

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA-CAMPUS ARARANGUÁ**

**ELICSON COLOMBO MARTINS**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
DE ENERGIA**

**ARARANGUÁ**

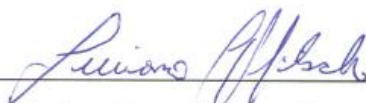
**2016**

**ELICSON COLOMBO MARTINS**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão do Curso II do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina- Campus Araranguá

Aprovado em: 08/07/16



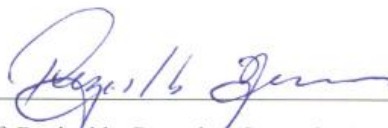
Prof. Luciano Lopes Pffischer (Orientador)



Prof. César Cataldo Scharlau (Examinador)



Prof. Hans Helmut Zürn (Examinador)



Prof. Reginaldo Geremias (Supervisor)

# **ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS EM BAIXA TENSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA- CERSUL (TURVO/SC)**

**Elicson Colombo Martins\***

## **RESUMO**

As perdas são intrínsecas aos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Logo, conhecer suas causas e estabelecer medidas mitigadoras para a redução das perdas é um desafio para todos os segmentos envolvidos no setor elétrico. As cooperativas de eletrificação rural também têm a importante tarefa de reduzir as perdas elétricas durante a sua atividade final, a qual se destina a distribuição de energia elétrica em níveis de média e baixa tensão em zonas rurais e pequenos centros urbanos. De maneira sucinta, as perdas são calculadas pela diferença entre a energia injetada no sistema e a energia faturada, sendo classificadas como perdas técnicas e perdas não técnicas ou comerciais. Este trabalho teve como objetivo principal a análise das perdas elétricas em baixa tensão de três regiões com diferentes características socioeconômicas. Com apoio de um analisador, compara-se a energia que está sendo fornecida pelo transformador de distribuição com a energia consumida pelo cliente final, obtendo assim as perdas totais. Para o cálculo das perdas técnicas, utilizou-se a metodologia de cálculo da Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL, disposta no módulo sete dos Procedimentos de Distribuição- PRODIST. Para a quantificação das perdas não técnicas, utilizou-se a subtração das perdas técnicas calculadas pelas perdas globais medidas. Os resultados apresentados neste trabalho foram obtidos a partir de estudos com dados reais de transformadores da Cooperativa de Distribuição de Energia- CERSUL.

Palavras-chave: Perdas Elétricas. Distribuição de Energia Elétrica. Redes de Distribuição.

## **1 INTRODUÇÃO**

No Brasil, a conexão e o atendimento ao consumidor do ambiente regulado são

---

\*Graduando do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas, Santa Catarina, Araranguá, Brasil, CEP 88900-000. E-mail: elicson.colombo@hotmail.com.

realizados pelas distribuidoras de energia elétrica, sendo elas constituídas por 64 concessionárias e 52 Cooperativas de Eletrificação Rural- CER (DIAZ, 2015).

Em virtude da necessidade de atender às exigências da ANEEL, além da busca contínua pela melhoria de seus processos, um dos principais aspectos de interesse das CER é a redução das perdas elétricas durante a sua atividade final, isto é, a distribuição de energia elétrica em níveis de média e baixa tensão. No caso das empresas representadas pela Federação das Cooperativas de Energia do Estado de Santa Catarina- FECOERUSC, atualmente o único dado que se dispõem é o valor das perdas totais que variam de 8% a 24% (DIAZ, 2015).

De maneira geral, as perdas são calculadas pela diferença entre a energia injetada no sistema e a energia faturada, sendo classificadas como perdas técnicas e perdas não técnicas ou comerciais. A perda técnica ocorre devido ao processo físico de transporte da energia e pode ser reduzida através do investimento na construção de novas redes de alimentação, da correta manutenção, aumento da eficiência dos equipamentos e da melhoria dos processos de distribuição de energia.

As perdas não técnicas apresentam como causas mais comuns as ligações irregulares, fraudes e furto da energia elétrica. As ligações irregulares nas redes de eletrificação representam um grande risco para a segurança pública, uma vez que alteram as características da rede podendo causar sérios acidentes, por vezes fatais, além de provocar uma significativa diminuição de receita das CER e por consequência redução dos investimentos em infraestrutura.

As perdas no setor elétrico são um entrave ao desenvolvimento do Brasil. Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL enfatizam que somente as perdas não técnicas representam um custo anual de aproximadamente R\$ 5,5 bilhões, valor que chega a R\$ 7,3 bilhões ao acrescentarmos os impostos (ANEEL, 2009).

Na maioria das empresas de distribuição, a identificação e autuação sobre as perdas não técnicas são realizadas através da busca exaustiva, ou seja, seleciona-se uma área geográfica para a “operação de varredura” na qual todos os pontos de conexão de rede são inspecionados em busca de situações irregulares (ARANHA NETO, 2012). Nas CER, este tipo de processo apresenta uma série de ineficiência, tanto em tempo de atuação, custos, limitação de cobertura, entre outros (DIAZ, 2015).

O controle e a mitigação das perdas que ocorrem nos sistemas de potências são de grande preocupação para as distribuidoras e para a ANEEL. Para esta e para a sociedade em geral, controlar as perdas significa mais eficiência por parte da distribuidora, assim como a

possibilidade de redução no custo final da energia elétrica. Para as distribuidoras, reduzir perdas resulta numa capacidade maior de oferta de energia, além de postergar os investimentos para expansão da capacidade do sistema.

Este trabalho teve como objetivo principal a análise das perdas elétricas em baixa tensão de três regiões com diferentes características socioeconômicas na Cooperativa de Distribuição de Energia- CERSUL.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

A seguir serão descritos os pressupostos teóricos básicos relacionados à temática estudada na presente pesquisa.

### **2.1 Cooperativa de Distribuição de Energia – CERSUL**

A Cooperativa de Distribuição de Energia- CERSUL distribui energia elétrica em doze municípios do sul do estado de Santa Catarina; em cinco deles, distribui integralmente (Turvo, Ermo, Meleiro, Timbé do Sul e Morro Grande) e, nos outros sete, parcialmente (Araranguá, Jacinto Machado, Sombrio, Nova Veneza, Forquilha, Maracajá e Criciúma) (CERSUL, 2016).

A CERSUL possui atualmente cerca de 1150 km de redes de distribuição de energia elétrica em média tensão, na classe de 15 kV, e baixa tensão, tendo disponíveis as tensões de 440V, 380V e 220V. O sistema da CERSUL possui mais de 2000 transformadores instalados, que fornecem energia diretamente a grande parte das 17 mil Unidades Consumidoras- UC da empresa, representando uma potência instalada de aproximadamente 110 MVA. O sistema de distribuição da CERSUL é predominante rural; cerca de 88% das redes de média tensão abastecem essa área (CERSUL, 2016).

A CERSUL possui subestação (SE) própria, denominada SE TVO, com dois transformadores de 20/26 MVA instalados em paralelo, que rebaixam a tensão de 69 kV para 13,8 kV. Da SE TVO partem seis alimentadores de média tensão. Além destes, a CERSUL compra energia no subgrupo A4, da distribuidora Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A – CELESC, e distribui por meio do alimentador MJA 02. (CERSUL, 2016).

## 2.2 Sistema Elétrico de Distribuição

O sistema de distribuição inicia-se nas subestações abaixadoras, que transformam o sistema elétrico em média tensão, até 69 kV, sendo que alguns clientes compram energia nesse nível. Das subestações, a rede de média tensão parte em forma de alimentadores, normalmente radiais e trifásicos. Próximo aos consumidores finais, a tensão é transformada para baixa tensão, inferior a 1 kV, podendo ser radial ou em anel, monofásica ou polifásica (KAGAN *et al*, 2005).

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

As empresas que fazem a distribuição no Brasil são classificadas pela ANEEL como concessionárias ou permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. Dessa forma, elas se tornam responsáveis por uma área de permissão ou concessão na qual atuam sem nenhuma concorrência (ABRATTI, 2012).

A ANEEL regulamenta o sistema de distribuição no Brasil e, para isso, utiliza normas e procedimentos vigentes do setor, tendo como principal os Procedimentos de Distribuição-PRODIST, que é composto por nove módulos: Módulo 1- Introdução, Módulo 2- Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, Módulo 3- Acesso aos Sistemas de Distribuição, Módulo 4- Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição, Módulo 5- Sistema de Medição, Módulo 6- Informações Requeridas e Obrigações, Módulos 7- Cálculo de Perdas na Distribuição, Módulo 8- Qualidade da Energia Elétrica e Módulo 9- Ressarcimento de Danos Elétricos (ABRATTI, 2012).

## 2.3 Perdas elétricas

O sistema elétrico de potência possui perdas nas suas etapas, assim como em qualquer outro processo produtivo. As perdas elétricas são classificadas em três tipos: perdas globais, que envolvem todos os tipos de perdas de energia no sistema; perdas técnicas, que são referentes, principalmente, a perdas de dissipação de potência nos condutores e equipamentos, e; as perdas não técnicas, antes chamadas de perdas comerciais, que são a soma de fraudes, desvios e diversas falhas no processo de faturamento (EVALDT, 2014).

O desenvolvimento de métodos precisos para identificação e mitigação dessas perdas contribui com a qualidade e a segurança da distribuição de energia elétrica, uma vez que elas

impactam diretamente na operação do sistema, causando problemas como sobrecarga e níveis de tensão abaixo dos limites aceitáveis (EVALDT, 2014).

