

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCIO JUAREZ SENA DOS SANTOS

**ANÁLISE DE PERDAS NÃO TÉCNICAS EM OCUPAÇÕES: QUANTIFICAÇÃO DE
PREJUÍZO E IDENTIFICAÇÃO DE AÇÕES ADEQUAÇÕES/REGULARIZAÇÕES**

São Leopoldo

2021

MARCIO JUAREZ SENA DOS SANTOS

ANÁLISE DE PERDAS NÃO TÉCNICAS EM OCUPAÇÕES: QUANTIFICAÇÃO DE
PREJUÍZO E IDENTIFICAÇÃO DE AÇÕES ADEQUAÇÕES/REGULARIZAÇÕES

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica, pelo Curso de
Engenharia Elétrica da Universidade do
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Dr. Maicon Coelho Evaldt

São Leopoldo

2021

Dedico este trabalho a minha família, principalmente aos meus pais que me educaram e a minha esposa e filhos pela compreensão, apoio e dedicação ao longo dessa trilha.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, Estelita Sena dos Santos e Juarez dos Santos (in memorian) pela educação, carinho e ensinamentos que permitiram a conquista deste objetivo.

A minha amada esposa Anelise Rodrigues Soares e aos meus filhos Mariana Soares Sena e Gabriel Soares Sena pela compreensão, incentivo e apoio ao longo desta jornada.

Aos meus irmãos, Julio, Maristela e Luciele que me apoiaram, incentivaram e auxiliaram, estando sempre presentes dando apoio.

Aos demais mestres (Paulo Ricardo, Vinicius Uberti, Anderson Três, João Olegário, Rodrigo, Lúcio, Armando, Rubem, Samuel, Sandro) pela capacidade na transmissão do conhecimento.

Ao Doutor Engenheiro Maicon Coelho Evaldt pela orientação, ajuda, incentivo e esclarecimento de dúvidas, sendo de grande importância para conclusão deste trabalho.

RESUMO

As perdas de energia elétrica globais, formada pelas perdas técnicas e perdas não técnicas, representam um problema relevante e complexo para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica do Brasil, pois afetam todo o Sistema Elétrico de Potência, desde a geração até a distribuição. Este trabalho procurou entender o que as distribuidoras de energia estão fazendo para enfrentar este problema e conseguir mitigar os níveis de perda do sistema, quais as ações de combate e as tecnologias que estão sendo empregues para redução das perdas. Contudo, além de se analisar as consequências destas perdas, observou-se a origem delas, o problema social que envolve a captação da energia irregular, entender e propor alternativas que proporcionem reparações sociais. Através de um estudo de caso, este trabalho analisou quatro regiões de ocupações em São Leopoldo - RS, realizando um estudo destas regiões, mapeando e estimando o consumo por residência, com o objetivo de quantificar as perdas não técnicas e estimar o prejuízo financeiro enfrentado pela distribuidora na região estudada, onde são encontrados os maiores índices de fraude e furto de energia, principalmente por não terem suas residências regulamentadas frente ao poder público. Diante disto, buscar alternativas socioeconômicas que contribuam para a não vulnerabilidade destas famílias que residem nas ocupações, buscando soluções e alternativas viáveis que regularizem estas moradias e conseqüentemente faça com que atenuem as perdas não técnicas de energia. Estas perdas foram estimadas aproximadamente em 769,03 MWh mensalmente, chegando a 9.228,30 MWh anualmente, somando as quatro regiões estudadas. Nos patamares financeiros, a concessionária tem um prejuízo médio de aproximadamente R\$ 333.045,50 mil reais por mês, chegando a R\$ 3.996.546,00 milhões de reais anualmente na tarifa de bandeira verde.

Palavras-chave: Perdas de energia. Perda técnica. Perda não técnica. Combate à perda.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema Elétrico de Potência	14
Figura 2 - Perdas no setor elétrico	16
Figura 3 - Percentual evolução das perdas técnicas e não técnicas em relação à energia injetada	17
Figura 4 - Perdas não técnicas reais e regulatórias sobre baixa tensão	19
Figura 5 - Exemplo de ligação por desvio de energia	20
Figura 6 - Furto por desvio de energia	21
Figura 7 - Conexão monofásica do medidor de energia.....	22
Figura 8 - Condição parcial de falta no medidor	23
Figura 9 - Ponte de potencial aberta	23
Figura 10 - Fraude por “by-pass” no medidor.....	24
Figura 11 - Ponte entre os bornes do medidor	24
Figura 12 - Ligação ilegal em paralelo ao medidor.....	25
Figura 13 - Ligação invertida do medidor	25
Figura 14 - Engrenagem desacoplada do medidor de energia	26
Figura 15 - Exemplos de ligações clandestinas	27
Figura 16 - Representatividade dos custos das perdas não técnicas regulatórias sobre a receita requerida	35
Figura 17 - Rede DAT	40
Figura 18 - Exemplo de medição remota	41
Figura 19 - Rede invertida	42
Figura 20 - Cabo triconcêntrico	43
Figura 21 - Detector de derivações	45
Figura 22 - Sistema inteligente de denúncia de fraude	45
Figura 23 - Transformador de corrente (TCAM)	46
Figura 24 - Identificador de fraudes embutidas	47
Figura 25 - Medidores com identificador de violação	48
Figura 26 - Fluxograma	54
Figura 27 - Vista Superior das regiões dentro da cidade de São Leopoldo	58
Figura 28 - Ocupação localizada na Região 1.....	59
Figura 29 - Estimativa de Área das Residências.....	60
Figura 30 - Ocupação localizada na Região 2.....	61

Figura 31 - Ocupação localizada na Região 3.....	62
Figura 32 - Ocupação localizada na Região 4.....	63
Figura 33 - Simulador de Consumo Elétrico Light Energia.....	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tensões usuais em Sistemas de Potência.....	15
Tabela 2 - Modelos econométricos e variáveis utilizadas	31
Tabela 3 - Variáveis socioeconômicas	32
Tabela 4 - Grupo das concessionárias por porte.....	32
Tabela 5 - Tarifas de Energia TSEE.....	50
Tabela 6 - Estimativa de consumo Região 1	65
Tabela 7 - Estimativa de consumo Região 2.....	66
Tabela 8 - Estimativa de consumo Região 3.....	66
Tabela 9 - Estimativa de consumo Região 4.....	67
Tabela 10 - Tabela Tarifária Região 1	69
Tabela 11 - Prejuízo Financeiro região 1	69
Tabela 12 - Tabela Tarifária Região 2.....	70
Tabela 13 - Prejuízo Financeiro Região 2	70
Tabela 14 - Tabela Tarifária Região 3.....	71
Tabela 15 - Prejuízo Financeiro Região 3.....	71
Tabela 16 - Tabela Tarifária região 4	71
Tabela 17 - Prejuízo Financeiro Região 4	72
Tabela 18 - Estimativas de perdas não técnicas	72
Tabela 19 - Estimativa de Prejuízo Financeiro	73
Tabela 20 - Estimativa de Prejuízo Financeiro	74
Tabela 21 - Estimativa de Prejuízo Financeiro	74

LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
AT	Alta Tensão;
BEM	Balanço Energético Nacional;
BPC	Benefício da Prestação Continuada da Assistência Social;
BT	Baixa Tensão;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
FGV	Federação Getúlio Vargas;
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística;
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial;
MT	Média Tensão;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária;
REURB	Regularização Fundiária Urbana;
RGE SUL	Rio Grande Energia;
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão;
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão;
SED	Subestações de Distribuição;
SEM HAB	Secretaria Municipal de Habitação;
SEP	Sistema Elétrico de Potência;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
TE	Tarifa de Energia;
TSEE	Tarifa Social de Energia Elétrica;
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;
UCs	Unidades Consumidoras;
UNISINOS	Universidade do Vale do Rio dos Sinos;

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 JUSTIFICATIVA	13
1.2 OBJETIVOS	13
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E BASE TEÓRICA	14
2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO	14
2.2 PERDAS DE ENERGIA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	16
2.3 PERDAS TÉCNICAS.....	17
2.4 PERDAS NÃO TÉCNICAS.....	19
2.4.1 Perda por Furto - Desvio de Energia.....	20
2.4.2 Perda por Fraude nos Medidores de Energia.....	21
2.4.3 Perda por Ligação Clandestina	26
2.4.4 Perda por Erro de Faturamento.....	27
2.4.5 Perda devido à Falta de Medição.....	27
2.5 REVISÃO TARIFÁRIA.....	28
2.5.1 Perda Técnica Regulatória	29
2.5.2 Perda Não Técnica Regulatória	31
2.5.2.1 Meta de Perdas Não Técnicas Regulatórias	33
2.5.3 Impacto das Perdas nas Tarifas de Energia.....	35
2.6 MÉTODOS DE COMBATE ÀS PERDAS NÃO TÉCNICAS	36
2.6.1 Campanhas de Prevenção	36
2.6.2 Desenvolvimento de Ações Sociais	37
2.6.3 Otimização dos Métodos de Inspeção e Medição	38
2.6.4 Ações na Rede de Distribuição	38
2.7 REDUÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS	43
2.8 ESTADO DA ARTE	44

	10
2.8.1 Inovações no Combate às Perdas	44
2.8.2 Artigos Científicos Relacionados	48
2.9 OCUPAÇÕES	49
2.9.1 Moradia irregular	49
2.9.2 Tarifa Social de Energia	50
2.9.3 Regularização de Área	51
3 METODOLOGIA	53
3.1 MÉTODO DE ANÁLISE.....	53
3.1.1 Seleção da Região	55
3.1.2 Mapeamento da Região	55
3.1.3 Apontamento das Características das Áreas de Ocupações	55
3.1.4 Estimativa de área e famílias residentes	55
3.1.5 Presumir e apontar o perfil de consumo elétrico previsto	56
3.1.6 Estimativa de Perdas	56
3.1.7 Área não Regularizada.....	56
3.1.8 Tarifa Social	56
3.1.9 Prejuízo Financeiro	57
4 ESTUDO DE CASO	58
4.1 CARACTERIZAÇÃO DAS REGIÕES.....	59
4.1.1 Região 1	59
4.1.2 Região 2	61
4.1.3 Região 3	62
4.1.4 Região 4	63
4.2 ESTIMATIVA DE CONSUMO DE ENERGIA POR REGIÃO	64
4.2.1 Região 1	65
4.2.2 Região 2	65
4.2.3 Região 3	66

	11
4.2.4 Região 4	67
4.3 REGULARIZAÇÃO DE ÁREA	67
4.4 TARIFA SOCIAL DE ENERGIA	68
4.5 ESTIMATIVA DO PREJUÍZO FINANCEIRO POR REGIÃO	68
4.5.1 Região 1	68
4.5.2 Região 2	70
4.5.3 Região 3	70
4.5.4 Região 4	71
4.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS	72
4.6.1 Perdas não técnicas	72
4.6.2 Prejuízo Financeiro	73
5 CONCLUSÕES	76
5.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	77
REFERÊNCIAS	78
APÊNDICE A - MINUTA DE AUXÍLIO PARA REGULARIZAÇÃO DE ÁREAS OCUPADAS	81
ANEXO A - MODELO REQUERIMENTO DOS LEGITIMADOS	83
ANEXO B - MODELO DE OFÍCIO AO CARTÓRIO SOBRE A MODALIDADE	84

1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho buscou entender e analisar a questão socioeconômica que origina grande parte das perdas não técnicas de energia, estimando o consumo elétrico das residências em quatro ocupações de regiões com vulnerabilidade social em São Leopoldo, afim de estimar o prejuízo financeiro enfrentado pela concessionária de energia local, além de buscar alternativas de ações sociais que visam a busca por moradia digna e conseqüentemente a mitigação das perdas não técnicas.

No processo de geração, transmissão e distribuição da energia, até chegar ao consumidor final, encontram-se as perdas. As perdas consistem na energia elétrica gerada, que passa pelas linhas de transmissão e redes de distribuição, mas não chega a completar seu ciclo comercial, por motivos técnicos ou outros (ANEEL, 2021).

As perdas globais do sistema estão divididas em duas categorias: perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas são correlatas ao próprio sistema de energia, através da transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (Efeito Joule), perdas dielétricas, perdas nos núcleos dos transformadores e, por isso, não é possível eliminá-las por completo, apenas reduzi-las. As perdas não técnicas são as mais preocupantes do sistema, pois são provenientes principalmente de furto, ligações clandestinas, adulteração de medidores, erros de medição e faturamento energia, ou seja, energia que é consumida, mas não é faturada pelas concessionárias de energia (FELTRIN; OLIVEIRA, 2008).

As perdas não técnicas são acompanhadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo definidas pela diferença entre as perdas totais e as técnicas. A ANEEL define os percentuais das perdas técnicas e não técnicas das concessionárias na revisão tarifária periódica, que ocorre a cada quatro ou cinco anos (ANEEL, 2021).

Assim, o consumidor de pagamento regular acaba arcando com a maior parte do custo previsto das perdas não técnicas, aumentando a tarifa de todos consumidores.

1.1 JUSTIFICATIVA

As perdas não técnicas de energia representam um problema crônico, cuja redução implicaria positivamente tanto para as empresas de geração, transmissão e distribuição, como para o cidadão, que cumpre com suas obrigações na hora de pagar sua fatura de energia elétrica.

Como o maior índice de perdas não técnicas se encontra em ocupações e áreas de risco, este trabalho procurou analisar estas áreas com o propósito de quantificar os valores financeiros além de buscar soluções socioeconômicas que auxiliem as famílias destas áreas e, conseqüentemente, reduzam as perdas não técnicas de energia nestas regiões.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral desta pesquisa é identificar locais de perdas não técnicas e estimar o prejuízo financeiro que a concessionária de energia está enfrentando nas regiões de ocupações situadas no município de São Leopoldo.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- a) analisar o mapa da região definida e identificar as potenciais zonas de perdas não técnicas de energia, através das características das regiões;
- b) traçar o perfil dos consumidores destas regiões de ocupações;
- c) examinar os históricos de demanda e consumo de energia afim de quantificar as perdas nessas regiões e estimar o prejuízo financeiro;
- d) propor alternativas de ação, que permita a integração destas ocupações e, em consequência, a mitigação destas perdas não técnicas de energia, como a regularização das áreas e adesão ao programa de tarifa social do Governo Federal.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E BASE TEÓRICA

Este capítulo conceitua de um modo geral as perdas no sistema elétrico de potência, abordando a separação nas parcelas “Perdas Técnicas” e “Perdas Não Técnicas”, detalhando os vários componentes causadores, introduzindo o conceito de perdas e analisando o impacto causado nas transmissoras e distribuidoras de energia.

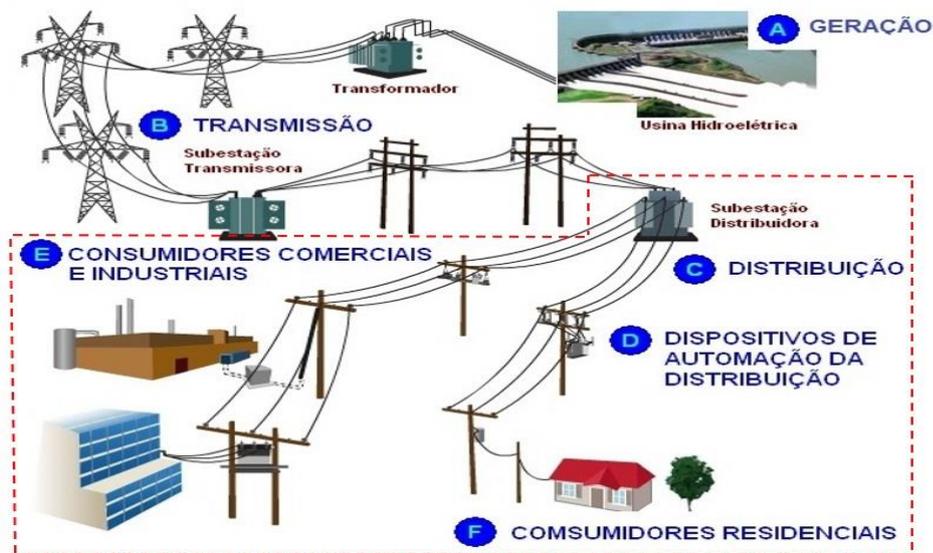
2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema Elétrico de Potência é composto por Geração, que perfaz a função de converter alguma fonte de energia em energia elétrica; a Transmissão, que é o responsável pelo transporte desta energia; e a Distribuição, que distribui a energia aos grandes, médios e pequenos consumidores.

O principal objetivo do sistema elétrico de distribuição é fornecer energia elétrica aos consumidores finais, transformando a tensão em níveis acessíveis de consumo (FRANCISQUINI, 2006).

A Figura 1 representa o Sistema Elétrico de Potência, destacando o sistema de distribuição.

Figura 1 - Sistema Elétrico de Potência



Fonte: Escola Técnica Federal do Paraná (2018).

As redes de distribuição são compostas por linhas de alta, média e baixa tensão. Apesar de algumas transmissoras possuírem linhas com tensão abaixo de

230 kV, grande parte das linhas de transmissão com tensão entre 69 kV e 139 kV são de responsabilidade das empresas distribuidoras, estas linhas são conhecidas como linhas de subtransmissão. Além das redes de subtransmissão, as distribuidoras operam linhas de média e baixa tensão, também conhecidas como redes primárias e secundárias, respectivamente. As linhas de média tensão operam com tensões entre 2,3 kV e 44 kV, já as redes de baixa tensão variam entre 110 V e 440 V. A rede de baixa tensão fornece eletricidade para residências e pequenas empresas/indústrias, por meio das chamadas linhas de conexão. Supermercados, empresas e indústrias de médio e grande porte obtêm eletricidade diretamente da rede de média tensão e devem convertê-la para um nível de tensão adequado através de uma subestação de sua responsabilidade (ABRADEE, 2021).

Os valores das tensões com frequência de 60 Hz utilizados no Brasil são definidos por decreto do Ministério de Minas e Energia (MME), estas estão apresentadas na Tabela 1, além de algumas tensões não padronizadas, ainda em uso.

Tabela 1 - Tensões usuais em Sistemas de Potência

Tensões usuais em Sistemas de Potência			
Tensão (kV)		Campo de Aplicação	Área do Sistema de Potência
Padronizada	Existente		
0,220/0,127	0,110	Distribuição Secundária (BT)	Distribuição
0,380/0,220	0,230/0,115		
13,8	11,9		
34,5	22,5	Distribuição Primária (MT)	
34,5	88,0	Subtransmissão (AT)	
69,0			
138,0			
138,0	440,0	Transmissão	Transmissão
230,0			
345,0			
500,0			

Fonte: Adaptada de EPE (2019).

A ANEEL é quem regulamenta o sistema elétrico de distribuição no Brasil, através dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que são documentos elaborados pela ANEEL, composto de 11 módulos, que normatizam e padronizam as atividades técnicas referentes ao funcionamento e desempenho do sistema de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2016).

