

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DIEGO ANDRÉ COSTA

**PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA: UMA  
REVISÃO SOBRE O CONTEXTO ATUAL DO SISTEMA  
ELÉTRICO BRASILEIRO**

VIÇOSA  
2020

DIEGO ANDRÉ COSTA

**PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA: UMA  
REVISÃO SOBRE O CONTEXTO ATUAL DO SISTEMA  
ELÉTRICO BRASILEIRO**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 402 – Projeto de Engenharia II – e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. José Tarcísio de Resende

VIÇOSA  
2020

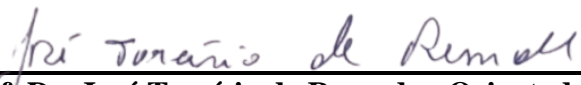
**DIEGO ANDRÉ COSTA**

**PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA: UMA  
REVISÃO SOBRE O CONTEXTO ATUAL DO SISTEMA  
ELÉTRICO BRASILEIRO**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 402 – Projeto de Engenharia II – e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

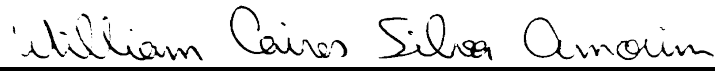
Aprovada em 09 de dezembro de 2020.

**COMISSÃO EXAMINADORA**

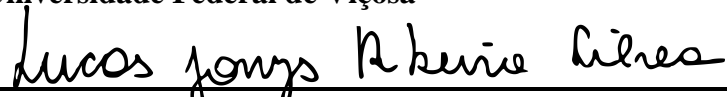
---

**Prof. Dr. José Tarcísio de Resende - Orientador**  
Universidade Federal de Viçosa

---

**Prof. M. Sc. William Caires Silva Amorim**  
Universidade Federal de Viçosa

---

**B. Sc. Lucas Jofys Ribeiro Silva**  
Universidade Federal de Viçosa

*“Creio firmemente em uma lei de compensação. As verdadeiras recompensas são sempre proporcionais ao esforço e aos sacrifícios feitos”*  
*(Nikola Tesla)*

Dedico à minha mãe Rita, ao meu pai Guilherme, aos meus irmãos Thiago e Tatiane e a Deus. Vocês são o motivo e a razão de minha vida e desse trabalho.

## *Agradecimentos*

Agradeço primeiramente à Deus por iluminar meu caminho e trajetória, oferecendo sua força e plenitude para guiar minha vida.

À minha mãe Rita e meu pai Guilherme, meus maiores exemplos de vida, que nunca pouparam esforços para que eu pudesse focar nos estudos e conquistar a tão sonhada graduação. São a causa e o motivo desse sonho estar se realizando.

Ao meu irmão Thiago, por ser a verdadeira representação de um irmão mais velho, me orientando e sendo exemplo para que eu possa seguir sua trajetória e buscar o conhecimento e qualificação. À minha irmã Tatiane pelo companheirismo e por estar sempre ao meu lado.

Ao professor e orientador José Tarcísio de Resende, pela pronta disposição em me auxiliar, assim como auxiliar demais alunos do curso, compartilhando seu conhecimento e experiências.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da UFV pelo profissionalismo, disponibilidade e atenção.

A todos os demais professores que passaram em minha vida, que contribuíram para a minha educação e formação, a cada um eu devo toda a minha ética, respeito e conhecimento. Em especial a professora Cida e à Escola Normal Nossa Senhora do Carmo, que acreditaram no meu potencial e proporcionaram uma bolsa de estudos durante todo ensino fundamental e médio.

Aos meus amigos do curso e aos demais amigos que obtive na cidade de Viçosa por todo o apoio e por servirem de ombro amigo para os momentos mais difíceis. Eles possibilitaram minha trajetória ser mais leve, proporcionando boas memórias e grandes momentos de felicidade.

## *Resumo*

A perda de energia elétrica é um assunto muito importante para a sociedade e economia brasileira, visto que sua redução auxilia no melhor aproveitamento dessa forma energia, que é um recurso de fundamental importância para o desenvolvimento e sustentação da sociedade moderna, sendo de interesse de consumidores, empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica. Uma melhor utilização da energia elétrica contribui para a melhora de aspectos econômicos, através de redução de tarifas para o consumidor, aumento do faturamento das empresas envolvidas e captação de impostos por parte do governo. O presente trabalho visa promover e difundir um maior conhecimento a respeito do tema e sua importância, servindo como base para elucidar algumas características do sistema elétrico brasileiro, a diferença entre perdas técnicas e perdas não técnicas, além de realizar uma comparação do cenário brasileiro com o cenário mundial e observar métodos e práticas de apuração e redução desses problemas. Governos e empresas do setor buscam a constante redução dessas perdas através de regulamentações, parcerias entre os agentes envolvidos, desenvolvimento e investimento em novas tecnologias. Apesar dos esforços praticados nesse campo, os níveis de perdas ainda se encontram em altos patamares se comparados a outros países [27], mostrando que há um amplo espaço de oportunidades e melhorias acerca do tema.

**Palavras-chaves:** Perdas técnicas, Perdas não técnicas, Fraudes de energia, Furtos de energia, Apuração de perdas, Metodologias de redução.

## *Lista de Figuras*

Figura 1 - Capacidade Instalada no SIN em 2020 (PMO setembro/2020).....	16
Figura 2 - Estrutura institucional do setor elétrico (ATLAS ANEEL).....	17
Figura 3 - Esquema Básico do Sistema Elétrico de Potência (FREITAS, 2017).....	19
Figura 4 – Geração Convencional e Não-Convencional de energia elétrica (FREITAS, 2017). .....	20
Figura 5 - Linhas de transmissão de alta tensão no Brasil (SINDAT, 2020). ....	22
Figura 6 - Concessionárias de energia no Brasil [5].....	24
Figura 7 - Concessionárias de energia em São Paulo [5]. ....	24
Figura 8 - Representação das perdas de energia no sistema elétrico de potência brasileiro. ...	26
Figura 9 - Evolução das perdas de energia no Brasil de 2008 a 2018 (ANEEL). ....	27
Figura 10 – Perdas Técnicas, Não Técnicas Reais e Regulatórias sobre a Energia Injetada por região (ANEEL, 2018).....	28
Figura 11 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre Baixa Tensão Faturado.....	29
Figura 12 - Perdas de energia globais avaliadas entre 2010 e 2012 (SADOVSKAIA, 2017). ....	30
Figura 13 - Índice de perdas não técnicas - Mundo (U.S. Energy Information Administration, 2011).....	30
Figura 14 - Laço de histerese (CHAPMAN, 2013).....	33
Figura 15 - (a) Domínios magnéticos orientados aleatoriamente (b) Domínios magnéticos alinhados na presença de um campo magnético externo. ....	33
Figura 16 – Relação entre perdas no núcleo e a aplicação da força magnetomotriz em um núcleo ferromagnético (CHAPMAN, 2013).....	34
Figura 17 - Correntes de Foucault em um núcleo de ferro sólido (esquerda) e em um núcleo de ferro laminado (direita) (CHETVORNO, 2016).....	36
Figura 18 - Esquema regular de ligação no padrão de energia (Esquerda) e esquema de ligação clandestina (Direita). Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira.....	40
Figura 19 - Ligação correta de medição monofásica a 2 fios. Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira.....	41



Figura 20 – Medição Monofásica com Inversão da Fase de Entrada com a Saída (Esquerda) e Medição monofásica com ligação direta de uma fase no terminal do medidor (Direita). Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira .....	42
Figura 21 - Ligação correta de medição bifásica a 3 fios. Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira .....	42
Figura 22 - Medição adulterada em sistemas bifásicos a 3 fios. Ligação Direta de uma ou mais Fases (Esquerda). Inversão de uma fase de entrada com a saída (Meio). Substituição de Fase pelo Neutro (Direita). Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira .....	43
Figura 23 - Esquema de faturamento pela estimativa média e mínima (PENIN, 2008).....	45
Figura 24 - Contexto das Perdas em diferentes áreas de unidades consumidoras (LIGHT, 2019) .....	47
Figura 25 – Avaliação de satisfação dos clientes da ELEKTRO .....	49
Figura 26 – O ciclo da inadimplência [27]. .....	52
Figura 27 - Fluxograma simplificado do cálculo de perdas na distribuição (ANEEL).....	55
Figura 28 - Representação das medições, identificação das perdas e rateio (CCEE, 2018). ...	59
Figura 29 - Aquisição e Integralização das medidas (CCEE, 2018). .....	60
Figura 30 - Configuração inicial – redes básica e secundária (CCEE, 2018). .....	61
Figura 31 -Configuração tratada – medição referenciada à Rede Básica (CCEE, 2018).....	61
Figura 32 - Representação da determinação de perda por rede compartilhada (esquerda) e o caminho em que o ponto de medição está associado para obtenção da perda por ponto de medição (direita) (CCEE, 2018). .....	61
Figura 33 - Rede compartilhada com a característica consumidora (CCEE, 2018).....	62
Figura 34 - Rede compartilhada com a característica geradora (CCEE, 2018).....	62
Figura 35 - Configuração da Rede DAT (FONTE: ABEPRO).....	71
Figura 36 - Rede Ampla Chip (FONTE: ABEPRO).....	72
Figura 37 - Relação entre a rede convencional e a Rede Ampla Chip [34]. .....	72
Figura 38 – Modelo de apuração de consumo na Rede Ampla [34]. .....	73
Figura 39 - Esquema de construção do cabo concêntrico (ENEL).....	77
Figura 40 - Configurações de condutores para redução do Efeito Corona (FUCHS, 1979). ...	79
Figura 41 – Condutores utilizados para redução do Efeito Corona - a) e b) Condutores expandidos c) Condutores ociosos d) Condutores CAA expandidos (FUCHS, 1979). .....	79

Figura 42 - Diagrama simplificado de uma rede de distribuição (BUENO, 2003). .....	80
Figura 43 - Ligação de reguladores de tensão em esquema delta fechado (Harlow, 2004). ....	85

## *Lista de abreviaturas e siglas*

**ABRADEE** - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

**ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica

**EPE** - Empresa de Pesquisa Energética

**MME** - Ministério de Minas e Energia

**CNPE** - Conselho Nacional de Política Energética

**ONS** - Operador Nacional do Sistema Elétrico

**CCEE** - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

**BNDES** - Banco Nacional do Desenvolvimento

**MMA** - Ministério do Meio Ambiente

**CONAMA** - Conselho Nacional do Meio Ambiente

**SEP** - Sistema elétrico de potência

**PCH** - Pequenas Centrais Hidrelétricas

**UHE** - Usina Hidrelétrica de Energia

**CGH** - Centrais Geradoras Hidrelétricas

**CC** – Corrente Contínua

**CA** – Corrente Alternada

**MT** – Média tensão

**BT** – Baixa tensão

**PIB** – Produto Interno Bruto

**SDAT** - Sistema de Distribuição de Alta Tensão

**SDMT** - Sistema de Distribuição de Média Tensão

**SDBT** - Sistema de Distribuição de Baixa Tensão

**PRODIST** - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

# *Sumário*

1	Introdução.....	14
2	Objetivos .....	15
3	Revisão bibliográfica.....	16
3.1	O setor elétrico brasileiro .....	16
3.1.1	Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro.....	17
3.2	O sistema elétrico de potência .....	19
3.2.1	Geração.....	19
3.2.2	Transmissão.....	22
3.2.3	Distribuição .....	23
4	Perdas de energia elétrica.....	25
4.1	Contexto nacional e global das perdas elétricas .....	26
4.1.1	Contexto nacional.....	26
4.1.2	Contexto global .....	29
4.2	Perdas técnicas de energia elétrica .....	31
4.2.1	Perdas por efeito Joule.....	31
4.2.2	Perdas por histerese .....	32
4.2.3	Perdas por correntes de Foucault.....	35
4.2.4	Perdas por efeito corona .....	37
4.3	Perdas não técnicas de energia elétrica.....	39
4.3.1	Fraudes e furtos de energia elétrica .....	39
4.3.2	Perdas não técnicas devido a erros de medição.....	43
4.3.3	Perdas não técnicas devido à ausência de medição .....	44
4.3.4	Perdas não técnicas e a violência.....	45
4.3.5	Perdas não técnicas e a percepção de valor do cliente .....	47
4.3.6	Perdas não técnicas e a economia brasileira.....	49
4.4	Perdas não técnicas e a pandemia de COVID-19 .....	52
5	Métodos de apuração de perdas de energia elétrica.....	54
5.1	Apuração de perdas na distribuição.....	54
5.2	Apuração de perdas na rede básica e rede secundária.....	59
5.3	Apuração de perdas não técnicas.....	64

6	Metodologias de combate a perdas não técnicas .....	67
6.1	Medidores Eletrônicos .....	67
6.2	Smart Grid .....	67
6.3	Sistema de pagamento pré-pago .....	69
6.4	Rede DAT, Ampla Chip e Projeto Sentinela.....	70
6.5	Gerador de Ruídos .....	74
6.6	Inspeção de medidores.....	74
6.7	Projeto Sociais, Tarifa Social e outras políticas. ....	75
6.8	Cabos concêntricos .....	77
7	Metodologias de combate a perdas técnicas .....	78
7.1	Substituição de linhas de energia elétrica.....	78
7.2	Reconfiguração de linhas.....	80
7.3	Instalação de bancos de capacitores .....	81
7.4	Utilização de motores síncronos.....	83
7.5	Alocação de reguladores de tensão.....	84
7.6	Aumento de eficiência em transformadores de potência.....	85
8	Conclusão .....	87
	Referências Bibliográficas .....	88

## ***1 Introdução***

O Brasil, por ser um país de dimensões continentais, possui um extenso e complexo sistema elétrico de potência. Tal extensão e complexidade, aliadas aos problemas e entraves da administração de recursos por instituições públicas ou privadas, contribuem para um enorme desperdício de energia elétrica. Trata-se de um fato preocupante em virtude da crescente demanda por este recurso de fundamental importância para o desenvolvimento econômico, oferecendo suporte às indústrias e à sociedade como um todo.

Nesse sentido, buscando reduzir os impactos deste desperdício no cenário energético brasileiro, as perdas de energia são uma preocupação crescente de órgãos reguladores e empresas, tanto públicas quanto privadas. Elas representam a quantidade de energia gerada que não é comercializada, problema este categorizado na existência das chamadas perdas técnicas e perdas não técnicas.

As perdas técnicas estão associadas a processos físicos inerentes ao transporte da energia, como as perdas Joule nos fios condutores, em núcleos de transformadores, em dielétricos, etc. São perdas sempre existentes, mas que podem ser reduzidas através de um eficaz projeto de engenharia ou investimentos diversos em materiais, manutenção de sistemas e tecnologias.

Por outro lado, as perdas não técnicas são a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, que podem ser ocasionadas por diversos fatores, e estão relacionadas principalmente a atitudes do consumidor ou falha humana, como ligações clandestinas, fraudes nos medidores, erros de leitura, erros de faturamento, mau uso da energia, etc. Perdas não técnicas ocorrem em sua maior parte no mercado de baixa tensão, e seu aparecimento está ligado a complexas questões socioeconômicas da sociedade brasileira.

As perdas totais no Brasil estão na ordem de 14% (ANEEL, 2018), valor que se mantém há dez anos, enquanto em outros países com sistemas eficientes essas perdas totais variam entre 4% e 7% (OECD/IEA, 2018), demonstrando que o Brasil ainda tem um grande caminho a percorrer para atingir melhores patamares que outros países já mostraram serem possíveis.

A análise e combate a tais tipos de perdas se mostram importantes ainda em aumentar o faturamento das empresas do setor elétrico, e conseqüentemente melhorar seus resultados financeiros. Com isso, tais melhoras podem ser repassadas aos consumidores em forma de

redução na tarifa de energia, pois parte do valor dessas perdas são cobradas do consumidor final. Ou seja, seu combate é benéfico para toda a sociedade.

## **2 *Objetivos***

Este trabalho tem como objetivo realizar uma revisão das principais fontes de perdas de energia elétrica de acordo com o sistema elétrico brasileiro, além de demonstrar as formas de apuração e redução existentes.

Dado o objetivo geral, têm-se como objetivos específicos:

- Destacar o que são perdas de energia e avaliar o panorama nacional e global das perdas;
- Revisar quais são os principais tipos de perdas de energia e suas causas;
- Demonstrar o processo de apuração das perdas pelos órgãos reguladores;
- Demonstrar as principais medidas de combate às perdas.

### 3 Revisão bibliográfica

#### 3.1 O setor elétrico brasileiro

O sistema interligado nacional (SIN) é o responsável por conectar a geração e a transmissão de energia elétrica no país, interligando quatro subsistemas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Essa interligação atualmente é composta por uma malha de 141.756 km com uma capacidade instalada de 164.876 MW, com projeções de aumento até 2024 para 181.528 km de malha e 177.061 MW de capacidade instalada (Sumário PAR/PEL 2020-2024).

A maior parte da carga instalada é composta por usinas hidrelétricas (65,8%) distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas por todo o país. Contribuem ainda, em maior parte, para a capacidade instalada a energia termelétrica (13,1%) e a energia eólica (9,4%), essa última em grande desenvolvimento e expansão no sul e nordeste do país. A relação das fontes de geração de energia elétrica pode ser observada com o auxílio da Figura 1 abaixo:

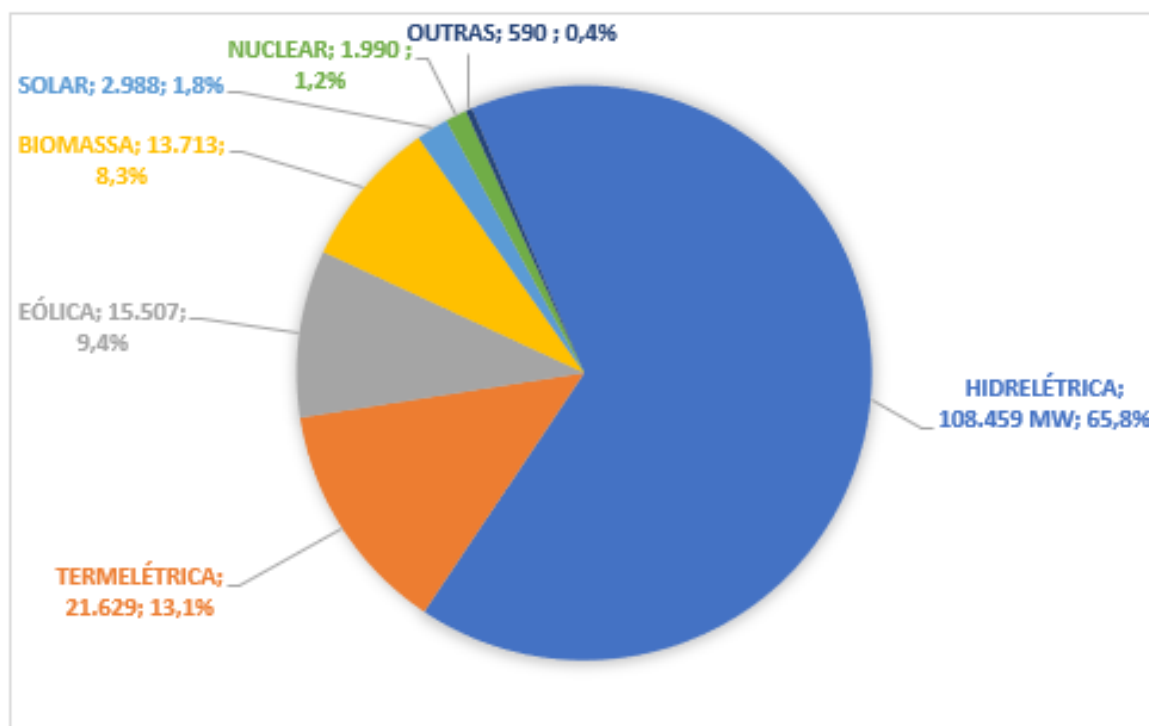


Figura 1 - Capacidade Instalada no SIN em 2020 (PMO setembro/2020)



A diversidade dessas fontes de energia é importante para garantir a segurança do sistema e manter o fornecimento ao consumidor. A interligação através do SIN permite ainda o controle dos reservatórios de água armazenada nas usinas hidrelétricas e a exploração da diversidade das bacias hidrográficas.

