



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

GERALDO ALVES PEREIRA JÚNIOR

**UMA METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM VISTAS AO USO EFICIENTE DA ENERGIA
ELÉTRICA**

CAMPINA GRANDE – PB

SETEMBRO – 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Uma Metodologia para Identificação de Perdas Não Técnicas em Sistemas de
Distribuição com vistas ao Uso Eficiente da Energia Elétrica

Geraldo Alves Pereira Júnior

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Processamento da Energia

Orientadores: Prof. Dr. Benedito Antonio Luciano e Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza

Campina Grande – PB

Setembro – 2019

P436m

Pereira Júnior, Geraldo Alves.

Uma metodologia para identificação de perdas não técnicas em sistemas de distribuição com vistas ao uso eficiente da energia elétrica / Geraldo Alves Pereira Júnior. - Campina Grande, 2019.

124 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2019.

"Orientação: Prof. Dr. Benedito Antonio Luciano, Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza.

Referências.

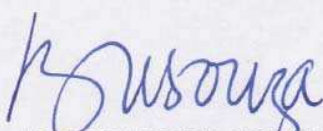
1. Eficiência Energética. 2. Perda Não Técnica. 3. Perda Técnica. 4. Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. I. Luciano, Benedito Antonio. II. Souza, Benemar Alencar de. III. Título.

CDU 621.3(043)

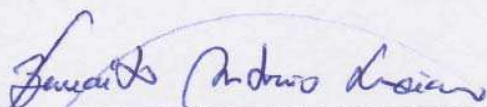
"UMA METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM VISTAS AO USO EFICIENTE DA ENERGIA ELÉTRICA"

GERALDO ALVES PEREIRA JÚNIOR

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 26/09/2019



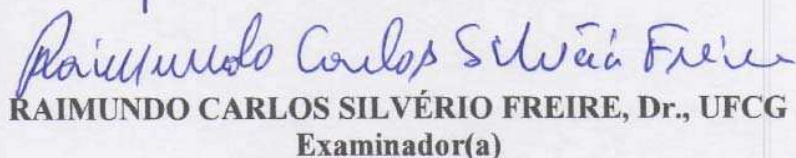
BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



BENEDITO ANTONIO LUCIANO, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



DAMÁSIO FERNANDES JUNIOR, D.Sc., UFCG
Examinador(a)



RAIMUNDO CARLOS SILVÉRIO FREIRE, Dr., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

Aos meus Pais, Geraldo (*in memoriam*) e Cleide, pelo amor e confiança incondicionais.

À Gilmara e Grazielle, Mulheres da Minha Vida, por suportarem minha ausência.

Às minhas irmãs Carminha e Gessicleide e a Titia Juciene, por sempre cobrirem minha retaguarda.

e

A Deus, por sempre me conceder mais do que mereço.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por não me deixar desistir do mestrado e por ter colocado os Bons Anjos da Natureza, visíveis e invisíveis, no meu caminho.

Aos meus Familiares, pelo apoio e confiança em mim depositados, sempre.

Aos amigos Francisco Dantas, Silmara Morais e Gabriel Heitor (o *Crebain*), pela acolhida generosa na cidade de Campina Grande-PB.

Aos professores Dr. Benedito Antonio Luciano e Dr. Benemar Alencar de Souza, meus orientadores e também professores no mestrado, pela orientação, colaboração e apoio decisivos na consecução deste trabalho.

Aos professores participantes da banca examinadora, Damásio Fernandes Júnior e Raimundo Carlos Silvério Freire, pelo tempo e pelas contribuições e recomendações valiosas.

Às empresas distribuidoras de energia, pela disponibilização dos dados e informações utilizados na pesquisa.

Aos profissionais do setor elétrico, Alan dos Santos, Almir Menezes, Anderson Nunes, Carlos de Oliveira, Eduardo Vieiralves, Gladston de Noronha, Hudson Santana, Ieda Lima, José Maria, Kelliane de Aquino, Leonardo Lustosa, Manoel Menezes, Michael Yoshii, Narayana dos Santos, Shirley Ventura e Valteir da Silva, pelas discussões e contribuições realizadas em momentos distintos deste trabalho.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação com os quais aprendi muito, especialmente o professor Washington Neves, pelas nossas boas conversas, pois sua sabedoria sempre chegou em boa hora.

Aos professores Waslon Terlizzie e Wilton da Silva, pela confiança, estímulo e suas cartas de referência.

Aos colegas do mestrado, Harrison de Lima e Paulo de Oliveira, pelas interações, sugestões e apoio recebidos, e especialmente o Glêston Agra, pelos esforços e trabalhos conjuntos, e o Luís Trovão, pela extração de parte importante dos dados da pesquisa.

Aos funcionários da UFCG, Ângela Matias, Leandro, Lucimar Andrade, Lúcio da Silva e Pedro, por toda atenção e profissionalismo.

Ao grande amigo Sebastião do Amaral, pelas palavras de incentivo e o encorajamento a fazer o mestrado.

À CAPES e ao CNPq, pelo apoio financeiro e manutenção da bolsa de estudo, respectivamente.

“É aí que reside um dos maiores equívocos não só da parte daquele que faz o ‘gato’, mas de todos os que são complacentes com ele, seja o Judiciário, os órgãos de defesa do consumidor e o Ministério Público, já que somos todos onerados por esse ilícito penal. A remuneração da concessionária decorre das tarifas arrecadadas nas contas de luz. Se um deixa de pagar, mas consome, alguém deve pagar por ele. Como diz o ditado popular: ‘é o santo pagando pelo pecador.’” Elena Landau em Rocha (2011, primeira orelha).

RESUMO

A redução das perdas de energia elétrica, classicamente dividida em perdas técnicas e perdas não técnicas, ainda pode ser considerada um desafio para muitas empresas do setor elétrico no Brasil e no mundo. No segundo caso, esse desafio reveste-se de complexidade significativa, pois envolve questões e aspectos que fogem ao controle e autonomia das empresas distribuidoras de energia. O método de cálculo das perdas não técnicas, mediante medição da energia elétrica injetada em determinado segmento ou circuito de distribuição, está presente em algumas das tecnologias e soluções aplicadas no setor elétrico com vistas ao gerenciamento dessas perdas. Apresenta-se aqui uma metodologia de avaliação das perdas não técnicas – sem dissociá-las das perdas técnicas – fundamentada em dois pilares: técnico e de gestão. No primeiro tem-se o aprimoramento do método de cálculo das perdas não técnicas consoante processo de medição de energia elétrica; e no segundo tem-se uma sistematização e um diagnóstico, mediante utilização de ferramenta de diagnóstico de problemas multi-causa, das causas associadas às perdas não técnicas, assim como a ampliação do seu conceito multidisciplinar. A partir de dados disponibilizados por três empresas distribuidoras de energia, foram obtidos resultados e, a partir das análises, conclui-se que o índice de perda não técnica é afetado, no caso estudado, por: incompatibilidade entre os intervalos de medição de energia e leitura de medidores das unidades consumidoras e a não observância devida de quais valores faturáveis de energia devem ser considerados no seu cálculo. Em 65% dos transformadores monitorados, o erro percentual no cálculo do índice de perda não técnica foi superior a 2%, e em 25% da mesma amostra, os erros foram superiores a 8,58% (abordagem 1) e a 9,24% (abordagem 2). Também foram realizados um diagnóstico e uma sistematização das causas diversas das perdas não técnicas, e a ampliação do seu aspecto multidisciplinar nos âmbitos interno e externo de empresas distribuidoras de energia elétrica.

Palavras-chave: Eficiência energética. Perda não técnica. Perda técnica. Sistema de distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

The reduction of energy losses, classically divided into technical and non-technical losses, still can be considered a challenge for many electric sector companies from Brasil and worldwide. In the second case, this challenge is of significant complexity, since it involves issues and aspects that are beyond the control and autonomy of the power distribution companies. The method of calculation of non-technical losses, upon the measurement of injected energy in a particular segment or distribution circuit, is present in some solution and technologies applied to electric sector with the objective of managing these losses. Here is presented a methodology of evaluation of non-technical losses – without dissociate them from the technical ones – grounded on two pillars: technical and of management. In the first one, we have the enhancement of the method of calculation of non-technical losses related to the measurement of electrical energy; in the second, we have a systematization, by using the administration tool, from the causes associated to non-technical losses as well as the expansion of its multidisciplinary concept. From data made available by three electric distribution companies, results were obtained, and from the analysis, it is concluded that, in the studied case, the non-technical losses index is affected by: incompatibility between the measuring and reading intervals of the meters of consumer units and the non-observance of which billable energy values should be considered on the non-technical losses calculation. In 65% of the monitored transformers, the percentual error in the calculation of non-technical losses is superior to 2%, and in 25% of the same sample, the errors were superior to 8,58% (approach 1) and 9,24% (approach 2). Also, it was obtained a diagnosis and a systematization of the many causes of non-technical losses, as well as the extension of the multidisciplinary aspect of these non-technical losses in the intern and extern ambit of electric distribution companies.

Keywords: Energy efficiency. Non-technical loss. Technical loss. Electric power distribution system.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 — Visão simplificada do caminho entre a conversão de energia e o usuário final. ..	25
Figura 2 — Percentual de Perdas do Sistema Global em 2017 (ref. 2016).....	28
Figura 3 — Percentual de Perdas em Relação à Energia Injetada no Sistema Global das sessenta e três Distribuidoras.....	28
Figura 4 — Fluxograma simplificado do serviço de iluminação pública.....	34
Figura 5 — Demonstrativo de recuperação de receita no período de dez/2012 a nov/2013 – comparativo entre empresas distribuidoras.	37
Figura 6 — Recorte de fatura de energia elétrica de consumidor 1 atendido pela empresa A.	38
Figura 7 — Recorte de fatura de energia elétrica de consumidor 2 atendido pela empresa B.	38
Figura 8 — Recorte de fatura de energia elétrica de consumidor 3 atendido pela empresa B.	38
Figura 9 — Representação visual do cronograma de leitura apresentado na Tabela 4.	41
Figura 10 — Subestação clandestina conectada à rede de distribuição primária em MT.	43
Figura 11 — Mureta da subestação clandestina com visão da caixa de medição ao centro, sem o sistema de medição.....	43
Figura 12 — Subestação clandestina conectada em MT, no interior de condomínio vertical.	44
Figura 13 — Visão inferior do transformador da subestação clandestina mostrada na Figura 12.	44
Figura 14 — Mureta da subestação clandestina (Figura 12) com visão da caixa de medição ao centro, sem o sistema de medição.	44
Figura 15 — Segunda torre do condomínio em construção.	44
Figura 16 — PNT Tipo 1 e sua abordagem multidisciplinar.	45
Figura 17 — PNT Tipo 2 e sua abordagem multidisciplinar.	45
Figura 18 — PNT Tipo 2 e sua abordagem multidisciplinar ampliada.....	47
Figura 19 — Notícia publicada em edição online do jornal A Crítica.....	49
Figura 20 — Notícia publicada em edição online do jornal Em Tempo.....	49
Figura 21 — Notícia publicada em portal online.	49
Figura 22 — Notícia publicada em edição do jornal Amazonas Em Tempo.....	50
Figura 23 — Texto de notícia publicada em edição do jornal Amazonas Em Tempo.....	50
Figura 24 — Imagem de viveiro de peixes estabelecido a partir de exploração ilegal de curso das águas.....	50
Figura 25 — PNT Tipo 1 e sua abordagem multidisciplinar ampliada.....	51

Figura 26 — Diagrama de Ishikawa (uma das sete ferramentas da qualidade) para correlação do efeito e suas causas.	52
Figura 27 — Diagrama de Ishikawa para perdas no SEE (elaborado pelo Prof. Benedito Luciano).	53
Figura 28 — Esquematização dos trabalhos comentados na revisão bibliográfica e situação da presente dissertação.	69
Figura 29 — Visão de transformador, instalado em base móvel, conectado na rede de MT. ...	77
Figura 30 — Visão aproximada do transformador, instalado em base móvel, apresentado na Figura 29.	77
Figura 31 — Estrutura dos dados do balanço energético.	80
Figura 32 — Ciclo de faturamento de uma UC no mês/ano março de 2018.	84
Figura 33 — Esquematização da relação multidisciplinar das PNT no âmbito interno da EDAP.	88
Figura 34 — Conceituação de PNT com apenas uma palavra.	89
Figura 35 — Diagrama de Ishikawa para a perda não técnica de energia elétrica.	91
Figura 36 — Diagrama de Ishikawa para perda não técnica de energia elétrica (Caso EDAP).	93
Figura 37 — Padrões de ILME em relação ao IME.	100

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 — Quantidade de causas potenciais de PNT por Famílias de causas do Diagrama de Ishikawa (Caso EDAP).....	94
Gráfico 2 — Erros absoluto ($D_{\text{pnt.IP}}$) e relativo percentual ($E_{\text{pnt.IP}}$) no índice de PNT devido ao fator Iluminação Pública (IP), em função do transformador monitorado.....	95
Gráfico 3 — Variação da Energia Faturada (VE_{fat}) e Erro no Índice de PNT (E_{pnt}) com o Mês/Ano de análise.	99
Gráfico 4 — Erros absoluto ($D_{\text{pnt.IML1}}$) e relativo percentual ($E_{\text{pnt.IML1}}$) no índice de PNT, devido ao fator IME x ILME – Caso 1 (IML1), em função do transformador monitorado...	101
Gráfico 5 — Erros absoluto ($D_{\text{pnt.IML2}}$) e relativo percentual ($E_{\text{pnt.IML2}}$) no índice de PNT, devido ao fator IME x ILME – Caso 2 (IML2), em função do transformador monitorado...	102
Gráfico 6 — Erros percentuais relativos ($E_{\text{pnt.IML1}}$ e $E_{\text{pnt.IML2}}$) no índice de PNT, devido ao fator IME x ILME – Casos 1 e 2 (IML1 e IML2), em função do transformador monitorado.	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Consumo cativo de energia elétrica faturado no Brasil em 2017.	35
Tabela 2 — Consumo cativo de energia elétrica da IP no Brasil.	35
Tabela 3 — Dados de leitura e faturamento disponibilizados por consumidores atendidos pelas empresas A e B.	39
Tabela 4 — Cronograma de leitura em UC atendidas em BT nos meses de janeiro e fevereiro de 2018.	40
Tabela 5 — Dados técnicos de alimentadores de distribuição.	81
Tabela 6 — Estrutura dos dados do balanço energético disponibilizados pela EDAP.	81
Tabela 7 — Organograma da EDAP relativo à sua Diretoria Comercial.	86
Tabela 8 — Organograma geral da EDAP.	87
Tabela 9 — Balanço energético do conjunto de transformadores alvos da pesquisa, com e sem montantes de energia recuperada.	97
Tabela 10 — Erros absolutos no índice de PNT conforme Cenários 1, 3 e 4 da pesquisa, em função do transformador monitorado.	104
Tabela 11 — Erros relativos percentuais no índice de PNT conforme Cenários 1, 3 e 4 da pesquisa, em função do transformador monitorado.	105

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S.A.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta tensão
BEN	Balanço Energético Nacional
BT	Baixa tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CERJ	Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
CFNC	Consumo faturado não contabilizado
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
DC	Diretoria Comercial
DCM	Departamento de Medição e Fiscalização
DF	Diretoria Financeira
DG	Diretoria de Gestão
DGT	Diretoria de Geração e Transmissão
DO	Diretoria de Operação
DPE	Diretoria de Planejamento e Expansão
EDAP	Empresa Distribuidora Alvo da Pesquisa
ENERSUL	Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S/A
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
GPS	<i>Global Position System</i>
ICE	Irregularidade no consumo de energia
ICMS	Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços
ILME	Intervalo de leitura do medidor de energia
IME	Intervalo de medição de energia
IP	Iluminação pública
LACTEC	Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento

MF	Medição, faturamento e combate a perdas comerciais
MIE	Mercado ilícito de energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MNA	Medida de natureza administrativa
MNT	Medida de natureza técnica
MNTA	Medida de natureza técnico-administrativa
MT	Média tensão
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PNT	Perda não técnica
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PT	Perda técnica
P&D	Programa de Pesquisa e Desenvolvimento
RNA	Rede neural artificial
SEE	Sistema de energia elétrica
SEP	Sistema elétrico de potência
SIFEM	Sistema de Identificação de Fraudes e Erros de Medição
SMO	Sistema de medição operacional
TC	Transformador de corrente
TOI	Termo de ocorrência e inspeção
TP	Transformador de potencial
UC	Unidade consumidora
UCP	Universidade Católica de Petrópolis
UEFS	Universidade Estadual de Feira de Santana
UFF	Universidade Federal Fluminense
UFMS	Universidade Federal do Mato Grosso do Sul
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	18
INTRODUÇÃO.....	18
1.1 Justificativa.....	20
1.2 Objetivos.....	20
1.2.1 Objetivo geral	20
1.2.2 Objetivos específicos.....	21
1.3 Contribuições.....	21
1.4 Organização da dissertação	21
CAPÍTULO 2	23
FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1 Considerações iniciais	23
2.2 Energia e Eficiência energética	23
2.3 As perdas totais de energia e suas componentes	24
2.4 A problemática das perdas de energia	26
2.5 Considerações relevantes sobre as PNT	29
2.5.1 Um cálculo estimado das PNT	30
2.5.2 Tópicos adicionais sobre o cálculo das PNT	33
2.5.2.1 O sistema de iluminação pública	34
2.5.2.2 Processos administrativos de recuperação de receita	36
2.5.2.3 Medição de energia versus calendário de leitura.....	37
2.5.3 As PNT na Distribuição e na Transmissão.....	41
2.6 Multidisciplinaridade das PNT	45
2.6.1 Dimensão institucional das PNT no âmbito interno das distribuidoras	46
2.6.2 Dimensão institucional das PNT no âmbito externo das distribuidoras.....	47
2.7 Uma ferramenta de gestão das PNT	51
2.7.1 Termos usuais aplicados às PNT	55
2.7.2 Sistema de medição versus medidor de energia	55
2.7.3 Inadimplência versus PNT	56
2.7.4 O aspecto da corrupção presente nas PNT	56
2.8 Considerações finais	57
CAPÍTULO 3	58
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	58

3.1 Considerações iniciais	58
3.2 Trabalhos com proposição de correção-identificação	58
3.3 Trabalhos com proposição de correção-localização	59
3.4 Trabalhos com proposição de prevenção-bloqueio	66
3.5 Considerações finais	68
CAPÍTULO 4	70
APRIMORAMENTO DO MÉTODO DE AVALIAÇÃO DAS PNT	70
4.1 Considerações iniciais	70
4.2 Um método de avaliação das PNT	70
4.3 Cálculo da PNT em cada transformador de distribuição.....	71
4.4 Cálculo da PNT na rede de distribuição secundária	72
4.5 Cálculo da PNT em cada alimentador de subestação	72
4.6 Cálculo da PNT na rede de distribuição primária.....	73
4.7 Cálculo da PNT total no segmento de Distribuição	73
4.8 Considerações e aprimoramentos na metodologia proposta.....	73
4.9 O transformador de distribuição como elemento de avaliação das perdas de energia	75
4.10. Considerações finais	77
CAPÍTULO 5	78
METODOLOGIA.....	78
5.1 Considerações iniciais	78
5.2 A multidisciplinaridade da PNT na EDAP	78
5.3 A sistematização das causas de PNT	79
5.4 O Diagrama de Ishikawa para a PNT na EDAP	79
5.5 O cálculo do índice de PNT – estrutura dos dados.....	79
5.6 O cálculo do índice de PNT – os erros associados	82
5.7 Considerações finais	85
CAPÍTULO 6	86
Resultados e análises	86
6.1 Considerações iniciais	86
6.2 As PNT no âmbito interno da EDAP	86
6.3 Diagramas de Ishikawa aplicados às ICE e PNT	88
6.4 Cenários e modificações.....	94
6.4.1 Cenário 1 – erro no cálculo do índice de PNT ao desconsiderar o sistema de IP	94
6.4.2 Cenário 2 – erro no cálculo do índice de PNT ao considerar a recuperação de receita ..	96

6.4.3 Cenário 3 – erro no cálculo do índice de PNT ao desconsiderar a não compatibilidade entre os intervalos de medição de energia e de leitura de medidor de energia.....	99
6.4.4 Cenário 4 – erro no cálculo do índice de PNT devido ao conjunto dos pontos assinalados	103
6.5 Considerações finais.....	106
CAPÍTULO 7	107
CONCLUSÕES.....	107
7.1 Trabalhos futuros.....	108
7.2 Trabalhos publicados.....	109
REFERÊNCIAS	111
apêndice a — legenda do diagrama de ishikawa para a perda não técnica de energia elétrica da figura 35.....	116
apêndice b — diagrama de ishikawa para perda não técnica de energia elétrica (caso edap) da figura 36.....	121

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O Balanço Energético Nacional (BEN) é um relatório elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no qual são documentados e divulgados, anualmente, dados detalhados sobre a oferta e o consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, a importação e exportação, a distribuição e o uso final da energia.

A mesma EPE também publica, no primeiro semestre posterior ao ano base, um relatório síntese com um resumo dos dados acerca da contabilização da oferta, transformação e consumo final de produtos energéticos no Brasil (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018b).

De acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (2017), no BEN 2017, tomando como base o ano de 2016, apesar de se ter um acréscimo na oferta interna de energia elétrica em 0,7%, houve uma redução no consumo final de energia em 0,9%, mas a perda total de energia sofreu um acréscimo de 9,4%, atingindo a marca de 99,7 TWh, ou seja, 16,1% de toda a energia ofertada internamente no Brasil pelo conjunto Sistema Interligado Nacional (SIN), Sistemas Isolados e Autoprodução. Esses dados e outros que são apresentados nesse documento, periodicamente divulgados por agências do Governo Federal e associações independentes de empresas do setor, são muito relevantes e suscitam uma atenção merecida.

A preocupação com as questões relacionadas ao uso racional da energia e seu uso eficiente não é recente. Ela foi despertada em meio a grandes crises energéticas mundiais, como por exemplos, o primeiro e o segundo choque do petróleo, ocorridos em 1973 e 1979, respectivamente.

No últimos decênios do século XX, o setor elétrico brasileiro passou por grandes transformações, tendo recebido forte influência de eventos muito importantes como: desverticalização de empresas do setor elétrico; privatização de muitas empresas distribuidoras de energia elétrica e a conseqüente criação de agências reguladoras da prestação dos serviços públicos de fornecimento de energia elétrica; chegada da era digital propiciada por uma grande evolução tecnológica; a universalização do acesso ao sistema elétrico mediante serviço público; e a conscientização cada vez mais crescente da população com relação aos seus direitos de consumidor (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005, p. v).

Sendo assim, é possível perceber, nesses eventos, elementos e requisitos para uma atenção diferenciada referente às questões da Eficiência Energética, particularmente no que

diz respeito aos processos de conversão, transmissão, distribuição e usos finais da energia elétrica.

Numa perspectiva mais institucional, a Eficiência Energética consiste em ações de diversas naturezas cujo objetivo é reduzir a energia necessária para atender às demandas da sociedade por serviços de energia nas formas de iluminação, climatização, acionamento, transportes e uso em processos, ou seja, atender a várias necessidades de uma economia com menor consumo de energia primária e, conseqüentemente, menor impacto na natureza. (BRASIL, 2011, p. 1).

Em termos práticos, a Eficiência Energética possui essencialmente dois grandes objetivos: eliminar o desperdício e reduzir as perdas de energia. Cada um desses objetivos, introduz, por si só, grandes desafios para o setor elétrico brasileiro e a todos os atores envolvidos no tema.

No tocante às perdas de energia elétrica, são muitas as discussões e esforços engendrados no sentido de aperfeiçoar a compreensão acerca dos agentes causadores; desenvolver métodos para quantificá-las; estabelecer ferramentas para gerenciá-las de modo mais efetivo; e propor mecanismos de mitigá-las a níveis aceitáveis.

Dadas a extensão e a complexidade do sistema elétrico brasileiro, não é difícil entender porque existe um consenso de que as perdas de energia nesse sistema nos remetem a um tema de grande amplitude e que desperta o interesse e preocupação de vários atores, dentro e fora do setor elétrico.

Conceitualmente, as perdas de energia elétrica podem ser separadas em Perdas Técnicas (PT) e Perdas Não Técnicas (PNT).

As Perdas Técnicas (PT) estão relacionadas aos processos de conversão e transporte da energia, portanto, natural e inerente a física desses processos.

As Perdas Não Técnicas (PNT) dizem respeito à energia consumida pelo usuário final, porém, não faturada, ou faturada a menor, pela empresa distribuidora de energia, causando prejuízos financeiros, além de outras conseqüências negativas. Essa componente da perda total possui uma forte multidisciplinaridade, tipificação penal bem definida e a sua compreensão, diagnóstico e combate são impactados não apenas por questões técnicas inerentes, mas também por outros aspectos relevantes. “Os aspectos sociais, comportamentais, educativos e também socioeconômicos, são muito importantes na análise das perdas não-técnicas.” (PENIN, 2008, p. 52).

Segundo Vieiralves (2005, p. 13), “a perda de energia elétrica atualmente registrada não é um problema exclusivo das concessionárias do serviço público de

eletricidade, mas de toda a sociedade, haja vista que de uma forma ou de outra os seus custos são transferidos via tarifa, subsídios, etc.”

Neste contexto, o foco deste trabalho de dissertação está centrado nas Perdas Não Técnicas.

1.1 Justificativa

A opção pelo tema Perdas Não Técnicas se deu basicamente por três motivos: o fato de o autor da dissertação já ter atuado em empresas do setor elétrico, especialmente no trato com as PNT, entendendo com isso, ser possível dá uma contribuição no tema; o fato de as PNT serem um dos grandes desafios da Eficiência Energética, para o qual ainda há bastante trabalho a ser feito e oportunidades a explorar, apesar de a bibliografia sobre o assunto ser bem rica, os avanços já realizados, as pesquisas em andamento e o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) conduzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), notadamente no tema Medição, faturamento e combate a perdas comerciais (MF); e o fato de as PNT suscitarem o envolvimento e a participação de muitos atores impactados por elas, como por exemplo: as empresas do setor elétrico, a sociedade como um todo, o Estado, as associações e categorias de classe; as instituições de ensino, os laboratórios de pesquisa, as autoridades constituídas, as agências do Governo Federal, etc. A amplitude das PNT é tamanha, que impacta até mesmo no próprio Custo Brasil. Cumpre observar que o presente trabalho tem seu ponto de partida nas pesquisas de Vieiralves (2005), ao propor um método de cálculo da PNT que se diferencia sobremaneira do método tradicional, e de Penin (2008), ao introduzir uma abordagem multidisciplinar a respeito da PNT.

1.2 Objetivos

Nesta seção são propostos os objetivos do trabalho, que por sua vez estão delineados em geral e específicos.

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral desta dissertação consiste na proposta de uma metodologia de avaliação das PNT baseada na energia medida no transformador de distribuição instalado na rede de distribuição primária, e que alia quesitos técnicos e de gestão, contemplando,

portanto, etapas distintas do macroprocesso de gerenciamento de PNT em uma empresa distribuidora de energia elétrica.

1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos desta dissertação consistem em:

- a) ampliar o conceito multidisciplinar das PNT no contexto das empresas distribuidoras de energia elétrica;
- b) propor uma sistematização das causas gerais das PNT, mediante utilização de uma ferramenta de diagnóstico de problemas – Diagrama de *Ishikawa*;
- c) avaliar, do ponto de vista qualitativo e quantitativo, os impactos de elementos causadores de erros à metodologia de avaliação das PNT, mediante medição da energia diretamente no transformador de distribuição.

1.3 Contribuições

A contribuição deste trabalho consiste em uma metodologia para avaliação e cálculo da PNT, cujas principais características são: alia aspectos técnicos e de gerenciamento na perspectiva de empresas atuantes no segmento de Distribuição do setor elétrico brasileiro; prescinde de que todos os dados e informações necessários sejam relativos ao mesmo período de tempo; possibilita contemplar todas fases do processo de redução da PNT.

Conforme delineado nos objetivos específicos, o aspecto quantitativo da metodologia está baseado na medição da energia injetada no transformador de distribuição, enquanto seu aspecto qualitativo encontra-se fundamentado na sistematização das causas gerais de PNT e na sua componente multidisciplinar nos âmbitos interno e externo de uma empresa distribuidora de energia elétrica.

1.4 Organização da dissertação

O texto desta dissertação está organizado em sete capítulos. Além do presente capítulo introdutório, tem-se que no capítulo 2 são apresentados os principais conceitos, aspectos e formulações envolvendo o tema, assim como os tópicos específicos que darão suporte ao desenvolvimento deste trabalho. A revisão bibliográfica juntamente com a

proposta de trabalho propriamente dita e a metodologia são apresentadas, respectivamente, nos capítulos 3, 4 e 5. Os resultados obtidos, as análises e considerações sobre os mesmos constam no capítulo 6, enquanto no capítulo 7 tem-se as conclusões. As referências e o apêndice (apêndices A e B) encontram-se, respectivamente, na penúltima e última seções.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Considerações iniciais

Neste capítulo, apresenta-se a problemática das perdas de energia elétrica no contexto da Eficiência Energética no qual está centrado o foco da dissertação: as perdas não técnicas de energia, assim como, conceituação, considerações mais relevantes e os elementos que influenciam diretamente no seu cálculo. Também se discorre sobre como se verifica esse tipo de perda nos segmentos da Transmissão e Distribuição do setor elétrico e seu aspecto multidisciplinar ampliado na perspectiva atual de empresas distribuidoras de energia. Por último, tem-se a introdução de uma ferramenta da administração e sua aplicação na sistematização das causas potenciais das perdas não técnicas.

2.2 Energia e Eficiência energética

O conceito de energia que a associa à quantidade de trabalho que um sistema é capaz de fornecer (CAPELLI, 2013, p. 17), apesar de ser bastante disseminado, não traduz plenamente aquela grandeza. É o que se vê, por exemplo, com a energia reativa, muito presente no sistema elétrico de potência (SEP) e reconhecida por não realizar trabalho.

Em 1872, Maxwell propôs a definição de energia como sendo aquilo que permite uma mudança na configuração de um sistema em oposição a uma força que resiste a esta mudança (MARQUES; HADDAD; MARTINS, 2006, p.14).

Mas se por um lado, ainda não existe consenso quanto à definição de energia, por outro, não se discute sua relevância como um dos pilares do desenvolvimento da sociedade e presença em praticamente todos os processos produtivos atualmente estabelecidos. Também vale ressaltar que com as questões e discussões envolvendo sustentabilidade energética, tem sido suscitado, cada vez mais, uma preocupação com o seu uso eficiente.

A energia entendida como a capacidade de promover mudanças de estado, pode apresentar-se fisicamente de diversas formas (MARQUES; HADDAD; MARTINS, 2006, p. 15) e a que será considerada na dissertação será aquela na forma elétrica.

2.3 As perdas totais de energia e suas componentes

Entre a sua “geração”, doravante denominada conversão, e o seu uso por consumidores (usuários finais), a energia “percorre” um longo caminho e, por essa razão, é natural que ocorram perdas de energia.

É bem verdade que com o advento da “geração” distribuída, essas distâncias diminuíram consideravelmente, pois neste caso, os processos de conversão de energia passaram a ficar mais próximo da carga/consumidores, mas ainda assim, verifica-se o fenômeno das perdas.

