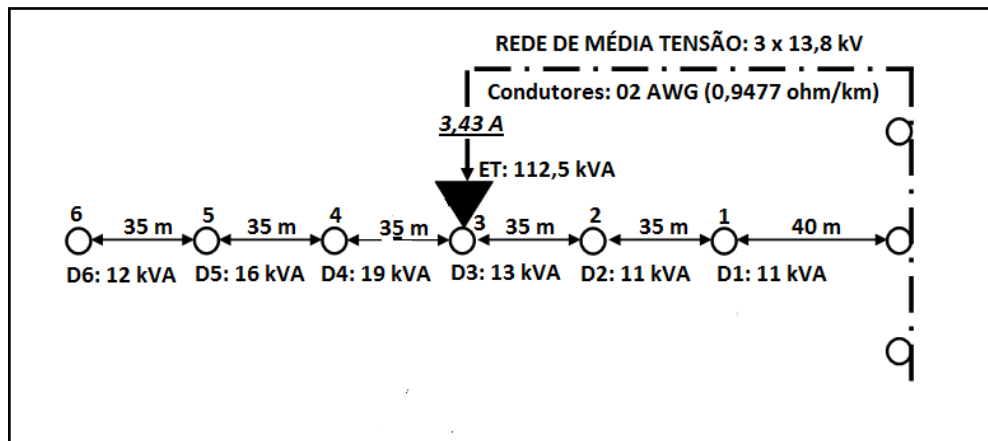


Figura 4.5: Parâmetros para o cálculo de perdas técnicas no segmento de rede da média tensão do sistema de distribuição aéreo convencional.

Conhecendo o valor da tensão trifásica de fornecimento de 13,8 kV e soma das demandas médias no primeiro ano das unidades consumidoras de 82 kVA, por meio da equação 2.7, obteve-se o valor de intensidade de corrente elétrica de 3,43 A.

Sabendo o valor da intensidade da corrente elétrica de 3,43 A, do comprimento de rede de 0,110 km e da resistência dos condutores de alumínio com valor de 0,9477 ohm/km, calculou-se a perda técnica de potência para o primeiro ano, por meio da equação 2.8.

$$\Delta P_{MT} = \frac{3 \cdot 0,110 \cdot 0,9477 \cdot 3,43^2}{1000} = 0,0037 \text{ [kW]}$$

O valor da perda técnica de potência na rede de média tensão no primeiro ano correspondeu a 0,0037 kW.

Para o cálculo das perdas técnicas de energia elétrica se faz necessário conhecer o valor do fator de perda. E ele é calculado considerando o consumo médio de energia elétrica de 21.662 kWh e a demanda média de 82 kVA das unidades consumidoras, contidos na Tabela 4.1, aplicados na equação 2.2 e por meio da equação 2.5.

$$F_c = \frac{21.662}{730 \cdot 82 \cdot 0,92} = 0,39$$

$$F_{pe} = 0,15 \cdot 0,39 + 0,85 \cdot 0,39^2 = 0,19$$

Com o conhecimento do valor (019) do fator de perda, determinou-se a perda técnica de energia no segmento de rede da média tensão no primeiro ano, usando a equação 2.9.

$$\Delta E_{MT} = 0,0037 \cdot 0,19 \cdot 8760 = 6,0 \text{ [kWh]}$$

A Tabela 4.2 mostra os valores calculados das perdas técnicas de potência e de energia no segmento de média tensão do primeiro ao décimo ano.

Tabela 4.2: Valores calculados das perdas técnicas no segmento de rede da média tensão do sistema de distribuição aéreo convencional.

Tempo [ano]	Perdas técnicas de potência [kW]	Perdas técnicas de energia [kWh]
1	0,0037	6
2	0,0039	6
3	0,0041	7
4	0,0044	7
5	0,0047	8
6	0,0049	8
7	0,0052	9
8	0,0056	9
9	0,0059	10
10	0,0063	10
TOTAL	0,050	81

O valor total das perdas técnicas de energia elétrica no segmento da rede de média tensão correspondeu a 81 kWh/ano.

4.2.2 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação

A Figura 4.6 mostra o croqui da rede de média tensão e o segmento de transformação com um transformador de distribuição com potência nominal de 112,5 kVA.

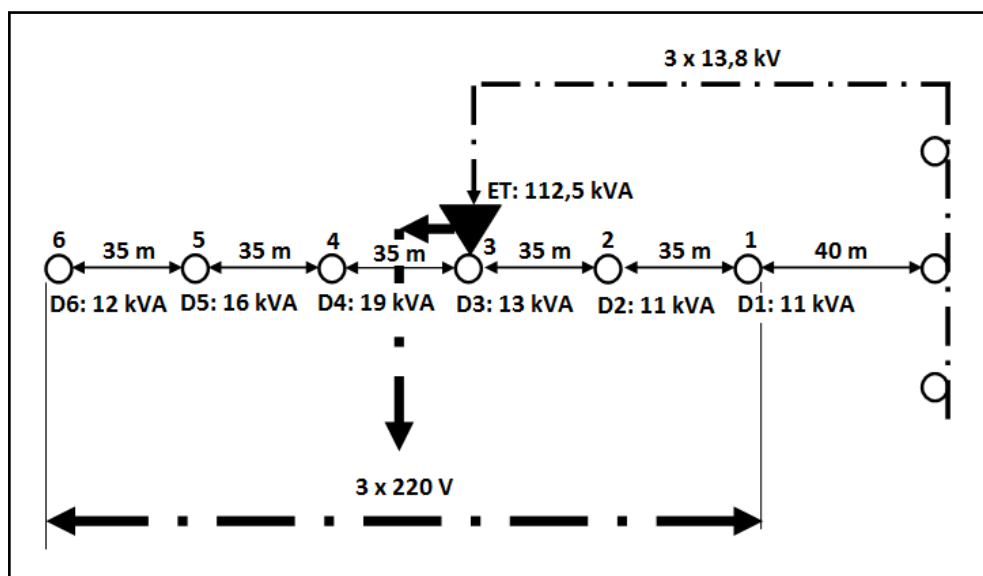


Figura 4.6: Parâmetros para o cálculo das perdas técnicas no segmento de transformação do sistema distribuição aéreo convencional.

O croqui mostra os valores das demandas médias das unidades consumidoras no primeiro ano do estudo, cuja soma corresponde ao valor de 82 kVA.

Conforme Tabela 2, contida na Portaria Interministerial nº 339, de 01 de junho de 2012, no transformador trifásico de 112,5 kVA classe 15 kV os níveis de perdas máximas em vazio (ferro) é 390 W e de perdas na condição nominal de carga (cobre) é 1.500 W (PORTARIA Nº 339, 20120).

Utilizando-se da potência nominal do transformador de 112,5 kVA, da soma das demandas médias das unidades consumidoras de 82 kVA, do valor das perdas no ferro e no cobre, calculou-se a perda técnica de potência elétrica para o primeiro, por meio das equações 2.6 e 2.11.

$$f_u = \frac{82}{112,50} = 0,7288$$

$$\Delta P_{TR} = 0,390 + 0,7288^2 \cdot 1,5 = 1,19 \text{ [kW]}$$

O valor da perda técnica de potência de transformação no transformador de distribuição no primeiro ano de estudo foi de 1,19 kW.

O cálculo das perdas técnicas de energia elétrica no transformador de distribuição foi realizado com a equação 2.12, usando o fator de perdas de 0,19.

$$\Delta E_{TR} = 0,390 \cdot 8.760 + 0,7288^2 \cdot 1,5 \cdot 0,19 \cdot 8.760 = 4.743 \text{ [kWh]}$$

A Tabela 4.3 mostra os valores calculados das perdas técnicas de potência e de energia elétrica no segmento de transformação do primeiro ao décimo ano.

Tabela 4.3: Valores calculados das perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de distribuição de 112,5 kVA no sistema de distribuição aéreo convencional.

Demandas das unidades consumidoras: cresce 3 % ao ano		Valor da perda máxima em vazio: 0,390 kW		Valor da perda máxima em carga nominal: 1,500 kW		Total de perdas técnicas de energia no transformador de distribuição: 112,5 kVA [kWh/ano]
Tempo [ano]	Demanda [kVA]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	
1	82	0,39	3.416,40	0,80	1.326	4.743
2	84	0,39	3.416,40	0,85	1.407	4.824
3	87	0,39	3.416,40	0,90	1.493	4.909
4	90	0,39	3.416,40	0,95	1.584	5.000
5	92	0,39	3.416,40	1,01	1.680	5.097
6	95	0,39	3.416,40	1,07	1.783	5.199
7	98	0,39	3.416,40	1,14	1.891	5.307
8	101	0,39	3.416,40	1,21	2.006	5.423
9	104	0,39	3.416,40	1,28	2.129	5.545
10	107	0,39	3.416,40	1,36	2.258	5.674
TOTAL			34.164	11	17.557	51.721

As perdas técnicas de potência e de energia elétrica, referentes à perda máxima em vazio (no ferro) do transformador, são constantes com valores de 0,39 kW e 3.416,40 kWh/ano, respectivamente ao longo do período de estudo.

Porém, as perdas técnicas potência e de energia elétrica devido à perda máxima em carga nominal (cobre), aumentam ao longo do tempo de estudo, de acordo com incremento das cargas das unidades consumidoras que é de 3% ao ano.

A perda técnica de potência começa com 0,80 kW no primeiro ano e termina com 1,36 kW no décimo ano. E a perda de energia começa com 1.326 kWh/ano e termina com 2.258 kWh/ano.

O valor total das perdas técnicas energia elétrica no segmento de transformação foi de 51.721 kWh/ano, sendo a soma de 34.164 kWh/ano de perdas técnicas em vazio (ferro) e 17.557 kWh/ano de perdas técnicas em carga nominal (cobre).

