



**Universidade Federal de Campina Grande**

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

WANESSA DE FÁTIMA BARROS MEDEIROS

**ESTUDO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VISANDO À  
SIMPLIFICAÇÃO DO CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS E  
DIMINUIÇÃO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Campina Grande  
2019

WANESSA DE FÁTIMA BARROS MEDEIROS

ESTUDO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VISANDO À  
SIMPLIFICAÇÃO DO CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS E  
DIMINUIÇÃO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande como  
parte dos requisitos necessários para a obtenção  
do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da  
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Perdas de Energia Elétrica

Orientador:

Professor Luis Reyes Rosales Montero, D. Sc.

Campina Grande  
2019

WANESSA DE FÁTIMA BARROS MEDEIROS

ESTUDO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VISANDO À SIMPLIFICAÇÃO DO CÁLCULO  
DAS PERDAS TÉCNICAS E DIMINUIÇÃO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA  
ELÉTRICA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande como  
parte dos requisitos necessários para a obtenção do  
grau de Bacharel em Ciências no Domínio da  
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Perdas de Energia Elétrica

Aprovado em        /        /

**Professor Roberto Silva de Siqueira**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Professor Luis Reyes Rosales Montero, D. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

À minha mãe, Maria das Vitórias, por ter sentido comigo cada pequena angústia; por ter vibrado comigo em cada pequena alegria.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente a todos que me estenderam a mão ao longo desses anos, sobretudo aos meus pais, Walter e Vitória, por nunca medirem esforços para que eu alcançasse meus objetivos e por serem minha fonte de amor e motivação diária, mesmo a alguns quilômetros de distância.

Agradeço também aos meus irmãos, Neto, Viviane e Vivian, os quais tiveram fundamental importância na caminhada até aqui, cada um a sua maneira, sendo os melhores exemplos de luta e de determinação que tenho nos meus dias. Amo vocês.

Devo agradecer também à minha família como um todo, especialmente aos meus tios Ronnie e Cícero, tidos também como pais, por sempre se preocuparem comigo, torcendo verdadeiramente por cada passo meu.

Às minhas primas, com as quais dividi apartamento, angústias e tudo até aqui, minha eterna gratidão.

Aos amigos que reconheci ao longo da vida, na universidade e por onde mais eu andei, agradeço pelo carinho que têm por mim e por toda a torcida pela minha felicidade no que quer que eu faça.

Gostaria de agradecer também ao professor Luis Reyes Rosales Montero por toda a orientação e atenção dispensadas.

A todos que me desejaram êxito nesta jornada, meus mais sinceros agradecimentos.

“ – *Quem está nas trincheiras ao teu lado?*  
– *E isso importa?*  
– *Mais do que a própria guerra*”

Ernest Hemingway.

## RESUMO

O sistema elétrico é composto de outros três sistemas: sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O sistema de distribuição divide-se em sistema primário, o qual é compreendido das subestações abaixadoras até os transformadores de distribuição, e em sistema secundário, que se verifica dos transformadores de distribuição até os consumidores em baixa tensão. Os processos de geração e de transporte de energia elétrica são indissociáveis de perdas. Quanto à sua origem, as perdas podem ser classificadas em perdas técnicas e perdas não técnicas ou comerciais. As perdas técnicas ocorrem devido aos aspectos físicos envolvidos no processo de geração e transporte da energia elétrica, ao passo que as perdas não técnicas ocorrem devido a fraudes e furtos da energia de responsabilidade das concessionárias. As perdas, de um modo geral, podem ser vistas como um grande consumidor que não arca com sua fatura junto à concessionária de energia, e este valor é então repassado aos consumidores legais de energia, embutidos em suas tarifas, dentro de limites regulatórios estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. As concessionárias e a ANEEL necessitam dos valores das perdas técnicas e, em função disso, podem estimar os valores de perdas não técnicas. O cálculo das perdas técnicas por meio de fluxo de potência nem sempre pode ser utilizado, porque nem sempre as distribuidoras dispõem dos dados necessários para tal. Assim, são necessários métodos mais simplistas para esses cálculos. As perdas comerciais podem ser estimadas subtraindo-se as perdas técnicas das perdas totais. Técnicas como operações de varredura em determinadas áreas pré-determinadas não são ditas eficientes na detecção e combate às perdas comerciais. Buscam-se medidas e propostas para prevenir e combater essas perdas, como sistemas de medição centralizada, por exemplo.

**Palavras-chave:** Perdas técnicas; perdas comerciais; distribuição; concessionária; fatura.

## ABSTRACT

The electrical system is composed of three other systems: electric power generation, transmission and distribution systems. The distribution system is divided into a primary system, which is comprised of step-down substations to distribution transformers, and a secondary system, which occurs from distribution transformers to low voltage consumers. The processes of generation and transportation of electric energy are inextricably linked to losses. As to their origin, losses can be classified into technical losses and non-technical or commercial losses. Technical losses occur due to the physical aspects involved in the process of generation and transportation of electricity, while non-technical losses occur due to fraud and theft of energy under the responsibility of the utilities. Losses can generally be viewed as a large consumer who does not bear his utility bill, and this amount is then passed on to legal energy consumers, embedded in their tariffs, within regulatory limits established by the utility. National Agency of Electric Energy - ANEEL. The concessionaires and ANEEL need the values of technical losses and, as a result, can estimate the values of non-technical losses. Power loss calculation cannot always be used because distributors do not always have the necessary data to do so. Thus, more simplistic methods are needed for these calculations. Trade losses can be estimated by subtracting technical losses from total losses. Techniques such as sweeping operations in certain predetermined areas are not said to be effective in detecting and combating commercial losses. Measures are sought to prevent and combat such losses, such as centralized measurement systems, for example.

**Keywords:** Technical losses; commercial losses; distribution; dealership; invoice.

## SUMÁRIO

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO .....</b>   | <b>11</b> |
| 1.1      | MOTIVAÇÃO .....   | 12        |
| 1.2      | ESTRUTURA DO TRABALHO .....   | 13        |
| <b>2</b> | <b>PERDAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>                        | <b>13</b> |
| 2.1      | CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....  | 13        |
| 2.2      | CLASSIFICAÇÃO DAS PERDAS .....  | 15        |
| 2.2.1    | Perdas técnicas.....  | 16        |
| 2.2.2    | Perdas não técnicas .....   | 18        |
| 2.3      | PERDAS E TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....                             | 19        |
| 2.4      | PERDAS NO BRASIL .....  | 21        |
| <b>3</b> | <b>PERDAS TÉCNICAS E METODOLOGIAS DE ESTIMAÇÃO .....</b>              | <b>23</b> |
| 3.1      | CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS .....                                     | 23        |
| 3.1.1    | Metodologia ANEEL.....  | 25        |
| 3.1.2    | Novo Top-Down.....  | 28        |
| <b>4</b> | <b>PERDAS NÃO TÉCNICAS E MÉTODOS DE DETECÇÃO .....</b>                | <b>36</b> |
| 4.1      | CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....  | 36        |
| 4.2      | TIPOS DE PERDAS COMERCIAIS .....                                      | 37        |
| 4.3      | MÉTODOS PARA DETECÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS.....                       | 42        |
| 4.3.1    | Métodos indiretos .....   | 43        |
| 4.3.2    | Métodos diretos .....   | 43        |
| 4.4      | COMBATE ÀS PERDAS COMERCIAIS.....                                     | 44        |
| <b>5</b> | <b>PROPOSTAS DE MEDIÇÃO E ELIMINAÇÃO DAS PERDAS COMERCIAIS..</b>      | <b>45</b> |
| 5.1      | SISTEMA DE MEDIÇÃO CONCENTRADA .....                                  | 45        |
| 5.1.1    | Componentes do sistema .....  | 46        |
| 5.1.2    | Funcionalidade do sistema.....  | 47        |
| 5.2      | SISTEMA DE LEITURA AUTOMÁTICA DE MEDIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA.....   | 47        |
| 5.3      | COMPONENTES DO SISTEMA .....  | 48        |
| 5.3.1    | Aplicação do sistema em campo .....                                   | 50        |
| 5.4      | SISTEMA SIMPLIFICADO COM MEDIÇÃO NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR ..... | 52        |

|          |                                  |           |
|----------|----------------------------------|-----------|
| 5.5      | ANÁLISE GERAL DOS SISTEMAS.....  | 52        |
| <b>6</b> | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b> | <b>54</b> |
|          | <b>REFERÊNCIAS.....</b>          | <b>55</b> |

# 1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico é subdividido em três grandes subsistemas: os subsistemas de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Na geração, tem-se a conversão de uma determinada forma de energia em energia elétrica, a qual é transportada pelas linhas de transmissão e entregue às empresas de distribuição para chegar até o consumidor final, esteja ele nos centros urbanos ou rurais.

O sistema de distribuição é compreendido das subestações abaixadoras até os transformadores (sistema de distribuição primário) e destes até a entrada elétrica dos consumidores (sistema de distribuição secundário). Devido às baixas tensões, é no sistema de distribuição onde ocorre a maior parcela das perdas de energia elétrica (GARCIA *et al.*, 2003). Assim, este sistema é subdividido em dois subsistemas, que são o sistema de Média Tensão (MT) e de Baixa Tensão (BT) (GÖNEN, 1986).

As perdas são de natureza intrínseca aos processos de transformação e/ ou transporte da energia elétrica, sendo estas passíveis de minimização, mas não de eliminação, a depender de sua origem. As perdas podem ser consideradas do ponto de vista da rede básica e da distribuição, em que, no primeiro caso, tem-se a diferença de energia que é gerada e a que é entregue às distribuidoras e, no segundo caso, tem-se a diferença da energia que é entregue às distribuidoras e a que é faturada aos consumidores finais.

No montante de perdas da distribuição de energia elétrica, referenciada como energia a varejo, há que se considerar não apenas as perdas inerentes aos processos de transporte de energia pelos condutores e demais equipamentos do sistema, como também as perdas que não são classificadas dessa forma. Estas podem ter várias origens, desde falhas em equipamentos até interferências externas ao sistema, e muitas vezes representam um percentual mais expressivo e impactante do que as primeiras.

No Brasil, estima-se que as perdas na rede de distribuição são responsáveis por algo em torno de 15% da energia comprada pelas distribuidoras (ANEEL, 2019). Essas perdas são normalmente classificadas em perdas técnicas (as quais ocorrem devido a processos físicos relacionados ao transporte da energia, principalmente) e em perdas não técnicas ou comerciais, as quais ocorrem em razão de fraudes e furtos de energia.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Nos últimos anos, as perdas de energia no setor de distribuição vêm recebendo mais importância e despertando maior interesse por parte das distribuidoras, devido ao impacto desses índices nas tarifas de energia elétrica, reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Sabe-se que, entre os anos de 1970 e 1990, havia uma única tarifa de energia elétrica em todo o Brasil. Com isto, a remuneração das concessionárias era garantida independentemente de sua eficiência, de modo que não havia incentivos às empresas nesse sentido, e todo o custeio das perdas (que podem ser consideradas como um grande consumidor que não paga pelo que consome de energia) era pago pelo consumidor comum.

Em virtude de razões econômicas e afins, no ano de 1993 surge a Lei nº 8.631, a qual estabelece o fim da uniformização tarifária e da remuneração garantida. Dois anos depois, foi aprovada a Lei nº 8.987/1995, a qual introduz o conceito de equilíbrio econômico-financeiro às concessões de distribuição de energia elétrica. Desse modo, foi estabelecida a existência de uma tarifa por área de concessão e verifica-se, portanto, que as tarifas de energia refletem as peculiaridades de cada região.

As tarifas de energia estão submetidas às variações das perdas na área de concessão correspondente, variando conforme esses índices. A ANEEL define os percentuais regulatórios das perdas das concessionárias na Revisão Tarifária Periódica, que ocorre a cada 4 ou 5 anos. Entre os anos de 2003 e 2006, a ANEEL realizou o primeiro ciclo de revisão tarifária, ajustando os indicadores regulatórios aos quais estão submetidas as concessionárias de energia elétrica. O segundo ciclo ocorreu entre 2007 e 2010 e o terceiro entre 2011 e 2014. Por sua vez, o novo ciclo iniciou-se no ano de 2015. Uma vez estabelecidos os valores regulatórios dos indicadores, a cada revisão tarifária esse valor é reajustado, mediante uma política de regulação por incentivos.

Desse modo, as empresas do setor passaram a dar mais atenção à questão da eficiência, visando cada vez mais diminuir os índices de perdas correspondentes, uma vez que, dados os índices regulatórios estabelecidos pela ANEEL, as distribuidoras poderiam ter prejuízos (nos casos em que os seus índices estivessem acima dos regulatórios) ou poderiam ser beneficiadas (nos casos em que os seus índices estivessem abaixo dos regulatórios).

Além disso, a diminuição das perdas no sistema de distribuição também acarreta benefícios à sociedade, tanto pelo melhor aproveitamento da energia elétrica disponível quanto pelo impacto financeiro também na conta do consumidor, para o qual o valor das perdas também é rateado, até o limite regulatório.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho estrutura-se da seguinte maneira:

No Capítulo 2, é realizada uma revisão bibliográfica sobre o tema, levantando conceitos relacionados e apresentando alguns dados nesse sentido.

No Capítulo 3, são tratadas as perdas técnicas de energia elétrica e também é descrito um método relativamente simples de estimação dos índices dessas perdas.