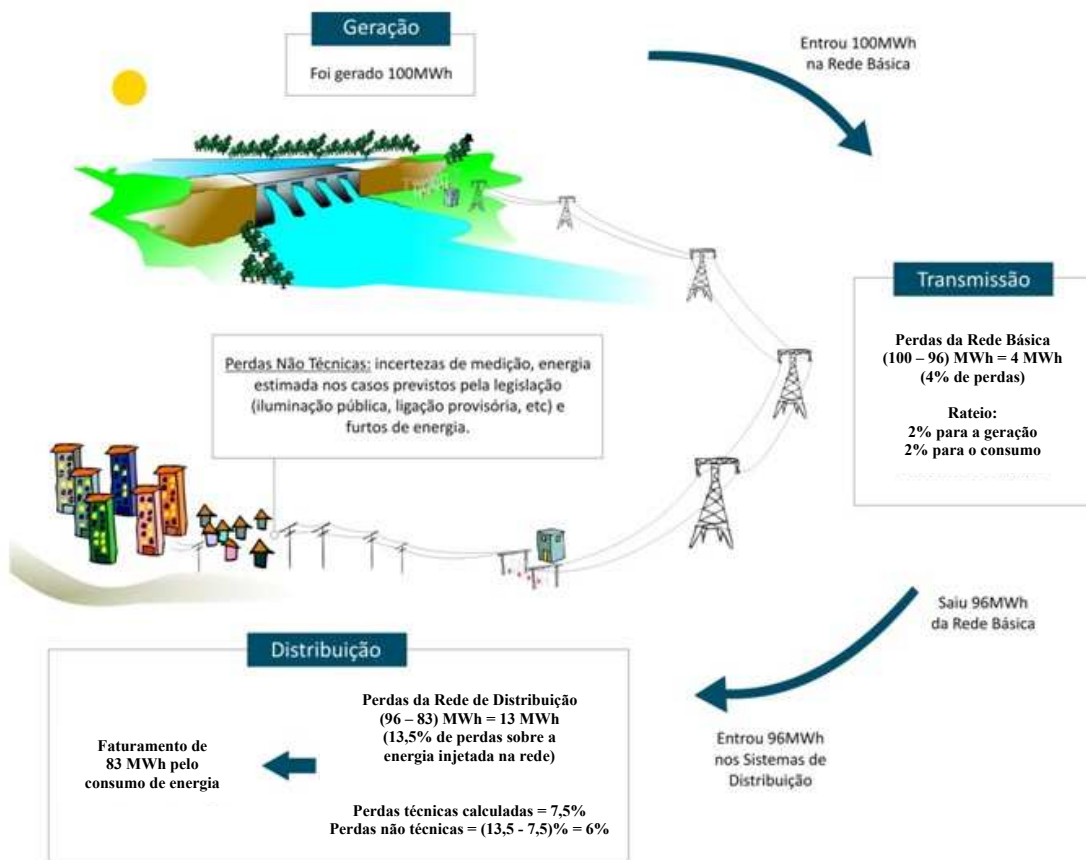
Conforme Dortolina e Nadira (2005, p.1, tradução nossa), as perdas totais do sistema configuram-se na diferença entre a energia comprada (ou produzida) e a energia fornecida (ou vendida) aos usuários finais. E essas perdas possuem duas componentes: as perdas técnicas, causadas pelo efeito Joule; e as perdas não-técnicas, resultantes da medição de receita inadequada ou ausente, com problemas com sistemas de faturamento e/ou cobrança, e/ou com furtos por parte do consumidor.

Na Figura 1 verifica-se uma visão simplificada, do ponto de vista da ANEEL, do caminho entre a conversão de energia e o usuário final, além de uma ideia resumida sobre a relação entre a perda total, PT e PNT.

Do modo como se apresenta na bibliografia, as PT dizem respeito às perdas naturais do sistema, associadas aos processos de conversão e transporte da energia, e que se verificam nos equipamentos, dispositivos e condutores no (SEP), portanto, explicadas pelas Leis da Física. Muito embora as PT sejam naturais e inevitáveis, segundo Smith (2004, p. 2, tradução nossa), “Sistemas de energia que investem significativamente em manutenção e na tecnologia avançada de transmissão e distribuição podem reduzir as perdas técnicas em T&D”.

Também de acordo com Vieiralves (2005, p. 14), é possível viabilizar a gestão das PT mediante aplicação de novas tecnologias, execução de manutenções efetivas, além de uma conveniente ampliação do sistema elétrico em conformidade com a necessidade do mercado. Ainda segundo Vieiralves (2005, p. 15), também é possível classificar as PT de acordo com: sua natureza (perda de demanda ou perda de energia); quanto à localização (global, transmissão e distribuição); e quanto ao segmento (sistema de alta tensão, subestação, rede primária, transformador, rede secundária, ramal de serviço, medidor e outros) do sistema elétrico no qual estão sendo analisadas.

Figura 1 — Visão simplificada do caminho entre a conversão de energia e o usuário final.



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2006).

As PNT constituem a segunda componente das perdas totais e são representadas pela energia consumida pelo usuário final, sem que ocorra a correta medição do consumo realizado, ou seja, a energia é consumida de fato, porém, ou é medida a menor ou não é medida (situação mais crítica). Nessa configuração verifica-se, portanto, um prejuízo à empresa responsável pela distribuição de energia – doravante chamada de distribuidora de energia ou somente distribuidora – pelo fato de que a medição da energia consumida implica diretamente no seu faturamento, ou seja, o valor da energia consumida apresentada na fatura (conta de energia) do consumidor.

Sendo assim, as PNT têm sua origem essencialmente no faturamento incorreto da energia consumida. Porém, as causas disso podem ser muitas e estão mais atreladas às questões gerenciais. Essas causas, via de regra, localizam-se na unidade consumidora (UC) onde se dá o uso final da energia elétrica, ou então, ao longo das redes de distribuição em

média tensão (MT) e baixa tensão (BT), por meio das quais a energia chega até o usuário final, como por exemplo: medidor defeituoso, medidor manipulado (com fraude), medidor ausente, ligação clandestina (furto); subestação clandestina (furto), desvio de energia (furto), erro no cadastro da UC, acessórios de medição manipulados (com fraude), erro de leitura do medidor, erro de medição, cargas e circuitos não medidos, etc.

Pelo exposto, as duas componentes das perdas totais possuem características bem específicas e duas diferenças cruciais, como: as PT têm sua origem em fenômenos naturais, enquanto as PNT originam-se de questões gerenciais relacionadas à distribuição da energia; na PT verifica-se uma perda de energia que não chega até o consumidor, pois se converte em outra forma de energia no caminho, enquanto na PNT, a energia chega ser consumida de fato, porém, não é medida corretamente, portanto, não faturada corretamente.

2.4 A problemática das perdas de energia

Embora o tema central desta dissertação seja PNT, não há como dissociá-las completamente das PT, de modo que será comum, ao longo do trabalho, menções sobre elas.

Do ponto de vista prático, as perdas de energia afetam diretamente o setor elétrico e a vários segmentos da sociedade.

De acordo com Vieiralves (2005, p. 14), “A energia elétrica é um bem derivado da exploração dos recursos da natureza, portanto, o seu uso racional deve ser incentivado, sob pena de legarmos às gerações futuras problemas sociais maiores do que a nossa capacidade de solução.”

Em linhas gerais, é possível apontar 6 (seis) grandes impactos que as perdas de energia, notadamente as PNT, ocasionam ao sistema elétrico e aos consumidores em geral. São eles:

- a) risco de morte àquele que utiliza de algum artifício para provocar uma PNT, como por exemplo: manipular o medidor de energia, executar uma ligação clandestina, provocar um desvio de energia, etc.;
- b) comprometimento da qualidade do fornecimento de energia, pois o consumo da energia, sem que a mesma seja faturada corretamente, não impõe, naturalmente, limites financeiros a quem o faz – quem não paga pela energia que consome, quase sempre não se preocupa com o quanto vai usá-la. Assim, esse tipo de prática causa sobrecarga e falência dos equipamentos e das redes de distribuição de energia;

- c) reflexo direto na tarifa de energia elétrica, uma vez que o índice das PNT é considerado pela ANEEL nos processos periódicos de revisão tarifária;
- d) diminuição da arrecadação de imposto pelo Estado, pois o imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços (ICMS) não incide sobre a energia que não é faturada;
- e) desequilíbrio econômico-financeiro para a distribuidora de energia em sua área de concessão, uma vez que compra a energia, porém, não recebe por seu produto distribuído;
- f) concorrência desleal entre os estabelecimentos e empreendimentos que têm a energia como um dos principais insumos do seu processo produtivo – quem não paga pela energia que consome, pode oferecer produtos e serviços com menor preço, uma vez que em sua planilha de custos não consta um indispensável insumo: a energia.

Desse modo, não é difícil compreender o tamanho e as dimensões da problemática envolvendo as PNT. Em Rocha (2011, quarta capa), Jerson Kelman afirma:

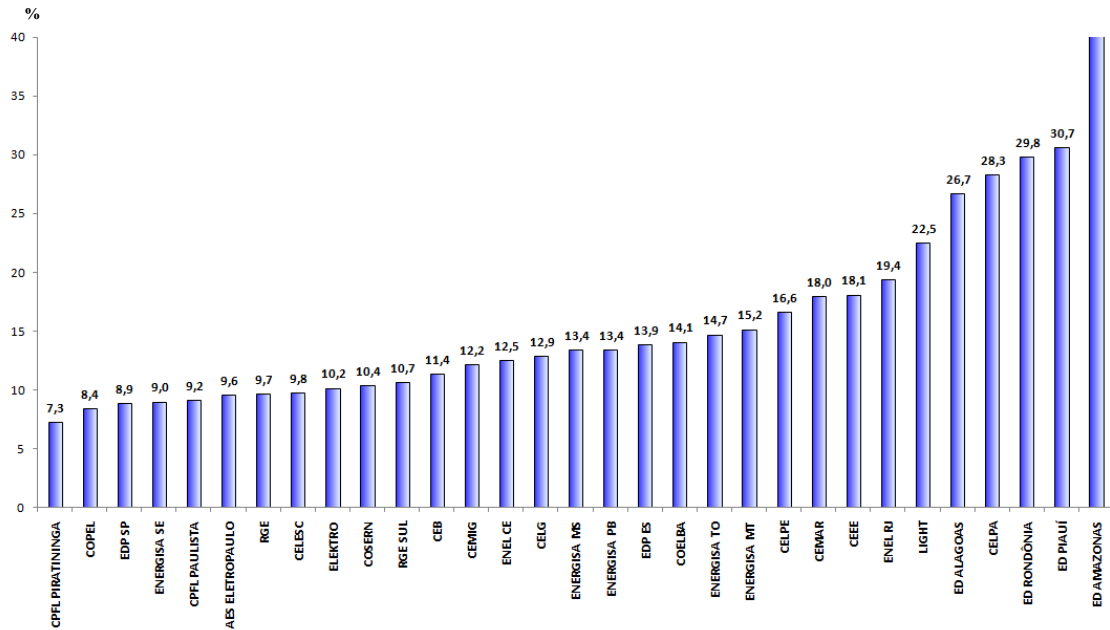
Obviamente, é importante diminuir a conta de luz dos consumidores honestos obrigando os desonestos a pagarem o que consomem. Porém, isso não é tudo: o combate ao furto de energia e de equipamentos elétricos - principalmente cabos de cobre - transcende o domínio da economia. Trata-se de um combate em defesa do processo civilizatório e contra a barbárie. Trata-se de saber se o que vai prevalecer em nosso país são as regras de convivência de uma sociedade que respeita os interesses coletivos, ou a anomia resultante da colagem dos interesses individuais.

Embora tenha se respeitado a regra da citação direta no parágrafo anterior, deve se ressaltar que o termo “conta de luz” constitui uma simplificação inadequada adotada por alguns agentes do setor elétrico e por alguns membros dos meios de comunicação, pois, o termo tecnicamente correto é “fatura de energia elétrica”.

Apesar do avanço tecnológico, verifica-se nos últimos anos um aumento, em nível mundial, das perdas de energia elétrica. Em muitos países os valores de PNT são significativos e economicamente elevados (BASTOS; OLIVEIRA, 2017, p. 129), sendo que a posição do Brasil também converge para essa perspectiva.

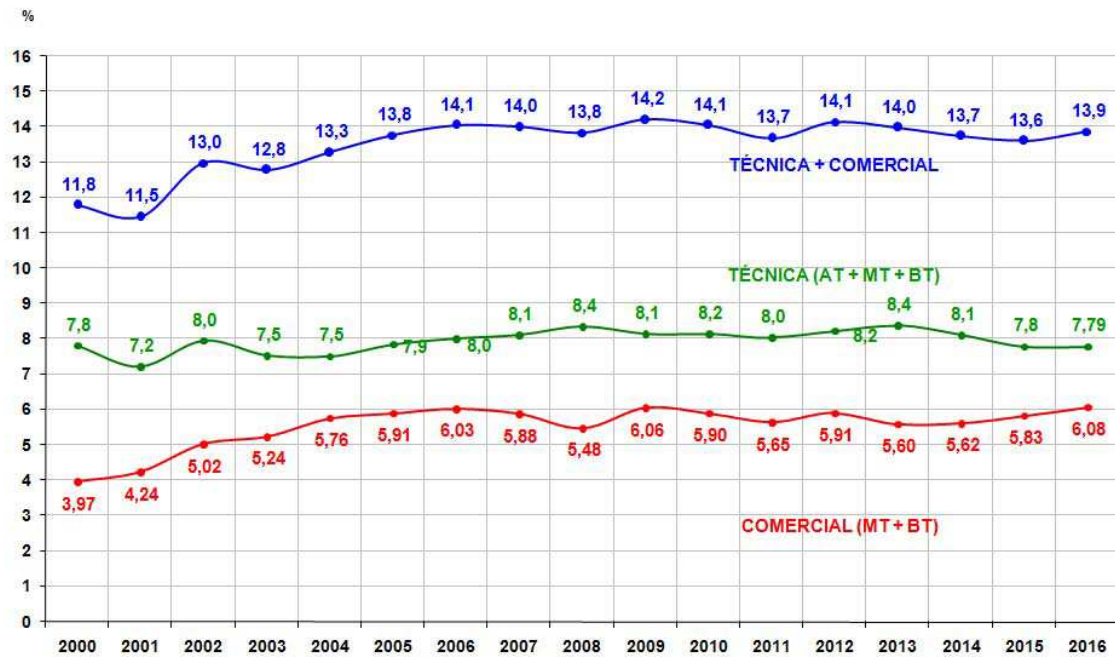
Atualmente, existem no Brasil aproximadamente sessenta e três empresas atuando no segmento de Distribuição de energia elétrica. Na Figura 2 é apresentado o gráfico das perdas totais em quase metade dessas empresas e na Figura 3 verificam-se as trajetórias das perdas total, técnica e comercial (não técnica) no conjunto dessas empresas no período de 2000 a 2016.

Figura 2 — Percentual de Perdas do Sistema Global em 2017 (ref. 2016).



Fonte: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (2017).

Figura 3 — Percentual de Perdas em Relação à Energia Injetada no Sistema Global das sessenta e três Distribuidoras.



Fonte: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (2017).

No gráfico da Figura 2 se vê que mais da metade das empresas distribuidoras de energia possuem perda total superior a 10%. E quanto ao gráfico da Figura 3, se vê que a curva da perda total (técnica + comercial) é igual à curva da perda técnica (nos segmentos de alta tensão AT, MT e BT) mais a curva da perda comercial (nos segmentos de MT e BT). No gráfico da Figura 3 merecem destaque:

- a) em 2013 houve inversão na curva de PT, mantendo a tendência de queda até 2015 e praticamente se estabilizando em 2016;
- b) em 2013 também houve inversão na curva de PNT. Porém, ao contrário do que ocorreu com a curva de PT, vem mantendo a tendência de crescimento até 2016;
- c) muito embora a curva da perda total apresentasse uma tendência de queda desde 2012, teve uma inversão em 2015 e agora vem mantendo a tendência de crescimento, o que se explica pelo verificado nas alíneas a) e b);
- d) numa visualização qualitativa é possível concluir, pelos traçados das curvas, que o problema das perdas de energia tem sido recorrente no período de 2000 a 2016, uma vez que não se conseguiu impor, em nenhum momento, uma tendência de queda acentuada.

2.5 Considerações relevantes sobre as PNT

Entre os principais impactos apontados na seção 2.4 há aquele relacionado diretamente com a situação financeira de uma empresa que atua no segmento de Distribuição de energia elétrica. Quando a distribuidora não recebe os valores devidos pela energia fornecida aos seus consumidores, configura-se um desequilíbrio econômico-financeiro que pode trazer sérias consequências para a sua sobrevivência. Na visão de Smith (2004, p. 1, tradução nossa),

As perdas financeiras são críticas para muitas organizações de energia elétrica. Ganhos perdidos podem resultar em falta de lucros, escassez de fundos para investimento na capacidade e melhoria do sistema de energia e uma necessidade de expandir a capacidade de geração para lidar com as perdas de energia.

Nesse contexto, identifica-se, portanto, uma forte motivação para se resolver o problema das perdas de energia, notadamente daquela componente, as PNT, sobre a qual a distribuidora pode exercer uma atuação mais rápida e com a possibilidade de se obter resultados em prazos mais curtos.

Como medir as PNT? Quais as causas? Quais os valores? Onde estão localizadas? Essas são perguntas importantes e merecedoras das respostas mais acertadas possíveis. Ocorre que nem sempre se consegue responder tais perguntas a contento, sem falar que as respostas de hoje podem não ser as mesmas de amanhã, dada a dinâmica do problema.

Identificar a PNT é ainda um grande desafio para algumas empresas do setor elétrico e diz respeito a: saber como avaliá-la, conhecer suas causas, quantificá-la e localizá-la. Nem sempre se consegue atender esses 4 (quatro) requisitos simultaneamente e nem sempre é possível fazê-lo, ainda que individualmente, em todos os segmentos do setor elétrico.

Assim, identificar as PNT pode ser comparada, grosso modo, ao problema de encontrar uma agulha no palheiro. Dependendo da quantidade de agulhas e do tamanho do palheiro, o problema pode ser mais ou menos complexo. Para resolvê-lo, faz-se necessário compreendê-lo bem e dispor basicamente de recursos (ferramentas, dispositivos, pessoas envolvidas) e uma técnica (método ou *modus operandi*).

Segundo Nizar *et al.* (2006, p. 2, tradução nossa), “Devido à importante necessidade de superar o problema das perdas não técnicas, tem crescido dramaticamente o número de técnicas e pesquisas para detectar fraudes e prevê que elas aconteçam”.

2.5.1 Um cálculo estimado das PNT

“Perdas técnicas e não-técnicas requerem gerenciamento eficiente contínuo pelas concessionárias para averiguar os fatores responsáveis por elas e, conseqüentemente, como minimizá-las.” (DAVIDSON, 2002, p. 1, tradução nossa). A avaliação das PNT possui especificidades que precisam ser observadas, de modo a se ter uma compreensão adequada dessa problemática.

A energia injetada em um determinado circuito do sistema elétrico, por exemplo, um transformador de distribuição instalado na rede de distribuição de MT, possui, via de regra, 3 (três) parcelas: uma relativa ao consumo das UC e cargas não medidas atendidas regularmente pela distribuidora de energia, portanto, efetivamente faturados; outra correspondente às PT mediante os fenômenos de conversão, transporte e medição da energia; e outra correspondente às PNT devido aos consumos faturados parcialmente ou não faturados e estimados. Ocorre que na medição dessa energia injetada não é possível, pelo menos até o momento, distinguir cada uma dessas parcelas separadamente, ou seja, medi-las; o que se

pode medir efetivamente é a energia total injetada no transformador de distribuição. De acordo com Dortolina e Nadira (2005, p.1, tradução nossa),

Mesmo que as perdas totais do sistema sejam simples de calcular, sua decomposição nas componentes técnica e não técnica geralmente não é conhecida. [...]. Dado que as altas taxas de perda são geralmente devidas a perdas não técnicas, é bastante importante ser capaz de estimar essas perdas com precisão. A maneira óbvia de fazer isso – dado que as perdas totais do sistema são fáceis de calcular – é calcular/estimar as perdas técnicas por meio de simulações e então estimar as perdas não técnicas como a diferença entre as perdas totais do sistema e as perdas técnicas. O problema é que, muitas vezes, os dados completos necessários para estimar as perdas técnicas não estão disponíveis.

Na Expressão 1 tem-se o equacionamento para o cálculo estimado de PNT, onde P_T é a perda total, P_{PT} é a perda técnica e P_{PNT} é a perda não técnica.

$$P_{PNT} = P_T - P_{PT}. \quad (1)$$

O cálculo estimado da perda total P_T é dado pela Expressão 2, onde E_{INJ} é a energia injetada no circuito alvo da análise e E_{FATi} é o somatório das energias faturadas nas UC e cargas não medidas atendidas regularmente pelo mesmo circuito.

$$P_T = E_{INJ} - \sum_{i=1}^n E_{FATi}. \quad (2)$$

Uma vez que é possível estimar a PNT mediante diferença entre a perda total do circuito alvo do estudo e a PT calculada, a aplicação de sistemas de medição operacional (SMO) – que não se destinam a medir a energia para fins de faturamento, mas sim para medir a energia injetada em alguma parte do sistema elétrico – tornou-se uma estratégia adotada por muitas distribuidoras de energia, em níveis e estágios diferenciados.

A adoção de SMO tornou possível a segmentação da PNT em circuitos menores do sistema elétrico, ou seja, agora é possível identificá-la cada vez mais próximo das UC que realizam o uso final da energia.

Nesse contexto, é possível afirmar, pelo menos teoricamente, que: quanto mais próximo da UC estiver o SMO, melhor será a segmentação da PNT; e a sua utilização melhora sobremaneira o gerenciamento das distribuidoras no tocante à avaliação das PNT.

Assim, para que essas duas afirmações se tornem realidade, faz-se necessário que a base de dados cadastrais da distribuidora esteja atualizada, os processos de leitura e

faturamento estejam organizados e existam programas computacionais para fazer o cálculo estimado da PT e PNT.

O método de cálculo estimado da PNT discorrido nesta seção consiste na realização de um balanço energético, ou seja, a comparação entre as energias injetada, em um determinado circuito do sistema elétrico, e consumida pelas cargas atendidas por esse circuito, em um mesmo intervalo de tempo. Trata-se de uma prática muito conhecida e utilizada no setor elétrico, que por sua vez fundamenta-se no Princípio de Conservação de Energia.

O balanço energético a partir de SMO instalados em pontos estratégicos do sistema elétrico requer investimento em ativos (sistemas de medição, infraestrutura de comunicação, sistema computacional), capital humano e custeio com manutenção, que serão tanto mais elevados quanto mais abrangente for o segmento do sistema elétrico monitorado, porém, apresenta vantagens dignas de nota, quando comparado com os métodos estatísticos ou que envolvem inteligência computacional. Destacam-se vantagens como:

- a) suportado por processo de medição de energia elétrica, portanto, determinístico, consolidado e bastante assertivo;
- b) com sua aplicação é possível concluir, ou não, sobre a existência de perdas de energia no segmento monitorado;
- c) possibilita as ações de localização e também de acompanhamento das PNT;
- d) apresenta perenidade, ou seja, com o acompanhamento a partir do balanço energético é possível monitorar os resultados obtidos com as ações de mitigação das PNT e sua dinâmica (recoo ou recrudescimento), pois suas causas mudam ou se deslocam no sistema elétrico;
- e) possui flexibilidade, pois é possível implantá-lo de forma gradativa em diferentes circuitos do sistema elétrico, de acordo com os estudos e análises de viabilidade econômica;
- f) possibilita a localização de PNT independentemente do tipo de irregularidade que a provoca e também em situações nas quais a unidade beneficiada inexistente para a distribuidora, como é o caso de: ligações clandestinas; irregularidades em pontos do sistema elétrico responsáveis por atendimento coletivo (conexões em pontos de energia não medida para atender cargas ambulantes e feiras instaladas em via pública); e outras conexões mais agressivas diretamente em circuitos de MT.

O uso de tecnologias avançadas e o advento de novos materiais propiciaram a modernização de instrumentos e equipamentos já existentes, assim como o desenvolvimento de outros, possibilitando a disseminação de SMO e sua integração com outros equipamentos.

Esse movimento também possibilitou o desenvolvimento de infraestruturas de medição avançada, o que facilitou ainda mais a segmentação das PNT na direção das UC, assim como seu monitoramento em tempo real. Desse modo, a aquisição desse tipo de ativo (SMO e infraestrutura de medição avançada) por parte das distribuidoras de energia, tornou-se muito almejada, pois isso facilita sobremaneira a tomada de decisão com relação ao trabalho das equipes responsáveis por localizar as UC e os pontos do sistema elétrico onde estão ocorrendo as PNT.

Ainda com relação à avaliação das PNT, há dois aspectos que merecem ser comentados. As distribuidoras de energia precisam realizar um acompanhamento periódico das PNT, de modo a fazer um gerenciamento adequado das mesmas. Na prática de muitas empresas, a periodicidade tem sido mensal quando o que se quer estimar é a PNT de toda a empresa, ou seja, mensalmente a PNT é estimada, de modo a se verificar sua evolução. Essa periodicidade pode ser menor quando se acompanha a PNT de uma parte apenas do sistema elétrico, como é o caso, por exemplo, de um transformador de distribuição ou segmento de uma rede de distribuição de BT. O segundo aspecto diz respeito ao fato de que a estimativa de PNT mediante a perda total e o cálculo da PT, possui incertezas que merecem considerar e, por essa razão, a estimativa se dá em base anual (nos últimos 12 meses, desconsiderando o mês da rotina de apuração).

Consoante Bastos e Oliveira (2017, p. 134), o índice das perdas costuma ser apurado no período de um ano devido à sazonalidade verificada no consumo de energia de muitas UC e aos ciclos de leitura vigentes nas distribuidoras. Esse último aspecto será explicado na seção 2.5.2.

2.5.2 Tópicos adicionais sobre o cálculo das PNT

Há aspectos que merecem destaque no somatório das energias faturadas presentes na expressão 2, pelo fato de constituírem valores faturáveis de energia que não correspondem às UC atendidas pelo circuito alvo de análise, são eles: energia faturada devido ao sistema de iluminação pública (IP) e energia faturada decorrente de processos administrativos de recuperação de receita. Outro ponto merece realce, pois também afeta diretamente o somatório referido: o calendário de leitura dos medidores de energia das UC.

2.5.2.1 O sistema de iluminação pública

A utilização de energia elétrica para fins de iluminação é muito explorada nas ações e projetos de efficientização energética, pelo fato de os projetos não apresentarem grande complexidade na sua execução e serem viáveis economicamente. Neste trabalho, esse tipo de serviço está representado pela IP.

Segundo Silva (2006, p. 11), um dos primeiros serviços energéticos produzidos a partir da energia elétrica foi a iluminação pública.

Verifica-se no diagrama de blocos da Figura 4 que o processo que resulta no serviço de IP não é complexo, embora envolva muitos aspectos e especificações técnicas.

Figura 4 — Fluxograma simplificado do serviço de iluminação pública.



Fonte: adaptado de Silva (2006).

“A iluminação pública (predominantemente de rua) participa com 2,3% do consumo global de eletricidade.” (REUSEL, 2008 *apud* KOSTIC; DJOKIC, 2009, p. 1565, tradução nossa). E no Brasil, de acordo com dados do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), a IP corresponde a aproximadamente 4,5% da demanda nacional e a 3,4% do consumo total de energia elétrica do país, equivalente a uma demanda de 2,2 GW e a um consumo de 10,3 bilhões de kWh/ano (ELETROBRAS PROCEL, 2007, 2012 *apud*

VASCONCELOS; LIMBERGER, 2013, p. 205). Ainda de acordo com a mesma fonte, devem existir no Brasil em torno de 14,7 milhões de pontos de IP, sendo que mais de 60% desses pontos já foram alvo do Programa Procel Reluz (ELETROBRAS PROCEL, 2012 *apud* VASCONCELOS; LIMBERGER, 2013, p. 31).

Conforme dados mais atualizados da EPE, verifica-se na Tabela 1 a participação da IP no consumo cativo faturado em 2017, comparado com as demais classes tarifárias; enquanto na Tabela 2 é possível identificar a evolução do consumo cativo da IP em cinco anos consecutivos, assim como seu crescimento percentual, ano a ano, no mesmo intervalo de tempo.

Tabela 1 — Consumo cativo de energia elétrica faturado no Brasil em 2017.

CLASSE TARIFÁRIA	CONSUMO (GWh)	PARTICIPAÇÃO (%)
Industrial	39.564	12,4
Residencial	134.368	42,0
Comercial	72.867	22,8
Rural	27.563	8,6
Iluminação Pública	15.443	4,8
Serviço Público	12.273	3,8
Poder Público	14.783	4,6
Próprio	3.096	1,0

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2018a).

Tabela 2 — Consumo cativo de energia elétrica da IP no Brasil.

ANO	CONSUMO (GWh)	VARIAÇÃO (%)
2013	13.512	—
2014	14.043	3,9
2015	14.716	4,8
2016	15.035	2,2
2017	15.443	2,7

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2018a).

Pelos números apresentados e pelo histórico de evolução da IP, compreende-se sua representatividade no sistema elétrico brasileiro. Sendo assim, não poderia deixar de ser contemplada no contexto da Eficiência Energética, especialmente no que diz respeito às perdas de energia elétrica.

Do ponto de vista regulatório, a IP constitui um tipo de carga para a qual a distribuidora de energia não é obrigada a instalar sistema de medição. O sistema de IP, apesar de ser aparentemente simples, reveste-se de algumas particularidades relevantes: seu principal

objetivo se reduz a visibilidade com vistas à segurança; possui elevada penetração, pois quase sempre acompanha as redes de distribuição secundária; salvo algumas exceções, é instalado nos postes da rede de distribuição, porém, é de responsabilidade do poder público municipal, salvo nos casos em que há contrato específico entre a distribuidora e o ente municipal; oferece grande vulnerabilidade a conexões irregulares e é muito dinâmico.

A iluminação pública tem como principal objetivo proporcionar visibilidade para a segurança do tráfego de veículos e pedestres, de forma rápida, precisa e confortável. Os projetos de iluminação pública devem atender aos requisitos específicos do usuário, provendo benefícios econômicos e sociais para os cidadãos [...]. (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012, p. vii).

No tocante à IP, a ANEEL possui uma seção específica (Da Iluminação Pública) em sua Resolução Normativa N° 414, de 9 de setembro de 2010, na qual disciplina relação entre a distribuidora de energia e o poder público municipal, assim como o período de operação da IP. Na mesma resolução, doravante denominada Resolução 414/2010, há também várias menções sobre a IP.

Na distribuidora de energia o faturamento da IP é realizado por estimativa. E como é muito comum a ampliação e alteração do sistema de IP, além de ocorrências diárias (lâmpadas apagadas e outras acesas durante todo o dia) no sistema sem que o ente público comunique o fato à distribuidora de energia, verifica-se uma rápida desatualização do cadastro da IP na base de dados da distribuidora. Esse fato tem levado a IP a ser uma das causas frequentes de PNT.

2.5.2.2 Processos administrativos de recuperação de receita

Essa seção fundamenta-se no Artigo 129 da Resolução 414/2010. “Na ocorrência de início de procedimento irregular, a distribuidora deve adotar as providências necessárias para sua fiel caracterização e apuração do consumo não faturado ou faturado a menor.” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010, p. 86).

Do ponto de vista energético, um dos três principais benefícios esperados de medidas de mitigação de PNT é a Energia Recuperada. Essa energia é calculada mediante revisão do faturamento da UC durante o período de tempo no qual se avalia que alguma irregularidade no consumo de energia (ICE) esteve presente na UC.

Dada a importância desse tipo de ação por parte da distribuidora, no sentido de estabelecer uma ação de cobrança puramente no âmbito administrativo, criou-se a figura do processo administrativo de recuperação de receita. Essa denominação não constitui um padrão

adotado entre as distribuidoras, mas representa o conjunto de evidências reunidas e providências adotadas no sentido de faturar a energia elétrica recuperada, sendo esse faturamento um dos pontos culminantes das ações de mitigação de PNT.

Na Figura 5 é possível observar uma comparação, divulgada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), entre distribuidoras com os melhores resultados no tocante a resultados decorrentes de processos administrativos de recuperação de receita. Verifica-se que os valores de energia são bem relevantes, apesar de os valores percentuais com relação ao mercado de energia e ao número de consumidores serem inferiores a 3%.

Em termos práticos, a distribuidora pode enfrentar sérias dificuldades com a fiscalização da ANEEL, caso não siga à risca o que determina essa Agência em sua resolução normativa sobre caracterização da irregularidade e recuperação de receita; e mesmo que a empresa esteja atenta ao direcionamento da ANEEL, ainda assim poderá sofrer grandes resistências por parte do Poder Judiciário.

Figura 5 — Demonstrativo de recuperação de receita no período de dez/2012 a nov/2013 – comparativo entre empresas distribuidoras.

Cobrança do Consumo Irregular Comparação entre Distribuidoras – (Dez12 a Nov13)							
 ABRADEE	EMPRESAS						
	CPFL Paulista	ELETROPAULO	ELETOBRAS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS	CEMAR	LIGHT	CELPA	CEMIG
No de processos administrativos	15.284	3.618	11.808	10.779	30.901	9.300	56.857
Energia recuperada (MWh)	46.507	33.537	156.809	21.825	120.034	50.000	137.329
Valor faturado (R\$ x Mil)	22.003	10.845	54.822	11.029	61.070	21.000	95.890
% Energia recuperada em relação ao mercado	0,22%	0,09%	2,84%	0,46%	0,60%	0,78%	0,56%
% Consumidores autuados em relação ao mercado	0,40%	0,06%	1,60%	0,53%	0,86%	0,48%	0,76%

Fonte: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.