4.2.3 Cálculo de perdas técnicas no segmento de rede da baixa tensão

A Figura 4.7 mostra o croqui da rede de baixa tensão com os parâmetros necessários para efetuar os cálculos de perdas técnicas no seu segmento.

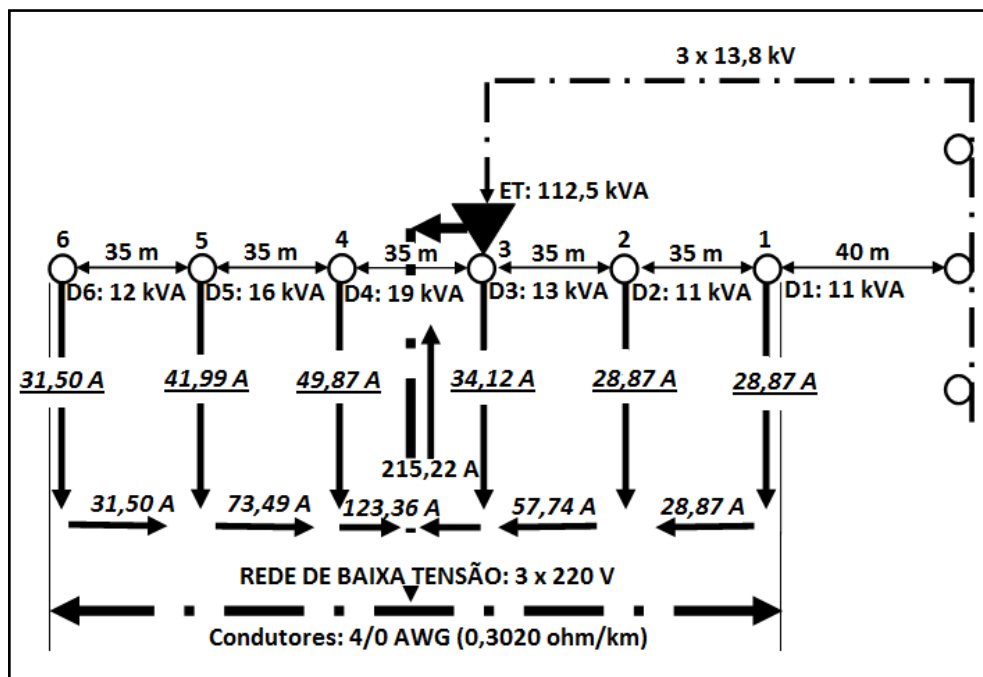


Figura 4.7: Parâmetros para cálculo de perdas técnicas no segmento de rede da baixa tensão do sistema de distribuição aérea convencional.

Conhecendo o valor da tensão secundária trifásica de fornecimento de 220 V e os valores das demandas médias no primeiro ano das unidades consumidoras do poste D1 ao D6, por meio da equação 2.7 calcularam-se os valores das intensidades de correntes elétricas por poste, obtendo D1 e D2: (28,87 A); D3: (34,12 A); D4: (49,87 A); D5: (41,99 A) e D6: (31,50 A).

Com os valores das intensidades de correntes por poste, realizou-se a somatória dos valores de correntes por trecho entre os postes: D1 e D2: (28,87 A); D2 e D3: (57,74 A); D3 e D4: (123,36 A); D4 e D5: (73,49 A) e D5 e D6: (31,50 A).

Conhecendo os valores das correntes elétricas do trecho entre os postes, o valor da resistência dos condutores de alumínio 0,3020 ohms/km e extensão da rede de baixa tensão de 0,175 km, formada por cinco vãos de 0,035 km entre os postes D1 e D6, calculou-se a perda técnica de potência para o primeiro ano, por meio da equação 2.8.

$$\Delta P_{BT} = \frac{3 \cdot L \cdot R \cdot I^2}{1000}$$

$$I^2 = 31,50^2 + 73,49^2 + 123,36^2 + 57,74^2 + 28,87^2 = 25.778 \text{ [A]}$$

$$\Delta P_{BT} = \frac{3 \cdot 0,035 \cdot 0,3020 \cdot 25.778}{1000} = 0,82 \text{ [kW]}$$

O valor da perda técnica de potência elétrica da rede de baixa tensão no primeiro ano do estudo correspondeu a 0,82 kW.

Usando o fator de perdas de 0,19, calculou-se a perda técnica de energia elétrica para o primeiro ano no segmento de rede da baixa tensão, usando a equação 2.10.

$$\Delta E_{BT} = 1,15 \cdot 0,82 \cdot 0,19 \cdot 8.760 = 1.570 \text{ [kWh]}$$

A Tabela 4.4 mostra os valores calculados das perdas técnicas de potência e energia elétrica do primeiro ao décimo ano.

Tabela 4.4: Valores calculados das perdas técnicas no segmento de rede da baixa tensão do sistema de distribuição aéreo convencional.

Tempo [ano]	Perdas técnicas de potência [kW]	Perdas técnicas de energia [kWh/ano]
1	0,82	1.570
2	0,87	1.665
3	0,92	1.761
4	0,98	1.876
5	1,04	1.991
6	1,1	2.105
7	1,17	2.239
8	1,24	2.373
9	1,31	2.507
10	1,39	2.661
TOTAL	9,86	20.748

O valor total das perdas técnicas de energia elétrica no segmento da rede de baixa tensão foi de 20.748 kWh/ano.

4.2.4 Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos segmentos do sistema de distribuição aéreo convencional

A Tabela 4.5 mostra o resumo dos valores calculados das perdas técnicas de energia elétrica nos segmentos de rede da média e baixa tensão e no segmento de transformação do sistema de distribuição aéreo convencional.

Tabela 4.5: Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos três segmentos do sistema de distribuição aéreo convencional.

Segmentos do sistema de distribuição	Perdas técnicas de energia [kWh/ano]
Rede de média tensão	81
Transformação	51.721
Rede de baixa tensão	20.748

TOTAL	72.550
--------------	---------------

O valor total das perdas técnicas de energia elétrica do sistema de distribuição aéreo convencional foi de 72.550 kWh/ano, o valor da perda técnica do segmento de transformação correspondeu a 71,30% desse total, ou seja, 51.712 kWh/ano.

O valor da perda técnica do segmento da rede de baixa tensão correspondeu a 28,60% do total e o segmento da rede de média tensão a apenas 0,10%, com valores de 20.748 kWh/ano e 81 kWh/ano, respectivamente.

4.3 Estudo de caso nº 2: cálculo de perdas técnicas no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Nesse estudo de caso, o cálculo de perdas técnicas foi realizado nos dois segmentos do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão (rede de média e transformação), calculando primeiro as perdas técnicas de potência e em seguida as perdas técnicas de energia elétrica.

4.3.1 Cálculo de perdas técnicas no segmento de rede da média tensão

A Figura 4.8 mostra o croqui da rede de média tensão com os parâmetros necessários para efetuar os cálculos de perdas técnicas no seu segmento.

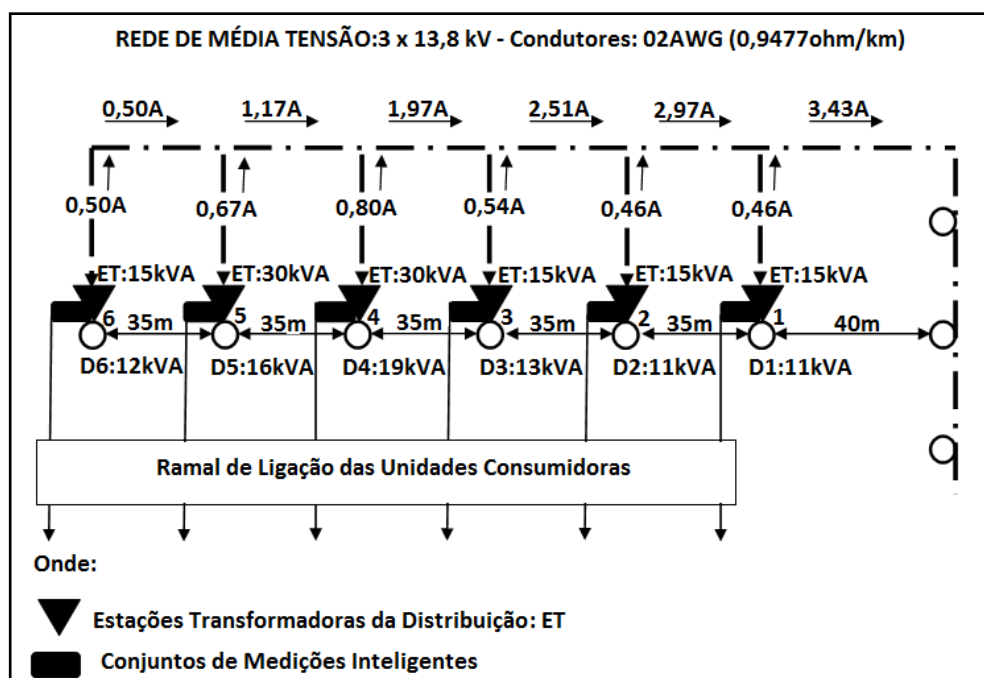


Figura 4.8: Parâmetros para cálculo das perdas técnicas no segmento de rede da média tensão do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Conhecendo o valor da tensão trifásica de fornecimento de 13,8 kV e os valores das demandas médias no primeiro ano das unidades consumidoras do poste D1 ao D6, por meio da equação 2.7, calcularam-se os valores das intensidades de correntes elétricas por poste, obtendo D1e D2: (0,46 A); D3: (0,54 A); D4: (0,80 A); D5: (0,67 A) e D6: (0,50 A).