### 3.1.1 Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro

O novo modelo do setor elétrico brasileiro foi implementado em 2004, pelas leis 10.847/2004 e 10.848/2004, em virtude da necessidade de aumentar a confiabilidade do sistema, devido aos acontecimentos da crise energética de 2001 que afetou o fornecimento e distribuição de energia elétrica por todo país [5]. Sua atual estrutura está representada na Figura 2, interligando os órgãos responsáveis pelas políticas, regulação e fiscalização, mercado e agentes institucionais.

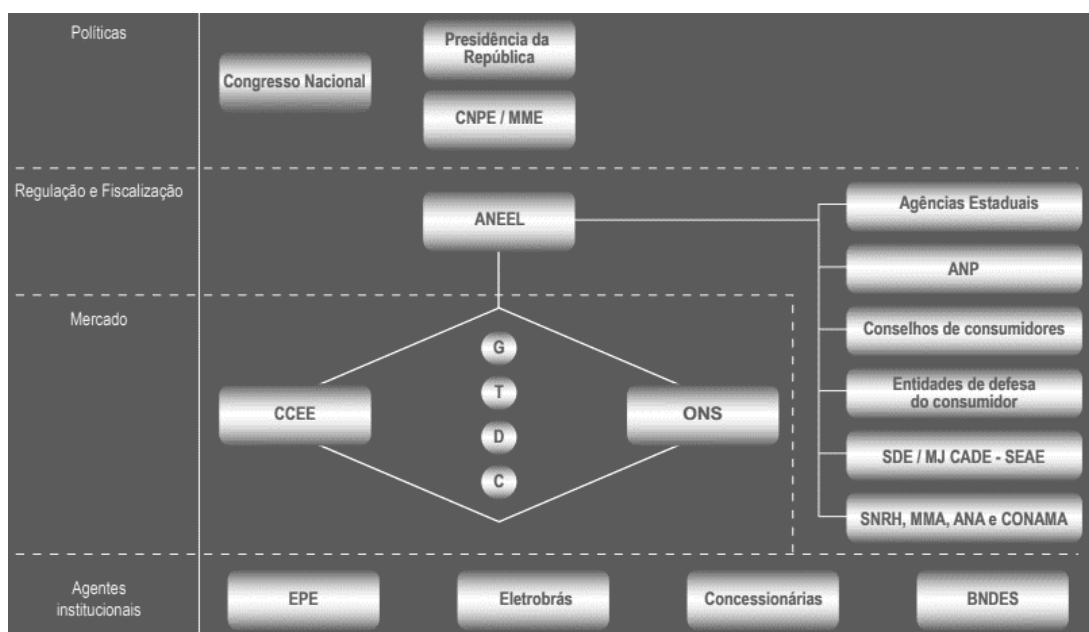


Figura 2 - Estrutura institucional do setor elétrico (ATLAS ANEEL)

Dentro dessa estrutura tem-se a presença do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão de assessoramento da presidência da República para formular diretrizes e políticas que visam o melhor aproveitamento dos recursos energéticos e o asseguramento do suprimento da demanda no território nacional. Esse conselho também é responsável pela revisão da matriz energética e o estabelecimento de políticas específicas [5].

O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável pela condução das políticas definidas pelo CNPE, bem como pelo planejamento e monitoramento do setor energético geral.

As pesquisas para a definição das políticas e planejamentos são realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão vinculado ao MME [5].

A regulação, fiscalização e mediação de conflitos dos agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica ficam sob responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Dentre as atribuições específicas da ANEEL estão a definição de tarifas justas, garantia da qualidade de serviço e exigência de investimentos [5].

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é um órgão sem fins lucrativos cujo o objetivo principal é gerenciar as diferentes fontes de energia, garantindo o fornecimento contínuo de energia no país, contribuindo ainda para a otimização, expansão e acesso ao sistema por suas partes relacionadas. Compõe o ONS membros associados e membros participantes, representando empresas do setor elétrico, Conselhos de Consumidores e o Ministério de Minas e Energia (MME). O órgão é também regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica [5].

Outro importante agente da estrutura é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), empresa privada sem fins lucrativos que possui como objetivo conduzir operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes e administrar os contratos entre eles (CCEE, 2018).

A Eletrobrás é uma sociedade de capital aberto sob controle do governo brasileiro e é responsável por 1/3 da geração do país e metade das linhas de transmissão com tensão maior ou igual a 230 kV. Além disso, ela participa de alguns programas do governo como o PROCEL e o Programa Luz para Todos e é proprietária da Itaipu, a maior usina hidrelétrica do país e segunda maior do mundo em capacidade instalada (14.000 MW), atrás somente da Usina de Três Gargantas na China (22.400 MW) [12].

Complementam a estrutura as demais concessionárias, o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES), os conselhos e entidades de defesa ao consumidor e os órgãos ambientais como o CONAMA e o Ministério do Meio Ambiente (MMA) [5].

## 3.2 O sistema elétrico de potência

O sistema elétrico de potência (SEP) é o conjunto de equipamentos e circuitos elétricos que são conectados com o fim de prover a geração, transmissão e distribuição de energia para seus consumidores, procurando suprir suas demandas com economia, qualidade e continuidade de fornecimento (FREITAS, 2017). Seu esquema básico pode ser representado pela Figura 3, na qual a energia é gerada pela estação geradora, sua tensão é elevada em transformadores e transmitida pelas linhas de transmissão onde podem ser consumidas por grandes indústrias ou ter a tensão reduzida em transformadores abaixadores para, então, ser distribuída aos consumidores primários e secundários.

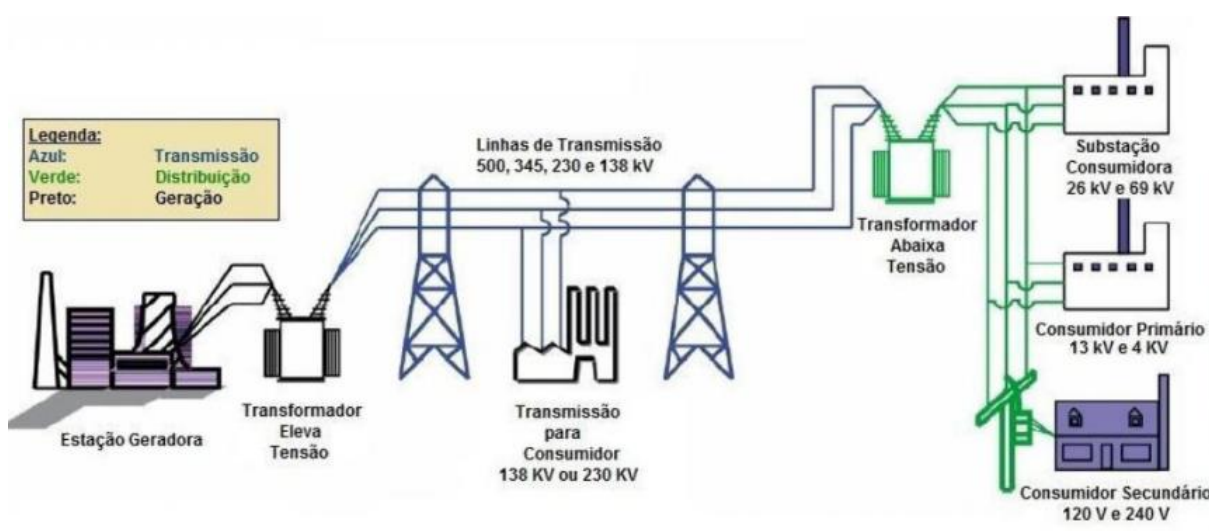


Figura 3 - Esquema Básico do Sistema Elétrico de Potência (FREITAS, 2017)

Uma característica peculiar do setor elétrico é que sua energia não é armazenada, ou seja, a energia gerada deve ser consumida. Há também uma demanda variável de consumo de acordo com o comportamento dos consumidores e grandes centros de carga, contribuindo assim para a variação na geração. O tempo das obras são elevados, necessitando de planejamento prévio, as empresas participantes operam sob o regime de concessão e são altamente reguladas pelo governo (FREITAS, 2017).

Nas seções seguintes pode-se obter de forma mais detalhada a descrição dos processos pertencentes ao sistema elétrico de potência.

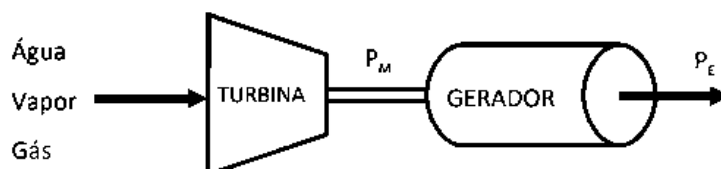
### 3.2.1 Geração

A geração corresponde ao bloco do SEP responsável pela produção da energia elétrica através da transformação de energias primárias (águas de reservatório, gás, vapor, solar, ventos,

etc). No Brasil, a maior parte da energia gerada é proveniente de usinas hidrelétricas devido ao potencial hidroenergético do país (ANEEL, 2018).

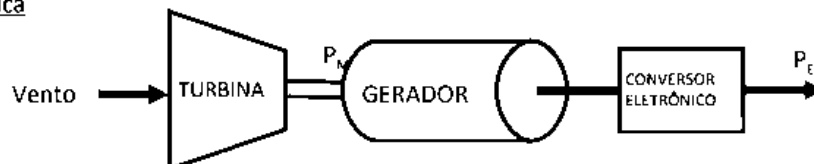
Na Figura 4 observa-se o esquema de geração convencional, onde determinada forma de energia movimenta a turbina de um gerador, ao movimentar as turbinas dos geradores uma tensão alternada representada por uma onda senoidal, é produzida e propaga-se pelo sistema elétrico com frequência constante e amplitude variável em virtude do uso de transformadores. No método de geração não convencional, observado na Figura 4, há a necessidade de conversores eletrônicos ou inversores para adequação da energia às características ótimas de transmissão e consumo.

#### Geração Convencional:



#### Geração Não-Convencional:

##### Eólica



##### Solar

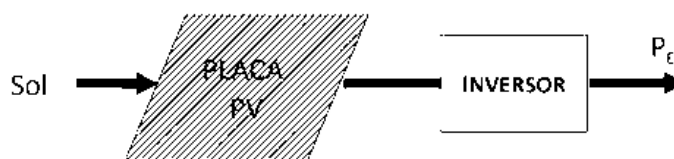


Figura 4 – Geração Convencional e Não-Convencional de energia elétrica (FREITAS, 2017).

Abaixo estão descritas as principais formas de energia, com maior impacto no Brasil, de acordo com a CCEE (2018):

**Hidrelétrica:** Usinas hidrelétricas são construídas próximas à grandes rios com o intuito de aproveitar a queda de água existente e sua energia potencial. Para sua construção leva-se em conta um estudo sobre os impactos ambientais, sociais e econômicos de sua implantação, pois suas obras causam o desvio do curso natural dos rios e a formação de grandes reservatórios de

água. A água desses reservatórios movimentada as turbinas dos geradores que realizam a conversão da energia mecânica em elétrica. O porte de cada usina hidrelétrica é definido de acordo com sua potência instalada, sendo classificadas em Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH, com até 1 MW de potência instalada), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH, entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada), Usina Hidrelétrica de Energia (UHE, com mais de 30 MW de potência instalada) (CCEE, 2018).

**Termelétrica:** Seu funcionamento está baseado na utilização de alguma fonte de energia para produzir vapor que movimentada a turbina de geradores. Essas fontes de energia podem ser combustíveis fósseis, carvão e gás natural. Além desses combustíveis fósseis que são recursos limitados e poluidores, é possível utilizar o biogás gerado a partir da biomassa de dejetos urbanos, industriais ou agropecuários.

**Eólica:** Utiliza-se da energia cinética contida em massas de ar em movimento (ventos), essas massas de ar movimentam turbinas eólicas. O Brasil possui uma presença de ventos duas vezes superior à média mundial, sendo um país favorecido nesse quesito (CCEE, 2018). Devido ao fato da variação na velocidade dos ventos, são utilizados conversores eletrônicos de potência nesse processo, possibilitando a conexão com a rede elétrica que opera com frequência constante.

**Solar:** Energia obtida pela luz do sol, sendo captada através de painéis solares. Esses painéis solares, com células fotovoltaicas, geram energia criando uma diferença de potencial elétrico. Através da ação da luz e do efeito fotovoltaico é gerado a energia em Corrente Contínua (CC), sendo necessário a presença de inversores para converter a energia gerada em Corrente Alternada (CA) podendo assim se integrar à rede elétrica.

**Nuclear:** Processo de geração semelhante ao de usinas termelétricas, porém utiliza-se da fissão do urânio em reatores visando a liberação de calor e geração de vapor para movimentar turbinas de geradores. Devido aos perigos do urânio, que é um material radioativo, e da necessidade de modernas tecnologias, empregadas para garantir a segurança de uma usina nuclear, é complexa a forma de gerar energia, sendo as únicas usinas do tipo no Brasil localizadas na cidade de Angra dos Reis no estado do Rio de Janeiro.

### 3.2.2 Transmissão

Responsável pelo transporte da energia elétrica desde as fontes geradoras até os centros de consumo. No Brasil, há a peculiaridade dos grandes centros consumidores estarem bastante distante das unidades geradoras. As grandes usinas geralmente estão localizadas na região Sul, Norte e Nordeste do país, e o maior mercado consumidor está localizado no Sudeste.

O transporte dessa energia exige o emprego de cabos de grandes bitolas, o que aumenta a complexidade das torres de suporte e fundações, além do maior gasto de material. No transporte de energia há ainda a existência das perdas Joule. Para reduzir estas perdas é necessário utilizar cabos de grandes áreas de seção transversal bem como a utilização de transformadores para elevar a tensão das fontes geradoras, o que permite entregar a mesma potência com uma menor corrente elétrica. Os níveis de tensão padronizados no sistema elétrico de potência do Brasil estão situados nas faixas de tensões: 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, 600 kV e 750 kV (SINDAT, 2020).

Devida à extensão territorial do país a extensão do sistema elétrico situa-se na faixa de 141.756 km de linhas que estão representadas na Figura 5 (ONS, 2020).



Figura 5 - Linhas de transmissão de alta tensão no Brasil (SINDAT, 2020).

Na Figura 5 pode-se observar a interligação do sistema, que abrange todas as regiões brasileiras em virtude da necessidade de fornecimento e aproveitamento das dezesseis bacias hidrográficas do país. Nota-se também a alta concentração de linhas de transmissão de alta tensão na região sudeste, o maior mercado consumidor do país, com grandes indústrias e alto nível de densidade demográfica se comparada a outras regiões (SINDAT, 2020).

### 3.2.3 Distribuição

A distribuição de energia corresponde a etapa de interligação entre o sistema de transmissão e o consumidor final, seja ele industrial, residencial, comercial, urbano ou rural, podendo ser do tipo primária (média tensão – MT) ou secundária (uso residencial). Enquanto a transmissão está associada a grandes volumes de energia elétrica e poucos centros consumidores, a distribuição ocorre em menores volumes e um grande número de consumidores finais. Tal serviço é realizado por concessionárias, públicas, estatais ou privadas, que necessitam de autorização e permissão para operar em sua área de atuação.

Por ser a etapa do processo que está em contato direto com o consumidor final, há uma grande relação com seu público e órgãos reguladores e que promovem a defesa do consumidor, além de ser afetado por questões socioambientais como furtos de energia e inadimplência [14].

Como regra geral, pode ser considerado como o sistema que opera em tensões inferiores a 230 kV e atualmente o Brasil possui 63 concessionárias de energia elétrica (ANEEL, 2020). Há uma grande divisão de concessionárias de energia por estados (Figura 6) e muitos estados possuem mais de uma concessionária atuando em seu território como o caso do estado de São Paulo (Figura 7).



Figura 6 - Concessionárias de energia no Brasil [5].



Figura 7 - Concessionárias de energia em São Paulo [5].



## 4 Perdas de energia elétrica

As perdas de energia elétrica estão presentes desde a geração de energia até a distribuição ao consumidor final. Relativo as perdas na geração de energia, pode-se tomar como exemplo as perdas em geradores e turbinas. Conforme ENCINA (2006), em turbinas hidráulicas, uma fração da potência disponível em seu eixo é dissipada em perdas externas e internas, valores ótimos de rendimento estão na faixa de 88 a 96%. Quando se trata de geradores há a existência de perdas nos enrolamentos, perdas mecânicas devido ao atrito das escovas, perdas no sistema de ventilação e mancais e representam rendimentos entre 90 e 99%.

Já no transporte da energia, ocorrem inevitavelmente as perdas em condutores devido ao efeito Joule, perdas dielétricas, perdas em núcleos de transformadores, perdas por efeito Corona, etc. Em sua distribuição podem surgir ainda um outro tipo de perda, ocasionada por ações humanas e que não podem ser previstas, como as perdas por furto de energia ou erros de leitura. Todas essas perdas devem ser evitadas ao máximo, objetivando uma melhor utilização da energia e disponibilização da mesma para o desenvolvimento do país.

As perdas são divididas majoritariamente em perdas técnicas e perdas não técnicas. A Figura 8 da ANEEL ilustra o processo de perdas ocasionadas na cadeia de energia elétrica e também pode ser definida pelas Equações 1 e 2 abaixo:

$$Perdas_{Globalis} = Perdas_{Geração} + Perdas_{Transmissão} + Perdas_{Distribuição} \quad (1)$$

Ou ainda:

$$Perdas_{Globalis} = Energia_{Gerada} - Energia_{Consumida} \quad (2)$$

Com a Figura 8 pode-se observar melhor como ocorrem as perdas de energia no sistema elétrico de potência. Nessa situação hipotética foi gerado 100 MWh de energia na usina de geração, havendo 4 MWh de perdas na rede básica de transmissão e entrando, portanto, 96 MWh nos sistemas de distribuição. Desses 96 MWh que entraram na rede de distribuição houveram perdas de 13 MWh resultando em um valor final a faturar de 83 MWh pelo consumo. Nesse processo hipotético houveram perdas de 4% na transmissão sendo rateadas em 2% para

o agente gerador e 2% para o agente consumidor, além de 13,5% de perdas na distribuição (7,5% de perdas técnicas e 6% de perdas não técnicas) resultando em um valor absoluto total de 17 MWh perdidos.

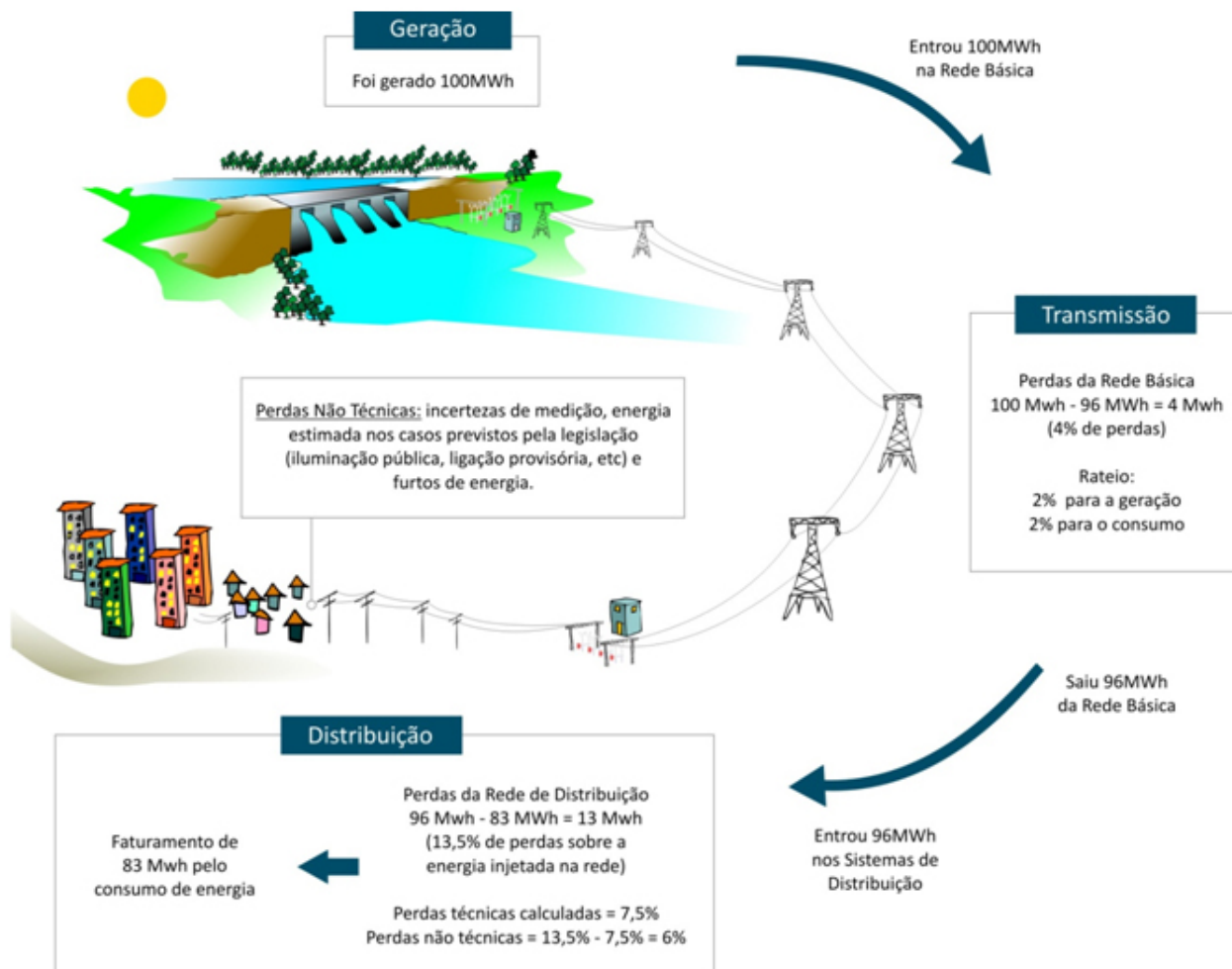


Figura 8 - Representação das perdas de energia no sistema elétrico de potência brasileiro.