2.5.2.3 Medição de energia versus calendário de leitura

Conforme apresentado, o cálculo estimado da PNT depende do cálculo estimado da PT e do valor da perda total, que por sua vez, depende dos valores medidos da energia

injetada em um determinado circuito e da energia consumida nas UC atendida pelo circuito, ou seja, da energia faturada. Um aspecto que merece consideração, diz respeito à incompatibilidade entre os processos de medição da energia injetada no circuito e do faturamento das UC atendidas pelo circuito.

Nas Figuras de 6 a 8 tem-se os recortes de faturas de energia elétrica, relativas a junho/2018, emitidas por duas distribuidoras (empresa A e empresa B).

A Figura 6 corresponde a consumidor atendido pela empresa A e as Figuras 7 e 8 correspondem a dois consumidores atendidos pela empresa B, porém, em cidades e regionais distintas.

Nesses recortes é possível identificar as datas de leitura (anterior e atual) e as respectivas leituras do medidor de energia elétrica, sendo que a subtração entre as mesmas resulta no consumo de energia elétrica da UC.

Figura 6 — Recorte de fatura de energia elétrica de consumidor 1 atendido pela empresa A.

Conta referente a	Apresentação	Data prevista da próxima leitura	CPF/ CNPJ/ RANI
JUN/2018	15/06/2018	17/07/2018	[REDACTED]
UC (Unidade Consumidora): [REDACTED]			
Canal de contato			
Anterior		Atual	
Data	Leitura	Data	Leitura
16/05/18	26533	15/06/18	26633
Constante		Consumo	Dias
1		100	30

Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 7 — Recorte de fatura de energia elétrica de consumidor 2 atendido pela empresa B.

Conta referente a	Apresentação	Data prevista da próxima leitura	CPF/ CNPJ/ RANI
JUN/2018	12/06/2018	12/07/2018	[REDACTED]
UC (Unidade Consumidora): [REDACTED]			
Canal de contato			
Anterior		Atual	
Data	Leitura	Data	Leitura
11/05/18	33442	12/06/18	33608
Constante		Consumo	Dias
1		166	32

Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 8 — Recorte de fatura de energia elétrica de consumidor 3 atendido pela empresa B.

Conta referente a	Apresentação	Data prevista da próxima leitura	CPF/ CNPJ/ RANI
JUN/2018	26/06/2018	26/07/2018	[REDACTED]
UC (Unidade Consumidora): [REDACTED]			
Canal de contato			
Anterior		Atual	
Data	Leitura	Data	Leitura
25/05/18	31700	26/06/18	31899
Constante		Consumo	Dias
1		199	32

Fonte: elaborada pelo autor.

A partir de faturas de energia fornecidas pelos mesmos consumidores, com meses de referência no período de fevereiro a julho de 2018, foi construída a Tabela 3, na qual é possível identificar, para cada consumidor em cada mês/ano, as datas de leitura inicial e final, assim como a quantidade de dias considerados no faturamento de cada consumo mensal de energia e a quantidade de dias no mês civil.

A partir dos recortes apresentados e da Tabela 3, identifica-se que: as datas de leitura, anterior e atual, não correspondem aos dias primeiro e último do mês, ou seja, o intervalo de leitura não corresponde ao mês civil; e que a quantidade de dias considerados no faturamento da UC não corresponde, necessariamente, a mesma quantidade de dias do mês civil.

Segundo Méffe (2006, p. 22), “Geralmente, o consumo faturado armazenado na base de faturamento das concessionárias refere-se ao período de um mês.” O processo de medição da energia elétrica injetada no intervalo de trinta dias não oferece grandes dificuldades operacionais e por essa razão, pode ser realizado dentro do mês civil. O mesmo não pode ser dito com relação ao processo de leitura das UC de uma distribuidora. Verifica-se que as leituras de uma grande quantidade (da ordem de milhares) de UC não podem ser todas executadas no primeiro dia do mês e depois no último dia mesmo mês, pois isso é impraticável do ponto de vista operacional.

Tabela 3 — Dados de leitura e faturamento disponibilizados por consumidores atendidos pelas empresas A e B.

FATURAMENTOS DE 2018	Empresa A			Empresa B		
	Consumidor 1	Consumidor 2	Consumidor 3	Consumidor 1	Consumidor 2	Consumidor 3
Fev/2018				Mai/2018		
Data inicial:	15/01/18	10/01/18	24/01/18	Data inicial:	16/04/18	11/04/18
Data final:	14/02/18	07/02/18	23/02/18	Data final:	16/05/18	11/05/18
No de dias no mês		28		No de dias no mês		31
No de dias faturados	30	28	30	No de dias faturados	30	30
Mar/2018				Jun/2018		
Data inicial:	14/02/18	07/02/18	23/02/18	Data inicial:	16/05/18	11/05/18
Data final:	15/03/18	12/03/18	26/03/18	Data final:	15/06/18	12/06/18
No de dias no mês		31		No de dias no mês		30
No de dias faturados	29	33	31	No de dias faturados	30	32
Abr/2018				Jul/2018		
Data inicial:	15/03/18	12/03/18	26/03/18	Data inicial:	15/06/18	12/06/18
Data final:	16/04/18	11/04/18	25/04/18	Data final:	17/07/18	12/07/18
No de dias no mês		30		No de dias no mês		31
No de dias faturados	32	30	30	No de dias faturados	32	30

Fonte: dados da pesquisa.

Usualmente, as distribuidoras desenvolveram uma logística própria na qual é realizada a visita de UC cujos medidores de energia devem ser lidos num mesmo dia do mês e, posteriormente, após 30 dias, aproximadamente – isso equivale a uma rota de leitura. Da mesma forma, existirão outras rotas de leitura com UC tendo os seus medidores lidos em dias distintos ao longo de todo o mês.

Em face disso, é que a Agência Nacional de Energia Elétrica (2010, p. 65), em seu Artigo 84, determina que a distribuidora deve realizar as leituras em intervalos aproximados de 30 (trinta dias), observados o mínimo de 27 (vinte e sete) e o máximo de 33 (trinta e três) dias, de acordo com o calendário de leitura.

Essa dinâmica pode ser observada na Tabela 4, elaborada a partir de Cronograma de Leitura e Faturamento de todos os consumidores atendidos em BT, fornecido pela Empresa B. O cronograma disponibilizado contempla todas as datas de leitura dos medidores de energia, mês a mês, no período de dezembro/17 a setembro/18, porém, a tabela referida contempla somente os meses de janeiro e fevereiro de 2018 por ser suficiente para elucidar o que se pretende nesta seção. Na Tabela 4 estão presentes, além das datas de leitura dos medidores, a quantidade de dias considerados no faturamento da UC e a diferença com relação à quantidade de dias (31) do mês de janeiro.

Tabela 4 — Cronograma de leitura em UC atendidas em BT nos meses de janeiro e fevereiro de 2018.

LIVRO	JAN. / 2018	FEV. / 2018	QUANT. DE DIAS	DIFER. DE DIAS
1	03/jan	01/fev	29	-2
2	04/jan	02/fev	29	-2
3	05/jan	05/fev	31	0
4	08/jan	06/fev	29	-2
5	09/jan	07/fev	29	-2
6	10/jan	08/fev	29	-2
7	11/jan	09/fev	29	-2
8	12/jan	14/fev	33	2
9	15/jan	15/fev	31	0
10	16/jan	16/fev	31	0
11	17/jan	19/fev	33	2
12	18/jan	20/fev	33	2
13	19/jan	21/fev	33	2
14	22/jan	22/fev	31	0
15	23/jan	23/fev	31	0
16	24/jan	26/fev	33	2
17	25/jan	27/fev	33	2
18	26/jan	28/fev	33	2

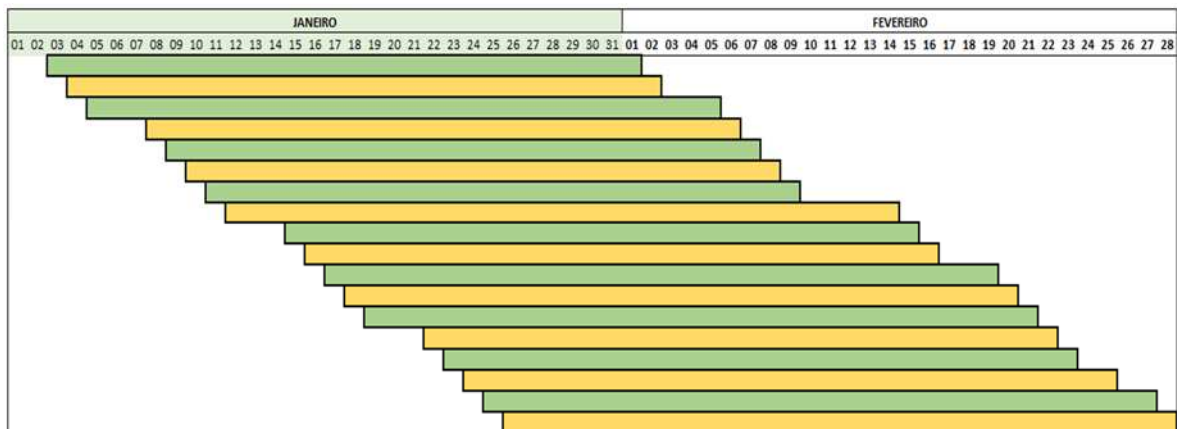
Fonte: dados da pesquisa.

Por essa razão, percebe-se que o processo de leitura das UC da distribuidora não ocorre no intervalo do mês civil e não corresponde, necessariamente, a um intervalo de trinta dias. Assim, pode-se afirmar que não é compatível com o processo de medição da energia injetada que ocorre no mês civil e no intervalo de trinta dias, aproximadamente.

Na Figura 9, que constitui uma representação visual da Tabela 4, é possível visualizar claramente a não compatibilidade entre as duas bases de tempo, dos processos de medição da energia injetada (ocorrido no mês civil com intervalo de 31 dias) e do faturamento das UC (ocorrido fora do mês civil e com intervalos que variam de 29 a 33 dias).

Desse modo, ao se calcular a perda total fazendo a diferença entre a energia injetada e a energia faturada, o resultado não refletirá na comparação entre grandezas medidas no mesmo intervalo de tempo, portanto, um resultado sujeito a variações mês a mês e questionável.

Figura 9 — Representação visual do cronograma de leitura apresentado na Tabela 4.



Fonte: elaborada pelo autor.

2.5.3 As PNT na Distribuição e na Transmissão

Na seção 2.5.1 discorreu-se sobre o modo de avaliação da PNT e as expressões para o seu cálculo estimado, sendo considerado um determinado circuito do sistema elétrico. Nesta seção serão apresentadas estimativas de PNT e considerações para os segmentos de Distribuição e da Transmissão do SEP.

Pela conceituação apresentada até aqui, conclui-se que a PNT pode se dar em vários segmentos do sistema elétrico, desde que exista uma UC e um circuito (rede de distribuição ou linha de transmissão) para transportar energia até ela, ou seja, atendê-la.

Verifica-se, no entanto, que não é razoável admitir PNT em níveis de tensão superiores às praticadas no segmento de Distribuição, muito embora não se descarte a possibilidade de que venha acontecer, uma vez que sistemas de medição, de um modo geral, mesmo os mais modernos, são suscetíveis a falhas.

Por outro lado, tais sistemas de medição são monitorados de forma mais criteriosa, possuem sistema de medição de retaguarda e fazem parte de um rigoroso programa de manutenção, fazendo com que eventuais falhas sejam rapidamente corrigidas sem que haja maiores prejuízos.

Conforme Dortolina e Nadira (2005, p.2, tradução nossa), “As perdas totais do sistema podem ser desagregadas em perdas de transmissão e distribuição, como segue:”, onde T_{LT} e T_{LNT} são as perdas técnica e não técnica na transmissão, respectivamente, e D_{LT} e D_{LNT} são as perdas técnica e não técnica na distribuição, respectivamente.

$$Perda\ Total = T_{LT} + T_{LNT} + D_{LT} + D_{LNT}. \quad (3)$$

Ainda segundo Dortolina e Nadira (2005, p.2, tradução nossa), as perdas não técnicas nos sistemas de transmissão não estão associadas ao furto de energia, mas sim, a imprecisões com o sistema de medição nos pontos onde a eletricidade é comprada ou vendida em um nível de atacado (e não com furto).

Desse modo, se verifica na prática, que as perdas não técnicas na transmissão são insignificantes e, como resultado, tem-se a Expressão 4.

$$Perda\ Total = T_{LT} + D_{LT} + D_{LNT}. \quad (4)$$

Com relação às PNT no sistema de distribuição, Dortolina e Nadira (2005, p.2, tradução nossa) afirmam que,

As perdas não técnicas nos sistemas de distribuição geralmente ocorrem na rede de BT, embora, às vezes, também sejam originadas no sistema de MT. Neste último caso, as perdas não técnicas estão normalmente associadas à imprecisão ou adulteração do medidor – ou, mais apropriadamente, à adulteração dos transformadores de medição, especialmente dos transformadores de corrente (TC).

De qualquer modo, cabe ressaltar que não são incomuns, conforme relatórios de distribuidoras a ANEEL, registros de queixas-crime às autoridades policiais, bem como matérias veiculadas em jornais de grande circulação, os casos de PNT verificados na rede de

MT, associados à conexão de subestações clandestinas de grandes instalações industriais e outros empreendimentos empresariais.

Nas Figuras 10 a 15 são apresentados dois casos, entre muitos outros localizados em distribuidora de energia com área de concessão na Região Norte. Nesses casos, constataram-se irregularidades flagrantes nas quais a origem da PNT está no sistema de MT.

Na Figura 10 verifica-se o detalhe de uma subestação desabrigada – transformador e mureta instalados em poste de concreto – conectada diretamente à rede primária de distribuição em MT.

Na Figura 11 é possível identificar, ao centro, o detalhe da caixa de medição instalada na mureta da subestação, porém, sem o sistema de medição, o que caracteriza a irregularidade propriamente dita. Essa irregularidade foi detectada na obra de um grande empreendimento industrial.

Figura 10 — Subestação clandestina conectada à rede de distribuição primária em MT.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 11 — Mureta da subestação clandestina com visão da caixa de medição ao centro, sem o sistema de medição.



Fonte: elaborada pelo autor.

Nas Figuras 12 a 15 são apresentados registros fotográficos do segundo caso de PNT originado no sistema de MT.

Na Figura 12 verifica-se detalhe de outra subestação desabrigada – transformador e mureta instalado em poste de concreto – bem ao fundo da imagem.

Na Figura 13 tem-se a visão inferior do transformador da subestação apresentada na Figura 12.

O detalhe da caixa de medição instalada na mureta e sem o sistema de medição está apresentado na Figura 14. Essa subestação clandestina foi localizada em obra de construção da segunda torre de um condomínio vertical de luxo; a subestação estava sendo suprida, em MT, pela subestação do condomínio, porém, sem que a energia fosse registrada pelo seu sistema de medição.

Na Figura 15 se vê a imagem do empreendimento (segunda torre do condomínio) em construção.

Figura 12 — Subestação clandestina conectada em MT, no interior de condomínio vertical.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 13 — Visão inferior do transformador da subestação clandestina mostrada na Figura 12.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 14 — Mureta da subestação clandestina (Figura 12) com visão da caixa de medição ao centro, sem o sistema de medição.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 15 — Segunda torre do condomínio em construção.



Fonte: elaborada pelo autor.

Desse modo, as Figuras de 10 a 15 evidenciam uma realidade que complementa o pensamento de Dortolina e Nadira (2005), no sentido de que a PNT com origem na MT evoluiu e já se encontra associada não somente à imprecisão ou adulteração do medidor e à

adulteração dos transformadores de medição, mas também a existência até de conexões irregulares em circuitos de MT, como é o caso de subestações clandestinas.

Ainda segundo Dortolina e Nadira (2005, p.2, tradução nossa), “Uma vez que as perdas totais na distribuição (D_L) e as perdas técnicas na distribuição (D_{LT}) são conhecidas, as perdas não técnicas (D_{LNT}) são fáceis de calcular, como segue:”

$$D_{LNT} = D_L - D_{LT}. \quad (5)$$

Observando as Expressões 1 e 5, é possível verificar a similaridade entre as duas, diferenciando-se apenas os segmentos do sistema onde são aplicadas.

2.6 Multidisciplinaridade das PNT

Em sua tese, Penin (2008) introduz uma abordagem multidisciplinar como forma de analisar, de modo mais abrangente e sob variados aspectos, o problema das PNT, que por sua vez ele divide em duas componentes: PNT Tipo 1 (furtos de energia e as fraudes no fornecimento ou no medidor) e PNT Tipo 2 (questões relacionadas à ausência de medição, diferenças no faturamento da IP, e os aspectos de gestão relacionados ao parque de medidores de energia e às equipes executoras juntamente com os procedimentos de medição).

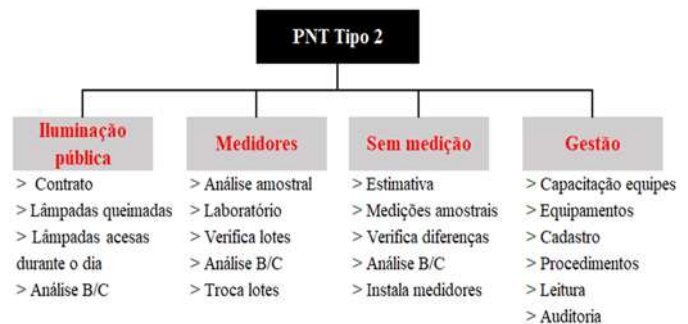
Nas Figuras 16 e 17 tem-se os aspectos multidisciplinares das componentes (Tipo 1 e Tipo 2) das PNT, segundo Penin (2008).

Figura 16 — PNT Tipo 1 e sua abordagem multidisciplinar.



Fonte: adaptado de Penin (2008).

Figura 17 — PNT Tipo 2 e sua abordagem multidisciplinar.



Fonte: adaptado de Penin (2008).

Pelos dados e informações apresentados nesta dissertação, compreende-se que uma abordagem multidisciplinar sobre as PNT continua válida e necessária, ainda mais quando se verifica, atualmente, o estabelecimento de novos processos, em empresas distribuidoras, e conjunturas, no setor elétrico, que impactam diretamente na questão das PNT. Desta forma, há que se considerar, por exemplo, os aspectos relacionados à natureza do macroprocesso das PNT, que possuem interfaces tanto no âmbito interno, quanto externo das distribuidoras de energia.

2.6.1 Dimensão institucional das PNT no âmbito interno das distribuidoras

No âmbito interno das distribuidoras de energia, há dois tipos de entendimento que precisam ser estabelecidos e desenvolvidos para a adequada abordagem das questões relacionadas à mitigação das PNT.

O primeiro deles diz respeito às iniciativas de investimento voltadas ao aprimoramento (conscientização, capacitação e reconhecimento) do capital humano (administradores, analistas, assistentes técnicos e administrativos, eletricitistas, engenheiros, estatísticos e técnicos) diretamente envolvido no enfrentamento do problema PNT, bem como à melhoria dos processos estabelecidos com o mesmo fim.

O segundo tipo de entendimento diz respeito às iniciativas dedicadas aos processos, unidades gerenciais e capital humano cujos fins e objetivos organizacionais estão indiretamente relacionados ao gerenciamento das PNT. São áreas, departamentos e setores cujas tarefas e atividades fins, se não bem elaboradas e executadas, poderão resultar em novas causas de PNT. Como exemplos dessas tarefas e atividades tem-se: leitura convencional dos medidores de energia; execução de ligações à rede de distribuição secundária ou primária em atendimento a solicitações de novos consumidores; execução do serviço de suspensão do fornecimento de energia de consumidores inadimplentes, ampliação da rede de distribuição de BT para regularização de unidades clandestinas, entre outros.

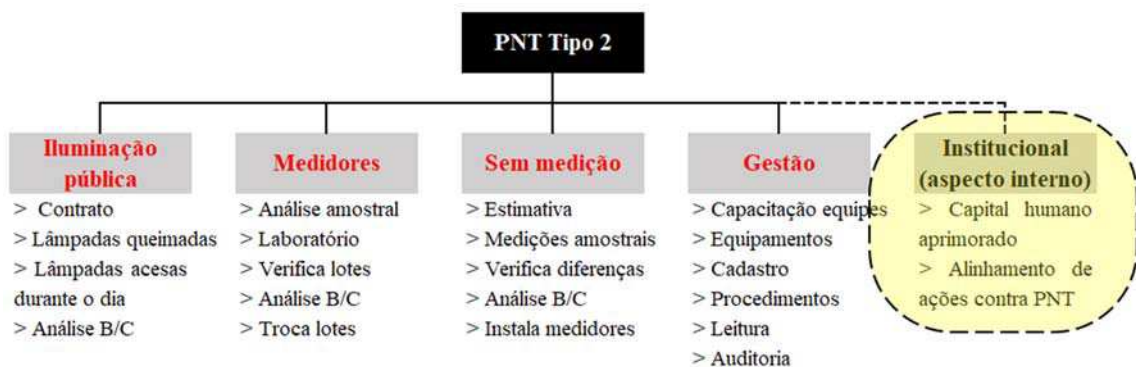
Os dois tipos de entendimento mencionados possuem um único objetivo: alinhar todas as medidas, direta e indiretamente relacionadas ao combate às PNT, a fim de que as mesmas não se sobreponham, nem se anulem, mas sim, sejam otimizadas em favor da mitigação do problema PNT.

Face ao exposto, qual não foi o constrangimento e desconforto deste autor, perante a empresa e a sociedade, ao se deparar, durante sua vivência no setor elétrico, com situações nas quais os esforços para reduzir as PNT foram parcialmente desfeitos por outras

iniciativas da empresa ou, pior ainda, quando aqueles mesmos esforços resultaram em outras causas de PNT; verifica-se em tais episódios uma verdadeira contradição, pois nestes casos, investiu-se para dar causa às PNT.

Pela abordagem realizada a respeito das PNT e sua dimensão institucional no âmbito interno das distribuidoras, entende-se que ela amplia a componente 2 das PNT, consoante a tese de Penin (2008), e conforme se verifica na Figura 18.

Figura 18 — PNT Tipo 2 e sua abordagem multidisciplinar ampliada.



Fonte: elaborada pelo autor.

2.6.2 Dimensão institucional das PNT no âmbito externo das distribuidoras

Os aspectos multidisciplinares das PNT extrapolam o papel das distribuidoras como detentoras da concessão do serviço público de fornecimento de energia. Portanto, a solução para esse problema requisita, necessariamente, o envolvimento de outras partes interessadas: o Estado, a sociedade em geral, os consumidores, o poder concedente, a imprensa e as associações de classe, entre outras.

Nessa perspectiva em que todos pagam e perdem com as PNT, verifica-se também a necessidade de outro entendimento, dessa feita, no âmbito externo das distribuidoras. Há que se comunicar adequada e ostensivamente sobre as causas e consequências desse problema que impacta a todos, especialmente no que diz respeito a dois aspectos:

- existe um operador intermediário que atua em paralelo ao serviço prestado pela distribuidora, um mercado negro, segundo Vieiralves (2005, p. 77), a indústria da fraude, consoante Cancian (2013, p. 4), um mercado ilícito de energia (MIE), na visão desse autor, que oferece uma ampla variedade de ICE. Esse MIE vive da boa-fé de alguns, mas também da má-fé de muitos; tem o

apoio e a conivência de colaboradores e funcionários corruptos; está atento às novas tendências e modernizações do setor elétrico no que diz respeito à mitigação das PNT, inclusive recorrendo à engenharia reversa; tem acesso, mediante meios escusos, a informações privilegiadas das distribuidoras de energia; e, portanto, estão atentos a oportunidades envolvendo investimentos no combate às PNT e a diversificação dos serviços que lhes rendem valores vultosos. Nas Figuras 19, 20 e 21 é possível identificar notícias, envolvendo a descoberta desse tipo de operador intermediário, divulgadas pela imprensa escrita;

- b) a energia elétrica é uma componente presente em praticamente todas as cadeias produtivas e sendo assim, é bastante comum que ICE também estejam associadas a outros tipos de crime, como por exemplo: ambiental, tributário, furtos e fraudes em geral quanto aos serviços de fornecimento de água e telefonia, entre outros. As Figuras 22, 23 e 24 estão associadas ao mesmo fato e nelas é possível verificar caso no qual foi identificada forte correlação entre os crimes de furto de energia e ambiental. Tal situação foi identificada na zona rural da cidade de Presidente Figueiredo – AM, em abril de 2012. Nas Figuras 22 e 23 tem-se matéria de jornal de grande circulação na região, com notícia sobre ICE envolvendo a rede de distribuição de MT, assim como o uso irregular de recursos da natureza. Na Figura 24 é apresentada uma imagem de viveiro de peixes irregular, estabelecido, por sua vez, a partir da exploração ilegal do curso das águas.

Reconhece-se que em ambos os aspectos apresentados nesta seção, a atuação das distribuidoras é limitada e insuficiente, requisitando, portanto, a atuação de outras partes interessadas, principalmente do Estado. Não se pode negar também que há, nesses dois aspectos, oportunidades a serem exploradas pelas empresas que detêm a concessão de serviços públicos (energia, água e telefonia), do ponto de vista de compartilhamento de dados, práticas e experiências no combate às perdas e desperdícios, além de constituírem potenciais objetos para a pesquisa acadêmica.

Figura 19 — Notícia publicada em edição online do jornal A Crítica.



Fonte: Polícia... (2018).

Figura 20 — Notícia publicada em edição online do jornal Em Tempo.



Fonte: Magalhães (2018).

Figura 21 — Notícia publicada em portal online.



Fonte: Preso... (2015).

Figura 22 — Notícia publicada em edição do jornal Amazonas Em Tempo.



Fonte: Eletrobras (2012).

Figura 24 — Imagem de viveiro de peixes estabelecido a partir de exploração ilegal de curso das águas.



Fonte: elaborada pelo autor.

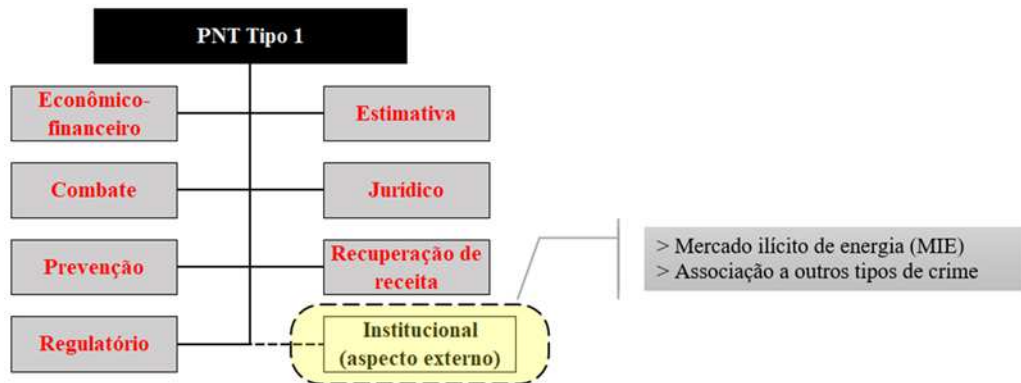
Figura 23 — Texto de notícia publicada em edição do jornal Amazonas Em Tempo.



Fonte: Eletrobras (2012).

Pela abordagem realizada a respeito das PNT e sua dimensão institucional no âmbito externo das distribuidoras, entende-se que ela amplia a componente 1 das PNT, consoante a tese de Penin (2008), e conforme se verifica na Figura 25.

Figura 25 — PNT Tipo 1 e sua abordagem multidisciplinar ampliada.



Fonte: elaborada pelo autor.

2.7 Uma ferramenta de gestão das PNT

“Uma avaliação precisa do problema da PNT é fundamental para prescrever soluções apropriadas.” (DAVIDSON, 2002, p. 3, tradução nossa). Conforme mencionado, as fontes causadoras de PNT são muitas e bem diversas: as manipulações (fraudes) realizadas nos medidores de energia, monofásicos ou polifásicos, do tipo indução ou eletrônicos, variam absurdamente. Do mesmo modo, merece realce o fato de que o sistema elétrico, notadamente suas redes de distribuição primária e secundária, é muito vulnerável e são inúmeros os pontos de conexão nos quais é possível dá causa à subtração de energia (furto).

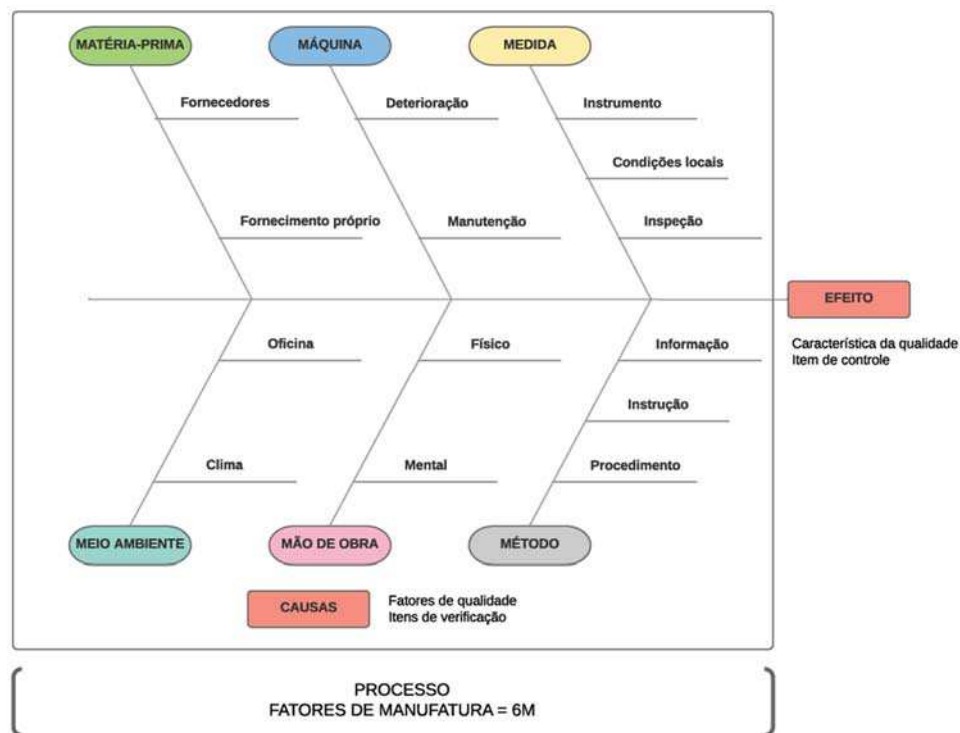
De acordo com Smith (2004, p. 2, tradução nossa), “Quatro tipos de ‘furto’ são predominantes em todos os sistemas de energia. A extensão do furto dependerá de uma variedade de fatores – do cultural à maneira como a energia é administrada.” Esses tipos são:

- a) fraude;
- b) furto;
- c) irregularidades de faturamento;
- d) contas não pagas.

Verificou-se, na bibliografia consultada, muitos termos, expressões usuais e menções sobre esse aspecto das PNT, ou seja, suas fontes causadoras, parecendo não existir um consenso sobre isso. Muito embora não seja objetivo dessa pesquisa discorrer sobre os vários tipos de irregularidades que dão origem às PNT, será apresentada na dissertação, a título de contribuição, uma classificação geral dessas causas, que por sua vez serão dispostas em um Diagrama de Causa e Efeito. Também conhecido como Diagrama de Ishikawa, o

Diagrama de Causa e Efeito é uma ferramenta muito utilizada no ramo da Administração e de acordo com Campos (2004, p. 19), esse diagrama apresentado na Figura 26 foi criado pelos japoneses a fim de que todos colaboradores de uma empresa exercitassem a separação entre os fins e os meios em um determinado controle de processo. Observa-se na Figura 26 que um determinado Efeito possui suas Causas divididas em seis famílias de causas (matéria-prima, máquina, medida, meio ambiente, mão-de-obra e método). Um diagrama dessa natureza está apresentado na Figura 27, porém, para as perdas totais de um sistema de energia elétrica (SEE).

Figura 26 — Diagrama de Ishikawa (uma das sete ferramentas da qualidade) para correlação do efeito e suas causas.