Com os valores das intensidades de correntes por poste, realizou-se a somatória dos valores de correntes por trecho entre os postes: D0 e D1: (3,43 A); D1 e D2: (2,97 A); D2 e D3: (2,51 A); D3 e D4: (1,97 A); D4 e D5: (1,17 A) e D5 e D6: (0,50 A).

Conhecendo os valores das intensidades da corrente elétrica do trecho entre os postes, o valor da resistência de 0,9477 ohm/km dos condutores e a extensão da rede de média tensão de 0,215km, formada por cinco vãos de 0,035 km entre os postes D1 e D6 e um vão de 0,040 km entre D1 e D0, calculou-se a perda técnica de potência para o primeiro ano, por meio da equação 2.8.

$$\Delta P_{MT} = \frac{3 \cdot L \cdot R \cdot I^2}{1000}$$

Cálculo do valor do I^2 no trecho do poste (6) ao poste (1):

$$I^2 = 0,50^2 + 1,17^2 + 1,97^2 + 2,51^2 + 2,97^2 = 20,6208 \text{ [A]}$$

Cálculo do valor do I^2 no trecho do poste (1) a rede tronco:

$$I^2 = 3,43^2 = 11,7649 \text{ [A]}$$

Cálculo das perdas técnicas de potência no trecho do poste (6) ao poste (1):

$$\Delta P_{MT1} = \frac{(3 \cdot 0,035 \cdot 0,9437 \cdot 20,6208)}{1000} = 0,0020 \text{ [kW]}$$

Cálculo das perdas técnicas de potência no trecho do poste (1) a rede tronco:

$$\Delta P_{MT2} = \frac{(3 \cdot 0,040 \cdot 0,9437 \cdot 11,7649)}{1000} = 0,0014 \text{ kW]}$$

Cálculo das perdas técnicas de potência no trecho do poste (6) a rede tronco:

$$\Delta P_{MT} = \Delta P_{MT1} + \Delta P_{MT2} = 0,0034 \text{ [kW]}$$

O valor da perda técnica de potência no primeiro ano, correspondeu a 0,0034 kW.

O cálculo de perda técnica de energia elétrica no segmento da rede de média tensão para o primeiro ano realizou-se aplicando o fator de perda com valor de 0,19 na da equação 2.9.

$$\Delta E_{MT} = \Delta P_{MT} \cdot F_{pe} \cdot \Delta T$$

$$\Delta E_{MT} = 0,0034 \cdot 0,19 \cdot 8.760 = 6,0 \text{ [kWh]}$$

A Tabela 4.6 mostra os valores calculados das perdas técnicas de potência e energia elétrica do primeiro ao décimo ano.

Tabela 4.6: Valores calculados das perdas técnicas no seguimento de rede da média tensão do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Tempo [ano]	Perdas técnicas de potência [kW]	Perdas técnicas de energia [kWh]
1	0,0034	6
2	0,0036	6
3	0,0038	6
4	0,0041	7
5	0,0043	7
6	0,0046	8
7	0,0048	8
8	0,0051	8
9	0,0055	9
10	0,0058	10
TOTAL	0,050	75

O valor total das perdas técnicas de energia elétrica no segmento de rede da média tensão foi de 75 kWh/ano.

4.3.2 Cálculo de perdas técnicas nos segmentos de transformação do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão

A Figura 4.9 mostra o croqui da rede de média tensão e o segmento de transformação com seis transformadores de distribuição.

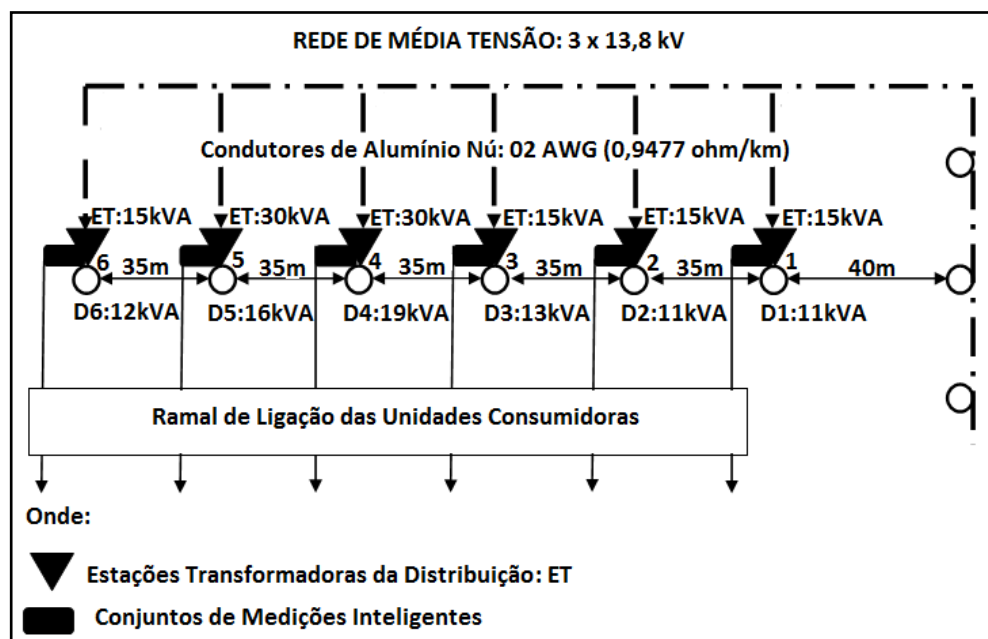


Figura 4.9: Parâmetros para o cálculo das perdas técnicas nos segmentos de transformação do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

O croqui mostra quatro transformadores trifásicos de distribuição com potência nominal de 15 kVA instalados nos postes D1, D2, D3 e D6 e dois transformadores trifásicos de 30 kVA instalados nos postes D4 e D5. E os valores das demandas médias das unidades consumidoras do primeiro ano de estudo colocadas nos postes de D1 a D6.

Dois transformadores de 15 kVA estão instalados nos postes D1 e D2 com as demandas de 11 kVA e os outros dois estão instalados nos postes D3 e D6 com as demandas de 13 kVA e 12 kVA, respectivamente.

Os dois transformadores de 30 kVA estão instalados nos postes D4 e D5 com as demandas 19 kVA e 16 kVA, respectivamente.

Nos secundários dos transformadores estão conectados aos conjuntos de medição inteligentes e desses saem os ramais de ligação para fornecimento de energia às unidades consumidoras.

4.3.2.1 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de 15 kVA com demandas de 11 kVA

Conforme Tabela 2, contida na Portaria Interministerial nº 339, de 01 de junho de 2012, no transformador trifásico de 15 kVA classe 15 kV os níveis de perdas máximas em vazio (ferro) é 85 W e de perdas na condição nominal de carga (cobre) é 325 W (PORTARIA Nº 339, 20120).

Utilizando-se da potência nominal dos transformadores de 15 kVA instalados nos postes D1 e D2 e com suas respectivas demandas de 11 kVA, calculou-se a perda técnica de potência no primeiro ano de estudo, por meio das equações 2.6 e 2.11.

$$f_u = \frac{11 \text{ kVA}}{15,0 \text{ kVA}} = 0,73333$$

$$\Delta P_{TR} = 0,085 + 0,73333^2 \cdot 0,325 = 0,2598 \text{ [kW]}$$

O valor de perda técnica de potência do transformador no primeiro ano correspondeu a 0,26 kW.

O cálculo de perdas técnica de energia elétrica realizou-se por meio da equação 2.12, usando o fator de perdas com valor de 0,19.

$$\Delta E_{TR} = 0,085 \cdot 8.706 + 0,73333^2 \cdot 0,325 \cdot 0,19 \cdot 8.760 = 1.036 \text{ [kWh]}$$

A Tabela 4.7 mostra os valores calculados das perdas técnicas de potência e de energia e elétrica do primeiro ao décimo ano.

Tabela 4.7: Valores das perdas técnicas nos dois transformadores de distribuição de 15 kVA instalados nos postes D1 e D2 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Demandas das unidades consumidoras: cresce 3 % ao ano		Valor da perda máxima em vazio: 0,085 kW		Valor da perda máxima em carga nominal: 0,325 kW		Total de perdas técnicas de energia no transformador: 15 kVA [kWh/ano]
Tempo [ano]	Demanda [kVA]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	
1	11,00	0,085	744,60	0,1748	290,90	1.036
2	11,33	0,085	744,60	0,1854	308,62	1.053
3	11,67	0,085	744,60	0,1967	327,42	1.072
4	12,02	0,085	744,60	0,2087	347,35	1.092
5	12,38	0,085	744,60	0,2214	368,47	1.113
6	12,75	0,085	744,60	0,2348	390,82	1.135
7	13,13	0,085	744,60	0,2499	414,47	1.159
8	13,53	0,085	744,60	0,2644	440,10	1.185
9	13,93	0,085	744,60	0,2803	466,51	1.211
10	14,35	0,085	744,60	0,2974	495,07	1.240
TOTAL			744,60	2,3130	3.830	11.296

As perdas técnicas de potência e de energia elétrica, referentes à perda no ferro do transformador são constantes com valores de 0,085 kW e 744,60 kWh/ano respectivamente. O mesmo não acontece com as perdas no cobre do transformador que aumentam com o incremento anual das demandas.

O valor total das perdas técnicas de energia elétrica foi 11.296 kWh/ano, sendo a soma de 7.446 kWh/ano de perdas em vazio e 3.850 kWh/ano de perdas no cobre.

4.3.2.2 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de 15 kVA com demanda de 12 kVA

Utilizando-se da potência nominal do transformador de 15 kVA instalado no poste D6 com a demanda de 12 kVA do primeiro ano de análise, calculou-se a perda técnica de potência por meio da equação 2.6 e 2.11.

$$f_u = \frac{12}{15} = 0,80$$

$$\Delta P_{TR} = 0,085 + 0,80^2 \cdot 0,325 = 0,2930 \text{ [kW]}$$

O valor da perda técnica de potência do transformador no primeiro de ano, correspondeu a 0,2930 kW.