## 4.1 Contexto nacional e global das perdas elétricas

### 4.1.1 Contexto nacional

No último relatório de perdas da ANEEL, na edição de 01/2019 é declarado que as perdas totais representaram 14,1% do mercado consumidor em 2018, o que equivale ao consumo de energia elétrica de toda a região Norte e Centro-Oeste no ano de 2016. Somente 85,9% da energia gerada foi faturada. As perdas técnicas possuíram uma participação de 7,5% (38,3 TWh) enquanto as perdas não técnicas foram responsáveis pelo restante de 6,6% (33,3 TWh) [6].

Nos contratos de concessão com as distribuidoras estão previstos os repasses tarifários referentes à essas perdas, e são regulados pela ANEEL. Valores regulatórios de perdas são aqueles que são reconhecidos na tarifa de energia, enquanto os valores reais são os que ocorrem de fato no sistema, a diferença entre o regulatório e o real é de responsabilidade da concessionária, porém o consumidor final acaba sendo prejudicado também na forma de elevação tarifária. Essas perdas regulatórias são definidas em intervalos de 3, 4 ou 5 anos nos processos de revisão tarifária frente às distribuidoras de acordo com as Resoluções Homologatórias (REHs) da ANEEL [3].

Com auxílio da Figura 9 observa-se a evolução das perdas de energia no Brasil no período de 2008 até 2018. Apesar de muitos estudos e evoluções tecnológicas nos últimos anos as perdas ainda mantem um patamar constante, em torno de 14% para as perdas totais; 7,5% para as perdas técnicas e 6,5% para as perdas não técnicas. Isso demonstra que ainda não há uma eficácia grande no processo de combate dessas perdas, portanto ainda há muito a avançar nesse campo de estudo e combate ao desperdício [6].



Figura 9 - Evolução das perdas de energia no Brasil de 2008 a 2018 (ANEEL).

As perdas no Brasil variam bastante de acordo com a região de fornecimento, por causa das características socioeconômicas e culturais de cada região. Devido a esse fator a ANEEL estabeleceu um ranking de complexidade socioeconômica para categorizar e melhor adequar a regulação das perdas a cada empresa, pois as distribuidoras estão em um ambiente muito heterogêneo com realidades e portes distintos. Observa-se na Figura 10, relativo ao ano de 2018, que as regiões Norte e Sudeste são as maiores responsáveis pelas perdas não técnicas (23% e 6,1% respectivamente) [6]. E as regiões Nordeste e Norte as maiores responsáveis pelas perdas

técnicas (10,2% e 9,6% respectivamente) bem como pela diferença entre perdas não técnicas reais e reguladas. Dentre as concessionárias que mais possuem participação nas perdas não técnicas estão a Light (19,6%), concessionária responsável por atender grande parte do estado do Rio de Janeiro e a concessionária Amazonas Energia S/A (11,6%) que atende o estado do Amazonas. Ou seja, essas duas são responsáveis por 31,2% das perdas não técnicas do país [6].

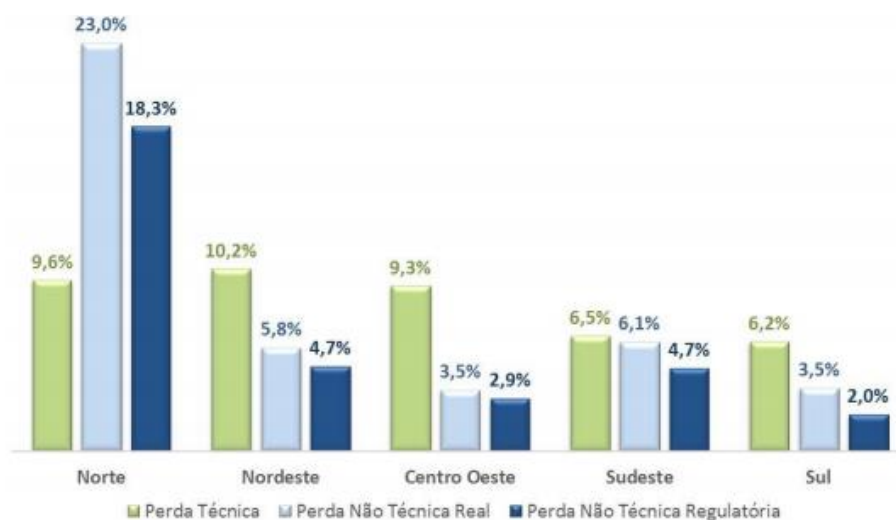


Figura 10 – Perdas Técnicas, Não Técnicas Reais e Regulatórias sobre a Energia Injetada por região (ANEEL, 2018)

Visando estabelecer um ambiente no qual as concessionárias busquem a diminuição de suas perdas e não apenas o repasse das mesmas aos consumidores, é estabelecido um benchmark, onde uma empresa de referência, normalmente situada em áreas de alta complexidade socioeconômica, é comparada com a distribuidora em análise a respeito de seu desempenho. Dessa forma objetiva-se que a concessionária tenha um incentivo para reduzir as perdas, levando a um aumento em sua receita, pois os valores regulatórios de perdas não técnicas calculados pela ANEEL não são necessariamente menores do que os valores praticados pelas empresas, visto que a distribuidora pode combater as perdas com mais vigor do que os valores regulatórios estabelecidos. A ANEEL também não estabelece ações que a empresa deve tomar para reduzir suas perdas, pois a distribuidora é quem conhece melhor a própria realidade e tem os dados necessários para saber quais ações tomar para obter uma melhor eficácia no combate das perdas [3].

A evolução das perdas não técnicas reais e regulatórias no mercado de baixa tensão estão representadas abaixo na Figura 11. Observando tal gráfico, as perdas não técnicas reais representaram 15% em 2018, enquanto as regulatórias representaram 11,4%. Um percentual

superior à média de 6,5% observadas anteriormente na Figura 9, que trata do mercado de energia em sua totalidade (Alta Tensão, Média Tensão e Baixa Tensão). Conclui-se então que a maior parte das perdas não técnicas estão concentradas no mercado de Baixa Tensão (BT), isso ocorre devido a maior facilidade de realização de furtos e fraudes e maior número de consumidores para fiscalizar e monitorar irregularidades [6].

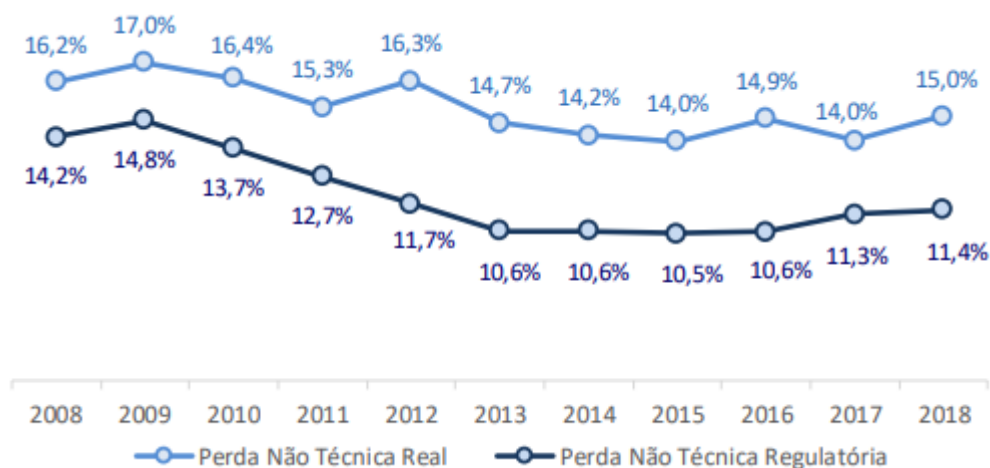


Figura 11 - Perdas Não Técnicas Reais e Regulatória sobre Baixa Tensão Faturado

Sobre os impactos econômicos das perdas, durante o ano de 2018, o custo obtido através da multiplicação da energia perdida pelo preço médio da mesma, sem considerar tributos, foram de R\$ 7,1 bilhões para perdas técnicas, sendo que R\$ 1,5 bilhões estão na rede básica. Para as perdas não técnicas reais o custo total foi de R\$ 6,6 bilhões e para as perdas não técnicas reguladas foi de aproximadamente R\$ 5 bilhões. Juntas, a soma das perdas totais representa aproximadamente 8% da receita do setor elétrico, ou 29% da receita das distribuidoras [6].

#### 4.1.2 Contexto global

Avaliando o contexto global das perdas de energia, é observado que as menores perdas estão em países altamente desenvolvidos ou com maiores PIB per capita, e as maiores taxas de perdas estão em países de baixa renda e alta corrupção [29]. Um panorama mundial das perdas pode ser observado na Figura 12, um aspecto importante a observar, é que mesmo os países com extensão territorial semelhante ou até superior ao Brasil, possuem menores níveis de perdas de energia [29], como os casos de Canadá, Estados Unidos, Rússia, China e Austrália, sendo assim, somente a grande extensão territorial do Brasil não explica por si só seus altos níveis de

perdas. A média mundial de perdas é de 8%, são 6 pontos percentuais menores do que as perdas médias no Brasil nos últimos anos.

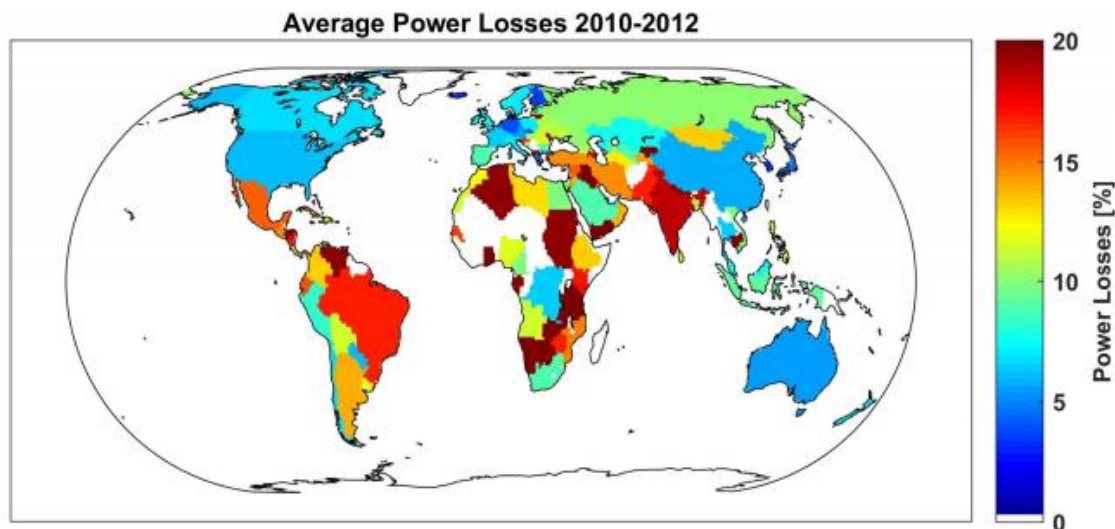


Figura 12 - Perdas de energia globais avaliadas entre 2010 e 2012 (SADOVSKAIA, 2017).

Se tratando de perdas não técnicas, o Brasil ocupa o oitavo lugar no ranking, representado na Figura 13, atrás somente de países como Paraguai, Venezuela, Índia, Colômbia, Equador, Uruguai e México.

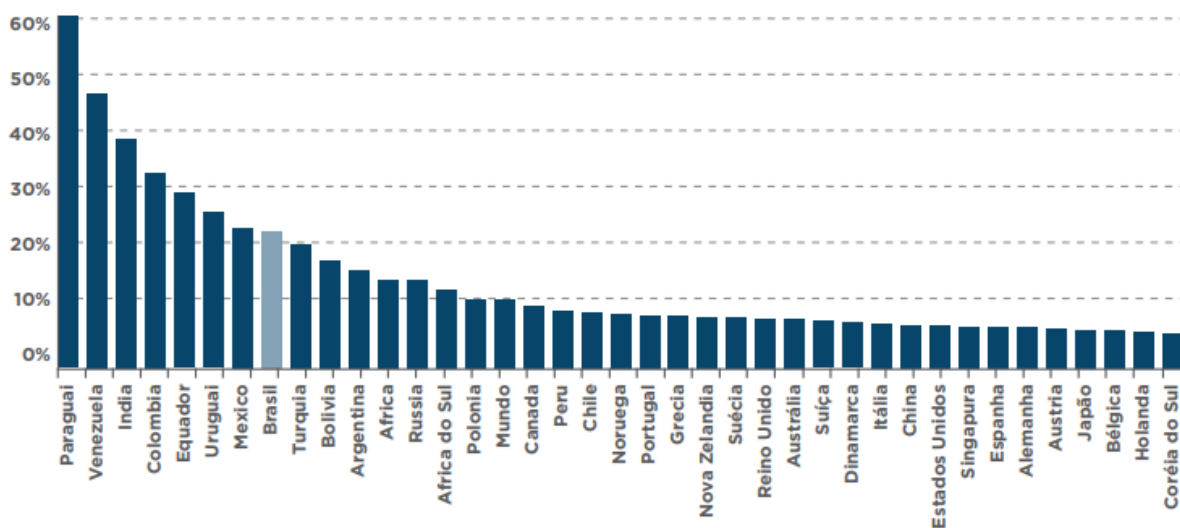


Figura 13 - Índice de perdas não técnicas - Mundo (U.S. Energy Information Administration, 2011)

## 4.2 Perdas técnicas de energia elétrica

As perdas técnicas ocorrem devido às características físicas, intrínsecas aos processos físicos da natureza, presentes em toda a cadeia da energia elétrica. Podem ser minimizadas através de investimentos em pesquisas e desenvolvimento de novos materiais e tecnologias aliadas aos processos e equipamentos do sistema elétrico de potência.

### 4.2.1 Perdas por efeito Joule

O efeito Joule provavelmente é a forma de perda de energia elétrica mais conhecida. Foi publicada a sociedade científica em 1841 por James Prescott Joule. Apresentando seu trabalho a Royal Society, no *Philosophical Magazine*, vol. xix, pp. 260-277 Joule afirmou “Há poucos fatos em ciência mais interessantes do que aqueles que estabelecem a ligação entre calor e eletricidade”.

A ligação entre essas duas formas de energia pode ser vantajosa ou indesejada, dependendo do fim de sua utilização. É vantajosa em algumas aplicações as quais se deseja a produção de calor, como em fornos, aquecedores, chuveiro, secadores, solda, etc. Porém no caso de transporte de energia, ela sobreaquece os fios e causam as perdas técnicas através da dissipação de energia em forma de calor, devido à resistência naturalmente existente em qualquer condutor [8].

Essa resistência é dada pela Equação 3, da segunda lei de Ohm:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} \quad (3)$$

Onde:

R= resistência do fio de comprimento L e secção S ( $\Omega$ )

$\rho$  = resistividade do material ( $\Omega \cdot m$ )

L = comprimento dos condutores (m)

S = Área da secção transversal dos condutores ( $m^2$ )

Pode-se observar através da Equação 3 que, quanto maior sua secção transversal, menor será a resistência. Por sua vez, quanto maior o comprimento do condutor ou a condutividade do material, maior será a resistência do mesmo. Portanto, um bom estudo e projeto de dimensionamento é fundamental para se evitar o subdimensionamento que ocasiona aumento na dissipação de energia em forma de calor, ou o sobredimensionamento que ocasionaria um aumento desnecessário na quantidade de material utilizada no próprio cabo ou em suas estruturas de sustentação. Como forma de minimizar o problema, a energia elétrica é transmitida em níveis elevados de tensão, objetivando assim a entrega da mesma potência, porém com um nível menor de corrente elétrica.

O efeito Joule não está apenas associado a cabos ou fios condutores, ele também está presente nos enrolamentos primários e secundários de transformadores e também em máquinas rotativas como motores e geradores.

#### 4.2.2 Perdas por histerese

Núcleos de máquinas elétricas como motores, geradores e transformadores são compostos por materiais ferromagnéticos. Na magnetização desses materiais ocorrem as etapas de alinhamento e movimento dos domínios magnéticos e a curva de histerese está relacionada a energia envolvida nesse processo [11].

Com o auxílio da Figura 14, que demonstra a curva de histerese, pode-se entender melhor o processo. Assumindo que inicialmente o fluxo no núcleo é zero, quando a corrente é aumentada o fluxo existente no núcleo irá percorrer o caminho a-b da Figura 14. Porém ao diminuir a corrente, o fluxo não irá percorrer o mesmo caminho, como representado pelo caminho b-c-d. Após ocorrer um novo incremento na corrente, o fluxo irá percorrer o caminho d-e-b. Tal comportamento descreve o chamado laço de histerese, onde a quantidade de fluxo, além de depender da corrente aplicado ao enrolamento, depende também da história prévia do fluxo nesse núcleo, assim não há repetição do mesmo caminho no fluxo [11].

Se uma força magnetomotriz for aplicada e removida logo em seguida, o fluxo irá percorrer o caminho a-b-c. Um fato interessante a se observar é que o fluxo no núcleo não irá a zero, mas permanecerá ainda um campo magnético no núcleo representado pelo fluxo residual. Tal descrição é a base para a produção dos chamados ímãs permanentes [11].



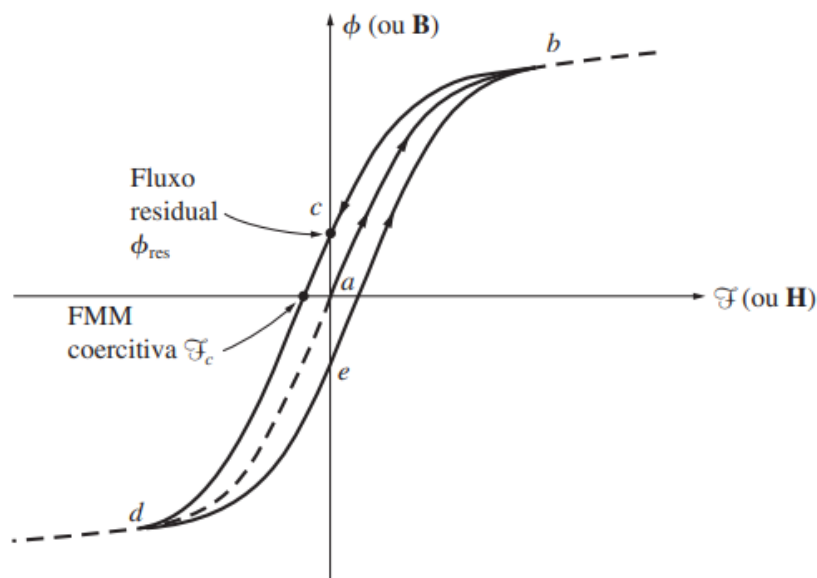


Figura 14 - Laço de histerese (CHAPMAN, 2013)

A histerese ocorre devido ao comportamento desses materiais ferromagnéticos. Átomos de ferro, cobalto, níquel e outros metais similares tendem a possuir campos magnéticos estreitamente alinhados entre si e em seu interior há a existência de regiões chamadas de domínios. Nos domínios os átomos são alinhados de tal forma que seus campos magnéticos apontam em um mesmo sentido, comportando-se de forma semelhante a um ímã permanente [11]. Na Figura 15a é demonstrada uma representação dos domínios orientados aleatoriamente, já na Figura 15b observa-se um alinhamento desses domínios ao serem submetidos a um campo magnético externo. A presença desse campo magnético que torna possível esse processo de alinhamento e reorientação dos domínios [11].