No Capítulo 4, são tratadas as perdas não técnicas ou comerciais de energia elétrica, além de serem colocados os métodos de detecção das mesmas e algumas ações de combate.

No Capítulo 5, são apresentadas propostas de sistemas de medição e eliminação de perdas comerciais, com o intuito de simplificar os cálculos para a obtenção de tais perdas.

Por fim, no capítulo 6, são feitas as considerações finais acerca do trabalho.

## 2 PERDAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Sabe-se que o processo para a obtenção de energia elétrica envolve, basicamente, três etapas fundamentais, as quais consistem na geração, na transmissão e na distribuição desta energia. De um modo geral, a etapa de geração corresponde à transformação de uma dada matéria prima em energia elétrica, isto é, tem-se a conversão de uma forma de energia em outra – a energia elétrica. Esta transformação (ou conversão) ocorre principalmente nas hidrelétricas, termelétricas, usinas solares e eólicas.

Após esta etapa, a energia convertida passa pelo que se denomina de transmissão, na qual ela é transportada de onde foi gerada até a carga. Isto ocorre em virtude de normalmente a usina geradora situar-se distante da carga (centros de consumo), devido às suas dimensões, que tendem a ser elevadas. A transmissão ocorre através das linhas de transmissão, compostas por cabos preparados para resistir a altas tensões, suportados por torres metálicas. Além da geração e da transmissão, há uma terceira etapa pela qual a energia elétrica deve passar para chegar ao seu consumidor: a distribuição.

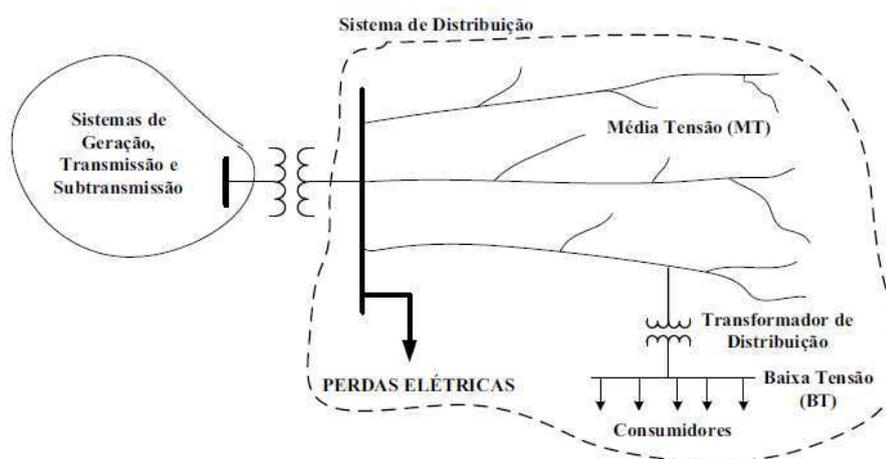
Quando a energia elétrica chega aos centros de consumo, transportada pelas linhas de transmissão, as tensões são normalmente reduzidas pelas subestações transformadoras a médias tensões, entre 1 kV e 36,2 kV. Deste ponto em diante, o transporte da energia é

realizado pelas empresas distribuidoras, que levam este produto aos consumidores finais, estejam eles localizados em espaços urbanos ou rurais.

Pode-se dizer que todo processo físico é passível de perdas, intrínsecas e indissociáveis do mesmo. Com a conversão e o transporte da energia elétrica, naturalmente, isto também se verifica. A energia entregue às distribuidoras pelos agentes de transmissão não é a mesma que foi entregue à transmissão pelos agentes de geração, assim como os consumidores não têm integralmente a parcela que é entregue às distribuidoras. As diferenças descritas consistem nas perdas do sistema. Estima-se que as perdas elétricas nos sistemas de distribuição sejam equivalentes a 70% do total das perdas nos sistemas elétricos (MENDES et al., 2005).

Assim, no sistema elétrico, as perdas podem ser comparadas a um consumidor que não paga a sua fatura de energia elétrica (OLIVEIRA, 2009). Na Figura 1 é apresentado esquematicamente o sistema elétrico, explicitando as perdas.

Figura 1 – Sistema elétrico com a representação das perdas.



Fonte: Adaptado de Oliveira (2009).

No que diz respeito à rede de distribuição, existem vários fatores que contribuem para o aumento das perdas no sistema, dentre os quais estão a exploração da rede próxima dos seus limites técnicos (carga elevada), altos valores de resistência nos cabos, desequilíbrio das cargas nos secundários dos transformadores, entre outros. Além disso, o desvio da posição dos transformadores do centro de carga é outro fator que contribui para as perdas, dada a importância da simetria da rede com relação ao transformador. Isto se deve ao fato de que,

quando o transformador não está no centro, há um fluxo de corrente maior circulando por um dos cabos, e isto aumenta afeta quadraticamente as perdas (QUEIROZ, 2010).

Ao tratar de perdas de energia elétrica, é importante mencionar a relevância de um sistema de medição eficiente. No sistema de distribuição de energia, normalmente as medições são efetuadas por medidores eletromecânicos, em kWh, em intervalos de tempo de um mês, aproximadamente. Em geral, apenas os consumidores conectados diretamente ao sistema de transmissão e de subtransmissão possuem medições horárias, ou em intervalos de tempo menores (10 a 15 minutos), o que facilita o cálculo das perdas nesses segmentos.

Apesar de as perdas serem se natureza ativa e reativa, as perdas ativas de energia elétrica têm um destaque maior devido ao seu impacto econômico direto. As perdas de natureza reativa têm mais relação com a tensão do sistema nos diversos nós da rede (QUEIROZ, 2010).

## 2.2 CLASSIFICAÇÃO DAS PERDAS

As perdas de energia elétrica são agrupadas, de modo geral, da seguinte forma:

- Perdas na Rede Básica (ou Transmissão): são aquelas que ocorrem entre a geração de energia elétrica e a rede de distribuição. Estas perdas são apuradas mensalmente pela CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, e são calculadas por meio da diferença entre os dados de medição de geração e de medição da energia entregue às redes de distribuição. O custo dessas perdas é rateado em 50% para geração e 50% para o consumo.
- Perdas na Rede de Distribuição: são as perdas observadas no segmento do sistema de distribuição. Neste caso, são verificados dois tipos de perdas, classificados quanto à origem:
  - Perdas Técnicas: ocorrem devido ao transporte da energia elétrica na rede, à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores, perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, entre outros.
  - Perdas Não Técnicas: apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, têm origem principalmente nos furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e faturamento. Essas perdas, também denominadas popularmente de “gatos”, estão em grande medida associadas à gestão da concessionária e às

características socioeconômicas das áreas de concessão. Os montantes de perdas não técnicas são divididos pelo mercado de baixa tensão faturado, dado que essas perdas ocorrem predominantemente na baixa tensão.

Há também o conceito de perdas globais, que consiste no somatório das perdas na geração, na transmissão e na distribuição, isto é, equivale à diferença entre a energia gerada e a energia consumida (OLIVEIRA, 2009).

De acordo com o Relatório de Perdas de Energia da ANEEL emitido em 2019, com relação à distribuição, tem-se que as perdas totais representaram 14% do mercado consumidor em 2018 (equivalente ao consumo de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em 2016), das quais 7,5% corresponderam a perdas técnicas e 6,6% a perdas não técnicas. Na Figura 2 são ilustradas essas informações.

Figura 2 – Perdas sobre a energia injetada em 2018.



Fonte: ANEEL, 2019.

Esses valores são de interesse de toda a sociedade – concessionárias e consumidores de energia – uma vez que interferem nas tarifas de energia elétrica, considerados os limites estabelecidos pela ANEEL, e também na operacionalidade do sistema de distribuição.

### 2.2.1 Perdas técnicas

Trata-se de perdas de energia inerentes ao processo de geração, transmissão e distribuição, e são compostas principalmente por perdas devido ao efeito Joule em condutores das linhas de alta tensão e redes de média e baixa tensão, transformadores de alta

e média tensão, equipamentos, ramais de ligação, medidores e conexões. Há também perdas associadas a outros efeitos sobre componentes do sistema, tais como efeito corona em conexões e fugas de corrente em cadeias de isoladores e para-raios. Porém, esses efeitos não têm muita expressividade mediante o valor total das perdas apuradas e, na impossibilidade de calculá-los, é considerado um percentual de 5% sobre o valor das perdas causadas por efeito Joule (PEREIRA, 2014).

As perdas técnicas podem ser explicitadas como perdas de demanda e perdas de energia. As perdas de demanda são calculadas para cada instante de uma determinada curva de carga, e são medidas em kW ou MW. As perdas de energia, medidas em kWh ou MWh, são calculadas para um determinado período de tempo, regulatoriamente em bases anuais (PENIN, 2008).

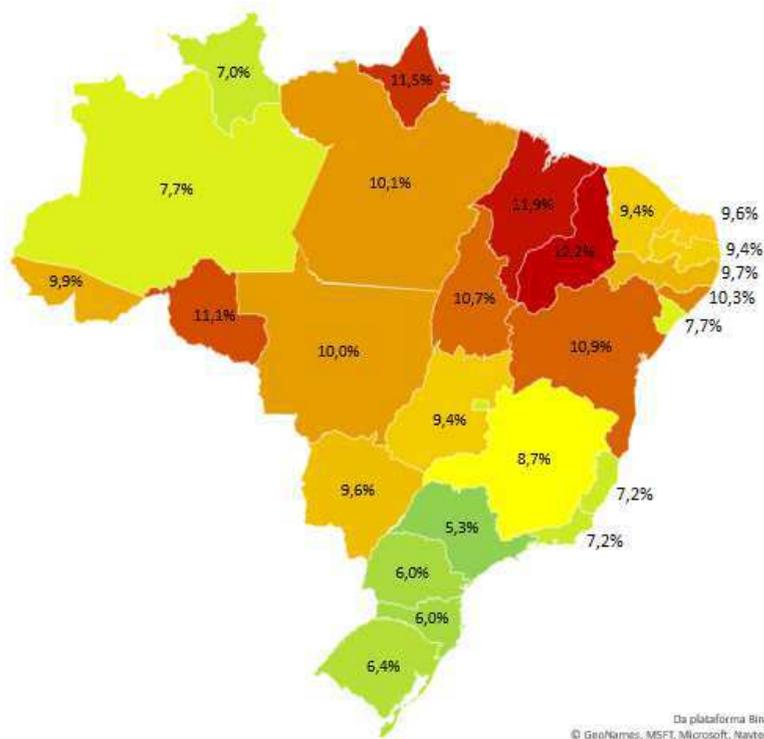
Estas perdas são características das redes de cada área de concessão e são reconhecidas nas tarifas, quando não ultrapassam os níveis eficientes, estabelecidos pela ANEEL, o que torna importante o seu estudo e relevante a sua diminuição. Apesar da diminuição dessas perdas ser algo pretendido, deve-se considerar que há limites para tanto, uma vez que é impossível extingui-la, dada a sua natureza.

Tem-se que o sistema de distribuição é dividido de acordo com os segmentos de rede (alta, média e baixa tensão), transformadores, ramais de ligação e medidores. Desse modo, são aplicados modelos específicos para cada um desses segmentos, utilizando-se informações simplificadas das redes e equipamentos existentes, como, por exemplo, comprimento e bitola dos condutores, potência dos transformadores e energia fornecida às unidades consumidoras. Baseando-se nessas informações, é estimado o percentual de perdas técnicas eficientes relativas à energia injetada na rede (ANEEL, 2019).

Desse modo, há dois valores importantes no que diz respeito a perdas técnicas, que são valores regulatórios e valores reais. Diz-se que valores regulatórios são aqueles que são reconhecidos na tarifa de energia, ao passo que valores reais são os que efetivamente ocorrem. A diferença de custos entre o valor regulatório e o real é de responsabilidade da concessionária.

Na Figura 3 são apresentadas as perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada em 2018, cuja média é de 7,5%.

Figura 3 – Perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada em 2018.



Fonte: ANEEL, 2019.

Observa-se que os estados que compõem o Sul do país, junto ao estado de São Paulo, são as localidades para as quais as perdas técnicas regulatórias assumem os menores índices. Na Figura 4 podem ser observados os percentuais regulatórios de perdas técnicas sobre a energia injetada das 54 concessionárias em 2018.

### 2.2.2 Perdas não técnicas

De modo geral, pode-se dizer que as perdas não técnicas são definidas como a diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas. Desse modo, quaisquer perdas que não possam ser enquadradas como técnicas são comumente consideradas como perdas não técnicas (ou perdas comerciais).

É importante observar que as perdas devidas à deterioração dos equipamentos ao longo de sua vida útil, por exemplo, são enquadradas como perdas não técnicas, em virtude de não serem contempladas nas metodologias de estimação ou cálculo de perdas, já que não é possível modelar o grau de deterioração ao qual o equipamento estaria submetido (PENIN, 2008).

Assim como a ANEEL estabelece os valores regulatórios para as perdas técnicas, a Agência também define esses valores para as perdas não técnicas. As perdas não técnicas reais são apuradas pela diferença das perdas totais, informadas pelas distribuidoras, e das perdas técnicas regulatórias, apuradas pela ANEEL. As concessionárias de grande porte são responsáveis por quase a totalidade dos montantes das perdas não técnicas no Brasil devido ao tamanho do mercado e à maior complexidade de se combater as perdas (ANEEL, 2019).