As Figuras 1 e 2 apresentam importantes estatísticas, elaboradas pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE, 2016), relacionadas às perdas de energia. Na Figura 1 observam-se o percentual de perdas do sistema global de 31 concessionárias de energia em 2014, e na Figura 2 observa-se um histórico do percentual de perdas técnicas e não técnicas entre 2000 e 2014, de 64 concessionárias.

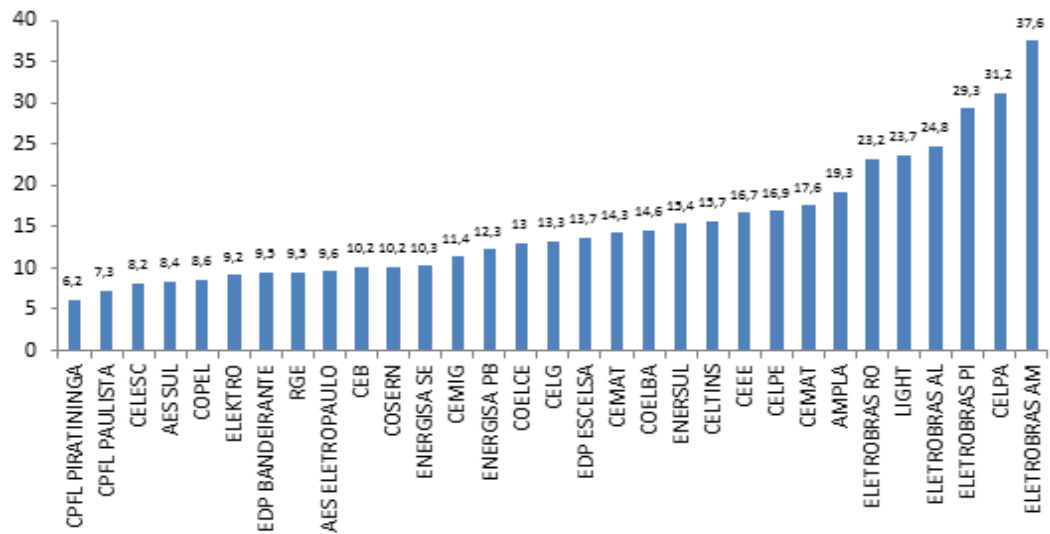


Figura 1- Percentual das perdas do sistema global de 31 concessionárias de energia em 2014. Fonte: ABRADEE, 2016.



Figura 2 - Percentual de perdas em relação à energia injetada no sistema global de 64 concessionárias no período de 2000 a 2014. Fonte: ABRADEE, 2016.

Esses elevados índices implicam na preocupação das concessionárias no combate às perdas e cumprimentos de metas definidas pela ANEEL, uma vez que o montante de energia não faturada equivale a diversas usinas de porte considerável, operando apenas para suprir perdas (ANEEL, 2011a).

O Brasil, em relação a outros países do primeiro mundo, possui um grande índice de perdas globais, considerando a transmissão e a distribuição de energia. Isso pode ser verificado através da Figura 3 (QUEIROZ, 2005).

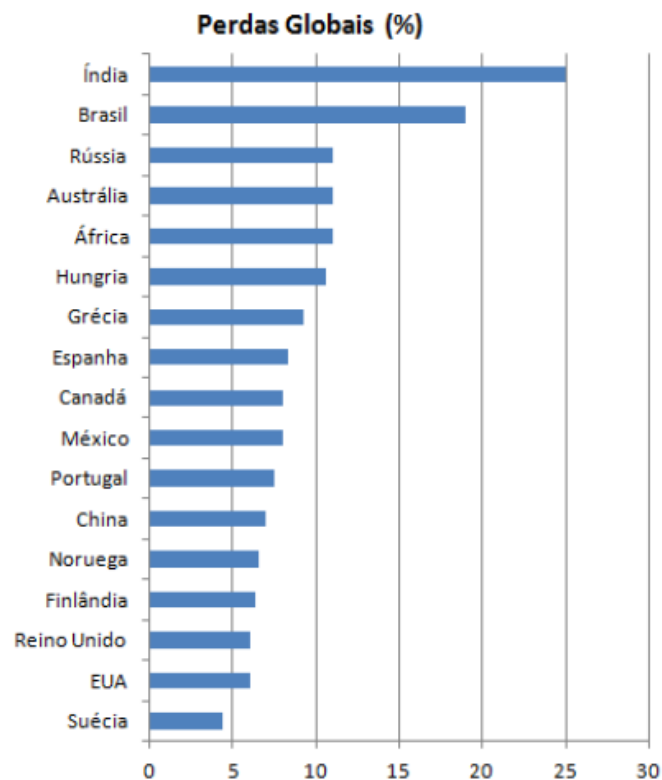


Figura 3 – Perdas Globais de Energia em Alguns Países (ERGEG, 2008).

Analisando-se os dados da Figura 3, percebe-se um índice de aproximadamente 19% de perdas de energia em todas as etapas do sistema elétrico brasileiro. Tem-se como *benchmark*, ou seja, valores referenciais, o índice de 6%. Entretanto, é possível apenas que o Brasil atinja o nível de cerca de 10% devido ao fato de que o sistema elétrico brasileiro é constituído, basicamente, por usinas hidrelétricas distantes dos centros de carga (BERMANN, 2007).

Comparando o índice de perdas do Brasil com o da China e dos Estados Unidos, os quais são tão extensos territorialmente quanto nosso país, conclui-se que a extensão territorial não pode ser considerada como um fator tão relevante para um índice elevado de perdas,



como o que o Brasil possui. O nível socioeconômico dos países apresenta-se como um fator mais relevante do que a extensão territorial (ABRATTI, 2012).

Diaz (2015) apresenta em seu trabalho valores de perdas totais de 4 cooperativas associadas ao sistema FECOERUSC. A informação sobre a cooperativa, código do transformador, valor de energia fornecida, valor de energia consumida e as perdas totais são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1- Dados de Medição e Circuitos de Baixa Tensão analisados.

<b>Cooperativa</b>	<b>Cooperativa Pioneira de Eletrificação- COOPERA</b>	<b>Cooperativa Energética Cocal- COOPERCOCAL</b>	<b>Cooperativa Energia Elétrica Jacinto Machado- CEJAMA</b>	<b>Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes- CERPAULO</b>
<b>Nº de dias de medição</b>	8	8	8	8
<b>Energia Fornecida (kWh)</b>	4200,749	1423,248	213,079	724,781
<b>Energia Consumida (kWh)</b>	4155,000	1281,000	204,500	568,000
<b>Perdas Totais (kWh)</b>	45,749	142,248	8,579	156,781
<b>Perdas Totais (% Energia fornecida)</b>	1,09%	9,99%	4,02%	21,63%

Fonte: Diaz (2015).

Os dados apresentados por Diaz (2015) são de suma importância, pois podem ser comparado com outros estudos e assim obter conclusões sobre as características das cooperativas relacionadas às perdas.

## 2.4 Perdas técnicas

As perdas técnicas se constituem pela energia dissipada nas etapas de transformação de tensão e condução de energia elétrica entre a supridora e o ponto de entrega das unidades consumidoras, assim como nos equipamentos de medição (COELHO, 2010). As perdas técnicas são inerentes ao sistema, e o conhecimento de seus valores é um requisito importante para obter os índices de perdas não técnicas (MÉFFE, 2001).

As perdas técnicas não podem ser eliminadas; então se busca a redução por meio de estudos na rede a ser otimizada. Oliveira (2009) apresenta diversos métodos para redução das perdas técnicas, aplicáveis em acordo com os levantamentos realizados no sistema a ser

corrigido. Podem ser citadas a reconfiguração das redes de distribuição, a diminuição do fluxo de reativos e a gestão de carregamento dos transformadores. Ressalta-se ainda que, para que se tenha a melhor solução na redução das perdas, devem-se analisar todas as possibilidades, levando em conta o melhor custo benefício para a distribuidora.

As perdas técnicas podem ser divididas entre o Sistema de Distribuição de Alta Tensão- SDAT, Sistema de Distribuição de Média Tensão- SDMT, Sistema de Distribuição de Baixa Tensão – SDBT, unidades transformadoras, ramais de ligação e medidores. Além destes, há um conjunto de perdas caracterizado como outros, o qual incorpora perdas diversas, que são irrisórias se comparadas ao somatório total (ANEEL, 2011b).

Para os SDAT e SDMT, as perdas são referentes ao transporte de energia elétrica de uma subestação a outra ou diretamente ao consumidor final. Para o SDBT, são referentes ao transporte de energia da unidade transformadora ao consumidor. Nesses segmentos, as perdas técnicas ocorrem por dissipação nos condutores (QUEIROZ, 2005).

As unidades transformadoras, tanto da subestação quanto as de distribuição, possuem perdas de energia no ferro as quais são consideradas constantes, pois não dependem da carga, apenas da tensão de operação do transformador, sendo provocadas normalmente por correntes de Foucault e histerese (FRANCISQUINI, 2006). Méffe (2001) também caracteriza as perdas de energia no cobre como sendo dependentes da corrente da carga que passa pelos enrolamentos do transformador.

Nos ramais de ligação as perdas ocorrem de maneira idêntica ao SDBT, ou seja, são causadas pelo efeito joule nos condutores. A segregação dos ramais de ligação do SDBT acontece para facilitar os cálculos das perdas, tanto nas redes de baixa tensão quanto dos próprios ramais (ANEEL, 2011b).