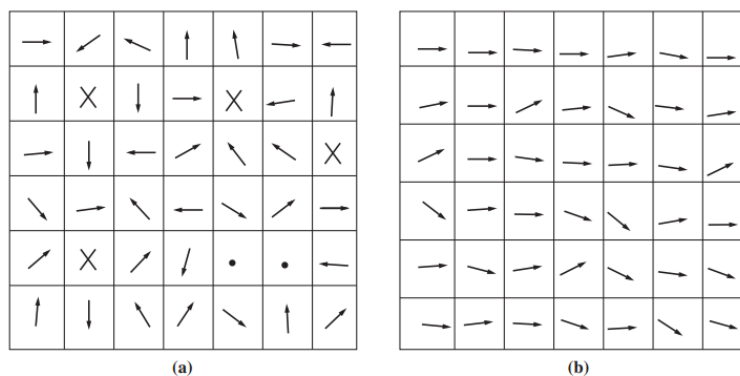


Figura 15 - (a) Domínios magnéticos orientados aleatoriamente (b) Domínios magnéticos alinhados na presença de um campo magnético externo.

A histerese é explicada através do fato de que ao remover o campo magnético os domínios não voltam completamente a se desorganizarem. Para se desorganizarem é necessária a aplicação de uma fonte de energia externa para modificar suas posições novamente, como uma força magnetomotriz aplicada na direção oposta, um choque mecânico ou um aumento na temperatura [11].

A perda de energia em máquinas elétricas rotativas ocorre justamente na utilização da energia para realizar o alinhamento desses domínios. A perda por histerese é definida por Chapman (2014, p 28) como “a energia necessária para realizar a reorientação dos domínios a cada ciclo de uma corrente alternada aplicada ao núcleo. Pode-se demonstrar que a área delimitada pelo laço de histerese, formado pela aplicação de uma corrente alternada ao núcleo, é diretamente proporcional à energia perdida em um dado ciclo CA”. A Figura 16 representa essa relação direta entre a área delimitada pelo laço de histerese, as perdas por histerese, e a força magnetomotriz  $\mathcal{F}$  aplicada ao núcleo.

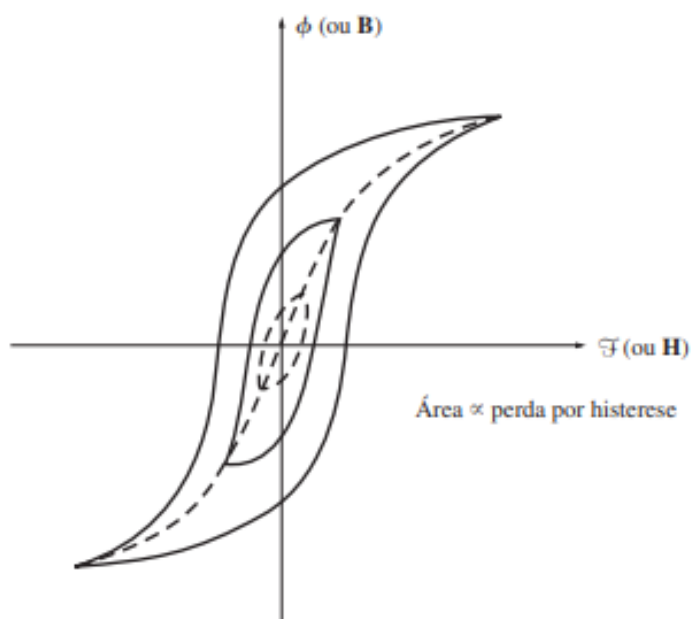


Figura 16 – Relação entre perdas no núcleo e a aplicação da força magnetomotriz em um núcleo ferromagnético (CHAPMAN, 2013).

### 4.2.3 Perdas por correntes de Foucault

As perdas por correntes de Foucault ocorrem devido a variação do campo magnético no tempo. São explicadas pela Lei de Faraday que é a base de funcionamento de transformadores e máquinas elétricas.

Segundo a Lei de Faraday, se um fluxo passar através de um fio condutor, será induzida nele uma tensão diretamente proporcional à taxa de variação do fluxo em relação ao tempo como [11]:

$$e_{ind} = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (4)$$

Onde:

$e_{ind}$  = tensão induzida na bobina

N = número de espiras de fio da bobina

$\Phi$  = fluxo que passa através da bobina

Entretanto, do mesmo modo que um fluxo variável no tempo induz uma tensão em um fio condutor, ocorrerá também a indução de tensão no interior de um núcleo ferromagnético. Formando assim caminhos circulares dentro do núcleo, semelhantes a redemoinhos. Tal fenômeno é denominado de correntes de Foucault ou correntes parasitas [11]

Por estarem circulando em um material condutor resistivo como o ferro do núcleo, irá ocorrer a dissipação de energia por efeito joule, que irá depender do tamanho desses caminhos circulares e da resistividade do material por qual circulam. Porém é interessante observar que quanto maior a resistividade menor será o fluxo de corrente a uma dada tensão induzida [11].

Portanto, para reduzir essas perdas por corrente de Foucault, costuma-se dividir o núcleo ferromagnético em várias camadas de lâminas delgadas em paralelo separando-as através de resinas isolantes como pode-se observar na Figura 17. Essas camadas de resinas isolantes costumam ser muito finas, ocasionando em um efeito muito pequeno sobre as propriedades magnéticas do núcleo e limitando-se assim o tamanho dos caminhos circulares [11].

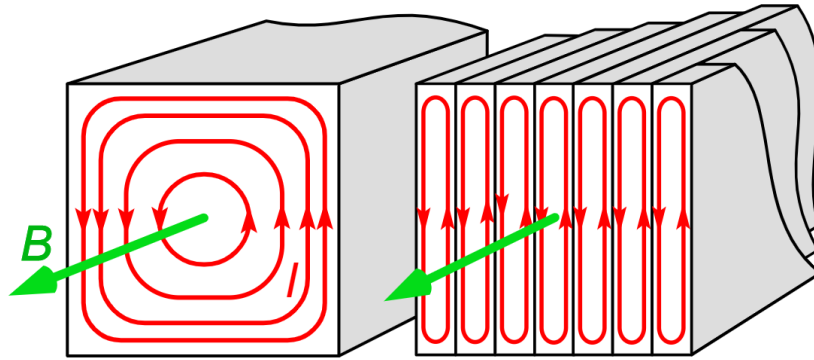


Figura 17 - Correntes de Foucault em um núcleo de ferro sólido (esquerda) e em um núcleo de ferro laminado (direita) (CHETVORNO, 2016).

Outra forma de reduzir as perdas por correntes de Foucault seria aumentar a resistividade do material no qual é composto o núcleo ferromagnético. O processo mais comum é a adição de silício para aumento da resistividade, ocorrendo uma diminuição no fluxo de corrente e diminuir as perdas  $I^2R$  [11].

As perdas por corrente de Foucault em núcleos laminados podem ser definidas pela Equação 5.

$$P = \frac{\pi^2 B_p^2 d^2 f^2}{6\rho D} \quad (5)$$

Onde:

$B_p$  = pico do campo magnético (T)

$d$  = espessura da lâmina (m)

$f$  = frequência (Hz)

$\rho$  a resistividade do material ( $\Omega/m$ )

$D$  = densidade ( $kg/m^3$ ).

#### 4.2.4 Perdas por efeito corona

O efeito corona ocorre devido as altas tensões existentes nas linhas de transmissão, seu acontecimento é dado devido à ionização do ar ao redor do condutor. Esse fenômeno fotoquímico surge na superfície do condutor quando o valor do gradiente de potencial da linha supera o valor do gradiente crítico disruptivo do ar. Assim o campo elétrico do condutor sofre uma deformação e acelera elétrons do ar, provocando a ionização [16]

Elétrons livres próximos à superfície dos condutores recebem a energia do campo elétrico, o que é suficiente para sua aceleração. Assim esses elétrons ganham energia cinética e se chocam com demais átomos de oxigênio, nitrogênio e outros gases, evoluindo para um estado mais elevado de energia. Para retornarem à condição inicial, tais átomos liberam essa energia em forma de luz, calor, energia acústica e radiações eletromagnéticas [19].

Várias condições influenciam na tensão disruptiva do ar, como altitude, tipo de tensão aplicada e umidade, sendo assim um problema que ocorre em maior escala nos sistemas de transmissão sob condições chuvosas ou de altas altitudes. Qualquer partícula estranha tais como poeira, detritos de aves e insetos, teias de aranha e vegetações podem tornar motivos de descargas elétricas e potencialização do efeito. A falta de manutenção e qualidade dos cabos também contribui, cabos arranhados, sujos ou com superfície rugosa são facilitadores para que ocorra o efeito corona [19].

Toda essa energia liberada tem origem no campo elétrico e, portanto, representam perdas para o sistema de transmissão que variam de alguns kW/km até centenas de kW/km dependendo das condições as quais estão submetidas o sistema. Além disso, tal efeito causa alguns transtornos como ruídos sonoros, e interferência em equipamentos eletrônicos como sinais de rádio, televisão e telefonia, que são potencializados quando a linha passa perto de cidades. Isso ocorre devido a geração de campos eletromagnéticos de alta frequência, por volta de MHz [15].

Para quantificar as perdas são utilizados os cálculos da tensão crítica a qual se inicia o efeito corona, denominada Tensão Crítica para Condutor Cilíndrico ( $E_C$ ) [16], que é apresentada na Equação 6:

$$E_C = E_{AR} \cdot m \cdot \delta \cdot RMGc \cdot \ln \left( \frac{DMG}{RMGc} \right) [kV] \quad (6)$$

Onde:

$E_{AR}$  = Gradiente Crítico Disruptivo do Ar = 21,21k [V/cm];

$m$  = Fator de Superfície ou coeficiente de rugosidade - 0,87 para cabos e 0,93 para fios [adimensional]; devido ao fato de que os cabos/fios utilizados na prática não são perfeitamente cilíndricos;

$\delta$  = Densidade Relativa do Ar [ $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$ ],  $\delta = \frac{298}{273+T} * \frac{p}{760}$  em que  $T$  é a temperatura dada em  $^{\circ}\text{C}$  e  $p$  a pressão atmosférica dada em mmHg;

$RMGc$  = Raio Médio Geométrico Capacitivo do condutor [cm];

$DMG$  = Distância Média Geométrica entre fases [cm].

Após o cálculo da Tensão Crítica para Condutor Cilíndrico ( $E_C$ ) pode-se calcular as perdas por efeito corona ( $P_C$ ) através da equação de Peek:

$$P_C = \frac{0,20485}{\delta} * \left( \frac{RMGc}{DMG} \right)^{\frac{1}{2}} * (V_{FN} - E_C)^2 \quad [kW/km/fase] \quad (7)$$

Na qual:

0,20485 = Constante de Cálculo para as Perdas;

$\delta$  = Densidade Relativa do Ar [ $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$ ];

$RMGc$  = Raio Médio Geométrico Capacitivo do Condutor [cm];

$DMG$  = Distância Média Geométrica entre Fases [cm];

$V_{FN}$  = Tensão de Fase na Linha de Transmissão [V];

$E_C$  = Tensão Crítica para Condutor Cilíndrico [V].

Vale salientar ainda que em períodos de chuva há uma modificação no valor da tensão crítica  $E_C$ , sendo multiplicado por 0,8 para tempos chuvosos [16]. Assim:

$$E_C^{Tempo\ com\ chuva} = E_C * 0,8 \quad (8)$$

### 4.3 Perdas não técnicas de energia elétrica

As perdas não técnicas também podem ser chamadas de perdas comerciais de energia e estão relacionadas diretamente a fraudes, furtos, inadimplência e erros de leitura. Ocorrem quando há um faturamento incorreto ou a ausência do mesmo referente a energia consumida pelo cliente [6].

Sua complexidade está no fato de que são perdas diretamente relacionadas a aspectos socioeconômicos, como a economia brasileira, qualidade de atendimento e relação entre concessionária e consumidor, violência, índole do consumidor, etc [23].

#### 4.3.1 Fraudes e furtos de energia elétrica

Fraudes e furtos são considerados perdas não técnicas e são hoje as que geram o maior prejuízo para as empresas distribuidoras [6], sendo originadas em atos conscientes dos consumidores objetivando eliminar ou reduzir o valor da energia faturada. Fraudes e furtos são dois termos distintos utilizados para classificar os tipos de perdas [23].

O furto ocorre quando o consumidor realiza uma ligação direta na rede da distribuidora sem consentimento da mesma. São as chamadas ligações clandestinas, popularmente conhecidas como “gato”, concentradas principalmente em áreas com altos índices de violência, áreas invadidas ou de baixo poder econômico [23]. Podem ocorrer quando um cliente anteriormente regularizado e cadastrado tem sua energia cortada devido à falta de pagamento, realizando a religação diretamente na rede da concessionária para consumir novamente a energia. Um outro caso possível é a ligação clandestina na entrada de outra unidade consumidora antes da medição. Nesse caso há a possibilidade de quem furtou nunca ter sido cadastrados ou regularizados na concessionária, sendo mais difíceis de serem tratados [23].

Na Figura 18 observa-se um esquema de ligação normal e um de ligação clandestina, é um exemplo de furto de energia, onde representa a carga sendo ligada antes do medidor de energia elétrica.

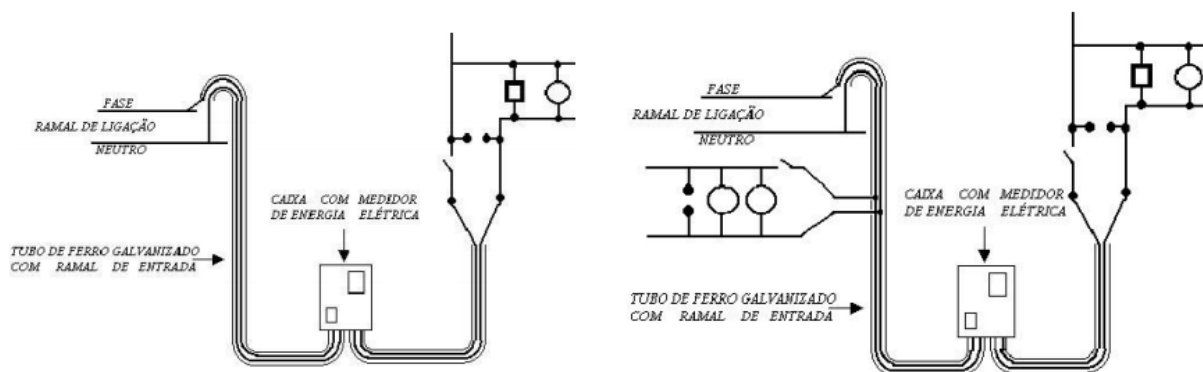


Figura 18 - Esquema regular de ligação no padrão de energia (Esquerda) e esquema de ligação clandestina (Direita). Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira

Já a fraude ocorre quando há adulteração ou danificação do medidor de energia ou quando ocorre um desvio no ramal de entrada, causando um desvio parcial de energia com o intuito de pagar um valor menor do que o consumido. Outra fraude comum é quando um consumidor tem sua energia cortada devido à falta de pagamento, e realizam a religação da mesma por conta própria. Porém em muitos casos, quando a concessionária não retira os equipamentos de medição, eles ainda continuam registrando o consumo [23].

Métodos irregulares para fraudar o registro de faturamento são utilizados tanto em medidores analógicos quanto digitais. Os medidores são elementos diretamente ligados a fraudes, sendo eles a conexão entre a concessionária e o consumidor final se tratando de registro e histórico de faturamentos [25].

Alguns dos métodos de fraude são facilmente identificáveis no momento de leitura ou fiscalização por parte da concessionária, porém há alguns procedimentos irregulares que não são de fácil identificação, sendo necessário uma análise mais aprofundada ou retirada do medidor para averiguação [25].

Os tipos de irregularidades mais encontradas em processos analisados pela ANEEL estão apontados abaixo:

- Ligação direta através da rede secundária;
- Desvio no ramal de entrada (antes do medidor);



- Disco móvel do medidor bloqueado através da perfuração ou inserção de objetos estranhos;
- Deslocamento de ponteiros do medidor;
- Inversão de ligações no medidor;
- Substituição da engrenagem do medidor;
- Desgaste de dentes da engrenagem do medidor;
- Empenar o disco móvel do medidor;
- Adultrações em circuitos de medidores

Na Figura 19 temos o método correto de ligação de medidores e cargas monofásicas e na Figura 20 tem-se dois modos de ligação de medidores que causam o faturamento errôneo da energia consumida pelo cliente em sistemas monofásicos a 2 fios, um deles através da inversão da fase de entrada e o outro pela ligação direta de uma fase no terminal do medidor.

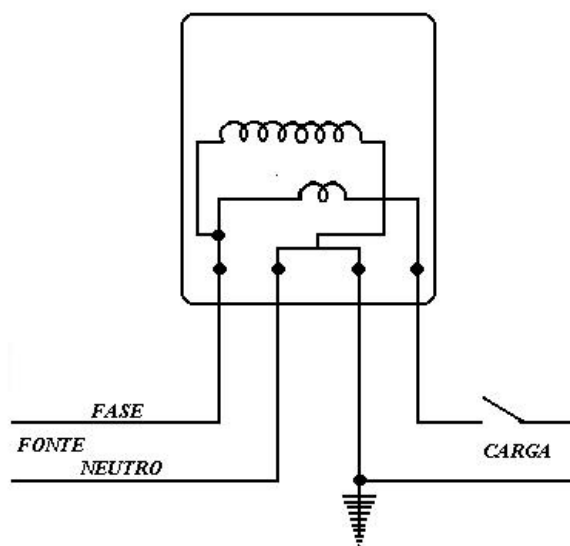


Figura 19 - Ligação correta de medição monofásica a 2 fios. Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira

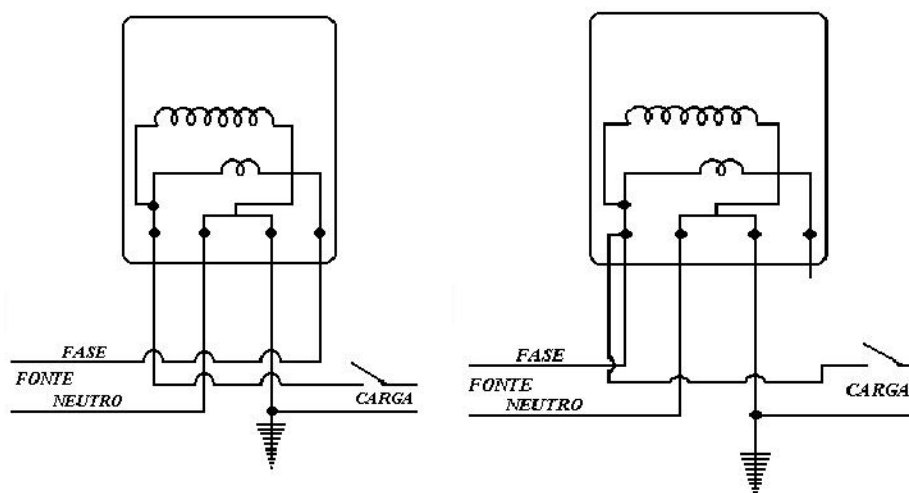


Figura 20 – Medição Monofásica com Inversão da Fase de Entrada com a Saída (Esquerda) e Medição monofásica com ligação direta de uma fase no terminal do medidor (Direita). Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira

Relativo à medição bifásica a 3 fios, tem-se na Figura 21 o método correto de ligação e na Figura 22 é apresentado três métodos errôneos de ligação que ocasionam furtos, sendo eles a ligação direta de uma ou mais fases, a inversão de fases e a substituição de uma fase pelo neutro.