Os índices de perdas comerciais são observados principalmente em função tanto da gestão por parte das concessionárias quanto de características sociais, econômicas e comportamentais presentes em cada área de concessão. Há um interesse considerável das empresas em reduzir estas perdas, pois, para os casos em que elas sejam maiores que os níveis regulatórios, isto significa diminuir prejuízos e, para os casos que os níveis estejam abaixo do valor fixado pela ANEEL, estas empresas podem obter ganhos.

De acordo com Penin (2008), as causas mais comuns desse tipo de perda são:

- a. Inexistência de medidores;
- b. Falha ou falta de aferição dos medidores;
- c. Erros nas leituras dos medidores ou no faturamento das unidades consumidoras;
- d. Furto de energia (popularmente conhecido como “gato”);
- e. Fraude no fornecimento ou no sistema de medição de energia (popularmente conhecida como “rato”).

Com relação ao item a, observa-se que a ausência do medidor pode ocorrer tanto em razão de falha da concessionária quanto pode ser devida à legislação, em casos de bancas de jornal, quiosques, iluminação pública, dentre outros. Além disso, com relação ao item b, sabe-se que anomalias nos medidores podem acarretar em faturamentos indevidos. Uma bobina queimada, por exemplo, causa variações a menor. No que diz respeito ao item c, é importante considerar que, em caso de leitura equivocada do medidor pelo leitorista, verifica-se uma perda não técnica que pode ser positiva ou negativa, sendo normalmente compensada no mês posterior. Apesar destes apontamentos, a parcela mais significativa das perdas comerciais é, de fato, devida aos “gatos” de energia (PENIN, 2008).

### 2.3 PERDAS E TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Da geração da energia elétrica ao seu fornecimento ao consumidor final, todo este processo está submetido a órgãos públicos que regulamentam as ações dos três subsistemas mencionados anteriormente - geração, transmissão e distribuição - nas esferas operativa,

jurídica e administrativa. A ANEEL é o órgão responsável pela regulamentação e fiscalização do setor elétrico nacional.

A Agência define os percentuais regulatórios das perdas das concessionárias na Revisão Tarifária Periódica, que ocorre a cada 4 ou 5 anos. Esses valores são definidos a fim de que seja limitado o repasse dos custos com as perdas no sistema aos consumidores. Dessa forma, há um valor máximo admissível que pode ser repassado às contas de energia dos consumidores, sendo de responsabilidade da concessionária o valor que excede o valor definido.

Entre os anos de 2003 e 2006, a ANEEL realizou o primeiro ciclo de revisão tarifária, ajustando os indicadores regulatórios aos quais estão submetidas as concessionárias de energia elétrica. O segundo ciclo ocorreu entre 2007 e 2010 e o terceiro entre 2011 e 2014. Por sua vez, o novo ciclo iniciou-se no ano de 2015. Uma vez estabelecidos os valores regulatórios dos indicadores de perdas, a cada revisão tarifária esse valor é reajustado, mediante uma política de regulação por incentivos.

A premissa central da regulação brasileira possui uma grande preocupação em fornecer incentivos para redução de custos, incluindo aqueles relacionados às perdas por meio do reconhecimento regulatório nas tarifas de uma parcela das perdas das distribuidoras. Caso elas consigam reduzir suas perdas, elas podem se apropriar da diferença entre valor observado e meta estipulada nas revisões tarifárias periódicas. Do contrário, elas perdem financeiramente. Trata-se assim de mais um exemplo concreto da regulação por incentivos (CASTRO; MIRANDA; VIEIRA, 2019).

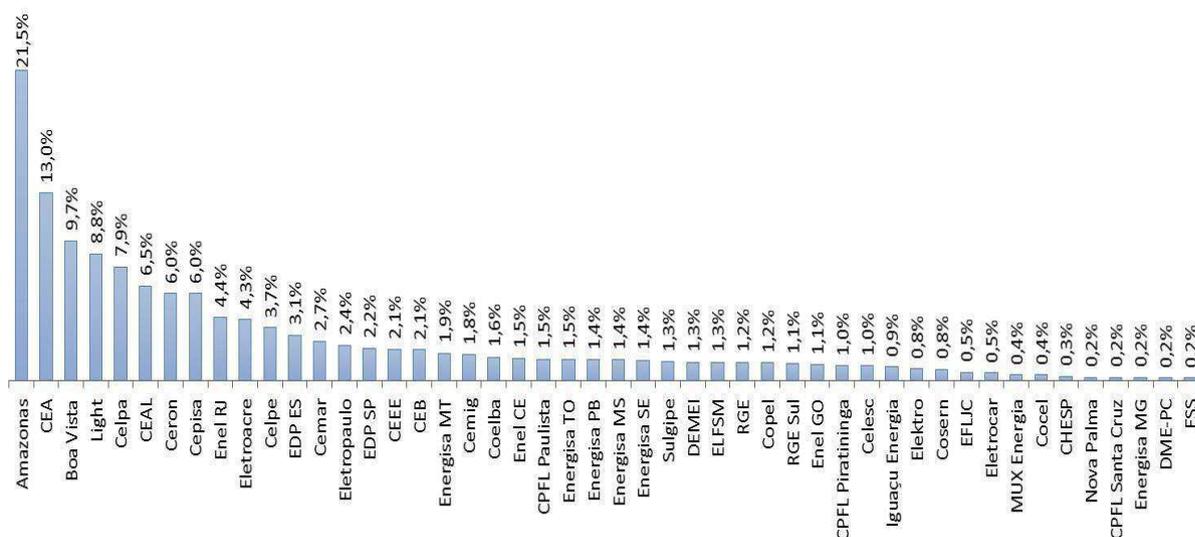
O repasse tarifário dos níveis eficientes das perdas está previsto nos contratos de concessão (contratos assinados entre a ANEEL e as empresas prestadoras dos serviços de transmissão e distribuição de energia, que estabelecem regras claras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores, e também definem penalidades para os casos em que a fiscalização da ANEEL constatar irregularidades), e essas perdas são contempladas nos custos com compra de energia até o limite regulatório estipulado pela ANEEL. Assim, as perdas reais das distribuidoras não são totalmente repassadas para a tarifa.

Em 2018, o custo das perdas técnicas, obtido pela multiplicação dos montantes pelo preço médio da energia nos processos tarifários, sem considerar tributos, é da ordem de R\$ 7,1 bilhões. Essas perdas, inevitáveis em qualquer sistema de distribuição, são repassadas aos consumidores, já se considerando a operação eficiente das redes e, portanto, não são

passíveis de maiores reduções. Os custos das perdas na rede básica considerados nas tarifas foram de aproximadamente R\$ 1,5 bilhão (ANEEL, 2019).

As perdas não técnicas reais no país, utilizando o mesmo método acima, representaram um custo de aproximadamente R\$ 6,6 bilhões. No entanto, as perdas não técnicas regulatórias, que são calculadas conforme a metodologia da ANEEL, corresponderam a um custo de quase R\$ 5 bilhões ao ano, o que representa aos consumidores cerca de 3% do valor da tarifa de energia elétrica, variando por distribuidora, conforme demonstra a Figura 12:

Figura 4 - Custos das perdas não técnicas regulatórias sobre a receita requerida em 2018.



Fonte: ANEEL, 2019.

A redução das perdas pelas distribuidoras traz benefícios aos consumidores: redução dos valores regulatórios, aumento do rateio dos demais custos (redução da tarifa), diminuição do desperdício e melhoria na qualidade do fornecimento.

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 rateados com os demais consumidores, o que diminui a tarifa de energia.

## 2.4 PERDAS NO BRASIL

O Brasil é um país em desenvolvimento e, como tal, possui consideráveis níveis de perdas não técnicas na distribuição de energia elétrica. Isto porque, como mencionado

anteriormente, estas perdas possuem forte correlação com aspectos sociais e econômicos, dentre outros.

Esta correlação ficou evidenciada e observada no último ciclo tarifário das distribuidoras. Os reflexos da crise econômica do Brasil iniciada em 2014 não permitiram um melhor desempenho na redução das perdas não técnicas de um grupo significativo de distribuidoras em função do crescimento dos níveis de pobreza, desemprego e índices de violência (CASTRO; MIRANDA; VIEIRA, 2019).

Apesar disso, a evolução das perdas técnicas e não técnicas sobre a energia injetada no período de 2008 a 2018 mostrou-se praticamente constante, como é ilustrado na Figura 5.

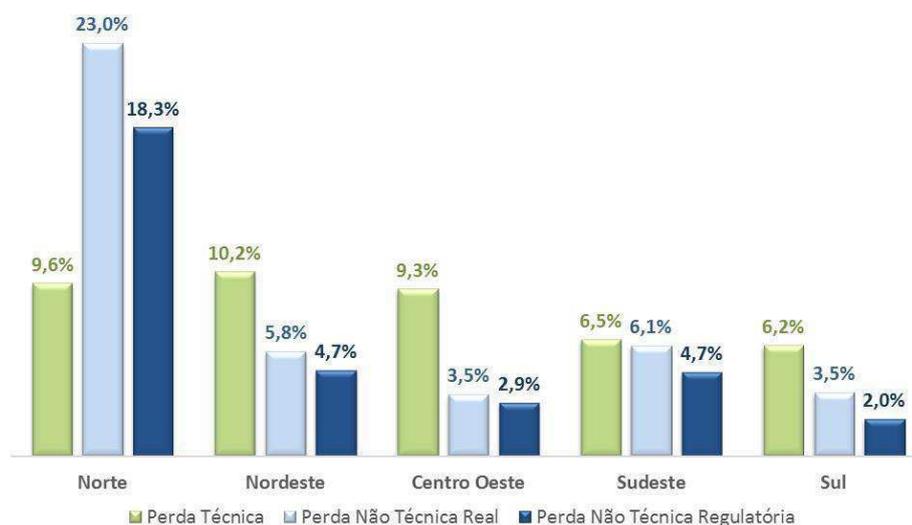
Figura 5 – Perdas sobre a energia injetada (2008-2018).



Fonte: ANEEL, 2019.

Na Figura 6, podem ser observados os índices de perdas, reais e regulatórios, referentes às cinco regiões brasileiras, com relação à energia injetada por região.

Figura 6 – Perdas técnicas, não técnicas reais e regulatórias sobre a energia injetada por região em 2018.



Fonte: ANEEL, 2019.

Percebe-se que os níveis de perdas não técnicas são bastante expressivos na região Norte, contrapondo-se aos níveis observados na região Sul do país. Isto reforça a relação da influência socioeconômica nos índices de perdas comerciais.

### 3 PERDAS TÉCNICAS E METODOLOGIAS DE ESTIMAÇÃO

Este capítulo irá tratar de metodologias utilizadas para a estimativa destas perdas no sistema de distribuição. Serão feitas considerações sobre a estimação das perdas técnicas pela ANEEL e um método levantado pela revisão bibliográfica do tema, utilizado quando não se dispõe de muitas informações sobre o sistema.

#### 3.1 CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS

São observadas bastantes variações nos processos adotados para a determinação das perdas técnicas nos sistemas de distribuição e transmissão. Para os sistemas de transmissão, as perdas são calculadas pela diferença entre a energia entregue ao sistema e a energia de saída do sistema, ambas obtidas por meio de medições eletrônicas. Por sua vez, nos sistemas de distribuição, a grande maioria das empresas distribuidoras utiliza procedimentos como fluxo de potência, processos estatísticos, modelos geométricos, dentre outros, para este cálculo (OLIVEIRA, 2009).

Dos métodos citados, ressalta-se que o fluxo de potência é um método mais elaborado, que apresenta resultados mais precisos, no entanto necessita de uma extensa base de dados do sistema para ser utilizado. Por outro lado, os métodos que se utilizam de processos estatísticos ou modelos geométricos são mais maleáveis quanto a isso; são métodos mais simplistas e necessitam de um número reduzido de dados do sistema. Além disso, permitem a estimativa das perdas de forma rápida. Porém, apesar dessas características, os mesmos apresentam resultados satisfatórios apenas quando aplicadas a grandes sistemas e de forma global (OLIVEIRA, 2009).

A maneira mais eficaz de se alcançar valores mais próximos da realidade ocorre através da realização de simulações da rede, por meio de estudos de fluxo de potência. Este tipo de metodologia é utilizado principalmente nas redes de transporte, dado o elevado grau de monitorização deste tipo de rede. Analisam-se os balanços energéticos nas redes, ou seja, a diferença entre a energia que é injetada e a energia entregue à carga. Existem diversos métodos de estimar as perdas nos sistemas de distribuição. A depender das informações que são conhecidas da rede e do grau de precisão que se pretende na estimação das perdas, é feita a escolha da metodologia mais apropriada (COUTO, 2010).

Alguns aplicativos de fluxo de potência muito difundidos, aplicados especificamente na distribuição de energia elétrica, são o PSS Sincal da Siemens (Siemens, s.d.), o CYME International Inc. (CYME International Inc, s.d.) e o openDSS (EPRI, 2014). No mercado brasileiro, pode-se citar o conjunto de programas, Pertec/Perreg, desenvolvido pela Daimon LTDA (PEREIRA, 2014).

Em Dortolina (2005), observa-se uma classificação dos métodos para o cálculo das perdas técnicas. Trata-se das descrições abaixo:

- *Top-Down*: a estimação das perdas ocorre no sentido da subestação para o consumidor final. Normalmente, são métodos aplicados quando não se dispõe de muitas informações acerca do sistema.
- *Bottom-Up*: a estimação das perdas ocorre no sentido inverso ao *top-down*. De um modo geral, esses métodos necessitam de um grande número de informações da rede, como diagramas de carga dos consumidores e das redes, etc.
- *Hybrid Top-Down/Bottom-Up*: os métodos aqui classificados são utilizados quando se conhece detalhadamente apenas uma parte da rede.