Nos medidores de energia elétrica, as perdas ocorrem internamente por dissipação no equipamento. Atribui-se para medidores eletromecânicos o valor constante de perdas de 1W por circuito de tensão e, para os eletrônicos, 0,5W (ANEEL, 2011b).

Para o segmento outros, as perdas estão presentes nos equipamentos da distribuidora, como reguladores de tensão, banco de capacitores, religadores e transformadores de potencial e corrente. Méffe (2001) mostra que as perdas ocorrem também por correntes de fuga em árvores, isoladores e para-raios, por efeito corona e em conexões na média e na baixa tensão. Sendo assim, o segmento outros representa uma perda adicional de 5% em relação às perdas obtidas em todos os outros segmentos. (ANEEL, 2011b).

Méffe (2001) apresenta a Tabela 2 com os dados de estimativa de perdas de energia elétrica para cada segmento do sistema de distribuição.

Tabela 2 – Faixa de Perdas Esperadas por Segmento do Sistema de Distribuição.

Segmentos	Do Total de Perdas Técnicas (%)	Do Total de Energia (%)
SDAT	16 a 25	1,5 a 2,0
Transformador de Subestação	9 a 17	0,5 a 1,0
SDMT	15 a 30	0,5 a 2,5
Transformação de Distribuição	15 a 55	1,0 a 2,0
SDBT	3 a 30	0,1 a 2,0
Ramal de Ligação	0,5 a 6,0	0,05 a 0,2
Medidor de Energia Elétrica	3 a 7	0,2 a 0,4
Outros	5 a 11	0,2 a 0,8

Fonte: Méffe, 2001.

## 2.5 Perdas não técnicas

As perdas não técnicas ou comerciais são definidas como sendo a energia que foi consumida ou efetivamente entregue aos consumidores, mas não foi faturada pelas distribuidoras. Elas estão associadas à gestão comercial das empresas e são causadas por furtos, fraudes, erros de leitura, no faturamento, na medição ou na falta dela (COELHO, 2010).

O nível de perdas comerciais não pode ser diretamente calculado, apenas estimado. É obtido pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas das distribuidoras. Portanto, quanto mais preciso for o processo para calcular as perdas técnicas, mais fiel será o valor das perdas não técnicas (STRAUCH, 2002).

Existem diversos fatores que influenciam no nível de perdas não técnicas, principalmente aqueles do âmbito socioeconômico no mercado das distribuidoras. Há também variáveis externas às empresas que contribuem para alavancar os índices de perdas, tais como: situação econômica da região, baixo nível de renda, taxa de desemprego elevada, ocupação desordenada das cidades e falta de ação da justiça com punições, deixando transparecer que o furto de energia elétrica não é crime (ALMEIDA, 2006).

No Brasil, os índices de perdas não técnicas a serem alcançadas pelas concessionárias de energia são definidos pela ANEEL, a partir de modelos econométricos que medem a complexidade socioeconômica de cada região de concessão (EVALDT, 2014).

A Tabela 3 apresenta um *ranking* das 15 concessionárias mais atingidas pelas perdas não técnicas no ano de 2011, de acordo com a ANEEL (2011a).

Tabela 3 – Percentual de perdas não técnicas das concessionárias de energia brasileiras em 2011.

Posição	Concessionária	Perdas não técnicas
1	CELPA	24,4 %
2	LIGHT	24,2 %
3	CERON	22,0 %
4	CEMAR	17,8 %
5	AMPLA	17,1 %
6	CEAL	17,0 %
7	AMAZONAS ENERGIA	16,8 %
8	ELETROACRE	15,9 %
9	CEPISA	15,8 %
10	ENERGISA PARAÍBA	11,2 %
11	ELETROPAULO	10,8 %
12	CEEE	10,5 %
13	BANDEIRANTE	10,1 %
14	EXCELSA	10,0 %
15	BOA VISTA	10,0 %

Fonte: ANEEL, 2011a.

Existem também outros fatores que contribuem para as perdas não técnicas, sendo que alguns deles possuem maior relevância sobre os outros. As cinco causas mais comuns mencionadas por Penin (2008) são: a inexistência de medidores, falha ou falta de aferição dos medidores, erros na leitura dos medidores ou no faturamento das unidades consumidoras, furto de energia e fraude na medição de energia.

### 3 METODOLOGIA

Nas seções que se seguem são descritos os procedimentos estabelecidos para a realização da pesquisa.

#### 3.1 Regiões de estudo

Primeiramente é necessário identificar as regiões onde se deseja realizar o estudo. A metodologia aplicada pode ser reaplicada em qualquer região, desde que tenha uma rede de baixa tensão (BT) alimentada por um transformador. Entretanto, para a análise, foram escolhidas três áreas de concessão da CERSUL dentro da cidade de Turvo/SC, denominadas de Região 1, Região 2 e Região 3.

A Região 1 caracteriza-se por ser uma região rural com apenas 19 UC ligadas e com uma extensão de rede BT relativamente grande, com 1,307 km. A Região 2, caracteriza-se por

se localizar na região central da cidade com edifícios residenciais e algumas residências de classe média, totalizando 58 unidades consumidoras atendidas em 730 metros de rede BT. A Região 3 é, a princípio, a mais crítica dentre as três. Ela possui uma maior quantidade de UC conectadas, totalizando 75 unidades atendidas em 846 metros de rede BT. Além disso, é caracterizada por possuir uma maior taxa de ocupação dentro de uma área com índices socioeconômicos baixos em relação à média da cidade.

A Figura 4 apresenta a localização das regiões estudadas dentro da cidade, enquanto as Figuras 5, 6 e 7 mostram com mais clareza, respectivamente, a Região 1, 2 e a 3.

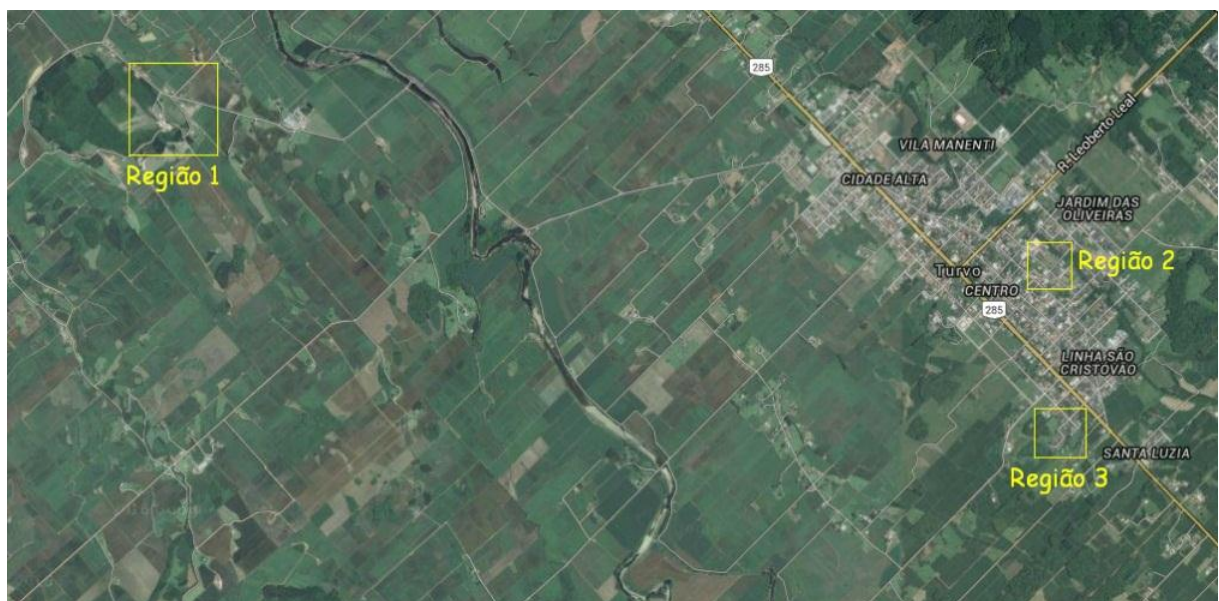


Figura 4 – Vista superior da localização das regiões dentro cidade de Turvo (Adaptado de Google Maps, 2016).



Figura 5 – Região 1 (Adaptado de Google Maps, 2016).