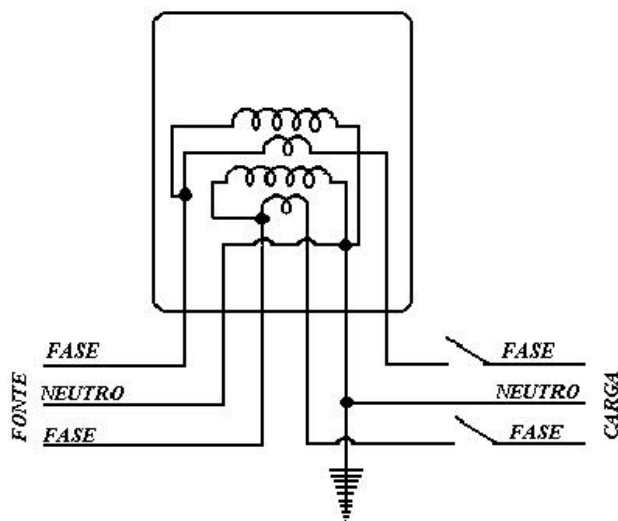


Figura 21 - Ligação correta de medição bifásica a 3 fios. Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira

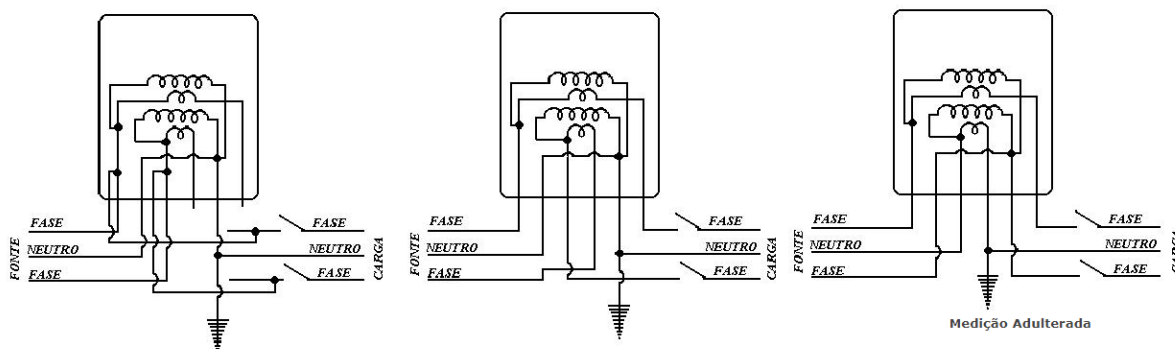


Figura 22 - Medição adulterada em sistemas bifásicos a 3 fios. Ligação Direta de uma ou mais Fases (Esquerda). Inversão de uma fase de entrada com a saída (Meio). Substituição de Fase pelo Neutro (Direita). Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira

#### 4.3.2 Perdas não técnicas devido a erros de medição

Pensando além dessas irregularidades nos medidores causadas por ações do consumidor, há de se observar também que muitas companhias possuem seus medidores envelhecidos ou mal aferidos [25], podendo contribuir também para as perdas não técnicas.

Atualmente, a grande maioria dos medidores instalados ainda são medidores analógicos, embora possuam alta confiabilidade com o tempo os mesmos sofrem desgaste natural por questões de vida útil do próprio produto a exposição a agentes externos como temperatura e umidade [25]. Dentre problemas causados ao longo do tempo devido à degradação do medidor e não por atos ilícitos estão [25]:

- Medidor com disco travado, impossibilitando o faturamento do consumo;
- Más condições de conservação e precisão;
- Ruptura das bobinas dos medidores;
- Queima devido às descargas atmosféricas;
- Outros problemas diversos de desgaste.

Quando tais problemas são identificados por colaboradores das concessionárias de energia, os mesmos são levados para laboratório e examinados para identificar possíveis erros de medição. Uma vez constatado o erro a concessionária considera que houveram erros de

medição por avaria. Assim, é de grande importância para as concessionárias a manutenção e fiscalização de seus medidores, evitando erros e distorções nas faturas [25].

Além dos erros de leitura devido às condições do equipamento, há ainda a falha humana ao aferir o valor medido pelos instrumentos medidores. Os agentes de faturamento, ou os chamados leituristas, são funcionários da concessionária que realizam a medição do consumo pessoalmente e mensalmente, em locais onde inexiste a medição remota. Estão suscetíveis a ler um faturamento diferente daquele realizado, de forma equivocada, sejam por causas propositais ou não. Tais erros presentes em sua maioria em medidores analógicos podem ser diminuídos com a implantação de medidores digitais ou através da telemedição, que permite a medição a distância através do uso de redes de celulares para conectar a distribuidora e o medidor. Por ser uma tecnologia mais cara, atualmente está concentrada em sua maioria em clientes do grupo A, que são as unidades consumidoras que recebem sua energia em tensão igual ou maior a 2,3 kV, composta em sua maior parte por indústrias e estabelecimentos comerciais de médio ou grande porte (Resolução Normativa ANEEL n. 414, 2010).

#### **4.3.3 Perdas não técnicas devido à ausência de medição**

Um outro problema existente quando se trata de divergências no faturamento da energia elétrica são as situações em que o consumo de energia não é medido e a concessionária tem que realizar uma estimativa desse consumo.

Nem todas as unidades consumidoras possuem um dispositivo de medição, seja por falha da concessionária, falta de um novo equipamento no estoque ou demora em sua instalação. Há também os casos previstos na legislação como, por exemplo, bancas de jornal, quiosques, iluminação pública, radar de velocidade, painéis óticos. Para esses casos o consumo é estimado em função da demanda, carga instalada e número de horas, podendo causar um faturamento maior ou menor do que o real, por mais que haja regulação das estimativas também sempre haverá diferenças, e desatualizações nos cadastros desses casos podem aumentar ainda mais essas perdas [30].

Outra situação comum é o impedimento de leitura por parte do leiturista em consumidores tanto públicos quanto privados, por simples falta de acesso ou chaves, além da existência de áreas de risco onde a equipe da concessionária não trabalha. É muito comum em suas rotinas de leituras encontrarem casas e estabelecimentos fechados e impedindo seu trabalho [23].

De acordo com o PRODIST [2] o acesso é de responsabilidade dos consumidores “Preparar nas unidades consumidoras, quando couber, o lugar destinado à instalação dos equipamentos de medição, em local de livre e fácil acesso, com iluminação, ventilação e condições de segurança adequadas, conforme normas técnicas da distribuidora.”

Se a concessionária não conseguir realizar a leitura, o consumo do cliente será faturado de acordo com a Figura 23, conforme resolução 414/2010 da Aneel. Nos dois primeiros meses o faturamento ocorrerá utilizando o valor de consumo da média de sua classe. Após os dois meses iniciais, a concessionaria pode realizar o corte de energia até a devida regularização. Caso esse corte não ocorra, ela pode optar por continuar faturando pelo mínimo e tem o direito de cobrar também o valor retroativo, porém muitos clientes não pagam tal valor e podem se tornar inadimplentes.

A falta de leitura também ocasiona o aumento no número de reclamações por parte dos consumidores, um alto risco jurídico, aumento no número de refaturamentos e aumento da inadimplência, pois a estimativa de consumo abre espaço para muitas indagações e processos por parte dos consumidores [25].

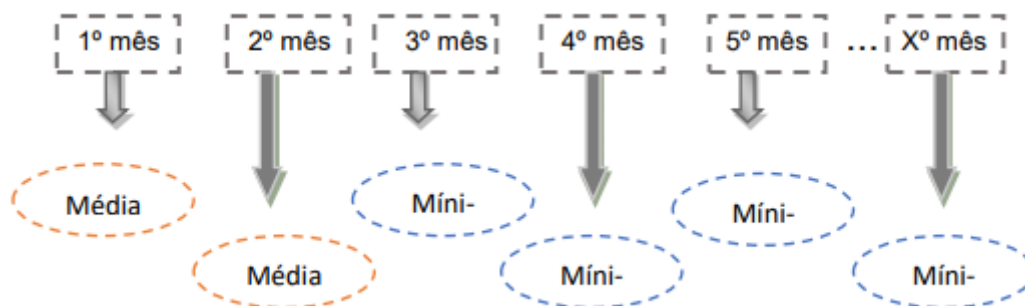


Figura 23 - Esquema de faturamento pela estimativa média e mínima (PENIN, 2008).

#### 4.3.4 Perdas não técnicas e a violência

Um aspecto social bastante interessante ao se analisar a existência de perdas não técnicas é a violência das comunidades as quais as concessionárias atendem, que impedem a inspeção e fiscalização, bem como o corte de um possível cliente fraudador [24].

Em comunidades carentes e com altos índices de violência, como em favelas ou comunidades dominadas pelo tráfico, há uma dificuldade de atuação nos locais por parte dos

eletricistas. Há uma densa ocupação urbana não planejada, caracterizada geralmente por construções muito próximas umas das outras, com vias de acesso estreitas, tortuosas, irregulares e de difícil acesso, favorecendo a utilização de ligações clandestinas por parte dos moradores com o intuito de obter o acesso à energia elétrica [23].

Essas ocupações não planejadas combinadas aos altos índices de violência criam um círculo vicioso potencializado pela falta de ação e ausência do Estado, que teria o objetivo de garantir moradias regularizadas, segurança para os eletricistas das concessionárias e capacidade de atuação [23].

A questão da violência está aliada ainda ao crime organizado. Comunidades que estão sob o poder dessas organizações criminosas são reféns de suas autorizações para realizações de trabalhos da sociedade civil e demais atividades, com as condições de aceitação de acordo de não delação dos traficantes e chefes dessas organizações, silêncio contra crimes, aceitação de horários e toques de recolher, ou mesmo “hospedar e esconder” criminosos no próprio domicílio (HUBACK, 2018). Os moradores dessas comunidades estão sujeitos a regras da própria comunidade, alheias as leis estabelecidas pelo Estado. Muitas favelas não devem ser vistas como espaço de desordem, mas sim de uma ordem estabelecida na qual o poder público não tem autoridade e domínio, muito menos as concessionárias. Os traficantes e as organizações criminosas as vezes estabelecem uma relação de troca de favores com a população desses locais, e dentre parte das “recompensas” dessa relação estão a proteção por parte dos traficantes contra cortes de água e energia [9]. Para alguns cidadãos as vezes o único serviço pago em dia é o de telefonia pois o seu corte pode acontecer remotamente por parte da empresa fornecedora, sem que a mesma direcione um funcionário até o local (HUBACK, 2018).

Há ainda a hostilidade presente nesses ambientes devido ao histórico de uso abusivo de violência por partes de organizações públicas como policias militares e civis. Essas atuações indevidas das policias criam um tipo de ressentimento com empresas públicas que são transferidos também às concessionárias, que possuem forte ligação com o governo (HUBACK, 2018). Com o exposto, muitas concessionárias definem as chamadas “áreas de risco”, que são lugares onde as equipes operacionais das concessionárias não entram mais, pois sofreram demasiadas ameaças. Portanto nessas áreas não há operações de inspeção, corte ou cobrança de dívidas (HUBACK, 2018).

Como forma de se observar a gravidade da violência ao se analisar as perdas não técnicas, é importante avaliar o caso da Light, concessionária responsável por cerca de 75% do consumo total do estado do Rio de Janeiro, sendo uma das concessionárias que mais sofrem com os problemas de violência e moradias irregulares. A perda de energia alcança quase um quarto de todo o volume fornecido pela concessionária, e em áreas de risco, onde a concessionária não consegue atuar, as perdas chegam a ultrapassar a marca de 80%, em contraste com o valor médio de 14,8% de perdas totais, existente em áreas onde é possível a sua atuação (ABRADEE, 2019)

Na Figura 24 é possível observar a diferença de perdas de acordo com a área em que a unidade consumidora está inserida. Segundo esses dados, unidades consumidoras que estão localizadas em áreas de risco representam 20% do número de clientes da concessionária, enquanto esses mesmos 20% de clientes representam um total de 53% de participação nas perdas de energia.

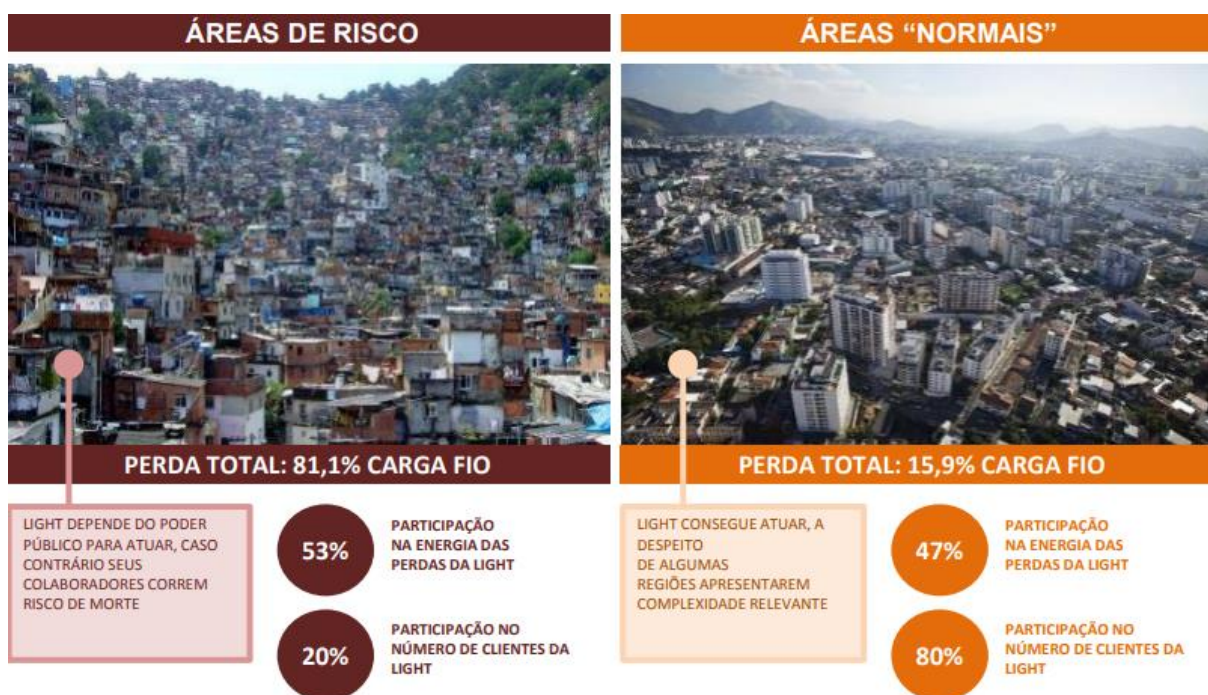


Figura 24 - Contexto das Perdas em diferentes áreas de unidades consumidoras (LIGHT, 2019)

#### 4.3.5 Perdas não técnicas e a percepção de valor do cliente

Um fator complexo e ainda sendo estudado é a relação de perdas não técnicas com a percepção de valor do cliente acerca dos serviços prestados pela concessionária. Clientes não

regulados e clandestinos são uma grande preocupação para as distribuidoras de energia, devido às instalações precárias que podem provocar a oscilação de tensão na rede, acidentes, danificar eletrodomésticos e podem até causar interrupções no fornecimento de energia. Tais fatores estão intrinsicamente relacionados a qualidade do atendimento percebida por seus usuários [22].

A satisfação e percepção de valor do cliente é um item de grande preocupação das concessionárias de energia, tudo isso devido à existência do Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC). É um índice que a ANEEL realiza anualmente desde 2000 junto aos consumidores residenciais, e avalia alguns aspectos percebidos pelos consumidores de todas as distribuidoras do país [17]. Resultados desse índice são utilizados para subsidiar o aprimoramento dos instrumentos regulatórios e a priorização das ações de fiscalização da ANEEL e direciona suas políticas e estratégias, além de ser utilizado para o cálculo de composição da tarifa (IASC, 2015).

Os aspectos avaliados estão descritos abaixo:

1. **Qualidade Percebida:** analisa a qualidade que o consumidor observa no sistema;
2. **Valor Percebido:** varia em uma escala de “muito barato” a “muito caro” e analise o valor que o cliente dá ao serviço de energia prestado;
3. **Satisfação Global:** avalia a satisfação geral do cliente, a distância que a empresa está do ideal e a desconformidade global.
4. **Confiança no fornecedor:** analisa a percepção de confiança em relação a fornecedora do serviço de energia elétrica.
5. **Fidelidade:** mede o interesse que o cliente teria de mudar de concessionaria caso houvesse a possibilidade.

A Figura 25 demonstra os resultados encontrados em áreas de concessão da ELEKTRO, em uma pesquisa de posses e hábitos de consumo (PPH) realizada com clientes adimplentes, inadimplentes e fraudadores. O gráfico ilustra os índices de Satisfação Global, Desconformidade e Distância do ideal, suas notas variam de 1 a 10. Para a “Satisfação global” a nota 1 significa que o entrevistado está insatisfeito com os serviços, a nota 10 releva que o



entrevistado está muito satisfeito. Para o índice de “Desconformidade” a nota 1 indica que o serviço prestado estaria muito pior do que o esperado e a nota 10 indica que o serviço prestado era muito melhor do que o esperado. Por fim, para o índice “Distância do ideal” a nota 1 demonstra que a empresa está muito longe do ideal e a nota máxima demonstra que ela está muito próxima do ideal.

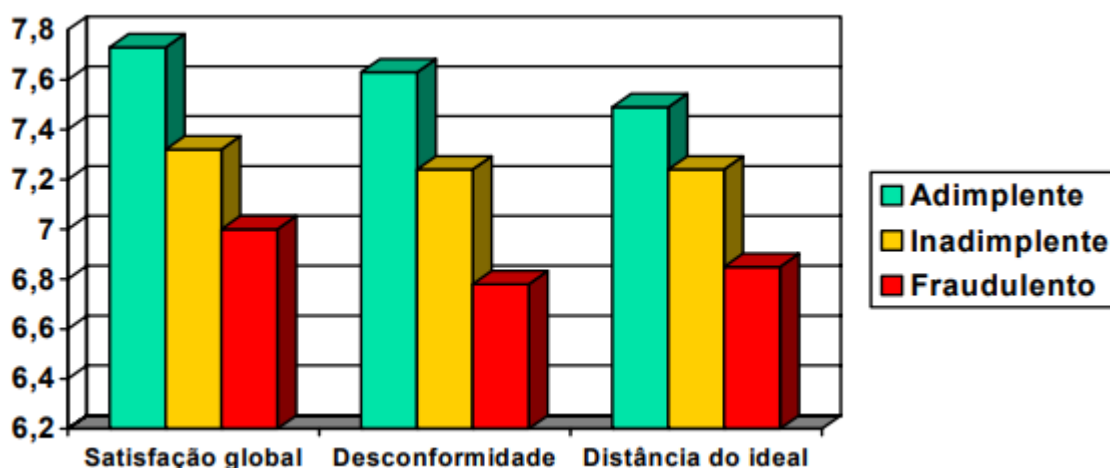


Figura 25 – Avaliação de satisfação dos clientes da ELEKTRO

É possível observar com essa pesquisa que o consumidor fraudulento é o que possui menores níveis de satisfação global, desconformidade e distância do ideal. Isso indica que a insatisfação pode estar associada a furtos de energia.

#### 4.3.6 Perdas não técnicas e a economia brasileira

Alguns aspectos econômicos também favorecem o aumento das perdas não técnicas e devem ser levados em conta para mitigar os problemas relacionados a essas perdas. Vivemos em uma época cercada por propagandas em massa, ofertas de crédito fácil e consumismo, que favorecem o endividamento e a compra de bens de consumo mais sofisticados que levam ao aumento do consumo de energia, como a utilização de ar condicionado, freezer, micro-ondas, televisores maiores, máquina de lavar, etc [27]. Enfatiza-se aqui, que o acesso da população a esses bens de consumo sofisticados, por si só, não é um fator negativo, porém quando está ligado ao alto consumismo, além dos padrões e poder de compra do consumidor, pode levar a altas dívidas e complicações financeiras.

Por lei, as concessionárias de energia não podem colocar o nome dos devedores no SPC (Serviço de Proteção ao Crédito) pois a energia elétrica é considerada um bem de consumo essencial, com isso os consumidores preferem priorizar o pagamento de outros tipos de conta [27]. Primeiramente pagam contas imprescindíveis como aluguel e supermercado, devido a questões de alimentação e moradia, além de ser difícil a negociação de dívidas com imobiliárias. Em segundo lugar é priorizado o pagamento do cartão de crédito ou escolaridade, os cartões são priorizados devido as altas taxas de juros existentes e a capacidade de rodízio de novas compras a prazo, e a escolaridade vêm em seguida pois as famílias acreditam que o futuro dos filhos ou familiares é mais importante do que manter as demais contas em dia. Por último então, viria o pagamento das contas de serviços como água, telefonia e luz já que os juros são baixos e o corte só se daria a partir do terceiro mês de inadimplência [27].