A tese de doutorado de Oliveira (2009) foi pioneira na área de perdas na distribuição do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE), da Universidade

Estadual Paulista (Unesp). Nela, foi proposto um método simplificado para cálculo das perdas técnicas (FARIA, 2016).

Na seção 3.2.2 este método é apresentado. O mesmo foi selecionado para ser aqui exposto por requerer uma quantidade relativamente pequena e acessível de dados por parte das concessionárias de energia elétrica. Porém, ressalta-se que há diversos métodos para a estimação ou cálculo das perdas técnicas, os quais podem ser mais ou menos precisos, conforme a quantidade de informações que possam requerer da rede para serem utilizados.

Com um método alternativo para a estimação de perdas técnicas, o qual necessite de uma quantidade reduzida de informações da rede de distribuição, para contornar a ausência de cadastro detalhado, tem-se considerável utilidade para o órgão regulador e não somente para as concessionárias com problemas de cadastro.

Desse modo, ele pode ser utilizado pelo órgão regulador para fiscalizar as perdas técnicas informadas pelas concessionárias. A fiscalização seria inviável se o órgão regulador só pudesse utilizar um método que o fizesse solicitar necessariamente uma grande quantidade de informações às concessionárias (MÉFFE, 2007).

### **3.1.1 Metodologia ANEEL**

O Módulo 7 do PRODIST, denominado de Cálculo de Perdas na Distribuição, apresenta a metodologia proposta pela ANEEL que objetiva definir indicadores para avaliar as perdas nos segmentos de distribuição de energia elétrica e, assim, estabelecer um método e os procedimentos para apuração das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2019).

São estabelecidas neste módulo as informações necessárias ao cálculo das perdas pelas concessionárias de energia elétrica. Cada distribuidora deve apresentar avaliação das perdas por segmento, detalhando a metodologia utilizada no estudo. As perdas nas DIT (Demais Instalações de Transmissão) compartilhadas serão apuradas pela CCEE, que deverá informar os valores de cada distribuidora à ANEEL. Os estudos realizados pela distribuidora e o detalhamento das informações fornecidas devem estar disponíveis para fiscalização da ANEEL, por um período de cinco anos.

Se forem verificadas inconsistências nas informações prestadas pelas concessionárias, impossibilitando a realização do cálculo de perdas na distribuição pela metodologia descrita no Módulo 7, o percentual de perdas técnicas sobre a energia injetada a ser adotado para a distribuidora terá como referência o menor valor entre os percentuais já calculados pela ANEEL.

São feitas algumas considerações no tocante aos parâmetros regulatórios do sistema, tais como:

- Valor de referência de 0,92 para o fator de potência para fins do cálculo das perdas do SDMT e SDBT;
- Não considerar no cálculo de perdas elementos de compensação de energia reativa instalados no SDMT e SDBT;
- Considerar 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, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, e por fugas de correntes em isoladores e para-raios;
- Os valores regulatórios de perdas totais e em vazio para os transformadores de distribuição se encontram definidos no Anexo I do Módulo 7;
- 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;
- 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;
- Dentre outros.

O sistema de distribuição é segmentado nos itens apresentados abaixo para o método de cálculo em questão:

- i. redes do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT);
- ii. transformadores de potência;
- iii. reguladores, redes do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT);
- iv. Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT);
- v. transformadores de distribuição;
- vi. ramais de ligação;
- vii. medidores de energia das unidades consumidoras do SDBT.

É definida a forma de calcular as perdas técnicas para cada um desses segmentos e estabelecida a forma de caracterização da carga para fins de aplicação do método de fluxo de potência. O cálculo de perdas na distribuição é realizado para cada mês do período de apuração, que consiste em um ano, coincidente com o ano civil.

As perdas de energia nas redes e nos equipamentos associados ao SDAT são apuradas por dados obtidos do sistema de medição, ao passo que as perdas ocorridas no SDMT e no SDBT, onde estão incluídos os ramais de ligação, são calculadas através de método de fluxo de potência.

Para o cálculo dos indicadores de perdas, que auxiliam na avaliação do sistema da distribuidora, definem-se:

- a) Energia injetada (EI): energia ativa medida proveniente de agentes supridores (transmissores, outras distribuidoras e geradores) e da geração própria necessária para atendimento do mercado da distribuidora e das perdas ocorridas no sistema de distribuição;
- b) Energia fornecida (EF): energia ativa entregue medida ou estimada, nos casos previstos pela legislação, a outras distribuidoras, às unidades consumidoras cativas e livres, mais o consumo próprio;
- c) Energia passante (EP): total de energia ativa que transita em cada segmento do sistema de distribuição;
- d) Perdas na distribuição (PD): corresponde à diferença entre a Energia Injetada e a Energia Fornecida;
- e) Perdas técnicas (PT): corresponde à energia dissipada no sistema de distribuição devido a fenômenos da física;
- f) Perdas técnicas do segmento (PTS): perdas técnicas em cada segmento do sistema de distribuição;
- g) Perdas não técnicas (PNT): corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas.

Assim, são definidos os indicadores de perdas:

- Percentual de Perda Técnicas do Segmento (IPTS): percentual de perdas técnicas em relação à energia que transita no segmento i:

$$IPTS_i = \frac{PTS_i}{EP_i} \times 100 [\%] \quad (\text{Eq. 01})$$

- Percentual de Perdas Técnicas (PPT): percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada:

$$PPT = \frac{PT}{EI} \times 100 [\%] \quad (\text{Eq. 02})$$

- Percentual de Perdas na Distribuição (PPD): percentual de perdas totais em relação à energia injetada:

$$PPD = \left(1 - \frac{EF}{EI}\right) \times 100 [\%] \quad (\text{Eq. 03})$$

- Percentual de Perdas Não Técnicas – PPNT: percentual de perdas não técnicas em relação à energia injetada:

$$PPNT = PPD - PPT [\%] \quad (\text{Eq. 04})$$

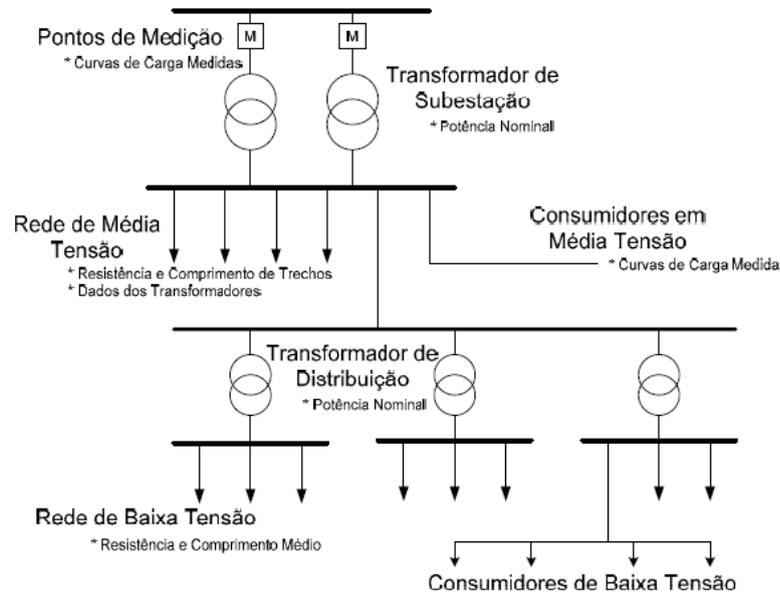
### 3.1.2 Novo Top-Down

O método de Oliveira (2009), descrito neste item, é denominado pelo autor de Novo *Top-Down* (NTD) – naturalmente, o mesmo enquadra-se na classificação *Top-Down* descrita anteriormente, a qual se utiliza de uma quantidade menor de dados do sistema para a determinação das perdas técnicas. Este método propõe-se a contemplar grande parte das empresas de distribuição, utilizando dados comuns a todas elas. Considera-se, para isso, que as empresas possuem no mínimo medições eletrônicas em seus sistemas, ou subestações, ou até mesmo em seus alimentadores de forma individual. Este método possui como principais entradas as informações indicadas abaixo.

- Curva de carga na subestação (ou alimentador).
- Dados da rede de média tensão (topologia, cabos).
- Dados dos transformadores (número e kVA).
- Dados médios da rede de baixa tensão (tipo de cabo e km).

A Figura 7 indica como o sistema de distribuição é segmentado para a estimação das perdas pelo método aqui descrito. Além disso, podem-se observar os dados necessários para cada um dos segmentos.

Figura 7 – Segmentos e dados para o NTD.



Fonte: Adaptado de Oliveira (2009).

Desse modo, este método pode contornar a deficiência de muitas empresas que não possuem os dados de todos os seus clientes e/ou dados de alguns segmentos, como circuitos de baixa tensão, ramais de ligação e medidores de energia. A seguir, serão apresentados mais detalhes desse método.

### 3.1.2.1 Conceitos introdutórios

Definem-se os termos abaixo para a compreensão do referido método de cálculo de perdas técnicas.

#### a) Fator de carga

Trata-se da relação entre a demanda média  $D_{méd}$  e a demanda máxima  $D_{máx}$  em um período  $\Delta T$  (GÖNEN, 2008).

$$F_C = \frac{D_{méd}}{D_{máx}} = \frac{1}{D_{máx}} \times \frac{\int_1^{N_{período}} D(t) dt}{\Delta T} \quad (\text{Eq. 05})$$

em que:

$N_{período}$ : Número de períodos da curva de carga.

Como  $\int_1^{N_{período}} D(t) dt$  corresponde à energia fornecida ao sistema ( $E$ ) em um intervalo de tempo  $\Delta T$ , então:

$$F_C = \frac{E}{D_{m\acute{a}x} \times \Delta T} \quad (\text{Eq. 06})$$

Esta forma é a mais usual na determinação do fator de carga, uma vez que a energia  $E$  e a demanda máxima  $D_{m\acute{a}x}$  podem ser obtidas por meio de medições nas subestações e em pontos de fornecimento de consumidores expressivos.

b) Fator de perdas

Trata-se da relação entre as perdas em demanda média  $P_E$  e as perdas em demanda máxima  $P_D^{m\acute{a}x}$  em um período  $\Delta T$  ou, de outro modo, pode-se dizer que o fator de perdas é o fator de carga das perdas (GÖNEN, 2008).

$$F_P = \frac{P_D^{m\acute{e}d}}{P_D^{m\acute{a}x}} = \frac{1}{P_D^{m\acute{a}x}} \times \frac{\int_0^{N_{per\acute{o}do}} p(t) dt}{\Delta T} \quad (\text{Eq. 07})$$

Como  $\int_0^{N_{per\acute{o}do}} p(t) dt$  é a perda de energia do sistema  $P_E$  durante o intervalo de tempo  $\Delta T$ , tem-se:

$$F_P = \frac{P_E}{P_D^{m\acute{a}x} \times \Delta T} \quad (\text{Eq. 08})$$

em que:

$F_P$ : Fator de perdas;

$P_E$ : Perdas de energia, em kWh;

$P_D^{m\acute{a}x}$ : Perdas de demandas máximas, em kVA.

No entanto, a utilização da última equação para o cálculo do fator de perdas não é viável dado que as perdas de demanda e energia não são obtidas por meio de medições diretas. Deve haver o conhecimento prévio do fator de perdas para essas estimativas.

c) Método de alocação de carga: *Metered Feeder Demand* (MFD)

Métodos de alocação de carga são utilizados para estimar a carga nos pontos de consumo. Existem vários métodos nesse sentido, os quais, em grande maioria, empregam inteligência artificial e análises estatísticas. No entanto, aqui somente será tratado o método MFD, que será utilizado para o cálculo das perdas.

O método MFD baseia-se no fato de que a maioria das subestações de distribuição possuem equipamentos para obter curvas de cargas no ponto inicial de todos os alimentadores (redes de MT) e esta medição é suficiente para a obtenção da carga máxima ou mínima em

todos os pontos de interesse de uma rede de MT, não sendo necessário determinar informações individuais de consumo dos clientes ou dos transformadores de distribuição e nem realizar um conjunto de medições.

Define-se o fator de alocação (ou fator de utilização do sistema) a partir da curva de carga do início da rede e do somatório das potências individuais dos transformadores de distribuição, sendo calculado conforme equação abaixo.

$$F_A = \frac{D_{medida}}{S_{total}} \quad (\text{Eq. 09})$$

em que:

$D_{medida}$ : demanda medida de um dia típico do período em análise, em kW ou kVA;

$S_{total}$ : somatório das potências nominais dos transformadores de distribuição, em kVA.

Como foi dito anteriormente, tem-se que o fator de alocação também é definido como o fator de utilização do sistema. Este fator leva em consideração o carregamento em certo instante e promove uma divisão proporcional deste carregamento do início do alimentador para todos os transformadores do sistema. Assim, tem-se a obtenção de cálculos elétricos considerando valores de carga máxima ou outros patamares de carga. Desse modo, a carga alocada para cada transformador corresponde à expressão abaixo.

$$Carga_{Transf} = F_A \times S_{Transf} \quad (\text{Eq. 10})$$

em que:

$S_{Transf}$ : Potência nominal do transformador, em kVA.

Ressalte-se que, quanto maior o número de transformadores, melhores são os resultados obtidos.