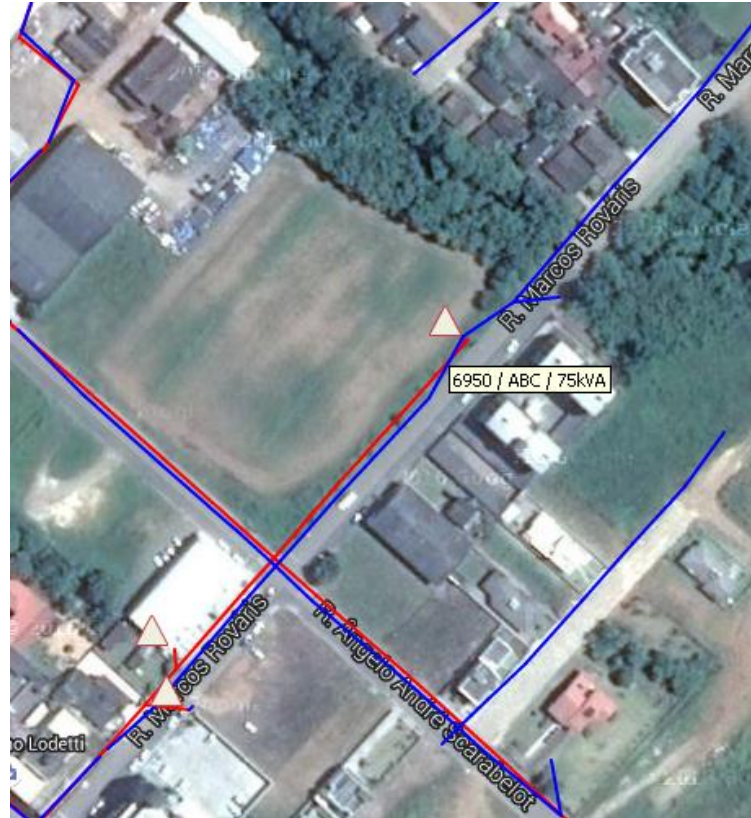


Figura 6 – Região 2 (Adaptado de Google Maps, 2016).

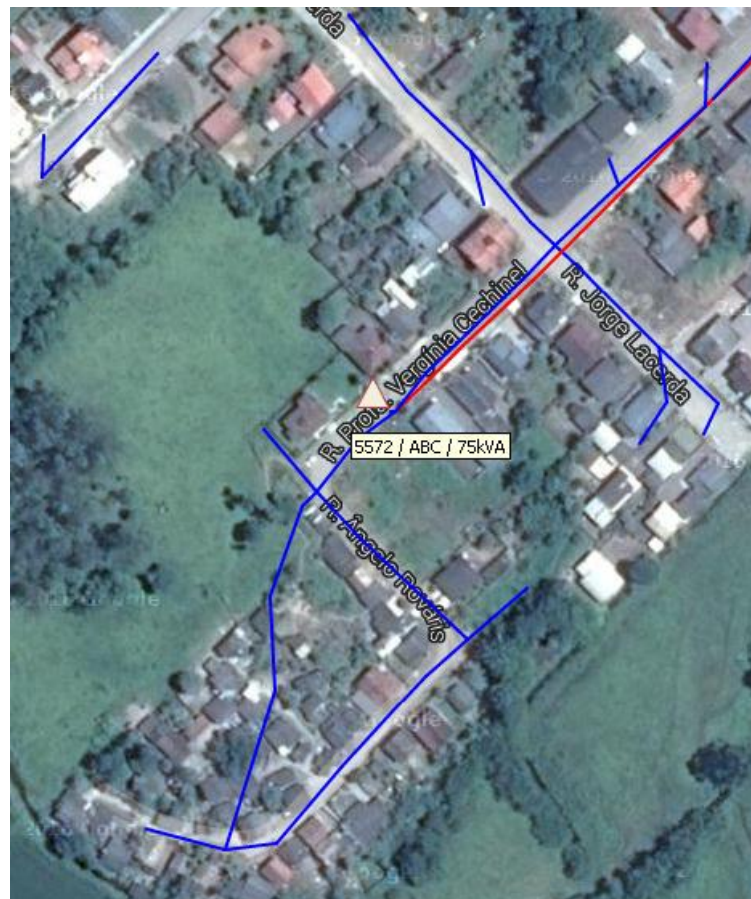


Figura 7 – Região 3 (Adaptado de Google Maps, 2016).

Podemos notar também que as Figuras 5, 6 e 7, apresentam linhas vermelhas e azuis. As linhas vermelhas representam as redes de AT que alimentam os transformadores e as azuis às redes BT. Os transformadores são representados por um triângulo de cor vermelha junto com sua identificação (IT), sequência de fase e potência nominal.

### 3.2 Medição e Processamento dos Dados

Os dados de medição que serão utilizados na aplicação da metodologia advêm de campanha de medição realizada com o uso de medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos das unidades consumidores.

Ao longo desta seção, denominam-se de “Conjuntos de Medição” as medições feitas em cada transformador e dos consumidores conectados a ele. Nesse caso, foram instalados medidores analisadores em três transformadores; assim obtêm-se três conjuntos de medições, sendo que cada conjunto de medição foi identificado pelo número do transformador do mesmo.

A Figura 8 apresenta o analisador de energia modelo MARH-VI utilizado no estudo.



Figura 8- Analisador de Energia. Fonte: Autor.

O analisador de energia é um equipamento digital portátil, trifásico, programável, destinado ao registro das tensões, correntes, potências e energia de sistemas trifásicos de geração, consumo e distribuição. O equipamento possui 3 canais de entrada para tensões, medidas através das garras nas correntes preta, branca, vermelha e azul, e 3 canais de entradas para correntes medidas através de argolas amarelas.

Após a instalação física de todos os equipamentos de medição, foram coletadas leituras de todas as UC conectadas ao transformador. Quando encerrado o período de medição, antes da retirada dos equipamentos analisadores, foi realizada uma nova leitura manual dos medidores tradicionais e incluídos os valores de data, hora e energia.

Para o processamento dos dados de medição foi necessária a criação de arquivos. No total, foram criados 2 arquivos que serão detalhados na sequência, dos quais um será para calcular a energia consumida no circuito BT através da diferença de leitura dos medidores convencionais e o outro para obter a energia fornecida pelo transformador através das informações coletados pelo equipamento analisador durante o período de medição.

a) Arquivo 1: Leitura dos medidores.

O arquivo 1 é utilizado para calcular o consumo real do circuito BT, contendo as leituras manuais realizadas nos medidores tradicionais. Deste modo, o arquivo deve armazenar os seguintes campos, com tantas linhas quanto forem o número de UC conectadas ao transformador:

- i. Código do Consumidor
- ii. Data da Primeira Leitura
- iii. Hora da Primeira Leitura
- iv. Valor da Primeira Leitura
- v. Data da Segunda Leitura
- vi. Hora da Segunda Leitura
- vii. Valor da Segunda Leitura

b) Arquivo 2: Energia fornecida pelo transformador.

O arquivo 2 conterà as medições processadas feitas no lado da rede de BT do transformador. Os valores serão fornecidos em intervalos de 10 minutos, sendo que a hora e data inicial e final devem considerar todo o intervalo entre a primeira leitura realizada e a última leitura feita, considerando todas as UC. No cálculo da energia fornecida pelo transformador é importante considerar apenas o período que compreende a leitura dos



medidores tradicionais, por isso optou-se por utilizar como período de análise os horários da primeira leitura e da última leitura dos medidores tradicionais.

Com isso de maneira a minimizar erros na análise, a primeira leitura dos medidores tradicionais deve ser realizada apenas após a instalação de todos os equipamentos de medição, o mais rápido possível, enquanto que a segunda leitura deve ser feita antes da retirada dos equipamentos de medição também de forma mais rápida o possível.

Deve-se também tomar cuidado com as iluminações públicas, uma vez que elas representam valores significativos no consumo dos transformadores, principalmente em períodos noturnos. Outro fator que deve ser levado em consideração é o consumo das UC que são faturadas através de médias, como caixas de telefonia, caixa de controle de tráfego, caixa de internet, entre outros. Esses valores são definidos através das potências das cargas e devem ser acrescentados ao consumo dos medidores convencionais.

### **3.3 Caracterização das Perdas Técnicas**

A ANEEL, visando padronizar as informações de perdas enviadas pelas distribuidoras, desenvolveu uma metodologia própria para o cálculo das perdas técnicas que está disponível no módulo sete do PRODIST (ANEEL, 2011b). Segundo a ANEEL (2011a), a aplicação de uma metodologia própria de cálculo possibilitou a uniformização das distribuidoras e diminuiu a assimetria nas informações enviadas de perdas técnica e, conseqüentemente, de perdas não técnicas.

Para o cálculo das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica, a ANEEL define a divisão nos segmentos de rede do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SBMT), Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT), transformadores, ramal de ligação e medidores. Além disso, ao final, é acrescentado o valor de 5% sobre as perdas técnicas totais, devido às perdas técnicas produzidas pelo efeito corona, conexões, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, por fugas de correntes em isoladores e para-raios, sistemas supervisórios e relés fotoelétricos. Tal simplificação é feita devido à dificuldade de apuração e medição de tais valores, e também pelo valor irrisório se considerado o montante de perdas técnicas (ANEEL, 2011b).

Ressalta-se que, na avaliação das perdas técnicas da distribuidora, a ANEEL poderá levar em consideração especificações regionais, assim como informações de outras metodologias de cálculos já realizados pela distribuidora (ANEEL, 2011b).

Segundo a ANEEL, para a determinação das resistências ôhmicas, a temperatura de operação a ser considerada é de 55°C (ANEEL, 2011b).

No cálculo das perdas de energia, devem ser levadas em consideração as curvas de cargas típicas da distribuidora. A ANEEL coloca que, caso a distribuidora não possua tais curvas, deverá se utilizar da curva de carga medida da distribuidora supridora (ANEEL, 2011b).

Para esse estudo serão levadas em consideração apenas as perdas técnicas no SDBT, nos ramais de medição e nos medidores, visto que, as medições de energia fornecida ao sistema foram medidas na saída dos transformadores.

### 3.3.1 SDBT

Nas perdas do SDBT, a ANEEL determina que seja acrescido 15% ao total de perdas calculadas, considerando o desequilíbrio de carga e o posicionamento assimétrico dos transformadores (ANEEL, 2011b).