O cálculo da perda técnica de energia elétrica realizou-se por meio da equação 2.12, usando o do fator de perdas com valor de 0,19.

$$\Delta E_{TR} = 0,085 \cdot 8.760 + 0,80^2 \cdot 0,325 \cdot 0,19 \cdot 8.760 = 1.091 \text{ [kWh]}$$

A Tabela 4.8 mostra os valores calculados das perdas técnicas de potência e energia elétrica do primeiro ao décimo ano.

Tabela 4.8: Valores das perdas técnicas no transformador de distribuição de 15 kVA instalado no poste D6 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Demandas das unidades consumidoras: cresce 3 % ao ano		Valor da perda máxima em vazio: 0,085 kW		Valor da perda máxima em carga nominal: 0,325 kW		Total de perdas técnicas de energia no transformador: 15 kVA [kWh/ano]
Tempo [ano]	Demanda [kVA]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	
1	12,00	0,085	744,60	0,2080	346,20	1.091
2	12,36	0,085	744,60	0,2207	367,28	1.112
3	12,73	0,085	744,60	0,2341	389,60	1.134
4	13,11	0,085	744,60	0,2483	413,20	1.158
5	13,53	0,085	744,60	0,2636	438,80	1.183
6	13,91	0,085	744,60	0,2795	465,17	1.210
7	14,33	0,085	744,60	0,2966	493,69	1.238
8	14,76	0,085	744,60	0,3147	523,76	1.268
9	15,20	0,085	744,60	0,3337	555,45	1.300
10	15,66	0,085	744,60	0,3542	598,58	1.334
TOTAL			7.446	2,7534	4.583	12.029

Os valores das perdas técnicas no ferro do transformador são iguais ao anterior, 0,085 kW para as perdas de potência e 744,60 kWh/ano para as de energia, e constantes ao longo do período de análise. O que não ocorre com as perdas no cobre do transformador que aumentam com o incremento anual das demandas.

O valor total das perdas técnicas de energia elétrica foi de 12.029 kWh/ano, sendo a soma das perdas no ferro de 7.446 kWh/ano e perdas no cobre de 4.583 kWh/ano.

4.3.2.3 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de 15 kVA com demanda de 13 kVA

Utilizando-se da potência nominal do transformador de 15 kVA instalado no poste D3 com a demanda de 13 kVA no primeiro ano de análise, calculou-se a perda técnica de potência por meio da equação 2.6 e 2.11.

$$f_u = \frac{13 \text{ kVA}}{15 \text{ kVA}} = 0,8666$$

$$\Delta P_{TR} = 0,085 + 0,8666^2 \cdot 0,325 = 0,3291 \text{ [kW]}$$

O valor da perda técnica de potência do transformador no primeiro de ano, correspondeu a 0,3290 kW.

O cálculo da perda técnica de energia elétrica realizou-se por meio da equação 2.12, usando o valor do fator de perda de 0,19.

$$\Delta E_{TR} = \Delta P_{fe} \cdot \Delta T + f_u^2 \cdot \Delta P_u \cdot F_{pe} \cdot \Delta T$$

$$\Delta E_{TR} = 0,085 \cdot 8.760 + 0,8666^2 \cdot 0,325 \cdot 0,19 \cdot 8.760 = 1.151 \text{ [kWh]}$$

A Tabela 4.9 mostra s valores calculados das perdas técnicas de potência e energia elétrica do primeiro ao décimo ano.

Tabela 4.9: Valores das perdas técnicas no transformador de distribuição de 15 kVA instalado no poste D3 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Demandas das unidades consumidoras: cresce 3 % ao ano		Valor da perda máxima em vazio: 0,085 kW		Valor da perda máxima em carga nominal: 0,325 kW		Total de perdas técnicas de energia no transformador: 15 kVA [kWh/ano]
Tempo [ano]	Demanda [kVA]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	
1	13,00	0,085	744,60	0,2441	406,30	1.151
2	13,39	0,085	744,60	0,2590	431,04	1.176
3	13,79	0,085	744,60	0,2747	457,18	1.202
4	14,21	0,085	744,60	0,2917	485,45	1.230
5	14,63	0,085	744,60	0,3092	514,57	1.259
6	15,07	0,085	744,60	0,3280	545,99	1.291
7	15,52	0,085	744,60	0,3479	579,08	1.324
8	15,99	0,085	744,60	0,3693	614,69	1.359
9	16,47	0,085	744,60	0,3918	652,15	1.397
10	16,96	0,085	744,60	0,4155	691,53	1.436
TOTAL			7.446	3,2312	5.378	12.824

Os valores das perdas técnicas no ferro do transformador são iguais aos anteriores e constantes ao longo do período de análise, ou seja, 0,085 kW para as perdas de potência e 744,60 kWh/ano para perdas energia.

O valor total das perdas técnicas de energia elétrica foi de 12.824 kWh/ano que corresponde à soma das perdas no ferro de 7.446 kWh/ano e perdas no cobre de 5.378 kWh/ano.

4.3.2.4 Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos segmentos de transformação dos transformadores de 15 kVA

A Tabela 4.10 mostra o resumo dos valores calculados das perdas técnicas de energia elétrica nos quatro transformadores de 15 kVA com suas respectivas demandas.

Tabela 4.10: Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos transformadores de 15 kVA do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Demandas [kVA]	Perdas técnicas de energia [kWh/ano]
11	11.296
11	11.296
13	12.824
12	12.029
TOTAL	47.445

Os transformadores de 15 kVA contribuíram com as perdas técnicas de energia elétrica no segmento de transformação no valor total de 47.485 kWh/ano.

4.3.2.5 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de distribuição de 30 kVA com demanda de 19 kVA

Conforme Tabela 2, contida na Portaria Interministerial nº 339, de 01 de junho de 2012, no transformador trifásico de 30 kVA classe 15 kV os níveis de perdas máximas em vazio (ferro) é 150 W e de perdas na condição nominal de carga (cobre) é 545 W (PORTARIA Nº 339, 20120).

Utilizando-se da potência nominal do transformador de 30 kVA instalado no poste D4 com a demanda de 19 kVA das unidades consumidoras do primeiro ano de análise, calculou-se a perda técnica de potência por meio da equação 2.6 e 2.11:

$$f_u = \frac{19 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} = 0,6333$$

$$\Delta P_{TR} = 0,150 + 0,6333^2 \cdot 0,545 = 0,3686 \text{ [kW]}$$

O valor da perda técnica de potência do transformador no primeiro de ano correspondeu a 0,3686 kW.

O cálculo da perda técnica de energia elétrica para o primeiro ano realizou-se, por meio da equação 2.12 usando o fator de perda com valor de 0,19.

$$\Delta E_{TR} = \Delta p_{fe} \cdot \Delta T + f_u^2 \cdot \Delta P_u \cdot F_{pe} \cdot \Delta T$$

$$\Delta E_{TR} = 0,150 \cdot 8.760 + 0,6333^2 \cdot 0,545 \cdot 0,19 \cdot 8.760 = 1.678 \text{ [kWh]}$$

A Tabela 4.11 mostra do primeiro ao décimo ano, os valores calculados das perdas técnicas de potência e de energia elétrica.

Tabela 4.11: Valores das perdas técnicas no transformador de distribuição de 30 kVA instalado no poste D4 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Demandas das unidades consumidoras: cresce 3 % ao ano		Valor da perda máxima em vazio: 0,150 kW		Valor da perda máxima em carga nominal: 0,545 kW		Total de perdas técnicas de energia no transformador: 30 kVA [kWh/ano]
Tempo [ano]	Demanda [kVA]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	
1	19,00	0,150	1.314	0,2186	364	1.678
2	19,57	0,150	1.314	0,2319	386	1.700
3	20,16	0,150	1.314	0,2461	410	1.724
4	20,76	0,150	1.314	0,2610	434	1.748
5	21,38	0,150	1.314	0,2768	461	1.775
6	22,03	0,150	1.314	0,2939	489	1.803
7	22,69	0,150	1.314	0,3118	519	1.833
8	23,37	0,150	1.314	0,3307	550	1.864
9	24,07	0,150	1.314	0,3508	584	1.898
10	24,79	0,150	1.314	0,3721	619	1.933
TOTAL			13.140	2,8938	4.816	17.956

As perdas técnicas de potência e de energia elétrica, referentes à perda no ferro do transformador são constantes com valores de 0,150 kW e 1.314 kWh/ano respectivamente. O mesmo não acontece com as perdas no cobre do transformador, pois aumentam com o incremento anual das demandas.

O valor total das perdas técnicas de energia elétrica foi de 17.956 kWh/ano que correspondeu à soma das perdas ferro de 14.140 kWh/ano com as perdas no cobre de 4.816 kWh/ano.

4.3.2.6 Cálculo de perdas técnicas no segmento de transformação do transformador de 30 kVA com demanda de 16 kVA.

Utilizando-se da potência nominal do transformador de 30 kVA instalado no poste D5 com demanda de 16 kVA, calculou-se a perda técnica de potência por meio da equação 2.6 e 2.11.

$$f_u = \frac{16 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} = 0,5333$$

$$\Delta P_{TR} = 0,150 + 0,5333^2 \cdot 0,545 = 0,3050 \text{ [kW]}$$

No primeiro ano o valor da perda técnica de potência correspondeu a 0,3052 kW.

O cálculo da perda técnica de energia elétrica para o primeiro ano realizou-se com a equação 2.12, usando o valor do fator de perda de 0,19.

$$\Delta E_{TR} = 0,150 \cdot 8.760 + 0,5333^2 \cdot 0,545 \cdot 0,19 \cdot 8.760 = 1.572 \text{ [kWh]}$$

A Tabela 4.12 mostrado do primeiro ao décimo ano, os valores calculados das perdas técnicas de potência e de perdas de energia elétrica.