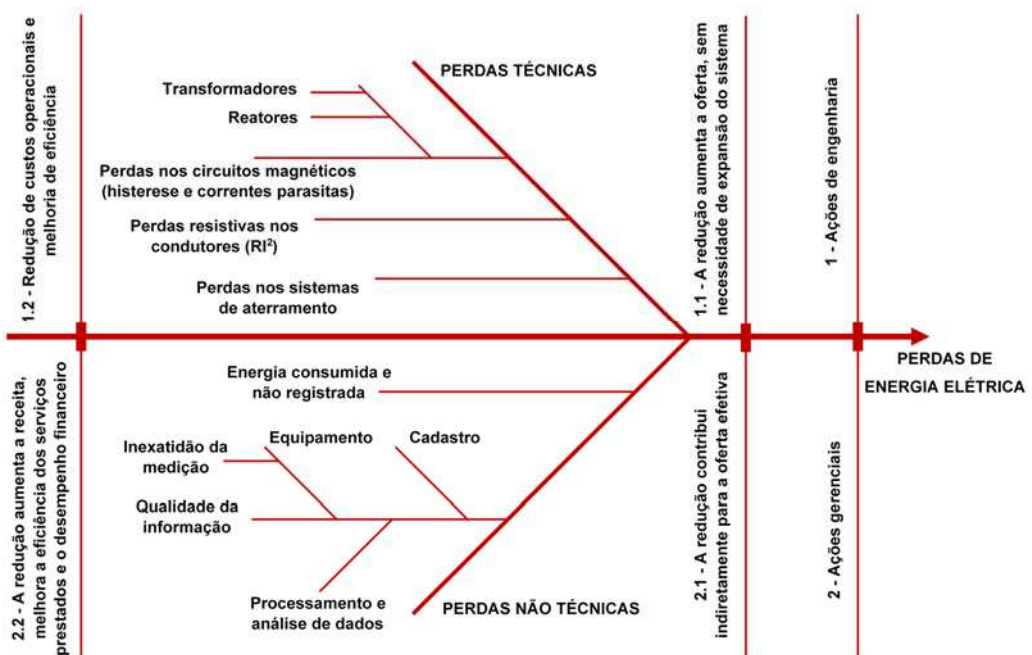
Fonte: adaptado de Campos (2004).

A adoção de uma ferramenta dessa natureza poderá ser muito útil, principalmente quando não se tem fatos e dados suficientes sobre o problema enfrentado, no caso, as PNT. Seu uso, portanto, será suportado pelo conhecimento e perícia dos profissionais e especialistas envolvidos nas análises. Sua correta aplicação propicia o aprofundamento dos estudos e favorece a construção de diagnósticos mais aprimorados, assim como o estabelecimento de soluções e medidas mais efetivas para mitigação do problema. Tem-se, com isso, a elaboração

de um diagnóstico qualitativo e preliminar do problema (o efeito) que poderá contribuir com futuros diagnósticos de natureza quantitativa.

E sua escolha se deu pelo fato de se prestar à solução de problemas de múltiplas causas, como é o caso de PNT, e mediante a qual é possível analisar o problema referido em toda a sua extensão, ampliando, portanto, o potencial de contribuição deste trabalho.

Figura 27 — Diagrama de Ishikawa para perdas no SEE (elaborado pelo Prof. Benedito Luciano).



Fonte: adaptado de Soares (2011).

No contexto dessa pesquisa, o Efeito indesejado do processo será a própria PNT e para a Causa está proposta uma classificação geral de agentes causadores das PNT, que considera diferentes tipos de ICE, sendo representada pelas seguintes categorias:

- a) uso irregular ou não autorizado da energia elétrica: relativo aos diversos tipos de ICE praticados por agentes e terceiros que atuam à revelia da distribuidora, ocasionando relevantes prejuízos às suas finanças e também a toda sociedade na sua área de concessão. Trata-se de uma categoria de ICE cuja responsabilidade não deve recair sobre a distribuidora;
- b) deficiência na gestão relacionada à falha técnica: correspondente aos tipos de ICE decorrentes dos defeitos e falhas técnicas ocorridas diretamente nos componentes e acessórios do sistema de medição de energia; na instalação dos

mesmos na UC; ou ainda no sistema no qual se processa o faturamento do consumo de energia de todas as UC atendidas pela distribuidora. Trata-se, portanto, de um tipo de ICE cuja ocorrência deve ser atribuída à distribuidora, não devendo o consumidor ser penalizado pelo mesmo;

- c) deficiência na gestão relacionada à falha administrativa: agrega as ICE consequentes dos erros e falhas cometidos nas tarefas e rotinas executadas por representantes da própria distribuidora, sejam tarefas e rotinas externas (em campo) ou internas (em escritório); estão muito associadas a erros e falhas humanas, porém, há também aquelas associadas a procedimentos mal elaborados; má gestão de recursos materiais; não atendimento a requisitos obrigatórios da Resolução 414/2010; ou ainda uma combinação desses. São, portanto, ICE cuja responsabilidade recaem totalmente sobre a distribuidora, logo o consumidor não deve ser penalizado por elas;
- d) deficiência na gestão relacionada à corrupção: reúne as ICE das alíneas a) e c), porém, com a participação, direta ou indireta, de representantes corrompidos, sejam estes do quadro próprio ou de prestadores de serviço, da própria distribuidora. A prática de tais ICE não deve ser atribuída à distribuidora de energia, pois acontece a sua revelia.

Cumprе realçar que, independentemente da categoria a qual pertença a ICE, a distribuidora possui o dever de promover, de forma permanente, ações para combatê-la consoante, artigo 144 da Agência Nacional de Energia Elétrica (2010, p. 94).

Em cada uma das alíneas anteriores podem ser consideradas diversas situações (subcausas) de ICE. Ressalte-se também que uma mesma ICE pode ser configurada por intervenções com características distintas tecnicamente, por exemplo: uma fraude no sistema de medição pode ser configurada tanto pela abertura de um terminal de prova, como pelo seccionamento de uma bobina de potencial ou ainda pelo uso de um objeto estranho para interromper o giro do disco do medidor de energia. Nessa perspectiva, cumpre destacar:

- a) quanto mais pormenorizado for a caracterização e descrição da ICE, melhor será o diagnóstico, oferecendo subsídios mais consistentes ao desenvolvimento e proposição de soluções de mitigação das PNT;
- b) as ICE tem se tornado cada vez mais sofisticadas, chegando algumas intervenções e manipulações em nível microscópico e outras envolvem a adoção de dispositivos para controle remoto (manipulação à distância) do sistema de medição;

- c) mais de uma ICE, com características técnicas distintas, podem coexistir simultaneamente na mesma UC, de modo a confundir as equipes de inspeção técnica, principalmente quando os procedimentos e instruções de inspeção não são bem elaborados ou não preveem ICE híbridas;
- d) nas categorias presentes na classificação geral proposta, apresentam-se as causas e subcausas, mas não as motivações, ou seja, reconhece-se, por exemplo, a fraude em sistemas de medição como uma causa de PNT, mas não se discute o porquê de se realizar a fraude.

Premissas obedecidas na classificação proposta: o não incentivo ao uso de termos usuais; a adoção da expressão sistema de medição e não medidor de energia; a inadimplência no pagamento das faturas de energia não constitui causa de PNT; entre as causas de PNT há uma em específico que provoca grande embaraço, sendo de difícil trato, ou seja, a corrupção de agentes da própria distribuidora de energia. Nas seções a seguir, é discorrido sobre cada uma dessas premissas.

2.7.1 Termos usuais aplicados às PNT

É muito comum verificar o estabelecimento de uma relação direta entre PNT e o “gato” de energia, quando se aponta, por exemplo, que uma coisa é igual a outra. Em algumas regiões do Brasil usam-se termos como “rato”, “macaco”, etc. – existem os correspondentes em outros países, como *kunda*, no Paquistão, e *diablito* ou “diabinhos”, no México.

Na verdade, todos esses termos podem ser substituídos pelo já estabelecido ICE. Não obstante se reconheça que é importante saber como a problemática é enxergada pela visão comum e a nomenclatura usual, esse tipo de associação direta pode provocar uma simplificação equivocada, o que não contribui para diagnósticos detalhados das PNT. De acordo com Smith (2004, p. 2, tradução nossa), “O furto de eletricidade é um fenômeno complexo com muitas facetas”.

2.7.2 Sistema de medição versus medidor de energia

De acordo com a definição em Agência Nacional de Energia Elétrica (2010, p. 9), inciso LXX, o “sistema de medição é um conjunto de equipamentos, condutores, acessórios e chaves que efetivamente participam da realização da medição de faturamento”.

Essa definição se faz importante porque as características de um sistema de medição são mais abrangentes do que as do medidor de energia, uma vez que aquele pode agregar também outros componentes: condutores, chave de aferição, transformadores de corrente (TC), transformadores de potencial (TP), etc., além do próprio medidor de energia.

Sendo assim, doravante, menções sobre as manipulações (fraudes) que ocasionam PNT, dirão respeito ao sistema de medição como um todo e não somente no medidor de energia.

2.7.3 Inadimplência versus PNT

“O conceito de inadimplência, como o próprio nome indica, refere-se aos casos onde o cliente se recusa ou não consegue fazer o devido pagamento pela energia consumida na data estipulada pela concessionária.” (PENIN, 2008, p. 37). Muito embora se verifique na bibliografia que a inadimplência é uma das causas de PNT, importa lembrar que, conceitualmente, as duas são perdas com características bem distintas. Portanto, nesta pesquisa não será considerado que a inadimplência seja uma das causas de PNT.

2.7.4 O aspecto da corrupção presente nas PNT

Segundo Smith (2004, p. 11, tradução nossa),

O furto de eletricidade e a corrupção parecem estar intimamente ligados. É necessária a conivência dos funcionários do setor de energia e até mesmo de alguns políticos para perpetuar um sistema em que as altas perdas e os furtos nos segmentos de transmissão e distribuição continuam a ocorrer.

A corrupção é uma componente que causa grande embaraço, além de introduzir dificuldade adicional e de grande complexidade ao desafio de identificação das PNT. Portanto, não pode ser desconsiderada nos estudos e diagnósticos sérios dessa problemática.

Nesta perspectiva, entende-se que o aspecto corrupção, como causa das PNT, deveria ser mais explorado nas pesquisas, não somente nas áreas das ciências sociais e humanas, mas também nas áreas das engenharias e ciências da computação.

2.8 Considerações finais

Neste capítulo, discorreu-se sobre o foco central da dissertação no contexto da Eficiência Energética e das perdas de energia elétrica, esclarecendo que as perdas não técnicas continuam sendo um problema recorrente em muitas empresas distribuidoras de energia elétrica. Além de sua conceituação, cálculo e evolução nos segmentos da Transmissão e Distribuição do setor elétrico, também se apresentaram os elementos a serem considerados na proposição de uma metodologia de avaliação das perdas não técnicas.

CAPÍTULO 3

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Considerações iniciais

Na pesquisa bibliográfica realizada, verifica-se a existência de muitos trabalhos e esforços no sentido de lançar uma maior compreensão sobre o tema PNT e sistematizá-lo nos aspectos possíveis, além de oferecerem ferramentas, desenvolvimentos e técnicas que contribuam com os aspectos preventivo e corretivo.

Os esforços identificados dizem respeito a projetos relacionados a Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL, produções acadêmicas e várias publicações em congressos e periódicos especializados.

As linhas de atuação desses trabalhos dividem-se basicamente em duas grandes frentes: preventivo/bloqueio (para evitar que as PNT ocorram); e corretivo. Ressalte-se que a linha de atuação corretiva se subdivide em duas naturezas também distintas: identificação (descoberta da PNT em sua dimensão pontual, ou seja, diretamente na UC) e localização (potencial descoberta da PNT em sua dimensão coletiva).

3.2 Trabalhos com proposição de correção-identificação

De acordo com Ramos (2014), verificam-se os principais trabalhos no âmbito de projetos do P&D regulado pela ANEEL. Em 2001/2002, mediante P&D que envolveu o Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC) e a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa), foi desenvolvido um dispositivo eletrônico para detecção de desvios de energia elétrica sem necessidade de suspender o fornecimento da UC. O dispositivo desenvolvido é composto de dois módulos (transmissor e receptor), que ao serem instalados, respectivamente, no ramal de ligação e no medidor de energia de uma mesma UC, torna possível a identificação da ICE mediante a comparação entre os valores de corrente elétrica medida pelos dois módulos. Para a comunicação entre os dois módulos, é utilizado o padrão *Power Line Communication* (PLC) e os dados obtidos durante a operação do dispositivo também pode ser transferido, via leitor óptico portátil, para um microcomputador.

Em P&D realizado no ciclo 2002/2003, envolvendo a Universidade Estadual de Feira de Santana (UEFS) e a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), foi desenvolvido um dispositivo eletrônico para visualização de desvios embutidos de energia

elétrica sem necessidade de suspender o fornecimento da UC. A tecnologia adotada baseia-se na propagação de ondas do campo magnético ou de calor, o que permite a visualização da ICE, do tipo desvio de energia, em situações distintas. As principais características do dispositivo desenvolvido são: sensibilidade elevada; incidência baixa para alarmes falsos; e visualização da ICE mesmo que os equipamentos elétricos estejam desligados.

Em outro P&D no biênio 2005/2006, envolvendo a Universidade Católica de Petrópolis (UCP) e Ampla Energia e Serviços S.A. (AMPLA), foi desenvolvida uma maleta de inspeção para diagnóstico de medidores de energia. Desenvolvida para ser utilizada pelas equipes responsáveis pelas inspeções técnicas, esse equipamento possui as seguintes características: portátil; de fácil manuseio; baixo custo; pode ser usada para fazer leitura de energia ativa e reativa nos medidores de energia instalados em residências e em empreendimentos, comerciais e industriais, de porte pequeno; e possui uma placa de *Global Position System* (GPS), o que possibilita acrescentar, ao resultado da inspeção técnica, a localização da UC inspecionada e horário do serviço executado.

Nos três projetos descritos anteriormente, verifica-se que a abordagem adotada é a corretiva-identificação, ou seja, corrigir o problema (PNT) após uma ação preliminar de identificação pontual na própria UC. Esse tipo de proposta prevê a entrega de uma ferramenta de trabalho (dispositivo, instrumento ou equipamento) à equipe responsável pela inspeção técnica, de modo que a mesma tenha condições técnicas suficientes para identificar a ICE, caso exista. A não utilização dessa ferramenta, sua utilização em desacordo com o manual ou procedimento, ou ainda, sua utilização por agentes corrompidos da empresa, é extremamente prejudicial para o processo de mitigação das PNT, portanto, é importante o estabelecimento de mecanismos para inibir essas situações indesejáveis.

Ressalte-se que esse tipo de abordagem, a corretiva-identificação, é a única na qual é possível apontar, de fato, um indício de procedimento irregular na UC, de acordo com a Resolução 414/2010.

3.3 Trabalhos com proposição de correção-localização

Outros esforços, conforme Ramos (2014), envolvendo o P&D estão aqui classificados na proposta de correção-localização de PNT. No primeiro deles, realizado em 2000, com a participação do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e da Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (CERJ), foi concebido um programa computacional mediante técnicas computacionais baseadas em inteligência artificial. O

objetivo almejado era o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para ser utilizada por especialistas na escolha de UC a serem inspecionadas, de modo a aumentar o índice de acerto das inspeções técnicas, ou seja, melhorar a eficiência das equipes executoras responsáveis pelas inspeções técnicas.

Em outro P&D realizado no ciclo 2002/2003, envolvendo a Universidade Federal do Mato Grosso do Sul (UFMS) e a Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S/A (ENERSUL), foi concebido o Sistema de Identificação de Fraudes e Erros de Medição (SIFEM). Trata-se de um *software* desenvolvido mediante técnicas de inteligência artificial (Conjuntos Incertos; Redes Neurais Auto-organizáveis e Árvores de Decisão) e com capacidade de identificar, numa determinada base de dados, UC com características diferenciadas ou suspeitas, indicativas de uma fraude no medidor de energia, por exemplo. UC com tais características reunidas, tornam-se passíveis de serem inspecionadas para fins de detecção de alguma ICE. O objetivo de um sistema como o citado é, em essência, aumentar o índice de acerto das UC com algum tipo de ICE, melhorando a eficiência das equipes de inspeção técnica, e conseqüentemente, reduzir os custos com esse serviço.

Como resultado do P&D envolvendo a Universidade Federal Fluminense (UFF), a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), nos biênios 2005/2006 e 2007/2008, foi desenvolvido um programa baseado em rede neural artificial (RNA) para identificação de PNT. Também foi realizada uma pesquisa social de posses e hábitos de consumo, eventuais erros de cadastro foram tratados e corrigidos e medidores comparativos foram instalados na rede de BT. Como alvo inicial desse projeto foram estabelecidos grupos de consumidores com características similares e supridos por um mesmo transformador de distribuição e seu objetivo final era apontar quais transformadores deveriam ter suas UC alvo de inspeções técnicas, evitando-se, portanto, custos desnecessários com a inspeção de todos os consumidores e instalação de medidores comparativos em toda a rede de distribuição.

Em outro P&D desenvolvido nos ciclos 2006/2007 e 2007/2008, profissionais do LACTEC e da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) construíram um transformador de distribuição com um sistema de medição de energia integrado. Com a transmissão dos dados sendo realizada remotamente, via *bluetooth* ou comunicação serial por rádio, tornou-se possível, com esse projeto, realizar o monitoramento mais efetivo da curva diária de carregamento, da tensão de operação, assim como da energia injetada no transformador de distribuição. E com os dados sendo armazenados em computador, foi possível também, mediante emprego de aplicativo específico, analisar dados de interrupções

no fornecimento de energia, falhas de comunicação, temperatura interna da caixa metálica, desequilíbrio de fases, tensão secundária, além do consumo total e médio diário do transformador.

Méffe (2001) propôs um novo método para cálculo das PT de energia elétrica e demanda por segmentos do sistema de distribuição de energia. Foi desenvolvido um sistema computacional com dois módulos, o primeiro destinado ao cálculo da PT e o segundo voltado a efetuar o balanço de energia do sistema no sistema de distribuição e determinar as PNT. No cálculo da PT utilizam-se dados cadastrais da rede e de faturamento, além das curvas de carga típicas do consumidor, de acordo com sua classe e tipo de atividade desenvolvida. O cálculo adotado nessa metodologia é detalhado, pois utilizando diretamente a curva de carga do consumidor, dispensa o cálculo indireto mediante a perda máxima de demanda e os fatores de perdas e de carga; também se revela vantajoso pelo fato de ser realizado por fase, dispensando, portanto, a necessidade de se estimar um fator de desequilíbrio, já que considera os desequilíbrios naturais de corrente na rede e nos equipamentos. Um aspecto desvantajoso é o fato de ser necessária uma base de dados atualizada contendo os dados de todas as redes secundárias, redes primárias, transformadores de distribuição, subestações de distribuição e também os dados de todos os seus consumidores.

Em seu artigo, Davidson (2002) reconhece que a PNT parece nunca ter sido estudada adequadamente, afirma desconhecer qualquer dado publicado a esse respeito, no setor elétrico da África do Sul e também a associa como dominante em níveis de tensão mais baixos da rede de distribuição. Além de fazer uma análise crítica do problema, o autor também identifica e descreve as fontes das PNT, deixando claro que as soluções adequadas para esse tipo de perda dependem de uma avaliação precisa do problema, o que por sua vez, requer um gerenciamento eficiente e contínuo, por parte das empresas distribuidoras de energia, das PT e PNT.

Em sua tese, Eller (2003) propôs uma arquitetura para gerenciamento de PNT baseada na técnica de mineração de dados, com destaque para o uso de RNA. As tarefas de classificação e segmentação da RNA ficaram limitadas a utilização de UC das classes tarifárias residencial, comercial e industrial. Essa arquitetura permite a detecção de UC com característica suspeita em termos do consumo de energia, indicando, portanto, a possibilidade de uma ICE; mediante essa arquitetura consegue-se uma melhor segmentação das perdas, uma vez que também é possível calcular as perdas total, técnica e não técnica por alimentador.

Smith (2004) realizou um estudo aprofundado sobre causas de PNT, notadamente o roubo de energia. No estudo são apresentadas estimativas da extensão do roubo de energia

em uma amostra de 102 países no período de 1980 a 2000, evidenciando que o problema aumentou na maioria das regiões do mundo. O autor reconhece o aumento da PNT apesar de se viver em uma era de meios tecnológicos prontamente disponíveis e das muitas privatizações ocorridas entre 1980 e 2000. Também admite que o furto de energia é um fenômeno complexo, intimamente ligado a corrupção, além de relacionar-se a indicadores de governança, com níveis mais altos de roubo em países sem responsabilidade efetiva, instabilidade política e baixa efetividade do governo. As soluções de mitigação, conforme o estudo, são: utilização de tecnologias de medição e medidas de gerenciamento, sendo imprescindível uma análise minuciosa a respeito da natureza e a extensão do roubo/furto de energia, por que ele ocorre e quais fatores o perpetuam, sem o que, os esforços de mitigação não serão bem-sucedidos.

Vieiralves (2005) realizou uma análise minuciosa sobre a problemática das PNT, exemplificando-a mediante um estudo de caso (o caso Manaus) dedicado a distribuidora de energia Manaus Energia S/A. O autor também propôs uma metodologia para avaliação de PNT diferente das tradicionais e baseada na medição da energia injetada em cada posto de transformador. O investimento elevado para a implantação de uma metodologia desse tipo, justifica-se, segundo o autor, pois a mesma também agrega outras possibilidades de acompanhamento – balanceamento das fases e carregamento do transformador – em tempo real e também devido ao índice de PNT bastante elevado, o que viabilizaria a recuperação do investimento em menos de dois anos. A presente dissertação propõe uma modificação no método de Vieiralves (2005).

Dortolina e Nadira (2005) adotaram as abordagens *Top-down* e *Bottom-up* para estimativa de PT e teceram observações de caráter prático com relação a PNT na Transmissão e Distribuição. Ao apresentarem o equacionamento da perda total de energia em PT mais PNT nos segmentos de Transmissão e Distribuição, adotaram a premissa de PNT desprezível na Transmissão; na Distribuição, por sua vez, foi assumido que a PNT prepondera na rede de BT, embora reconhecendo que, na rede de MT, a mesma está associada à imprecisão ou adulteração no medidor de energia ou ainda, à adulteração em TP ou TC do sistema de medição. Com a apresentação das abordagens *Top-down* e *Bottom-up* para estimativa precisa da PT, evidencia-se sua principal característica: lidar com diferentes graus de disponibilidade de dados e isso também fica demonstrado mediante um estudo de caso.

Em sua dissertação, Calili (2005) fez uso de técnicas de inteligência artificial (RNA e Lógica *Fuzzy*) com o intuito de melhorar o modo como são identificados consumidores fraudulentos, uma vez que os modelos matemáticos comumente empregados,

baseados na redução do consumo de energia, são imprecisos. Implementando a RNA (uma Rede de *Kohonen*) e a Lógica *Fuzzy* a um banco de dados de cadastro e a uma pesquisa de posses de hábitos de consumo, ambos disponibilizados por uma distribuidora de energia (ELEKTRO), foi possível identificar um grupo de consumidores como adimplente (normal), inadimplente e fraudulento. A robustez do método foi atestada mediante análise de desempenho do modelo proposto com os dados reais disponibilizados pela empresa.

Em sua dissertação, Paula (2006) realizou aplicação de RNA e métodos de otimização para a caracterização de curvas de carga típicas por classe tarifária das UC de modo a propor e avaliar modelo de caracterização da carga. Com isso, as curvas de carga típicas obtidas foram utilizadas em planejamento operacional do sistema de distribuição de empresa na qual foi obtida grande massa de dados de medição de energia elétrica. O trabalho de Paula (2006), diferentemente dos outros comentados neste capítulo, não tem relação direta com a avaliação e identificação de PNT, porém, mediante esse tipo de estudo, é possível melhor avaliar um sistema de distribuição do ponto de vista operacional, obtendo-se, entre outros dados e informações, os índices de PT e PNT.

Três tópicos principais foram trabalhados por Nizar *et al.* (2006): uma revisão sobre a natureza da PNT, perfis de carga e técnicas de mineração de dados utilizados nas análises e mitigação da PNT. Uma abordagem sobre o uso do procedimento de descoberta de conhecimento em banco de dados também é apresentada. O estudo prevê usar os métodos de perfil de carga e técnicas de mineração de dados nas etapas de classificação, detecção e previsão de PNT no segmento de Distribuição, além de reunir conhecimentos sobre o comportamento e preferências dos consumidores. Desse modo, os autores utilizaram técnicas de mineração de dados na detecção e previsão de PNT de acordo com o perfil de carga dos consumidores.

Araújo (2007) realizou um estudo aprofundado sobre as perdas e inadimplência no segmento de Distribuição no Brasil a partir do seu dimensionamento e da identificação das principais variáveis físicas, econômicas e sociais que explicam a diferença de intensidade da ocorrência do fenômeno nas distribuidoras no país. Modelos explicativos foram construídos a partir de análises estatísticas e analisado o tratamento da questão das perdas, do ponto de vista tarifário, técnico e comercial, conferido pela ANEEL. E comentários foram realizados sobre as ações desenvolvidas pelas distribuidoras de energia na resolução do problema. Como limitação do estudo, o autor aponta a impossibilidade de sua aplicação imediata numa distribuidora específica; isso porque o cálculo de modelos explicativos para as perdas e a

inadimplência com maior aderência a uma realidade local, requer medidas e providências que não se consegue realizar em curto intervalo de tempo.

Em sua tese, Penin (2008) introduziu uma abordagem multidisciplinar sobre as PNT com o objetivo de analisá-la de forma mais abrangente e considerando aspectos distintos do problema. Conceituou vários tipos de PNT, estabelecendo uma divisão em Tipo 1 (a distribuidora não possui controle sobre a sua ocorrência) e Tipo 2 (a distribuidora possui controle sobre a sua ocorrência) e para a primeira, realizou uma extensa abordagem a respeito da sua prevenção e mitigação, inclusive em outros países além do Brasil. O autor também introduziu o conceito de perdas fio, utilizando-o para analisar o impacto das PNT na PT e investigou a utilização de ferramentas estatísticas e de inteligência artificial, contextualizando sua importância no cenário do setor elétrico à época. Com base na experiência de uma distribuidora de energia, apresentou três estudos de caso, cada qual fazendo uso das seguintes técnicas de mineração de dados: análise discriminante, regressão logística e RNA. Por último, é apresentada uma análise econômico-financeira com cálculos de custo/benefício nas ações de mitigação de PNT Tipo 1 e Tipo 2. A presente dissertação propõe a ampliação da abordagem multidisciplinar, introduzida por Penin (2008), considerando agora duas dimensões institucionais da PNT, uma no âmbito interno das distribuidoras e outra no seu âmbito externo.

Em sua tese, Bastos (2011) realizou um estudo abrangente a respeito de PT e PNT, propôs uma metodologia para o diagnóstico PNT, em distribuidoras de energia, juntamente com um estudo de caso e propôs um indicador para relacionar as duas componentes (PT e PNT) da perda total. Na metodologia proposta, utiliza-se as Redes *Bayesianas* e análise de conformidade em campo, cujo objetivo é elaborar um diagnóstico em nível macro para prospecção das PNT segmentada por grupos de consumidores específicos e por regiões de incidência (distribuição regional) dentro da área de concessão da distribuidora. São cinco os grupos de consumidores nos quais é aplicado o modelo de Rede *Bayesiana*, sendo três grupos de consumidores ativos (clientes) – UC atendidas em alta tensão (grupo A), em baixa (grupo B), e o sistema de IP – e dois grupos de consumidores inativos (não clientes) – UC desligadas no sistema da empresa, porém, ligadas em campo (autoreligadas) e ligações clandestinas. Com a elaboração de um diagnóstico dessa natureza (PNT segmentada por grupo de consumidores e acordo com a distribuição regional da empresa distribuidora), é possível o estabelecimento de planos de ação com medidas de mitigação da PNT direcionadas e avaliadas economicamente. O indicador proposto pelo autor para relacionar PT e PNT, denominado Índice de Situação de Perdas, é de fácil apuração e tem por objetivo agrupar e

comparar as empresas distribuidoras, permitindo à ANEEL um fácil acompanhamento e o estabelecimento de uma disciplina/regramento quanto a possíveis exigências por parte do regulador às distribuidoras no sentido de: elaborarem estudos e análises diferenciados por grupos de empresas no tocante à diagnóstico de perdas; definição de estratégias; e o estabelecimento de planos de ação para mitigação da PNT. Mediante os resultados obtidos, o modelo de Redes *Bayesianas* mostrou-se adequado.

Em sua dissertação, Cancian (2013) apresenta uma metodologia de identificação de PNT em sistemas de distribuição de energia elétrica, aliando a aplicação de técnicas espaciais e de agrupamento (Regra dos “k-Vizinhos Mais Próximos”) a metodologias de análise gráfica e visual (Transformada *Wavelet*). No estudo de caso apresentado, é considerado um submercado hipotético no qual a distribuidora realiza o fornecimento de energia elétrica para 905 pontos de consumo, utilizando cerca de 42 transformadores de distribuição em um alimentador cujo tronco principal contém 24 trechos. A metodologia aplicada, contempla componentes específicos do SEP (transformadores de distribuição e sistema de IP) e se configura em ferramenta relevante e bem-vinda à gestão operacional das equipes de inspeção técnica visando à otimização de rotas de atuação que permita o mínimo deslocamento, entre os alvos selecionados, com a máxima recuperação de receita.

Ramos (2014), em sua tese, utilizou técnicas baseadas em inteligência artificial e métodos de otimização bioinspirados na caracterização de PNT no sistema elétrico. Nesse trabalho é abordado o problema da caracterização de perdas não técnicas, ou seja, ressalta-se a importância da seleção de características das UC no contexto das PNT, e não para descobrir qual técnica de seleção de características é a melhor. As técnicas evolutivas de otimização utilizadas na seleção das características são: *Particle Swarm Optimization*, *Harmony Search*, *Gravitational Search Algorithm*, *Cuckoo Search*, *Bat Algorithm*, *Firefly Algorithm* e *Charged System Search*. As classes tarifárias consideradas na pesquisa foram a industrial e a comercial, sendo as UC, pelo visto, atendidas em média tensão, portanto, consumidores do Grupo A; a classe tarifária residencial não foi considerada nos experimentos, pois o conjunto de dados de consumidores residenciais, com perfis de UC com irregularidade, disponibilizado não era representativo. A pesquisa também contempla um estudo de viabilidade econômica, após a realização dos experimentos, de modo a demonstrar a utilidade da metodologia descrita.

Mediante aplicação de modelos de previsão baseados em *Holt-Winters* e Regressão Linear, Bitencourt e Ferreira (2018) desenvolveram uma metodologia para detecção automática de fraudes e estimação do consumo com irregularidade. A partir de dados de consumo diário de energia elétrica, referentes a 14 UC, ao longo de 609 dias, foram

aplicados os modelos de previsão *Holt-Winters* e Regressão Linear, sendo o melhor modelo apontado por meio de um teste de hipótese com um grau de confiança de 99%. Os autores consideraram quatro estudos de caso, variando o tipo de fraude (Tipo 1 e Tipo 2) e o percentual (50% e 100%) de consumo reduzido. A partir dos resultados obtidos, verificou-se, com 99% de confiança, que o modelo que descreve o comportamento do consumidor com maior precisão é o *Holt-Winters*, uma vez que apresentou erro inferior ao modelo Regressão Linear; também se verificou que a partir de *Holt-Winters*, detectou-se as ICE de forma mais rápida, inclusive no mesmo dia de sua ocorrência. Para as situações na quais não se detectou ICE a partir de *Holt-Winters*, a estratégia de seleção do modelo prevê a utilização de outro, ou seja, o modelo Regressão Linear. Para um dos estudos de caso, Bitencourt e Ferreira (2018) compararam o valor da recuperação de receita devido a ICE detectada na UC, calculada de duas formas: conforme preconizado na Resolução 414/2010, e; conforme valor determinado pela diferença entre o valor da previsão e o consumo medido na UC com ICE; com isso, o erro verificado foi de 2,4%, considerando a diferença entre os valores médios das recuperações de receita calculadas.

Nos trabalhos descritos nesta seção, verifica-se que a abordagem adotada é a corretiva-localização, ou seja, corrigir o problema (PNT) após uma ação preliminar de localizá-la. Esse tipo de proposta prevê a realização de estudos, aplicação de metodologias e equipamentos ou uso de *software* com o objetivo de apontar a possível localização da PNT em sua dimensão coletiva (grupo de consumidores, comunidade específica, circuito atendido por um transformador de distribuição, consumidores pertencentes a determinado grupo de faturamento ou classe tarifária, entre outros).

3.4 Trabalhos com proposição de prevenção-bloqueio

A respeito do tema PNT, cabe destacar, segundo Ramos (2014), quatro trabalhos no âmbito do P&D; esses trabalhos podem ser classificados na proposição de prevenção-bloqueio.