Para estas perdas, a ANEEL define cinco tipologias para a classificação das redes. Porém, é escolha das distribuidoras qual método adotar. O primeiro tipo é descrito na Tabela 4, na qual  $L_{CIRC}$  representa a extensão total do circuito secundário, e o segundo método é conforme visto na Figura 9, onde cada trecho elementar é constituído por duas divisões (ANEEL, 2011b).

Tabela 4 – Tipologias de Redes de Baixa Tensão.

	<b>Tipologia 1</b>	<b>Tipologia 2</b>	<b>Tipologia 3</b>	<b>Tipologia 4</b>	<b>Tipologia 5</b>
<b>Extensão (m)</b>	$L_{CIRC} \leq 100$	$100 < L_{CIRC} \leq 200$	$200 < L_{CIRC} \leq 350$	$350 < L_{CIRC} \leq 500$	$L_{CIRC} > 500$

Fonte: ANEEL, 2011b.

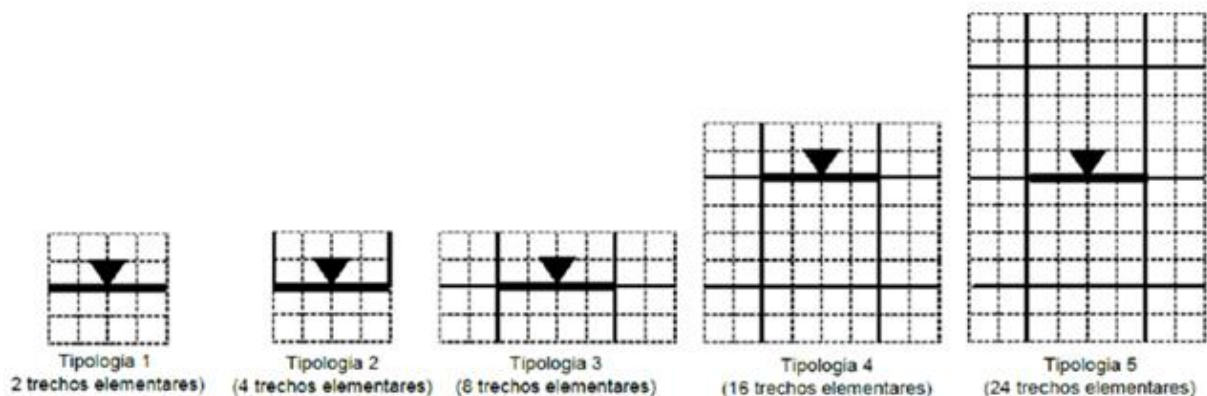


Figura 9 – Tipologias de Redes Conforme Trechos Elementares (ANEEL, 2011b).

Serão utilizados os cálculos da tipologia 5, pois as 3 redes BT em análise possuem extensão maior que 500 m.

Para a execução dos cálculos, é necessária a definição de tronco e ramal da rede secundária. O tronco é definido como o condutor de menor resistência em ohm/km dentre os condutores do circuito em análise e o ramal como sendo a segunda menor resistência (ANEEL, 2011b).

Utilizando-se das fórmulas a seguir, é possível calcular as perdas de potência e de energia no SDBT.

A Equação (1) apresenta a fórmula genérica para o cálculo das perdas por trecho elementar (ANEEL, 2011b)

$$\Delta P_{BTk} = \left[ r * \left( \frac{i^2 * l^2}{3} + i * I_j * l + I_j^2 \right) \right] * 10^{-6} \text{ [MW]} \quad (1)$$

onde:

$\Delta P_{BT}$  [MW]: Perda de potência para a demanda média no trecho elementar do circuito SDBT conforme a tipologia da rede;

$r$  [ohm/km]: Resistência por unidade de comprimento;

$l$  [km]: Comprimento do trecho elementar;

$i$  [A/km]: Densidade de corrente; e

$I_j$  [A]: Corrente total a jusante do trecho elementar.

Para calcular  $\Delta P_{BTk}$ , é necessário definir anteriormente o comprimento do trecho elementar utilizando-se da Equação (2), conforme a tipologia de rede adotada (ANEEL, 2011b)

$$l = \frac{L_{CIRC}}{n} \quad (2)$$

onde:

$l$  [km]: Comprimento do trecho elementar;

$L_{CIRC}$  [km]: Comprimento total do circuito; e

$n$ : Número de trechos elementares conforme a tipologia da Figura 9.

Ainda, para que se calcule  $\Delta P_{BT}$ , é necessário o cálculo da corrente média de linha, obtida por meio da potência média do circuito. A potência média é calculada pela Equação (3) (ANEEL, 2011b)

$$S_{MED} = \frac{E_{BT}}{\Delta T * FP} \text{ [kVA]} \quad (3)$$

onde:

$S_{MED}$  [kVA]: Potência média do circuito;

$E_{BT}$  [kWh]: Energia consumida pelos clientes ligados ao circuito no período da medição;

$\Delta T$  [h]: Período de tempo; e

$FP$ : Estabelecido em 0,92.

A corrente de linha é obtida conforme o tipo de circuito. Utiliza-se a Equação (4) para calcular a corrente de circuitos trifásicos a quatro fios e bifásicos a três fios (ANEEL, 2011b)

$$i = \frac{S_{MED} * 10^{-3}}{\sqrt{3} * V_{NOM} * L_{CIRC}} \text{ [A/km]} \quad (4)$$

onde:

$i$  [A/km]: Corrente média de linha para circuitos trifásicos a quatro fios e bifásicos a três fios;

$S_{MED}$  [kVA]: Potência média do circuito;

$V_{NOM}$  [V]: Tensão nominal de linha do circuito; e

$L_{CIRC}$  [km]: Comprimento total do circuito.

Para circuitos monofásicos a dois fios a corrente de linha é calculada pela Equação (5) (ANEEL, 2011b)

$$i = \frac{S_{MED} * 10^{-3}}{V_{NOM} * L_{CIRC}} \text{ [A/km]} \quad (5)$$

onde:

$i$  [A/km]: Corrente média de linha para circuitos monofásicos a dois fios;

$S_{MED}$  [kVA]: Potência média do circuito;

$V_{NOM}$  [V]: Tensão nominal de linha do circuito; e

$L_{CIRC}$  [km]: Comprimento total do circuito.

Para cada tipologia de rede, a ANEEL apresenta uma fórmula de cálculo para as perdas técnicas no SDBT. Para este estudo será utilizado a Equação (6) para a tipologia 5 (ANEEL, 2011b)

$$\Delta P_{T5} = nf * [14 * \Delta P_{BT0}(l, r_0, i, I_{J0}) + 4 * \Delta P_{BT3}(l, r_3, i, I_{J3}) + 4 * \Delta P_{BT4}(l, r_4, i, I_{J4}) + 2 * \Delta P_{BT11}(l, r_{11}, i, I_{J11})] \text{ [MW]} \quad (6)$$

onde:

$\Delta P_{T5}$  [MW]: Perda de potência para a tipologia 5;

$nf$ : Número de fases do circuito;

$\Delta P_{BT0}$  [MW]: Perda de potência para a demanda média por elemento conforme  $\Delta P_{BTk}$ ;

$\Delta P_{BT3}$  [MW]: Perda de potência para a demanda média por elemento conforme  $\Delta P_{BTk}$ ;

$\Delta P_{BT4}$  [MW]: Perda de potência para a demanda média por elemento conforme  $\Delta P_{BTk}$ ;

$\Delta P_{BT11}$  [MW]: Perda de potência para a demanda média por elemento conforme  $\Delta P_{BTk}$ ;

$l$  [km]: Comprimento do trecho elementar;

$r_0 = r_3 = r_4$  [ohm/km]: Resistência do condutor ramal;

$r_{11}$  [ohm/km]: Resistência do condutor tronco;

$i$  [A/km]: Corrente média de linha;

$I_{J0}$  [A]:  $I_{J0}=0$ ;

$I_{J3}$  [A]:  $I_{J3}=3 * i * 1$ ;

$I_{J4}$  [A]:  $I_{J4}=4 * i * 1$ ; e

$I_{J11}$  [A]:  $I_{J11}=11 * i * 1$ .

Tendo-se calculado as perdas de potência para o SDBT, podem-se calcular as perdas de energia utilizando-se de (7) (ANEEL, 2011b)

$$\Delta E_{BT} = \Delta P_{TN} * CP_{BT} * \Delta T \text{ [MWh]} \quad (7)$$

onde:

$\Delta E_{BT}$  [MWh]: Perdas de energia para o SDBT;

$\Delta P_{TN}$  [MW]: Perda de potência para a demanda média conforme a tipologia;

$CP_{BT}$ : Coeficiente de perdas para o SDBT; e

$\Delta T$  [h]: Período de tempo analisado.

### 3.3.2 Ramais de ligação e medidores

As perdas nos ramais de ligação dos consumidores são calculadas pela demanda média. Para tal, é necessário primeiramente definir a corrente média por fase, que é calculada pela Equação (8) (ANEEL, 2011b)

$$I_F = \frac{E_{BT}}{(3 * N_{UC3} * V_{F3} + 2 * N_{UC2} * V_{F2} + N_{UC1} * V_{F1}) * FP * \Delta T} \text{ [A]} \quad (8)$$

onde:

$I_F$  [A]: Corrente média de fase;

$E_{BT}$  [kWh]: Energia consumida pelos clientes ligados ao circuito no período da medição;

$N_{UC3}$ : Número de unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios;

$N_{UC2}$ : Número de unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios;

$N_{UC1}$ : Número de unidade consumidoras alimentadas em uma fase e 2 fios;

$V_{F3}$  [V]: Tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios;

$V_{F2}$  [V]: Tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios;

$V_{F1}$  [V]: Tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em uma fase e 2 fios;

$FP$ : Fator de potência, definido em 0,92; e

$\Delta T$  [h]: Período de tempo.