Tabela 4.12: Valores das perdas técnicas no transformador de distribuição de 30 kVA instalado no poste D5 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Demandas das unidades consumidoras: cresce 3 % ao ano		Valor da perda máxima em vazio: 0,150 kW		Valor da perda máxima em carga nominal: 0,545 kW		Total de perdas técnicas de energia no transformador: 30 kVA [kWh/ano]
Tempo [ano]	Demanda [kVA]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	Perdas Técnicas de Potência [kW]	Perdas Técnicas de Energia [kWh/ano]	
1	16,00	0,150	1.314	0,1550	258	1.572
2	16,48	0,150	1.314	0,1645	274	1.588
3	16,97	0,150	1.314	0,1744	290	1.604
4	17,48	0,150	1.314	0,1850	308	1.622
5	18,01	0,150	1.314	0,1964	327	1.641
6	18,55	0,150	1.314	0,2084	347	1.661
7	19,10	0,150	1.314	0,2209	368	1.682
8	19,68	0,150	1.314	0,2345	390	1.704
9	20,27	0,150	1.314	0,2488	414	1.728
10	20,88	0,150	1.314	0,2640	439	1.753
TOTAL			13.140	2,0520	3.415	16.555

Os valores das perdas técnicas no ferro do transformador são iguais aos anteriores, 0,150 kW para as perdas de potência e 1.314 kWh/ano para as de energia, sendo constantes ao longo do período de análise.

O valor total das perdas técnicas de energia elétrica foi de 16.555 kWh/ano que correspondeu à soma das perdas no ferro de 13.440 kWh/ano com das perdas no cobre de 3.415 kWh/ano.

4.3.2.7 Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos segmentos de transformação dos transformadores de 30 kVA

A Tabela 4.13 mostra resumo dos valores calculados das perdas técnicas de energia elétrica nos dois transformadores de 30 kVA com as suas respectivas demandas.

Tabela 4.13: Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos transformadores de 30 kVA do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Demandas [kVA]	Perdas técnicas de energia [kWh/ano]
19	17.956
16	16.555
TOTAL	34.511

Os transformadores de 30 kVA contribuíram com as perdas técnicas de energia elétrica no segmento de transformação no valor total de 34.511 kWh/ano.

4.3.2.8 Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos seguimentos de rede do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão

A Tabela 4.14 mostra o resumo dos valores calculados das perdas técnicas de energia elétrica no segmento de rede de média tensão e no segmento de transformação do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Tabela 4.14: Resumo das perdas técnicas de energia elétrica nos dois seguimentos do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Segmentos do sistema de distribuição	Perdas técnicas de energia [kWh/ano]
Rede de média tensão	75
Transformação	81.956
TOTAL	82.031

O valor total da perda técnica de energia elétrica calculada no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, com os critérios estabelecidos, foi de 82.071 kWh.

4.4 Cálculo da relação percentual entre as perdas técnicas dos sistemas de distribuição em estudo

A finalidade de conhecer o valor da relação percentual entre as perdas técnicas dos sistemas de distribuição é para elaborar um estudo de viabilidade técnica visando substituir o sistema de distribuição convencional pelo sistema de distribuição sem rede de baixa tensão, em localidades com alto índice de roubo de energia elétrica.

Conforme mostra Tabela 4.15, o valor total das perdas técnicas do sistema de distribuição sem rede de baixa tensão é 82.031 kWh/ano e o do sistema de distribuição sem rede de baixa tensão de 72.550 kWh/ano. E devido a isso, a perda técnica do sistema de distribuição sem rede de baixa tensão é 13% maior quando comparada à perda do sistema convencional.

Tabela 4.15: Valor da relação percentual de perdas técnicas entre o sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão e o sistema de distribuição aéreo convencional.

Valor da relação percentual de perdas técnicas entre sistema de distribuição proposto e o convencional	Perdas técnicas de energia elétrica [kWh/ano]	
	Sistema de distribuição aéreo convencional	Sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão
[%]		
13	72.550	82.031

4.5 Análise dos resultados

Analisando os resultados verificou-se que valores das perdas técnicas nos segmentos da rede de média tensão nos dois sistemas de distribuição são muito próximos. A diferença significativa se deu nas perdas dos transformadores de distribuição do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

O valor superior de 13% de perda técnica no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão em relação ao sistema de distribuição aéreo convencional deu-se devido às perdas nos segmentos de transformação que totalizaram o valor de 81.956 kWh/ano.

Desse total de perdas nos seis transformadores de distribuição, 68% corresponderam às perdas em vazio com valor de 56.064 kWh/ano e as perdas em carga nominal de 32% com 25.892 kWh/ano.

A Figura 4.10 e 4.11 mostra as variações das perdas em vazio e em carga nominal nos transformadores de distribuição de 15 e 30 kVA, respectivamente.

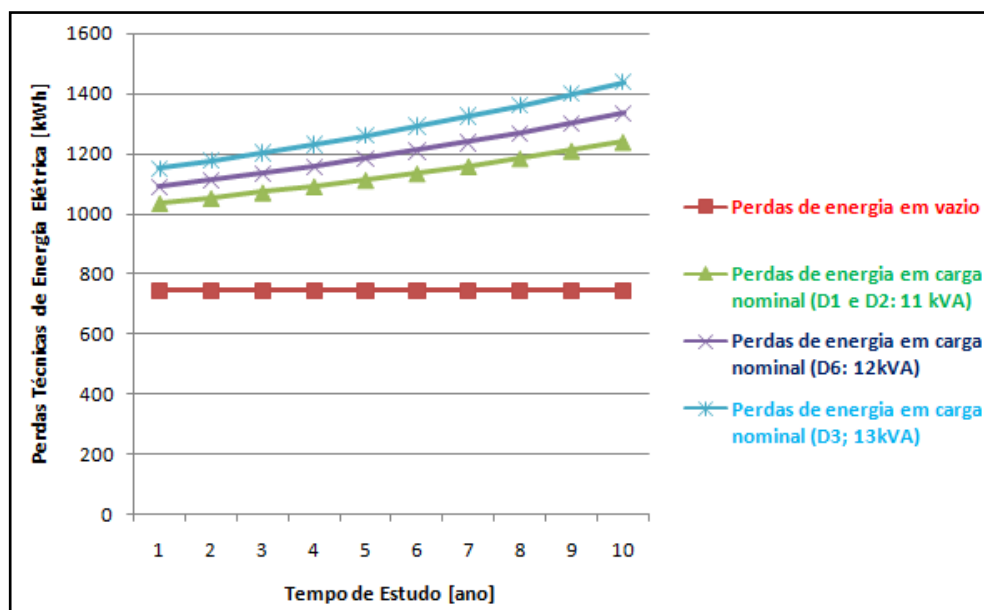


Figura 4.10: Gráfico das perdas em vazio e em carga nominal dos transformadores de 15 kVA.

As perdas técnicas em vazio nos quatro transformadores de distribuição de 15 VA com valores de 744,60 kWh são constantes ao longo do tempo de estudo, representadas no gráfico em cor vermelha.

Mas as perdas em carga nominal aumentam de acordo com o acréscimo das demandas das unidades consumidoras de 3% ao ano. Nos transformadores instalados nos postes D1 e D2 com valores de demandas de 11 kVA no primeiro ano de estudo as perdas técnicas de energia iniciam-se com 1.036 kWh e terminam no décimo ano com 1.240 kWh, representadas no gráfico em cor verde.

No transformador instalado no poste D6 com valor de demanda de 12 kVA no primeiro ano de estudo as perdas técnicas de energia iniciam-se com 1.091 kWh e terminam no décimo ano com 1.334 kWh, representadas no gráfico em cor azul escuro.

E no transformador instalado no poste D3 com valor de demanda de 13 kVA no primeiro ano de estudo as perdas técnicas de energia inicia-se com 1.151 kWh e terminam no décimo ano com 1.436 kWh, representadas no gráfico em cor azul claro.

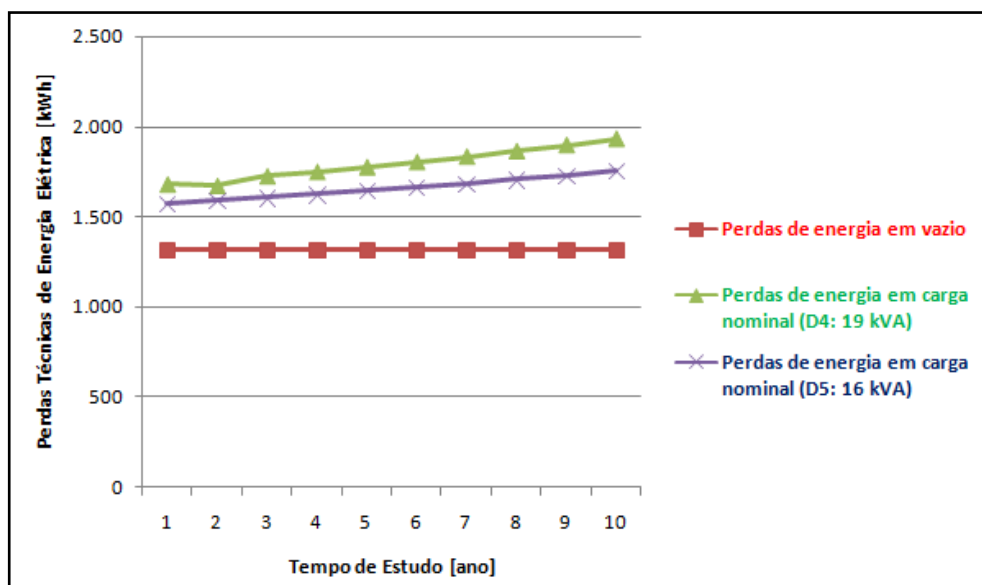


Figura 4.11: Gráfico das perdas em vazio e em carga nominal dos transformadores de 30 kVA.