O projeto envolvendo o LACTEC e a AMPLA, em 2003/2004, para concepção de lacre eletrônico e sistema computacional para organizar e avaliar sua identificação. Em uma central de controle e por meio do sistema computacional é possível monitorar a situação dos lacres e com isso concluir se houve, ou não, uma adulteração no medidor de energia da UC. Em campo, também é possível verificar a integridade do dispositivo, ou seja, identificar se o lacre foi violado, adulterado ou substituído sem a prévia autorização da distribuidora. Com

esse tipo de solução é possível reduzir o elevado número de inspeções – só há necessidade de inspecionar as UC nas quais foi detectado intervenção no lacre eletrônico – e evitar furto de lacres convencionais, uma vez que os eletrônicos podem ser rastreados.

Ainda no mesmo ciclo (2003/2004), em outro P&D envolvendo a UFF e a AMPLA, foi concebido um inibidor de furtos que consiste em sistema gerador de ruídos que distorce o sinal de tensão, afetando a qualidade da energia fornecida e tornando imprópria a energia a ser consumida. O sistema também possui um filtro instalado próximo ao medidor de energia com a finalidade de eliminar o ruído no sinal de tensão, tornando-a adequada ao uso novamente. Com esse inibidor de furtos, os consumidores que tentarem subtrair a energia da distribuidora mediante derivações, desvios de energia e ligações irregulares a partir da rede de BT, não conseguirão operar seus equipamentos eletroeletrônicos, pois o sinal de tensão estará “contaminado” pelo ruído produzido pelo inibidor de furtos.

No mesmo biênio (2003/2004), em outro P&D envolvendo os mesmos interessados (UFF e AMPLA), foi desenvolvido um medidor trifásico de energia com características bem específicas. A conjugação dos elementos de localização (instalado no ramal aéreo da UC e próximo ao poste); blindagem (revestimento em resina, resistente a impactos e a condições climáticas adversas); e tecnologia (medidor eletrônico com leitura de dados via radiofrequência, transmissão de sinais em até 30 metros de distância – em área livre – e que se comunica com visor instalado na UC, a fim de que o consumidor acompanhe a evolução da sua energia consumida), teve por objetivo dificultar o acesso ao medidor para fins de realização de alguma ICE ou prática de vandalismo.

Nos biênios 2006/2007 e 2007/2008, em um P&D envolvendo a Companhia Energética do Ceará (COELCE), obteve-se o aprimoramento do dispositivo inibidor de furtos desenvolvido pelo P&D da UFF/AMPLA. Basicamente, o aprimoramento se deu em três aspectos: funcional, pois o inibidor anterior resultou na queima de equipamentos que consumiu a energia imprópria; operacional, pois o dispositivo anterior, uma vez acionado, precisava ser substituído; construtivo, pois neste P&D da Coelce, o inibidor teve suas dimensões reduzidas, facilitando sua instalação no poste.

Nos quatro projetos descritos nesta seção, verifica-se que a abordagem adotada é a preventiva-bloqueio, ou seja, prevenir que o problema (PNT) venha a ocorrer após a instalação de um determinado dispositivo ou equipamento. Esse tipo de proposta prevê, no entanto, que no ato da instalação da solução tecnológica, seja garantido a não existência de alguma ICE, sob pena de comprometer os resultados esperados com a implantação da solução de prevenção-bloqueio.

A falta de atenção com esse aspecto pode trazer sérios prejuízos ao processo de mitigação das PNT, pois será bem mais difícil identificar, no futuro, a ICE em uma UC que já foi alvo de alguma ação dessa natureza, principalmente se a irregularidade não tiver sido identificada devido à corrupção de agentes representantes da distribuidora. Desse modo, é importante o estabelecimento de mecanismos para inibir ou corrigir essas situações indesejáveis.

Ainda que não estejam classificados em nenhuma das três categorias anteriores, importa citar três documentos editados pela ANEEL e que disciplinam o tema PNT no setor elétrico nacional ou mencionam aspectos relevantes sobre o mesmo.

O primeiro deles é a Resolução 414/2010, já mencionada nesta dissertação. O segundo documento é o Módulo 7 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), vigente em sua revisão 5 desde 01/01/2018, que versa a respeito do cálculo de perdas no segmento de distribuição.

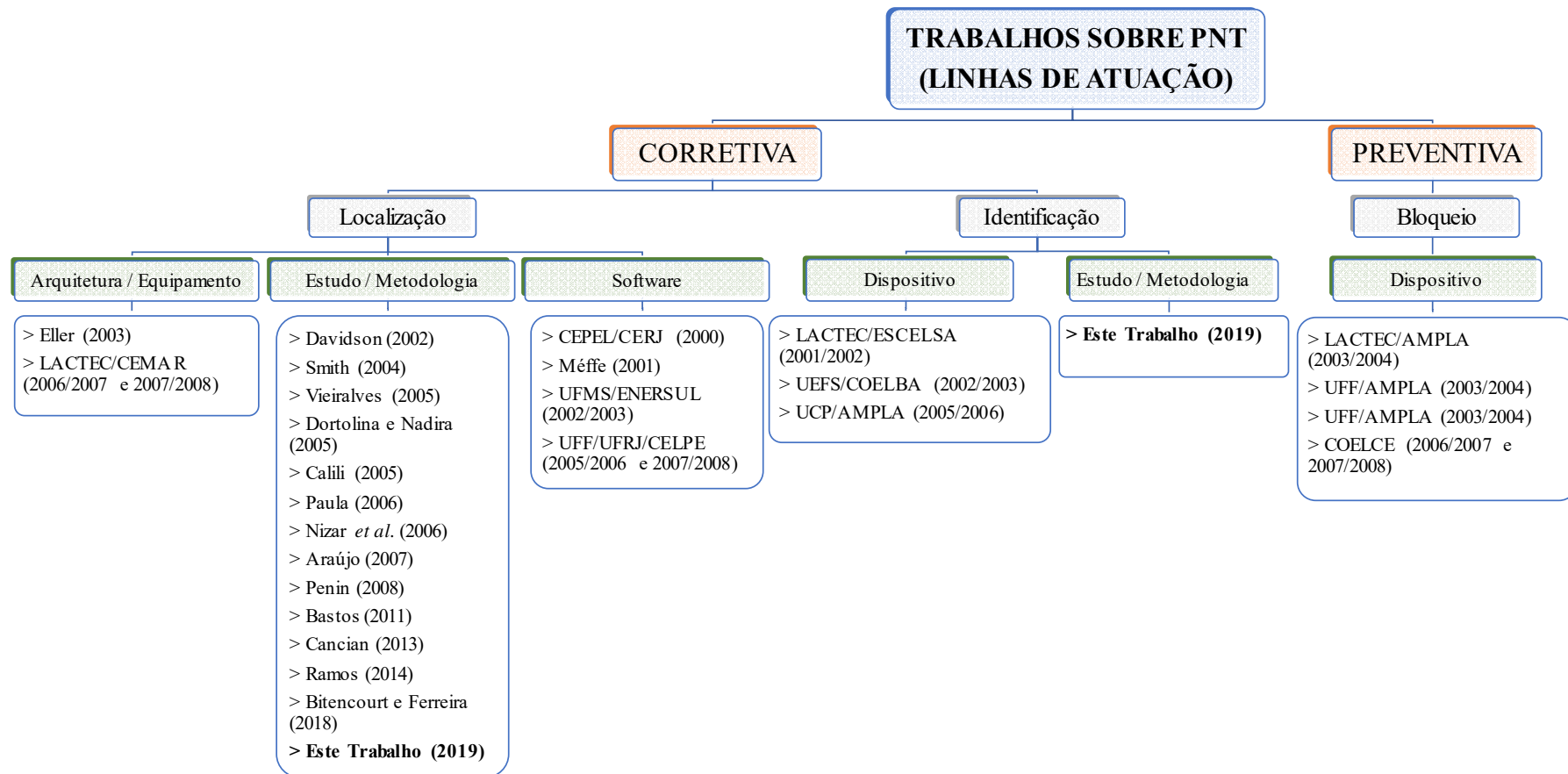
E o terceiro documento é o Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), vigente em sua terceira revisão 2.0 desde 06/05/2015, e que estabelece a metodologia adotada para definição das perdas de energia regulatórias nas Revisões Tarifárias Periódicas das distribuidoras de energia.

Uma esquematização dos trabalhos comentados neste capítulo, de acordo com a sua linha de atuação e a natureza da ação proposta, está apresentada na Figura 28.

3.5 Considerações finais

Alguns dos principais trabalhos identificados na bibliografia consultada foram apresentados, de modo resumido, indicando para cada um deles: a natureza da ação proposta no trabalho, ou seja, o desenvolvimento de um *software*, proposta de uma metodologia ou estudo, desenvolvimento de um dispositivo, arquitetura, entre outros. Os trabalhos estão classificados nas seguintes categorias: corretivo-identificação, corretivo-localização e preventivo/bloqueio. Também estão apresentados os principais documentos editados pela ANEEL e que versam também sobre o tema PNT.

Figura 28 — Esquematização dos trabalhos comentados na revisão bibliográfica e situação da presente dissertação.



Fonte: elaborada pelo autor.

CAPÍTULO 4

APRIMORAMENTO DO MÉTODO DE AVALIAÇÃO DAS PNT

4.1 Considerações iniciais

Um método de cálculo da PNT a partir da medição da energia injetada no transformador de distribuição é apresentado neste capítulo. Além disso, considera-se também os aspectos a serem contemplados para o seu aprimoramento. Com isso e a adição de dois mecanismos que aliam quesitos de gestão, é proposta uma metodologia robusta, não só do cálculo, mas também de avaliação das PNT em um sistema de distribuição. Por último, são apresentadas as razões pelas quais se visualiza o transformador de distribuição como elemento que se conecta a todos os objetivos deste trabalho.

4.2 Um método de avaliação das PNT

Vieiralves (2005) propôs uma metodologia para avaliação das PNT do sistema elétrico de uma distribuidora de energia. A metodologia proposta baseia-se em medir a energia injetada em cada transformador da rede de distribuição de BT a partir da implantação de um sistema de medição e controle da energia suprida pelos transformadores de distribuição à rede de BT. Esse sistema de medição de energia deve ser, a princípio, definitivo (não temporário) e instalado fisicamente o mais próximo possível do transformador, sendo possível, desse modo, comparar a energia injetada no transformador de distribuição com o somatório da energia medida pelos medidores de todas as UC atendidas pelo mesmo, calculando-se, portanto, a perda total no circuito de BT.

Ora, um sistema de medição com essa configuração adota o mesmo conceito exposto na seção 2.5.1, ou seja, trata-se de um SMO, que nesse caso específico seria instalado no lado de baixa tensão do transformador, excluindo, portanto, sua PT.

Na metodologia proposta, adotou-se o mesmo princípio apresentado na seção 2.5.1: uma vez medida a energia injetada em um determinado circuito e a energia consumida pelas UC atendidas pelo mesmo circuito, no mesmo intervalo de tempo, então é possível determinar a perda total do circuito. Na sequência, conhecendo-se a perda total no circuito e calculando a PT, por estimativa, do mesmo circuito, então será possível calcular, também, por estimativa, a PNT do circuito estudado, mediante a Expressão 1.

As etapas para o cálculo da PNT total no segmento de distribuição são explicadas nas seções seguintes.

4.3 Cálculo da PNT em cada transformador de distribuição

O cálculo da PNT em cada transformador consiste em determinar inicialmente a perda total no transformador de distribuição, mediante a diferença entre a energia injetada nesse transformador e o somatório da energia medida em todas as UC supridas pelo transformador.

Conhecendo-se a perda total e calculando a PT do circuito atendido pelo transformador, será possível calcular a PNT do transformador mediante a diferença entre a perda total e a PT.

Inicialmente, serão consideradas as Expressões 1 e 2 na obtenção da expressão geral da PNT em função da: energia injetada, energia faturada e perda técnica em um dado segmento do sistema elétrico. Substituindo (2) em (1), tem-se:

$$P_{PNT} = E_{INJ} - [\sum_{i=1}^n E_{FATI} + P_{PT}]. \quad (6)$$

Assumindo o índice I para o elemento transformador de distribuição, tem-se a Expressão 7, onde: P_{PNTI} é a PNT no circuito de BT suprido pelo transformador; E_{INJI} é a energia injetada (medida) no transformador; E_{FATI} é a energia faturada em cada UC suprida pelo transformador; e P_{PTI} é a PT no circuito de BT suprido pelo transformador.

$$P_{PNTI} = E_{INJI} - [\sum_{i=1}^n E_{FATI} + P_{PTI}]. \quad (7)$$

Sendo P_{PTI} dado pela Expressão 8 onde se identifica as parcelas da PT no circuito de BT: P_{PTRS} na rede de distribuição secundária; P_{PTRM} no ramal de cada UC atendida pelo transformador; e P_{PTMED} no medidor de cada UC atendida pelo transformador.

$$P_{PTI} = [P_{PTRS} + \sum_{i=1}^n P_{PTRMi} + \sum_{i=1}^n P_{PTMEDI}]. \quad (8)$$

Com isso, substituindo (8) em (7) tem-se a Expressão 9:

$$P_{PNTI} = E_{INJI} - \left[\sum_{i=1}^n E_{FATI} + P_{PTRS} + \sum_{i=1}^n P_{PTRMi} + \sum_{i=1}^n P_{PTMEDI} \right]. \quad (9)$$

4.4 Cálculo da PNT na rede de distribuição secundária

O cálculo descrito na seção 4.3 deve ser repetido para todos os transformadores de distribuição. O somatório dos valores obtidos resultará na PNT da rede de distribuição secundária dada por P_{PNTII} – assumindo o índice II para a rede de distribuição secundária – na Expressão 10.

$$P_{PNTII} = \sum_{i=1}^n P_{PNTIi}. \quad (10)$$

4.5 Cálculo da PNT em cada alimentador de subestação

O cálculo da PNT de um alimentador da rede primária em MT é similar ao da PNT de um transformador de distribuição. No entanto, faz-se necessário um sistema de medição para medir a energia injetada no alimentador, por sua vez, instalado na subestação da distribuidora de energia, fisicamente no início do alimentador.

Esse cálculo consiste em determinar inicialmente a perda total no alimentador da subestação, mediante a diferença entre a energia injetada no alimentador e uma componente dada pelo somatório da energia medida em todos os transformadores supridos pelo alimentador mais a energia medida em todas as UC supridas pelo alimentador, ou seja, UC conectadas em MT.

Conhecendo-se a perda total e calculando a PT do alimentador, é possível calcular sua PNT pela diferença entre as duas.

Assumindo o índice III para o elemento alimentador da subestação, tem-se a Expressão 11 representando esse cálculo, onde: P_{PNTIII} é a PNT no alimentador da subestação; E_{INJIII} é a energia injetada (medida) no alimentador; E_{FATIII} é a energia faturada em cada UC suprida pelo alimentador diretamente em MT; E_I é a energia injetada (medida) em cada transformador de distribuição do alimentador; P_{PTRP} é a PT na rede de distribuição primária; e P_{PTI} é a PT de cada transformador de distribuição.

$$P_{PNTIII} = E_{INJIII} - \left[\sum_{j=1}^n E_{FATIIIj} + \sum_{j=1}^n E_{Ij} + P_{PTRP} + \sum_{j=1}^n P_{PTIj} \right]. \quad (11)$$

4.6 Cálculo da PNT na rede de distribuição primária

O cálculo descrito na seção 4.5 deve ser repetido para todos os alimentadores de distribuição. O somatório dos valores obtidos resultará na PNT da rede de distribuição primária dada por P_{PNTIV} – assumindo o índice IV para a rede de distribuição primária – na Expressão 12.

$$P_{PNTIV} = \sum_{j=1}^n P_{PNTIIIj}. \quad (12)$$

4.7 Cálculo da PNT total no segmento de Distribuição

A PNT de todo o segmento de Distribuição (P_{PNTD}) será obtida mediante a soma da PNT da rede secundária (Expressão 10) mais a PNT da rede primária (Expressão 12), conforme se verifica na Expressão 13:

$$P_{PNTD} = P_{PNTII} + P_{PNTIV}. \quad (13)$$

4.8 Considerações e aprimoramentos na metodologia proposta

A metodologia apresentada neste capítulo privilegia a utilização de SMO diretamente nos transformadores de distribuição, o que possibilita um cálculo estimado da PNT em segmentos da Distribuição, como por exemplo, as redes primárias e secundárias de distribuição, que o método tradicional não alcança. E dependendo da especificação do sistema de medição adotado, também é possível agregar outros dados e informações importantes à gestão do sistema elétrico da distribuidora.

Ainda sobre o cálculo das PNT a partir das suas componentes nas redes secundárias e primárias, observa-se também a condição de se fazer a sua gestão nos seguintes níveis: subestação, alimentador e transformador de distribuição. Essas possibilidades permitem uma contribuição significativa no monitoramento da PNT, bem como para o planejamento estratégico das medidas de mitigação da mesma, inclusive nas decisões de curto prazo, envolvendo a escolha de quais transformadores devem ser alvos das ações de inspeção técnica com vistas a identificação de ICE nas UC por ele supridas.

A aplicação dessa metodologia requer, no entanto, atenção a pontos que, se não observados, podem comprometer os índices de PNT obtidos, podendo comprometer as análises, as ações de mitigação das PNT, bem como induzir o corpo técnico e administrativo das empresas a decisões erradas.

Dessa forma, deverão ser considerados e introduzidos no equacionamento para o cálculo estimado das PNT:

- a) sistema de IP: explicado na seção 2.5.2.1, esse sistema está enquadrado na categoria de cargas para as quais não é obrigatória a instalação de sistema de medição. Não considerar adequadamente a energia faturada correspondente ao sistema de IP instalada na rede de BT, terá como efeito uma PNT superior à que deveria ser. Esse efeito será ainda mais potencializado caso não se considere também outros tipos de carga com a mesma característica do sistema de IP, como é o caso das ligações provisórias atendidas pela distribuidora de energia;
- b) recuperação de receita: explicada na seção 2.5.2.2, a recuperação de receita se enquadra na classe de valores de faturamento que não correspondem à energia medida de fato nas UC e que pode contaminar o valor obtido de PNT. Considerar, inadvertidamente, os valores de recuperação de receita como energia faturada, terá como efeito uma PNT inferior à que deveria ser de fato;
- c) medição de energia e leitura das UC em período distintos: explicada na seção 2.5.2.3, a não compatibilidade entre os intervalos de medição e do processo de leitura ocasiona uma incerteza que pode resultar uma PNT maior ou menor do que deveria ser de fato.

Cada um dos pontos destacados, se não observados, terão sua contribuição individual no erro do valor obtido para a PNT, sendo essa contribuição ampliada quando considerado o seu conjunto.

Sendo assim, a pesquisa deverá apresentar, para um dado segmento da Distribuição, o erro no valor obtido para a PNT ao considerar, ou não, os efeitos individual e conjunto dos pontos assinalados, como segue:

- a) Cenário 1: erro no valor de PNT ao desconsiderar o sistema de IP;
- b) Cenário 2: erro no valor de PNT ao considerar a recuperação de receita;
- c) Cenário 3: erro no valor de PNT ao desconsiderar a não compatibilidade entre os intervalos de medição e do período de leitura;
- d) Cenário 4: erro no valor de PNT devido ao conjunto dos pontos assinalados.

O atendimento ao objetivo geral desta dissertação também passa pelo aprimoramento da metodologia apresentada, no sentido de agregar a sua formulação técnica, práticas de gestão adotadas na perspectiva de distribuidoras de energia. São dois os mecanismos oferecidos que, por sua vez, permitem que o método defendido seja capaz de englobar não somente as etapas de identificação/localização das PNT, mas também outras etapas destinadas à sua mitigação.

O mecanismo 1 diz respeito a identificar os aspectos multidisciplinares da PNT nos âmbitos interno e externo de uma distribuidora de energia, enquanto o mecanismo 2 prevê a aplicação de uma ferramenta de gestão, o Diagrama de Ishikawa, na identificação das potenciais causas de PNT.

Com esse aprimoramento, espera-se reunir contribuições relevantes para o gerenciamento adequado das PNT, sem falar que o método defendido, ou seja, uma formulação técnica para estimação das PNT aliada às práticas de gestão, prescinde de que os dados e informações necessárias sejam todos relativos a mesmo período de tempo.

4.9 O transformador de distribuição como elemento de avaliação das perdas de energia

Na última seção do capítulo tem-se o transformador como o equipamento que, por suas características, presença expressiva no SEP e aspectos funcionais, conecta-se a todos os objetivos específicos da dissertação.

Transformadores são equipamentos elétricos estáticos nos quais, mantida a frequência constante, os níveis de tensão e corrente elétricas alternadas são transformados entre dois (monofásicos) ou mais (polifásicos) enrolamentos acoplados magneticamente. Nos sistemas elétricos, os transformadores desempenham um papel fundamental, tanto no suprimento da média tensão – quando instalados em subestações – quanto no suprimento da baixa tensão – quando instalados na rede de distribuição em BT (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005, p. 111), realçando também sua presença na Transmissão no SEP.

Devido às suas funções de transformação de tensão, para fins de redução das perdas e transferência de energia, o transformador é considerado um equipamento indispensável ao SEP, o que justifica, portanto, sua disseminação pelo sistema elétrico. De acordo com Cancian (2013, p. 47), há no Brasil aproximadamente 2.100.000 transformadores instalados na rede de distribuição em MT. Este número carece de atualização, seja pela ampliação do sistema elétrico desde o 3º ciclo de revisões tarifárias, ocorrido entre 2011 e 2014, seja pela necessidade de se considerar várias outras distribuidoras além das 12 que

foram consideradas na compilação dos dados. Ainda assim, representa quantitativo bastante expressivo.

Considerando também seu considerável valor monetário, é razoável a atenção que se tem com relação a sua operação, manutenção e desempenho do ponto de vista energético. Nesse contexto, e por se reconhecer como relevante o posicionamento do transformador em termos de PT e PNT, vislumbrou-se a oportunidade de reduzir as perdas de energia elétrica, uma vez que ações de eficiência energética possibilitariam ganhos significativos.

Para efeito de análise, as perdas totais em um transformador de distribuição podem ser separadas em perdas nos circuitos elétricos (bobinas) e nos circuitos magnéticos (fluxos de dispersão pelo ar e pelos materiais dielétricos, assim como fluxos concatenados e fluxos magnetizantes no material ferromagnético que constitui o núcleo). Sabe-se, também, que essas perdas nos transformadores são divididas, tradicionalmente, em duas componentes: em vazio e em carga (PEREIRA JÚNIOR; LUCIANO, 2018, p. 1), e é equivalente à componente PT da perda total de energia.

Em um primeiro momento, muitas pesquisas foram realizadas tendo como foco a redução de PT no transformador. Esse é o caso de trabalhos como o de Tarasiewicz *et al.* (1993), Hasegawa (2001), So, Arseneau e Hanique (2003), Barbisio, Fiorillo e Ragusa (2004) e Kefalas e Kladas (2010) e Luciano (2014).

Com o aprimoramento das ICE e a necessidade de novas tecnologias e práticas de mitigação das perdas de energia, iniciou-se estudos e pesquisas tendo agora o transformador de distribuição como foco na redução das PNT. Exemplo disso é a pesquisa de Vieiralves (2005), além de outras envolvendo: o encapsulamento do medidor de energia diretamente no tanque do transformador; e a aplicação de transformadores de distribuição com menor potência de modo a reduzir o número de UC atendidas e com isso, estabelecer uma melhor segmentação das PNT, além de um gerenciamento mais adequado.

Nas Figuras 29 e 30 tem-se um exemplo de aprimoramento de ICE na qual é possível a conexão do transformador de distribuição diretamente na rede de MT, o que confere um maior potencial de PNT à distribuidora de energia, além de maior dificuldade na sua detecção e caracterização, uma vez que se trata de ICE móvel aplicada em área (zona rural) de acesso e visibilidade difíceis. Em outras situações, também se verifica o transformador como o principal elemento da ICE, dessa vez instalado em subestação, abrigada ou ao tempo. Para esses tipos de irregularidade faz-se necessário a adoção de métodos robustos de detecção, como o que é proposto nesta dissertação.

Figura 29 — Visão de transformador, instalado em base móvel, conectado na rede de MT.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 30 — Visão aproximada do transformador, instalado em base móvel, apresentado na Figura 29.



Fonte: elaborada pelo autor.

4.10. Considerações finais

Para o aprimoramento do método de cálculo da PNT por meio da medição da energia injetada no transformador de distribuição, deve-se observar aspectos que, apesar de não serem de complexa programação, envolvem uma base de dados organizada e atualizada, e podem ser bastante relevantes para a determinação correta do índice de PNT. Por outro lado, para a aplicação dos mecanismos 1 e 2, relacionados aos aspectos de gestão propostos, faz-se necessário que os profissionais envolvidos tenham domínio quanto à utilização do Diagrama de Causa e Efeito e um profundo conhecimento do macroprocesso de gerenciamento das PNT, e seus correlatos, e da sua dimensão institucional, dentro e fora da empresa.

CAPÍTULO 5

METODOLOGIA

5.1 Considerações iniciais

Para a obtenção do resultados foram necessários dados e informações divididos em quatro categorias, sendo a maioria deles (aproximadamente 80%) disponibilizados por empresa distribuidora com área de concessão no Brasil, cujo nome não é possível revelar por inexistir autorização para tal. Da empresa distribuidora alvo da pesquisa, doravante denominada EDAP, foram obtidos dados e informações conforme descrito nas seções seguintes.

5.2 A multidisciplinaridade da PNT na EDAP

A categoria 1 de dados e informações compreende levantamento realizado, em setembro de 2011, com as principais contribuições (participação / ação), identificadas em cada departamento de todas as diretorias da empresa, seja para a manutenção, seja para a melhoria do macroprocesso de gerenciamento das PNT.

Com isso, foi possível identificar a estrutura funcional (assessorias e departamentos), os processos gerenciados e os respectivos quantitativos de contribuições juntamente com o teor das mesmas. As contribuições (ou medidas) dizem respeito a participação e ações realizadas por cada assessoria e departamento com impacto direto, ou indireto, no macroprocesso de gerenciamento das PNT.

Com o intuito de extrair uma informação objetiva acerca desse tema (aspecto multidisciplinar da PNT) na EDAP, cada uma das medidas foi classificada como sendo de natureza administrativa, natureza técnica ou de natureza mista (técnico-administrativa).

Uma vez estabelecido o quadro com os quantitativos das estruturas funcional e de processos, e das medidas distribuídas por sua natureza, consegue-se então elaborar uma esquematização da relação multidisciplinar das PNT no âmbito interno da EDAP.

As estruturas (funcional e de processos) e seus quantitativos respectivos, assim como a esquematização mencionados, além de outras informações e dados complementares, estão apresentados no capítulo 6.

5.3 A sistematização das causas de PNT

A segunda categoria de dados/informações diz respeito aos vários tipos de ICE verificados diretamente na bibliografia consultada e outros considerados a partir da vivência do autor em casos experimentados no setor elétrico.

Desse modo, elaborou-se uma Diagrama de Ishikawa a partir do qual se estabelece uma proposta de sistematização das causas gerais das PNT. Neste desenvolvimento, importa considerar dois cuidados principais: a escolha de texto resumido na descrição das ICE de modo a não poluir visualmente o diagrama; escolha de critério de modo a evitar repetições de ICE e com isso, obter-se um Diagrama de Ishikawa com a simplificação esperada.

5.4 O Diagrama de Ishikawa para a PNT na EDAP

Na terceira categoria de dados estão contemplados dois diagnósticos elaborados, em novembro de 2011, por autores distintos e atuando de modo independente em períodos quase simultâneos, sendo tais esforços engendrados com o objetivo de se identificar as causas da PNT na EDAP.

Um segundo Diagrama de Ishikawa foi elaborado a partir dessa categoria de dados/informações, desta feita seguindo o passo a passo dessa ferramenta, ou seja, todas as causas potenciais de PNT apontadas nos dois diagnósticos foram classificadas em uma das seis famílias de causas do diagrama. O passo seguinte consistiu na elaboração de gráfico no qual se tem uma visualização da quantidade de causas de PNT distribuídas por famílias de causas do Diagrama de Ishikawa juntamente com uma Linha de Pareto com o percentual acumulado.

Vale ressaltar que os dois diagnósticos disponibilizados pela EDAP não contemplam o Diagrama de Ishikawa e o gráfico mencionado, ficando suas elaborações como uma das atividades deste trabalho.

5.5 O cálculo do índice de PNT – estrutura dos dados

A quarta e última categoria compreende os dados/informações de balanço energético, por transformador de distribuição, e valores de recuperação de receita mediante os quais se calcula o índice de PNT considerando a ocorrência dos cenários descritos em 4.8 para

em seguida compará-lo com o índice de PNT informado pela EDAP e com isso calcular os erros absoluto e relativo percentual (valores em módulo).

Cada balanço energético compreende a seguinte estrutura de dados apresentada na Figura 31. E é neste aspecto que se explica a escolha da EDAP para este trabalho, ou seja, o fato de possuir 3.815 transformadores de distribuição instalados, predominantemente (97%) na capital, e monitorados por sistema constituído de unidades remotas de aquisição de dados, *software* de telesupervisão e banco de dados. O monitoramento, remoto e em tempo real, compreende as grandezas tensão e corrente elétrica, além da energia elétrica injetada e temperatura no transformador.

Figura 31 — Estrutura dos dados do balanço energético.

Resumo										
Código da Unidade	Mes/Ano	Energia (kWh)			Unidades Consumidoras		I.P (kWh)	Perdas (%)		P.N.T/Total (%)
		Fornecida (A)	Faturada (B)	C (A-B)	Total	≠ Norm		T.	N.T.	
Lista										
Código da Unidade	Mes/Ano	Energia (kWh)			Unidades Consumidoras		I.P (kWh)	Perdas (%)		P.N.T/Total (%)
		Fornecida (A)	Faturada (B)	C (A-B)	Total	≠ Norm		T.	N.T.	

Fonte: dados da pesquisa.

Com um investimento de R\$ 6,3 milhões no decorrer de pouco mais de 3 anos, já se conseguiu uma redução significativa no índice de queima de transformadores e na quantidade de reclamações por nível de tensão. Com essa infraestrutura, a EDAP consegue realizar o monitoramento em tempo real das condições de operação da rede, da temperatura e energia injetada nos transformadores de distribuição, porém, o acompanhamento das PNT, via balanço energético, é mensal, uma vez que os medidores de energia instalados nas UC não possuem comunicação com o sistema de monitoramento.

Inicialmente foi estabelecido um planejamento para compor o balanço energético de um alimentador com as características apresentadas na Tabela 5, porém, verificou-se que nem todos os transformadores de distribuição possuíam o monitoramento em tempo real.

Com isso, decidiu-se adotar como segmento do sistema elétrico, o próprio transformador de distribuição, a rede de BT e as UC por ele atendidas. AD01 e AD13 foram os alimentadores escolhidos, uma vez que as áreas da cidade atendidas por eles, contemplam uma área consolidada (centro da cidade) e já definida, sem alterações na sua configuração do alimentador e sem histórico de interferências na comunicação dos dados de medição entre as unidades remotas (instaladas nos transformadores de distribuição) e o servidor; essas áreas

também são reconhecidas por apresentarem o problema de PNT bem configurado e com histórico reconhecido da prática de ICE.

Tabela 5 — Dados técnicos de alimentadores de distribuição.

Unid.	Alimentador	Extensão (km)	SGRede	N. de transformadores		Total de transformadores	N. de consumidores		Total de consumidores
				Companhia	Particular		Grupo A	Grupo B	
1	AD01	3,75	16	26	41	67	30	1092	1122
2	AD13	5,36	19	37	37	74	31	1282	1313

Fonte: dados da pesquisa.

Para os alimentadores escolhidos, foram solicitados os dados do balanço energético, no período de 12 meses consecutivos, de todos os transformadores monitorados nos alimentadores AD01 e AD13, existindo a expectativa de que esse quantitativo fosse compatível com o total de transformadores supridos por um dos alimentadores da mesma subestação. Todavia, por uma restrição de dados informada pela EDAP, foram disponibilizados os dados de acordo com a Tabela 6.

Tabela 6 — Estrutura dos dados do balanço energético disponibilizados pela EDAP.