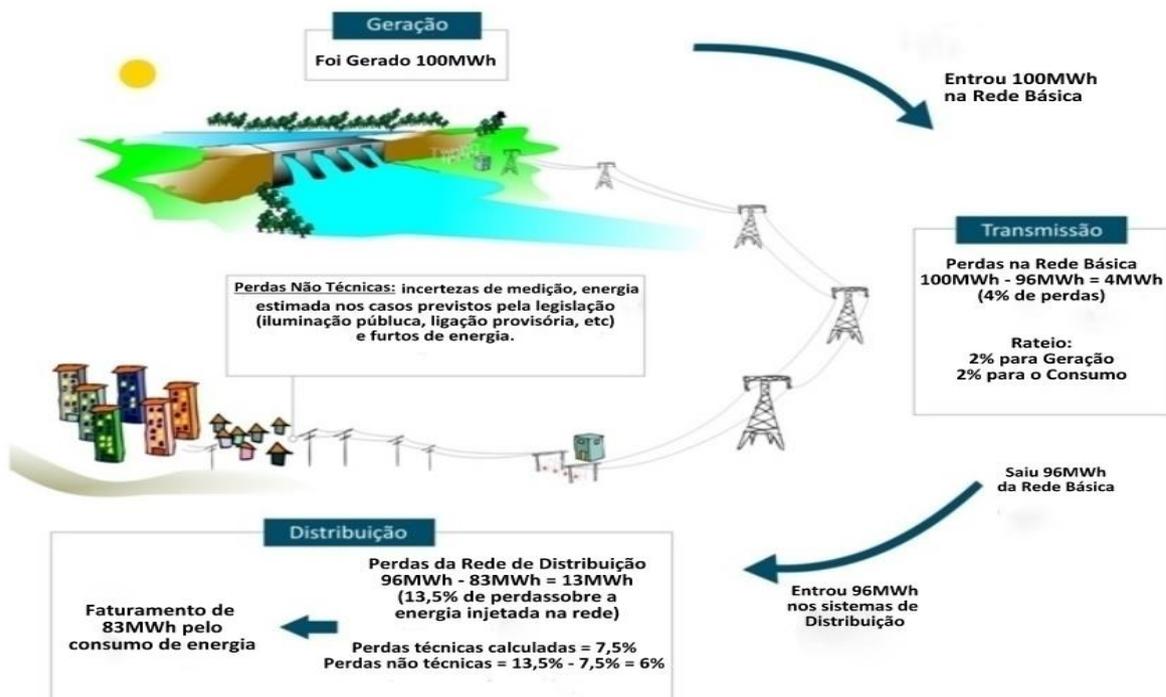
2.2 PERDAS DE ENERGIA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema elétrico é composto por Geração, Transmissão e Distribuição. As perdas de energia referem-se à energia elétrica gerada que percorre as linhas de transmissão e redes de distribuição, mas não chega a ser comercializada, seja por motivos técnicos ou comerciais (ANEEL, 2020).

As perdas no sistema de Distribuição podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada pelos seus consumidores. Estas perdas são classificadas como técnicas e não técnicas. As perdas técnicas são decorrentes à atividade de distribuição de energia elétrica, causada por ações internas dos materiais, inerentes aos processos de transporte de energia, e consistem principalmente na dissipação de energia nos diversos componentes dos sistemas elétricos, como condutores, transformadores, medidores e equipamentos. As perdas não técnicas, definidas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, são causadas sobretudo pela falta de faturamento de parte da energia distribuída. Existem dois fatores principais para este tipo de perda, furto e fraude de energia (ANEEL, 2020).

Na Figura 2 temos a demonstração simplificada das perdas no setor elétrico.

Figura 2 - Perdas no setor elétrico



Fonte: ANEEL (2020).

Conforme o último relatório de perdas de energia elétrica, as perdas totais no sistema de Distribuição Brasileiro representaram aproximadamente 14,8% do total de energia injetado no mercado consumidor em 2020. Estas perdas representam mais do que o consumo de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em 2018. Em montante de energia, as perdas técnicas na distribuição corresponderam a cerca de 38,8 TWh e as perdas não técnicas 37,9 TWh em 2020 (ANEEL, 2021).

Figura 3 - Percentual evolução das perdas técnicas e não técnicas em relação à energia injetada



Fonte: ANEEL (2021).

Na figura 3, observamos a evolução das perdas técnicas e não técnicas sobre a energia injetada nos últimos 12 anos no país, percebemos que as perdas não técnicas estão em constante evolução nos últimos quatro anos.

2.3 PERDAS TÉCNICAS

São classificadas como perdas técnicas as perdas inerentes ao processo de geração, transmissão e distribuição de energia.

O transporte de energia, seja na rede de transmissão ou distribuição, inevitavelmente resulta em perdas técnicas, causadas pelas propriedades físicas dos próprios componentes dos sistemas elétricos. É a parcela de energia que é perdida durante o seu transporte, devido às características dos componentes presentes na infraestrutura do sistema elétrico. O exemplo mais comum é a perda nos condutores do sistema elétrico, denominada perda Joule, que ocorre devido à resistência elétrica

do condutor. Contudo, todos os equipamentos presentes nos sistemas elétricos apresentam perdas técnicas, que podem ser medidas e estimadas através de cálculos (ANEEL, 2016).

As perdas na transmissão são calculadas pela diferença da energia gerada e entregue nas redes de distribuição. Estas perdas são levantadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o seu custo é definido anualmente nos processos tarifários, e é dividido em 50% para geração 50% para os consumidores.

Já as regras que definem o cálculo das perdas técnicas na distribuição estão indicadas no Módulo 7 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional (PRODIST). De maneira geral, o cálculo destas perdas é realizado com informações simplificadas das redes e equipamentos existentes, como por exemplo, energia fornecida às unidades consumidoras, bitola e comprimento dos condutores e potência dos transformadores (ANEEL, 2020). Diante disto, de acordo com o método empregado para o cálculo de perdas e conforme o Módulo 7 do PRODIST, o sistema de distribuição é segmentado em:

- a) Redes do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT);
- b) Transformadores de Potência, Transformadores de Distribuição;
- c) Reguladores, Redes do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT);
- d) Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT);
- e) Ramais de Ligação;
- f) Medidores de Energia das unidades consumidoras do SDBT.

As metodologias utilizadas para realização dos cálculos são detalhadas através do Módulo 7 do PRODIST.

Conforme Cancian (2013), o percentual de perdas técnicas de uma distribuidora de energia está associado à qualidade da manutenção do sistema elétrico, aos elementos aplicados na rede elétrica, aprimoramento dos processos de distribuição de energia elétrica aliado às tecnologias utilizadas.

Algumas ações que podem mitigar as perdas técnicas das concessionárias são:

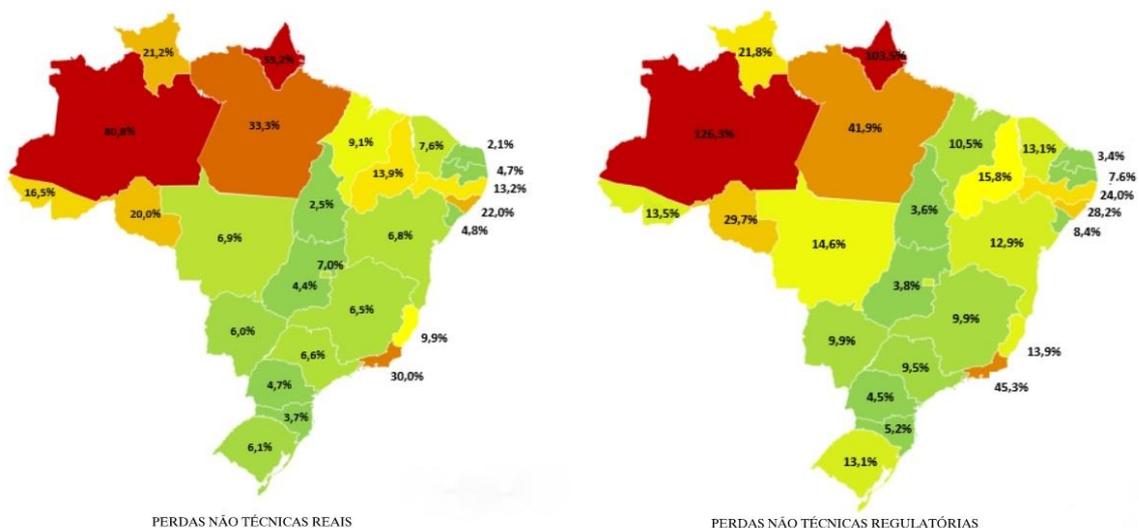
- a) aumento da capacidade de circuitos existentes;
- b) construção de novas subestações;
- c) instalação de banco de capacitores;
- d) construção de novos alimentadores.

2.4 PERDAS NÃO TÉCNICAS

De acordo com a ABRADÉE (2010), as perdas não técnicas, são oriundas de toda energia entregue pela distribuidora e consumida pelo cliente, mas que não é faturada, ou faturada incorretamente. Segundo a ANEEL (2021), as perdas não técnicas decorrem principalmente de furto e fraude. A fraude acontece quando o consumidor tem cadastro junto à distribuidora de energia, mas realiza algum tipo de adulteração nos equipamentos de medição ou desvios diretos na fiação elétrica, popularmente conhecidos como “gatos”, com isso, paga um valor bem menor de energia do que o realmente consumido. Já o furto se caracteriza pelo desvio direto de energia, um consumidor ilegal, não havendo nenhuma remuneração para distribuidora de energia.

A Figura 4 ilustra os níveis de perdas não técnicas reais e regulatórias sobre o mercado de baixa tensão faturado no Brasil em 2019. Estes valores foram calculados de modo simplificado, sendo diferentes dos valores homologados pela ANEEL na revisão tarifária. Os valores regulatórios são aqueles que são reconhecidos na tarifa de energia, calculados pela ANEEL. Já os valores reais são os que efetivamente ocorreram. Esta diferença de custos entre o valor real e o valor regulatório são de responsabilidade da distribuidora de energia.

Figura 4 - Perdas não técnicas reais e regulatórias sobre baixa tensão

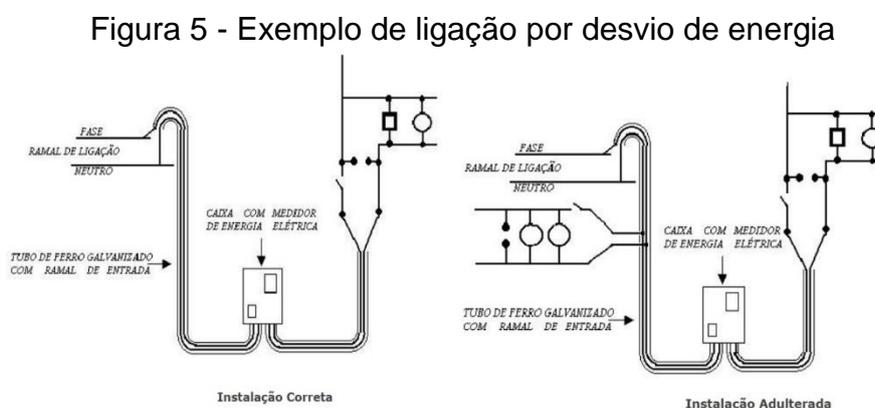


Fonte: ANEEL (2021).

A perda não técnica é um assunto extremamente relevante no setor elétrico, somente em 2020 elas causaram um prejuízo de aproximadamente R\$ 8,6 bilhões, no entanto, a ANEEL, conforme sua metodologia de cálculo, considerou um custo de aproximadamente R\$ 5,6 bilhões, o que representou cerca de aproximadamente 2,9% do valor da tarifa de energia elétrica ao consumidor. Diante disto, podemos afirmar que as perdas não técnicas afetam o sistema elétrico brasileiro como um todo, isto porque o consumo de energia elétrica está cada vez maior, e esta parcela de energia elétrica que é consumida de forma ilícita e deliberada requer um percentual maior de energia a ser gerada e transmitida até os consumidores finais, conduzindo para uma necessidade de investimento maior em infraestrutura e investimento por parte das concessionárias (ANEEL,2021). A seguir, iremos abordar as principais causas de perdas não técnicas no consumo de energia.

2.4.1 Perda por Furto - Desvio de Energia

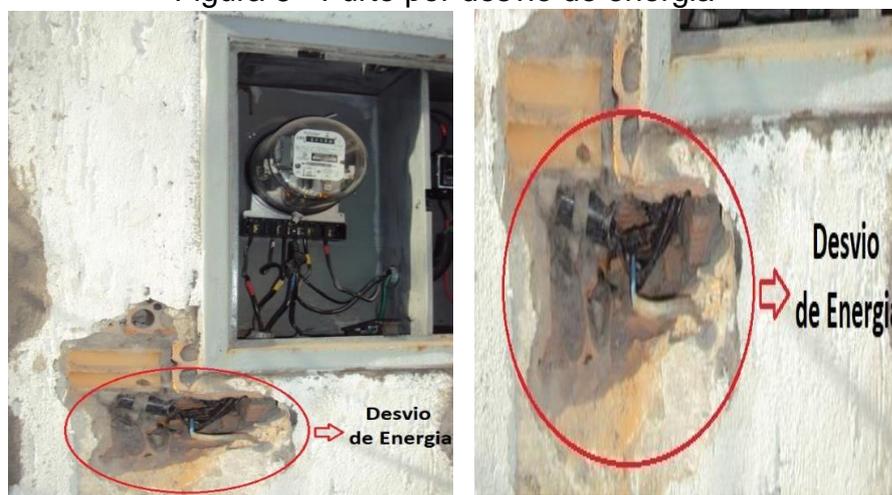
Este tipo de ação ocorre quando o consumidor desvia energia antes que ela circule pelo medidor. Há diversas técnicas de desvio de energia, inclusive remotamente, com auxílio de dispositivos eletrônicos. O infrator cria um circuito paralelo ao sistema de medição, fazendo com que a corrente elétrica que passa pelo medidor seja inferior a corrente consumida pela unidade consumidora, ou seja, utiliza uma ligação que leve a energia diretamente ao local desejado, sem passar pelo medidor de energia. A Figura 5 demonstra a maneira correta e um exemplo de ligação por desvio de energia.



Fonte: Purano Bley (2019).

Na Figura 6 podemos visualizar uma imagem real de desvio de energia realizado antes do medidor.

Figura 6 - Furto por desvio de energia



Fonte: CEEE-D (2013).

Podemos visualizar uma derivação de energia antes de chegar ao ponto de medição, evidenciando um furto por desvio de energia neste caso.

2.4.2 Perda por Fraude nos Medidores de Energia

Os medidores de energia elétrica são dispositivos que medem a quantidade de energia consumida pelas cargas em kWh. Estes equipamentos estão presentes nas Unidades Consumidoras (UCs) de todos clientes, com o objetivo de a concessionária levantar o quanto de energia foi consumido no período estabelecido.

Existem dois tipos de medidores usados, o eletromecânico, que é mais antigo e visto com maior frequência por conta de seu baixo custo e eficiência, normalmente é o mais usado em residências. Este dispositivo contém um disco de metal e funciona através da indução eletromagnética, no momento em que há consumo de energia elétrica, esta percorre as bobinas do medidor criando um campo magnético, induzindo o disco a girar. Com o movimento das engrenagens, os ponteiros do medidor também se movem, realizando a contagem do uso de eletricidade, com isso, quanto mais energia é consumida, mais rapidamente o disco irá girar (BALAN, 2010).

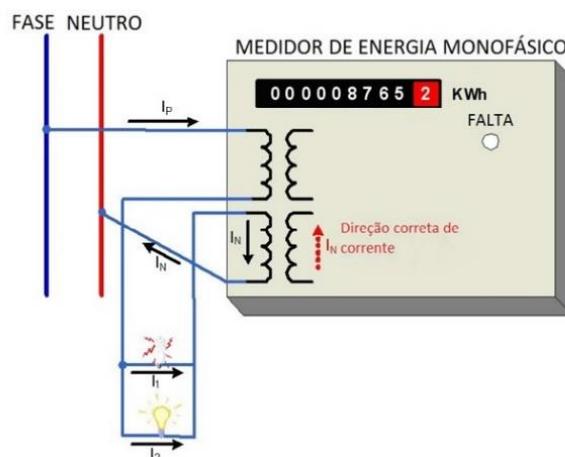
Já os medidores eletrônicos têm a medição realizada eletronicamente, com uma tecnologia moderna, não utiliza de componentes mecânicos no processo de

registro do consumo de eletricidade. Proveniente de uma medição mais precisa, suas informações de consumo são enviadas diretamente para concessionária, além de contar com sistema antifraude.

Nos medidores eletromecânicos, a fraude ocorre quando o consumidor tenta enganar a empresa distribuidora, adulterando o medidor de energia com o intuito do equipamento apresentar uma medição abaixo do patamar consumido. Posteriormente, serão apresentados alguns tipos mais comuns de adulterações nos medidores eletromecânicos, estes tipos de fraudes vão desde a violação de lacres de segurança dos equipamentos, manipulação das engrenagens internas até ligações diretas, chamadas de *bypass*.

A Figura 7 apresenta a ligação correta de um medidor monofásico, onde a corrente que percorre a fase é igual a corrente do neutro ($I_p = I_n$), portanto, não há adulteração.

Figura 7 - Conexão monofásica do medidor de energia



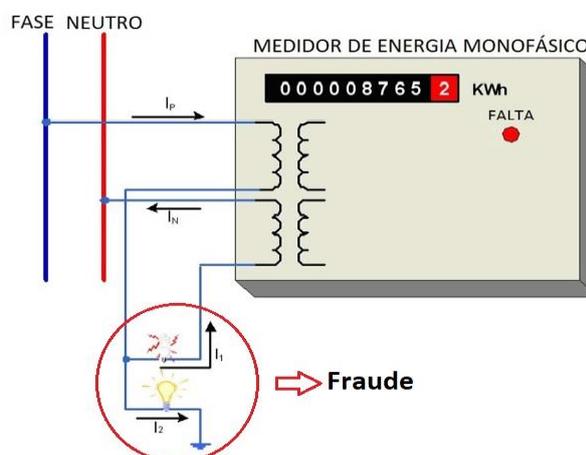
Fonte: EE Times (2009).

- Bobina de Potencial Aberta

Esta condição de fraude ocorre quando se abrem as pontes de potencial (neutro) existentes no medidor, ou rompendo o condutor que alimenta o potencial, conectando a carga em outro potencial terra. Diante disso, o medidor acaba perdendo a referência de tensão da fase, fazendo com que parte da corrente não circule pelo

medidor, ocasionando uma leitura menor do que a consumida realmente. Na Figura 8 podemos observar uma ilustração do exemplo de fraude.

Figura 8 - Condição parcial de falta no medidor



Fonte: EE Times (2009).

Na Figura 9 podemos observar uma condição real de fraude, onde o consumidor abriu as pontes de potencial do medidor.

Figura 9 - Ponte de potencial aberta



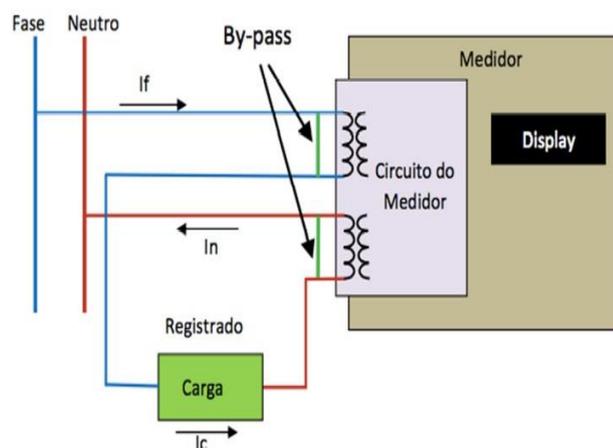
Fonte: CEEE-D (2014).

- Ponte nos terminais do medidor “by-pass”

Ocorre quando o infrator realiza uma conexão ponte entre os terminais do medidor, conhecida como “by-pass”, criando um caminho paralelo à passagem de corrente, com isso, a energia consumida não é registrada corretamente pelo medidor,

pois a corrente não circula totalmente pelo medidor. A Figura 10 representa este tipo de fraude.