Nos dois transformadores de distribuição de 30 kVA as perdas em vazio com valores de 1.314 kWh são constantes ao longo do tempo de estudo, representadas no gráfico em cor vermelha.

No transformador instalado no poste D4 com valor de demanda de 19 kVA no primeiro ano de estudo as perdas técnicas de energia iniciam-se com 1.678 kWh e terminam no décimo ano com 1.933 kWh, representadas no gráfico em cor verde.

E no transformador instalado no poste D5 com valor de demanda de 16 kVA no primeiro ano de estudo as perdas técnicas de energia iniciam-se com 1.572 kWh e terminam no décimo ano com 1.753 kWh, representadas no gráfico em cor azul.

Somente o valor da soma das perdas técnicas de 81.956 kWh/ano nos seis transformadores do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, não considerando as perdas no segmento de média tensão, supera o total das perdas técnica do sistema de distribuição aéreo convencional (perdas técnicas na rede de média tensão, de transformação e rede de baixa tensão) que corresponderam a 72.550 kWh/ano.

Devido a isso, pode se considerar que as perdas técnicas nos transformadores de distribuição e principalmente as perdas técnicas em vazio, foram as que mais contribuíram para que as perdas técnicas do sistema de distribuição sem rede de baixa tensão fossem superiores a 13% em relação às perdas do sistema aéreo convencional.

Capítulo 5 Estudo de viabilidade técnica-financeira do sistema de distribuição sem rede de baixa tensão

O estudo de viabilidade foi realizado fazendo a simulação de substituir, nas dez empresas distribuidoras de energia elétrica com índices de perdas não técnicas acima de 10%, o sistema de distribuição aéreo convencional pelo sistema aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medição inteligente.

5.1 Hipóteses adotadas para o estudo de viabilidade

Para o estudo considerou-se que do total de 100% das perdas não técnicas, 70% são oriundas de roubo de energia elétrica e as outras 30% são motivadas por erros de leitura/cadastro; defeitos, queimas/ligações erradas dos equipamentos de medição, leituras estimadas dos parques de iluminação pública e outros.

No estudo de viabilidade técnica-financeira adotaram-se duas hipóteses:

- I. Redução de 70% nos valores das perdas não técnicas de energia elétrica no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão ao substituir o sistema de distribuição convencional, conforme equação 5.1:

$$SD_{SRBT} = Pnt_{SDC} - f_{pnt} \cdot Pnt_{SDC} \quad (5.1)$$

Onde: SD_{SRBT} sistema de distribuição sem rede de baixa tensão; f_{pnt} fator de perdas não técnicas igual a 0,70 e Pnt_{SDC} valor da perda não técnica do sistema de distribuição convencional.

- II. Acréscimo de 13% nos valores das perdas técnicas de energia elétrica no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão ao substituir o sistema de distribuição convencional, conforme equação 5.2.

$$SD_{SRBT} = Pt_{SDC} + f_{pt} \cdot Pt_{SDC} \quad (5.2)$$

Onde: f_{pt} fator de perdas técnicas igual a 0,13 e Pt_{SDC} valor da perda técnica do sistema de distribuição convencional.

5.1.1 Estudo de viabilidade de redução das perdas de energia elétrica da distribuição

A Tabela 5.1 mostra os valores das perdas técnicas e não técnicas de energia elétrica, nas dez empresas distribuidoras, quando conectadas no sistema de distribuição aéreo convencional. E os novos valores assumidos pelas perdas técnicas e não técnicas, com aplicação das equações 5.1 e 5.2, quando conectadas no sistema de distribuição sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medições inteligentes.

Tabela 5.1: Valores das perdas técnicas e não técnicas das dez distribuidoras em estudo quando conectadas no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Empresas distribuidoras de energia elétrica: Estados brasileiros	Sistema de distribuição aéreo convencional		Sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão	
	Perdas técnicas [GWh/ano]	Perdas não técnicas [GWh/ano]	Perdas técnicas (+ 13%) [GWh/ano]	Perdas não técnicas (-70%) [GWh/ano]
AMAZONAS - AM	798	3.739	902	1.122
CEPISA - PI	610	794	689	238
CERON - RO	476	731	537	219
CELPA - PA	1.227	2.103	1.387	631
BOA VISTA - RR	84	199	95	60
CEAL - AL	489	613	553	184
LIGHT - RJ	2.250	5.622	2.543	1.686
ELETROACRE - AC	131	159	148	48
CEEE - RS	595	1.104	672	331
ENEL - RJ	1.308	1.666	1.478	500
TOTAL	7.968	16.730	9.004	5.019

A empresa Amazonas conectada no sistema de distribuição convencional o valor de sua perda técnica foi 798 GWh/ano, quando da sua conexão no sistema distribuição sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medição inteligentes, a perda técnica sofreu acréscimo de 13%, passando para 902 GWh/ano. Na perda não técnica ocorreu redução de 70%, o valor da perda não técnica passou de 3.739 GWh/ano para 1.122 GWh/ano, reduzindo em 2.517 GWh/ano.

Considerando as dez empresas, o valor total da perda técnica passou de 7.968 GWh/ano para 9.004 GWh/ano e o valor das perdas não técnicas passou de 16.730 GWh/ano para 5.019 GWh/ano, reduzindo em 11.711 GWh/ano.

A Tabela 5.2 mostra os valores de redução das perdas de energia elétrica e os percentuais de redução das perdas técnicas na distribuição quando as empresas distribuidoras são conectadas ao sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medição inteligente.

Tabela 5.2: Redução de perdas na distribuição nas dez distribuidoras em estudo quando conectadas no sistema de distribuição sem rede de baixa tensão.

Empresas distribuidoras de energia elétrica: Estados brasileiros	Sistema de distribuição aéreo convencional	Sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão		
	Perdas na distribuição [GWh/ano]	Perdas na distribuição [GWh/ano]	Redução das perdas [GWh/ano]	Redução de perdas [%]
AMAZONAS - AM	4.537	2.023	2.514	55
CEPISA - PI	1.404	928	476	34
CERON - RO	1.207	757	450	37
CELPA - PA	3.330	2.018	1.312	39
BOA VISTA - RR	283	155	128	45
CEAL - AL	1.103	737	366	33
LIGHT - RJ	7.872	4.229	3.643	46
ELETROACRE - AC	290	195	95	33
CEEE- RS	1.699	1.004	695	41
ENEL - RJ	2.974	1.978	996	33
TOTAL	24.699	14.024	10.675	43

A empresa Amazonas tem as perdas na distribuição passou de 4.537 GWh/ano para 2.023 GWh/ano, valor de redução de 2.514 GWh/ano, que correspondeu a 55%.

Nas dez empresas distribuidoras o total das perdas na distribuição passou de 24.699 GWh/ano para 14.024 GWh/ano, valor de redução de 10.675 GWh/ano, que correspondeu ao percentual de redução de 43%.

5.1.2 Estudo de viabilidade de redução do custo anual das perdas de energia elétrica na distribuição

A Tabela 5.3 e 5.4 mostra os valores diferenciados das tarifas com e sem tributos de cada empresa distribuidora, que multiplicados pelas perdas técnicas e perdas não técnicas contidas na Tabela 5.1 da coluna do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão estudo, resulta nos valores calculados do custo anual de perdas de energia elétrica.

Tabela 5.3: Custo anual de perdas de energia elétrica sem tributos nas dez distribuidoras quando conectadas no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Empresas distribuidoras de energia elétrica: Estado brasileiro	Sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão			
	Tarifas sem tributos [R\$/MWh]	Perdas na distribuição [R\$ bi/ano]	Perdas técnicas [R\$ bi/ano]	Perdas não técnicas [R\$ bi/ano]
AMAZONAS - AM	495,85	1,00	0,45	0,56
CEPISA - PI	439,72	0,41	0,30	0,10
CERON - RO	409,40	0,31	0,22	0,09
CELPA - PA	521,03	1,05	0,72	0,33
BOA VISTA - RR	334,82	0,05	0,03	0,02
CEAL - AL	410,74	0,30	0,23	0,08
LIGHT - RJ	481,17	2,03	1,22	0,81
ELETROACRE - AC	471,98	0,09	0,07	0,02
CEEE - RS	384,16	0,39	0,26	0,13
ENEL - RJ	497,76	0,98	0,74	0,25
TOTAL		6,62	4,24	2,39

O valor total do custo anual considerando as tarifas sem tributos, nas dez empresas distribuidoras conectadas no sistema de distribuição sem rede de baixa tensão, correspondeu para as perdas na distribuição o valor de R\$ 6,62 bilhões e para as perdas não técnicas de R\$ 2,39 bilhões.

Tabela 5.4: Custo anual das perdas de energia elétrica com tributos nas dez distribuidoras conectadas no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Empresas distribuidoras de energia elétrica: Estado brasileiro	Sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão			
	Tarifas com tributos [R\$/MWh]	Perdas na distribuição [R\$ bi/ano]	Perdas técnicas [R\$ bi/ano]	Perdas não técnicas [R\$ bi/ano]
AMAZONAS - AM	593,46	1,20	0,54	0,67
CEPISA - PI	597,51	0,55	0,41	0,14

CERON - RO	519,77	0,39	0,28	0,11
CELPA - PA	728,32	1,47	1,01	0,46
BOA VISTA - RR	408,81	0,06	0,04	0,02
CEAL - AL	548,78	0,40	0,30	0,10
LIGHT - RJ	708,61	3,00	1,80	1,19
ELETROACRE - AC	625,61	0,12	0,09	0,03
CEEE- RS	563,52	0,57	0,38	0,19
ENEL - RJ	731,24	1,45	1,08	0,37
TOTAL		9,22	5,93	3,28

O valor total do custo anual considerando as tarifas com tributos, nas dez empresas distribuidoras conectadas no sistema de distribuição sem rede de baixa tensão, correspondeu para as perdas na distribuição o valor de R\$ 9,22 bilhões e para as perdas não técnicas R\$ 3,28 bilhões.