A falta de controle e de recursos para pagamento das contas de energia podem levar a uma ação muito desgastante por parte da concessionária de energia, que são os cortes no serviço. A ação de corte de energia é um momento conturbado na relação entre concessionária e consumidor. Muitos deles intimidam os eletricitistas que vão ao local realizar o corte, ou impedem seu acesso até o padrão de energia. A revolta com o corte, somadas ao alto valor da conta e das tarifas vigentes, podem despertar no consumidor a intenção de realizar alguma fraude [27].

Ao analisar os clientes adimplentes e que pagam regularmente a conta de luz, se observa dois sentimentos distintos. Primeiro, o orgulho de estar em dia com suas obrigações e pagar as contas com o próprio suor. Segundo, o sentimento de impunidade gerado, por saber que muitos dos consumidores que realizam furtos e fraudes não são punidos [22].

Em uma pesquisa realizada com 81 consumidores regularizados e fraudadores de determinada concessionária, a maioria afirmou conviver ou conhecer alguém que realiza furtos de energia, e destacaram algumas opiniões a respeito de causas que levam ao furto [27].

- Falta de dinheiro – um dos motivos mais citados pelos entrevistados. Entrevistados da classe A e B acreditam que esse seria o motivo para haver grande concentração de irregularidades em favelas. Enquanto entrevistados de outras classes acreditam que os gatos estão em todas as classes sociais.
- Economia – crença de que economizariam nas despesas totais da família, podendo gastar com outras coisas mais atrativas ou necessárias, como lazer, entretenimento, contas

domésticas. Alguns entrevistados se mostraram cientes que a ilusão de economia acaba quando o consumidor é descoberto pela concessionária e é obrigado a ressarcir o que furtou.

- Percepção de que a concessionária adultera o valor das contas – os entrevistados relatam que o valor de suas contas não corresponde ao que de fato foi consumido, alguns relataram ainda que em determinados meses que buscaram economizar, houve o aumento em suas contas.
- Alto consumo de energia – motivo associado em sua maioria a proprietários de estabelecimentos comerciais ou rurais que praticam atos de furto com o objetivo de cortar custos, ou consumidores residenciais que desejam utilizar aparelhos com altos gastos energéticos, sem se preocupar com o valor de suas contas.
- Impostos muito altos – há uma percepção pelo consumidor que os impostos embutidos nas contas de energia são excessivamente abusivos, e poderiam ser desviados pela corrupção do governo, assim diminuindo o sentimento de culpa por estar fraudando e prejudicando alguém, já que o governo “é muito pior” para os cidadãos.
- Justiça Social – Possuem a falsa impressão de estarem realizando uma “justiça e vingança” e que não estão prejudicando ninguém, já que para eles a concessionária é uma empresa muito farta de recursos e dinheiro.

Atualmente, acredita-se que a inadimplência e problemas econômicos pode ser início de um ciclo (Figura 26), onde o consumidor que não consegue pagar a conta e tem seu fornecimento de energia suspenso pode vir a furtar energia como forma de reestabelecer o fornecimento ou reduzir seus custos para facilitar o pagamento da conta de energia ou demais obrigações.



Figura 26 – O ciclo da inadimplência [27].

#### 4.4 Perdas não técnicas e a pandemia de COVID-19

Com a pandemia global de COVID-19 estabelecida, houve um agravamento do cenário econômico brasileiro. Projeções afirmam que o país irá fechar o ano com uma queda de 6,4% do PIB (Banco Central, 2020). Podendo ocorrer o aprofundamento das desigualdades sociais, que já se reflete devido ao recorde de 4,9 milhões de postos de trabalho perdidos entre os meses de fevereiro e abril de 2020, a taxa de desemprego está atualmente em 12,6% (IBGE, 2020). Os efeitos na economia atingem ainda os trabalhadores informais como, por exemplo, os que realizam serviços domésticos, serviços de manutenção residencial e comerciantes sem carteira assinada, tais trabalhadores tiveram suas finanças reduzidas devido as restrições de circulação de pessoas e restrições impostas ao comércio [10].

O setor elétrico brasileiro então irá passar a enfrentar um ambiente de redução da demanda [10] e aumento da inadimplência segundo a Pesquisa de Endividamento e Inadimplência do Consumidor (PEIC). Tal pesquisa ainda afirma que o percentual de famílias com contas ou dívidas em atraso chegou a 25,4%, em junho de 2020, é o maior patamar desde dezembro de 2017. Assim, ocorrerá o aumento das perdas não técnicas visto que análises estatísticas [10] sugerem uma correlação entre essas perdas e a economia.

Em um cenário onde há um possível aumento das perdas não técnicas no mercado de baixa tensão devido a furtos e a diminuição da demanda total de energia do país, pode ocorrer um aumento no percentual das perdas não técnicas. Comprometendo assim o atingimento de metas regulatórias por parte das distribuidoras, visto que essas metas regulatórias são baseadas em rankings de complexidade socioeconômicas, sendo revistas somente em ciclos que variam entre 4 a 5 anos. Com o caso de ruptura global da economia é importante que tanto a agência

reguladora, quanto as distribuidoras e demais agentes do setor, estejam cientes e atentos a esse novo ambiente enfrentado, e que com isso possam definir estratégias para melhor combate e regulação das perdas em situações não convencionais [10].

## ***5 Métodos de apuração de perdas de energia elétrica***

Com o objetivo de elucidar alguns métodos de cálculos de perdas técnicas, estará descrito nas seções a seguir alguns dos mais empregados pelos órgãos e distribuidoras brasileiras.

### **5.1 Apuração de perdas na distribuição**

O Módulo 7 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, possui o objetivo de estabelecer uma metodologia e determinar os procedimentos de necessários para o cálculo de perdas no sistema de distribuição de energia, além de estabelecer parâmetros regulatórios e definir indicadores para avaliação das perdas (ANEEL, 2014).

O sistema de distribuição é segmentado de acordo com o método de cálculo empregado para as perdas e com os itens a seguir:

- 1 - Redes do Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT (69 kV até 230 kV);
- 2 - Transformadores de potência;
- 3 - Reguladores, redes do Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT (acima de 1 kV até 44 kV);
- 4 - Sistema de Distribuição de Baixa Tensão – SDBT (menor ou igual a 1 kV);
- 5 - Transformadores de distribuição;
- 6 - Ramais de ligação;
- 7 - Medidores de energia das unidades consumidoras do SDBT.

Na Figura 27 pode-se observar um fluxograma simplificado de como é realizado o cálculo dessas perdas. Ele descreve como é realizado o fluxo de informações em cada etapa do cálculo das perdas nos sistemas de distribuição, através de medições e aquisições de dados,

cálculos de perdas, caracterização da carga, validação de informações, detecção de inconsistências, e homologação dos valores regulatórios.

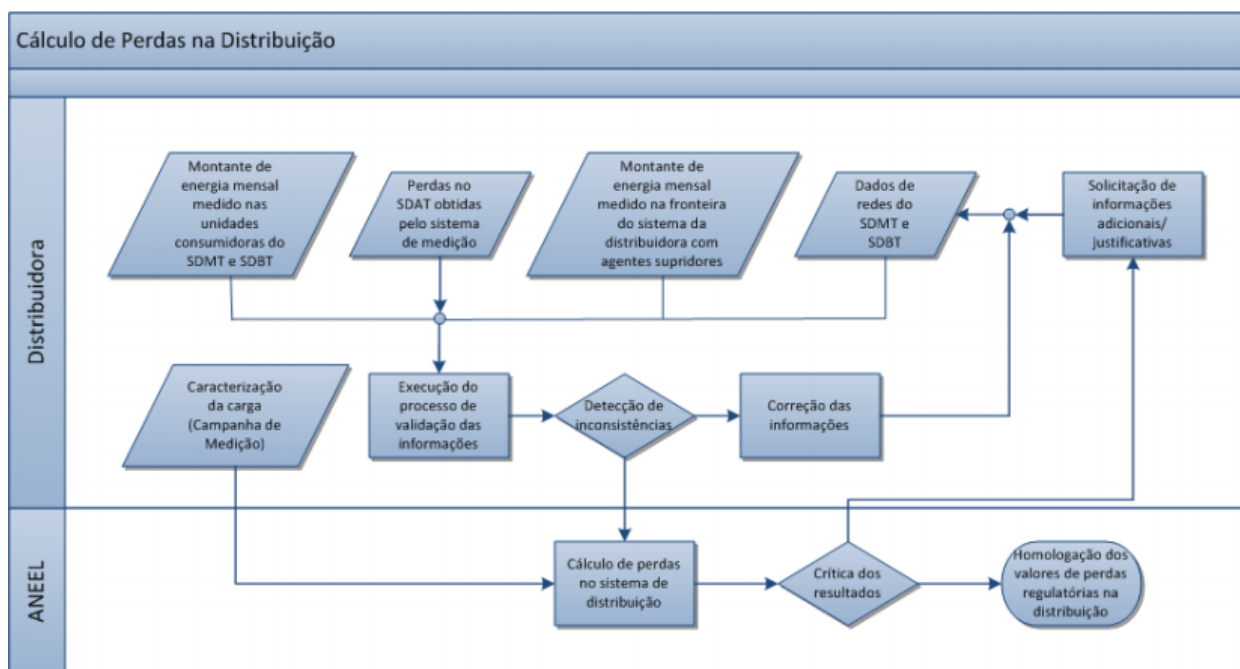


Figura 27 - Fluxograma simplificado do cálculo de perdas na distribuição (ANEEL)

O período de apuração das perdas nos sistemas de distribuição é anual e coincide com o ano civil e seu cálculo é realizado a cada mês do período de apuração. E há ainda alguns parâmetros regulatórios que são utilizados [2], como:

- Valor base de 0,92 para o fator de potência para cálculos em perdas do SDMT e SDBT;
- Para o SMT e SDBT não são considerados no cálculo as perdas relativas a elementos de compensação de energia reativa;
- Considera-se perdas adicionais de 5% relativas ao montante de perdas técnicas devido ao efeito corona e fuga de correntes;
- Consideração de 1 Watt de perda por circuito de tensão em medidores eletromecânicos e 0,5 Watt para medidores eletrônicos;
- Consideração de impedância de sequência positiva e temperatura de operação dos condutores como 55 ° C para cálculos de perdas por fluxo de potência;

- Adoção do modelo de cargas ZIP (Impedância, Corrente e Potência constantes) para conexões no SDMT e SDBT, composto por 100% de impedância constante para parcela reativa e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga;
- Divisão igualitária da carga entre fases para unidades trifásicas;
- Consideração de resistência de aterramento de 15 ohms para os circuitos monofilares com retorno por terra.

A caracterização da carga de unidades consumidoras do SDMT e SDBT é dada através de informações da distribuidora, relativas as medições mais recentes. A curva de carga considerada é diária e composta por 24 patamares, que são obtidos pela média aritmética para cada hora, dos pontos de demanda obtidos entre 15 e 15 minutos ou entre 5 e 5 minutos [2].

**Apuração de perdas pelo sistema de medição** – As perdas nas redes e equipamentos do SDAT são obtidas através de dados do sistema de medição. A partir de 01 de janeiro de 2012, as distribuidoras foram obrigadas a realizar medição nas Subestações de Distribuição (SED), de modo a quantificar as perdas de energia no SDAT. Os sistemas de medição são instalados no secundário dos transformadores ou na saída de todos os alimentadores do SDMT da SED.

Sua quantificação é realizada através da diferença entre a energia injetada e fornecida, que são medidas na fronteira do sistema com os demais agentes de transmissão, geração, demais distribuidoras, consumidores e subestações de distribuição. A metodologia de cálculo utilizada é chamada de Top-down, onde a apuração das perdas é realizada a partir dos níveis de tensão mais elevados até a fronteira com o SDMT.

A Equação 9 representa o cálculo das perdas totais na distribuição do SDAT.

$$Perdas_{SDAT} = \sum_k E_{injetada\ k} - \sum_k E_{fornecida\ k} \quad (9)$$



**Perdas em transformadores de potência** – O cálculo das perdas técnicas em transformadores de potência é realizado em condição de carga média [2] e de acordo com a Equação 10.

$$P_{TR} = (P_{fe} + P_{cu}) \text{ [MW]} \quad (10)$$

Na qual:

$P_{TR}$  = perda de potência para a demanda média do transformador [MW];

$P_{fe}$  = perda no ferro ou em vazio do transformador [MW];

$P_{cu}$  = perda de potência para a demanda média no cobre do transformador [MW].

A perda de potência para a demanda média no cobre do transformador [MW] é calculada ainda pela Equação 11.

$$P_{cu} = \left( \frac{P_{med}}{P_{nom} \cdot \cos\varphi} \right)^2 \cdot P_{Ncu} \text{ [MW]} \quad (11)$$

Onde

$P_{cu}$  = perda de potência para a demanda média no cobre do transformador em [MW];

$P_{Ncu}$  = perda no cobre do transformador na condição nominal de carga, sendo obtida pela diferença entre a perda total e a perda em vazio do transformador em [MW];

$P_{med}$  = potência média no transformador, obtida pela energia consumida pelos consumidores ligados ao transformador dividida pelo tempo em [MW];

$P_{nom}$  = potência nominal do transformador em [MVA];

$\cos\varphi$  = fator de potência considerado em 0,92.

Por fim a perda de energia em MWh do transformador, é definida pela soma da perda em vazio com a perda de energia no cobre calculada realizando a multiplicação da perda de potência para a demanda média no cobre pelo Coeficiente de Perdas –  $CP_T$  [2]. Ambas são relativas ao período de tempo analisado  $\Delta T$  e estão representadas pela Equação 12.

$$P_{cu} = \Delta T \cdot (P_{fe} + P_{cu} \cdot CP_T) \text{ [MWh]} \quad (12)$$

**Apuração de perdas por fluxo de potência** – Nos ramais de ligação do SDMT e SDBT as perdas são calculadas através do método de fluxo de potência. Os elementos não-lineares como geradores e outros tipos de carga são considerados como equivalentes de Norton, a matriz de admitância nodal é considerada como constante pra melhorar a resolução do problema e há ainda uma corrente de compensação para ajustar a porção não linear [2].

Inicialmente para solucionar o problema, obtém-se um valor inicial de tensão ao resolver o fluxo e potência com todas as cargas desconectadas do sistema, considerando somente os elementos passivos e ligados em série no circuito. Assim obtém o módulo e fase das tensões em todas barras do circuito e em seguida é realizado as iterações com o objetivo de obter o valor das correntes injetadas dos elementos ativos do sistema. O processo é repetido até a convergência do problema [2].

**Perdas em medidores** – Obtém-se a perda de potência em medidores através da Equação 13, na qual  $P_C$  = perda por circuito de tensão do medidor [W] ; K = multiplicador relativo à perda de potência do circuito de tensão do medidor onde seu valor pode variar de 1 a 3, sendo K=1 para unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 2 fios, K = 2 para unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios e em 1 fase e 3 fios e K = 3 para unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios [2].

$$P_M = K * P_C * 10^{-6} \text{ [MW]} \quad (13)$$

A perda de energia no medidor por período de tempo  $\Delta T$  , dada em MWh é representada por:

$$E_M = P_M * \Delta T \text{ [MWh]} \quad (14)$$

Essas perdas devem ser discriminadas relativas aos níveis de tensão do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (A1, A2 e A3) [2].

## 5.2 Apuração de perdas na rede básica e rede secundária

Os cálculos de perdas na transmissão de energia, também chamados de perdas na rede básica são apurados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os dados são coletados nos pontos de medição pela CCEE utilizando o Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) e então são posteriormente utilizados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) [3].

Tais perdas associadas ao transporte de energia pelo sistema elétrico nacional geram um desequilíbrio entre a produção e o consumo total. Sua apuração e rateio é importante pois, sem ela, o montante de energia apurado para os geradores seria naturalmente maior que o montante associado ao consumo dos pontos de carga, e geraria um déficit contábil [3] como observado na Figura 28, que ilustra graficamente a diferença a geração total e consumo total.

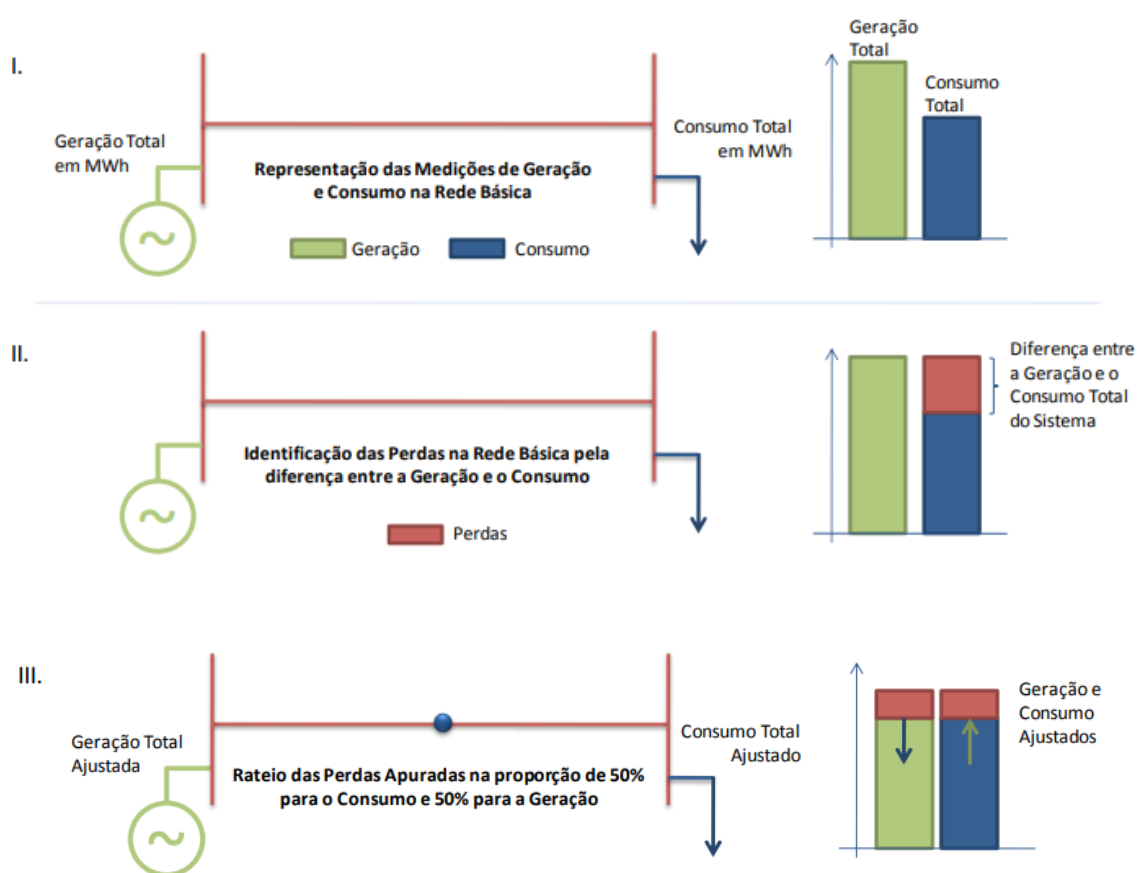


Figura 28 - Representação das medições, identificação das perdas e rateio (CCEE, 2018).

O processo de cálculo e consideração de perdas de energia é composto pela etapa da “Medição Física” que capta os valores brutos de medição e a localização física dos pontos de

medição e realiza um tratamento desses dados, e também possui a etapa da “Medição Contábil” que trata das especificidades de cada agente e realiza a aplicação das normas e regulamentações do setor. As medições são adquiridas em um intervalo de 5 em 5 minutos e integralizadas no intervalo de uma hora para se tornarem compatíveis com os períodos de comercialização, como demonstra a Figura 29:

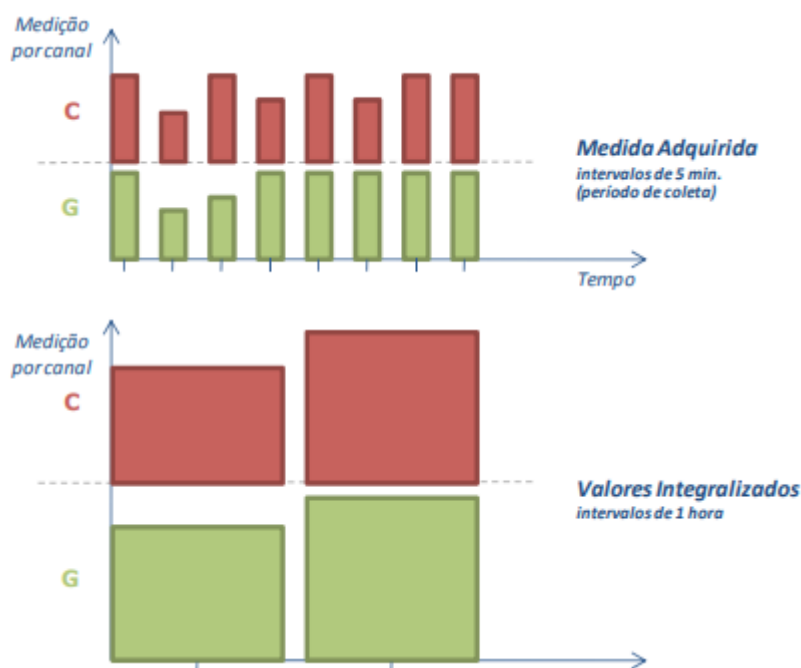


Figura 29 - Aquisição e Integralização das medidas (CCEE, 2018).