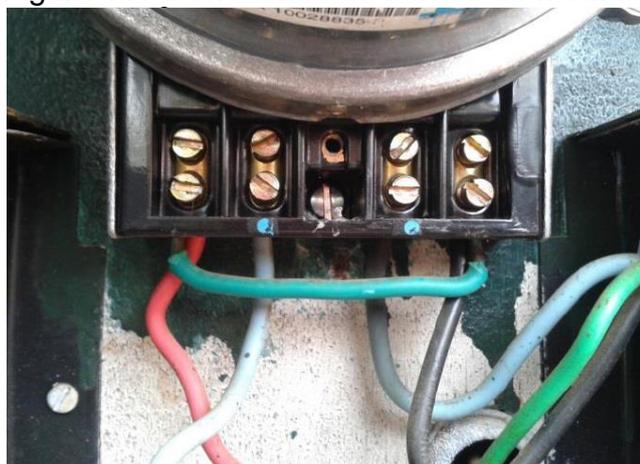
Figura 10 - Fraude por “by-pass” no medidor



Fonte: EE Times (2009).

Na Figura 11 podemos visualizar uma situação real de fraude no medidor, com ponte realizada no condutor fase.

Figura 11 - Ponte entre os bornes do medidor

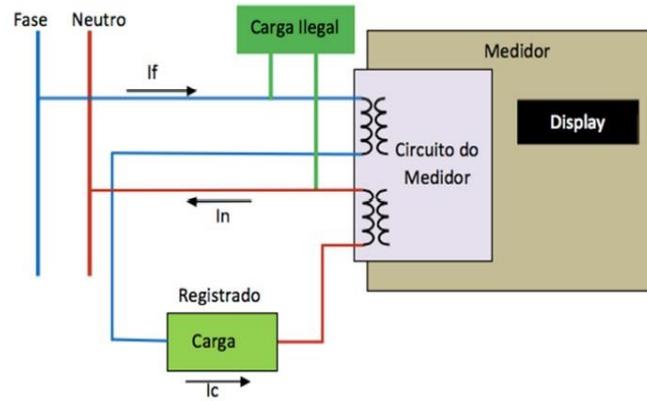


Fonte: CEEE-D, (2014).

- Ligação ilegal em paralelo ao medidor

Realizada ao conectar uma carga ilegal diretamente à entrada do medidor, normalmente cargas de maior consumo, como ar-condicionado, por exemplo. Com isso, este consumo adicional não é registrado pelo medidor.

Figura 12 - Ligação ilegal em paralelo ao medidor

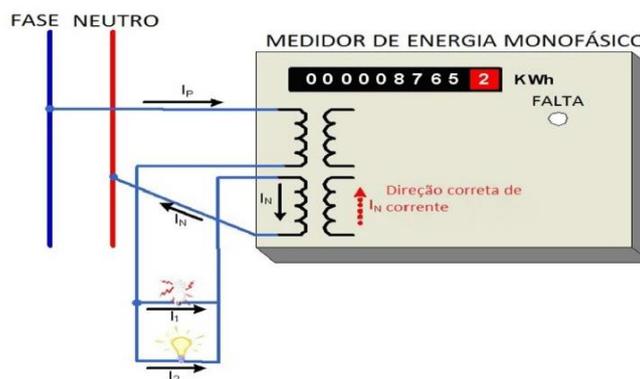


Fonte: EE Times (2009).

- Ligação Invertida do Medidor

Ocorre quando o medidor de energia é ligado invertido, ou seja, a ligação do condutor de entrada é realizada na saída e o condutor de saída é ligado na entrada. Com isso, a corrente que percorre o medidor ocorre em sentido reverso, em um medidor monofásico o disco do irá girar ao contrário, retrocedendo a leitura do medidor. Na Figura 13 visualizamos uma ilustração da forma como é executada esta ligação.

Figura 13 - Ligação invertida do medidor



Fonte: EE Times, (2009).

- Desacoplamento da Engrenagem do Medidor

Neste caso, o eixo do registrador ciclométrico é desacoplado da engrenagem do disco metálico que gira conforme o consumo de energia, com isso, não há registro de consumo de energia. Em outros casos, se danifica alguns dentes da engrenagem, adulterando a relação de acoplamento, mediante isto, a rotação do eixo não é transferida corretamente para o registrador.

Figura 14 - Engrenagem desacoplada do medidor de energia



Fonte: CEEE-D (2014).

2.4.3 Perda por Ligação Clandestina

Trata-se de ligação que não é reconhecida pela concessionária. Ocorre quando a pessoa não tem medição de energia em sua residência ou comércio e realiza a ligação diretamente dos condutores de distribuição localizados nos postes. Isto pode acontecer por diversos motivos, entre eles, a residência ou o comércio pode não ter atendido às normas. Mas os casos mais frequentes acontecem em regiões com áreas invadidas, onde não há rede elétrica próxima e própria para estes consumidores. Em outros casos, o consumidor realiza uma ligação clandestina a fim de atender uma pequena demanda, como uma máquina de caldo de cana por exemplo. Na Figura 15 vemos exemplos de ligações clandestinas.

Figura 15 - Exemplos de ligações clandestinas



Fonte: Eletrobrás Amazonas, (2014).

Esta figura demonstra exemplos de ligações clandestinas no estado do Amazonas, observa-se que são fios ligados diretamente na rede secundária de distribuição, ligadas nos postes através de fios improvisados.

2.4.4 Perda por Erro de Faturamento

É ocasionado quando há erro de leitura, medição equivocada do medidor. Isto ocorre quando o leiturista, funcionário da concessionária que realiza a medição do consumo onde não há medição remota, comparece mensalmente nos locais para realizar a leitura do medidor e erra esta leitura, equivocadamente ou por má-fé.

Pode-se classificar como erro de faturamento também falhas no sistema de cadastro da concessionária, causando a contabilização errada de energia, aumentando ou diminuindo o valor esperado da fatura (ANEEL, 2021).

Podemos citar também os erros nos sistemas de informática, que podem incorrer em troca de faturas, ou diversos erros nos cálculos das faturas dos clientes em dados enviados remotamente por medidores inteligentes, estes erros são menos recorrentes, mas são possíveis de acontecer.

2.4.5 Perda devido à Falta de Medição

Ocorre quando há falta de dispositivos de medição. Existem casos em que as unidades consumidoras não têm medição por falha da concessionária ou, como

previsto na legislação, de consumidores sem medidor, como bancas de jornal, quiosques, iluminação pública e outras avenças. Nestes casos, o consumo é estimado a partir da carga instalada e fatores de carga e demanda, estas estimativas podem gerar PNT.

Existem diversos fatores que impedem a obtenção correta da leitura, falta de acesso do leiturista a determinadas instalações, falta de chave e acesso a alguns pontos do poder público, casas ou estabelecimentos fechados e sem acesso. Conforme a legislação, após o terceiro mês sem leitura a distribuidora é obrigada a cobrar pelo mínimo (ANEEL, 2021).

2.5 REVISÃO TARIFÁRIA

As perdas técnicas e não técnicas regulatórias são definidas nos processos de revisão tarifária periódica de cada distribuidora. Esta revisão ocorre em ciclos de três, quatro ou cinco anos, através de fixação de percentuais regulatórios nas Resoluções Homologatórias (REHs) da ANEEL (ANEEL, 2020).

No Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (1º CRTP), que ocorreu entre 2003 e 2006, a ANEEL definiu uma metodologia simplificada, onde as distribuidoras seriam avaliadas pela sua média histórica em determinadas especificidades das áreas de concessão.

Já no 2º CRTP, entre 2007 e 2010, a metodologia das perdas não técnicas sofreu alterações significativas. A ANEEL passou a adotar a regulação por incentivos, através da comparação das distribuidoras, baseando-se na determinação de histórico de redução das perdas não técnicas para a distribuidora em processo de revisão tarifária, promovendo incentivos por meio do reconhecimento regulatório nas tarifas caso as distribuidoras consigam reduzir suas perdas. A metodologia do 3º CRTP (2011-2014) manteve a essência do 2º CRTP, com alguns aperfeiçoamentos. O 4º CRTP (2015-2018) utilizou-se da abordagem dos ciclos anteriores, com alguns ajustes nas variáveis do modelo econométrico no mercado B1 e Baixa Tensão (ANEEL, 2020).

2.5.1 Perda Técnica Regulatória

Conforme o último relatório de perdas na distribuição realizado pela ANEEL, as perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada chegaram a uma média de 7,3% no Brasil no ano de 2019.

Através do Módulo 7 do PRODIST, a ANEEL apresenta a metodologia de cálculo das perdas técnicas que pode ser utilizado pelas concessionárias. De acordo com Antonelli (2014), o órgão regulador tem uma grande preocupação pela correta obtenção das perdas técnicas, com a preocupação de não onerar demasiadamente os consumidores.

As distribuidoras são solicitadas a fornecer uma série de dados que dão subsídio ao cálculo das perdas, já a ANEEL define os parâmetros regulatórios que serão adotados no cálculo das perdas.

Os parâmetros regulatórios expressos pelo módulo 7 do PRODIST são os seguintes:

- a) valor de referência de 0,92 para o fator de potência afim de calcular as perdas nas redes de MT e BT;
- b) não são considerados nos cálculos das perdas os elementos de compensação de energia reativa instalados nos SDMT e SDBT;
- c) são consideradas perdas adicionais de 5% sobre o montante de perdas técnicas totais, excluindo-se as perdas apuradas por medição, devido às perdas técnicas produzidas por efeito corona em conexões, sistemas supervisórios, reles fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, e por fugas de correntes em isoladores e para-raios;
- d) é considerado o nível de tensão de operação informado pela distribuidora na saída do alimentador de média tensão, que deverá corresponder à tensão que o circuito opera na maior parte do período de apuração das perdas;
- e) os valores regulatórios de perdas totais e em vazio para os transformadores de distribuição se encontram definidos nas Tabelas I a VI do Anexo I, e nas Tabelas VII a XII do módulo 7 do PRODIST, após 15.04.2019;
- f) os valores de perdas totais e em vazio para os transformadores de potência devem corresponder aos dados de placa dos equipamentos, que terão sua pertinência avaliada pela ANEEL;

- g) são considerados 1 W (watt) de perda por circuito de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5 W para medidores eletrônicos;
 - h) é considerada a impedância de sequência positiva para fins do cálculo de perdas de que trata o Item 6 Seção 7.2 deste Módulo, obtida à temperatura de operação dos condutores elétricos igual a 55° C, conforme tabelas disponíveis no Anexo II. Para o caso do condutor não estar contido nas tabelas do Anexo II, será utilizada a impedância informada na BDGD, que terão sua pertinência avaliada pela ANEEL;
 - i) o modelo adotado para as cargas conectadas ao SDMT e ao SDBT é denominado ZIP, composto por 100% de impedância constante para parcela reativa e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga;
 - j) a carga é dividida de forma igual entre as fases para as unidades consumidoras trifásicas e é considerada conectada entre fases para as unidades monofásicas a três fios;
 - k) quando a aplicação do método de cálculo de que trata o Item 6 da Seção 7.2 deste Módulo resultar em tensão nos pontos de conexão de unidades consumidoras no nível precário ou crítico, conforme definido na Seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST, a parcela da carga a que se refere o item 4.9 dessa Seção, caracterizada como potência constante, passa a ser modelada como impedância constante;
 - l) caso as tensões, em qualquer ponto do sistema, não estiverem dentro dos limites estabelecidos na Seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST, relativos aos níveis de tensão precária ou crítica, poderão ser efetuados ajustes nos Taps dos reguladores de tensão e nas cargas conectadas ao alimentador;
 - m) é considerada resistência de aterramento de 15 ohms para os circuitos monofilares com retorno por terra (MRT).
 - n) caso a distribuidora não possua cadastro dos seus ramais de ligação de unidades consumidoras de baixa tensão é estabelecido o comprimento regulatório de 15 metros;
 - o) o comprimento máximo admissível para o ramal de ligação é de 30 metros.
- O cálculo das perdas técnicas é realizado considerando os segmentos e os equipamentos dos sistemas de distribuição, segmentos de rede, ramais,

transformadores, reguladores e os subgrupos de tensão (A1, A2, A3, A3a, A4 e B), onde estes segmentos e equipamentos pertencem.

2.5.2 Perda Não Técnica Regulatória

As perdas não técnicas regulatórias são consideradas desde o Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias, conforme os anos, elas têm sofrido mudanças substanciais conforme aperfeiçoamento metodológico de cálculo da ANEEL. Estas perdas não técnicas regulatórias, tem suas metodologias de cálculo explicitadas no submódulo 2.6 do PRORET (ANEEL, 2020).

Em um país de dimensões continentais, com regiões de características completamente díspares, as áreas de concessão das distribuidoras acabam sendo tão diferentes, que tornam a comparação de desempenho muito difícil. Diante disto, é necessária a estipulação de uma metodologia que facilite tal comparação e reconheça a heterogeneidade estrutural marcante da sociedade brasileira.

A fim de entender esta disparidade geográfica e social, a ANEEL estruturou um modelo de regressão baseado em variáveis socioeconômicas para explicitar o nível de complexidade associado às áreas de concessão do país. O denominado “Modelo de Complexidade’ da ANEEL possibilita a aplicação de *benchmarking* entre as empresas, com uma compactação ponderada pelo grau de complexidade resultante para cada concessão. Para elaborar o ranking de complexidade, que é utilizado a fim de comparar as distribuidoras de energia, e com o intuito de evitar o problema de heterocedasticidade, a partir do 3º CRTP a ANEEL estipula três regressões lineares distintas, que resultam nos três modelos, C, G e K, conforme o resultado de cada regressão, as distribuidoras são dispostas em três rankings, e sua posição representa a complexidades de sua área de concessão. A Tabela 2 apresenta os modelos econométricos e as variáveis socioeconômicas utilizadas em cada modelo (ANEEL, 2020).

Tabela 2 - Modelos econométricos e variáveis utilizadas

Modelos	Variáveis socioeconômicas
C	sub2, lixo.u, pob2,mbr.mbl mbr, inad
G	sub2,lixo.u,gini,inad
K	sub2,lixo.u,pob2,mbr.mbt,vio

Fonte: Adaptado de GESEL-UFRJ, (2019).

As variáveis socioeconômicas que compõem os modelos econométricos estão expostas na Tabela 3.

Tabela 3 - Variáveis socioeconômicas

Variável Socioeconômica	Código	Fonte
Óbitos por agressão	vio	DATASUS
Porcentagem de pessoas com renda inferior a meio salário mínimo	pob2	IBGE/IPEA
Índice que aponta desigualdade na distribuição de renda	gini	IBGE
Porcentagem de pessoas em domicílios subnormais	sub2	IBGE
Coleta de lixo urbana	lixo.u	IBGE
Inadimplência no setor de crédito	inad	BACEN
Mercado de baixa renda/ Mercado B1 total	Mbr.MbIMbr	SAMP
Mercado de baixa renda/ Mercado BT total	Mbr.Mbt	SAMP

Fonte: Adaptado de GESEL-UFRJ, (2019).

Diante disto, o submódulo 2.6 do PRORET define que as distribuidoras são comparadas conforme seu porte, divididas em dois grupos, Grupo 1 e Grupo 2, conforme a tabela 4.

Tabela 4 - Grupo das concessionárias por porte

Grupo 1	Índice de Complexidade	Grupo 2	Índice de Complexidade
CELPA	0,503	CEA	0,457
LIGHT	0,3770	EBO	0,229
AMAZONAS ENERGIA	0,364	CERR	0,181
CEMAR	0,315	SULGIPE	0,168
CELPE	0,313	ELFSM - SANTA MARIA	0,137
COELBA	0,284	COCEL	0,119
CEAL	0,266	UHENPAL	0,107
ELETROPAULO	0,265	EFLUL	0,099
CEPISA	0,257	FORCEL	0,092
COELCE	0,253	CHESP	0,090
ELETROACRE	0,243	IGUAÇU	0,076
ESCELSA	0,235	EEB - BRAGANTINA	0,075
ESSE	0,224	BOA VISTA	0,074
AMPLA	0,218	CPEE - PAULISTA	0,067
EPB	0,197	CSPE	0,064
CERON	0,191	EFLJC	0,061
CEEE-D	0,179	CLFM - MOCOCA	0,060
COSERN	0,177	ELETROCAR	0,058
BANDEIRANTE	0,172	ENF	0,056

CPFL PIRATININGA	0,170	CFLO	0,056
CEB	0,166	MUX ENERGIA	0,053
CEMIG	0,147	HIDROPAN	0,052
CELTINS	0,139	CAIUÁ	0,049
CEMAT	0,122	CLFSC - SANTA CRUZ	0,049
ELEKTRO	0,106	DEMEI	0,048
COPEL	0,105	EDEVP	0,044
RGE	0,092	COOPERALIANÇA	0,044
EMG	0,091	CNEE - NACIONAL	0,037
RGE SUL	0,086	DMEPC	0,037
CPFL PAULISTA	0,080	CPFL JAGUARI	0,031
CELESC - D	0,07		
CELG	0,075		
ENERSUL	0,063		

Fonte: Adaptado de ANEEL, (2021).

Conforme representa a tabela 4, o Grupo 1 são as empresas de maior porte, que possuem mercado de baixa tensão superior a 1.000 GWh/ano e atendem mais que 500 mil unidades consumidoras ou possuam mais de 15.000 Km de rede elétrica, as demais distribuidoras compõem o Grupo 2. O índice de complexidade, como citado anteriormente, é definido pelo grau de complexidade de determinada área, quanto maior a dificuldade de se combater as perdas não técnicas desta área, maior o índice de complexidade. Para cada modelo econométrico, há uma variação deste índice do ranking, com isso a Tabela 4 apresenta o índice de complexidade médio entre os três modelos.

2.5.2.1 Meta de Perdas Não Técnicas Regulatórias

O potencial de redução de perdas não técnicas é definido pelos *benchmarks* de cada concessionária, onde ela é comparada a outras concessionárias, com menor índice de perdas não técnicas, e que atuam em áreas de concessão comparáveis sob o ponto de vista de complexidade socioeconômica.

A meta é calculada a partir de cada ranking e obtida através de uma ponderação considerando as perdas praticadas pela concessionária e seus *benchmarks*, considerando também a incerteza na comparação entre duas concessionárias quanto às suas posições no ranking, conforme a Equação 1.

$$Meta_{(i,j)} = Prob_{(i,j)} \times P_{bench} + [1 - Prob_{(i,j)}] \times P_{(i)} \quad (1)$$

Onde:

- a) $Meta_{(i,j)}$: meta de perdas da empresa i [%], conforme o modelo j;
- b) $Prob_{(i,j)}$: probabilidade de o benchmark estar em área de concessão mais complexa, conforme modelo j;
- c) P_{bench} : percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa benchmark;
- d) $P_{(i)}$: percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i.

Assim, calcula-se o valor de referência para todos os *benchmarks* potenciais da concessionária, escolhendo o menor valor de perdas não técnicas.

Diante disto, a meta de perdas não técnicas é calculada através da média aritmética das metas definidas a partir dos três rankings de complexidade socioeconômicas, conforme a Equação 2.

$$Meta_{(i)} = \frac{\sum_{j=1}^n Meta_{(i,j)}}{n} \quad (2)$$

Onde:

- a) $Meta_{(i)}$: potencial de redução da empresa i [%];
- b) $Meta_{(i,j)}$: meta de perdas da empresa i [%], conforme o modelo j;
- c) n : número de rankings selecionados.

Após o resultado, é analisado se há diferença entre os níveis regulatórios atuais de perdas não técnicas e a meta, havendo diferença, é estabelecida uma trajetória de redução, estas trajetórias são diferenciadas pelos portes das empresas e pelos percentuais regulatórios de perdas não técnicas, os limites de redução anual de perdas não técnicas são definidos conforme o porte das empresas e o grupo a que pertencem.