### 3.2.1.2 Procedimentos iniciais

A estimação das perdas por meio do fator de perdas é baseada na equação já apresentada anteriormente:

$$F_P = \frac{P_E}{P_D^{m\acute{a}x} \times \Delta T} \quad (\text{Eq. 11})$$

em que:

$F_P$ : Fator de perdas;

$P_E$ : Perdas de energia, em kWh;

$P_D^{m\acute{a}x}$ : Perdas de demandas máximas, em kVA.

Para que se determinem as perdas técnicas, é preciso dispor do fator de perdas e das perdas de demandas máximas, por meio de uma base de dados mínimos. O fator de perdas pode ser determinado a partir da curva de carga – quando se conhece a mesma – ou a partir de sua relação com o fator de cargas.

Para o cálculo do fator de perdas partindo-se da curva de carga, tem-se:

$$F_P = \frac{1}{(D_{m\acute{a}x})^2 \times \Delta T} \sum_{t=1}^N [D(t)]^2 \quad (\text{Eq. 12})$$

em que:

$D(t)$ : Demanda no instante  $t$ ;

$D_{m\acute{a}x}$ : Demanda ou potência máxima, em kW ou kVA.

Para o cálculo do fator de perdas por meio da relação com o fator de carga, tem-se:

$$F_P = (F_C)k + (F_C)^2(1 - k) \quad (\text{Eq. 13})$$

em que:

$k$ : Coeficiente que relaciona os fatores de perdas e de carga.

Tipicamente, adota-se o valor de  $k$  igual a 0,30. Mais detalhes sobre este parâmetro e sobre as equações descritas anteriormente são encontrados em (OLIVEIRA, 2009).

Finalmente, o método Novo *Top-Down*, aqui descrito, divide-se basicamente em três passos para a obtenção das perdas técnicas:

- a. Cálculo do fator de perdas.
- b. Cálculo das perdas de demanda por segmentos em condição de carga máxima (conforme método MFD), partindo da subestação e chegando a rede de baixa tensão.
- c. Determinação das perdas técnicas de energia totais usando o fator de perdas para cada um dos segmentos.

### 3.1.2.3 Cálculo das perdas técnicas por segmentos

O cálculo das perdas é dividido em segmentos, os quais correspondem às redes de média tensão, aos transformadores de distribuição e de subestação, além das redes de baixa tensão e de uma categoria denominada de *outros*, que se trata do segmento que considera as

perdas de difícil quantificação no sistema de distribuição. As formas para este cálculo são mostradas a seguir.

- Rede de média tensão

Como mencionado previamente, parte-se do princípio que as redes de média tensão possuem medições eletrônicas no início de seus alimentadores (ou na subestação). Desse modo, utilizando-se o método MFD descrito anteriormente, tem-se a alocação de carga para cada transformador. Considerando-se a carga alocada e os dados da topologia da rede, processa-se um algoritmo de fluxo de potência determinístico para obter as perdas de demanda máxima para os alimentadores de média tensão  $P_{D,MT}^{máx}$ . Assim, com o fator de perdas  $F_P$ , estimam-se as perdas  $P_{E,MT}$ :

$$P_{E,MT} = F_P (P_{D,MT}^{máx}) \Delta t \quad (\text{Eq. 14})$$

- Transformador

Considerando a distribuição uniforme da carga no início dos alimentadores entre os transformadores de distribuição, promovida pelo método de alocação de carga MFD, os cálculos das perdas de demanda máxima  $P_{D,TR}^{máx}$ , em kW, nos transformadores de distribuição são efetuados conforme equação abaixo.

$$P_{D,TR}^{máx} = \text{perdas}_{fe} + \left( \frac{\text{carga}_{transf}}{S_{NOM}} \right) \text{perdas}_{cu} \quad (\text{Eq. 15})$$

em que:

$\text{perdas}_{fe}$ : Perdas nominais no ferro do transformador de distribuição, em kW;

$\text{perdas}_{cu}$ : Perdas nominais no cobre do transformador de distribuição, em kW;

$\text{carga}_{transf}$ : Carga alocada no transformador de distribuição pelo método MFD, em kVA;

$S_{NOM}$ : Potência nominal do transformador de distribuição, em kVA.

Para obter as perdas técnicas de energia no transformador  $P_{E,TR}$ , em kWh, multiplica-se, na equação acima, somente a parcela que depende da carga pelo fator de perdas (as perdas no núcleo do transformador não dependem da carga). Desse modo, tem-se:

$$P_{E,TR} = \left[ \text{perdas}_{fe} + F_P \left( \frac{\text{carga}_{transf}}{S_{NOM}} \right) \text{perdas}_{cu} \right] \Delta t \quad (\text{Eq. 16})$$

em que:

$F_P$ : Fator de perdas;

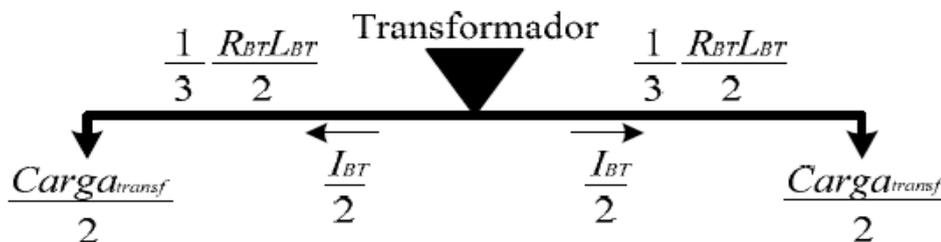
$\Delta t$ : Período de análise, em horas.

Ressalte-se que, nas subestações de distribuição, dentre os equipamentos que a constituem, apenas os transformadores contribuem expressivamente para os índices de perdas técnicas e os valores dessas perdas podem ser estimados utilizando-se as equações acima também.

- Rede de baixa tensão

Como este método propõe-se a utilizar uma base mínima de dados para o cálculo das perdas técnicas, é considerada uma tipologia única para as redes de baixa tensão, na qual o transformador encontra-se no centro geométrico e de carga do circuito em questão. Uma vez que a carga é considerada uniformemente distribuída, para fins de cálculo ela pode ser distribuída por uma concentrada no final do trecho de valor igual a 1/3 do total.

Figura 8 – Tipologia das redes de baixa tensão para o método NTD.



Fonte: Adaptado de Oliveira (2009).

Com a carga alocada em cada um dos transformadores de distribuição para o ponto de demanda máxima, conforme o método MFD, obtém-se a corrente  $I_{BT}$ , em ampère, para cada um dos circuitos de baixa tensão:

$$I_{BT} = \frac{Carga_{transf}}{V_{BT}} \quad (\text{Eq. 17})$$

em que:

$Carga_{transf}$ : Carga alocada no transformador de distribuição pelo método MFD, em kVA;

$V_{BT}$ : Tensão das redes de baixa tensão, em kV.

As perdas de demanda máxima para a topologia apresentada correspondem à equação abaixo:

$$P_{D,BT}^{m\acute{a}x} = 2 \frac{1}{3} \frac{R_{BT}L_{BT}}{2} \left( \frac{I_{BT}}{2} \right)^2 \quad (\text{Eq. 18})$$

em que:

$R_{BT}$ : Resistência média das redes de baixa tensão, em  $\Omega/\text{km}$ ;

$L_{BT}$ : Comprimento total das redes de baixa tensão, em km.

Então, determinam-se as perdas técnicas no segmento de baixa tensão  $P_{E,BT}$  através da equação do fator de perdas:

$$P_{E,BT} = F_P(P_{D,BT}^{max})\Delta t \quad (\text{Eq. 19})$$

Observa-se que as informações necessárias da rede de distribuição – resistência, comprimento das redes – são valores médios, de modo que correspondem às características requeridas pelo método NTD, dentre elas a utilização de uma reduzida base de dados.

- Outros

Normalmente, métodos que realizam cálculos de perdas por segmento consideram o segmento *outros*, no qual estão inseridas as perdas de difícil quantificação, geralmente associadas a banco de capacitores, reguladores de tensão, conexões, perdas por correntes de fuga em isoladores, árvores, etc.

No método aqui descrito as perdas nos ramais de ligação e medidores são incorporadas ao segmento *outros*, uma vez que é necessária uma extensa quantidade de dados para os cálculos e porque os valores das respectivas perdas em geral encontradas nestes segmentos não têm muita expressividade em relação às perdas técnicas totais.

Desse modo, as perdas neste segmento  $P_{E,OT}$  são uma porcentagem das perdas técnicas obtidas dos demais segmentos do sistema de distribuição, calculadas anteriormente.

$$P_{E,OT} = P_{\%}(P_{E,SE} + P_{E,MT} + P_{E,TR} + P_{E,BT}) \quad (\text{Eq. 20})$$

em que:

$P_{\%}$ : Porcentagem da soma das perdas técnicas calculadas nos demais segmentos;

$P_{E,SE}$ : Perdas técnicas de energia no segmento Subestação de Distribuição;

$P_{E,MT}$ : Perdas técnicas de energia no segmento Rede de Média Tensão;

$P_{E,TR}$ : Perdas técnicas de energia no segmento Transformador de Distribuição;

$P_{E,BT}$ : Perdas técnicas de energia no segmento Rede de Baixa Tensão.

Uma vez que as perdas nos ramais e nos medidores aproximam-se de 20% das perdas dos demais segmentos, propõe-se uma porcentagem entre 15 e 25% para o segmento Outros no método NTD.

### 3.2 DIFICULDADES NA ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS

De acordo com Couto (2010), são vários os fatores que tornam o cálculo das perdas técnicas um processo dificultoso, dentre os quais, podem-se mencionar:

- a) As perdas ôhmicas nos condutores apresentam valores muito dispersos, uma vez que dependem do comprimento dos cabos, da topologia da rede, do número de consumidores e da seção dos condutores. Desse modo, faz-se necessária uma base de dados atualizada constantemente para garantir a qualidade do método de determinação das perdas.
- b) As perdas nos transformadores – no núcleo e no cobre – variam conforme o tipo de transformador, sendo às vezes complicado o acesso ao valor das mesmas, estando dependente do fabricante.
- c) Atribuir às perdas que ocorrem em outros componentes, tais como ramais de ligação, medidores de energia, correntes de fuga em isoladores, etc. um pequeno valor na totalidade das perdas.

## **4 PERDAS NÃO TÉCNICAS E MÉTODOS DE DETECÇÃO**

Neste capítulo, serão apresentadas as principais formas que caracterizam as perdas não técnicas ou comerciais nos sistemas de distribuição. Além disso, serão mostrados os principais métodos de detecção dessas perdas e também ações que são utilizadas no combate a isto.

### **4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

As perdas comerciais são ocasionadas por aspectos internos e externos à empresa de distribuição. No que se refere às razões internas têm-se as falhas apresentadas no sistema de medição das unidades consumidoras, os erros de leitura ou no banco de dados para faturamento das mesmas, e também diferenças originadas no faturamento sem medição como é o caso da iluminação pública. No que se refere às razões externas têm-se as fraudes efetuadas por consumidores, os autorreligamentos de unidades desligadas e as ligações clandestinas realizadas diretamente na rede de distribuição (BASTOS, 2011).

As ligações irregulares na rede de distribuição de energia representam um risco considerável para a segurança pública, visto que modificam as características da rede e podem acarretar em sérios acidentes e incêndios, por vezes fatais (COMETTI; VAREJÃO, 2005).

Existe uma vasta literatura a respeito das perdas técnicas, porém o estudo das perdas comerciais é mais recente e passou a ser mais expressivo somente nos últimos anos do século XX, pois eram tradicionalmente vistas como um problema gerencial. O comportamento dessa classificação de perdas é influenciado por múltiplos fatores temporais, sazonais, aleatórios, socioeconômicos, criminalidade, corrupção, etc (FARIA, 2016).

Observa-se que não há homogeneidade nos níveis de perdas não técnicas entre as distribuidoras no Brasil. Dentro do Grupo Energisa, por exemplo, têm-se casos como o da Energisa Borborema e Ceron com índices bastante distintos: - 0,79 % e 16,52%, respectivamente, no ano de 2018. No caso da Ceron, a distribuidora encontra-se com níveis de perdas acima do estabelecido pela ANEEL, que é de 22,88%, o que representa prejuízos.

Das medidas adotadas pelo Grupo Energisa no combate às perdas, destaca-se a implantação de sistema de medição centralizada em áreas críticas (regiões de alta incidência de ligações clandestinas, áreas tombadas como patrimônio histórico, em que as irregularidades são ocultas por fachadas de prédios, e aldeias indígenas). Destaca-se também ampliação do volume de inspeção, intensificação das blindagens de redes com a substituição de rede de BT aberta por rede multiplex, modernização do parque de medidores e blindagem de padrões de medição através do uso de caixas blindadas e do DLCB (dispositivo de lacre do compartimento de borne do medidor) (ENERGISA, 2018).

Existem dois tipos de medidores de energia, que são os medidores analógicos e os medidores digitais. A maior parte das unidades consumidoras no Brasil possui ainda medidores analógicos, o que facilita a ocorrência de fraudes. Observa-se a ocorrência de fraudes grosseiras como a inserção de obstáculos físicos no disco do medidor analógico, para impossibilitar a rotação do mesmo, por exemplo. Por motivos como esse e também por razões financeiras, os medidores analógicos avariados vêm sendo substituídos gradativamente por medidores digitais (COMETTI; VAREJÃO, 2005).