A Tabela 5.5 mostra os valores de redução do custo anual das perdas na distribuição e das perdas não técnicas de energia elétrica usando os valores das tarifas com e sem tributos nas dez empresas distribuidoras.

Os valores de redução do custo anual foram obtidos, fazendo a subtração dos valores das perdas na distribuição e perdas não técnicas contidas nas Tabelas 3.3 e 3.4 do sistema aéreo de distribuição convencional pelos valores contidos nas Tabelas 5.3 e 5.4 do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Tabela 5.5: Redução do custo anual na distribuição nas dez distribuidoras de energia elétrica quando conectadas no sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão.

Empresas distribuidoras de energia elétrica: Estados brasileiros	Tarifas sem tributos		Tarifas com tributos		Redução do custo na distribuição [%]
	Perdas na distribuição [R\$ bi/ano]	Perdas não técnicas [R\$ bi/ano]	Perdas na distribuição [R\$ bi/ano]	Perdas não técnicas [R\$ bi/ano]	
AMAZONAS - AM	1,25	1,30	1,49	1,55	55
CEPISA - PI	0,21	0,24	0,28	0,33	34
CERON - RO	0,18	0,21	0,23	0,27	37

CELPA - PA	0,68	0,77	0,96	1,07	39
BOA VISTA - RR	0,04	0,05	0,05	0,06	45
CEAL - AL	0,15	0,18	0,20	0,24	33
LIGHT - RJ	1,75	1,89	2,58	2,79	46
ELETROACRE - AC	0,04	0,05	0,06	0,07	33
CEEE - RS	0,27	0,30	0,39	0,44	41
ENEL - RJ	0,50	0,58	0,73	0,85	33
TOTAL	5,08	5,57	6,98	7,66	43

A empresa Amazonas considerando a tarifa com tributos teve redução percentual no custo anual de 55%. O valor da redução do custo anual das perdas na distribuição foi R\$ 1,49 bilhões/ano e das perdas não técnicas R\$ 1,55 bilhões/ano.

As dez empresas distribuidoras tiveram total de redução dos custos anuais considerando as tarifas com tributos, nas perdas na distribuição valor de R\$ 6,98 bilhões e nas perdas não técnicas R\$ 7,66 bilhões, com percentual médio de redução de 43%.

5.2 Análise dos resultados e considerações parciais

Na simulação de substituir o sistema distribuição aéreo convencional nas empresas distribuidoras com perdas não técnicas superiores a 10%, pelo sistema de distribuição sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medição inteligente, obteve-se reduções significativas nos valores das perdas de energia elétrica e no custo anual das perdas.

Por região geográfica as empresas que obtiveram maiores redução de perdas de energia e nos custos das perdas foram:

- Na região norte a empresa AMAZONAS teve redução de perda na distribuição no valor de 2.514 GWh/ano, nas perdas não técnicas de 2.517 GWh/ano e no custo R\$ 1,49 bilhões por ano com percentual de redução de 55%;
- Na região nordeste a empresa CEPISA reduziu para 476 GWh/ano as perdas na distribuição, nas perdas não técnicas 556 GWh/ano e no custo anual R\$ 0,28 bilhões por ano com percentual de redução de 34%.
- Na região sudeste a empresa LIGHT diminuiu de 3.643 GWh/ano de perdas na distribuição, nas perdas não técnicas 3.936 GWh/ano e redução do custo anual

no valor de R\$ 2,58 bilhões por ano e o valor percentual de diminuição de 46% ;
e

- Na região sul a empresa CEE obteve-se redução de 695 GWh/ano de perdas na distribuição, de perdas não técnicas 773 GWh/ano e de R\$ 0,39 bilhão por ano no custo anual e percentual de perdas de 41% .

As três empresas que obtiveram maior redução de perdas no custo anual de energia elétrica na distribuição foram:

- LIGTH com valor de R\$ 2,58 bilhões por ano;
- AMAZONAS com R\$ 1,49 bilhão por ano; e
- CELPA com o valor de R\$ 0,96 bilhão por ano.

Em função dos valores obtidos na redução das perdas de energia elétrica e dos custos destas perdas, podemos afirmar que é viável a utilização do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medição inteligente, para substituir o sistema de distribuição aérea convencional.

Capítulo 6 Conclusões e Recomendações

Esta dissertação apresentou os resultados do estudo de viabilidade técnica- financeira de um sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado a conjuntos de medições inteligentes, com a proposta de substituir o sistema de distribuição aéreo convencional nas empresas distribuidoras com elevados níveis de perdas não técnicas motivadas por furto e fraude de eletricidade.

Na pesquisa realizada junto ao relatório bases de perdas da ANEEL, identificou-se que dez empresas distribuidoras com níveis de perdas não técnicas acima de 10% em 2017, considerando o fornecimento de energia por meio do sistema de distribuição convencional, tiveram perdas não técnicas de energia elétrica no valor de 16.730 GWh/ano que correspondeu ao custo anual no valor de R\$ 7,95 bilhões, considerando as tarifas sem tributos e R\$ 10,95 bilhões considerando as tarifas com os tributos (PIS/COFINS e ICMS).

Com as premissas estabelecidas nos estudos de caso e de viabilidade técnica-financeira, em que o sistema de distribuição aéreo convencional nas dez empresas distribuidoras foi substituído pelo sistema de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medição inteligente, obteve-se de redução nas perdas não técnicas de energia elétrica no valor de 11.711 GWh/ano, pois as perdas passaram de 16.730 GWh/ano para 5.019 GWh/ano. A redução no valor do custo das perdas considerando as tarifas sem tributos foi de R\$ 5,56 bilhões/ano, passando de R\$ 7,95 bilhões/ano para R\$ 2,39 bilhões/ano. A redução no valor do custo das perdas considerando as tarifas com tributos foi de R\$ 7,67 bilhões/ano, passando de R\$ 10,95 bilhões/ano para R\$ 3,28 bilhões/ano.

O total de perdas na distribuição de energia elétrica, junto às dez empresas distribuidoras, foi reduzido em média 43%, passaram de 24.699 GWh/ano para 14.024 GWh/ano, tendo redução de 10.675 GWh/ano. A redução do custo de perdas na distribuição considerando as tarifas sem tributos foi de R\$ 5,08 bilhões/ano e, considerando a tarifa com tributos foi de R\$ 6,98 bilhões/ano.

As reduções nos custos das perdas significam recuperação de receitas, e nelas estão valores das parcelas da empresa distribuidora, os tributos federais (PIS/COFINS), tributo estadual (ICMS), tributo municipal (CIP), as bandeiras tarifárias e os encargos para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro.

Com estes resultados obtidos, concluiu-se que o sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado aos conjuntos de medição inteligente, é eficaz para eliminar furtos e fraudes de energia elétrica.

E pode ser uma alternativa tecnológica de rede antifurto para recuperar perdas de energia elétrica, receitas e contribuir com a modicidade tarifária.

Para seguir a linha de pesquisa dessa dissertação recomendamos estender os estudos nos segmentos de transformação usando transformadores de distribuição trifásicos de alto rendimento e/ou transformadores que atendam os níveis de perdas máximas em vazio ou total estabelecidas na Portaria Interministerial N° 3, de 31 de julho de 2018.

Bem como, efetuar estudo de viabilidade econômica de implantação do sistema de distribuição aéreo sem rede de baixa tensão, acoplado ao conjunto de medição inteligente, considerando as empresas que já possuem e as que ainda não implantaram o sistema de medição centralizada.

Capítulo 7 Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO. Regulação dos serviços de distribuição. SRD - Publicado em 27 de novembro de 2015. Última atualização 09 de setembro de 2018. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>> Acesso em: 06 de fevereiro 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADDEE. Setor elétrico. Redes de energia elétrica. Disponível em: < <http://www.abradee.org.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>> Acesso em: 06 de fevereiro 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. PERDAS DE ENERGIA. Metodologia de cálculo tarifário da distribuição. SGT - Publicado em 25 de novembro de 2015. Última atualização 10 de dezembro de 2018. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/metodologiadistribuicao//asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/pe rdas/654800?inheritRedirect=false> Acesso em: 10 de agosto 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. PRODIST MÓDULO 7 - Cálculo de perdas na distribuição. Resolução Normativa nº 771/2017, de 01/01/2018. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/modulo-7>> Acesso em: 10 de março 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. PRODIST MÓDULO 7 - Cálculo de perdas na distribuição. Resolução Normativa nº 543/2013, de 05/04/2103. 05 p. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo7_Revisao_3-Final.pdf> Acesso em: 18 de janeiro 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. NOTA TÉCNICA Nº 453/2013/SER/SRD. Brasília, 14 de outubro de 2013. 08 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20Técnica_453_2_013_SRE_SRD%20Perdas.%20%20Qualidade%20e%20Incentivos%20regulatórios.pdf> Acesso em: 04 de abril de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 630/2015. Procedimentos de regulação tarifária - PRORET. Módulo 2: Revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição. Submódulo 2.6. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_Proret_Submod_2_6_V3.pdf> Acesso em: 04 de abril 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. REGULAÇÃO ECONÔMICA. Segmento da Distribuição. SRM – Publicado em 16 de março de 2018. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/regulacao-economica-de-distribuicao>> Acesso em: 11 de abril de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. MÓDULO 2. SUBMÓDULOS. Revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Submódulos: 2.1/2016, 2.2/2018, 2.3/2015, 2.4/2018 e 2.5/2015. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>> Acesso em: 11 de abril 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 703, 2016. Módulo 3. Reajuste tarifário anual das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Submódulo 3.1. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 703/2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_3_1_V4.pdf> Acesso em: 11 de abril 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 376/2009. Estabelece condições para contratação de energia elétrica no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, por Consumidor Livre. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2009376.pdf>> Acesso em: 18 de abril 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 247/2006. Estabelece condições para comercialização de energia elétrica de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjuntos de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2006247.pdf>> Acesso em: 16 de agosto 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 803/2018. Custos de aquisição de energia. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018803_Proret_Submod_3_2_V1.pdf> Acesso em: 08 de maio de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 604/2014. Custos de transmissão. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Submódulo%203.3_Custos%20de%20Transmissão%20V0.pdf> Acesso em: 08 de maio 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 723/2016. Submódulo 5.5: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016723_Proret_Submod_5_5_V1.pdf> Acesso em: 12 de maio 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 821/2018. Submódulo 5.2: Conta Desenvolvimento Energético - CDE. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018821_Proret_Submod_5_2_V1.pdf> Acesso em: 15 de maio 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 737/2016. Submódulo 5.6: Pesquisa Desenvolvimento P&D e Eficiência Energética EE. Disponível: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016737_Proret_Submod_5_6_V0.pdf> Acesso em: 15 de maio 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 509/2012. Submódulo 5.9: Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH. Disponível em: Disponível em: <