As empresas que pertencem ao Grupo 1, com percentual acima de 7,50% e as empresas do Grupo 2, com percentual regulatório acima de 11,50%, têm seu percentual de limite de redução calculado conforme a Equação 3.

$$\% \text{ Limite de Redução} = \frac{\% \text{ PNT Regulatório}}{8} - 0,9375 \quad (3)$$

Já para as empresas do Grupo 2 com percentual regulatório de 2,50% até 11,50%, o limite de redução é igual a 0,50% ao ano.

Para as empresas do Grupo 1 com percentual regulatório inferior à 7,5% e do Grupo 2 com percentual regulatório inferior à 2,5%, não haverá trajetória de redução.

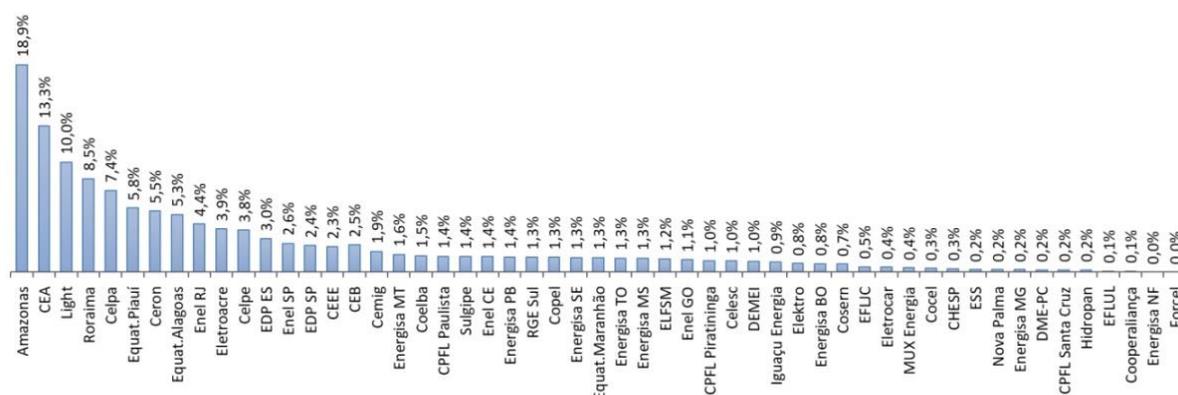
2.5.3 Impacto das Perdas nas Tarifas de Energia

Os impactos financeiros das perdas na tarifa de energia podem ser divididos entre as perdas técnicas e não técnicas.

No ano de 2020, o custo das perdas técnicas, obtido pela multiplicação dos montantes pelo preço médio da energia nos processos tarifários, desconsiderando os tributos, foi de aproximadamente R\$ 8,5 bilhões. Estas perdas, que são inevitáveis em qualquer sistema de distribuição, são repassadas aos consumidores, considerando a operação eficiente das redes, com isso, não são passíveis de maiores reduções. Diante disto, os custos das perdas na rede básica considerados nas tarifas foram de aproximadamente R\$ 1,8 bilhões, onde 50% deste valor é custeado pelo consumidor (ANEEL, 2021).

Já as perdas não técnicas reais no país representaram um custo de aproximadamente R\$ 8,6 bilhões no ano de 2020. No entanto, as perdas não técnicas regulatórias, que são as consideradas pela ANEEL para o cálculo tarifário, foram de aproximadamente R\$ 5,6 bilhões em 2020, isto representou um aumento de cerca de 2,9% na tarifa de energia elétrica, variando por distribuidora, conforme Figura 16. A diferença de custos entre o valor real e o regulatório é de responsabilidade da concessionária (ANEEL, 2021).

Figura 16 - Representatividade dos custos das perdas não técnicas regulatórias sobre a receita requerida



Fonte: ANEEL,(2021).

Os valores das perdas que constam nas tarifas e sua representação em relação à parcela destinada aos custos dos serviços de distribuição, operação, manutenção, investimentos e depreciação são denominados Parcela B. Os valores das perdas não técnicas contidos nas tarifas representaram, na média Brasil em 2020, aproximadamente 9,8 % da Parcela B.

O consumidor regular arca parcialmente pela fraude e furto de energia, uma vez que a ANEEL reconhece valores regulatórios eficientes. Quando uma distribuidora recupera o consumo irregular, os montantes faturados são incorporados no mercado, de modo que os custos passam a ser divididos com os demais consumidores, havendo diminuição na tarifa de energia. A redução das perdas pelas distribuidoras traz benefícios aos consumidores: redução dos valores regulatórios, aumento da divisão dos demais custos (redução da tarifa), diminuição do desperdício e melhoria na quantidade do fornecimento (ANEEL, 2021).

2.6 MÉTODOS DE COMBATE ÀS PERDAS NÃO TÉCNICAS

Os métodos de combate às perdas não técnicas referem-se, principalmente, às técnicas para programação e aplicação de inspeções, novas tecnologias e equipamentos que visam a inibição e detecção de unidades consumidoras com fraude ou consumo irregular. Considerando o aspecto da Revisão Tarifária Periódica das empresas, é evidente que o órgão regulador vem incentivando o combate às fraudes e furtos de energia, não compensando completamente as perdas não técnicas declaradas pelas distribuidoras, esse fato tem servido como incentivo para que praticamente todas as distribuidoras de energia investissem em ações a fim de combater e diminuir as perdas não técnicas.

Diante disto, serão apresentados alguns dos diversos aspectos considerados pelas distribuidoras e os resultados de seu empenho para mitigação de perdas não técnicas.

2.6.1 Campanhas de Prevenção

Estas ações têm sido praticadas por diversas concessionárias no mundo todo, baseadas em campanhas de marketing explicitando o caráter de crime da fraude ou furto, evidenciando as consequências de consumidores flagrados com fraudes.

No exterior, as campanhas de prevenção são bastante agressivas, baseadas em medidas punitivas, conforme V CIERTEC (2005), na empresa Chilectra foram tomadas medidas com punições máximas em relação aos aspectos legais, iniciando um processo de detenção dos consumidores que furtavam e fraudavam energia. Aliado aos meios de comunicação, realizou-se um processo de divulgação das condenações, deixando toda população ciente dos problemas causados pela fraude de energia.

2.6.2 Desenvolvimento de Ações Sociais

Mais que um problema financeiro para as distribuidoras, o furto de energia vem se demonstrando um problema social, os consumidores residenciais de baixa renda são os mais vulneráveis ao desemprego e alta da inflação, além de residirem em comunidades carentes.

Além disso, as distribuidoras reduziram a atuação nas localidades denominadas “áreas de risco”, onde as equipes de trabalho são normalmente agredidas e ameaçadas, sendo necessário o apoio policial em certas áreas.

Conforme Oliveira (2009), algumas ações podem ser tomadas pelas distribuidoras para reduzir os prejuízos e diminuir as perdas não técnicas, tais como:

- a) implementar políticas comerciais, como: renegociar débitos, criar grupos da comunidade para orientação do uso correto de energia;
- b) promover ações de eficiência energética, como substituição de eletrodomésticos antigos por novos e mais eficientes, troca de lâmpadas incandescentes por lâmpadas LED, instalação gratuita dos padrões de entrada;
- c) projetos de responsabilidade social, como: criação de bibliotecas com computadores e internet, capacitação de eletricitas da própria comunidade, qualificação dos professores para orientar e educar os alunos ao uso correto de energia etc.

Outra ação que pode ser ampliada e aperfeiçoada é o programa do setor energético destinado a consumidores de baixa renda, o Tarifa Social, instituído pela Lei 21.212, de 2010, que prevê descontos de 10% a 100% para os consumidores residenciais qualificados a participar do programa, onde estes devem estar inscritos

no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal e atendam aos requisitos que dão direito a este benefício, este programa será melhor explicado no capítulo 2.9.2 (ANEEL, 2021).

2.6.3 Otimização dos Métodos de Inspeção e Medição

Na atualidade, as distribuidoras realizam ações e procedimentos que visam a redução das perdas, mesmo contando com o auxílio de novas tecnologias, a inspeção dos medidores e unidades consumidoras ainda é uma ação comum e muito utilizada para detecção de consumidores com suspeitas de fraudes. Através de denúncias ou por iniciativa própria da distribuidora, baseada normalmente em histórico de consumo, a empresa responsável encaminha o electricista responsável até o consumidor com suspeita de fraude. Após a inspeção, quando constatada uma irregularidade, o cliente é notificado e posteriormente cobrado por essa irregularidade. Para a cobrança, a legislação prevê parâmetros fixos que serão escolhidos com base na análise do histórico da unidade consumidora, conforme descrito na Resolução nº 414/2010 ANEEL.

Nos últimos anos, estes métodos de inspeções estão se aperfeiçoando com o apoio de novas tecnologias de inteligência artificial e modernização dos equipamentos, como a implementação de medidores eletrônicos com identificação de violação e medição remota. Estes equipamentos de medição transmitem os dados diretamente à distribuidora, ou à concentradores estrategicamente alocados, evitando que o consumidor tenha acesso ao medidor da concessionária.

2.6.4 Ações na Rede de Distribuição

Das ações executadas nas redes de distribuição, visando a mitigação das perdas não técnicas, as melhorias tecnológicas que vêm sendo realizadas visam dificultar a ligação direta de ramais de ligação irregulares à rede de distribuição da concessionária, além de equipamentos e redes Smart Grids, ou “redes inteligentes”, que são sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica, dotados de recursos tecnológicos com elevado grau de automação e inteligência, visando ampliar sua eficiência e segurança. Veremos algumas destas ações a seguir.

- Smart Grid

Possibilita a integração dos equipamentos da rede elétrica e de redes de comunicação de dados em sistema gerenciado em computação distribuída. Baseado em infraestruturas de medição avançadas, tem o objetivo de integrar os diversos ativos da empresa em uma única plataforma.

No Brasil está ampliando sua atuação devido ao crescimento da demanda por sistemas de leitura automática de medidores, justificando seus custos pelo combate às perdas não técnicas e diminuição da inadimplência. O sistema Smart Grid permite que a empresa execute serviços como:

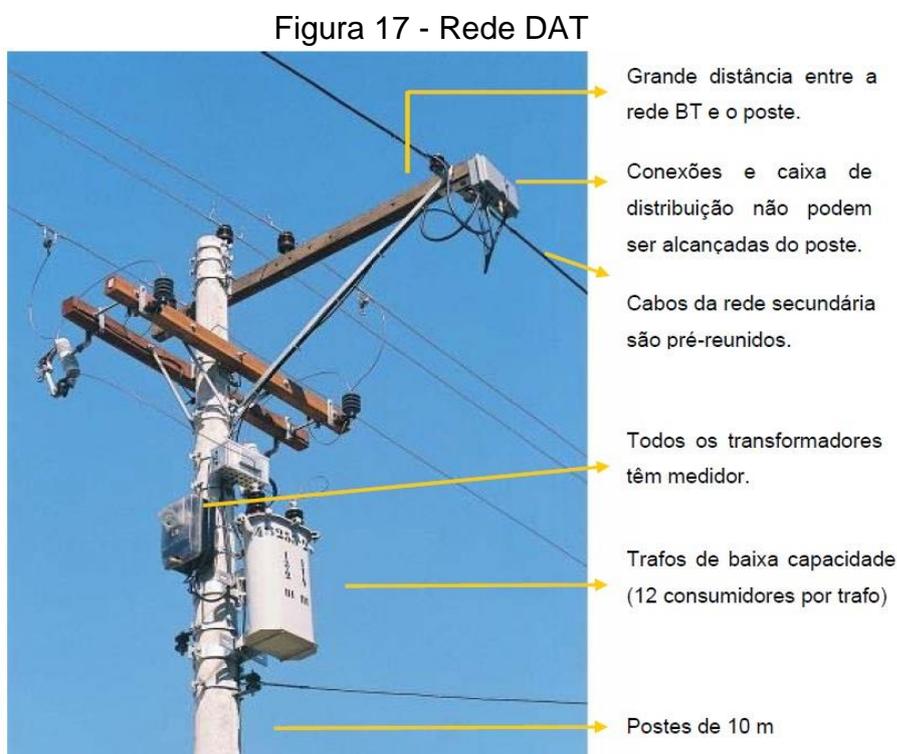
- a) leituras de consumo, cortes e religamentos remotos;
- b) comunicação integrada com o consumidor, como entrega de mensagens e faturas online;
- c) agregue informações em tempo real sobre demanda dos clientes;
- d) cobrança de energia diferenciada por horário/sazonalidade, reduzindo a demanda na ponta e postergando investimentos;
- e) aplicações de tele controle, monitoração remota, supervisão de fornecimento.

Além de diversas outras aplicações, o Smart Grid permite às distribuidoras explorar novas oportunidades de negócios através da infraestrutura de comunicações, possibilitando a integração de equipamentos, como medidores eletrônicos e chaves religadoras automáticas, além do aumento da segurança e redução dos tempos de restabelecimento.

- Rede DAT

A Rede de Distribuição Aérea Transversal (Rede DAT), é um projeto que iniciou em 2003 pela Enel Distribuição Rio, visando inibir as conexões clandestinas na rede de BT além de evitar possíveis reconexões não autorizadas de clientes que tiveram o fornecimento de energia suspenso. Dificultando o acesso à rede de BT, consiste na elevação do poste para 10 metros, utilização de transformadores de pequena potência, até 12 clientes por transformador, instalação de medidores nos transformadores para realização de balanço energético dos clientes, isolamento e

afastamento da rede de BT, dificultando as ligações clandestinas. A Figura 17 representa um exemplo de rede DAT.



Fonte: ENEL (2003).

Nota-se o distanciamento da rede de BT afim de evitar o acesso para possíveis fraudes, a rede de MT serve também como uma “proteção” que dificulta o acesso a rede de BT.

- Medição Remota

A rede DAT inicialmente proporcionou grande redução das perdas, porém, com o passar do tempo, novas formas de furtar energia neste sistema foram encontradas, uma delas foi a violação e manipulação indevida dos medidores.

Diante disso, o projeto sofreu alterações e evoluções, uma delas foi a introdução do Ampla chip, que consiste em um sistema de medição eletrônica, dispondo de sistema de comunicação via celular, que permite leitura, suspensão e restabelecimento remotamente. Através da medição eletrônica, todo sistema de leitura do consumo se encontra na extremidade superior do poste, no lugar dos medidores

antigos, instala-se apenas um leitor Terminal de Leitura Individual (TLI), para o consumidor acompanhar o consumo que está sendo medido pelo chip.

Este novo sistema não só contribuiu para redução das perdas não técnicas, como ajudou a evitar erros de leitura, reduzir a inadimplência, além de aprimorar a qualidade do fornecimento de energia. A Figura 18 apresenta um exemplo de medição remota (ENEL, 2018).

Figura 18 - Exemplo de medição remota



Fonte: ENEL (2007).

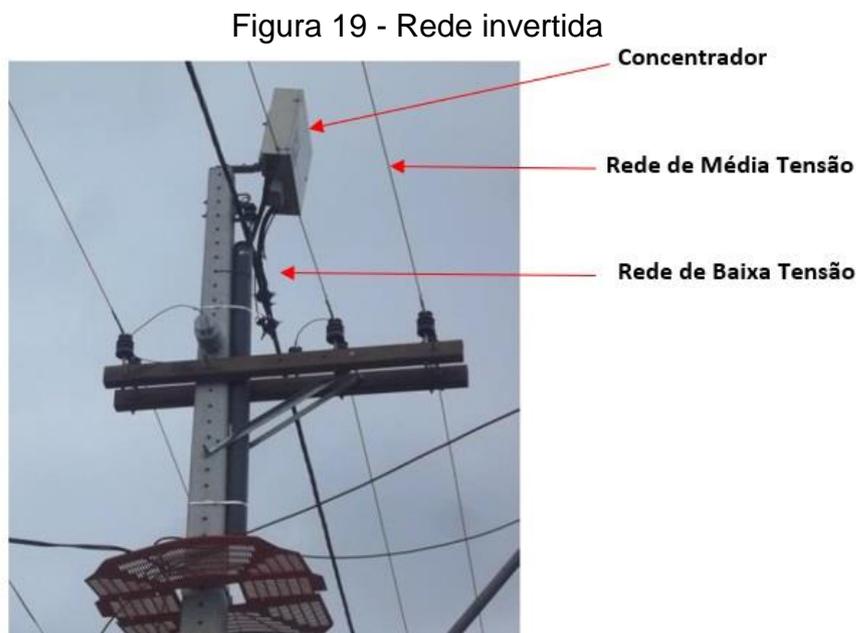
Uma evolução do sistema Ampla Chip foi o projeto Sentinela, onde os medidores eletrônicos foram instalados dentro de uma caixa blindada situado na ponta da cruzeta, impedindo o acesso de terceiros ao medidor.

- Rede Invertida

Outra evolução da Rede DAT, onde a rede de Baixa Tensão é instalada acima da rede de Média Tensão, que funciona como uma maneira de blindar o acesso a rede, dificultando ainda mais o acesso à rede de BT.

A configuração da rede invertida ocorre com a instalação da rede de BT na parte superior do poste, sendo conectada e sustentada na cruzeta nível 1, junto com a caixa concentradora de leitura, que abriga o medidor remoto. Abaixo da rede de BT fica o transformador, inferior ao transformador, a uma distância de 145 cm, temos a cruzeta nível 2, sustentando a rede de MT, ainda é instalado o protetor de poste, caracterizado por uma placa plástica isolante de cor laranja. Este protetor é instalado

com o objetivo de alertar e proteger as equipes de trabalho que venham a fazer manutenção na rede, alertando para rede de Média Tensão. O ramal do cliente é instalado através de um tubo de PVC de 200 cm, transpondo a rede de MT de forma segura, na figura 19 temos um exemplo de rede invertida.



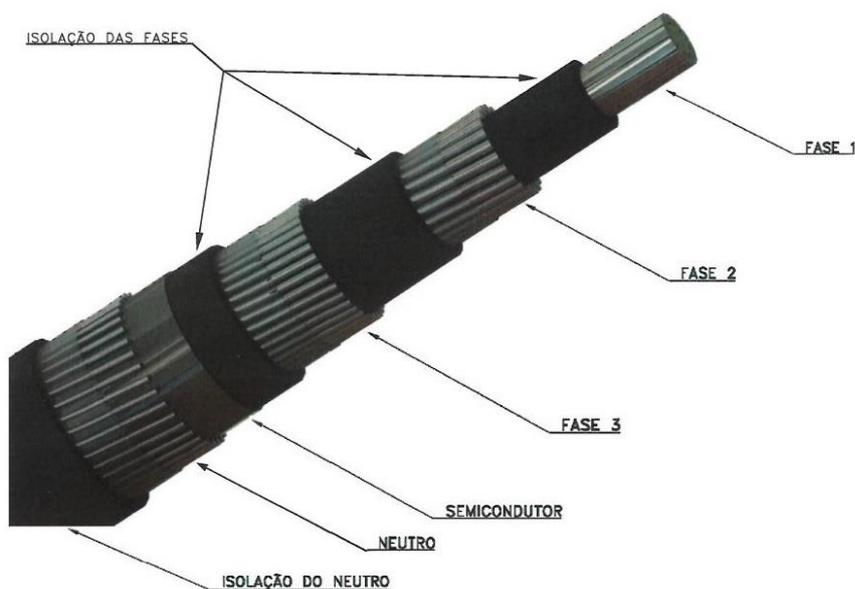
Fonte: ENEL (2016).

Percebe-se que a rede de MT acaba protegendo o acesso a rede de BT, servindo como uma “proteção” que inibe o acesso a rede de BT.

- Cabo Triconcêntrico

Também usado com o objetivo de evitar fraudes, o cabo triconcêntrico, ou cabo antifurto, apresenta-se como uma opção que inibe a ação dos infratores, onde o neutro e cada uma das fases é envolvida por uma camada isolante protetora formada por composto termoplástico de polietileno. Conforme apresenta a Figura 20, o neutro compõe a camada de fios mais externa, seguida por uma camada protetora que é seguida por uma camada de filamentos de alumínio que constroem a primeira fase do cabo, assim sucessivamente, entre a parte isolante e a camada de filamento do neutro existe uma fina película semicondutora. Na figura 20 temos um exemplo do cabo triconcêntrico.