## 4.2 TIPOS DE PERDAS COMERCIAIS

Sabe-se que perdas comerciais correspondem a toda e qualquer parcela de energia elétrica que não é faturada pela distribuidora e existem muitas possibilidades para esse tipo de perda. Em Smith (2004) verifica-se uma classificação em quatro tipos de adulterações que podem caracterizar perdas comerciais. São eles:

- a. Adulteração nos medidores: Alterações nas medidas desses equipamentos podem se dar de diversas formas, das mais elaboradas às mais simplórias, como, por exemplo,

danos propositais ao medidor. Outro aspecto é a facilidade de acesso ao medidor, que facilita ações no sentido de interferência magnética, que consiste em usar um ímã para impedir a rotação do disco magnético do medidor analógico. Há também o chamado “by-pass”, o qual possibilita que a energia não passe pelo medidor, registrando assim um consumo nulo, além da ligação em paralelo com o equipamento.

- b. Conexões ilegais: Constituem as ligações irregulares ou clandestinas efetuadas por consumidores que não pagam pela energia consumida, porque não querem ou não podem. Verifica-se com frequência em comunidades vulneráveis e de baixa renda, por exemplo, nas quais a fiscalização e o combate a este tipo de perda é dificultoso. Normalmente essas conexões são estabelecidas direto no alimentador de baixa tensão ou no transformador de serviço e, em virtude disso, podem ser visualmente identificadas.
- c. Irregularidades nas cobranças: Ocorrem devido a erros na leitura do medidor pelo leiturista ou devido à própria falha deste equipamento, de modo que a cobrança não é feita corretamente.
- d. Inadimplência: Casos em que o consumidor está inadimplente em relação ao pagamento das faturas.

Pode-se mencionar também como causas que contribuem para esse tipo de perdas a inexistência de medidores em algumas unidades consumidoras. Existem casos nos quais as unidades consumidoras não têm medição por falha da concessionária, e outros, previstos em lei, onde os consumidores não têm equipamento medidor, como quiosques, iluminação pública, dentre outros. Ainda assim, as fraudes e furtos de energia elétrica são, de fato, as mais expressivas parcelas no montante de perdas comerciais (PENIN, 2008).

A Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) estabelece as seguintes definições para fraude e furto de energia:

- Fraude: alteração no funcionamento dos equipamentos de medição, visando redução no registro de demanda e/ou consumo, induzindo ou mantendo a concessionária em erro.
- Furto: subtração de energia elétrica das redes da concessionária sem medição e com prejuízo desta.

Consideram-se exemplos de fraude:

- a) Troca nas ligações da medição que fazem o disco girar para trás;
- b) Seccionamento ou abertura da alimentação do potencial dos medidores (ou abertura dos terminais de prova);

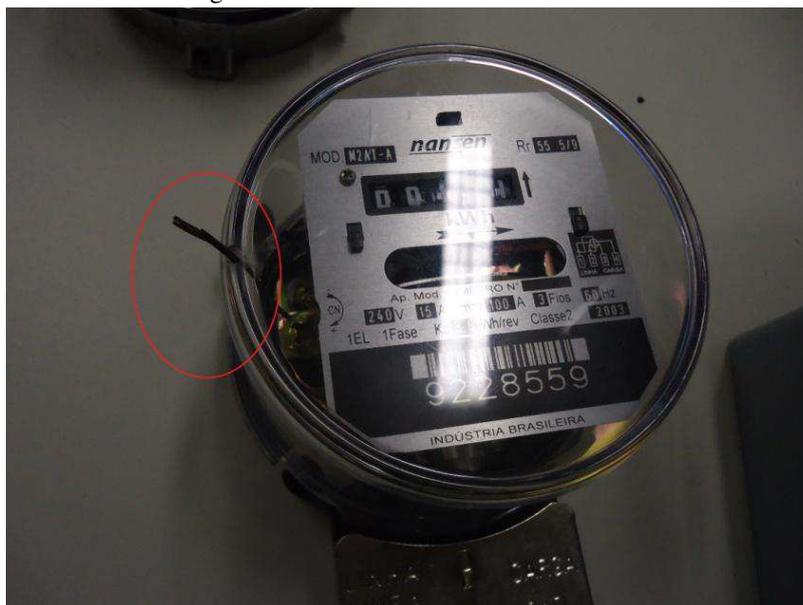
- c) Bloqueio do disco do medidor;
- d) Manuseio do registrador;
- e) Troca de engrenagens do registrador do medidor;
- f) Bobina de potencial violada;
- g) Fios dos secundários dos transformadores de corrente descascados, formando ponte por contato entre os condutores, reduzindo a corrente de circulação pelo medidor;
- h) Lâmina da chave de aferição aberta;
- i) Alargamento dos polos da chave de aferição, interrompendo o contato elétrico;
- j) Verniz isolante nos polos da chave de aferição.

Consideram-se exemplos de furto:

- a) Ligação clandestina;
- b) Desvio de energia.

Na Figura 9 pode-se observar um medidor ciclométrico, cuja lateral foi aberta e nela inserida a piaçava de uma vassoura para travar ou retardar o disco do medidor e, com isso, marcar um consumo menor que o real (KUP, 2015).

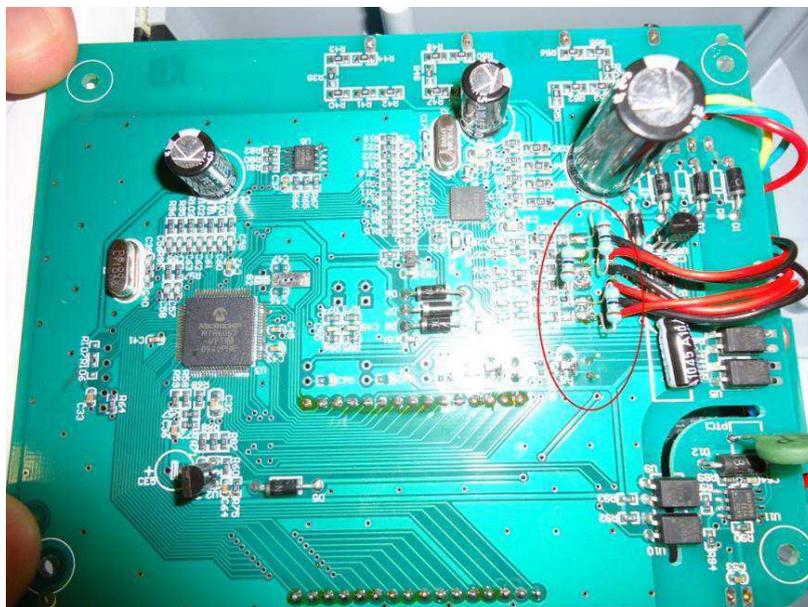
Figura 9 – Medidor ciclométrico fraudado.



Fonte: Adaptado de Kup (2015).

Embora apresentem mais dificuldades para serem burlados, medidores eletrônicos também podem sofrer adulterações. Na Figura 10 pode-se observar a placa de um medidor fraudado, no qual foram inseridos resistores para que o medidor registre um consumo menor que o real.

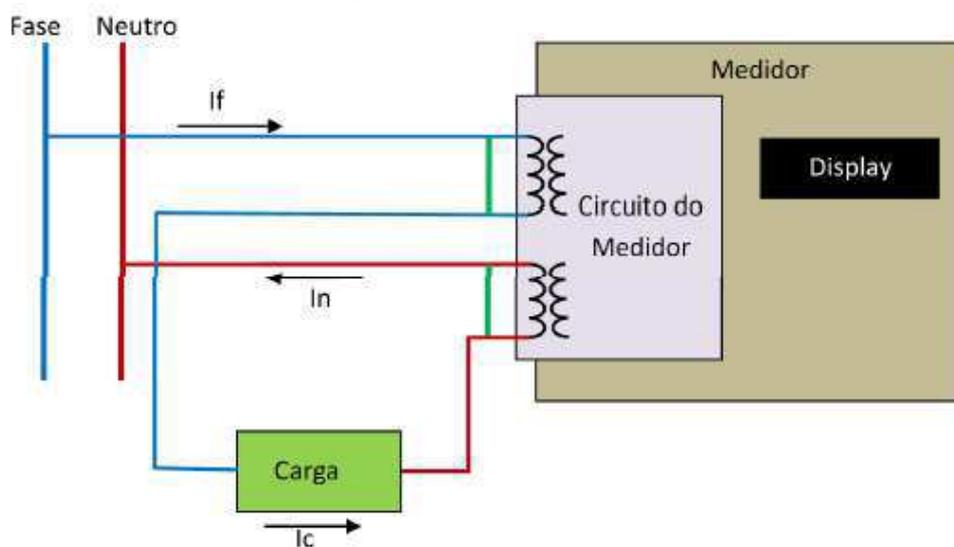
Figura 10 – Placa de um medidor eletrônico fraudado.



Fonte: Adaptado de Kup (2015).

Na Figura 11 é mostrada uma configuração comum de adulteração nos medidores, o que se denomina de *by pass* no medidor. Observa-se que os terminais das bobinas são curto-circuitados, de modo que as bobinas não são percorridas pela corrente da carga.

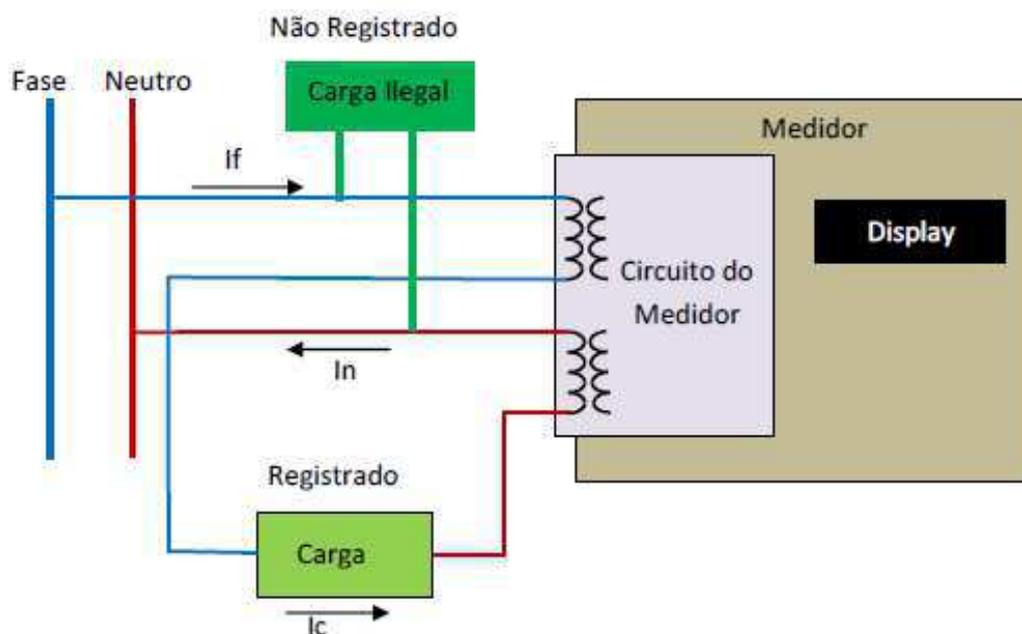
Figura 11 – *By pass* no medidor.



Fonte: Adaptado de Ferreira (2015).

Na Figura 12, uma carga é conectada ao sistema sem que a energia consumida por ela seja registrada pelo medidor.

Figura 12 – Ligação em paralelo com o medidor.



Fonte: Adaptado de Ferreira (2015).

Na Tabela 1 estão relacionadas as origens das perdas, onde as quais estariam ocorrendo – se no grupo dos clientes ou não – e possíveis soluções ou medidas mitigadoras (BASTOS, 2011).

Tabela 1 – Perdas comerciais na distribuição.

| Grupo               | Origem  | Possíveis soluções   |
|---------------------|---|--|
| Clientes da empresa | Interna: erro de leitura, defeito ou obsolescência do medidor, erro na ligação, especificação inadequada da medição, engano no banco de dados.                                      | Acompanhamento do processo de ligação e faturamento; atualização do banco de dados; treinamento dos empregados que especificam o sistema de medição e dos ligadores; inspeções de medidores (lote e individual), outras. |
|                     | Externa: fraudes como desvio embutido, desvio antes da medição, circuito de potencial interrompido, medidor avariado, ponte nos terminais, ponte no transformador de corrente, etc. | Inspeções; acompanhamento do histórico de consumo; instalação de medição totalizadora; desenvolvimento de ferramentas de IA que ajudem a identificar desvios de consumo mesmo que  |

|                     |   |   |
|---------------------|---|---|
|                     |   | sazonais, melhorando a taxa de acerto das inspeções; lacres no sistema de medição; uso de rede antifurto e outras.  |
| <b>Não-clientes</b> | Ex-clientes desligados que se autorrelegam.               | Adequação tarifária; subsídios intra-setorial; facilidades de negociação de débitos; inspeção das unidades desligadas, lacres no sistema de medição e outras.           |
|                     | Conexões ilegais: invasões, loteamentos irregulares, etc. | Mapeamento das zonas; proposições de políticas sociais conjuntas com prefeituras, polícia e justiça; financiamento do padrão de ligação; rede antifurto, dentre outras. |

Fonte: Adaptado de Bastos (2011).