Tendo-se o valor da corrente média por fase, calcula-se então a perda de potência para os ramais de ligação conforme a Equação (9) (ANEEL, 2011b)

$$\Delta P_R = R * \left( \frac{I_F}{F_D} \right) * (3 * N_{UC3} + 3 * N_{UC2} + 2 * N_{UC1}) [\text{MW}] \quad (9)$$

onde:

$\Delta P_R$  [MW]: Perda de potência para a demanda média dos ramais de ligação;

$R$  [ohm]: Resistência média dos condutores dos ramais de ligação;

$F_D$ : Fator de diversidade, igual a 0,7; e

$I_F$  [A]: Corrente média de fase.

Com os valores de perdas de potência nos ramais de ligação, é possível calcular as perdas de energia, conforme a Equação (10) (ANEEL, 2011b)

$$\Delta E_R = \Delta P_R * CP_R * \Delta T \text{ [MWh]} \quad (10)$$

onde:

$\Delta E_R$  [MWh]: Perdas de energia para os ramais de ligação;

$\Delta P_R$  [MW]: Perdas de potência média para os ramais de ligação;

$CP_R$ : Coeficiente de perdas para os ramais de ligação; e

$\Delta T$  [h]: Período de tempo analisado.

Para os medidores, a ANEEL define as perdas de potência conforme as bobinas de tensão, sendo 1 W de perda por circuitos nos medidores eletromecânicos e 0,5 W por circuito para os medidores eletrônicos. A Equação (11) representa as perdas de potência nos medidores (ANEEL, 2011b)

$$\Delta P_M = [P_{CE} * (3 * N_{UC3} + 2 * N_{UC2} + N_{UC1}) + P_{CM} * (3 * N_{UC3} + 2 * N_{UC2} + N_{UC1})] * 10^{-6} \text{ [MW]} \quad (11)$$

onde:

$\Delta P_M$  [MW]; Perda de potência nos medidores;

$P_{CE}$  [W]: Perda por circuito de tensão dos medidores eletrônicos;

$P_{CM}$  [W]: Perda por circuito de tensão dos medidores eletromecânicos;

$N_{UC3}$ : Número de unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios;

$N_{UC2}$ : Número de unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios; e

$N_{UC1}$ : Número de unidades consumidoras alimentadas em uma fase e 2 fios.

Com os valores de perdas de potência nos medidores, é possível calcular as perdas de energia, conforme a Equação (12) (ANEEL, 2011b)

$$\Delta E_M = \Delta P_M * \Delta T \text{ [MWh]} \quad (12)$$

onde:

$\Delta E_{MR}$  [MWh]: Perdas de energia para os medidores;

$\Delta P_M$  [MW]: Perdas de potência para os medidores;

$\Delta T$  [h]: Período de tempo analisado.

### 3.4 Cálculo das Perdas Não Técnicas

O cálculo das perdas não técnicas é realizado através da subtração das perdas globais com as perdas técnicas. As perdas globais são as diferenças entre a energia fornecida ao sistema BT, obtida através de analisadores, com a energia faturada obtida através das leituras dos medidores convencionais e das iluminações públicas.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Perdas Técnicas no Sistema de Distribuição de Baixa Tensão- SDBT

Nesta seção 4. são calculadas as perdas técnicas para a baixa tensão, conforme metodologia da ANEEL. Assim, utilizando a Tabela 4, os dados fornecidos pela distribuidora CERSUL, e as equações de (1) até (7), elaboraram-se as Tabelas 5, 6 e 7 como memorial de cálculo para as perdas no SDBT das IT 6182, 6950 e 5572.

Tabela 5 - Dados dos circuitos secundários.

Região	IT	$V_{NOM}$ [V]	$n_F$	$E_{BT}$ [kWh]	$L_{CIRC}$ [km]	Tipologia	Condutor Tronco	$R_{TRONCO}$ [ohm/km]	Condutor Ramal	$R_{RAMAL}$ [ohm/km]
1	6182	380	3	737,77	1,307	5	50 mm <sup>2</sup>	0,732	35 mm <sup>2</sup>	0,991
2	6950	380	3	2503,72	0,730	5	70 mm <sup>2</sup>	0,506	35 mm <sup>2</sup>	0,991
3	5572	380	3	2884,49	0,846	5	1/0 [AWG]	0,613	50 mm <sup>2</sup>	0,732

Fonte: Autor.

Pode-se notar através da Tabela 5, que todos os SDBT são classificados pela tipologia 5, pois apresentam extensão total do circuito secundário maiores que 500 metros, conforme Tabela 3.

Os três circuitos em análise são trifásicos, logo o número de fases ( $n_F$ ) é igual a 3, e as tensões nominais de operação iguais a 380 V.



O diâmetro e tipo dos condutores tronco e ramal foram fornecidos pela concessionária e os valores de resistência dos mesmos são tabelados.

Tabela 6 – Cálculo das perdas de potência e de energia dos circuitos secundários.

Região	IT	l [km]	S <sub>MED</sub> [kVA]	i [A/km]	i <sub>j3</sub> [A]	i <sub>j4</sub> [A]	i <sub>j11</sub> [A]	$\Delta P_{BT0}$ [W]	$\Delta P_{BT3}$ [W]	$\Delta P_{BT4}$ [W]	$\Delta P_{BT11}$ [W]	$\Delta P_{BT}$ [W]
1	6182	0,054	4,851	5,639	0,92	1,23	3,38	0,002	0,063	0,104	0,498	5,052
2	6950	0,030	16,424	34,183	3,13	4,16	11,44	0,011	0,402	0,663	2,202	26,440
3	5572	0,035	18,690	33,566	3,55	4,73	13,02	0,012	0,446	0,735	4,003	38,686

Fonte: Autor.

Tabela 7 – Continuação do Cálculo das perdas de potência e de energia dos circuitos secundários.

Região	IT	FP	CP	$\Delta T$ (h)	$\Delta P_{BT}$ [W]	$\Delta E_{BT}$ [kWh]	[+15%]	$\Delta PE_{BT}$ [%E <sub>FORN</sub> ]
1	6182	0,92	1,5	165,30	5,052	1,253	1,441	0,195%
2	6950	0,92	1,5	165,70	26,440	6,572	7,558	0,302%
3	5572	0,92	1,5	167,75	38,686	9,734	11,195	0,338%

Fonte: Autor

O Fator de Potência (FP) e o Coeficiente de Perdas (CP) são definidos pela ANEEL, com valores iguais a 0,92 e 1,5, respectivamente.

Nota-se que os valores de  $\Delta T$ , em horas (h), são diferentes para os três casos estudados. Isso se deve ao fato de que foram realizadas medições em diferentes dias, conforme a disponibilidade da concessionária em alocar equipes para auxiliar na aquisição dos dados.

O resultado das perdas de energia em relação à energia fornecida pelos transformadores é demonstrado na Tabela 7. Porém, conforme determinação da ANEEL deve-se considerar o desbalanceamento de carga dos circuitos de baixa tensão e, para isso, são acrescidas 15% de perdas ao valor encontrado.

As perdas de energia na baixa tensão apresentam valores entre 0,195 e 0,388% da energia total fornecida pelos transformadores, números que ficaram entre as faixas de perdas esperadas de 0,1 a 2,0% conforme apresentado na Tabela 2.

O tamanho do circuito possibilita uma noção de dimensão das perdas. Os circuitos de BT utilizados têm as seguintes características:

- Transformador\_6182: formado por 13 nós e 20 UC;
- Transformador\_6950: formado por 13 nós e 56 UC e;
- Transformador\_5572: formado por 24 nós e 75 UC.

Essa relação é verídica, pois à medida que a complexidade dos circuitos vai aumentando, as perdas também têm um aumento significativo.

Apesar do baixo índice de perdas para o SDBT, algumas medidas podem ser tomadas para a minimização de tais perdas, como a divisão dos circuitos em mais transformadores, diminuindo a extensão do circuito. Além disso, os transformadores devem ser dispostos de maneira mais adequada, ficando preferencialmente nos centros de carga, o que propicia a situação de menores perdas por efeito joule (ABRADEE, 1996).

Outro ponto relevante a ser abordado é o fechamento em anel da rede secundária, desde que o sistema permita tal situação. Considerando que a circulação de corrente sempre ocorre pelo caminho de menor resistência, as perdas por dissipação seriam minimizadas (ABRADEE, 1996).

#### 4.2 Perdas nos Ramais de Ligação e Medidores

Nesta seção são calculadas as perdas nos medidores e ramais de ligação utilizando-se da metodologia da ANEEL. Nesses segmentos, as perdas ocorrem por dissipação, sendo definidas para os medidores uma perda constante conforme a quantidade de bobinas de tensão.

A Tabela 8 apresenta a quantidade de medidores eletrônicos e eletromecânicos divididos em monofásicos, bifásicos e trifásicos, conforme a quantidade de bobinas.