Transformador	Código da unidade remota	Quant. de balanços energéticos	Quant. de UC	Quant. de ciclos de faturamento	mar./18	abr./18	maio/18	jun./18	jul./18	ago./18	set./18	out./18	nov./18	dez./18
AD01_09829	1837 AD 01 225 09829	8	5	40		X	X		X	X	X	X	X	X
AD01_00008	2210 AD 01 150 00008	8	19	152		X	X	X	X	X	X	X	X	X
AD01_00047	2216 AD 01 225 00047	8	21	162		X	X	X	X	X	X	X	X	X
AD01_00025	2237 AD 01 225 00025	8	8	64		X	X	X	X	X	X	X	X	X
AD01_00030	2261 AD 01 112,5 00030	8	18	139		X	X	X	X	X	X	X	X	X
AD01_00016	2455 AD 01 150 00016	8	19	152		X	X	X	X	X	X	X	X	X
AD01_00052	1836 AD 01 112,5 00052	7	8	56		X	X	X	X	X		X	X	
AD01_17933	1838 AD 01 150 17933	7	3	21			X	X	X	X	X	X	X	
AD01_00010	2209 AD 01 225 00010	6	3	18		X	X	X	X	X			X	
AD01_00012	2208 AD 01 225 00012	5	11	55		X		X	X				X	X
AD01_26650	2516 AD 01 75 26650	5	2	10		X	X	X	X	X				
AD01_15267	--- AD 01 150 15267	3	0	0		X	X			X				
AD01_00906	171 AD 01 225 00906	3	8	24						X	X	X		
AD01_00001	2229 AD 01 150 00001	3	28	82		X						X	X	
AD01_00002	2445 AD 01 150 00002	2	20	39			X		X					
AD13_00878	2677 AD 13 150 00878	9	6	47		X	X	X	X	X	X	X	X	X
AD13_19579	2402 AD 13 150 19579	8	57	456		X	X	X	X	X	X	X	X	
AD13_20039	6655 AD 13 112,5 20039	8	34	272		X	X	X	X	X	X	X		
AD13_12395	2669 AD 13 150 12395	7	9	63			X	X	X	X	X	X	X	
AD13_00057	2371 AD 13 150 00057	4	1	4			X					X	X	X
AD13_00887	6753 AD 13 75 00887	4	70	280		X	X	X	X					
AD13_00895	--- AD 13 75 00895	1	2	2					X					
AD13_00100	--- AD 13 112,5 00100	1	0	0			X							

Fonte: elaborada pelo autor.

Na Tabela 6, a coluna Quant. de ciclos de faturamento corresponde ao conjunto de dados de: consumo mensal de energia, leituras anterior e posterior do medidor de energia de

cada UC, no mês do balanço energético. Esses dados também foram disponibilizados pela EDAP mediante históricos de consumo de cada UC.

5.6 O cálculo do índice de PNT – os erros associados

Para o cálculo dos erros associados (erro absoluto e erro relativo percentual – valores em módulo) no cenário 1, adotou-se os seguintes passos:

- a) confirmar a existência de circuito de IP atendido pelo transformador monitorado;
- b) identificar se a energia consumida pelo sistema de IP está contabilizada devidamente no balanço energético;
- c) refazer o balanço energético considerando agora a energia consumida pelo sistema de IP;
- d) calcular os erros absoluto e relativo percentual entre os dois (antes e depois de refazer o balanço energético) índices de PNT – nos casos em que há sistema de IP no secundário do transformador e cuja energia consumida não está contabilizada no balanço energético;
- e) calcular os valores médios dos erros associados.

Os passos das alíneas de a) a d) devem ser repetidos para todos os balanços energéticos.

Nas análises do cenário 1, não é levado em consideração o aspecto de desatualização cadastral do sistema de IP na base de dados técnicos da distribuidora de energia. Sabe-se que esse tipo de problema é reconhecido como uma das causas potenciais de PNT, o que poderia contribuir para erros superiores no cálculo do índice de PNT.

Para o cálculo dos erros associados no cenário 2, observou-se os seguintes passos:

- a) identificar se existem valores de recuperação de receita contabilizados indevidamente no balanço energético;
- b) refazer o balanço energético expurgando agora os valores de recuperação de receita;
- c) calcular os erros associados entre os dois (antes e depois de refazer o balanço energético) índices de PNT – nos casos em que foram identificados valores de recuperação de receita contabilizados indevidamente;
- d) calcular os valores médios dos erros associados.

Os passos das alíneas de a) a c) devem ser repetidos para todos os balanços energéticos.

Não tendo sido identificados valores de recuperação de receita nos balanços energéticos, resolveu-se então, realizar um exercício para avaliar o potencial impacto desse cenário no cálculo do índice de PNT.

Os passos a seguir foram observados quando do cálculo dos erros associados no cenário 3:

- a) elaborar rotina para consistir os dados de consumo de energia com as leituras anterior e atual do medidor de energia;
- b) identificar os padrões de intervalo de leitura de medidor de energia (ILME) – vê as datas de leitura anterior e atual do medidor da UC – em relação ao intervalo de medição de energia (IME) – mês civil – observando para tal, os ciclos de faturamento das UC;
- c) elaborar rotina com a lógica de processamento para refazer o balanço energético;
- d) refazer o balanço energético recalculando os novos consumos mensais de energia de cada UC e com isso as novas parcelas de energia faturada – coluna Faturada (B) da Figura 31;
- e) calcular os erros associados entre os dois (antes e depois de refazer o balanço energético) índices de PNT;
- f) calcular os valores médios dos erros associados.

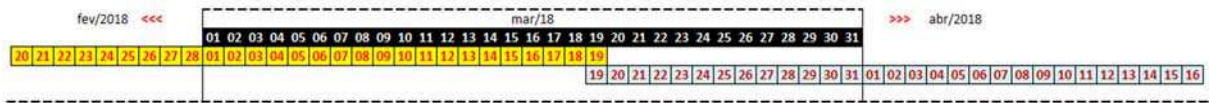
Os passos das alíneas de a) a e) devem ser repetidos para todos os balanços energéticos.

Todas as rotinas de consistência e da lógica de processamento foram elaboradas com o editor Microsoft Office Excel, produzido pela Microsoft, devido a sua adequação para o tratamento de dados dessa natureza, bem como elaboração das lógicas envolvidas.

O passo na alínea d) foi executado via método reportado na bibliografia consultada, no qual Montaña (2005 apud MÉFFE, 2006, p. 24) propõe compatibilização entre o IME e o ILME mediante cálculo do consumo médio diário conforme explicações a partir da Figura 32.

O passo na alínea e) é executado para os dois métodos propostos por Montaña (2005).

Figura 32 — Ciclo de faturamento de uma UC no mês/ano março de 2018.



Fonte: elaborada pelo autor.

Na Figura 32, tomando como exemplo o ciclo de faturamento de uma UC em março de 2018, vê-se que a energia injetada no transformador de distribuição no mês civil (intervalo de 01/03 a 31/03) não está compatível com a energia consumida pela UC (intervalo de 20/02 a 19/03), ou seja, as duas energias não foram medidas no mesmo intervalo de tempo. Assim, para compatibilizar as energias medidas em um mesmo intervalo (mês civil), propõe-se dois métodos:

- a) Calcular o consumo médio diário da UC mediante energia consumida no intervalo de 20/02 a 19/03 e extrapolá-lo no intervalo de 01/03 a 31/03 (mês civil);
- b) Calcular dois consumos médios diários, o mesmo descrito na alínea a) e o outro mediante a energia consumida no intervalo 19/03 a 16/04, e depois extrapolá-los, respectivamente, nos intervalos 01/03 a 19/03 e 20/03 a 31/03.

Em a), a compatibilização entre IME e ILME se dá via cálculo de um consumo médio diário e sua extrapolação em intervalo que corresponde ao mês civil; com isso, o intervalo de 20/03 a 31/03 do mês civil, doravante denominado consumo faturado não contabilizado (CFNC), é preenchido mediante faturamento que o antecede na linha do tempo.

Em b), a compatibilização entre IME e ILME se dá via cálculo de dois consumos médios diários e extrapolação dos mesmos em intervalos consecutivos do mês civil; com isso, o CFNC é preenchido mediante faturamento que o sucede na linha do tempo.

O método em b), doravante denominado Regra de Proporcionalização 2 (RP2), é, intuitivamente, mais elaborado e adequado, do que o método em a), doravante denominado de Regra de Proporcionalização 1 (RP1), porém, para sua aplicação, é necessário conhecer o faturamento do mês posterior.

Importa ainda considerar dois aspectos: no caso da aplicação de RP2, como se faz necessário conhecer o faturamento posterior ao mês em que se quer calcular o índice de PNT, poderá ser estabelecida a rotina de calcular a PNT em dois momentos distintos, sendo o primeiro cálculo via RP1 e o segundo via RP2 e com isso, se verificar as possíveis distorções. A dinâmica explicada para a Figura 32 é específica para o exemplo estabelecido, podendo

mudar dependendo do deslocamento relativo entre IME e ILME, com isso a importância de se detectar antecipadamente todos os padrões de ILME com relação ao IME.

No tocante ao cálculo dos erros associados no cenário 4, utilizou-se as mesmas rotinas elaboradas no cenário 3 e os mesmos padrões de intervalo de ILME relativos ao IME. Também se mantiveram as parcelas de energia faturada calculadas na alínea d) do cenário 3. Respeitado isto, neste último cenário observou-se os seguintes passos:

- a) refazer o balanço energético contabilizando agora, o consumo do sistema de IP no valor total da energia faturada já calculada em d) do cenário 3;
- b) calcular os erros associados entre os dois (antes e depois de refazer o balanço energético) índices de PNT;
- c) calcular os valores médios dos erros associados.

Os passos das alíneas a) e b) devem ser repetidos para todos os balanços energéticos.

5.7 Considerações finais

A consecução dos passos apresentados neste capítulo alinha-se aos objetivos específicos da dissertação, sendo possível identificar, na metodologia apresentada, quesitos técnicos e de gestão associados ao cálculo aproximado das PNT; a sua avaliação como um problema multi-causa; e a sua dimensão institucional nos âmbitos interno e externo de uma distribuidora de energia. Cumpre destacar, pelo exposto, que a metodologia prescinde de que os dados e informações necessárias sejam todos relativos ao mesmo intervalo de tempo ou que todas as suas etapas sejam integralmente executadas, para que a metodologia se aplique.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS E ANÁLISES

6.1 Considerações iniciais

Os resultados e análises que validam o objetivo geral da dissertação estão apresentados neste capítulo e dizem respeito ao aspecto institucional no âmbito interno de uma distribuidora; a proposição de dois Diagramas de Ishikawa para dados coletados da bibliografia estudada e disponibilizados pela EDAP; e a diferença e erro percentuais introduzidos no cálculo da PNT consoante os cenários descritos na seção 4.8.

6.2 As PNT no âmbito interno da EDAP

Mediante informações e dados disponibilizados pela EDAP a fim de averiguar possíveis correlações dos seus processos e unidades gerenciais com o macroprocesso de combate às PNT, foi possível elaborar a Tabela 7. Identifica-se que 1/3 da estrutura funcional e de processos de uma das diretorias (Comercial) da empresa está direcionada diretamente para o gerenciamento das PNT e isso se dá por meio do Departamento de Medição e Fiscalização (DCM). No mesmo contexto da diretoria citada, identifica-se também que nos outros 2/3 da estrutura funcional e de processos, mesmo não possuindo relação direta com as PNT, há 22 pontos de atuação (participação / ação) que influenciam diretamente no seu gerenciamento.

Tabela 7 — Organograma da EDAP relativo à sua Diretoria Comercial.

ALTA DIREÇÃO	ASSESSORIAS	DEPARTAMENTOS	PROCESSOS	CONTRIBUIÇÕES
Diretoria Comercial (exceto DCM)	1	2	8	22
Diretoria Comercial (apenas o DCM)	0	1	4	6
DIRETORIA COMERCIAL (DC)	1	3	12	28

Fonte: elaborada pelo autor.

Ampliando-se a visão, agora na perspectiva de toda a EDAP, exceto a Diretoria Comercial (DC), foi verificado numa estrutura funcional e de processo, organizada no âmbito de 5 diretorias (de Gestão; Financeira; Planejamento e Expansão; Operação; e de Geração e Transmissão) mais a presidência da empresa, e contemplando 12 assessorias, 22

departamentos e 46 processos, a existência de 82 pontos de atuação (participação / ação), conforme a Tabela 8, que impactam diretamente nas PNT. Ressalte-se que do total de pontos de atuação, 22% são ações de natureza administrativa, 66% de natureza técnica e 12% de natureza técnico-administrativa – Figura 33 – sendo todas essas, contribuições relevantes para o bom cumprimento das ações e medidas de mitigação das PNT, mesmo provenientes de áreas (diretorias e presidência) da empresa não identificadas diretamente com o gerenciamento das PNT.

Tabela 8 — Organograma geral da EDAP.

ALTA DIREÇÃO	ASSESSORIAS	DEPARTAMENTOS	PROCESSOS	PARTICIPAÇÃO / AÇÃO
Presidência (PR)	7	0	8	16
Diretoria de Gestão (DG)	1	5	9	15
Diretoria Financeira (DF)	1	3	4	5
Diretoria de Planejamento e Expansão (DPE)	1	3	5	10
Diretoria de Operação (DO)	1	5	10	21
Diretoria de Geração e Transmissão (DGT)	1	6	10	15
Diretoria Comercial (DC)	1	3	12	28
TOTAL (exceto a DC)	12	22	46	82
TOTAL	13	25	58	110

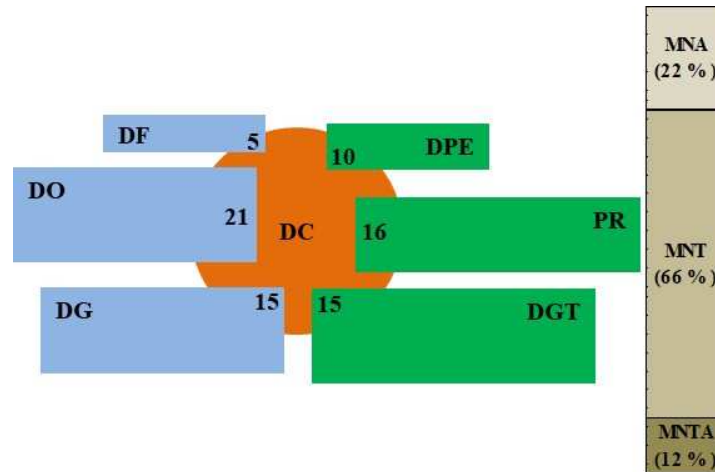
Fonte: elaborada pelo autor.

Com isso, conclui-se, portanto, pela existência de uma ampla e entrelaçada multidisciplinaridade das PNT do ponto de vista institucional no âmbito interno de uma distribuidora, tal como discorrido na seção 2.6.1. Esse fato representa, ao mesmo tempo, oportunidades a serem exploradas em benefício do macroprocesso de combate às PNT ou ameaças que poderão comprometer todo o planejamento das ações mitigadoras das PNT. Na Figura 33 tem-se uma esquematização da relação multidisciplinar das PNT considerando os dados apresentados nas Tabelas 7 e 8.

Na Figura 33 o círculo representa a área diretamente envolvida com o gerenciamento das PNT e os retângulos as áreas envolvidas indiretamente, mas que possuem pontos de atuação (participação / ação) que influenciam nas PNT. A largura e altura dos retângulos são proporcionais, respectivamente, à estrutura funcional (assessorias + departamentos) e ao número de processos das diretorias; as intersecções entre retângulos e círculo são proporcionais à quantidade de pontos de atuação; e por último, a coluna à direita representa os percentuais dos 82 pontos de atuação, que influenciam diretamente às PNT,

distribuídos em medidas de natureza administrativa (MNA), medidas de natureza técnica (MNT) e medidas de natureza técnico-administrativa (MNTA).

Figura 33 — Esquematisação da relação multidisciplinar das PNT no âmbito interno da EDAP.



Fonte: elaborada pelo autor.

6.3 Diagramas de Ishikawa aplicados às ICE e PNT

Como objeto dessa dissertação, foi realizada, no período entre 11/12/2018 e 26/02/2019, uma consulta que teve como público-alvo, profissionais e ex-profissionais do setor elétrico nacional que trabalham ou trabalharam com gerenciamento de PNT ou processos correlatos. Essa consulta foi elaborada no site do *Mentimeter* (<https://www.mentimeter.com>), que consiste em *software* de apresentação executado na *web* e que faz uso de um sistema de resposta ao público, permitindo realizar apresentações e pesquisas interativas.

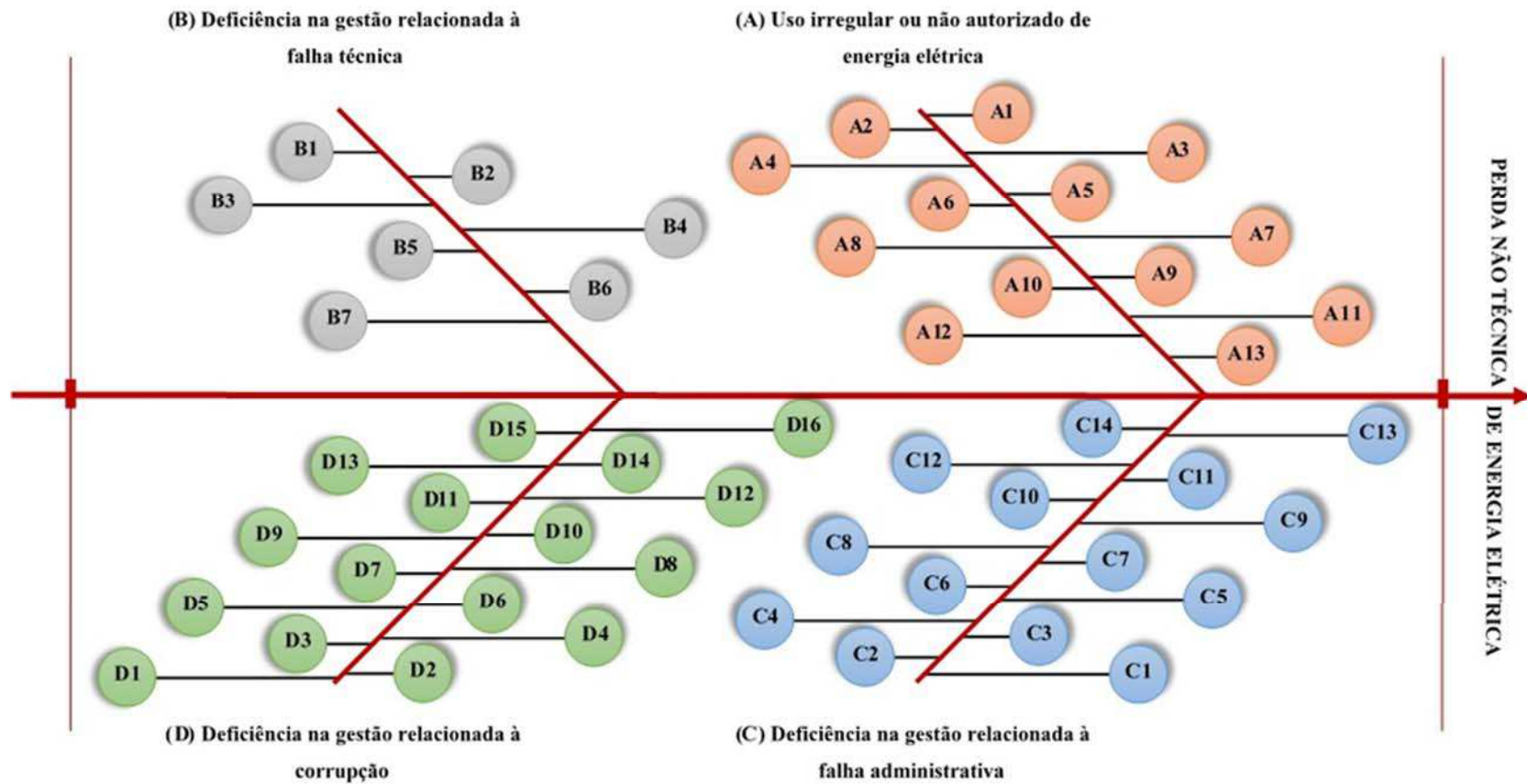
A consulta foi respondida diretamente no site <https://www.mentimeter.com>, porém, comunicada ao público-alvo mediante o aplicativo *WhatsApp*, do *Facebook Inc.*, e a rede social de negócios, *LinkedIn*, da *LinkedIn Corporation*; a escolha dessas mídias se deu pela facilidade e dinâmica envolvidas no seu uso. Foram consultados 191 usuários, quantitativo esse estabelecido a partir do maior número de profissionais que se conseguiu identificar na rede de contatos, relacionada ao tema PNT, do autor da dissertação. Com isso, os usuários foram solicitados a definir PNT de energia elétrica em uma palavra. Do total de consultados, 64,40% atenderam ao solicitado.

Também foram identificadas descrições de ICE que devem ser evitadas, como por exemplo, curto-circuito na entrada ou saída do medidor e curto-circuito nos secundários dos TC, quando na verdade, o termo mais adequado em substituição a curto-circuito seria *bypass* ou ponte derivativa.

Dada a proposição, neste trabalho, das categorias de agentes causadores de PNT, optou-se, na construção da Figura 35, por não se adotar as famílias de causas (matéria-prima, máquina, medida, meio ambiente, mão-de-obra e método) estabelecidas por Campos (2004). Outra opção escolhida foi considerar caracteres (A, B, C e D) com sequencial numérico para as descrições das ICE, de modo a não dificultar a visualização do diagrama, porém, suas descrições completas verificam-se na legenda da Figura 35, constante no Apêndice A. Quando da descrição das ICE, adotou-se como referência os seus pontos de origem ou localização, seja a rede de distribuição ou o sistema de medição, de forma a englobar seus tipos similares numa só descrição; desse modo, é possível reduzir consideravelmente a quantidade de ICE na classificação proposta nesta dissertação – redução de 70%. Na legenda constante no Apêndice A também se verifica, para alguns tipos de ICE, um texto complementar para facilitar sua compreensão. Por último, e como apresentado na seção 2.7, os tipos (subcausas) de ICE estão associados visivelmente às quatro categorias de agentes causadores de PNT.

O diagrama apresentado na Figura 35 representa, portanto, uma proposta de sistematização de causas gerais das PNT, tendo sido estabelecido a partir de uma ferramenta de diagnóstico de problemas.

Figura 35 — Diagrama de Ishikawa para a perda não técnica de energia elétrica.

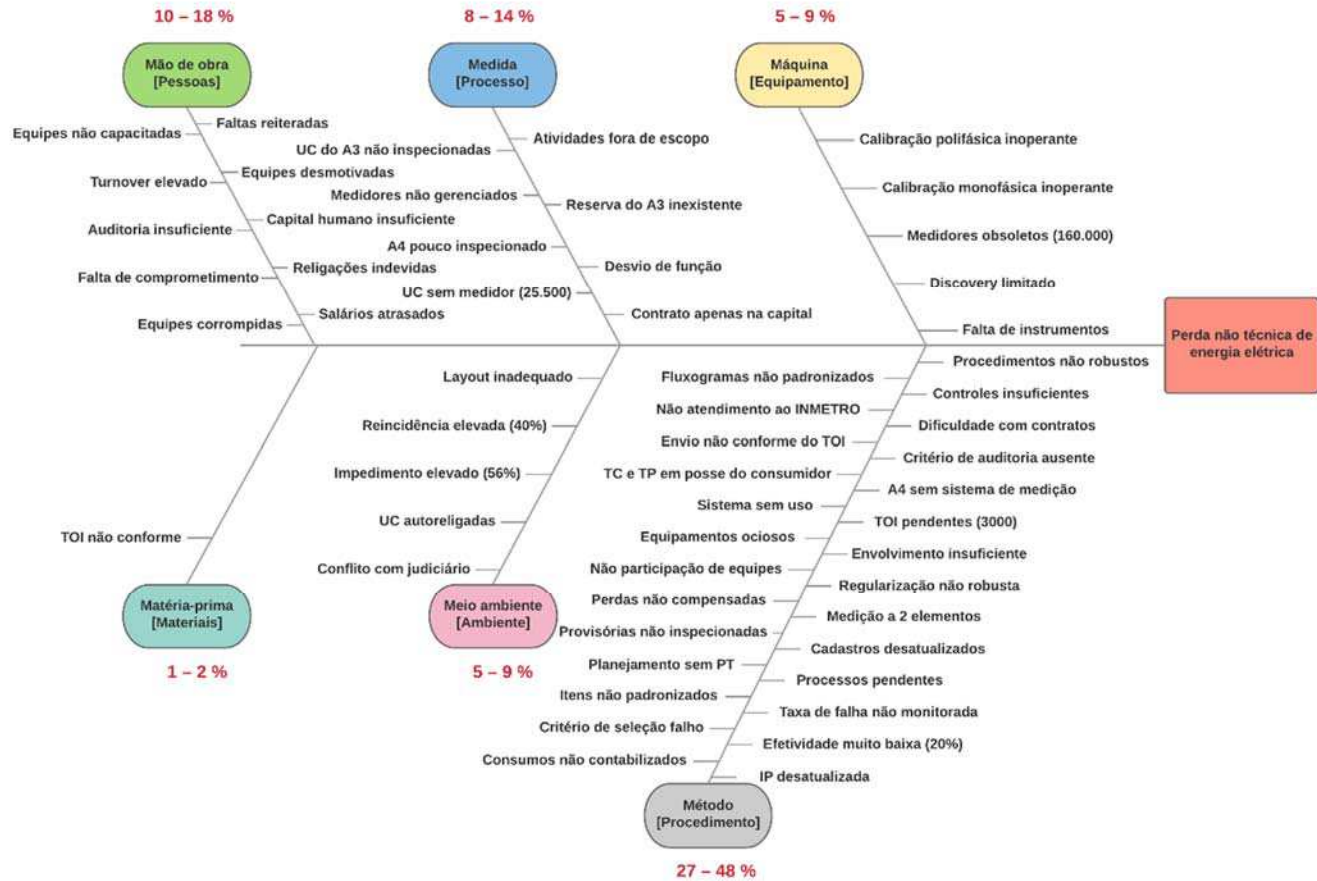


Fonte: elaborada pelo autor.

O próximo resultado foi obtido a partir de dados disponibilizados pela EDAP. Tais dados fazem parte de dois diagnósticos, elaborados por autores distintos e independentes, porém, em períodos quase simultâneos, e que versam sobre as principais vulnerabilidades da empresa, que por sua vez, se traduzem em potenciais causas de PNT; importa destacar também que os dois diagnósticos foram realizados diretamente no DCM, portanto, no núcleo das ações de monitoramento e combate às PNT. Com isso, foi elaborado outro diagrama apresentado na Figura 36, dessa vez, considerando agora as famílias de causas propostas por Campos (2004). Na elaboração desse segundo Diagrama de Ishikawa foi utilizado o *software* LucidChart da *Lucid Software Inc.*; e neste caso optou-se por tópicos sucintos na descrição das causas, de modo a não dificultar sua visualização, sendo o detalhamento apresentado na legenda da Figura 36, constante no Apêndice B.

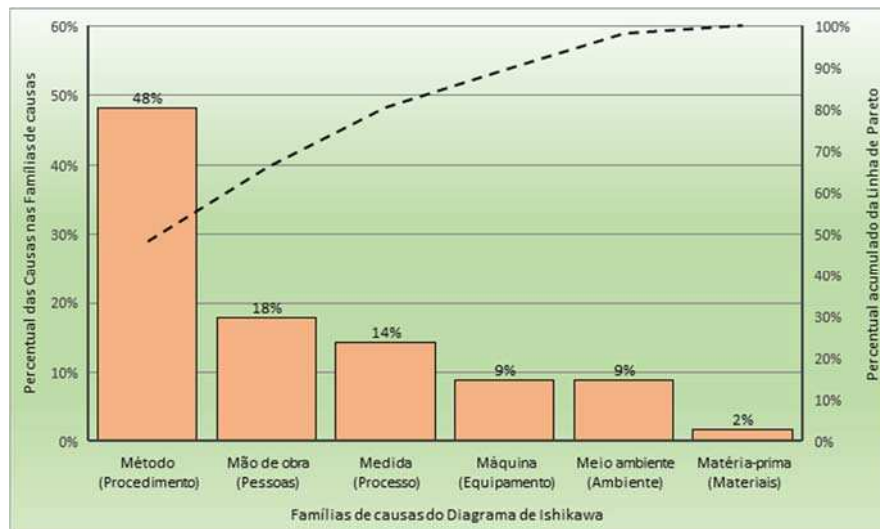
No Gráfico 1 tem-se uma representação do Diagrama de Ishikawa da Figura 36. A partir dos dois diagnósticos disponibilizados pela EDAP foi possível identificar 56 causas potenciais de PNT, que após as análises e consultas devidas, ficaram assim distribuídas nas seis famílias de causas do Diagrama de Causa e Efeito: matéria-prima (1 – 2%), meio ambiente (5 – 9%), máquina (5 – 9%), medida (8 – 14%), mão-de-obra (10 – 18%) e método (27 – 48%), onde os números entre parênteses representam, respectivamente, a quantidade de causas associada à respectiva família de causa e sua participação, em percentual, no total (56) de causas potenciais de PNT.

Figura 36 — Diagrama de Ishikawa para perda não técnica de energia elétrica (Caso EDAP).



Fonte: elaborada pelo autor.

Gráfico 1 — Quantidade de causas potenciais de PNT por Famílias de causas do Diagrama de Ishikawa (Caso EDAP).



Fonte: elaborada pelo autor.

Também é possível verificar no Gráfico 1 que 80% das causas estão associadas a três famílias de causas (método, mão-de-obra e medida), estabelecendo, portanto, uma combinação bastante agressiva, uma vez que o método diz respeito às rotinas e procedimentos – o como é feito – executados no DCM e na EDAP; a mão-de-obra refere-se às pessoas, ao capital humano – o quem faz – do DCM e da EDAP que trabalham diretamente com o gerenciamento das PNT; e a medida representa os processos desenvolvidos para fazer frente às PNT. É possível concluir, com isso, que a combinação identificada justificaria, por si só, os elevados índices – superiores a 25% – de PNT atualmente verificados na EDAP.

6.4 Cenários e modificações

No tocante ao cálculo estimado da PNT, são apresentados na sequência, os resultados atendendo aos cenários descritos na seção 4.8.

6.4.1 Cenário 1 – erro no cálculo do índice de PNT ao desconsiderar o sistema de IP

De acordo com os dados disponibilizados pela EDAP, verificou-se a existência da carga de IP no circuito secundário de distribuição em 114 balanços energéticos (87% dos

casos analisados) e em 96% (110 balanços energéticos) desse quantitativo, constatou-se que a IP não foi contabilizada no cálculo do índice de PNT.

No Gráfico 2 têm-se os erros absoluto ($D_{\text{pnt.IP}}$) e relativo percentual ($E_{\text{pnt.IP}}$), ambos valores médios, ao não se considerar o sistema de IP no cálculo do índice percentual de PNT. Em 72% dos casos, excetuando-se as situações de dados não disponíveis (#N/D), o $E_{\text{pnt.IP}}$ foi superior a 2%. Como não foi identificado na bibliografia consultada valores de referência para esse tipo de erro percentual, adotou-se valor compatível com a classe de exatidão de medidores eletrônicos utilizados no processo de medição, tanto da energia injetada no transformador de distribuição, quanto da energia consumida nas UC.

Gráfico 2 — Erros absoluto ($D_{\text{pnt.IP}}$) e relativo percentual ($E_{\text{pnt.IP}}$) no índice de PNT devido ao fator Iluminação Pública (IP), em função do transformador monitorado.



Fonte: elaborada pelo autor.

Em que pese erros inferiores a 2% nos demais casos (28%), há que se considerar também $D_{\text{pnt.IP}}$. Nos outros casos já assinalados, os valores de $D_{\text{pnt.IP}}$ (0,27%; 0,38%; 0,88%; 0,93% e 1,07%), são convidativos, do ponto de vista prático, de serem atingidos, uma vez que o processo de mitigação das PNT requer uma conjugação de esforços que demandam extensos planejamento e organização na sua execução e que nem sempre culminam em resultados satisfatórios em curto intervalo de tempo.

Nos casos de $E_{\text{pnt.IP}}$ superior ao seu valor médio (4,20%), ou seja, 4,78%; 4,82%; 6,02%; 14,78%; e 18,00%, verifica-se que o consumo de energia correspondente ao sistema de IP, em alguns dos balanços energéticos do transformador, tem uma participação considerável (de 6% a 34%) na perda total de energia. Destaque-se, entre estes, o caso ($E_{\text{pnt.IP}} = 14,78\%$) do transformador AD01_15267, no qual o sistema de IP é a sua única carga e cuja participação na perda total de energia varia de 4% a 34%.

Os erros assinalados por #N/D, em alguns transformadores no Gráfico 2, explicam-se pelo fato de não existir sistema de IP nos circuitos por eles atendidos ou ainda devido expurgo de dados não consistentes para o estudo realizado.