### 4.3 MÉTODOS PARA DETECÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS

Há uma técnica pouco eficiente e muito dispendiosa para detectar perdas comerciais, conhecida como “operação de varredura”, a qual consiste em selecionar uma área geográfica e nela buscar os usuários fraudulentos. Algumas ineficiências dessa prática são o custo para a distribuidora, uma vez que são necessárias várias equipes de inspeção e recursos da companhia e também a demora no processo, pois só é possível estimar perdas comerciais em extensas áreas geográficas (cobertas pelos alimentadores); todos os consumidores do local selecionado são visitados.

Além disso, trata-se de uma operação facilmente identificada pela comunidade, o que permite que os usuários indevidos escondam suas ilegalidades. Vale dizer, ainda, que essa operação é limitada a regiões nas quais a quantidade de fraudes é suficientemente grande para compensar os custos com esta ação (COMETTI; VAREJÃO, 2005).

Em Ferreira (2015), observa-se a classificação dos métodos para detecção de perdas em duas modalidades: métodos indiretos e métodos diretos.

### 4.3.1 Métodos indiretos

Os métodos diretos são caracterizados pela estimação das perdas comerciais baseando-se nas perdas técnicas do sistema. As perdas comerciais são obtidas subtraindo-se da potência total fornecida a parcela correspondente de perdas técnicas. Desse modo, é importante a determinação mais precisa possível das perdas técnicas para a melhor quantificação das perdas comerciais.

Com relação ao cálculo das perdas técnicas, como já mencionado anteriormente neste trabalho, estas são tão melhores estimadas quanto mais completos forem os dados do sistema. Nos casos em que se dispõe das curvas de carga e parâmetros elétricos da rede, podem-se utilizar métodos de fluxo de carga. Nos casos em que o sistema for pouco conhecido, as perdas técnicas são normalmente estimadas por métodos alternativos.

### 4.3.2 Métodos diretos

Os métodos diretos são caracterizados pela não dependência das perdas técnicas para a sua detecção, ou seja, são determinados de forma direta. Esses métodos são subdivididos basicamente em suas classes:

- Métodos que exploram dados históricos: A partir de dados históricos, podem-se obter padrões de consumo para diferentes classes de consumidores – residenciais, comerciais, industriais, etc. Aqui, verifica-se uma técnica de reconhecimento de padrão para comportamentos não usuais, os quais são vistos como candidatos a locais associados a perdas comerciais. Grande parte dos métodos aqui classificados apresenta uma estrutura comum, dividida em três etapas principais: preparação, classificação e averiguação.
  - Preparação: as informações históricas são usadas para estabelecer um padrão (perfil de consumo de clientes comuns).
  - Classificação: identificação dos possíveis consumidores fraudulentos (comparação dos perfis de consumo de diversos consumidores com os padrões ou grupos estabelecidos na fase de preparação).
  - Averiguação: a conexão destes consumidores é inspecionada e as providências necessárias são tomadas.

- Métodos que não exploram dados históricos: Neste caso, os métodos exploram valores de medidas obtidas em tempo real (ou “quase real”) para determinar se há perdas comerciais. Exemplos: métodos baseados em estimação de estados, comparando valores estimados a valores medidos de potência nos transformadores, em que a observabilidade do sistema é um aspecto desafiador uma vez que nem sempre é possível estimar o estado da rede em virtude de poucas medidas existentes; métodos baseados em ondas viajantes, os quais utilizam medições em alta frequência; técnicas baseadas em balanço de energia, que utilizam medições em tempo real para fazer uma comparação entre valores de energia medidos e esperados.

#### 4.4 COMBATE ÀS PERDAS COMERCIAIS

As perdas não técnicas podem ser reduzidas utilizando-se de métodos técnicos e/ou gerenciais. Os métodos técnicos estão relacionados a investimentos como a implantação de tecnologias de telecomunicação e informação, sensoriamento, monitoração e controle do sistema de distribuição. Em razão de parte significativa das perdas comerciais ocorrerem em virtude de danos nos medidores ou erros de leitura, sugerem-se a utilização de medidores mais complexos e de difícil modificação com leitura automática e remota. Por sua vez, métodos gerenciais estão relacionados à combinação de avanços tecnológicos com programas de gerenciamento. A alocação de investimentos em áreas mais críticas onde se possam obter os maiores benefícios é parte do processo gerencial (SAISSE, 2016).

Em Oliveira (2009), são apresentadas ações com o objetivo de reduzir as perdas comerciais na distribuição de energia elétrica, as quais são expostas a seguir.

- Identificar os locais com maior risco de fraudes e desenvolver campanhas educativas com o apoio dos líderes locais;
- Promover estratégias para participação social, possibilitando ações organizadas nas comunidades com cunho educativo alertando, por exemplo, para o prejuízo que as perdas comerciais causam à sociedade e a divulgação do disque denúncia de fraudes;
- Regularizar os clientes clandestinos;
- Adaptar a rede de distribuição de energia elétrica com a instalação de cabos antifurto, redes compactas ou multiplexadas de média tensão; novos padrões de rede (rede secundária elevada e com cabos concêntricos ou pré-reunidos);
- Implementar políticas de facilitação de quitação de débitos, cobrança prévia e políticas de cortes;

- Atuar no sentido de redução do consumo de energia elétrica. Destacam-se: instalação gratuita de medidores de energia, instalação de aquecedor solar em substituição aos chuveiros elétricos, etc.

No sentido de combater as perdas comerciais de energia elétrica conscientizando a população dos prejuízos dessas perdas aos consumidores regulares, tem-se o projeto de lei 1569/19, o qual estabelece que as empresas distribuidoras de energia elétrica devem especificar, nas contas de energia (popularmente “contas de luz”), o valor referente às perdas comerciais e indicar um telefone para denúncias. A proposta tramita na Câmara dos Deputados (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2019).

## **5 PROPOSTAS DE MEDIÇÃO E ELIMINAÇÃO DAS PERDAS COMERCIAIS**

As ações para combater as perdas comerciais descritas no capítulo anterior são propostas que podem ser implantadas de modo a promover a redução desses índices. Neste capítulo são apresentadas três propostas também no sentido de combater as perdas comerciais, mas intervindo mais diretamente no sistema, utilizando-se de metodologias de medição remota da energia elétrica e de uma intervenção mais simples que também pode ser utilizada em campo para medir essas perdas. Neste caso, com a medição das perdas comerciais, objetiva-se eliminá-las do sistema. As propostas são o Sistema de Medição Concentrada (SMC) e o Sistema de Leitura Automática de Medidores de Energia Elétrica (SALAME).

### **5.1 SISTEMA DE MEDIÇÃO CONCENTRADA**

Este sistema utiliza medição agrupada em poste e é composto por um conjunto de Módulos de Medição reunidos em uma caixa compacta, denominada de Concentrador de Medidores, o qual, por sua vez, é conectado a uma interface de comunicação denominada de Coletor de Dados. A comunicação entre os Módulos de Medição e o Coletor de Dados é realizada pela própria rede elétrica de baixa tensão (*Power Line Communication – PLC*), de modo que não há a necessidade de uma rede de comunicação complementar, o que somaria custos e vulnerabilidade ao sistema. Por sua vez, a comunicação entre o Coletor de Dados e o Sistema de Gestão da Concessionária ocorre através de telefonia móvel. A seguir, são descritos os principais componentes desse sistema.

### 5.1.1 Componentes do sistema

- **Módulos de medição**

São compostos de medidores eletrônicos agregados a um dispositivo de corte (um relé eletromecânico), uma interface de comunicação PLC e uma unidade inteligente que permite o processamento dos comandos recebidos através da interface de comunicação.

- **Concentrador de medidores**

O Concentrador de Medidores é instalado no poste e possui a função de “ponte” entre a rede e o ramal de ligação do cliente. Este componente pode ser visto na Figura 13.

Figura 13 – Concentrador de Medidores.



Fonte: Adaptado de Melo (2005).

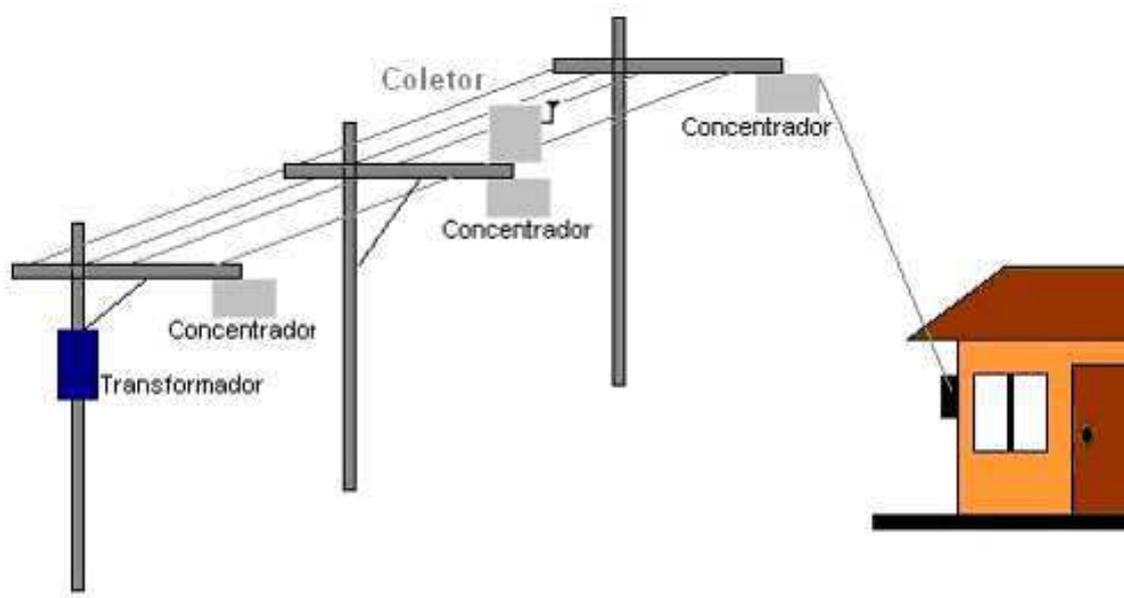
- **Coletor de Dados**

O Coletor de Dados é a interface de comunicação entre os Concentradores e o Sistema de Controle e Gestão da concessionária. Ele administra cada um dos Módulos de Medição do Concentrador PLC e mantém as configurações dos clientes do Concentrador. A gestão do Coletor é realizada através de dois meios de comunicação: uma que se conecta ao sistema remoto via telefonia celular e outra que se conecta com os Módulos de Medida via PLC.

### 5.1.2 Funcionalidade do sistema

O esquema de montagem do Sistema de Medição Concentrada pode ser observado na Figura 14. Este projeto foi inicialmente idealizado para ser um complemento à Rede de Distribuição Aérea Transversal (Rede DAT), a qual consiste na configuração da rede secundária no mesmo nível da rede primária do sistema, para dificultar o acesso à rede (dificultando, assim, os furtos de energia).

Figura 14 – esquema de montagem e conexão dos equipamentos na rede dat.



Fonte: Adaptado de Melo (2005).

Esse sistema diminui significativamente as perdas comerciais uma vez que manipulações que sejam feitas nos medidores residenciais não afetam a medição dos medidores eletrônicos instalados no poste. Além disso, erros de leitura e de digitação também são evitados.

## 5.2 SISTEMA DE LEITURA AUTOMÁTICA DE MEDIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

O Sistema de Leitura Automática de Medidores de Energia Elétrica (SALAME) permite a descoberta de pontos de perdas comerciais de energia na rede de distribuição, seja devido a problemas técnicos – como medidores avariados – ou a perdas devido a fraudes nos medidores. Este sistema promove também a coleta dos dados de cada medidor de energia de

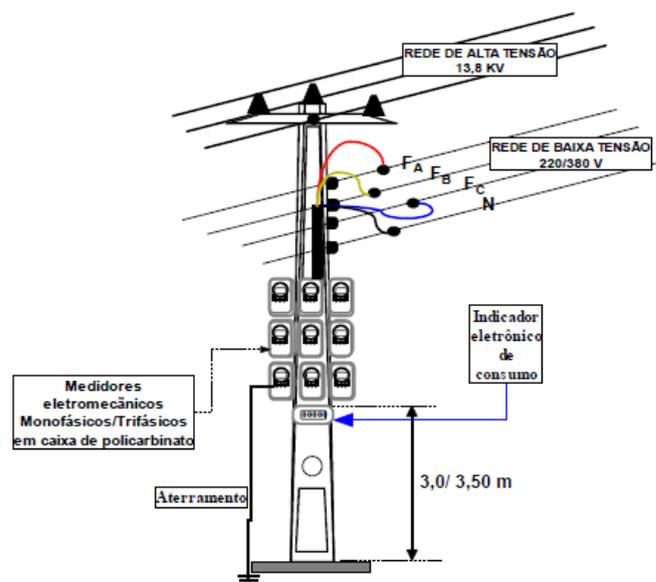
vários consumidores em sincronismo, além de ser capaz de reduzir as perdas de faturamento, eliminando qualquer possibilidade de fraudes e desvios de energia (MONTERO, 2005).

### 5.2.1 Componentes do Sistema

O sistema é composto basicamente das seguintes estruturas:

- Módulos de Medição: dispositivos que contêm os medidores eletromecânicos, responsáveis por realizar as leituras de energia consumida, com algumas adaptações para promover a comunicação das leituras realizadas com os outros componentes do sistema. Também um indicador eletrônico de consumo é instalado a 3 metros de altura, permitindo que os próprios clientes verifiquem a energia que consumiram. Na Figura 16 é apresentado o esquema de instalação dos módulos de medição.

Figura 16 – Descrição do sistema de medidores agrupados em poste.