Figura 20 - Cabo triconcêntrico



Fonte: ENEL (2016).

O cabo triconcêntrico é popularmente conhecido como cabo antifurto, pois, havendo a tentativa de violação do cabo, o contato entre a camada semicondutora e os filamentos do neutro promoverá um curto-circuito monofásico que irá desenergizar a rede de distribuição, acionando a equipe de manutenção. Diante disto, pretende-se inibir a ligação direta na rede além da tentativa de furto de cabos.

2.7 REDUÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS

As perdas técnicas são oriundas da dissipação de energia em forma de calor em condutores e equipamentos, o Efeito Joule, e perdas no núcleo dos transformadores fundamentalmente. Nos transformadores, podem ser reduzidas através de um correto dimensionamento pelas empresas responsáveis pelos projetos e pela adoção de transformadores mais modernos, com maior eficiência de transformação e menores índices de perdas (QUEIROZ & CAVELLUCCI, 2007).

Perdas por dissipação de calor são decorrentes das resistências elétricas nas linhas, com isso, inerentes aos sistemas elétricos. Para uma redução relevante das perdas técnicas devem ser realizadas algumas ações, como:

- a) substituição de condutores por outro de maior bitola ou de materiais mais adequado;

- b) substituição de equipamentos antigos;
- c) reforma e balanceamento dos alimentadores, controle de tensão;
- d) reconfiguração das redes;
- e) compensação de reativos.

Porém, medidas específicas de redução das perdas técnicas normalmente não são realizadas pelas distribuidoras, pois obras deste tipo têm custo elevado, inviabilizando investimentos específicos.

Contudo, as distribuidoras destacam que bons projetos de expansão e melhorias nos sistemas de transmissão e distribuição contribuem de forma positiva e relevante para redução de perdas nas redes, pois consistem no tipo adequado dos condutores, localização dos transformadores e traçado de linhas e circuitos (COSTA, FRANÇA & LYRA, 2010).

2.8 ESTADO DA ARTE

Neste subcapítulo serão demonstrados alguns estudos e aplicações que objetivam o combate e redução das perdas não técnicas. Baseados principalmente em sistemas inteligentes e métodos estatísticos, buscam identificar, caracterizar e classificar os consumidores com instalações irregulares.

2.8.1 Inovações no Combate às Perdas

- Identificador de Derivações

A prática de desvio de energia em ramais de entrada ao cliente é recorrente em linhas aéreas e subterrâneas, a dificuldade de encontrar o ponto de desvio aliada ao alto custo de escavação e os reparos em alvenaria e calçadas dificultam o êxito da extinção desta técnica. Este projeto desenvolvido pela Light Serviços de Eletricidade (LIGHT SESA), distribuidora do Rio de Janeiro, com o apoio do Departamento de Engenharia Eletrônica e de Computação da Universidade Federal do Rio de Janeiro (POLI-UFRJ), tem o objetivo de desenvolver um equipamento para identificar falhas e derivações em cabos subterrâneos de distribuição em BT. Na figura 21 temos um exemplo do detector de derivações.

Figura 21 - Detector de derivações



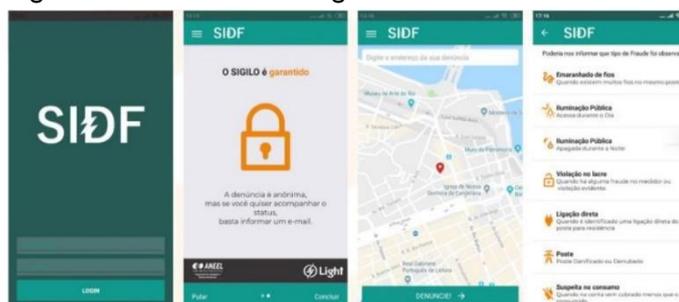
Fonte: LIGHT (2019).

Estes equipamentos já são conhecidos das equipes de campo das concessionárias, utilizando-se da tecnologia de reflectometria no domínio do tempo (TDR) para transmissão e detecção do pulso. O equipamento desenvolvido pela LIGHT utiliza a técnica de reflectometria no domínio da frequência (FDR), que supera com vantagem os obstáculos presentes na técnica convencional (TDR).

- Sistema Inteligente para Denúncia de Fraude

Trata-se de aplicativo que conta com um sistema integrado capaz de captar, potencializar, filtrar e valorar denúncias de fraudes realizadas por qualquer cidadão de concessão da Light Serviços de Eletricidade, distribuidora do Rio de Janeiro, mantendo total sigilo e segurança de quem denunciar, disponível para sistemas Android e IOS, a interface do aplicativo pode ser visualizada na Figura 22 (NETO, 2019).

Figura 22 - Sistema inteligente de denúncia de fraude



Fonte: LIGHT (2019).

Podemos visualizar que a interface do app é amigável e de fácil utilização para o usuário.

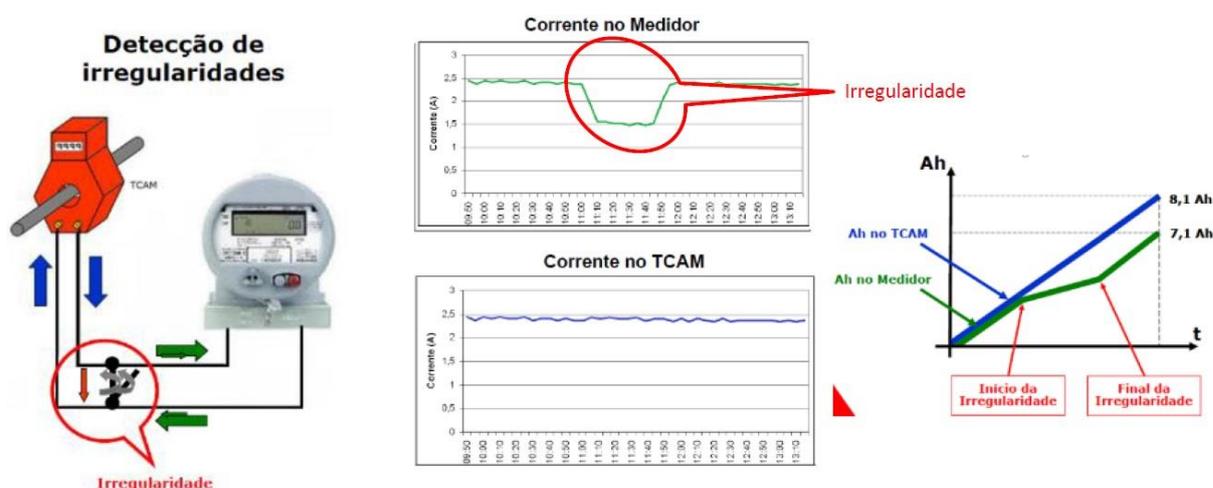
- Sistema de Detecção de Fraude por Random Forest

Trata-se de um algoritmo de múltiplas árvores de decisões (Random Forest), que é capaz de analisar o histórico de curva de consumo e criar regras, de maneira automática, com o objetivo de identificar e classificar potenciais consumidores fraudadores. Tem o objetivo de reduzir as perdas não técnicas além de aperfeiçoar a assertividade das ações de combate e estimar a energia recuperada e agregada a cada consumidor (NETO, 2019).

- Transformadores de Correntes Automonitorados

Consiste em um sistema com base em protótipos de laboratório de transformador de corrente automonitorado (TCAM) e fiscalizador de corrente (FCAM), visando auxiliar na detecção e quantificação de perdas em sistemas de medição BTI. Na figura 23 visualizamos o princípio de funcionamento do sistema.

Figura 23 - Transformador de corrente (TCAM)



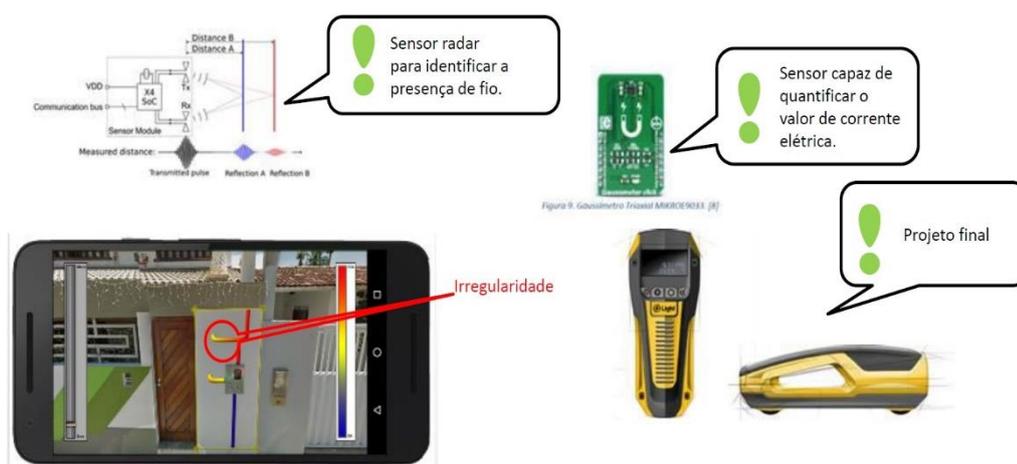
Fonte: LIGHT (2019).

O sistema monitora a corrente de entrada da UC e do medidor em tempo real, com o objetivo de identificar variações bruscas de corrente, onde indicam irregularidades.

- Identificador de Fraudes Embutidas

Equipamento dedicado a detectar desvios de energia elétrica em circuitos embutidos em paredes, demonstrando os resultados através de imagens. Este equipamento é capaz de rastrear os condutores, energizados ou não, no interior de paredes e demonstrá-los como camada de informação sobre a fotografia da parede inspecionada. Podemos visualizá-lo na figura 24.

Figura 24 - Identificador de fraudes embutidas

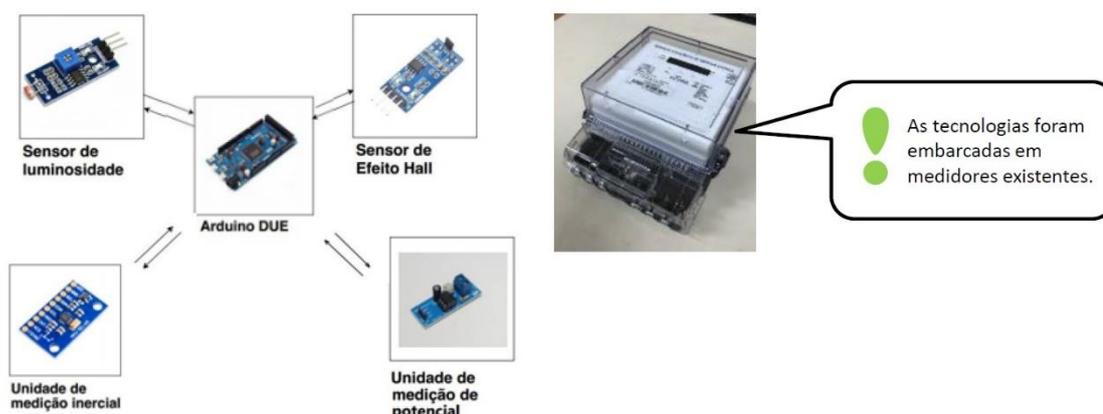


Fonte: LIGHT (2019).

- Medidores com Identificação de Violação

Desenvolvimento e aplicação de sensores de perda de potencial, iluminação, vibração e campo magnético aos medidores, com o objetivo de coibir as fraudes de energia, conforme mostra a figura 25.

Figura 25 - Medidores com identificador de violação



Fonte: LIGHT (2019).

2.8.2 Artigos Científicos Relacionados

Historicamente, muitos trabalhos publicados abordam o tema de perdas não técnicas, realçando a importância deste problema.

O software experimental utilizado pela LIGHT, que foi citado anteriormente, baseou-se na metodologia proposta por Ribeiro et al. (2012), corresponde a uma metodologia de modelo estatístico, baseando-se nos dados históricos da concessionária através de árvores de decisão (Random Forest), para dar suporte à tomada de decisão em relação aos investimentos realizados na rede e reduzir as perdas não técnicas.

O trabalho de Huang, Lo e Lu (2013) utiliza técnica computacional com algoritmo inteligente, o objetivo é a detecção de perdas não técnicas por meio de estimação de estado e análise de variância dos dados coletados dos consumidores.

Para a identificação automática de perdas não técnicas, Ramos et al. (2011) utilizaram a técnica baseada em Floresta de Caminhos Ótimos (OPF), com base nos dados dos perfis de consumidores disponibilizados por uma distribuidora de energia brasileira. Os resultados demonstraram o OPF ser mais robusto no contexto de detecção de perdas comparados as mais tradicionais técnicas de Inteligência Artificial, tanto em precisão quanto em eficiência.

A metodologia proposta por Cabral et al. (2008), apresenta um sistema de identificação de possíveis fraudes em consumidores de alta tensão. Com base em dados de medição de uma distribuidora brasileira, com aproximadamente 2000 consumidores, os dados foram submetidos a uma rede SOM, que identifica grupos de

registros com características semelhantes. Estes dados de cada consumidor foram separados por medições semanais e, através da técnica SOM, classificados em dois grupos: o primeiro com curvas de cargas típicas, e o segundo com curvas de cargas atípicas, que apresentam um consumo médio baixo. O consumo baixo foi obtido por uma redução proposital de 30% do consumo em um determinado período do dia. Os consumidores do grupo 1 foram classificados como normais, enquanto os consumidores do grupo 2 foram classificados como suspeitos (RAMOS, 2014).

Estes são só alguns exemplos de artigos relacionados, diante da relevância e problemática das perdas não técnicas existe uma farta literatura abordando métodos e pesquisando soluções de mitigação das perdas.

2.9 OCUPAÇÕES

2.9.1 Moradia irregular

Morar irregularmente significa estar em condição de insegurança permanente, diante disto, além de um direito social, a moradia regular é condição para realização integral de outros direitos constitucionais. Além de transformar a perspectiva de vida das comunidades, a regularização destas áreas interfere positivamente na gestão dos territórios urbanos, já que, se regularizados, estas ocupações começam a integrar os cadastros municipais que são requisitos para regularização elétrica das residências (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2012).

Segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) de 2020, dos mais de 65,6 milhões de residências ocupadas pelos mais de 210 milhões de brasileiros, 5,127 milhões, aproximadamente 7,8%, correspondem a moradias irregulares no Brasil. Atualmente, o Brasil enfrenta um déficit habitacional de 7,757 milhões de moradias, segundo a Federação Getúlio Vargas (FGV, 2018), este déficit se concentra em famílias com renda familiar de até um salário mínimo, sendo 40,6% do déficit nesta faixa de renda. Nas famílias com renda familiar entre um e três salários mínimos, são 51,1% de déficit, e em famílias com renda superior a três salários mínimos, são 8,3% dos dados do déficit habitacional.

Na região metropolitana de Porto Alegre, o déficit habitacional era de mais de 96 mil famílias em 2015, data do estudo mais recente realizado pela Fundação João

Pinheiro em 2018, um aumento de 25% em relação a 2012, colocando a capital do estado do Rio Grande do Sul entre as piores estatísticas dentre as regiões Sul e Sudeste. As cidades de São Leopoldo, Canoas e Novo Hamburgo aparecem nas primeiras posições do déficit absoluto.

A ausência de infraestrutura urbana básica, especialmente no que tange a saneamento básico, atendimento à saúde, iluminação pública e energia elétrica são questões diretamente associadas ao déficit habitacional, que compõem um contexto generalizado de vulnerabilidade social, onde uma hegemonia ideológica e prática de um modelo de urbanização sem planejamento territorial, no qual a habitação se transforma em ativo financeiro (ROLNIK, 2015).

2.9.2 Tarifa Social de Energia

As tarifas de energia elétrica, determinadas pela ANEEL e cobradas pela concessionária local, para o consumidor regular, ou seja, usuários regularmente cadastrados, com medidor instalado e que recebem a conta de energia em suas residências, é de R\$ 0,3585 para cada kWh consumido, que corresponde à Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), acrescido da Tarifa de Energia (TE), que varia conforme a bandeira tarifária, R\$ 0,2845 para cada kWh consumido na bandeira verde, R\$ 0,3033 para cada kWh consumido na bandeira amarela e R\$ 0,4265 para cada kWh consumido na bandeira vermelha, além de ICMS e demais impostos como PIS/PASEP e COFINS e Taxa de Iluminação Pública (ANEEL, 2021).

Levando em consideração a vulnerabilidade das ocupações estudadas, podemos definir o valor de Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), para cálculo de consumo e estimativa financeira de suas contas de energia. Os valores de tarifa social possuem descontos de acordo com o consumo em kWh, conforme tabela 5:

Tabela 5 - Tarifas de Energia TSEE

Parcela de Consumo (kWh)	Desconto	Valor com Desconto (R\$)				ICMS
		TUSD	TE			
0 a 30	65%	R\$0,09940	R\$0,09961	R\$0,10610	R\$0,13280	12%
31 a 100	40%	R\$0,17041	R\$0,17075	R\$0,18200	R\$0,22771	12% até 50kW
101 a 220	10%	R\$0,25561	R\$0,25613	R\$0,27300	R\$0,34156	30% após 50kW
> 220	0%	R\$0,28401	R\$0,28459	R\$0,30333	R\$0,37951	

Fonte: Adaptada de ANEEL, (2021).

Estes descontos são aplicados de forma cumulativa, a tarifa terá um desconto de 65% para os primeiros 30 kWh consumidos no mês, para o consumo de 31 a 100 kWh/mês, o desconto será de 40%, a parcela de 101 e 220 kWh no mês terá 10% de desconto. Para ter direito à tarifa social, as famílias precisam ser inscritas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal, respeitando o limite de renda de meio salário mínimo por pessoa, ou a família precisa ter integrante que receba o Benefício da Prestação Continuada da Assistência Social (BPC). Famílias com portador de doença que precise de aparelho elétrico para o tratamento, inscritas no cadastro único com renda mensal de até três salários mínimos também tem o direito da tarifa social.

2.9.3 Regularização de Área

Tomando como base a Lei Federal 13.465, de 2017, e o Decreto Federal 9.310, de 2018, que instituíram a Lei de Regularização Fundiária Urbana, conhecida como REURB, criando instrumentos e desburocratizando os procedimentos de regularização, ampliando as possibilidades de uma moradia digna.

No caso das ocupações estudadas, onde a predominância da população é de classes C, D e E, conforme dados do IBGE, acabam se enquadrando na Regularização Fundiária de Interesse Social (REURB-S), que é aplicado onde os núcleos urbanos informais são ocupados predominantemente por população de baixa renda, assim declarados em ato do Poder Executivo Municipal. O Decreto Federal 9.310 que regulamentou a Lei Federal 13.465, estabelece como teto máximo o valor de cinco salários mínimos como renda da família a ser beneficiada pela REURB-S, além da gratuidade das custas e emolumentos notariais e registrais cobrados pelos cartórios, implicando a responsabilidade pela elaboração e custeio do Projeto de Regularização Fundiária Urbana para o poder público.

O município de São Leopoldo já é adepto ao REURB e é quem aprova o requerimento. Este requerimento de regularização fundiária é o documento necessário para instaurar o processo no Município, devendo ser apresentado por um dos legitimados, no caso, as famílias das ocupações, individual ou coletivamente, diretamente ou por meio de cooperativas habitacionais, associação de moradores, fundações e certas organizações sociais.