Dentre os principais valores adquiridos com as medições estão a energia ativa e a energia reativa, que são separadas por canais de geração ou canais de consumo.

É importante salientar que os pontos de medição não conectados diretamente à rede básica, devem ser referenciados a ela. As redes secundárias são exclusivas aos agentes que as utilizam, portanto, as perdas nas redes secundárias devem ser assumidas por eles, sendo necessária a diferenciação. Para isso é associado aos valores mensurados as parcelas referentes às perdas internas da rede secundária para, então, apurar as perdas da Rede Básica. As Figuras 30 e 31 ilustram esse processo, onde pode-se observar a configuração inicial do sistema e a configuração tratada com a medição referenciada à rede básica [3].



Figura 30 - Configuração inicial – redes básica e secundária (CCEE, 2018).

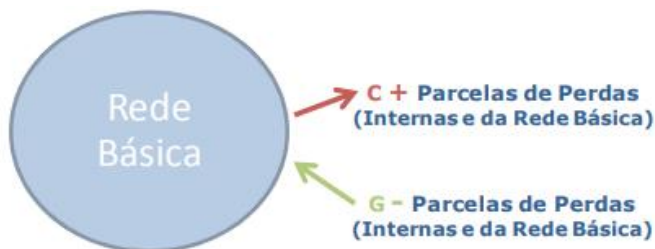


Figura 31 -Configuração tratada – medição referenciada à Rede Básica (CCEE, 2018).

As perdas internas em uma rede compartilhada (rede secundária) são obtidas através da medição das perdas decorrentes do transporte e transformações elétricas dentro da rede. Podem ser representadas pelo uso da topologia em árvore e são definidas pela diferença entre os consumos/gerações líquidos associados aos níveis hierárquicos da árvore [3]. Na Figura 32, utilizando como exemplo o ponto de medição M6, pode-se observar que suas perdas estão associadas também às perdas dos níveis hierárquicos superiores, que correspondem às perdas apuradas nos níveis 1 e 2, visto que a energia percorreu todo o caminho desde a Rede Básica para chegar ao ponto de medição M6 [3].

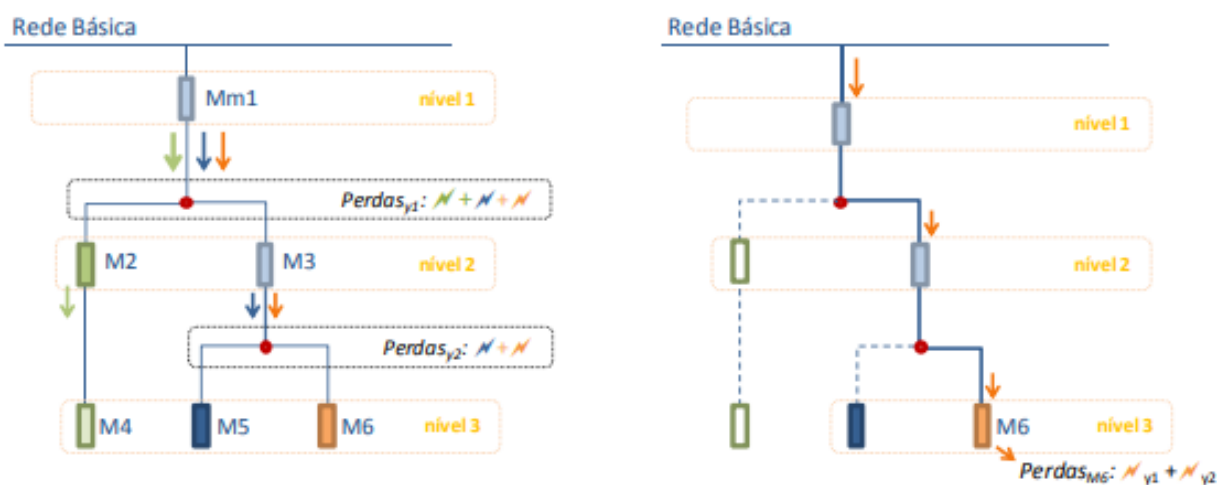


Figura 32 - Representação da determinação de perda por rede compartilhada (esquerda) e o caminho em que o ponto de medição está associado para obtenção da perda por ponto de medição (direita) (CCEE, 2018).

Ainda referentes às participações no rateio das perdas da Rede Básica, esse rateio refere-se apenas à quantidade trocada de energia entre a rede compartilhada e à Rede Básica. Para redes compartilhadas com característica consumidora como a representada na Figura 33, somente a quantidade de energia consumida da Rede Básica é considerada para efeito do rateio de perdas. E para redes compartilhadas com característica geradora como da Figura 34, somente a quantidade de energia entregue à rede básica será considerada para o rateio [3]. Por fim, pontos de medição não participantes da rede compartilhada, participam totalmente do rateio de perdas da rede básica [3].

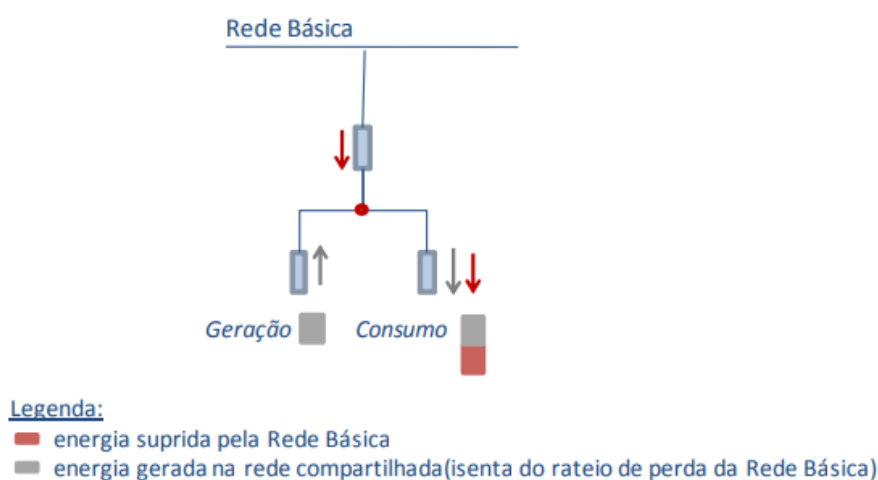


Figura 33 - Rede compartilhada com a característica consumidora (CCEE, 2018)

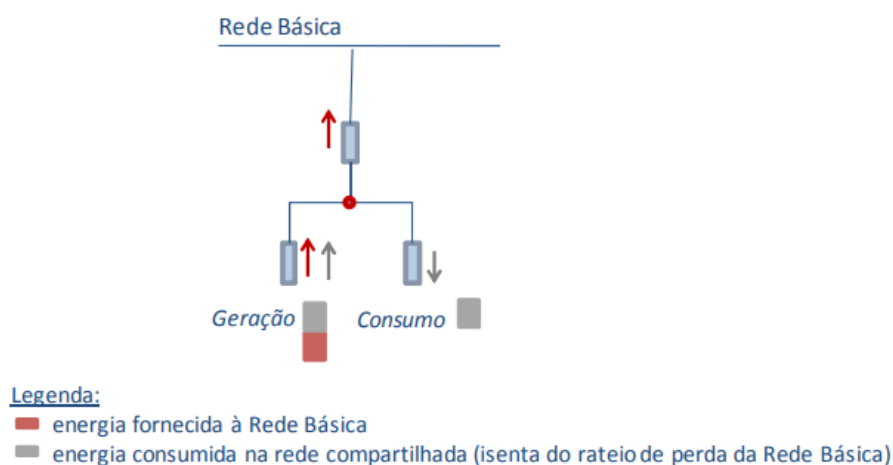


Figura 34 - Rede compartilhada com a característica geradora (CCEE, 2018)

No módulo da CCE que trata a medição contábil [3], é declarado que o total de perdas da rede básica é determinado pela diferença entre o total de geração e o total de consumo, utilizando-se a Equação 15.

$$TOT\_P_j = TOT\_G_j - TOT\_C_j \quad (15)$$

Onde:

$TOT\_P_j$  = total de perdas na rede básica;

$TOT\_G_j$  = Total de Geração da Rede Básica;

$TOT\_C_j$  = Total de Consumo Associado à Rede Básica;

$j$  = período de comercialização.

Já o Fator de Perdas da Geração e o Fator de Perdas de Consumo é calculado de modo a atribuir metade do rateio das perdas à geração e metade ao consumo [3]. As expressões estão definidas a seguir através das Equações 16 e 17

$$XP\_GLF_j = \frac{TOT\_GP_j - \frac{TOT\_P_j}{2}}{TOT\_GP_j} \quad (16)$$

$$XP\_CLF_j = \frac{TOT\_CP_j - \frac{TOT\_P_j}{2}}{TOT\_CP_j} \quad (17)$$

Sendo:

$XP\_GLF_j$  = Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas;

$XP\_CLF_j$  = Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de consumo ou a suas parcelas que participam do rateio de perdas;

$TOT\_GP_j$  = Geração Total Participante do Rateio de Perdas;

$TOT\_CP_j$  = Consumo Total Participante do Rateio de Perdas;

$TOT\_P_j$  = Total de Perdas da Rede Básica.

$j$  = Período de Contabilização;

Com o fator de perdas da Geração e Fator de Perdas do Consumo definidos, calcula-se as perdas de acordo com as Equações 18 e 19.

$$PERDAS_{C_{c,j}} = MED_{C\_PRB_{c,j}} * (XP_{CLF_j} - 1) \quad (18)$$

$$PERDAS_{G_{p,j}} = MED_{G\_PRB_{p,j}} * (1 - XP_{GLF_j}) \quad (19)$$

Sendo:

$PERDAS_{C_{c,j}}$  = Perdas da Rede Básica associadas à parcela de carga “c”;

$PERDAS_{G_{p,j}}$  = Perdas da Rede Básica associadas à parcela de usina “p” por Período de Contabilização “j”;

$XP_{CLF_j}$  = Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de consumo ou a suas parcelas que participam do rateio de perdas;

$XP_{GLF_j}$  = Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas.

$MED_{G\_PRB_{p,j}}$  = Informação medida de geração, que participa da Rede Básica agregada por parcela de usina “p” por período de comercialização “j”;

$MED_{C\_PRB_{c,j}}$  = Informação medida de consumo que participa da Rede Básica agregada por parcela de carga “c” por período de comercialização “j”;

### 5.3 Apuração de perdas não técnicas

Os dados utilizados para apuração das perdas são obtidos através do SAMP - Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação Econômica (ANEEL, 2016). O percentual de das perdas não técnicas é calculado pela diferença entre as perdas totais na



distribuição e a multiplicação da energia injetada no sistema pelo percentual mais recente de perda técnica regulatória (ANEEL, 2016)

Esse cálculo é demonstrado pela Equação 20:

$$P_{nt(\%)} = \frac{P_{total} - E_{inj} \times P_{tec(\%)}}{M_{bt}} \quad (20)$$

Sendo:

$P_{nt(\%)}$  = Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão;

$P_{total}$  = Total de perdas na distribuição;

$E_{inj}$  = Total de energia injetada na rede de distribuição;

$P_{tec(\%)}$  = Percentual de perdas técnicas sobre energia injetada;

$M_{bt}$  = Mercado de baixa tensão medido no período.

As concessionárias são submetidas a determinados níveis regulatórios de perdas não técnicas que são descritos pela ANEEL por 7 passos:

**Passo 1: Recebimento das Informações** – As concessionárias enviam um relatório para a ANEEL onde constam a evolução das perdas da empresa nos últimos anos, bem como o seu diagnóstico e detalhamento de causas, ações de combate e planejamento para mitigação dessas perdas.

**Passo 2: Cálculo das Perdas Técnicas** – A ANEEL realizará o cálculo das perdas técnicas de acordo com o descrito nas seções anteriores 5.1.1 e 5.1.2. A partir desse cálculo será definida a melhor estimativa para os valores regulatórios de perdas técnicas.

**Passo 3: Apuração dos Valores de Perdas Não Técnicas** - A ANEEL apura os valores de perdas não técnicas pela diferença entre as perdas totais realizadas no ano e as perdas técnicas regulatórias.

**Passo 4: Ponto de Partida para a Análise** – Visando obter um referencial para a regulação do nível adequado de perdas, é utilizado o conceito do ponto de partida de perdas não técnicas. Esse ponto de partida é definido como a média de perdas não técnicas praticadas nos últimos 4

anos pela empresa. Nesse quesito é considerado ainda a complexidade da área de atuação em que e a empresa está inserida através do ranking de complexidade que busca capturar a dificuldade com a qual a distribuidora se depara no combate às perdas de energia e à inadimplência em sua área de concessão, e leva em conta aspectos como violência, economia, infraestrutura, entre outros.

**Passo 5: Definição da Referência de Perdas Não Técnicas** – É definido uma meta de nível de perdas não técnicas baseadas em uma comparação com um benchmark.

**Passo 6: Definição da Trajetória de Redução de Perdas Não Técnicas** – É comparado o ponto de partida das perdas não técnicas definida no passo 4 com a meta de nível de perdas não técnicas definida no passo 5. Essa trajetória de acompanhamento da redução das perdas não técnicas pode ser realizada através de um valor linear e decrescente em cada reajuste ou como uma meta fixa e prédefinida a ser alcançada em um próximo reajuste tarifário.

**Passo 7: Conversão das Perdas Não Técnicas** – O mercado de energia elétrica medido é utilizado para a definição do ponto de partida e meta de perdas não técnicas, porém para a construção do balanço energético em processos tarifários, são utilizados percentuais calculados com base no mercado de energia elétrica faturado.

## ***6 Metodologias de combate a perdas não técnicas***

### **6.1 Medidores Eletrônicos**

Os medidores eletrônicos surgiram no início da década de 90 e possuem algumas vantagens em relação aos medidores eletromecânicos que funcionam através de componentes físicos como bobinas de indução e engrenagens.

Medidores eletrônicos são construídos tendo como base alguns princípios de medição, como o shunt, transformadores de corrente e bobina de Rogowski [23]. Possuem microprocessadores, display de LED para fácil visualização, memória de massa e bateria. Neles podem ainda ser implantados recursos para corte de energia à distância, tele leitura e sistema pré-pago de pagamento [23].

Atualmente, a maior parte do parque nacional de medidores ainda é eletromecânico, sendo a presença dos medidores digitais pertencentes em sua maior parte a clientes industriais devido a seu maior custo. Porém com o desenvolvimento da eletrônica, o custo desses medidores vem reduzindo e o mesmo está sendo inserido cada vez mais no parque de medidores nacional [25].

Sua flexibilidade para operar é maior se comparada aos medidores eletromecânicos e seus recursos extras favorecem a correta medição de energia e podem ser incluídos nos mesmos tecnologias antifurto, diminuindo assim as perdas não técnicas no processo [23]. Além de serem compostos por uma tecnologia de maior complexidade, evitando que pessoas realizem os atos fraudulentos e adulterações aplicáveis aos medidores eletromecânicos, como o bloqueio do disco móvel do medidor, deslocamento do ponteiro, substituição de engrenagem ou desgaste de seus dentes.

### **6.2 Smart Grid**

O Smart Grid é um conceito pautado em redes inteligentes que visa a instalação de modernos sistemas automatizados, sistemas de telemedição, telecomando, comunicação entre medidores e centro de operação e diversas tecnologias [23].

Portanto, há um monitoramento em todas as etapas de transmissão e distribuição de energia, é possível mapear dados e padrões de consumo, falha, qualidade, diminuindo furtos e elevando a satisfação dos consumidores. De forma resumida, a tabela abaixo ajuda a comparar a rede convencional com a rede Smart Grid [23].

<b>REDE CONVENCIONAL</b>	<b>SMART GRID</b>
Medição eletromecânica	Medição eletrônica Automatic meter management – AMM
Comunicação unidirecional (quando existente)	Comunicação bidirecional Power line communications - PLC
Apuração precária dos indicadores de qualidade	Apuração automatizada e dados confiáveis
Poucos mecanismos de competição	Mercado de energia liberado
Poucas opções ao consumidor	Tarifas horo-sazonais
Informação limitada sobre preços	Informação completa (inclusive horária)
Geração centralizada de grande porte	Geração Distribuída
Monitoramento não automatizado	Automonitoramento
Restauração manual ou semiautomática	Restauração automática
Decisões emergenciais realizadas de forma lenta	Sistemas de apoio à decisão Confiabilidade preditiva
Limitado controle sobre fluxos de potência	Sistemas avançados de controle Fluxo de potência ótimo
Necessidade de grande número de equipes	Corte e religamento à distância, Faturamento remoto

Tabela 1 – Comparação entre a rede convencional e a rede Smart Grid.

A medição inteligente auxilia na redução das perdas não técnicas visto que possibilita o melhor conhecimento do padrão dos consumidores e obter o consumo em tempo real, facilitando assim a tomada de decisão por parte da concessionária e uma ação mais rápida contra furtos e fraudes, podendo ser utilizada ainda a inteligência artificial para tais detecções visto que o Smart Grid possibilita uma obtenção de um grande volume de dados.

Sua característica de poder realizar a medição à distância também facilita o faturamento por parte das concessionárias em locais de difícil acesso, reduzindo assim erros de medição ou especulação de consumo.

### 6.3 Sistema de pagamento pré-pago

Com o desenvolvimento do Smart Grid, onde está incluído a medição inteligente, é possível surgir um novo método de pagamento de energia elétrica, que seria através do sistema pré-pago, semelhante ao método de cobrança já praticado por operadoras de telefonia.

A modalidade foi aprovada pela ANEEL na Resolução Normativa nº 610/2014, e a adesão do consumidor ao modelo seria voluntária e sem ônus, e dependeria também do interesse da distribuidora em oferecer o método. O montante mínimo de compra seria de 5kWh e a venda dependeria de estratégias da distribuidora, sendo via agentes credenciados ou internet, a tarifa de energia permaneceria no mesmo valor [28].

A implementação desse sistema pela ANEEL visa promover o planejamento dos consumidores por parte da energia consumida, pois eles teriam monitoramento do consumo em tempo real. Para as distribuidoras isso ocasionaria na diminuição da inadimplência, redução nas ligações clandestinas, economia de mão de obra na medição, redução de gastos com envio de faturas, além de permitir uma ampliação nas ações do “Programa Luz para Todos” que visa subsidiar a energia para famílias carentes [28]. Alguns dos beneficiados seriam também os proprietários de imóveis de veraneio, que atualmente são obrigados a pagar uma taxa mínima mensal mesmo sem o consumo de energia, além de vendedores ambulantes que utilizam energia de estabelecimentos comerciais próximos a seus pontos de venda [28].

O sistema já funciona em alguns países como Reino Unido, Argentina, Colômbia e África do Sul e ainda está em fase de testes com projetos pilotos no Brasil, nas regiões do Rio de Janeiro e Amazonas [28]. Sua desvantagem está no custo de implementação, cerca de quatro vezes maior do que de um medidor convencional [24]. Estudos de implementação do sistema

na Argentina, relataram que a taxa de retorno do investimento varia em função do nível de perdas não técnicas, sendo interessante apenas para regiões com níveis superiores a 37%.

#### **6.4 Rede DAT, Ampla Chip e Projeto Sentinela**

A rede DAT (Distribuição Aérea Transversal), solução proposta para combater o furto de energia elétrica, é um projeto executado pela distribuidora Enel Distribuição Rio. Essa configuração dificulta conexões clandestinas as redes de baixa tensão, e também evitam possíveis reconexões de clientes que tiveram suas energias cortadas [30].