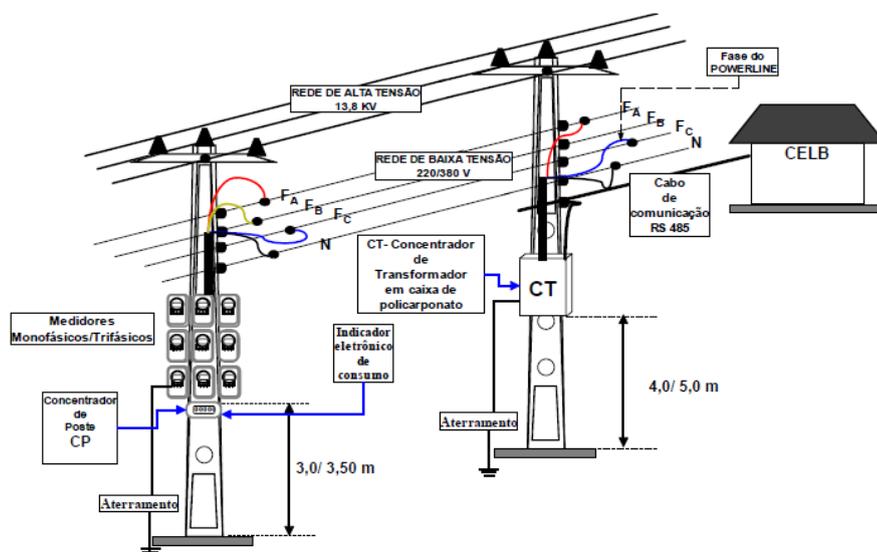
Fonte: Memorial técnico descritivo do projeto.

- Concentradores: são dispositivos eletrônicos, compostos basicamente por um microprocessador, que têm a função de realizar a comunicação entre partes integrantes do sistema. Os tipos de concentradores utilizados são:
  - Concentrador de Poste (CP): sistema acoplado junto aos módulos de medição, que realiza as funções de coleta de consumo do medidor, acionamento de relés para interrupção ou religamento de energia e também é responsável por realizar a comunicação via PLC com o concentrador de transformador (CT);

- Concentrador de Transformador (CT): instalado junto de cada transformador de distribuição, o CT tem como funções a coleta dos dados de medição de consumo de cada medidor conectado em cada uma das três fases da saída do transformador, além de ser responsável por se comunicar com os CP's e também por realizar a comunicação via enlace serial com um concentrador regional (CR);
- Concentrador Regional (CR): tipicamente instalado em um centro geográfico de um bairro, o CR é o dispositivo encarregado de coletar e agregar os dados de medição de consumo de um conjunto de CT's, além de realizar também a comunicação com a estação de gerência (EG);
- Estação de Gerência (EG): instalado junto à concessionária, a EG é o dispositivo encarregado de coletar e agregar os dados de medição de consumo do conjunto de CR's.

Na Figura 17 é ilustrada a esquematização da medição remota. O consumo de cada cliente é registrado não apenas por seu medidor convencional, instalado em sua propriedade, mas também por um medidor instalado no poste, cuja medição é transmitida pelos concentradores à Estação de Gerência, para monitoramento do sistema.

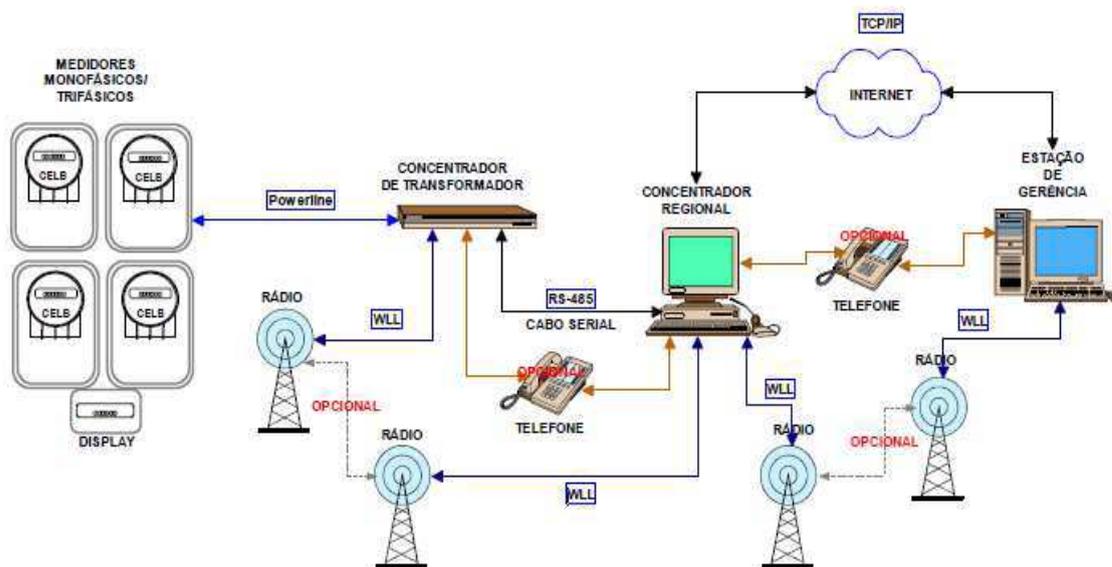
Figura 15 – Descrição da medição remota.



Fonte: Memorial técnico descritivo do projeto.

A Figura 18 indica a descrição global do sistema, apresentando as camadas de comunicação utilizadas para a transmissão dos dados. Nesse sistema o cliente tem acesso às informações via internet e pode ver a leitura de seu medidor a qualquer hora, o que lhe possibilita um maior controle sobre seu consumo.

Figura 16 – Descrição global do sistema.



Fonte: Memorial técnico descritivo do projeto.

## 5.2.2 Aplicação do sistema em campo

A aplicação desse sistema em campo traz significativas contribuições no sentido de combater as perdas comerciais. Esse sistema foi instalado para um dos transformadores da Energisa Borborema na cidade de Campina Grande. Verificou-se, com base nas medições, a ocorrência de fraudes e furtos de energia na área atendida por este transformador, as quais puderam ser eliminadas. Na Figura 19, pode-se observar um agrupamento de medidores em poste, na área de instalação do sistema.

Figura 17 – Sistema de medição agrupada em poste.



Fonte: autor.

Na Figura 20, pode-se observar o poste sobre o qual estão instalados a medição agrupada, o transformador e também um medidor no secundário deste equipamento.

Figura 18 – Transformador e medição no secundário.



Fonte: autor.

Este medidor eletrônico é instalado para ter-se o conhecimento da energia medida na saída do transformador e compará-la com o somatório das medições individuais, como será discutido na adiante.

### 5.3 SISTEMA SIMPLIFICADO COM MEDIÇÃO NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR

Sistemas mais simplificados também podem ser utilizados para a medição de perdas comerciais e até de perdas técnicas. A instalação de medidores no secundário de todos os transformadores, por exemplo, pode permitir a medição das perdas no sistema primário de distribuição, ao comparar o somatório dessas medições com a medição realizada no medidor localizado na saída do alimentador.

Além disso, com a medição no secundário do transformador, pode-se comparar este valor com o somatório das medições referentes às unidades consumidoras atendidas por esse equipamento, adquiridas de seus medidores de energia convencionais, sendo as perdas no sistema secundário de distribuição (ou baixa tensão) a diferença entre esses valores. Esta configuração para medição das perdas na baixa tensão não é tão precisa devido a erros que são introduzidos na própria leitura dos medidores (realizada pelos leituristas), em razão de essas leituras não ocorrem de forma sincronizada.

### 5.4 ANÁLISE GERAL DOS SISTEMAS

Com medidores instalados no lado de baixa tensão do transformador e também em cada ramal que parte do circuito alimentado por este equipamento, considerando-se também os medidores dos clientes, pode-se verificar, por meio do balanço energético, se há perdas muito significativas em algum dos ramais.

Se forem verificados valores expressivos para essas perdas, deve-se checar o motivo disto, que pode ser desde alguma anomalia em alguma unidade de medição até a ocorrência de furtos. Para as expressões abaixo, não foi considerada a energia para suprir a carga de iluminação pública.

Sejam:

$E_{Traf\o}$ : Energia medida no lado de baixa tensão do transformador;

$E_{P,i}$ : Energia medida no poste para o consumidor  $i$ ;

$E_{R,i}$ : Energia medida na residência para o consumidor  $i$ ;

$N$ : Número de unidades consumidoras atendidas pelo transformador.

Tem-se que as leituras da medição no poste e na unidade consumidora devem ser iguais ou muito próximas, a menos de perdas técnicas associadas. Desse modo,

$$E_{P,i} \cong E_{R,i} \quad (\text{Eq. 21})$$

No que se refere ao transformador, a energia medida na saída do mesmo deve corresponder ao somatório das medições individuais, a menos das perdas associadas.

$$E_{Trafo} = \sum_{i=1}^N E_{R,i} + Perdas \quad (\text{Eq. 22})$$

Assim, tem-se que:

$$Perdas = E_{Trafo} - \sum_{i=1}^N E_{R,i} \quad (\text{Eq. 23})$$

Se as perdas obtidas forem significativas, então provavelmente não se tratam apenas de perdas técnicas e devem ser investigados os medidores de poste e residenciais, para possível identificação de perdas comerciais. Fazendo a comparação das leituras entre eles, verificam-se os ramais para os quais a energia não é correspondente.

Desse modo, pode-se observar que a medição agrupada em poste é capaz de eliminar as perdas comerciais. São detectados os “gatos” e também são identificados medidores residenciais que estejam apresentando falhas na medição, para mais ou para menos.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo das perdas de energia elétrica no sistema de distribuição justifica-se no melhor aproveitamento do sistema e também nos aspectos financeiros envolvidos nisso, tanto em relação às concessionárias quanto aos consumidores. A redução das perdas – especialmente as perdas não técnicas, que são passíveis de eliminação – contribui positivamente com o valor da tarifa de energia.

A cada reajuste tarifário, as concessionárias enviam seus dados de perdas para a ANEEL, que utiliza esses valores para compor o preço da tarifa. A estimação das perdas técnicas, segundo o Módulo 7 do PRODIST, é por meio de estudos de fluxo de potência. Porém, nem todas as distribuidoras possuem dados do sistema suficientes para executar este método. Verifica-se, portanto, a importância de métodos como o descrito no Capítulo 3, que necessitam de uma quantidade reduzida de informações para ser executado.

Com relação às perdas comerciais, estas podem ser obtidas subtraindo-se as perdas técnicas das perdas totais. Os modelos de medição propostos no Capítulo 5 podem ser utilizados na identificação e combate às perdas não técnicas, através da comparação das leituras dos medidores no lado de baixa tensão do transformador e também dos demais medidores, conforme explicado.

Há diversas medidas para a diminuição dos índices de perdas comerciais no sistema, intervindo diretamente na rede ou não. Sistemas de medição agrupada em poste aliados à medição remota de energia são eficazes no combate às perdas comerciais, permitindo a medição dessas perdas e a posterior eliminação das mesmas.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. Página institucional. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/>>, Acesso em: 13 nov. 2019.

BASTOS, P, R, F, M. **Diagnóstico de perdas comerciais de energia elétrica na distribuição usando redes Bayesianas**. 2011. 141 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, 2011.

CASTRO, N.; MIRANDA, M.C.; VIEIRA, M.G. **O desafio regulatório das perdas não técnicas das distribuidoras de energia elétrica**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL.

COUTO, M, J, T. **Identificação do potencial de redução de perdas em redes de distribuição**. 2010. 102 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.

FARIA, L, T. **Estimação espaço-temporal das perdas não técnicas no sistema de distribuição de energia elétrica**. 2016. 158 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016.

FERREIRA, T, S, V. **Método para detecção e localização de perdas não técnicas em sistemas de distribuição Explorando medidores inteligentes**. 2015. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015.

GARCIA, V. J. et al. GRASP para o problema de planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica. **A pesquisa Operacional e os Recursos Renováveis**, 2003.

GÖNNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. New York: McGraw-Hill, 1986. 752p.

HUBACK, V, B, S. **Medidas ao combate a perdas elétricas não técnicas em áreas com severas restrições à operação de sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2018. 180 f.

KUP, M, T. **Estudo da medição inteligente para consumidores residenciais no Brasil**. 2015. 72 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

MONTERO, L.R.R. **Desenvolvimento de um laboratório de distribuição para testes de medição remota de energia NA UAEE/CEEI/ UFCG**. Financiamento P e D, ENERGISA.

MÉFFE, A. **Cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição – modelos adequáveis às características do sistema e à disponibilidade de informações**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

NAGAMINE, G, K. **Estudo das perdas não técnicas no sistema elétrico de distribuição e as tecnologias utilizadas para seu combate**. 2011. 92 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Curso de Engenharia Industrial Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

PENIN, C, A, S. **Combate, Prevenção e Otimização das Perdas Comerciais de Energia Elétrica**. 2008. 227 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

QUEIROZ, L, M, O. **Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica**. 2010. 161 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

ROSSONI, A. **Estimação de perdas técnicas e comerciais: métodos baseados em fluxo de carga e estimador de estados**. 2014. 90 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.

SAISSE, R, W. **Detecção de perdas não técnicas em redes de distribuição radiais utilizando estimação de estado**. 2016. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

SMITH, T. B. Electricity theft: A comparative analysis. **Energy Policy**, v.32, 2067-2076, 2004.