Atualmente, a ATL Cidades e Projetos, empresa de São Leopoldo, desenvolveu uma solução a fim de registrar casas e loteamentos, na qual a transformou na maior regularizadora de áreas do Rio Grande do Sul, o ATL Regulariza. Diante do novo desafio com a aplicação do Marco Legal do Saneamento, onde o tratamento de esgoto chegue a 90% da população até 2033, como determina a regra, é preciso instalar redes de esgoto em residências, que, para isso, precisam estar regularizadas. Este programa facilita e auxilia a transformação das comunidades (GOVERNO DO BRASIL, 2021).

3 METODOLOGIA

A metodologia tem o objetivo de designar qual o caminho adotado durante a elaboração da pesquisa. Este capítulo apresenta o sistema de estudo e como o projeto será aplicado. Através de um estudo de caso, descreve o método de pesquisa aplicada quantitativa que será utilizada com o propósito de alcançar os objetivos deste projeto, que é analisar e estimar o valor em reais que a concessionária está perdendo na região estudada, além de mapear e apontar os potenciais pontos de perdas não técnicas, como ocupações e áreas de risco.

3.1 MÉTODO DE ANÁLISE

Foi realizada uma análise ampla, com o propósito de identificar e analisar os principais pontos de ocorrência de perdas não técnicas de energia nas ocupações, tomando como um estudo de caso uma determinada região do estado do Rio Grande do Sul. Através do software Google Earth, identificou-se e mapeou-se os potenciais pontos de perdas não técnicas, regiões de ocupações, além de calcular e estimar o prejuízo financeiro que a distribuidora está enfrentando em determinada região.

Em relação à sua natureza, esta pesquisa é classificada como aplicada, sendo realizada análises, descrições, cálculos e comparações de diferentes alternativas e regiões que buscam apontar e quantificar os principais pontos de perdas não técnicas de energia.

Conforme Silva e Menezes (2001), objetiva a geração de conhecimentos para aplicação prática, voltados à solução de problemas específicos.

Quanto à forma aplicada para abordagem do problema, a pesquisa é definida como quantitativa, uma vez que tem como base a análise de dados, ferramentas estatísticas e simuladores, além da realização de cálculos que buscam apresentar os resultados obtidos e indicar alternativas possíveis de atuação para minimizar as perdas de energia.

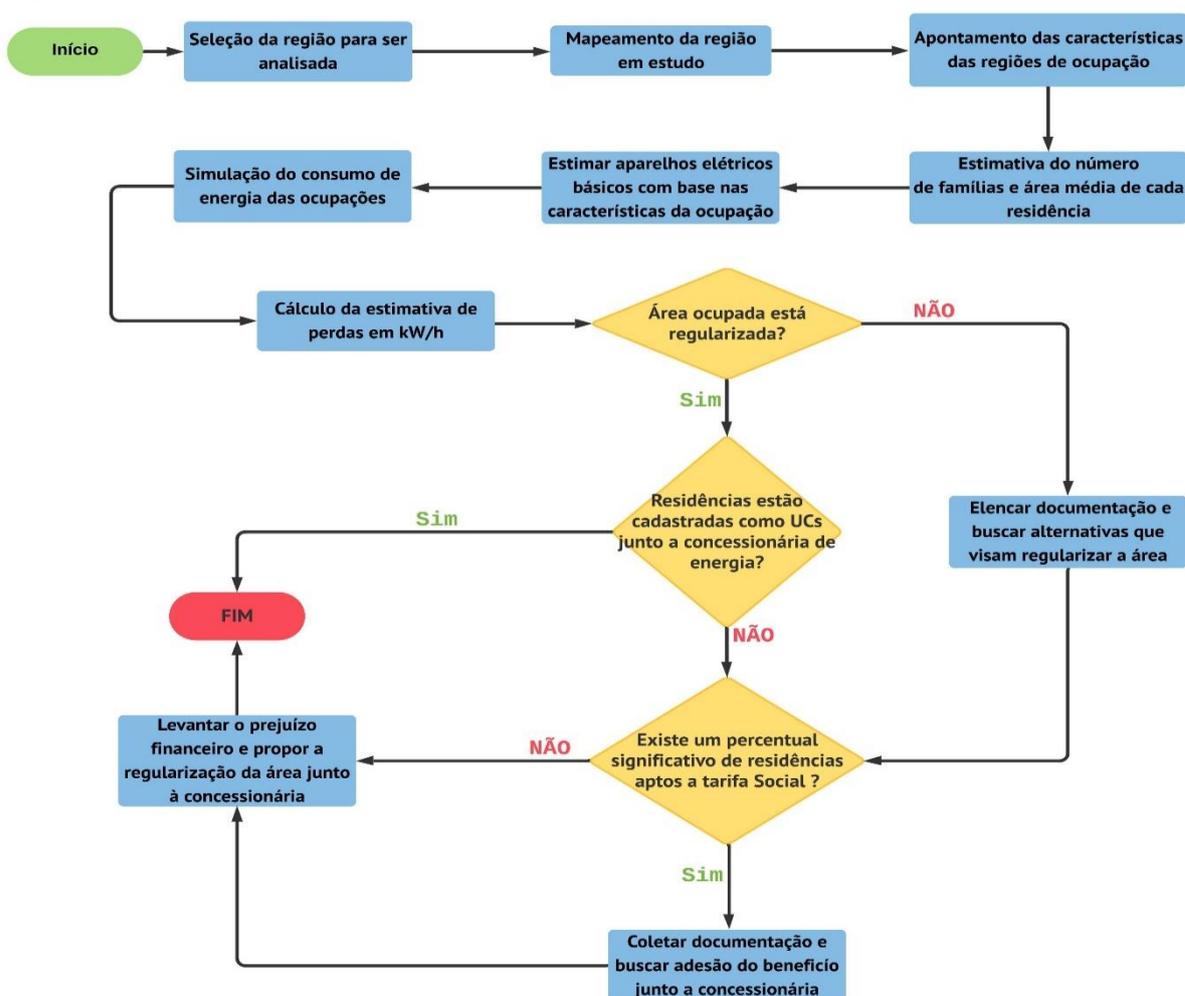
De acordo com os objetivos, este trabalho é definido como exploratório, pois se trata de um projeto que visa, através de um estudo de caso, quantificar o tamanho do prejuízo financeiro que a distribuidora está enfrentando em determinada região e poder prescrever ações que buscam alternativas de atenuação para o problema das

perdas não técnicas de energia e minimização dos problemas socioeconômicos das regiões estudadas. Pertence a um projeto, onde o pesquisador é participante e busca, em conjunto com a equipe, construir alternativas, através de levantamento bibliográfico e estudo de caso, causas e análises de ações para minimizar o problema.

O estudo de caso inclui a coleta e análise de informações sobre indivíduos, famílias, grupos ou comunidades específicas para estudar diferentes aspectos de suas vidas com base em tópicos de pesquisa (FREITAS; PRODANOV, 2013).

Este estudo de caso se dará a partir do mapeamento e demarcação das ocupações das regiões estudadas. Através de uma análise minuciosa das ocupações, identificando e classificando os níveis de degradação das residências, os tipos de construções, a fim de classificar as características das ocupações com o objetivo de quantificar o consumo destas.

Figura 26 - Fluxograma



Fonte: Elaborado pelo autor.

O fluxograma exibido na Figura 26 expressa a natureza sistemática do estudo de caso que veremos a seguir.

3.1.1 Seleção da Região

Esta fase preparatória se dedicará à escolha da região que será estudada, neste caso, a cidade de São Leopoldo. A região foi escolhida por se tratar da localidade onde fica situada o campus da Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS).

3.1.2 Mapeamento da Região

Com o auxílio do software Google Earth, será analisado o mapa da cidade estudada. Objetivando a identificação de áreas com maior potencial de perdas não técnicas, regiões como ocupações e áreas de risco, sem cadastro a distribuidora e com altos índices de fraudes e furtos de energia.

3.1.3 Apontamento das Características das Áreas de Ocupações

Percorrer geograficamente a região, através do software Google Earth, com o objetivo de caracterizar as ocupações estudadas, identificando áreas de degradação, tipos de construção, áreas de banhado etc. Com o propósito de traçar o perfil dos consumidores dessas regiões.

3.1.4 Estimativa de área e famílias residentes

Tomando como base os dados das pesquisas da Sehmab e do Instituto Humanistas Unisinos, quantificar o número de famílias residentes por ocupação nas regiões estudadas.

Através da ferramenta medir do Google Earth, analisar via satélite os telhados e traçar linhas de medição em pelo menos um terço das residências existentes nas ocupações, afim de estimar um valor médio da área destas residências na ocupação estudada, afim de traçar um perfil de consumo de energia elétrica destas famílias na região estudada.

3.1.5 Presumir e apontar o perfil de consumo elétrico previsto

Traçado o perfil dos moradores residentes por região como, profissão, número médio de pessoas por residência e horas permanecidas em casa, estimar os aparelhos elétricos básicos que abrangem a maioria da população e seu perfil de consumo, horário e tempo dos eletrodomésticos ligados. Analisar e estimar um consumo médio previsto por residência, aparelhos e classes de consumo, formas e tempo de utilização, tomando o maior número de variáveis possíveis para maior aferição e aproximação de consumo

3.1.6 Estimativa de Perdas

Após realizar a análise e quantificação dos aparelhos básicos por residência e ocupação, estimar o consumo de energia elétrica por residência, através de simuladores de consumo de energia, analisar e estimar o montante de energia consumida pelas residências, mensalmente e anualmente, estes dados serão apresentados em kWh.

Quantificar e apresentar este consumo como 100% de perda não técnica, visto que não há medição nenhuma nas ocupações estudadas. Através dos dados de perdas não técnicas estimadas das ocupações analisadas, estimar o montante final para posterior averiguação dos prejuízos financeiros.

3.1.7 Área não Regularizada

Procurar alternativas sociais que possam reduzir os números de famílias nestas áreas de ocupações. Buscar possibilidades de regularização destas áreas, elencando documentação e ações que auxiliem as comunidades afim de regularizar estas áreas, conseqüentemente mitigar as irregularidades e as perdas de energia oriundas destas ocupações.

3.1.8 Tarifa Social

A tarifa social de energia elétrica é um desconto na conta de luz, fornecido pelo governo federal às famílias de baixa renda inscrita no Cadastro Único, ou que

algum membro da família seja beneficiário do Benefício de Prestação Continuada. Um dos objetivos do trabalho é buscar informações e documentações para futuras inscrições no programa de tarifa social do Governo Federal.

3.1.9 Prejuízo Financeiro

Com base nos consumos estimados de energia, calcular uma previsão de fatura de energia elétrica das famílias residentes das ocupações, analisando os descontos elegíveis e estimando os prejuízos sofridos pela concessionária em cenários mensais e anuais por residência e região. As fórmulas para estimativas de prejuízos são apresentadas abaixo:

$$Perda_{Financeira\ residencial\ mensal} = Consumo_{mensal\ (kWh)} * Tarifa_{concessionária\ TUSD+TE} \quad (4)$$

$$Perda_{Financeira\ regional} = Perda_{Financeira\ residencial} * Número_{residências\ estimados} \quad (5)$$

4 ESTUDO DE CASO

Inicialmente, foi definida a região que será estudada, o município de São Leopoldo, com concessão da RGE Sul. A cidade possui uma área de 103.009 Km² e população de aproximadamente 240.378 habitantes, dados de 2020 do Instituto Brasileiro de Geografia. A Figura 27 apresenta a localização aproximada das regiões estudadas na cidade.

Figura 27 - Vista Superior das regiões dentro da cidade de São Leopoldo



Fonte: Adaptado do Google Earth (2021).

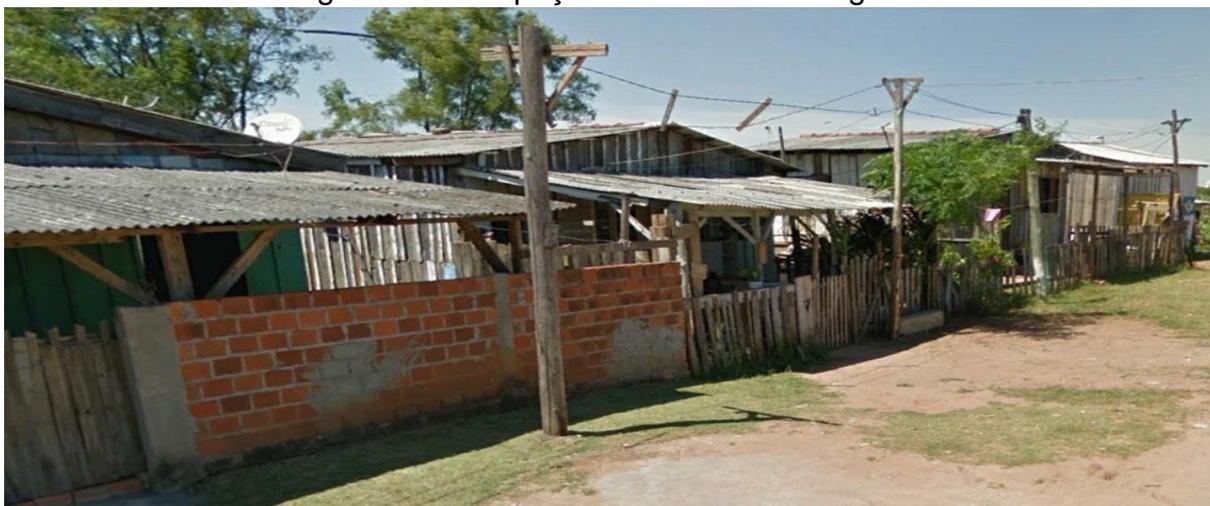
Serão quatro as ocupações analisadas, estas serão divididas por regiões, para preservação dos moradores e uma melhor compreensão do estudo. A região 1 fica situada no bairro Santos Dumont, a região 2 localizada junto à Vila Brás, já a região 3 fica situada no bairro Duque de Caxias, a maior da cidade, e pôr fim a região 4, situada no bairro Vicentina.

4.1 CARACTERIZAÇÃO DAS REGIÕES

4.1.1 Região 1

Localizada no bairro Santos Dummont, às margens do Rio dos Sinos, a ocupação localizada na região 1 é formada por cerca de 230 famílias, conforme dados da Secretaria Municipal de Habitação (SEM HAB) de São Leopoldo. Com uma área de aproximadamente 0,204 km², tem caracterizada uma área conturbada, sem lotes definidos, ruas inexistentes, acessos irregulares, diminuição nítida das áreas de habitação, além de informalidade elétrica de risco para seus habitantes e, conseqüentemente, à concessionária de energia. A figura 28 expõe a região analisada.

Figura 28 - Ocupação localizada na Região 1



Fonte: Adaptado do Google Earth (2021).

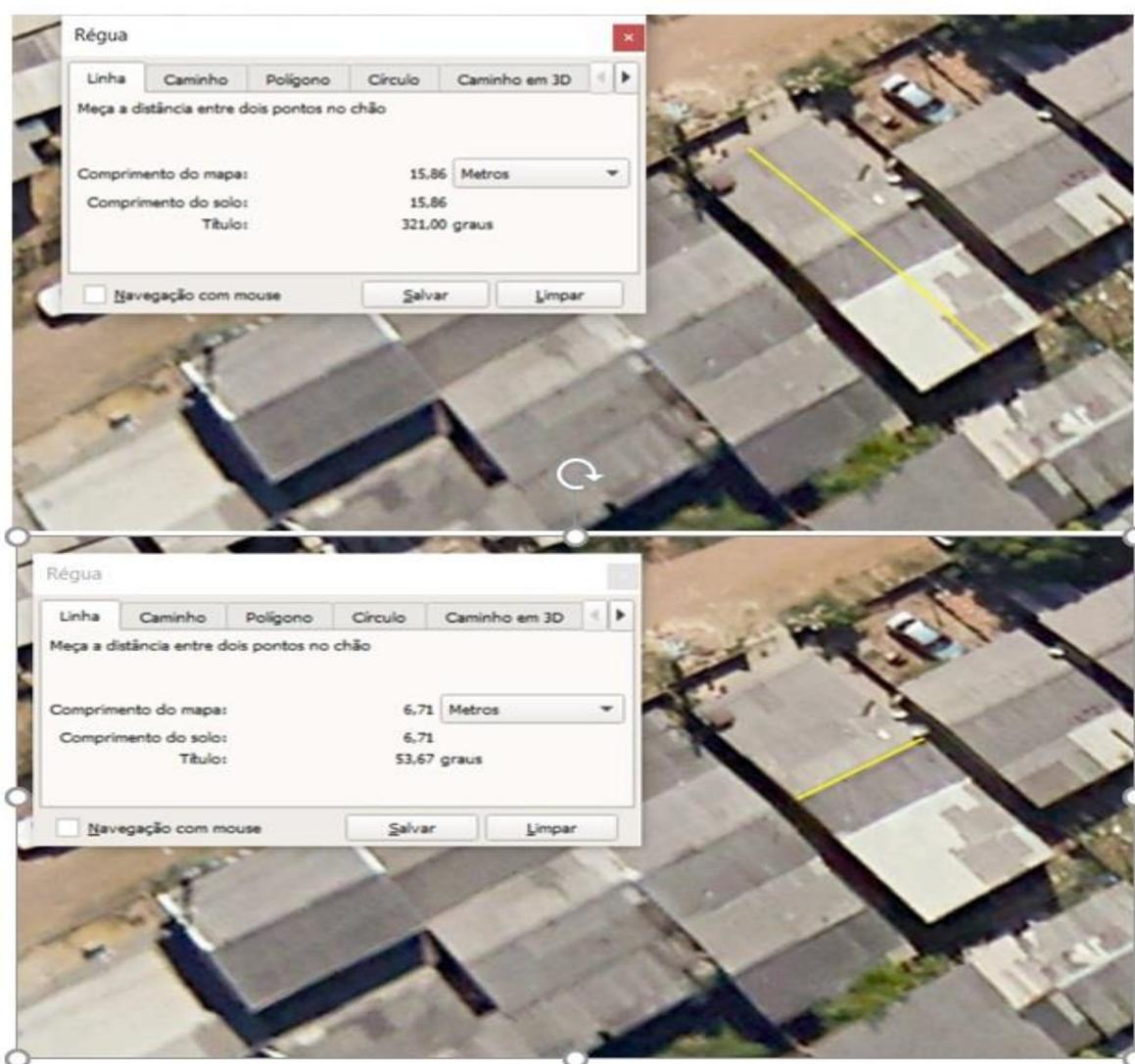
A imagem expõe o tipo de irregularidade elétrica que temos na região, com postes e fios adaptados pela própria comunidade, devido à distância em relação ao ponto de fornecimento, sem UCs registradas junto à concessionária. Este tipo de ligação clandestina ocasiona sobrecarga na rede secundária da concessionária, provocado pelo alto índice de ligações e que expõe a comunidade a riscos de acidentes que podem ser fatais.

Através da ferramenta de medidas do Google Earth e com base no apoio técnico da semhab, estimou-se que a média de área das residências da ocupação

seja de aproximadamente 100m², este dado será usado posteriormente para estimativa do consumo de energia por residência.

Na figura 29 vemos um exemplo de como foi medida a área aproximada das residências.

Figura 29 - Estimativa de Área das Residências



Fonte: Adaptado do Google Earth (2021).

Após estimar em metros a medida vertical e horizontal do telhado, ambas são multiplicadas, chegando ao valor aproximado de área da residência. Este procedimento foi realizado em dois terços das residências da ocupação estudada, afim de estimar uma área média por residência da região analisada.

4.1.2 Região 2

A ocupação localizada na região 2, está situada em uma região com mais acesso à água e saneamento básico. Diferentemente da Região 1, a comunidade está mais incorporada ao bairro que envolve a ocupação. Esta localização acaba facilitando a obtenção de serviços básicos como água potável e iluminação, mesmo que de forma não oficial (INSTITUTO HUMANITAS UNISINOS, 2019).