Diante de tais considerações a respeito do sistema de IP relativas ao cálculo de PNT, sugere-se, portanto, uma modificação nas Expressões 7 e 9, obtendo-se as Expressões 14 e 15, respectivamente, onde: E_{IP} representa a energia consumida (valor estimado) no sistema de IP conectado à rede BT suprida pelo transformador.

$$P_{PNT_I} = E_{INJ_I} - \left[\sum_{i=1}^n E_{FAT_{Ii}} + E_{IP} + P_{PT_I} \right], \quad (14)$$

$$P_{PNT_I} = E_{INJ_I} - \left[\sum_{i=1}^n E_{FAT_{Ii}} + E_{IP} + P_{PT_{RS}} + \sum_{i=1}^n P_{PT_{RMi}} + \sum_{i=1}^n P_{PT_{MEDI}} \right]. \quad (15)$$

6.4.2 Cenário 2 – erro no cálculo do índice de PNT ao considerar a recuperação de receita

Para este cenário, pode-se afirmar, mediante os dados disponibilizados pela EDAP, que não foi identificada a contribuição de valores de recuperação de receita no cálculo dos índices de PNT em nenhum dos 131 balanços energéticos investigados. Isso porque no valor total da energia faturada considerado nos cálculos dos índices de PNT foram identificados somente valores relativos ao consumo de energia faturado das UC.

De acordo com dados da pesquisa, foram contabilizados pela EDAP, no período de janeiro a outubro de 2018, uma energia recuperada de 118.589 MWh, advinda de processos administrativos de recuperação de receita, correspondente a aproximadamente 99 milhões de reais. Considerando os dados obtidos em novembro de 2017 – alusivo ao mesmo mês/ano – relativamente às áreas de concessão da Paraíba, por exemplo, aquela energia seria suficiente para suprir, durante aproximadamente 2 meses, 1/3 do total de suas UC, ou seja, 537.419 consumidores da classe residencial, tendo esses um consumo médio mensal de 110 kWh.

De modo a avaliar o potencial impacto da energia recuperada, tal como observado nos dados disponibilizados pela EDAP, foi elaborada a Tabela 9 com dados do balanço energético, no período de abril a dezembro de 2018, envolvendo o conjunto de transformadores de distribuição alvos da pesquisa. Nesta tabela tem-se como produto: os índices calculados de PNT, a variação da energia faturada e o erro percentual, sendo possível medir a influência da energia recuperada nos mesmos, em cada mês/ano do período considerado – ver a linha com *status* Sim na coluna Energia Recuperada.

Tabela 9 — Balanço energético do conjunto de transformadores alvos da pesquisa, com e sem montantes de energia recuperada.

Mes/Ano	Energia Recuperada (S / N)	Energia (kWh)			Total de UC	Perdas (%)		Variação Faturada (%)	Erro PNT (%)
		Fornecida (A)	Faturada (B)	C (A-B)		PT	PNT		
abr/18	Não	908059	306349	601710	774	3,73	63,64	122	65
	Sim	908059	681494	226565		3,73	22,33		
mai/18	Não	810991	245400	565592	726	3,73	67,14	143	65
	Sim	810991	597280	213711		3,73	23,75		
jun/18	Não	1243997	281350	962647	711	3,73	74,36	122	37
	Sim	1243997	625960	618037		3,73	46,65		
jul/18	Não	683316	278269	405047	678	3,73	57,02	118	84
	Sim	683316	606885	76431		3,73	8,93		
ago/18	Não	866918	261678	605240	677	3,73	67,25	125	56
	Sim	866918	589809	277109		3,73	29,40		
set/18	Não	770291	235630	534661	668	3,73	66,94	137	63
	Sim	770291	559399	210892		3,73	24,91		
out/18	Não	1173430	271222	902208	799	3,73	74,03	143	45
	Sim	1173430	658485	514945		3,73	41,03		
nov/18	Não	909140	188101	721039	772	3,73	76,68	199	54
	Sim	909140	562277	346862		3,73	35,52		
dez/18	Não	410423	125394	285029	488	3,73	65,72	189	88
	Sim	410423	361920	48503		3,73	8,09		

Fonte: elaborada pelo autor.

No cálculo da energia faturada, considerando a influência da energia recuperada total (ER_{TOT}), usou-se a Expressão 16, na qual os valores assumidos para suas variáveis e parâmetros são típicos e representativos da realidade da EDAP. Com isso, o novo valor da energia faturada é igual ao valor inicial mais a energia recuperada calculada a partir da Expressão 16.

$$ER_{TOT} = Q_{UC} \times \left(1 - \frac{I_{IMP}}{100}\right) \times \left(\frac{I_{AC}}{100}\right) \times \left(\frac{I_{FI}}{100}\right) \times ER_{MPA}, \quad (16)$$

Legenda:

Q_{UC} – variável representada pela quantidade mensal de UC alvos da campanha de inspeção.

I_{IMP} – parâmetro representado pelo valor percentual de UC visitadas sem sucesso quanto à execução da inspeção, por motivos como: UC fechada, UC desocupada e outros. Nos cálculos realizados, I_{IMP} será igual a 40%.

I_{AC} – parâmetro representado pelo valor percentual de UC visitadas e inspecionadas com detecção de pelo menos uma ICE. Nos cálculos realizados, I_{AC} será igual a 40%.

I_{FI} – parâmetro representado pelo valor percentual de processos administrativos finalizados. Nos cálculos realizados, I_{FI} será igual a 60%.

ER_{MPA} – variável representada pelo valor médio mensal de energia recuperada por processo administrativo finalizado, sendo expresso em kWh/unid. Nos cálculos realizados, ER_{MPA} foi determinado levando-se em consideração o mesmo ano de avaliação das PNT, ou seja, 2018. Neste ano, no período de janeiro a outubro de 2018, foram recuperados 118.589.427 kWh mediante finalização de 35.233 processos administrativos.

No Gráfico 3 é possível visualizar o impacto potencial da energia recuperada na variação percentual da energia faturada e o erro percentual no índice de PNT. Em todos os meses observados, os erros no índice de PNT foram superiores a 35%, portanto, bem relevantes.

Mediante esse exercício de avaliação do impacto da energia recuperada no cálculo do índice de PNT, sugere-se uma modificação nas Expressões 14 e 15, obtendo-se, respectivamente, as Expressões 17 e 18, onde: E_{RECI} representa a energia recuperada, quando existir, associada a recuperação de receita de cada UC suprida pelo transformador; cabe destacar que a inclusão do somatório da parcela E_{RECI} depende do período de cálculo da PNT, ou seja, é válido para o cálculo em períodos acumulativos – índice de PNT acumulada nos últimos 12 meses, por exemplo – porém, não deve ser considerado no período mensal.

$$P_{PNT_I} = E_{INJ_I} - \left[\sum_{i=1}^n E_{FAT_{Ii}} + E_{IP} + P_{PT_I} + \sum_{i=1}^n E_{RECI_i} \right], \quad (17)$$

$$P_{PNT_I} = E_{INJ_I} - \left[\sum_{i=1}^n E_{FAT_{Ii}} + E_{IP} + P_{PT_{RS}} + \sum_{i=1}^n P_{PT_{RMi}} + \sum_{i=1}^n P_{PT_{MEDI}} + \sum_{i=1}^n E_{RECI_i} \right]. \quad (18)$$

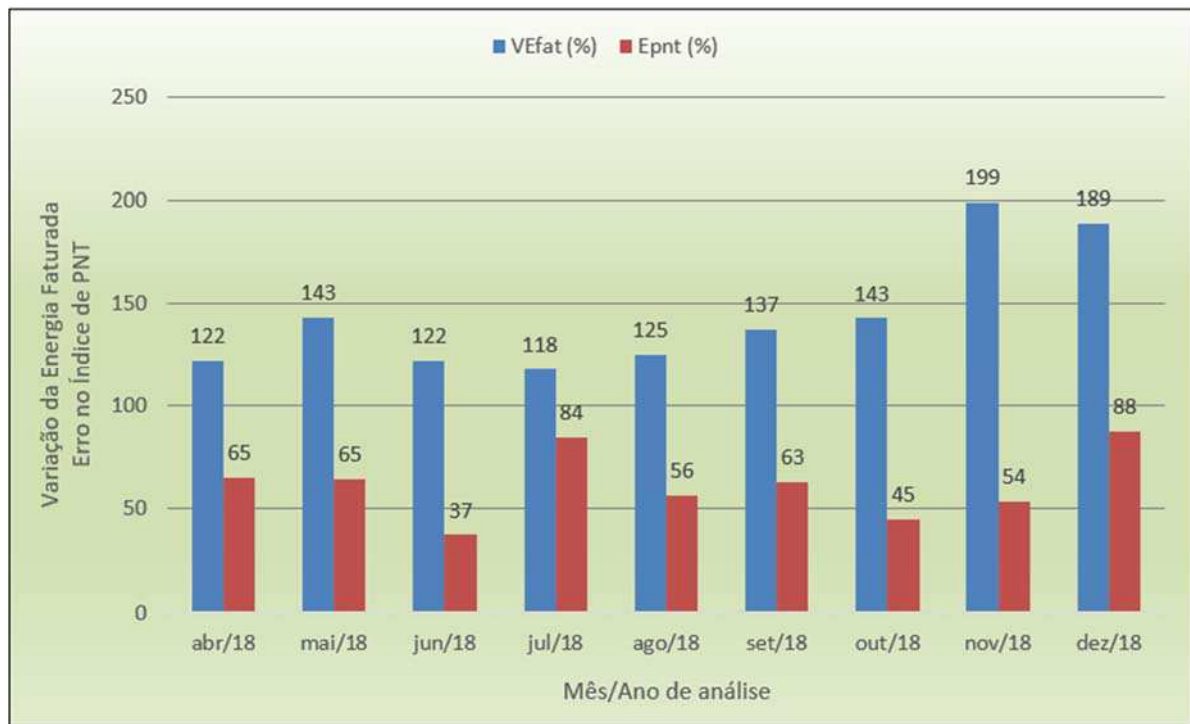
De modo similar, sugere-se modificação na Expressão 11, obtendo-se a Expressão 19, onde $E_{RECI_{III}}$ representa a energia recuperada, quando existir, associada a recuperação de receita de cada UC suprida pelo alimentador diretamente em MT. E neste caso, a regra de inclusão da parcela $E_{RECI_{III}}$ é a mesma explicitada, nas Expressões 17 e 18, para a parcela E_{RECI} , ou seja, deve ser considerada em períodos acumulativos e não em períodos mensais.

$$P_{PNT_{III}} = E_{INJ_{III}} - \left[\sum_{j=1}^n E_{FAT_{IIIj}} + \sum_{j=1}^n E_{Ij} + P_{PT_{RP}} + \sum_{j=1}^n P_{PT_{Ij}} + \sum_{j=1}^n E_{RECI_{IIIj}} \right]. \quad (19)$$

Outro aspecto identificado por meio desse exercício é que variações bruscas, a maior ou a menor, do índice de PNT, em período de análise mensal, constituem indicativo de que: a parcela E_{REC} esteja sendo considerada indevidamente; valores adicionais de energia faturada estão sendo contabilizados mediante alguma operação eventual; ou ainda pelo fato de

cargas significativas terem sido conectadas ao sistema elétrico. Caso as variações bruscas se verifiquem em período de análise anual, então os indicativos assinalados poderão ter uma característica ainda mais acentuada.

Gráfico 3 — Variação da Energia Faturada (VE_{fat}) e Erro no Índice de PNT (E_{pnt}) com o Mês/Ano de análise.



Fonte: elaborada pelo autor.

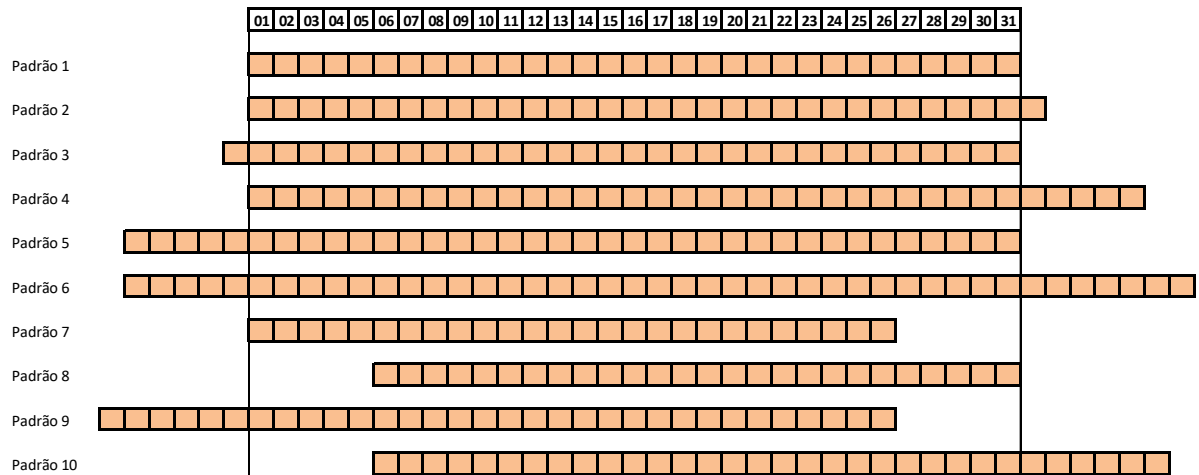
6.4.3 Cenário 3 – erro no cálculo do índice de PNT ao desconsiderar a não compatibilidade entre os intervalos de medição de energia e de leitura de medidor de energia

Da análise de 2.138 ciclos de faturamento relativos a 352 UC, identificou-se dez padrões de ILME – com quantidade aproximada de 31 dias, porém, variável – tendo como referência o IME verificado no próprio mês civil. Consoante a Figura 37, tem-se os seguintes padrões ILME x IME: em fase (padrão 1); adiantados (padrões 2, 4 e 10); atrasados (padrões 3, 5 e 9); circunscrito (padrão 6); inscrito à esquerda (padrão 7); e inscrito à direita (padrão 8).

A RP1 e a RP2 foram aplicadas aos 2.138 ciclos de faturamento de modo a compatibilizar os ILME com os IME – mediante consideração do CFNC – e com isso, comparar os índices de PNT obtidos com aqueles informados pela EDAP. Nas análises comparativas são adotados o erro absoluto e o erro relativo percentual (ambos valores médios) entre os índices de PNT, antes (informado pela EDAP) e depois de aplicadas as duas regras de

proporcionalização. Para as RP1 e RP2 tem-se, respectivamente, os Casos 1 e 2. Desse modo, os erros absoluto e relativo percentual calculados devido à incompatibilidade entre os intervalos de medição de energia e de leitura de medidor de energia estão assim identificados, respectivamente: $D_{pnt.IML1}$ e $E_{pnt.IML1}$, no caso 1, e $D_{pnt.IML2}$ e $E_{pnt.IML2}$, no caso 2.

Figura 37 — Padrões de ILME em relação ao IME.



Fonte: elaborada pelo autor.

No Gráfico 4 tem-se os valores médios de $D_{pnt.IML1}$ e $E_{pnt.IML1}$ por transformador monitorado. Em 65% dos casos, excetuando-se aqueles nos quais não há dados disponíveis (#N/D), $E_{pnt.IML1}$ é superior a 2,0%. E para os erros inferiores a 2,0%, há que se considerar os respectivos valores de $D_{pnt.IML1}$, todos atrativos numa situação prática de redução do índice de PNT como decorrência da investigação de dados de um balanço energético.

Em 25% dos casos, os percentuais mais acentuados de $E_{pnt.IML1}$ – superiores ao seu valor médio (7,80%) – ou seja, 10,15%; 11,77%; 21,46%; 27,18%; e 40,79%, explicam-se pelo fato da variação de energia faturada total, mês a mês e após aplicação da RP1, ter uma participação relativa considerável – de 7% a 59% – na perda total de energia antes da aplicação da RP1.

No tocante às variações de energia faturada total, estas são mais acentuadas quanto maior for a diferença de dias entre os ciclos de faturamento sucessivos, por exemplo, ciclos sucessivos com 29 e 31 dias, 27 e 30 dias, e assim por diante. Essa característica reforça-se mais ainda quando: se repete no conjunto das UC atendidas pelos mesmo transformador de distribuição; e quando envolvem consumos faturados (por UC) que se destacam dos demais, por exemplo, numa relação de cinco vezes ou mais.

Gráfico 4 — Erros absoluto ($D_{pnt.IML1}$) e relativo percentual ($E_{pnt.IML1}$) no índice de PNT, devido ao fator IME x ILME – Caso 1 (IML1), em função do transformador monitorado.



Fonte: elaborada pelo autor.

Os valores médios de $D_{pnt.IML2}$ e $E_{pnt.IML2}$, obtidos mediante aplicação da RP2, estão apresentados no Gráfico 5. Os resultados obtidos para os dois erros neste Caso 2 são similares aos do Caso 1. Em 65% dos casos, excetuando-se aqueles para os quais não há dados disponíveis (#N/D), $E_{pnt.IML2}$ é superior a 2% e também em 25% dos resultados, verificam-se os percentuais mais acentuados de $E_{pnt.IML2}$, superiores à média (8,43%) do conjunto.

Neste Caso 2, os percentuais mais acentuados (12,80%; 14,43%; 20,01%; 27,67%; e 44,11%) de $E_{pnt.IML2}$ explicam-se pelo fato da variação de energia faturada total, mês a mês e após aplicação da RP2, ter uma participação relativa considerável (de 11% a 68%) na perda total de energia antes da aplicação da RP2.

As características mencionadas para as variações de energia faturada total quando da aplicação de RP1, também valem quando se aplica a RP2, ou seja, elas são mais acentuadas quanto maior for a diferença de dias entre os ciclos de faturamento sucessivos, principalmente quando esse desempenho se repete no conjunto das UC atendidas pelos

mesmo transformador de distribuição e envolvem consumos faturados (por UC) que se destacam dos demais, por exemplo, numa relação de cinco vezes ou mais.

Gráfico 5 — Erros absoluto ($D_{\text{pnt,IML2}}$) e relativo percentual ($E_{\text{pnt,IML2}}$) no índice de PNT, devido ao fator IME x ILME – Caso 2 (IML2), em função do transformador monitorado.



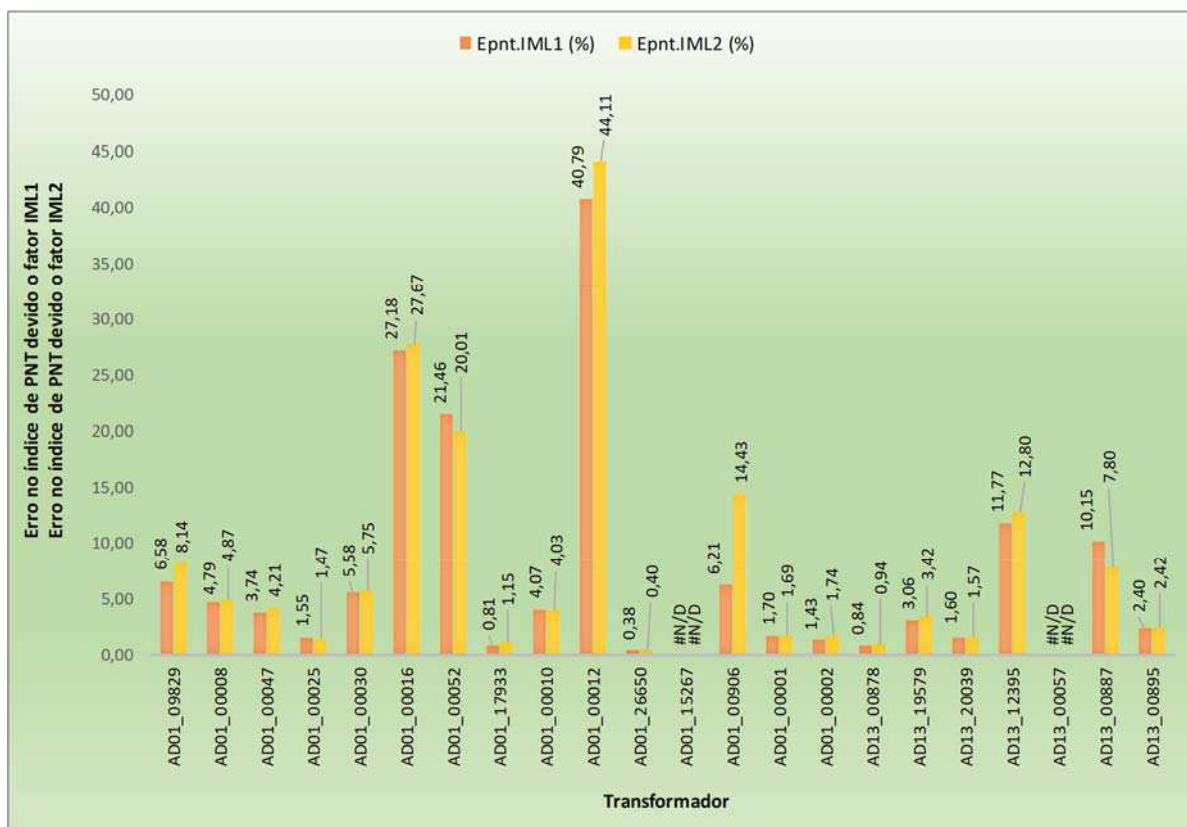
Fonte: elaborada pelo autor.

Uma última análise faz-se necessária e diz respeito a um comparativo entre $E_{\text{pnt,IML1}}$ e $E_{\text{pnt,IML2}}$. No Gráfico 6 verifica-se a desigualdade $E_{\text{pnt,IML2}} > E_{\text{pnt,IML1}}$ em 70% dos transformadores monitorados. O fato de a RP2 ser uma regra mais elaborada de proporcionalização, não implica, necessariamente, que $E_{\text{pnt,IML2}}$ deve ser maior ou menor que $E_{\text{pnt,IML1}}$. Isso depende da característica dos erros $E_{\text{pnt,IML1}}$ e $E_{\text{pnt,IML2}}$, por sua vez, já explicada anteriormente nesta seção.

Todavia, outra característica importante e que possui relação direta no cálculo dos erros $E_{\text{pnt,IML1}}$ e $E_{\text{pnt,IML2}}$, diz respeito à variação de energia faturada total. Essa variação, quando da aplicação da RP2 em ciclos de faturamento que atendem os padrões 7, 8, 9 e 10 da Figura 37, possui uma nuance, além das que já foram comentadas nesta seção, que merece destaque: as variações de faturamento por UC dependem também do consumo médio diário

calculado a partir do ciclo de faturamento anterior (padrões 8 e 10) ou posterior (padrões 7 e 9) ao ciclo de faturamento de referência – para o qual se quer calcular o novo índice de PNT.

Gráfico 6 — Erros percentuais relativos ($E_{\text{pnt.IML1}}$ e $E_{\text{pnt.IML2}}$) no índice de PNT, devido ao fator IME x ILME – Casos 1 e 2 (IML1 e IML2), em função do transformador monitorado.



Fonte: elaborada pelo autor.

Os índices assinalados por #N/D nos Gráficos 4 e 5 e 6 explicam-se por: existência de carga exclusiva de IP (transformador AD01_15267), não cabendo, portanto, análises quanto à incompatibilidade entre os ILME e os IME; e não-conformidade identificada em 50% dos dados relativos ao consumo de energia da UC atendida pelo transformador AD13_00057.

6.4.4 Cenário 4 – erro no cálculo do índice de PNT devido ao conjunto dos pontos assinalados

Na última seção, antes das considerações finais do capítulo 6, estão apresentados os erros absoluto e relativo percentual (ambos valores médios), quando do cálculo do índice

percentual de PNT, reunindo-se agora alguns dos pontos assinalados nos cenários anteriores. Os pontos assinalados são o sistema de IP e a incompatibilidade entre o IME e o ILME, uma vez o que, conforme já esclarecido em 6.4.2, não foi identificada a contribuição de valores de recuperação de receita no cálculo do índice de PNT, portanto, não será considerado neste cenário.

Desse modo, uma vez recalculados os índices de PNT para os 2.138 ciclos de faturamento – inclusive considerando a RP1 (caso 1) e a RP2 (caso 2) – é possível comparar novamente os índices de PNT obtidos com aqueles informados pela EDAP. Os erros absoluto e relativo percentual assim calculados estão identificados, respectivamente, como: $D_{\text{pnt.GE1}}$ e $E_{\text{pnt.GE1}}$, no caso 1, e $D_{\text{pnt.GE2}}$ e $E_{\text{pnt.GE2}}$, no caso 2.

Nas Tabelas 10 e 11 tem-se, respectivamente, os valores de D_{pnt} e E_{pnt} calculados para esta seção/Cenário 4 e os já calculados e apresentados nas seções correspondentes aos Cenários 1 e 3 da pesquisa.

Tabela 10 — Erros absolutos no índice de PNT conforme Cenários 1, 3 e 4 da pesquisa, em função do transformador monitorado.

Transformador	Dpnt.IP (%)	Dpnt.IML1 (%)	Dpnt.GE1 (%)	Dpnt.IML2 (%)	Dpnt.GE2 (%)
AD01_09829	0,83	1,67	1,67	2,03	2,03
AD01_00008	0,27	2,40	2,40	2,45	2,45
AD01_00047	0,88	2,06	2,06	2,32	2,32
AD01_00025	0,38	1,12	1,12	1,06	1,06
AD01_00030	1,71	2,22	2,22	2,29	2,29
AD01_00016	2,67	3,45	3,45	3,60	3,60
AD01_00052	0,64	3,65	3,65	3,42	3,42
AD01_17933	0,93	0,59	0,59	0,85	0,85
AD01_00010	1,09	1,82	1,82	1,77	1,77
AD01_00012	0,93	7,01	7,01	7,50	7,50
AD01_26650	#N/D	0,34	0,34	0,36	0,36
AD01_15267	14,23	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
AD01_00906	0,61	0,87	0,87	1,69	1,69
AD01_00001	0,57	1,06	1,06	1,06	1,06
AD01_00002	1,07	0,88	0,88	1,05	1,05
AD13_00878	3,58	0,65	0,65	0,72	0,72
AD13_19579	1,05	1,22	1,22	1,32	1,32
AD13_20039	1,91	0,93	0,93	0,91	0,91
AD13_12395	#N/D	2,44	2,44	2,62	2,62
AD13_00057	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
AD13_00887	0,97	3,73	3,73	2,86	2,86
AD13_00895	#N/D	1,33	1,33	1,34	1,34

Fonte: elaborada pelo autor.

Verifica-se na Tabela 10 que os pares $D_{\text{pnt.IML1}} / D_{\text{pnt.GE1}}$ (caso 1) e $D_{\text{pnt.IML2}} / D_{\text{pnt.GE2}}$ (caso 2) são iguais entre si. Isso se explica pelo fato de que nos cálculos de $D_{\text{pnt.GE1}}$ e $D_{\text{pnt.GE2}}$, é considerada a energia consumida pelo sistema de IP nas duas parcelas da energia faturada total, aquela correspondente às cargas atendidas pelo transformador monitorado, e a outra correspondente à energia faturada calculada a partir da RP1 (para o $D_{\text{pnt.GE1}}$) e a partir da RP2 (para o $D_{\text{pnt.GE2}}$). Portanto, na determinação de $D_{\text{pnt.GE1}}$ e $D_{\text{pnt.GE2}}$ esses valores, de energia consumida pelo sistema de IP, cancelam-se, resultando nas igualdades citadas.

Muito embora se verifique também na Tabela 10 que $D_{\text{pnt.IML1}}$, $D_{\text{pnt.GE1}}$, $D_{\text{pnt.IML2}}$ e $D_{\text{pnt.GE2}}$ sejam majoritariamente maiores que $D_{\text{pnt.IP}}$, essa comparação não deve ser feita, pois estes foram calculados a partir de valores distintos de energia injetada no transformador monitorado.

Tabela 11 — Erros relativos percentuais no índice de PNT conforme Cenários 1, 3 e 4 da pesquisa, em função do transformador monitorado.

Transformador	Epnt.IP (%)	Epnt.IML1 (%)	Epnt.GE1 (%)	Epnt.IML2 (%)	Epnt.GE2 (%)
AD01_09829	2,37	6,58	7,07	8,14	8,71
AD01_00008	0,49	4,79	4,82	4,87	4,90
AD01_00047	1,56	3,74	3,82	4,21	4,30
AD01_00025	0,51	1,55	1,56	1,47	1,48
AD01_00030	3,56	5,58	5,87	5,75	6,05
AD01_00016	18,00	27,18	36,86	27,67	37,27
AD01_00052	6,02	21,46	22,66	20,01	21,15
AD01_17933	1,28	0,81	0,83	1,15	1,17
AD01_00010	2,34	4,07	4,30	4,03	4,26
AD01_00012	4,78	40,79	42,87	44,11	46,37
AD01_26650	#N/D	0,38	0,38	0,40	0,40
AD01_15267	14,78	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
AD01_00906	3,29	6,21	6,71	14,43	15,63
AD01_00001	2,02	1,70	1,70	1,69	1,70
AD01_00002	1,72	1,43	1,46	1,74	1,78
AD13_00878	4,82	0,84	0,89	0,94	0,99
AD13_19579	2,14	3,06	3,19	3,42	3,58
AD13_20039	3,03	1,60	1,66	1,57	1,63
AD13_12395	#N/D	11,77	11,77	12,80	12,80
AD13_00057	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
AD13_00887	2,83	10,15	10,41	7,80	8,00
AD13_00895	#N/D	2,40	2,68	2,42	2,70

Fonte: elaborada pelo autor.

Na Tabela 11 percebe-se que os valores de $E_{\text{pnt.GE1}}$ e $E_{\text{pnt.GE2}}$ são sempre superiores a $E_{\text{pnt.IML1}}$ e $E_{\text{pnt.IML2}}$, respectivamente, excetuando-se as situações de: dados não disponíveis (#N/D); ausência do sistema de IP nos transformadores AD01_26650 e AD13_12395. Essa característica apontada já era esperada, uma vez que em $E_{\text{pnt.GE1}}$ e $E_{\text{pnt.GE2}}$ tem-se os erros absolutos quando do cálculo do índice de PNT ao se considerar simultaneamente o sistema de IP e a incompatibilidade entre o IME e o ILME.

Também na Tabela 11 não são pertinentes comparações entre $E_{\text{pnt.IP}}$ e os demais erros, uma vez que foram calculados a partir de valores distintos de energia injetada no transformador monitorado. E as causas para os índices assinalados por #N/D nas duas tabelas já foram apontadas nos cenários anteriores.

6.5 Considerações finais

A partir dos desenvolvimentos e elaborações apresentados, verifica-se que a esquematização da relação multidisciplinar das PNT no âmbito interno da EDAP; os Diagramas de Ishikawa para a PNT como proposição de sistematização de suas causas e no caso específico da EDAP; o diagnóstico das causas potenciais de PNT consoante as famílias de causas do Diagrama de Ishikawa no caso EDAP; e as análises qualitativas e quantitativas relativas aos erros percentuais introduzidos no cálculo da PNT ao não se considerar elementos relevantes (o sistema de IP, a contribuição significativa dos valores de recuperação de receita e a relação IME versus ILME), podem ser considerados como as principais entregas deste capítulo, cumprindo, pois, com o atendimento integral aos objetivos específicos deste trabalho.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

A proposta de uma metodologia para identificação das PNT em um sistema de distribuição reúne, neste caso: um método para seu cálculo estimado mediante processo de medição de energia elétrica injetada no sistema elétrico, o reconhecimento de que a PNT é um problema multidisciplinar em distribuidoras de energia; e o uso de uma ferramenta de diagnóstico de problema com vistas à identificação das causas potenciais do efeito PNT.

Mediante a disponibilização de dados por três empresas do setor elétrico nacional, ficou demonstrado a atualidade e ampliação do aspecto multidisciplinar das PNT; foi proposta uma sistematização das suas causas gerais mediante o Diagrama de Ishikawa; diagnosticou-se as causas potenciais das PNT em consonância com as seis famílias de causas do Diagrama de Ishikawa; e foi analisada a influência de elementos causadores de erro no cálculo da PNT via método de medição da energia injetada em transformadores de distribuição.

Do ponto de vista do método para cálculo da PNT, verifica-se que sua modificação, levando-se em conta a contabilização de valores faturáveis de energia correspondentes à IP e à energia recuperada decorrente de recuperação de receita, é realmente pertinente no caso da EDAP, uma vez que se não o fizer, os erros cometidos são significativos. Pelo mesmo motivo, há que se considerar também a incompatibilidade natural entre os intervalos de medição de energia elétrica e de leitura dos medidores de energia.