Tabela 8- Classificação dos medidores

IT	6182			6950			5572		
	$N_{UC1}$	$N_{UC2}$	$N_{UC3}$	$N_{UC1}$	$N_{UC2}$	$N_{UC3}$	$N_{UC1}$	$N_{UC2}$	$N_{UC3}$
<b>Bobinas</b>									
<b>Eletrônicos</b>	0	0	0	8	0	4	8	0	3
<b>Eletromecânicos</b>	13	0	6	40	0	6	53	0	11

Fonte: Autor.

Dentre as IT's analisadas, não foi encontrado nenhum medidor bifásico conectado à rede.

Utilizando-se dos valores de energia totais, da quantidade de medidores, dos dados fornecidos pela distribuidora CERSUL, da Equação (11) e da Equação (12), elaborou-se a Tabela 9 como memorial de cálculo para as perdas nos medidores das IT's 6182, 6950 e 5572.

Tabela 9- Memorial de Cálculo para as perdas nos medidores.

IT	$\Delta T$ [h]	$E_{FORN}$ [kWh]	$\Delta P_M$ [kW]	$\Delta E_M$ [kWh]	$\Delta P E_M$ [% $E_{FORN}$ ]
6182	165,30	737,77	0,0310	5,124	0,6946%
6950	165,70	2503,72	0,0680	11,268	0,4500%
5572	167,75	2884,49	0,0945	15,852	0,5496%

Fonte: Autor.

As perdas de energia nos medidores, em relação ao consumo total dos transformadores, ficaram entre 0,45 e 0,695%, valores superiores aos esperados propostos pela Tabela 1, que são de 0,2 a 0,4%.

Um dos principais fatores que representam esses índices altos é a grande quantidade de medidores eletromecânicos instalados nas medições. Dos 151 medidores analisados, 128 são eletromecânicos e 23 eletrônicos, representando pouco mais de 15% do total.

Aponta-se então, como forma de melhorar esse índice, a substituição dos medidores eletromecânicos por eletrônicos, o que reduziria pela metade as perdas nos medidores. Ressalta-se que a substituição de todos os medidores existentes não é economicamente viável, porém sugere-se que, à medida que exista a necessidade deles serem substituídos, ou na ligação de novas unidades consumidoras, opte-se pelos medidores eletrônicos.

Para o cálculo das perdas nos ramais de ligação utilizam-se os valores de energia totais, da Tabela 8, dos dados fornecidos pela distribuidora CERSUL, da Equação (8), da Equação (9) e da Equação (10). Assim, elaborou-se a Tabela 10 como memorial de cálculo para as perdas nas IT's 6182, 6950 e 5572.

Tabela 10- Memorial de Cálculo para as perdas nos ramais de ligação.

IT	R [ohm]	FP	$F_D$	$CP_R$	$\Delta T$ [h]	$E_{FORN}$ [kWh]	$I_F$ [mA]	$\Delta P_R$ [kW]	$\Delta E_R$ [kWh]	$\Delta P E_R$ [% $E_{FORN}$ ]
6182	0,033	0,92	0,7	1,5	165,3	737,77	0,7113	0,0015	0,3683	0,0499%
6950	0,033	0,92	0,7	1,5	165,7	2503,72	0,9571	0,0077	1,1940	0,0764%
5572	0,033	0,92	0,7	1,5	167,75	2884,49	0,8248	0,0074	1,8730	0,0649%

Fonte: Autor.

Os valores de resistência dos ramais R [ohm] foram calculados utilizando-se cabos de alumínio multiplexados com valores de impedância igual a 2,1794 ohm/km para uma distância média de 15 metros.

Os valores de Fator de Diversidade e Coeficiente de Perdas para os ramais são definidos pela ANEEL, com valores de 0,7 e 1,5 respectivamente.

As perdas de energia nos ramais de ligação, em relação ao consumo total dos transformadores, ficaram entre 0,0499 e 0,0764%, valores dentro dos esperados de 0,05 a 0,2 % da Tabela 2.

Para os ramais de ligação, da mesma maneira que para as redes de média e baixa tensão, sugere-se o sobredimensionamento como forma de minimização das perdas.

#### 4.3 Estimativa sobre a Existência de Perdas Não Técnicas

Nesta seção apresentam-se resultados obtidos ao aplicar a metodologia para estimar a existência ou não de perda não técnica, fazendo uso das informações obtidas de campanhas de medições realizadas na saída de transformadores de distribuição.

Com este tipo de medição, só é possível estimar o valor da perda referência do circuito de BT pela diferença do valor da energia fornecida e a energia consumida. Para isto, fazendo uso da informação coletada no equipamento de medição (analisador) conectado na saída do transformador foi obtida a energia fornecida ao circuito BT. O valor de energia consumida pelas UC do conjunto foi obtido através das leituras coletadas nos medidores tradicionais (eletromecânicos e digitais) de cada UC no início e no final da campanha de medição.

Foi realizado o cálculo da distribuição das perdas técnicas para 3 circuitos de rede BT e os dados de energia fornecidos correspondiam a medições feita durante uma semana.

A informação sobre a identificação do circuito de BT, data de medição, valor de energia fornecida, valor de energia consumida e perdas totais, para cada circuito analisado, apresentam-se de maneira concisa na Tabela 11.

Tabela 11- Dados de Medição e Circuitos BT analisados.

<b>Código do Transformador</b>	6182	6950	5572
<b>Região</b>	1	2	3
<b>Data Início da Medição</b>	03/06/2016	27/05/2016	03/05/2016
<b>Data Final da Medição</b>	10/06/2016	03/06/2016	10/05/2016
<b>Nº de dias</b>	7	7	7
<b>Energia Fornecida (kWh)</b>	737,77	2503,72	2884,49
<b>Energia Consumida (kWh)</b>	688,6	2478,4	2653,2
<b>Perdas Totais (kWh)</b>	49,17	25,32	231,29
<b>Perdas Totais (% <math>E_{FORN}</math>)</b>	6,66%	1,01%	8,02%

Fonte: Autor.

A Região 2 apresentou o menor índice de perdas totais em comparação às outras regiões, com apenas 1,01%. As Regiões 1 e 3 apresentaram valores maiores de perdas totais referenciados ao valor de energia fornecida, com 6,66 e 8,02% respectivamente.

Em comparação à Tabela 1, a Região 2 manteve praticamente os mesmos índice da COOPERA, a menor porcentagem entre as 4 analisadas.

A Tabela 12 apresenta as três regiões representadas pelos códigos das unidades transformadores juntamente com os valores de perdas totais, perdas técnicas e perdas não técnicas, com os valores percentuais referenciados ao valor de energia fornecida.

Tabela 12- Valores de Perdas Totais, Técnicas e Não Técnicas.

<b>Código do Transformador</b>	<b>Perdas Totais (kWh)</b>		<b>Perdas Técnicas (kWh)</b>		<b>Perdas Não Técnicas (kWh)</b>	
6182	49,17	6,66%	6,745	0,91%	42,425	5,75%
6950	25,32	1,01%	19,754	0,79%	5,566	0,22%
5572	231,29	8,02%	27,459	0,95%	203,831	7,07%

Fonte: Autor.

O total de perdas técnicas é calculado pela soma das perdas no SDBT com as perdas técnicas nos ramais de ligação e nos medidores. As três regiões apresentaram valores aceitáveis das perdas técnicas, apresentando porcentagens menores que 1% referentes à energia fornecida ao sistema.

As perdas não técnicas também foram apresentadas pela Tabela 12. A Região 2, alimentada pela IT 6950 representou o menor índice estimado de perdas não técnicas dentre as 3 regiões, com apenas 0,22%. Esse valor corresponde a 5,566 kWh de um total de 2503,72 kWh, valor muito baixo que pode estar relacionado a algum erro na leitura durante as coletas manuais.

A Região 1, alimentada pela IT 6182, obteve índices estimados maiores de perdas não técnicas chegando a 5,75%. Esse valor corresponde a 42,425 kWh de um total de 737,77 kWh, e pode estar diretamente relacionado a algum erro no cadastro de iluminação pública, ou no faturamento de uma caixa de telefonia que é conectado ao sistema BT.

A Região 3, representada pela IT 5572, obteve perdas não técnicas estimadas de 7,07% do valor total de energia fornecido, representando 203,831 kWh de um total de 2884,49 kWh. É um índice muito alto em relação às outras regiões e pode estar relacionado também com um possível erro de cadastro, furto ou fraude no medidor.

Como demonstrado na seção 2.5, as perdas não técnicas são proporcionais à situação econômica da região, ao nível de renda da população e também à ocupação desordenada. A

Região 3 apresenta essas características socioeconômicas, motivo que pode ter levado a apresentar as maiores taxas estimadas de perdas não técnicas.

Outros fatores que também podem contribuir com índices de perdas não técnicas são as adulterações em medidores de energia e também conexões ilegais à rede. Uma das maneiras de diminuir e também evitar esses problemas é através da padronização das medições de entrada de energia. As medições fora de padrão são mais antigas e geralmente estão instaladas nas paredes das residências, modelo de entrada que possibilita uma conexão irregular antes do medidor. A Tabela 13 apresenta a quantidade de medições padronizadas e não padronizadas das regiões em estudo.

Tabela 13- Medições Padronizadas e Fora de Padrão.