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2012509ProretSubmod59V0.pdf>> Acesso em: 15 de maio 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. PROINFA: Aprovado valor das cotas do PROINFA 2018. Disponível em:< http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2//asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aprovado-valor-das-cotas-do-proinfa-para-2018/656877?inheritRedirect=false> Acesso em: 15 de maio 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. ENCARGOS. SGT. Publicado: 20 de novembro de 2015. Última modificação: 18 de março de 2016. Disponível em:<

http://www.aneel.gov.br/espaco-do-empendedor/-/asset_publisher/uPv0Vn1PiOn9/content/encargos/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fespaco-do-empendedor%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uPv0Vn1PiOn9%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2> Acesso em: 17 de maio 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. POR DENTRO DA CONTA DE LUZ. 7ª edição. Brasília – DF. 2016. 09 a 18 p. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Por+dentro+da+conta+de+luz/9b8bd858-809d-478d-b4c4-42ae2e10b514>> Acesso em: 24 de maio de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. BANDEIRAS TARIFÁRIAS. SGT – Publicado em 24 de novembro de 2015. Última modificação em 03 de março de 2017. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>> Acesso em: 12 de junho 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. TARIFA POR REGIÃO. Ano de 2017. Disponível em: < <http://relatorios.aneel.gov.br/RelSAMPRegiao/SitePages/Home.aspx>> Acesso em: 10 de abril 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. TARIFA POR DISTRIBUIDORA. Ano de 2017. Disponível em:<<http://relatorios.aneel.gov.br/layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPFaixaTensaoEmp.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1>> Acesso em: 10 de abril 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA – ABRACEEL. Cartilha Mercado livre de energia elétrica. Um guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais. 2017. 07 p. Disponível em:<http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf> Acesso em: 18 de agosto de 2017.

ACENDE BRASIL. Instituto. Perdas Comerciais e Inadimplência no Setor Elétrico: White Paper. Edição nº 18, fevereiro de 2017. 10 p. Disponível em: < <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2017WhitePaperAcendeBrasil18PerdasInadimplencias.pdf>> Acesso em: 12 de junho 2018.

ACENDE BRASIL. Instituto. Tarifas de Energia Elétrica e os Benefícios da Regulação por Incentivos: White Paper. Edição nº 03, janeiro de 2011. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2017_WhitePaperAcendeBrasil_18_PerdasInadimplencias.pdf> Acesso em: 12 de junho 2018.

BRASIL LEI Nº 8.631, de 14 de março de 1993. Dispõe sobre fixação dos níveis das tarifas para serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília DF, 05 de março de 1993. Seção 1, p. 2597. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1993/lei-8631-4-marco-1993-363230-publicacaooriginal-1-pl.html>> Acesso em: 19 de junho 2018.

BRASIL LEI Nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art.175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília DF, 13 de fevereiro de 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8987compilada.htm> Acesso em: 19 de junho 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Regulação específica de transformadores de distribuição em liquido isolante. Portaria nº 339, de 1º de Junho de 2012. Brasília – Df, p 4/7. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Portaria+339+de+01-06-2012+Publicado+no+DOU+de+04-06-2012+-+CP+Transformadores+de+Distribuição.pdf/b0437092-949c-46b5-b77d-9275954e317e;jsessionid=0E2A64DB4FEB4034E312B0BDCE1019_F9.srv155?version=1.0> Acesso em: 15 de setembro 2017.

CONHEÇA A CELPA: Nosso perfil. Disponível em: <<http://www.celpa.com.br/conheca-a-celpa/a-celpa>> Acesso em: 15 de julho 2017.

DEPURU, Soma. S. S. R.; WANG, Lingfeng; DEVABHAKTUNI, Vijay. A Rule Engine Base Classification Algorithm for Detection of Illegal Consumption of Electricity: Conference North American Power Symposium (NAPS), 2012. Disponível em <https://www.researchgate.net/publication/260479694_A_rule_engine_based_classification_algorithm_for_detection_of_illegal_consumption_of_electricity> Acesso em: 10 de janeiro 2017.

DEPURU, Soma. S. S. R.; WANG, Lingfeng; DEVABHAKTUNI, Vijay. Electricity theft: Overview, issues, prevention and smart meter based approach to control theft. ELSEVIER Journal. Energy Policy 39 (2011) 1007 – 1015. Disponível em <www.elsevier.com/locate/enpol> Acesso em: 10 de janeiro 2017.

ELETROBRÁS AMAZONAS ENERGIA: Combate às Perdas Comerciais - Disponível em: <<http://www.eletrbrasamazonas.com/cms/index.php/eletrbras-amazonas-energia-inicia-campanha-publicitaria-de-combate-as-perdas-comerciais/>> Acesso em: 10 de abril 2018.

ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO: Empresa. Disponível em: <<https://www.google.com.br/search?client=opera&q=Enel+-+rio&sourceid=opera&ie=UTF-8&oe=UTF-8>> Acesso em: 15 de julho 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Anuário estatístico de energia elétrica 2018 ano base 2017. 96/249 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes->

dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2018vf.pdf> Acesso em: 20 de outubro 2018.

FINK, A. Viabilidades das redes compactas protegidas na distribuição de energia elétrica. 2013. 16 – 34 f. Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica. Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul. Disponível em:< [http://bibliodigital.unijui.edu.br:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/2241/ADRIANO_Tcc_CORRIGIDO - 14.01.pdf?sequence=1](http://bibliodigital.unijui.edu.br:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/2241/ADRIANO_Tcc_CORRIGIDO_-_14.01.pdf?sequence=1)> Acesso em: 06 de fevereiro 2017.

GHAJAR, Raymond F.; KHALIFE J. Coste/benefit of an AMR system to reduce electricity theft and maximize revenues for Electricité du Liban: ELSEVIER. Applied Energy 76 (2003) 25 – 37. Disponível em: < www.elsevier.com/locate/apenergy > Acesso em: 10 de janeiro 2017.

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE: Empresa. Disponível em: < <http://www.light.com.br/grupo-light/Empresas-do-Grupo/light-servicos-de-eletricidade.aspx>> Acesso em: 15 de julho 2017.

MÉFFE, A. Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição. 2001. 26 f. Dissertação Mestrado em Engenharia – Sistema de Potência, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao_Andre_Meffe.pdf> Acesso em: 20 de janeiro de 2017.

MAMEDE FILHO, J. Instalações elétricas industriais: Normas brasileiras NBR 5419:2015. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos - Editora Ltda 2017. 14, 15 e 707 p.

NANSEN. Conjunto de Medição Inteligente: Catálogo. Disponível em: < <http://www.nansen.com.br/simnansen,2,1>> Acesso em: 15 de abril 2017.

QUEIROZ JUNIOR, J. et al. Caixa Padrão Rede: Projeto Medições a Claras. XIV Seminário Nacional de Distribuição de Elétrica Elétrica. Fóz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000. 10 p. Disponível em <<http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20081217110551-Celipa%201.0.pdf>> Acesso em: 13 de julho 2018.

ROBBA, E. J. Introdução a sistemas elétricos de potência: Componentes simétricas. São Paulo, Edgard Blucher Ltda. 3ª Reimpressão. 1981. 45 p.

ROCHA, Fabio A. As irregularidades no consumo de energia elétrica: Doutrina, jurisprudência, legislação. Rio de Janeiro. Synergia. 2011. 31/34/46/61/86 p.

RIBEIRO, A. L. Benefícios da rede de distribuição aérea compacta 15 kV. 2008. 17 – 21. Trabalho de conclusão do curso de engenharia elétrica. Universidade São Francisco. Itatiba, São Paulo. 2008. Disponível em: <<http://lyceumonline.usf.edu.br/salavirtual/documentos/1592.pdf>>. Acesso em: 06 de fevereiro 2017.

SMITH, Thomas B. Electricity theft: a comparative analysis. ELSEVIER Journal. Energy Policy 32 (2004) 2067 – 2076. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/enpol> Acesso em: 10 de janeiro 2017.

VAZ, L. M. M. Impactos e benefícios do sistema de medição centralizada. Estudo de caso numa concessionária brasileira de eletricidade. 2012. 00 f. Dissertação: Mestrado em Metrologia. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012. 49/63 p. Disponível em: < http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/1022231_2012_completo.pdf> Acesso em: 15 de julho 2017.