Uma vez reunidos os elementos assinalados, os erros na avaliação da PNT, no caso específico da EDAP, variam de 0,38% até 46,37%. Nas duas abordagens adotadas, o erro foi superior a 2% em 65% dos transformadores monitorados; e em 25% da mesma amostra, tem-se erros superiores a 8,58% (abordagem 1) e 9,24% (abordagem 2). No caso de erros inferiores a 2,00%, verificou-se que ainda assim, o erro absoluto é convidativo, do ponto de vista prático, à correção de modo a não comprometer análises e tomadas de decisão dos operadores de mitigação das perdas de energia elétrica.

No caso da carga de IP, quanto mais próximo estiver seu consumo estimado da perda de energia total (em valor absoluto), mais importante se torna considerá-la no cálculo da PNT. No caso estudado, viu-se que aproximações em torno de 6% a 34%, da perda de energia total, resultaram erros percentuais superiores a 4,2%.

No tocante aos valores de energia faturável relativos à recuperação de receita, os erros percentuais podem ser mais relevantes, iguais ou superiores a 37%, muito embora não se tenha verificado esse tipo de influência nos dados investigados.

Com relação à não compatibilidade entre os intervalos distintos de medição de energia e de leitura de medidores, verifica-se uma influência mais prejudicial no cálculo do índice de PNT, naqueles casos em que os intervalos de leitura dos medidores compreendem um total de dias muito diferente do mês civil, ainda que a distribuidora esteja obedecendo ao requisito regulatório. Outro ponto igualmente relevante neste tópico diz respeito à identificação preliminar dos padrões ILME x IME, o que pode sinalizar a dimensão desse cenário na determinação do índice de PNT, ou seja, se compensará ou não realizar a compatibilização entre os padrões.

Todavia, admitindo como razoável a compatibilização entre os IME e os ILME, mediante a RP1 e a RP2, importa ressaltar que ainda assim tem-se uma aproximação, uma vez que não se teve acesso, no decorrer da pesquisa, aos consumos diários de energia das UC, mas sim, aos consumos mensais de energia, os mesmos apresentados na fatura de energia mensalmente ao cliente da distribuidora. Para situações nas quais verifique uma característica de sazonalidade marcante, essas regras podem não ser as mais adequadas.

No que concerne à utilidade da metodologia proposta, há de se observar se o segmento do sistema elétrico, em estudo, possui sistemas de medição em pontos estratégicos, como é o caso do transformador de distribuição, porém, apresenta flexibilidade no tocante a aplicá-la na integridade dos aspectos estudados (aspecto multidisciplinar; diagnóstico de causa e efeito; e medição de energia), mesmo com dados referentes a períodos distintos de análise, ou somente em um dos aspectos isolados. Os resultados da pesquisa foram obtidos a partir do caso específico da EDAP, porém, essa metodologia pode ser aplicada no cálculo e avaliação da PNT de qualquer distribuidora na qual esse tipo de perda se configure um problema a ser resolvido.

7.1 Trabalhos futuros

A partir dessa dissertação, são sugeridos os seguintes temas para trabalhos futuros:

- a) avaliar a real contribuição da IP no cálculo e avaliação das PNT no segmento de Distribuição ao considerar o impacto da variabilidade climática no consumo de energia elétrica dessa classe tarifária, dada sua representatividade no consumo cativo de energia elétrica e a extensão do território brasileiro;
- b) avaliar a real contribuição da IP no cálculo e avaliação das PNT no segmento de Distribuição mediante reavaliação da PT provocada por essa classe

tarifária, ao considerar estudo estatístico e ensaios em laboratório para avaliar as características e especificações técnicas dos componentes e acessórios, utilizados no serviço de IP, em intervalos de sua vida útil. Esse trabalho se justifica dada a representatividade da IP no consumo cativo de energia elétrica e a sua capilaridade na rede de BT;

- c) realizar estudo estatístico mediante análise de memória de massa de medidores eletrônicos instalados em UC com leitura remota, de modo a compatibilizar o consumo de energia elétrica, verificado em UC dotadas de medidores de energia lidos do modo convencional, com a energia injetada no transformador de distribuição. Esse tipo de compatibilização, mediante análise estatística da curva de carga, revela-se mais adequado, pois contempla a característica de sazonalidade e a diferença entre o consumo de energia em dias úteis e não-úteis, aperfeiçoando, portanto, a estimativa de consumo de energia no mês civil;
- d) mensurar a não compatibilidade entre energia elétrica injetada em um determinado circuito de BT e a energia elétrica consumida pelos consumidores supridos pelo mesmo circuito, mediante utilização de dados disponibilizados por sistema de gerenciamento de medição no qual seja possível realizar o balanço energético em tempo real. Com esse trabalho é possível realizar o proposto em c), porém, adotando-se outra fonte de dados e em segmentos do sistema elétrico a jusante do transformador de distribuição;
- e) elaborar estudo de caso com o seguinte tema: a influência dos projetos financiados pelo Banco Mundial e Eletrobras na confiabilidade dos dados disponibilizados em sistema de monitoramento das PNT nas distribuidoras da Eletrobras. Os elevados investimentos realizados pelo Banco Mundial e Eletrobras, nas seis distribuidoras sob a gestão desta até o segundo semestre de 2018, tinham como um dos seus objetivos a redução das PNT, com execução de projetos mediante os quais seria possível uma revisão no modo de monitorá-las.

7.2 Trabalhos publicados

Segue a referência do artigo publicado que possui relação com o tema da pesquisa:

- PEREIRA JÚNIOR, G. A.; LUCIANO, B. A. **Losses reduction and energy efficiency in transformers**. 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). Niterói. 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8395895>. Acesso em: 16 fev. 2019.

Na sequência, outra referência de publicação que não está relacionada com o tema proposto da dissertação, muito embora esteja relacionado ao tema Eficiência Energética e que contou com a participação do mestrando:

- PEREIRA JÚNIOR, G. A.; LUCIANO, B. A.; AGRA, G. C.; SOUZA B. A. de; GUARANY I. S. **Some considerations about development research and development projects on energy efficiency in the Brazilian electrical systems**. 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). Niterói. 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8395931>. Acesso em: 16 fev. 2019.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa No 414, de 9 de setembro de 2010**.pdf. 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>. Acesso em: 14 jun. 2018.

_____. **Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição: Submódulo 2.6 - Perdas de Energia**.pdf. Revisão 2.0. 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_Proret_Submod_2_6_V3.pdf. Acesso em: 14 jun. 2018.

_____. **Informações Técnicas**. 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/perdas/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fhwe100%3A8080%2Fweb%2Fguest%2Finformacoes-tecnicas%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_CegkWaVJWF5E%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: 15 jun. 2018.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição**.pdf. Revisão 5. 2018. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%3C%3B3dulo7_Revisao_5+-+Retificado/669bf2b6-7fb4-07e8-f5fd-0bea4d83ad34. Acesso em: 14 jun. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Furto e Fraude de Energia**. [2017?]. Disponível em: <http://www.abra dee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>. Acesso em: 19 jun. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5101: Iluminação pública – Procedimento**. Rio de Janeiro: ABNT, 2012.

ARAÚJO, A. C. M. **Perdas e Inadimplência na Atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil**. 2007. 125 f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

BARBISIO, E.; FIORILLO, F.; RAGUSA, C. **Predicting loss in magnetic steels under arbitrary induction waveform and with minor hysteresis loops**. IEEE Trans. on Magnetics, v. 40, n. 4, p. 1810-1819, jul. 2004.

BASTOS, P. F. de M. **Diagnóstico de perdas comerciais de energia elétrica na distribuição usando redes Bayesianas**. 2011. 125 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2011. Disponível em: https://0d270ef6-a-e37750d8-s-sites.googlegroups.com/a/dee.ufcg.edu.br/copele/Paulo_Moura_Bastos_Tese.pdf?attachauth=ANoY7cq8DYH3FCWMqHkQF3H6nhwtFvsBg6w2Gx_spFfxNmRnAS7SGC2HnsU6HQyMXmU0s4pyE0qbeYvtoeZ0jCvyrMMtTOereViDpPJpq5IZBYAqJx7wcVbAoRiQTLLDEBNsydksetD7XPq2PDLuttjnyLcP3QpFXKqw7ekAO_5-cKGddvmGHDxWOakVmr5iKMf7B2kUw9PWCF8QDhnVFzJSsfYVmpETkoN0hHC99xD4AbzcRj2TS18%3D&attredirects=0. Acesso em: 19 out. 2017.

BASTOS, P. F. de M.; OLIVEIRA, D. F. S. de. **Redes Bayesianas: aplicações em confiabilidade e no diagnóstico de perdas não técnicas**. 1. ed. Curitiba: Appris, 2017.

BITENCOURT, A. DE A.; FERREIRA, V. H. Detecção de Fraudes e Estimação de Consumo em Redes de Distribuição de Energia Elétrica utilizando Análise de Séries Temporais. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 22., 2018, João Pessoa. **Proceedings** [...]. João Pessoa: Universidade Federal da Paraíba, 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Departamento de Desenvolvimento Energético. **Plano Nacional de Eficiência Energética**. Ministério de Minas e Energia, 18 out. 2011. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256627/PlanoNacEfiEnergetica.pdf/6692b259-ef80-4ebf-86ed-2fb6c773e313?version=1.0>. Acesso em: 20 nov. 2018.

CALILI, R. F. **Desenvolvimento de sistema para detecção de perdas comerciais em redes de distribuição de energia elétrica**. 2005. 107 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

CAMPOS, V. F. **TQC – Controle da Qualidade Total (no estilo japonês)**. 8. ed. Nova Lima, MG: INDG Tecnologia e Serviços Ltda, 2004.

CANCIAN, W. F. **Metodologia para Identificação e Clusterização Espacial de Perdas Não-técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2013. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2013. Disponível em: <https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/207M.PDF>. Acesso em: 22 maio 2018.

CAPELLI, A. **Energia elétrica: qualidade e eficiência energética para aplicações industriais**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2013.

DAVIDSON, I. E. **Evaluation and Effective Management of Non-Technical Losses in Electrical Power Networks**. IEEE Africon. South Africa. 2002. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1146884>. Acesso em: 1 jun. 2018.

DORTOLINA, C. A.; NADIRA, R. **The Loss that is Unknown is No Loss at All: A Top-Down/Bottom-Up Approach for Estimating Distribution Losses**. [S.l.]: IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, 2005. 1119-1125 p. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1425611>. Acesso em: 1 jun. 2018.

ELETRORBRAS flagra roubo de energia em locais na BR-174. **Amazonas Em Tempo**, Manaus, 18 abr. 2012.

ELLER, N. A. **Arquitetura de Informação para o Gerenciamento de Perdas Comerciais de Energia Elétrica**. 2003. 128 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018: ano base 2017**. 2018a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2018vf.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2019.

_____. **Balço Energético Nacional 2017: Relatório Síntese | ano base 2016.pdf.** 2017. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2017_Web.pdf. Acesso em: 15 jun. 2018.

_____. **Balço Energético Nacional 2018.** 2018b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>. Acesso em: 15 jun. 2018.

HASEGAWA, R. **Impact of amorphous metal based transformers on efficiency and quality of electric power distribution.** Proceedings of IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vancouver, v. 3, p. 1820-1823, jul. 2001.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBIA E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica.** 1. ed. São Paulo: Blucher, 2005.

KEFALAS, T. D.; KLADAS, A. G. **Harmonics impact on distribution transformer no-load loss.** IEEE Trans. Industrial Electronics, v. 57, n. 1, p. 193-200, jan. 2010.

KOSTIC, M.; DJOKIC, L. Recommendations for energy efficient and visually acceptable street lighting. **Energy**, Prague, v. 34, n. 10, p. 1565-1572, 2009. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.056>. Acesso em: 13 nov. 2018.

LUCIANO, B. A. **Aplicações eletroeletrônicas de ligas amorfas e ligas nanocristalinas no contexto das redes inteligentes.** In: Proc. XI IEEE International Conference on Industry Application, 2014.

MAGALHÃES, M. Ações de quadrilha geram R\$ 30 milhões de prejuízo a Eletrobras. **Em Tempo**, Manaus, 11 jan. 2018. Disponível em: <https://d.emtempo.com.br/manaus/91646/acoes-de-quadrilha-geram-r-30-milhoes-de-prejuizo-a-eletobras>. Acesso em: 25 fev. 2019.

MÉFFE, A. **Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição.** 2001. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-19032002-131948/pt-br.php>. Acesso em: 22 ago. 2018.

MÉFFE, A. **Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição – Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações.** 2006. 152 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-18042007-164805/pt-br.php>. Acesso em: 25 jun. 2018.

NIZAR, A. H. *et al.* **Load Profiling Method in Detecting Non-Technical Loss Activities in a Power Utility.** First International Power and Energy Conference (PECON). Putrajaya. 2006. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4154468>. Acesso em: 6 jun. 2018.

PAULA, G. M. F. **Curvas típicas de carga para o planejamento operacional do sistema de distribuição**. 2006. 147 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

PENIN, C. A. S. **Combate, Prevenção e Otimização das Perdas Comerciais de Energia Elétrica**. 2008. 194 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-14082008-092248/pt-br.php>. Acesso em: 29 mar. 2018.

PEREIRA JÚNIOR, G. A.; LUCIANO, B. A. **Losses reduction and energy efficiency in transformers**. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 2018, Niterói. IEEE, 2018. p. 1-5.

POLÍCIA Civil deflagra operação contra grupo de empresários e funcionários da Eletrobras. **A Crítica**, Manaus, 11 jan. 2018. Disponível em: <https://www.acritica.com/channels/manaus/news/pc-am-deflagra-operacao-contrao-organizacao-criminosa-de-funcionarios-da-elektrobras>. Acesso em: 25 fev. 2019.

PRESO integrante de quadrilha que fingia ser da Eletrobrás e cobrava por serviço. **Portal do Holanda**, Manaus, 22 abr. 2015. Disponível em: <https://www.portaldoholanda.com.br/policial/preso-integrante-de-quadrilha-que-fingia-ser-da-elektrobras-e-cobrava-por-servico>. Acesso em: 25 fev. 2019.

RAMOS, C. C. O. **Caracterização de Perdas Comerciais em Sistemas de Energia através de Técnicas Inteligentes**. 2014. 128 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-20052015-161147/pt-br.php>. Acesso em: 5 jun. 2018.

ROCHA, F. A. D. **As Irregularidades no Consumo de Energia Elétrica**: doutrina, jurisprudência, legislação. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

SILVA, L. L. F. da. **Iluminação Pública no Brasil**: Aspectos Energéticos e Institucionais. 2006. 172 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <http://antigo.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/llfroes.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2018.

SMITH, T. B. **Electricity Theft: A Comparative Analysis**. Energy Policy. [S.l.], p. 2067-2076. 2004. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421503001824>. Acesso em: 11 jun. 2018.

SO, E.; ARSENEAU, R.; HANIQUE, E. **No-load loss measurements of power transformers under distorted supply voltage waveform conditions**. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 52, no. 2, pp. 429–432, apr. 2003.

SOARES, C. H. G. **Eficientização energética em sistemas de abastecimento de água**. 2011. 69 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2011.

TARASIEWICZ, E. J.; MORCHED, A. S. Morched; NARANG, A.; DICK, E. P. **Frequency dependent eddy current models for nonlinear iron cores**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 8, n. 2, p. 588-597, maio 1993.

VASCONCELOS, L. E. M.; LIMBERGER, M. A. C. de (org.). **Iluminação Eficiente: Iniciativas da Eletrobras Procel e Parceiros**. – Rio de Janeiro: Eletrobras Procel, 2013.

VIEIRALVES, E. D. X. **Proposta de uma Metodologia para Avaliação das Perdas Comerciais dos Sistemas Elétricos: o caso Manaus**. 2005. 100 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, 2005. Disponível em: http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/264063/1/Vieiralves_EduardodeXerez_M.pdf. Acesso em: 13 jun. 2018.

APÊNDICE A — LEGENDA DO DIAGRAMA DE ISHIKAWA PARA A PERDA NÃO TÉCNICA DE ENERGIA ELÉTRICA DA FIGURA 35

Este apêndice refere-se à legenda do Diagrama de Ishikawa para a perda não técnica de energia elétrica, conforme apresentado na Figura 35.

A1 - ausência do sistema de medição: sistema de medição removido, sem autorização, por terceiros.

A2 - autoreligação sem passar pelo sistema de medição: ICE que possui forte correlação com outro grande problema no setor elétrico: inadimplência.

A3 - carga não medida e desatualizada em cadastro da distribuidora: cargas nas quais não é obrigatória a instalação de sistema de medição, como iluminação pública e semáforo, por exemplo.

A4 - condutor neutro isolado na conexão com a rede de distribuição de BT.

A5 - condutor neutro isolado na conexão com o medidor de energia elétrica.

A6 - condutor neutro seccionado.

A7 - condutores fases e neutro invertidos na conexão com o sistema de medição: inversão nos lados LINHA e CARGA do medidor de energia elétrica.

A8 - desvio de energia: uso de elementos e condutores derivativos na UC, de vários tipos e especificidades, visando a subtração de energia a partir de conexão em ponto a montante do sistema de medição.

A9 - fornecimento de energia, não medida, a terceiros.

A10 - fraude em sistema de medição: intervenções e manipulações, de vários tipos e especificidades, no sistema de medição ou em seus acessórios, visando mantê-lo em erro.

A11 - ligação clandestina com rede à porta.

A12 - ligação clandestina sem rede à porta: verificado em áreas ocupadas ilegalmente - invasões - e de litígio fundiário.

A13 - ligação diretamente na rede de distribuição sem conexão ao sistema de medição: *bypass* do sistema de medição.

B1 - defeito técnico no sistema de medição.

B2 - falha no sistema de faturamento: desprogramação ou bug no sistema de faturamento, acarretando faturamento incorreto do consumo.

B3 - falha no TC.

B4 - falha no TP.

B5 - ligação de nova UC com potencial ICE: falha no procedimento de ligação nova, ou seja, quando a UC é ligada já contendo uma potencial ICE, pois a equipe, responsável pela ligação, não identificou a mesma.

B6 - sistema de medição com erros percentuais inferiores ao mínimo estabelecido em legislação metrológica.

B7 - sistema de medição fora do prumo: situação verificada no caso de sistemas de medição, com medidores eletromecânicos do tipo indução, instalados fora do alinhamento vertical estabelecido em legislação metrológica.

C1 - ausência de compensação de perdas na transformação: art. 94 da Resolução 414/2010.

C2 - ausência do sistema de medição: falha na gestão da distribuidora, por exemplo, quando remove o medidor da UC ligada ou executa o *bypass* e não adota medida posterior para instalação de outro medidor.

C3 - contabilização incorreta (parcial ou inexistente) dos consumos próprio e interno: energia consumida nas próprias instalações (subestações e prédios administrativos) da empresa distribuidora de energia, porém, sem serem considerados como energia faturada.

C4 - erro na digitação em campo: erro cometido por encarregado do serviço de leitura do medidor de energia - leiturista - ao escrever a leitura do sistema de medição com erro - leitura registrada inferior à real - em folha de leitura ou digitar leitura do sistema de medição com erro - leitura digitada inferior à real - em dispositivo tipo leitor.

C5 - erro na digitação em campo: erro cometido por encarregado do serviço de campo ao escrever a constante do sistema de medição ou a constante do TC/TP com erro - constante registrada inferior à real - em ordem de serviço ou digitar a constante do sistema de medição ou a constante do TC/TP com erro - constante digitada inferior à real - em dispositivo tipo leitor.

C6 - erro na digitação em escritório: erro cometido por colaborador interno da distribuidora ao digitar, no sistema de faturamento, a leitura do sistema de medição com erro - leitura digitada inferior à real - ou digitar a constante de medição do sistema de medição com erro - constante digitada inferior à real - ou digitar a constante do TC/TP com erro - constante digitada inferior à real.

C7 - erro na leitura no sistema de medição: erro cometido pelo leiturista ao coletar a leitura do medidor de energia, inferior à real - isso pode acontecer na leitura de um medidor de energia convencional ou do tipo que apresenta registrador de ponteiro ou ainda em medidor eletrônico quando coleta a leitura na função errada.

C8 - erro no cadastramento da UC: cadastramento da UC fora da rota de leitura, de modo que a UC não seja visitada pelo leiturista e, conseqüentemente, o seu medidor de energia não seja lido.

C9 - erro no cadastramento do sistema de medição: cadastramento do sistema de medição com sua constante de medição errada - constante cadastrada inferior à real - ou cadastramento do TC/TP com sua constante errada - constante cadastrada inferior à real.

C10 - erro no faturamento da UC: ligações provisórias de UC com o levantamento da carga instalada contabilizado a menor, em campo, ou digitado a menor no sistema de faturamento.

C11 - erro no faturamento da UC: ligações provisórias sem controle, autorizadas além do prazo regulamentar.

C12 - erro na programação/parametrização do sistema de medição: erro cometido por responsável pelo serviço da própria distribuidora.

C13 - ligação de nova UC sem o sistema de medição: falha de gestão da distribuidora, quando faz a ligação da UC sem o sistema de medição, pelo fato do mesmo não existir no seu estoque.

C14 - não execução da leitura no sistema de medição: impossibilidade de leitura devido a algum impedimento circunstancial, por exemplo, UC fechada, existência de anteparo impedindo a visualização do sistema de medição, existência de animal peçonhento no sistema de medição, entre outros - com isso, tem-se uma degradação no faturamento das UC, caracterizada por faturamentos pela média de consumo ou pelos valores faturáveis mínimos.

D1 - ausência do sistema de medição: sistema de medição removido intencionalmente por representante, corrompido, da própria distribuidora.

D2 - erro intencional na digitação em campo: erro intencional cometido por leiturista, corrompido, ao escrever a leitura do sistema de medição com erro - leitura registrada inferior à real - em folha de leitura ou digitar leitura do sistema de medição com erro - leitura digitada inferior à real - em dispositivo tipo leitor.

D3 - erro intencional na digitação em campo: erro intencional cometido por encarregado do serviço de campo, corrompido, ao escrever a constante do sistema de medição ou a constante do TC/TP com erro - constante registrada inferior à real - em ordem de serviço ou digitar a constante do sistema de medição ou a constante do TC/TP com erro - constante digitada inferior à real - em dispositivo tipo leitor.

D4 - erro intencional na digitação em escritório: erro intencional cometido por colaborador interno, corrompido, da distribuidora ao digitar, no sistema de faturamento, a leitura do sistema de medição com erro - leitura digitada inferior à real - ou digitar a constante de

medição do sistema de medição com erro - constante digitada inferior à real - ou digitar a constante do TC/TP com erro - constante digitada inferior à real.

D5 - erro intencional na leitura no sistema de medição: erro intencional cometido pelo leiturista, corrompido, ao coletar leitura do medidor de energia, inferior à real - isso pode acontecer na leitura de um medidor de energia convencional ou do tipo que apresenta registrador de ponteiro ou ainda em medidor eletrônico quando coleta a leitura na função errada.

D6 - erro intencional no cadastramento da UC: erro intencional cometido por colaborador interno, corrompido, ao cadastrar a UC fora da rota de leitura, de modo que a UC não seja visitada pelo leiturista e, conseqüentemente, o seu medidor de energia não seja lido.

D7 - erro intencional no cadastramento do sistema de medição: erro intencional cometido por colaborador interno, corrompido, ao cadastrar o sistema de medição com sua constante de medição errada - constante cadastrada inferior à real - ou cadastrar o TC/TP com sua constante errada - constante cadastrada inferior à real.

D8 - erro intencional no faturamento da UC: ligações provisórias de UC com o levantamento da carga instalada contabilizado a menor intencionalmente, em campo, ou digitado a menor intencionalmente no sistema de faturamento, sendo ambas ações realizadas por representante, corrompido, da empresa.

D9 - erro intencional no faturamento da UC: ligações provisórias sem controle, autorizadas além do prazo regulamentar por colaborador interno, corrompido, da empresa.

D10 - erro intencional na programação/parametrização do sistema de medição: situação na qual o medidor de energia é manipulado nas instalações da distribuidora ou em campo, por representante, corrompido, da própria empresa.

D11 - fraude em sistema de medição, desvio de energia e outros tipos de ICE elaborados por representante, corrompido, da distribuidora.

D12 - ligação intencional de nova UC com potencial ICE: falha intencional no procedimento de ligação nova, ou seja, quando a UC é ligada já contendo uma potencial ICE elaborada por equipe, corrompida, da própria distribuidora.

D13 - ligação intencional de nova UC sem o sistema de medição: falha intencional no procedimento de ligação nova, ou seja, quando a UC é ligada sem o sistema de medição por decisão de equipe, corrompida, da própria distribuidora.

D14 - não execução intencional da leitura no sistema de medição: impossibilidade de leitura criada intencionalmente por leiturista, corrompido, da própria distribuidora - com isso, tem-se

uma degradação no faturamento das UC, caracterizada por faturamentos pela média de consumo ou pelos valores faturáveis mínimos.

D15 - sistema de medição com erros percentuais intencionalmente inferiores ao mínimo estabelecido em legislação metrológica: situação na qual o medidor de energia é manipulado nas instalações da distribuidora ou em campo, por representante, corrompido, da própria empresa.

D16 - sistema de medição instalado intencionalmente fora do prumo: situação verificada no caso de sistema de medição, com medidor eletromecânico do tipo indução, instalado intencionalmente fora do alinhamento vertical estabelecido em legislação metrológica, por representante, corrompido, da própria distribuidora.

APÊNDICE B — DIAGRAMA DE ISHIKAWA PARA PERDA NÃO TÉCNICA DE ENERGIA ELÉTRICA (CASO EDAP) DA FIGURA 36

Este apêndice refere-se à legenda do Diagrama de Ishikawa para perda não técnica de energia elétrica (Caso EDAP), conforme apresentado na Figura 36.

Categoria Mão-de-obra [Pessoas]

Equipes não capacitadas - equipes não capacitadas para executar serviço de inspeção técnica.

Faltas reiteradas - ausências reiteradas de colaboradores do quadro próprio no trabalho.

Turnover elevado - rotatividade (*turnover*) elevada de colaboradores contratados mediante contrato temporário de prestação de serviço.

Equipes desmotivadas - colaboradores do quadro próprio da empresa com quadro desmotivacional.

Auditoria insuficiente - quantitativo insuficiente de equipes para auditar serviço de inspeção técnica executado por empresa prestadora de serviço.

Capital humano insuficiente - capital humano (mão-de-obra) escasso e não-qualificado.

Falta de comprometimento - colaboradores do quadro próprio da empresa com falta de comprometimento.

Religações indevidas - casos de UC que tiveram o fornecimento de energia suspenso devido alguma ICE sendo religadas indevidamente por representantes da própria distribuidora, sejam do quadro próprio, sejam do quadro de prestadores de serviço.

Equipes corrompidas - corrompimento de algumas equipes responsáveis pelo serviço de inspeção técnica em UC.

Salários atrasados - empresa executora do serviço de inspeção técnica com equipes paradas por atraso no pagamento dos salários.

Categoria Medida [Processo]

Atividades fora de escopo - execução de atividades não relacionadas com o gerenciamento das PNT.

UC do A3 não inspecionadas - não execução de inspeções técnicas nas UC do Grupo A3 (consumidores atendidos no nível de tensão 69 kV).

Reserva do A3 inexistente - ausência de sistemas de medição (medidor de energia, TC e TP) reserva e de controle dos mesmos, uma vez que a responsabilidade da distribuidora quanto a aquisição desses equipamentos foi repassada ao consumidor do Grupo A3.

Medidores não gerenciados - Ausência de sistema de gerenciamento de medidores de energia.

Desvio de função - pessoal técnico realizando atividades administrativas, caracterizando desvio de função.

A4 pouco inspecionado - quantitativo insuficiente de inspeções técnicas em UC do Grupo A4.

Contrato apenas na capital - empresa contratada para realizar serviço de inspeção técnica em UC não tem atuação no interior do Estado.

UC sem medidor (25.500) - quantitativo elevado de UC sem o medidor de energia instalado (23.000 na capital e 2.500 no interior do Estado).

Categoria Máquina [Equipamento]

Calibração polifásica inoperante - sistemas de calibração polifásicos, com múltipla posição, inoperantes e com vida útil ultrapassada.

Calibração monofásica inoperante - sistemas de calibração monofásico inoperante.

Medidores obsoletos (160.000) - quantitativo elevado de medidores obsoletos (108.000 no interior e 52.000 na capital).

Discovery limitado - limitação da ferramenta *Discovery* para extração de dados no Sistema AJURI.

Falta de instrumentos - ausência de instrumentos importantes para execução dos serviços, como: alicate amperímetro e terrômetro.

Categoria Matéria-prima [Materiais]

TOI não conforme - uso de formulário do Termo de Ocorrência e Inspeção (TOI) em desacordo com o modelo de formulário especificado na Resolução 414/2010.

Categoria Meio ambiente [Ambiente]

Layout inadequado - *layout* do Centro de Medição inadequado.

Reincidência elevada (40%) - taxa de reincidência de ICE elevada (40%).

Impedimento elevado (56%) - índice de impedimento de inspeção técnica por UC fechada elevado (56%).

UC autoreligadas - casos de ICE caracterizados por autoreligação, ou seja, com status de desligado no sistema da empresa, porém, ligado em campo.

Conflito com judiciário - o poder judiciário tem cancelado processos administrativos de recuperação de receita por desconhecer os critérios de cálculo estabelecidos pela ANEEL.

Categoria Método [Procedimento]

Procedimentos não robustos - procedimentos inexistentes ou desatualizados.

Fluxogramas não padronizados - ausência de fluxogramas padronizados dos processos do DCM.

Controles insuficientes - insuficiência de controles e acompanhamentos dos resultados.

Não atendimento ao INMETRO - não atendimento às portarias do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) no quesito calibração/ensaio de medidores.

Dificuldade com contratos - dificuldades verificadas na gestão de contratos.

Envio não conforme do TOI - não atendimento à Resolução 414/2010 no quesito envio da segunda via do TOI quando da recusa do consumidor no ato da inspeção técnica.

Critério de auditoria ausente - ausência de critérios de auditoria dos serviços executados por empresa prestadora de serviço responsável pelas inspeções técnicas em UC atendidas em BT.

TC e TP em posse do consumidor - TC e TP instalados pelo próprio consumidor do Grupo A4 (consumidores atendidos no nível de tensão 13,8 kV); realidade verificada na região metropolitana do Estado.

A4 sem sistema de medição - UC do Grupo A4 interligada ao sistema elétrico sem o sistema de medição.

Sistema sem uso - não utilização de sistema já disponível na empresa para gerenciamento de lacres e acessórios do sistema de medição (chave de aferição, TC e TP).

TOI pendentes (3.000) - quantitativo elevado, superior a 3.000, de TOI pendentes de processamento representando, dessa forma, em passivo de energia a recuperar.

Equipamentos ociosos - não utilização de equipamentos disponíveis no DCM para diagnóstico de sistemas de medição.

Envolvimento insuficiente - ausência de envolvimento e participação de outras áreas / departamentos no tocante ao gerenciamento das PNT.

Não participação de equipes - equipes responsáveis pelos serviços comerciais sem executar serviço de inspeção técnica.

Regularização não robusta - ausência de medidas de regularização robustas para as UC nas quais se caracterizou alguma ICE.

Perdas não compensadas - não atendimento à Resolução 414/2010 no quesito compensação de perdas na transformação (Art. 94 da Resolução 414/2010).

Medição a 2 elementos - existência de sistemas de medição a dois elementos em UC do Grupo A3.

Provisórias não inspecionadas - ausência de inspeções nas ligações provisórias durante os eventos e festas de rua.

Cadastros desatualizados - cadastros comercial e técnico da distribuidora desatualizados.

Planejamento sem PT - o planejamento do SEP não contempla as PT nos seus estudos.

Processos pendentes - processos administrativos de recuperação de receita pendentes de finalização e equivalentes a R\$ 6.000.000,00.

Itens não padronizados - especificação não padronizada dos materiais e redes utilizados no gerenciamento das PNT.

Taxa de falha não monitorada - ausência de acompanhamento da taxa de falha dos medidores de energia com tecnologia digital.

Critério de seleção falho - critério utilizado para seleção de UC a inspecionar repete as mesmas UC para ser inspecionada.

Efetividade muito baixa (20%) - critério utilizado para seleção de UC a inspecionar com índice de efetividade muito baixo (20%).

Consumos não contabilizados - consumo de energia interno e próprio da empresa não contabilizado corretamente, contribuindo para PNT estimada de 0,5%.

IP desatualizada - quantitativo de pontos de IP desatualizado nos cadastros técnico e comercial da distribuidora.