Região	Código do Transformador	Medições Padronizadas		Medições Fora de Padrão		Total
1	6182	16	84,21%	3	15,79%	19
2	6950	57	98,28%	1	1,72%	58
3	5572	59	78,67%	16	21,33%	75

Fonte: Autor.

A Região 2 apresenta o maior índice de medições padronizadas, com mais de 98%, com apenas uma medição fora de padrão. A Região 1, manteve índices de quase 85% das medições padronizadas. A Região 3 foi a que teve maiores índices de medições fora de padrão, com mais de 21% do total.

Diante da relação entre as medições não padronizadas com as perdas totais, e conseqüentemente as perdas não técnicas, apresenta-se a Figura 10.

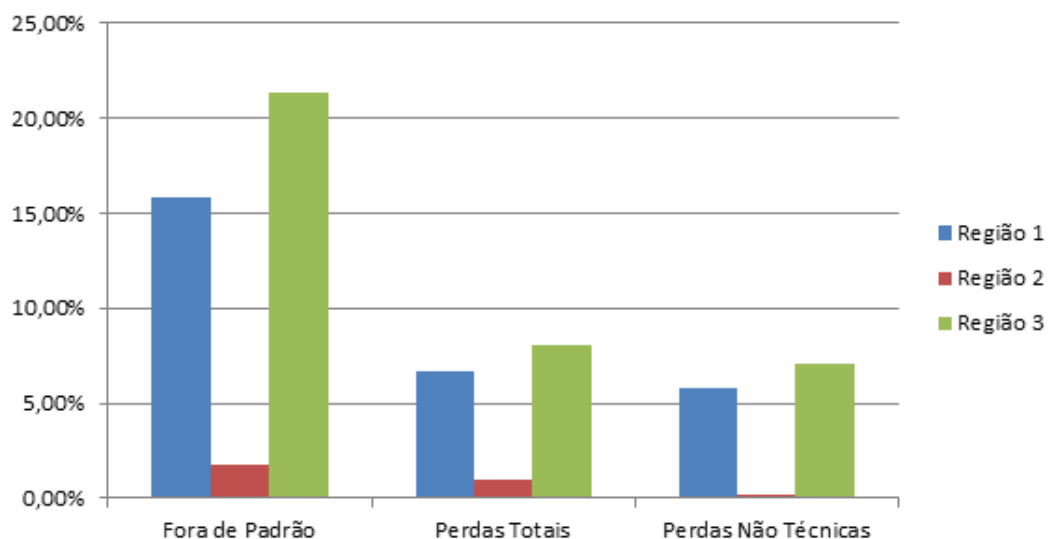


Figura 10- Relação entre as unidades consumidoras fora de padrão com as perdas. Fonte: Autor.

A Figura 10 representa a relação entre as medições fora de padrão com as perdas totais e não técnicas. Uma maneira de diminuir esses índices é através da padronização das medições, porém isso gera um custo elevado para a cooperativa. Isso demonstra novamente que a Região 3 apresenta grandes índices de perdas que devem se dar maiores atenções, com o objetivo de tentar diminuir esses valores.

## **5 CONCLUSÃO**

O controle e a mitigação das perdas nos sistemas de distribuição de energia elétrica brasileiros são de grande importância para os três agentes envolvidos: governo, distribuidoras e consumidores. Quanto menor for o nível de perdas, melhor será a modicidade tarifária para o governo, maiores serão os lucros para as distribuidoras e menor será o valor da fatura de energia elétrica para os consumidores.

Pode-se constatar que as perdas totais das três regiões estudadas da distribuidora CERSUL estão abaixo da média nacional e também abaixo dos índices médio das cooperativas associadas à FECOERUSC. Entretanto, vale ressaltar que a área de permissão da CERSUL é de baixa complexidade socioeconômica, o que favorece índices baixos de perdas não técnicas.

Considerando que o histórico da distribuidora CERSUL não apresenta muitos casos de furtos e fraudes, podemos propor ações que servirão apenas como forma de manter ou minimizar as perdas não técnicas. O controle de unidades consumidoras sem medição apresenta-se como um grande problema. Entre essas medições estão caixas de telefonia, relógios digitais e caixas de internet, os quais podem simplesmente aumentar a carga sem a devida comunicação com a distribuidora. Da mesma forma, a iluminação pública, deve ser monitorada com atenção, pois podem ser instaladas pelas prefeituras sem aviso prévio. Portanto, sugere-se o recadastramento periódico dessas unidades, bem como trabalho de conscientização junto às prefeituras, empresas de telefonia e internet para que comuniquem sempre a alteração de potências das unidades consumidoras.

O treinamento de pessoal aponta-se como um item relevante para a minimização dos erros administrativos. A falta do treinamento pode causar falha no cadastramento de clientes, medidores e relação de transformação, erro de faturamento e erros de leitura dos medidores.

## **POWER LOSS ANALYSIS IN THE LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORK OF THE ENERGY DISTRIBUTION CO-OPERATIVE- CERSUL (TURVO / SC)**

Power losses are intrinsic to the generation, transmission and distribution of electrical energy. Therefore, knowing their causes and establishing mitigating measures are challenges to all electricity sectors. The rural electrical energy co-operatives also have the important task of reducing power losses during their final activity, which is energy distribution in medium and low-voltage levels in rural and small urban areas. Concisely, power losses are calculated by the difference between the energy injected into the system and the billed energy consumption, they are categorized into technical power losses and non-technical or commercial power losses. This study had as its main objective the analysis of the power losses in the low-voltage distribution level of three regions with different socio-economic characteristics. Using a power analyzer, the energy that is being injected into the grid by the distribution transformer is compared to the energy that is being consumed by the customer, resulting in the total power loss. The methodology described by the National Agency of Electrical Energy- ANEEL in the seventh module of the Procedures of Distribution- PRODIST is used to calculate the technical power losses. In order to quantify the non-technical losses, the technical losses are subtracted from the total power loss. The results shown in this study are obtained using real data from transformers of the Energy Distribution Co-operative - CERSUL .

Key words: Electrical losses. Distribution of Electricity. Distribution Networks.

### **REFERÊNCIAS**

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Planejamento elétrico – método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição**. Documento técnico 19.34, ABRADEE, 1996.

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica. **SIG – Sistemas de Informação para a Gestão**. Brasília, DF, 2016.

ABRATTI, A. C. **Caracterização das perdas no sistema elétrico de distribuição: Estudo de caso – CERSUL**. 2012. 85 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica). Faculdade SATC. Criciúma, 2012.

ALMEIDA, M. A. S. de. **Metodologia de identificação de perdas não técnicas em unidades consumidoras por atividade de consumo**. 2006. 105 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Salvador UNIFACS. Salvador, 2006.



ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações da Geração**. Relatório, 2009.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica para o terceiro ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica**. Nota Técnica n° 298, ANEEL, 2011a.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 7**, ANEEL, 2011b.

ARANHA NETO, E. A. C. **Metodologia Probabilística Para Estimação de Perdas Técnicas e Comerciais em Alimentadores de Sistemas de Distribuição**. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2012.

BERMANN, C. **Em busca da eficiência na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. 2° Seminário Internacional de Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural. Rio de Janeiro, 2007.

COELHO, J. S. **Tratamento regulatório de perdas não técnicas**. 3ª Conferência da Associação de Reguladores de Energia dos Países de Língua Oficial Portuguesa – RELOP. 2010, Rio de Janeiro.

CERSUL- Cooperativa de Distribuição de Energia. **Histórico**. Turvo: 2016. Disponível em: <<http://www.cersul.com.br/site/a-cersul>>. Acesso em: 16 fev. 2016.

DIAZ, D. D. M.; **Metodologia para o Cálculo das Perdas Técnicas e Não Técnicas em Cooperativas de Eletrificação Rural utilizando Sistema em Medição em Dois Níveis**. 2015. 180 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. 2015.

EVALDT, M. C.; **Uma Metodologia para a Identificação de Perdas Não Técnicas em Grandes Consumidores Rurais**. 2014. 122 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. 2014.

ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas), **Treatment of Losses by Network Operators**. Ref: E08-ENM-04-03, 15 July 2008.

FECOERUSC- Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural de Santa Catarina. Disponível em: <<http://www.fecoerusc.coop.br>>. Acesso em: 02. abr. 2016.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga em posto de consumo e em transformadores de distribuição**. 2006. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista. Ilha Soleira, 2006.

KAGAN, N; OLIVEIRA, C. C. B de; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.

MÉFFE, A. **Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas Por Segmento do Sistema de Distribuição**. 2001. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2001.

OLIVEIRA, M. E. **Avaliação metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistema de distribuição de energia elétrica.** 2009. 137 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista UNESP. Ilha Solteira, 2009.

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

QUEIROZ, L. M. O. de; **Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica.** 2010. 155 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2005.

STRAUCH, M. T. **Desenvolvimento de metodologia para cálculo de perdas elétricas em redes de distribuição de baixa tensão.** 2002. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Salvador – UNIFACS. Salvador, 2002.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina, seu corpo docente, direção e administração que tornaram possível a concretização deste objetivo.

Agradeço à Cooperativa de Distribuição de Energia- CERSUL, pela oportunidade, acesso aos dados da empresa para que eu pudesse realizar meu trabalho.

Aos meus professores, que desde o início do curso me incentivaram e contribuíram no meu desenvolvimento pessoal e profissional, especialmente ao professor Luciano Lopes Pfitscher pela orientação durante o projeto.

E a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, muito obrigado.