Constituída por 250 famílias, em uma área de aproximadamente 0,360 km², tem em seu entorno uma forte infraestrutura pública, com ruas asfaltadas, serviços educacionais, posto de saúde, além de outros empreendimentos de interesse social.

Estima-se que a área média de cada residência da ocupação seja de aproximadamente 85 m², com base nas medidas do software Google Earth e dados da Sehmab. A figura 30 apresenta a região analisada.

Figura 30 - Ocupação localizada na Região 2



Fonte: Adaptado do Google Earth (2021).

Diferentemente da região 1, na região 2 o acesso à energia elétrica é “mais acessível”, devido à proximidade da rede de distribuição secundária, as irregularidades são facilmente identificadas, com fios sendo puxados diretamente dos postes de distribuição e redistribuídos pela comunidade, como demonstra a imagem.

4.1.3 Região 3

A maior e mais populosa ocupação, fica localizada no bairro Duque de Caxias. Formada há mais de 20 anos, é constituída por aproximadamente 2500 famílias assentadas em uma área de 34 hectares, com infraestrutura de água e energia elétrica, mesmo que de forma não oficial. A ocupação chama atenção por conta da quantidade de famílias residentes no local e do potencial problema social que estas famílias correm ao ser despejadas.

Devido ao alto número de residências na ocupação, é difícil prever com precisão uma área média. Conforme o software Google Earth, a média estimada das residências fica em torno de 80m². Na figura 31 temos uma imagem da região analisada.

Figura 31 - Ocupação localizada na Região 3



Fonte: Adaptado do Google Earth (2021).

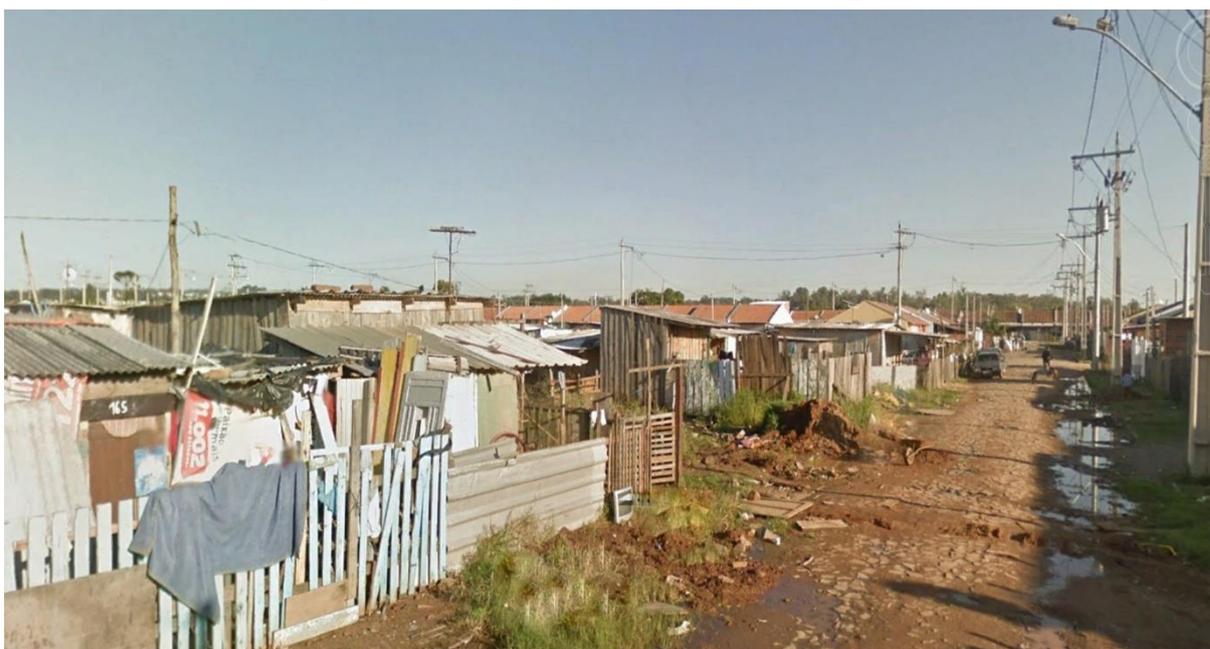
Com iluminação pública disponível, devido à grande área e tempo de ocupação, a característica das irregularidades elétricas da região é vista na imagem destacada, com predominância de ligações diretas na rede secundária, com fios adaptados e sem UCs cadastradas junto à concessionária de energia.

4.1.4 Região 4

A ocupação localizada na região 4 fica situada no bairro Vicentina, do outro lado da cidade, das quatro ocupações estudadas, esta é a única que tem um apoio mais concreto do poder público afim de ser regularizada. Oriunda de 2014, a ocupação foi feita em uma “área verde”, não possui saneamento básico nem iluminação pública.

Formada por cerca de 68 famílias, em uma área aproximada de 0,011km², tem em média residências de 55m². Já há um projeto do Instituto dos Arquitetos do Brasil (IAB) e do Conselho de Arquitetura e Urbanismo do Rio Grande do Sul (CAU RS) na elaboração e construção de casas na ocupação, porém, faltam recursos para construção, além da pendência de regularização fundiária da área. A figura 32 apresenta uma imagem da região analisada.

Figura 32 - Ocupação localizada na Região 4



Fonte: Adaptado do Google Earth (2021).

Similar à ocupação situada na região 3, diante da proximidade da rede de distribuição secundária da concessionária, a irregularidade elétrica ocorre com ligações diretas dos postes da distribuidora de energia, redistribuindo através de postes adaptados pela própria comunidade, como é vista na imagem. Este tipo de ligação além de sobrecarregar a rede da concessionária, acaba trazendo graves riscos para comunidade, como choques e incêndios

4.2 ESTIMATIVA DE CONSUMO DE ENERGIA POR REGIÃO

Para estimar o consumo de energia elétrica mensal de cada região, foi usado como auxílio, pesquisas realizadas pela Semhab nas ocupações com o perfil das famílias de cada região, a área estimada de cada residência, assim como a estrutura da região que se encontra a ocupação, a fim de definir um perfil de consumo médio por residência. Este levantamento buscou identificar os aparelhos elétricos básicos que a comunidade possui, com o objetivo de estimar o consumo médio mensal em kWh de cada residência por ocupação.

Também foram utilizados para auxílio os simuladores de consumo de energia elétrica da CPFL Energia, COPEL e Light Energia, assim como as tabelas de consumo/eficiência energética do INMETRO, visto que a grande maioria dos equipamentos existentes nas comunidades são antigos, com classes de eficiência energética entre C e E, em sua maioria. Foram utilizados três simuladores afim de comparar os resultados obtidos de consumo, no entanto, o simulador principal usado foi da Light Energia, devido sua possibilidade de editar as potências dos eletrodomésticos conforme a necessidade do usuário. Na figura 33 vemos a imagem da interface do simulador da Light Energia.

Figura 33 - Simulador de Consumo Elétrico Light Energia



Fonte: Light Energia, (2021).

Com a finalidade de validar o estudo, foi desenvolvida uma tabela com os equipamentos básicos que a média das famílias possuem, a potência e o tempo que utilizam, afim de quantificar o consumo médio de energia ao mês.

4.2.1 Região 1

A ocupação situada na região 1, de forma “improvisada”, conta com sistema de encanamento, o que dá acesso a algumas residências possuírem chuveiros elétricos. Formada por residências de área média em torno de 100m², estimou-se que a maioria das famílias possuem ao menos uma televisão de tubo, geladeira e lâmpadas incandescentes, além de um chuveiro elétrico, com base nas pesquisas da Semhab e características da região.

Tabela 6 - Estimativa de consumo Região 1

Quant.	Descrição	Cômodo	Uso diário	Potência	kWh/mês
1	Lâmpada Incandescente	Sala	6 horas	40 W	7,20
1	Televisão Tubo 21”	Sala	6 horas	57 W	10,26
1	Lâmpada Incandescente	Cozinha	5 horas	40 W	6,00
1	Geladeira	Cozinha	24 horas	84 W	60,48
1	Lâmpada Incandescente	Quarto	3 horas	40 W	3,60
1	Chuveiro Elétrico	Banheiro	30 min.	3500 W	52,50
1	Lâmpada Incandescente	Banheiro	1 hora	40 W	1,20
TOTAL					135,24

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2.2 Região 2

A ocupação localizada na região 2 está incorporada a um bairro mais centralizado, com melhor acesso a água e saneamento básico. Com residências de área um pouco inferior à região 1, aproximadamente 85 m² em média por residência, porém, com uma situação financeira um pouco melhor, visto a região mais centralizada da comunidade, contando com variáveis fontes de renda.

Diante disto, estimou-se que as famílias em média possuem, além dos itens citados da região 1, dois ventiladores e ao menos um micro-ondas por residência, além de uma televisão um pouco superior.

Tabela 7 - Estimativa de consumo Região 2

Quant.	Descrição	Cômodo	Uso diário	Potência	kWh/mês
1	Lâmpada Incandescente	Sala	6 horas	40 W	7,2
1	Televisão Tubo 29"	Sala	6 horas	135 W	24,30
1	Ventilador Mesa	Sala	6 horas	65 W	11,70
1	Geladeira	Cozinha	24 horas	84 W	60,48
1	Microondas	Cozinha	20 minutos	1300 W	13,00
1	Lâmpada Incandescente	Cozinha	5 horas	40 W	6,00
1	Lâmpada Incandescente	Quarto	3 horas	40 W	3,6
1	Ventilador Mesa	Quarto	8 horas	65 W	15,60
1	Chuveiro Elétrico	Banheiro	1 hora	3500 W	105,00
1	Lâmpada Incandescente	Banheiro	2 horas	40 W	2,4
TOTAL					249,28

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2.3 Região 3

A ocupação instalada na região 3 foi iniciada há mais de 20 anos, habitada pela maior e mais populosa ocupação, com residências de área média aproximada de 80m², formada por famílias de diversas profissões e fontes de renda.

Constituída de uma população extremamente variada em relação ao consumo de energia e aparelhos domésticos, foi definido um padrão médio com base nas informações repassadas pela sehmab. Contando com máquina de lavar roupas, forno micro-ondas, chuveiro elétrico e computador, visto que a comunidade possui antena de internet via rádio, além dos itens já citados nas outras comunidades.

Tabela 8 - Estimativa de consumo Região 3

Quant.	Descrição	Cômodo	Uso diário	Potência	kWh/mês
1	Lâmpada Incandescente	Sala	6 horas	40 W	7,20
1	Televisão Tubo 29"	Sala	8 horas	135 W	24,30
1	Ventilador Mesa	Sala	6 horas	65 W	11,70
1	Computador/Notebook	Sala	8 horas	63 W	15,12
1	Ferro de Passar Roupas	Sala	50 minutos	600 W	15,00
1	Geladeira	Cozinha	24 horas	84 W	60,48
1	Microondas	Cozinha	20 minutos	1300 W	13,00
1	Lâmpada Incandescente	Cozinha	5 horas	40 W	6,00
1	Máquina de Lavar Roupas	Cozinha	3 horas	500 W	45,00
1	Lâmpada Incandescente	Quarto	3 horas	40 W	3,60
1	Ventilador Mesa	Quarto	8 horas	65 W	15,60
1	Chuveiro Elétrico	Banheiro	1 hora	3500 W	105,00
1	Lâmpada Incandescente	Banheiro	2 horas	40 W	2,40
TOTAL					266,08

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2.4 Região 4

A ocupação localizada na região 4 é ocupada por um perfil de comunidade mais humilde, sem muitos aparelhos elétricos em boa parte da comunidade.

Mesmo sendo a única que tem um apoio mais concreto do poder público a fim de ser regularizada, a ocupação é oriunda de uma “área verde”, dificultando o acesso aos itens básicos de saúde pública.

Formada em média por residências de 55 m², as famílias residentes possuem em média os itens básicos de consumo elétrico, como televisão, chuveiro e iluminação, além de um ventilador.

Tabela 9 - Estimativa de consumo Região 4

Quant.	Descrição	Cômodo	Uso diário	Potência	kWh/mês
1	Lâmpada Incandescente	Sala	6 horas	40 W	7,20
1	Televisão Tubo 21”	Sala	6 horas	57 W	10,26
1	Ventilador Mesa	Sala	6 horas	65 W	11,70
1	Lâmpada Incandescente	Cozinha	5 horas	40 W	6,00
1	Geladeira	Cozinha	24 horas	84 W	60,48
1	Lâmpada Incandescente	Quarto	3 horas	40 W	3,60
1	Chuveiro Elétrico	Banheiro	30 min.	3500 W	52,50
1	Lâmpada Incandescente	Banheiro	1 hora	0 W	1,20
TOTAL					152,94

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.3 REGULARIZAÇÃO DE ÁREA

Analisando a Lei Federal 13.465, de 2017, e o Decreto Federal 9.310, de 2018, foram elencadas e resumidas ações que visam a Lei de Regularização Fundiária Urbana, criando um resumo de ações que procuram auxiliar e facilitar atitudes tomadas pelas comunidades.

Diante disto, este projeto buscou alternativas legais e viáveis que podem auxiliar na regularização das ocupações estudadas e, conseqüentemente, a mitigação das perdas não técnicas de energia, visto que o primeiro passo para obtenção de energia de forma correta é a área estar regularizada junto aos órgãos públicos, estes detalhes estão expostos no apêndice A, um resumo prático que visa auxiliar as comunidades em ações de regularização de suas áreas.

4.4 TARIFA SOCIAL DE ENERGIA

Analisar o perfil dos moradores e o consumo elétrico das ocupações, elencando ações que possibilitem a obtenção do benefício da TSEE. O desconto é dado de acordo com o consumo mensal de cada família, que varia de 10% a 65%, até o limite de consumo de 220 kWh, conforme descrito no capítulo 2.9.3.

Para ter acesso a Tarifa Social, um dos integrantes da família deve comparecer à distribuidora de Energia Elétrica que atende sua residência e apresentar as seguintes informações, levando consigo alguns documentos:

- Nome completo;
- Número do Benefício (NB) do beneficiário;
- Cadastro de Pessoa Física (CPF) e Carteira de Identidade ou, caso não possua, outro documento de identificação oficial com foto.

Cada beneficiário terá direito ao benefício da TSEE em apenas uma residência, sendo própria ou alugada, e quando deixar de utilizá-la, deverá informar à distribuidora de energia elétrica.

Em janeiro de 2022, a inscrição dos beneficiários do BPC na TSEE será automática, isto é, não será necessário apresentar documentação à concessionária, permissionária ou autorizada de serviço público de distribuição de energia elétrica. Esta mudança veio com a Lei Federal nº 14.203/2021 (ANEEL, 2021).

4.5 ESTIMATIVA DO PREJUÍZO FINANCEIRO POR REGIÃO

4.5.1 Região 1

Os cálculos dos prejuízos financeiros da concessionária foram realizados com base na tarifa sem impostos, no valor definido pela ANEEL na última revisão tarifária e extraídos da concessionária de energia local.

Diante disto, tomando como base os dados da estimativa de consumo realizadas anteriormente, a região 1 apresentou um consumo médio de energia em torno de 135,24 kWh por mês. Como explicado anteriormente, o valor da TSEE é aplicado de forma cumulativa, de 0 a 30 kWh o desconto é de 65%, de 31 a 100 kWh é 40% e de 101 a 220 kWh é de 10% (ANEEL, 2021).

Levando em consideração que as famílias das regiões analisadas teriam direito à tarifa social, a tarifação nesta região seria conforme a tabela 10:

Tabela 10 - Tabela Tarifária Região 1

Consumo kWh	TE + TUSD		
	0 a 30	R\$ 5,9703	R\$ 6,1650
31 a 100	R\$ 23,5400	R\$ 24,3163	R\$ 27,4703
101 a 135,24	R\$ 18,0337	R\$ 18,6282	R\$ 21,0443

Fonte: Elaborada pelo autor.

A região 1 possui um excedente na faixa de 101 a 220 kWh, que foram 35,24kWh, esta faixa está expressa na tabela 10. Conforme as equações (4) e (5) chegou-se a estimativa de perda financeira nas residências e na região, conforme a tabela 11:

Tabela 11 - Prejuízo Financeiro região 1

Perda Financeira			
Residencial	R\$ 47,5441	R\$ 49,1095	R\$ 55,4806
Regional	R\$ 10.935,1332	R\$ 11.295,1865	R\$ 12.760,5267

Fonte: Elaborada pelo autor.

Lembrando que para o cálculo da perda financeira regional, o valor da tarifa residencial foi multiplicado pelo número de famílias estimadas na região, que neste caso são 230 residências.

Assim, temos um prejuízo financeiro mensal em torno de R\$ 10.935,1332 em bandeira verde, chegando em torno de R\$ 12.760,5267 em bandeira vermelha, fora a não captação de impostos federais e municipais sobre a energia. Em um ano este prejuízo ficaria em torno de R\$131.221,5990 somente na região 1, se a bandeira tarifária estivesse em verde, no melhor cenário possível para distribuidora.

4.5.2 Região 2

A região 2 apresentou um consumo médio de energia estimado em torno de 249,28 kWh por mês, com um excedente de 29,28 kWh sobre a parcela acima de 220 kWh, com isto, a tabela tarifária da região seria conforme a tabela 12:

Tabela 12 - Tabela Tarifária Região 2

Consumo kWh	TE + TUSD		
	0 a 30	R\$ 5,9703	R\$ 6,1650
31 a 100	R\$ 23,5400	R\$ 24,3163	R\$ 27,4703
101 a 220	R\$ 60,8971	R\$ 62,9046	R\$ 71,0632
> 220	R\$ 16,6586	R\$ 17,1973	R\$ 19,4279

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na região 2 estima-se que residam 250 famílias, diante disto, a perda financeira estimada da região está expressa conforme a tabela 13:

Tabela 13 - Prejuízo Financeiro Região 2

Perda Financeira			
Residencial	R\$ 107,0560	R\$ 110,5832	R\$ 124,9274
Regional	R\$ 26.764,0020	R\$ 27.645,7988	R\$ 31.231,8439

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com isto, temos um prejuízo financeiro mensal em torno de R\$ 31.231,84 na região 2 em bandeira vermelha, em um ano este prejuízo ficaria em torno de R\$321.168,0240 na região 2, em bandeira verde, no melhor cenário possível para distribuidora.

4.5.3 Região 3

Já a região 3 apresentou o maior consumo médio de energia, em torno de 266,08 kWh por mês, sendo 46,08 kWh acima dos 220 kWh que concede desconto conforme a TSEE. A tabela tarifária está exposta na tabela 14:

Tabela 14 - Tabela Tarifária Região 3

Consumo kWh	TE + TUSD		
	0 a 30	R\$ 5,9703	R\$ 6,1650
31 a 100	R\$ 23,5400	R\$ 24,3163	R\$ 27,4703
101 a 220	R\$ 60,8971	R\$ 62,9046	R\$ 71,0632
> 220	R\$ 26,2011	R\$ 27,0646	R\$ 30,5750

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nesta região 3 residem cerca de 2500 famílias, a maior comunidade de São Leopoldo, então, estima-se que esse prejuízo financeiro ficaria conforme a tabela 15:

Tabela 15 - Prejuízo Financeiro Região 3

Perda Financeira			
Residencial	R\$ 116,6085	R\$ 120,4505	R\$ 136,0745
Regional	R\$ 291.521,2200	R\$ 301.126,2680	R\$ 340.186,2790

Fonte: Elaborada pelo autor.

Diante disto, o prejuízo financeiro mensal ficaria em torno de R\$ 340.186,27 na região em bandeira vermelha. Em um ano, este prejuízo chegaria em torno de R\$ 3.498.254,64 somente na região 3, no melhor cenário possível para distribuidora.

4.5.4 Região 4

A região 4 apresentou um consumo médio de energia em torno de 152,94 kWh por mês, excedendo 52,94 kWh na faixa de 101 a 220 kWh. A tabela tarifária nesta região seria conforme a tabela 16:

Tabela 16 - Tabela Tarifária região 4

Consumo kWh	TE + TUSD		
	0 a 30	R\$ 5,9703	R\$ 6,1650
31 a 100	R\$ 23,5400	R\$ 24,3163	R\$ 27,4703
101 a 152,94	R\$27,0915	R\$27,9846	R\$31,6142

Fonte: Elaborada pelo autor.

A região 4 tem uma estimativa de famílias que residem na ocupação em torno de 68 famílias, diante disto, estima-se que o prejuízo financeiro da concessionária na região seja conforma demonstra a tabela 17:

Tabela 17 - Prejuízo Financeiro Região 4

Perda Financeira			
Residencial	R\$ 56,6019	R\$ 58,4659	R\$ 66,0505
Regional	R\$ 3.848,9262	R\$ 3.975,6814	R \$4.491,4313

Fonte: Elaborada pelo autor.

Então, o prejuízo financeiro regional ficaria em torno de R\$ 3.848,92 em bandeira vermelha. Em um ano, este prejuízo chegaria em torno de R\$ 46.187,11 na região 4 em bandeira verde, diante do melhor cenário possível para distribuidora.

4.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Enfatizando que embora os resultados sejam baseados em estimativas, diante da dificuldade de acesso aos dados reais da concessionária e a complexidade de um estudo diretamente nas comunidades, o consumo de energia elétrica das regiões estudadas aproximam-se fielmente da realidade, pois foram baseados em pesquisas da Semhab que, embora sejam não oficiais, são repassadas ao município como auxílio e controle destas regiões.

4.6.1 Perdas não técnicas

Os valores estimados de perdas não técnicas estão apresentados na tabela 18:

Tabela 18 - Estimativas de perdas não técnicas

	Região 1	Região 2	Região 3	Região 4	TOTAL	
Perda Mensal Residencial (kWh)	135,24	249,28	266,08	152,94	803,54	kWh
Perda Mensal Regional (MWh)	31,105	62,320	665,200	10,400	769,03	MWh

Perda Anual Residencial (kWh)	1622,88	2991,36	3192,96	1835,28	9.642,48	kWh
Perda Anual Regional (MWh)	373,2624	747,84	7982,40	124,79904	9.228,30	MWh

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme a tabela, as perdas não técnicas resultam um montante de 803,54kWh somado a média por residência nas quatro regiões, isto no mês gera uma perda de 769,03 MWh nas quatro regiões.

Analisando um ano de consumo, estas perdas chegam a 9.642,48kWh somado a média por residência nas quatro regiões analisadas. Contabilizando todas residências das quatro regiões estudadas, estas perdas chegam a 9.228,30MWh somente em um ano.

Diante disto, uma análise prévia estima que se somente a região 3 tivesse metade de suas residências regularizadas estas perdas não técnicas mensais teriam uma redução de 56,94%, uma redução significativa nos índices de perdas não técnicas nas regiões analisadas.

4.6.2 Prejuízo Financeiro

Para estimativa do prejuízo financeiro, foram analisados os cenários para as três bandeiras tarifárias. A estimativa de prejuízo financeiro da concessionária conforme a bandeira Verde está expressa na tabela 19:

Tabela 19 - Estimativa de Prejuízo Financeiro

Bandeira Verde	Região 1	Região 2	Região 3	Região 4	TOTAL
Prejuízo Financeiro Mensal Residencial	R\$47,54	R\$107,05	R\$116,60	R\$56,60	R\$327,79
Prejuízo Financeiro Anual Residencial	R\$570,48	R\$1.284,60	R\$1.399,20	R\$679,20	R\$3.933,48
Prejuízo Financeiro Mensal Regional	R\$10.934,20	R\$26.762,50	R\$291.500,00	R\$3.848,80	R\$333.045,50
Prejuízo Financeiro Anual Regional	R\$131.210,40	R\$321.150,00	R\$3.498.000,00	R\$46.185,60	R\$3.996.546,00

Fonte: Elaborada pelo autor.

A estimativa de prejuízo financeiro da concessionária conforme a bandeira Amarela está expressa na tabela 20:

Tabela 20 - Estimativa de Prejuízo Financeiro

Bandeira Amarela	Região 1	Região 2	Região 3	Região 4	TOTAL
Prejuízo Financeiro Mensal Residencial	R\$49,10	R\$110,58	R\$120,45	R\$58,46	R\$338,59
Prejuízo Financeiro Anual Residencial	R\$589,20	R\$1.326,96	R\$1.445,40	R\$701,52	R\$4.063,08
Prejuízo Financeiro Mensal Regional	R\$11.293,00	R\$27.645,00	R\$301.125,00	R\$3.975,28	R\$344.038,28
Prejuízo Financeiro Anual Regional	R\$135.516,00	R\$331.740,00	R\$3.613.500,00	R\$47.703,36	R\$4.128.459,36

Fonte: Elaborada pelo autor.

Já estimativa de prejuízo financeiro da concessionária conforme a bandeira Vermelha está expressa na tabela 21:

Tabela 21 - Estimativa de Prejuízo Financeiro

Bandeira Vermelha	Região 1	Região 2	Região 3	Região 4	TOTAL
Prejuízo Financeiro Mensal Residencial	R\$55,48	R\$124,92	R\$136,07	R\$66,05	R\$382,52
Prejuízo Financeiro Anual Residencial	R\$665,76	R\$1.499,04	R\$1.632,84	R\$792,60	R\$4.590,24
Prejuízo Financeiro Mensal Regional	R\$12.760,40	R\$31.230,00	R\$340.175,00	R\$4.491,40	R\$388.656,80
Prejuízo Financeiro Anual Regional	R\$153.124,80	R\$374.760,00	R\$4.082.100,00	R\$53.896,80	R\$4.663.881,60

Fonte: Elaborada pelo autor.

Lembrando que os cálculos do prejuízo financeiro foram realizados sem o acréscimo dos impostos, tomando como base os valores de tarifas definidos pela ANEEL na última revisão tarifária. Diante disto, estimou-se que o prejuízo financeiro mensal da concessionária, somando uma residência de cada região ficaria em torno de R\$ 327,79 na bandeira verde, já na bandeira vermelha esse prejuízo seria de R\$ 382,52 na bandeira vermelha, uma diferença de R\$ 54,73 por residência em média.

Anualmente este prejuízo seria de aproximadamente R\$ 3.996.546,00 na bandeira verde, chegando a R\$ 4.663.881,60 na bandeira vermelha, a diferença ficaria em R\$ 667.335,60 mil reais anualmente.

Como analisado anteriormente, caso somente a região 3 tivesse metade de sua ocupação regularizada, financeiramente este prejuízo ficaria em torno de R\$187.295,50 mil reais na bandeira verde, uma redução de 56,23% no valor de prejuízo financeiro mensal das quatro regiões, uma redução significativa.

5 CONCLUSÕES

A contenção e a mitigação das perdas não técnicas de energia elétrica, nos sistemas de distribuição, são de grande importância para todos envolvidos: governo, distribuidoras de energia e consumidores. Quanto menor forem os índices de perdas, melhor será o controle tarifário do governo, maiores serão os lucros das distribuidoras de energia e menores serão os valores repassados para o consumidor final na fatura de energia elétrica.

Não foi possível realizar a análise de histórico de consumo de energia das ocupações, visto a dificuldade de adesão dos dados junto a concessionária e imprecisão do consumo das ocupações, diante disto, foram realizadas alternativas para estimativa do consumo de energia

Diante disto, este trabalho analisou o mapa do município de São Leopoldo e identificou quatro ocupações como potenciais zonas de perdas não técnicas de energia elétrica. Foram traçados os perfis e características destas regiões, estimando a área média das residências afim de prever o consumo de energia elétrica destas regiões.

Esta análise previu uma perda não técnica de aproximadamente 769,03MWh por mês somente nestas quatro regiões estudadas, anualmente estas perdas chegam a aproximadamente 9.228,30MWh, com um prejuízo financeiro ficando em torno de R\$ 4.663.881,60 milhões de reais em um ano na bandeira vermelha. Este trabalho identificou que o principal motivo de perdas não técnicas destas regiões são oriundos da falta de regularização destas comunidades, que impossibilita o cadastramento destas regiões junto a concessionária.

Entretanto, governo e distribuidoras tem o dever de olhar cuidadosamente para as comunidades. Analisando as quatro regiões estudadas, identificou-se que a maioria absoluta da população não quer ser vista como fraudadores na obtenção de energia elétrica, estão nesta situação diante das condições de regularização de suas áreas, que só trariam benefícios ao município.

. A análise dos dados estimados de perdas de energia e prejuízo financeiro sofrido pela concessionária, reforça que uma ação conjunta de regularização das áreas e conseqüentemente da energia elétrica seria de grande valia tanto para as comunidades como para distribuidora de energia, além do município e Governo Federal e estadual, mediante obtenção de impostos e mitigação das perdas de

energia, além de melhores condições de vida para as famílias residentes das comunidades estudadas.

Conclui-se, então, que somente o combate para mitigação das perdas não técnicas de energia não traria o benefício esperado. Uma real ação conjunta dos órgãos responsáveis do município e governo do estado, aliados aos interesses da distribuidora de energia, a fim da regularização das áreas, através do programa de Regularização Fundiária Urbana, resultaria em uma enorme contribuição para as comunidades estudadas, que lutam há anos por moradia digna e regularizada e redução da tarifa para todos os consumidores. Consequentemente, traria o retorno financeiro perdido pela concessionária, além de impostos para o município, mas o maior e mais relevante benefício seria o da moradia digna às comunidades estudadas.

5.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Como propostas de continuidade deste trabalho, propõe-se:

- Identificação automática via satélite das regiões de ocupação;
- Análise automática da previsão de consumo de energia com base nas características da região;
- Identificação geográfica via satélite da ocupação para verificação de regularização do local;
- Alerta automático de prioridade de ação da concessionária por valores não faturados;

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **ANEEL**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 11 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Metodologia de cálculo tarifário da distribuição**. Disponível em <Perdas de Energia - Distribuição - ANEEL>. Acesso em: 31 ago. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **ANEEL. Relatório de Perdas de Energia Elétrica** Disponível em <<http://Relatório de Perdas ANEEL 2021>>. Acesso em: 21 nov. 2021.

BRASIL. Lei nº 13.465, de 11 de julho 2017. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/Lei3465.htm>>. Acesso em: 15 novembro 2021.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA (CEEE). Disponível em: <<http://www.ceee.com.br>> Acesso em 26 de Agosto de 2021.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). Simulador de consumo de Energia. Disponível em: <https://www.copel.com/simulador>. Acesso em 9 de nov. de 2021.

CPFL ENERGIA. Simulador de Consumo de Energia. Disponível em: <<https://servicosonline.cpfl.com.br/simuladorconsumo>>. Acesso em: 9 de nov. de 2021.

CUNHA, M. F. F; **Manual de Regularização Fundiária Urbana - REURB**. 226p. 2.Ed. 2021 Salvador/BA: JUSPODIVM

DA CRUZ, K. E. A.; DE SOUSA RAMOS, F. Impacto de variáveis socioeconômicas sobre as perdas não técnicas de energia elétrica. **Revista Brasileira de Economia de Empresas**, v. 14, n. 2, p. 31–52, 2014. Disponível em: <<http://revista.brasileira.de.economia>>. Acesso em: 2 ago 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Matriz energética e elétrica**. 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 5 set. 2018.

FELTRIN, A.; OLIVEIRA, M. **Gestão das Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 17, 2008, Campinas. **Tutoriais**. Campinas: [s.n.], 2008.

GIL, Antônio. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2002.

GIL, Antônio. C. **Projetos de pesquisa**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1996.

GONZÁLEZ, Viscaino F. J. **Estratégias para redução de perdas técnicas e melhoria nas condições de operação de redes de distribuição de energia**

elétrica. 2011. 168 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)— Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

HUANG, Shih-Che; LO, Yuan-Liang; LU, Chan-Nan. Non-technical loss detection using state estimation and analysis of variance. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2959-2966, Aug. 2013.

JUNIOR, Silva; PEREIRA, Rubens; Manual Prático da REURB - MA. Disponível em: <[http:// secid.ma.gov.br/files/2019/11/MANUAL-PRÁTICO-DA-REURB-MA-FINAL.pdf](http://secid.ma.gov.br/files/2019/11/MANUAL-PRÁTICO-DA-REURB-MA-FINAL.pdf)>. Acesso em: 15 out. 2021.

LIGHT ENERGIA. **Simulador de Consumo de Energia**. Disponível em: <<https://www.museu.light.da.energia:simulador.de.consumo>> Acesso em: 9 de nov. de 2021.

LIMA, F. B. **Identificação e combate às perdas comerciais em uma distribuidora de energia elétrica**. 2018. 76 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica)— Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2018.

LOPES, Roberto Monaco. **Análise das perdas comerciais em uma concessionária de distribuição de energia**. 2011. 86 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica)— Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2011.

MANSON, N. J. Is Operations research really research? **Operations Research Society of South Africa**, v. 22, n. 2, p. 155-180, 2006

MARTINS, E. C . **Análise das perdas elétricas em baixa tensão do sistema de distribuição da cooperativa de distribuição de energia - CERSUL**. 2016. 90 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia)— Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

PENIN, Carlos Alexandre S. P. **Combate, prevenção e otimização das perdas comerciais de energia elétrica**. 2008. 227 f. Tese (Doutorado em Engenharia)— Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

PEREIRA, Paulo Ricardo da Silva. **Ferramentas de simulação**. 2020. 50 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica)— Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2020.

RAMOS, C. C. O. et al. A new approach for nontechnical losses detection based on optimum-path forest. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, p. 181-189, 2011.

RAMOS, Caio C. O. **Caracterização de perdas comerciais em sistemas de energia através de técnicas inteligentes**. 2014. 144 f. Tese (Doutorado em Ciências)— Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

RIBEIRO, S. S. et al. Investment optimization methodology applied to investments on non-technical losses reduction actions. **IEEE Symposium on Computers and Communications**, p. 354-360, July 2012.

SANTOS, Antonio R. **Metodologia científica**: a construção do conhecimento. 2. ed. Rio de Janeiro: DP&A, 1999.

SANTOS, Tuponi Maressa. **Métodos de prevenção das perdas comerciais de energia**. 2018. 69 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica)— Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

SILVA, E. L.; MENEZES, E. M. **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação**. Florianópolis: UFSC, 2001.

WOLFARTH, Eliseu. **Perdas na distribuição de energia elétrica**: método para critério de análise e priorização de ações de combate. 2016. 90 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica)— Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2016.

APÊNDICE A - MINUTA DE AUXÍLIO PARA REGULARIZAÇÃO DE ÁREAS OCUPADAS

Desde a Lei Federal 13.465 de 11 de Julho de 2017 e posteriormente o decreto Federal 9.310 de 15 de março de 2018, foi instituída a lei de Regularização fundiária Urbana, a REURB. Ela busca legitimar soluções técnicas, jurídicas e ambientais afim de enfrentar o problema da clandestinidade e irregularidade das cidades através de processos administrativos objetivos, dando a oportunidade de todos envolvidos serem os agentes do processo de regularização.

Este documento busca instruir e auxiliar as ocupações no processo de adesão ao REURB e atingir o objetivo de regularização da área ocupada. O primeiro passo é dado pela comunidade junto a prefeitura do município, os demais passos são efetuados pela prefeitura e podem ser acompanhados e entendidos pela comunidade com auxílio deste documento.

1º Passo: Requerimento dos Legitimados (art. 14 da lei nº 13.465/2017)

Este requerimento deve ser solicitado junto a prefeitura da cidade, através de um ofício elaborado pela própria associação de moradores da comunidade, conforme exemplo exposto no Anexo A;

2º Passo: Ofício ao Cartório sobre a Modalidade (art.13, 1º, da lei nº 13.465/2017)

O próximo passo se refere à solicitação de adesão ao REURB-S, que abrange a população de baixa renda e isenta a comunidade de gastos com o requerimento. Estes custos são absorvidos pelo município residente da ocupação, um exemplo deste requerimento está exposto no Anexo B.

3º Passo: Buscas Cartoriais

Busca a classificação de interesse social afim da oficialização e isenção de todos atos necessários ao processo de regularização fundiária, conforme o art. 13, inciso I, da Lei Federal nº 13.465/2017 e art. 6º, § único do Decreto Federal nº 9.310/2019;

4º Passo: Notificação por Edital

Notifica através de um edital, que a comunidade se encontra em processo de regularização fundiária, apresentando a modalidade de adesão, neste caso, a de Interesse Social. Também expõe que foi realizado o levantamento planialtimétrico e cadastral da região, além da Anotação de Responsabilidade Técnica -ART, afim de emitir as matrículas individualizadas dos moradores;

5º Passo – Projeto de Regularização

É descrito um breve resumo do processo da ocupação, a localização da área, a modalidade aderida ao REURB, além dos cronogramas dos serviços;

6º Passo - Certidão de Regularização Fundiária

Certidão emitida pelo prefeito do Município para os fins de registro imobiliário sobre a tramitação do requerimento e regularização da ocupação através do processo de regularização fundiária. Informa o nome do núcleo urbano regularizado, a localização e modalidade além da listagem dos ocupantes;

7º Passo - Ofício de envio ao cartório do projeto, CRF e listagem de beneficiários

Requerimento para averbação do auto de demarcação urbanística, onde apresenta a relação dos beneficiários e requerer a averbação da demarcação nas matrículas atingidas.

8º Passo - Modelo de Título

É apresentado e oficializado o endereço da residência, com o nome da rua/avenida, número da casa, coordenadas do loteamento, CEP e todos dados da residência devidamente regularizada;

ANEXO A - MODELO REQUERIMENTO DOS LEGITIMADOS

LEGITIMADO (art. 14 da Lei nº 13.465/2017), vem, requerer a instauração da **REGULARIZAÇÃO FUNDIÁRIA URBANA** na modalidade XX, na forma do art. 31 e seguintes da Lei nº 13.465/2017, esclarecendo os seguintes fatos:

1. Nome do núcleo (toda informação – tamanho da área, pública ou privada etc.).
2. Número de pessoas do núcleo (aproximadamente);
3. Tempo de ocupação;
4. Qualquer outra informação sobre o núcleo que facilite o processo de regularização.

Diante do exposto, requer-se a regularização do núcleo informal consolidado denominado XX. Nestes termos, pede deferimento. Cidade/UF, XX de XX de 20XX.

Nome

ANEXO B - MODELO DE OFÍCIO AO CARTÓRIO SOBRE A MODALIDADE

Ofício nº XX/20XX

Cidade, XX de XX DE 20XX.

Ao (a) Senhor (a)

(Nome do Oficial (a) de Registro de Imóveis)

Oficial (a) de Registro de Imóveis da Comarca de XX – UF.

ASSUNTO: Classificação da REURB-S para fins de reconhecimento do direito à gratuidade das custas e emolumentos notariais e registrais.

Senhor (a) Oficial (a),

Comunico que, de acordo com o art. 13, inciso I, da Lei Federal nº 13.465/2017 e art. 6º, § único do Decreto Federal nº 9.310/2019, o Município de XX -UF classificou o núcleo urbano informal consolidado de XX na modalidade INTERESSE SOCIAL, fazendo jus à isenção de emolumentos prevista no art. 13, §1º da Lei Federal nº 13.465/2017 e arts.5º, 53, 54, XI, Decreto Federal nº 9.310/2018.

Atenciosamente,

Nome da autoridade

Prefeito Municipal ou Secretário Municipal ou Responsável