As características desse tipo de rede podem ser observadas abaixo:

- Adoção de postes maiores (11 metros) no lugar de postes menores (9 metros).
- Instalação da rede de baixa tensão no lado mais distante do poste, e instalação da rede de média tensão no lado mais interno, assim a rede de medida tensão serviria como “blindagem” para a rede de baixa tensão.
- 36 metros de distância de vão médio entre postes e cruzetas de 2,4m
- Utilização de transformadores de potência menores, para atender a um número reduzido de clientes por transformador (cerca de 12 clientes por transformador).
- Instalação de medidores em transformadores, permitindo um monitoramento mais detalhado do consumo na rede de distribuição.



Figura 35 - Configuração da Rede DAT (FONTE: ABEPRO)

Inicialmente, em áreas que possuíam a Rede DAT, houve uma grande redução nas perdas não técnicas, porém em pouco tempo 14% dos clientes voltaram a furtar energia e somente 2% continuaram furtando através de ligações clandestinas [34], os demais manipulavam os medidores de energia. Através disso foi desenvolvido um projeto na Enel conhecido como Ampla Chip, que é uma extensão do projeto da Rede DAT [34].

O Ampla Chip é um dispositivo eletrônico que é instalado em caixas medidoras, aumentando a segurança contra furtos e fraudes. Houve também no projeto a substituição de medidores convencionais por medidores com telemetria, possibilitando assim a leitura, corte, e reestabelecimento de energia elétrica à distância. Tal medidor é ainda protegido por uma caixa lacrada a qual tem o nome de concentrador e é alojado na parte mais exterior da cruzeta do poste, conforme pode ser observado na figura a seguir [30].

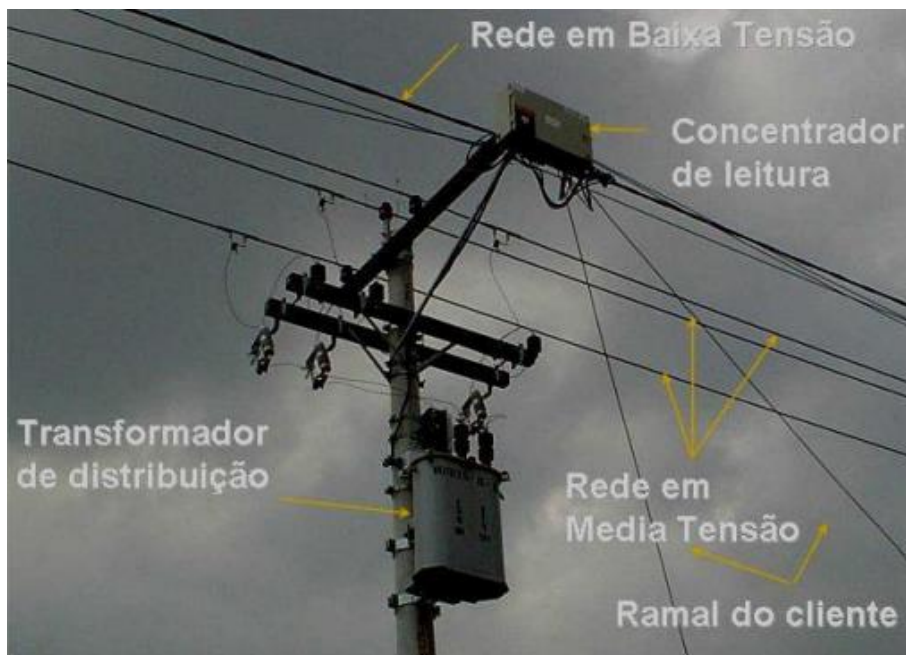


Figura 36 - Rede Ampla Chip (FONTE: ABEPRO)

Outro ponto importante da utilização da rede Ampla Chip é que o sistema de leitura é encontrado na extremidade superior do poste, e dentro da casa do consumidor no lugar dos convencionais relógios de energia, está presente apenas um leitor denominado TLI - Terminal de Leitura Individual, com a única finalidade de acompanhamento da energia consumida por parte do consumidor [34]

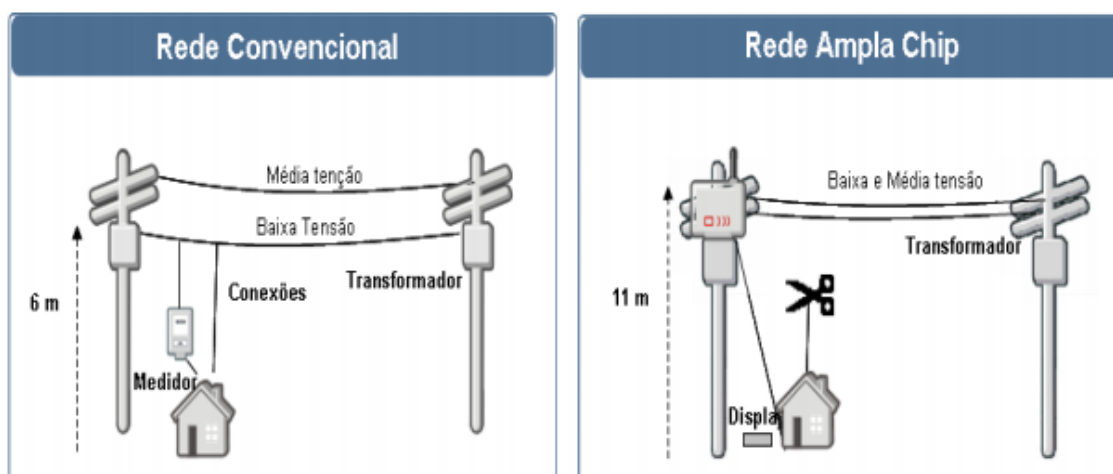


Figura 37 - Relação entre a rede convencional e a Rede Ampla Chip [34].



A medição é realizada remotamente pelas concessionárias utilizando-se de uma pequena central local de dados e comunicação, representada pelo Concentrador Primário (CP) que capta dados de leitura dos Concentradores Secundários (CS) [34], representados na Figura 38.

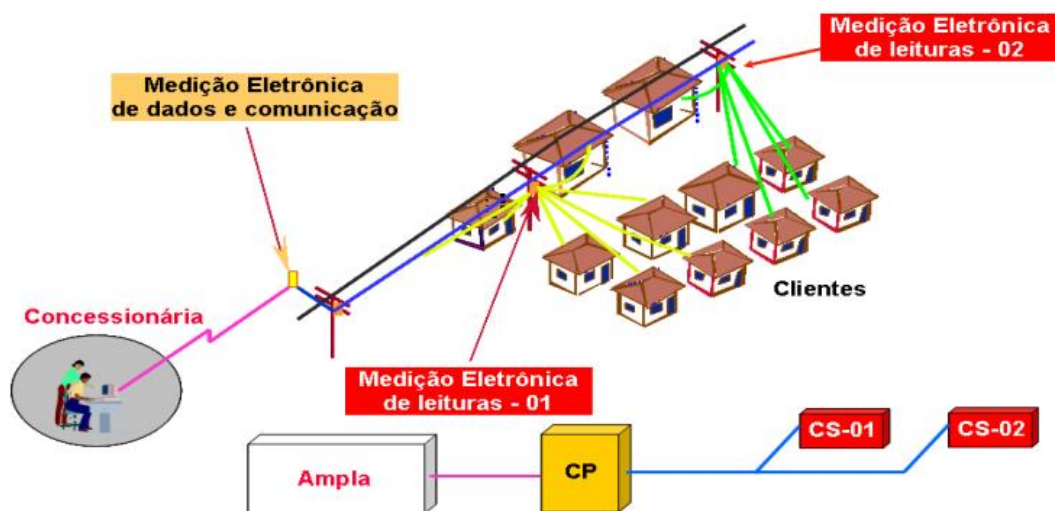


Figura 38 – Modelo de apuração de consumo na Rede Ampla [34].

Entre os demais benefícios do projeto estão [34]:

- Travamento do chip através de chave de identificação eletrônica;
- Acionamento remoto da central de operações caso ocorrer a tentativa de abertura através de chave eletrônica não cadastrada;
- Acompanhamento de consumo diário por parte do consumidor;
- Histórico diário de consumo na conta mensal;
- Melhor qualidade de fornecimento e conhecimento imediato de potenciais interrupções;
- rapidez de corte e religação de energia;
- Maior confiabilidade de leitura e automação entre coleta e faturamento;
- Não necessidade de medição física por parte de leituristas;

- Aumento na arrecadação de impostos por parte do governo;

Em complemento aos projetos descritos anteriormente, foi criado também o Projeto Sentinela, visando a redução de furtos e fraudes em clientes de outras classes como comércio, indústrias, grandes residências e fazendas. O Projeto Sentinela consiste em instalação de uma caixa blindada com medidores com telemetria, localizados na ponta da cruzeta, impedindo seu acesso a terceiros. Esses medidores também permitiam medições mais detalhadas e em tempo real como energia ativa, reativa, fator de potência, tensão e corrente [34].

## 6.5 Gerador de Ruídos

O gerador de ruídos é um projeto de pesquisa e desenvolvimento da Companhia Energética do Ceará (COELCE) em parceria com as distribuidoras Ampla, Cemar e o IFET-Ceará. Seu princípio de funcionamento consiste na instalação de um gerador de ruídos no secundário do transformador de distribuição, tornando a energia imprópria para consumo até a entrada da medição [35]. Após a medição e a utilização de um processo de filtragem via removedores de ruídos, a energia então tornasse adequada para consumo sem riscos de queima e danos à equipamentos eletrônicos dos consumidores [35].

O equipamento conta ainda com uma inteligência embarcada, nele é implantado um sequenciador que permite a aplicação do ruído de forma individual e alternada em cada fase, bem como administrar seu tempo de aplicação e intervalo de sequenciamento [35].

Para evitar falhas no processo, é instalado também junto ao removedor de ruídos um dispositivo chamado de proteção de retaguarda, que desliga o consumidor da rede caso houver falhas no processo de filtragem do ruído, evitando assim eventuais danos à equipamentos.

Esse projeto aplicado em 2009 na região de atuação da COELCE, com 74 consumidores de Fortaleza, resultou em uma redução de 42% de perdas para 3% em nos circuitos aplicados na zona rural e de 49% para 2,7% em circuitos da área urbana [35].

## 6.6 Inspeção de medidores

As distribuidoras de energia costumam investir em equipes treinadas e projetos de inspeção de medidores em residências. Nessas iniciativas busca-se averiguar se há alguma irregularidade nos medidores, avarias, e se a constante do medidor está adequada [25].

Alguns dos indícios de fraudes e furtos estão os lacres e parafusos danificados, tampa principal perfurada, carcaça perfurada, bobinas ou condutores cortados ou danificados, peças ou eixos danificados com a inserção de objetos no interior do medidor [25].

No teste da constante do medidor é aplicado a ele uma carga durante certo intervalo de tempo, e avaliado então o número de voltas de seu disco, a tensão, corrente e potência medida. O medidor é considerado com defeito se o erro percentual for acima de 15% para mais ou para menos. Ao detectar a fraude, o cliente tem seu fornecimento interrompido até acertar sua dívida com a concessionária conforme artigo 72 da resolução 456 da ANEEL, de 29/11/2000.

Ao se constatar irregularidades, o técnico deverá evitar palavras como fraude, furto, gato ou polícia. Ele deve preencher o TEOR – Termo de Ocorrência de Responsabilidade, que detalha o local, data e hora, descrição da irregularidade. E o TEOR deve ser assinado pelo responsável pelo local, e em caso de recusa o técnico deverá obter a assinatura de duas testemunhas (Resolução 456, ANEEL).

## 6.7 Projeto Sociais, Tarifa Social e outras políticas.

Para reduzir as perdas de energia, as distribuidoras aliadas ao governo investem em projetos sociais e auxílio a comunidade como forma de aproximação e aumento da satisfação de seus clientes.

**Tarifa Social:** A Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE foi inserida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Ela estabelece que consumidores da subclasse Residencial Baixa Renda são beneficiados com descontos, que podem ser resumidos de acordo com a seguinte tabela:

Parcela de consumo mensal de energia elétrica	Desconto	Tarifa para aplicação da redução
de 0 a 30 kWh	65%	B1 subclasse baixa renda
de 31 kWh a 100 kWh	40%	
de 101 kWh a 220 kWh	10%	
a partir de 221 kWh	0%	

Tabela 2 – Desconto de energia proveniente da Tarifa Social (ANEEL).

Para ter direito à tarifa social a família deve estar inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal com renda familiar mensal per capita menor ou igual a

meio salário mínimo; Idosos com 65 anos ou mais ou portadores de deficiência inscritos no Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social; Ou Família inscrita no Cadastro Único com renda mensal de até 3 salários mínimos e que possua portador de doença ou deficiência no qual o tratamento requer o uso contínuo de aparelhos e equipamentos que demandam o uso de energia elétrica (ANEEL). Os recursos para custear tais descontos saem da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, definida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, onde a distribuidora é ressarcida pelo governo de acordo com o desconto concedido.

**Campanhas de prevenção:** São campanhas elaboradas pelas concessionárias através de estratégias de marketing, com o intuito de conscientizar os consumidores sobre os problemas ocasionados por fraudes e furtos, os prejuízos à sociedade e os métodos de punição. Essas campanhas muitas vezes também levam a conscientizar o consumidor sobre a existência de canais de denúncia e procuram deixar claro que consumidores regulares também pagam pela energia furtada e fraudada de vizinhos e conhecidos [24].

**Trabalhos de responsabilidade social:** Muitas distribuidoras realizam trabalhos de responsabilidade social como forma de aproximação das comunidades e reconhecimento dos consumidores. Como exemplo, a AES Eletropaulo realizou a inauguração de 50 salas de leitura com 1000 exemplares cada, equipadas com computadores para facilitar o acesso das comunidades em que participa à livros e a internet. Uma outra forma de beneficiar as comunidades são a oferta de serviços de creches ou cursos de capacitação gratuitos para a população. Muitas das concessionárias buscam colaboração com ONG's locais, governos e autoridades [24].

**Unidades de Polícia Pacificadoras (UPPs)** – As UPPs foram implementadas em 2008 pela Secretaria Estadual de Segurança do Rio de Janeiro (SESEG), através dela houve a possibilidade de acesso das concessionárias às áreas de risco do estado o Rio de Janeiro. A companhia Light que atende a cidade, conseguiu realizar medidas de blindagem e troca e medidores em 8 das 28 comunidades que possuíam as UPPs em 2012. Com isso as perdas reduziram de 64,1% para 14,6% nessas comunidades. Porém nos últimos anos com a dificuldade financeira do Estado e as alianças entre o tráfico e milícias diminuíram grande parte do poder de atuação dessas UPPs e conseqüentemente da Light [14].

## 6.8 Cabos concêntricos

Os cabos concêntricos são uma forma de tecnologia utilizada para dificultar fraudes. Neles, as fases são localizadas de forma concêntrica, e o neutro está localizado nas camadas mais externas. A Figura 39 representa a construção desse cabo, onde o neutro fica nas camadas mais exteriores e as fases nas camadas interiores, possuindo um isolamento entre as camadas.

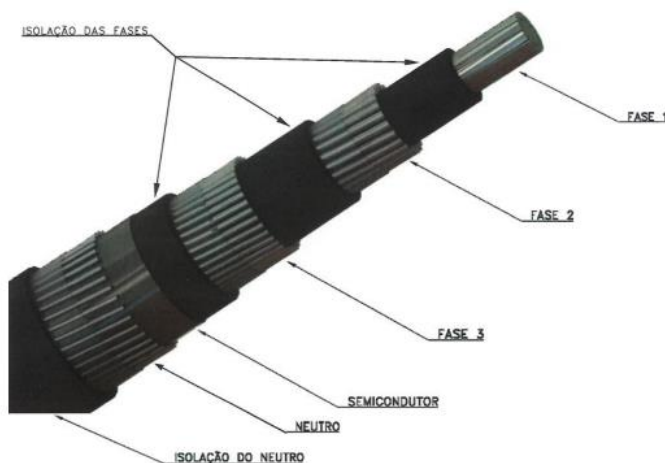


Figura 39 - Esquema de construção do cabo concêntrico (ENEL).

Com a utilização desses cabos, caso haja alguma tentativa de rompimento do mesmo para realizar o furto de energia, irá ocorrer um curto-circuito, ocasionado pela existência do neutro, o material semicondutor e a fase, e assim a rede será desenergizada [25]. Além de dificultar o acesso aos condutores de fases, evitando assim que qualquer pessoa realize ligações indevidas.

## 7 Metodologias de combate a perdas técnicas

### 7.1 Substituição de linhas de energia elétrica

A substituição de linhas consiste no processo de substituir condutores, visando a inserção de condutores de menor resistência ou de maior bitola, o processo também chamado de recondutoramento. Esse processo ocasiona a redução de perdas por efeito Joule e também há a redução da queda de tensão. Essa substituição é realizada de modo a aproveitar ao máximo a posteação existente, visando a redução de custos [36]. Por ser um processo custoso, o recondutoramento não é aplicado exclusivamente com o objetivo de diminuir as perdas, as concessionárias normalmente utilizam tal técnica em casos de manutenção ou aumento de demanda [36].

Para executar um projeto de recondutoramento, as concessionárias costumam realizar manobras em pequenos blocos de cargas visando isolar os locais, programar vários desligamentos, fazendo o serviço por trechos, e em algumas situações interligam geradores de energia para manter parte do alimentador energizado e não comprometer indicadores de qualidade. E quando não é possível aplicar essas técnicas realizam o desligamento programado, com data, hora de início e de término determinados conforme definido pelo órgão fiscalizador [21].

Outro benefício que pode se obter com a substituição de linhas de energia elétrica é a redução do Efeito Corona [19]. Como observado na seção 4.2.4 desse trabalho, o efeito corona é uma forma de perda técnica que tem relação direta com a tensão crítica, e essa depende das dimensões do condutor, do espaçamento entre os mesmos e das condições atmosféricas. O fenômeno ocorre mais facilmente quando o diâmetro do condutor é pequeno em relação ao espaçamento entre eles.

Assim, uma solução para limitar a força do campo elétrico na superfície dos condutores é a utilização de mais de um cabo por fase, podendo se utilizar 2, 3 ou 4 cabos por fase é possível observar a configuração desses cabos na Figura 40, onde estão dispostos em geminados, trigeminados e quadri-geminados, de modo geral para linhas acima de 300 kV costuma-se utilizar os condutores geminados [15].

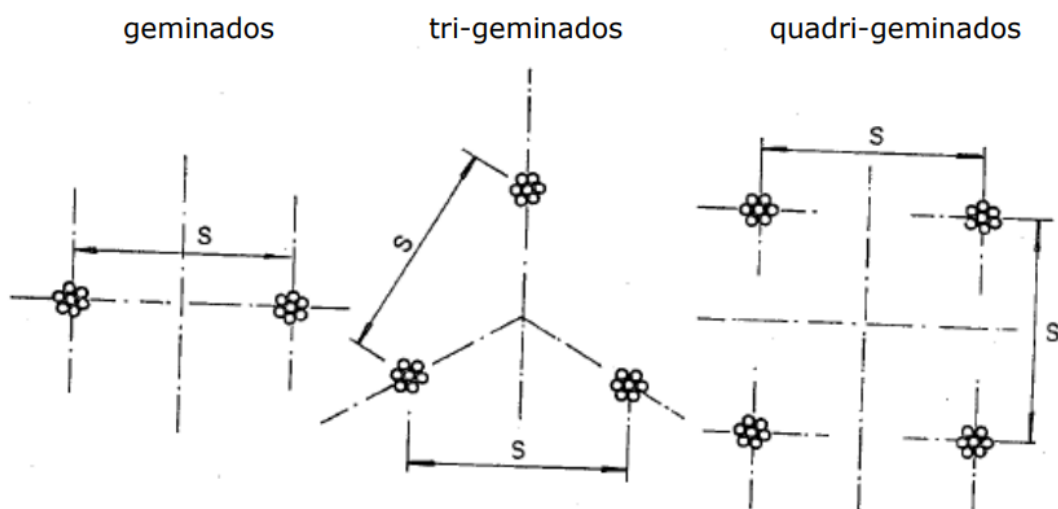


Figura 40 - Configurações de condutores para redução do Efeito Corona (FUCHS, 1979).

Utiliza-se também o artifício de aumentar o diâmetro dos condutores para reduzir o efeito ou ainda cabos especiais construídos com o intuito de reduzir a força do campo elétrico, como os cabos observados na Figura 41, que possuem um grande espaçamento entre seus fios condutores.

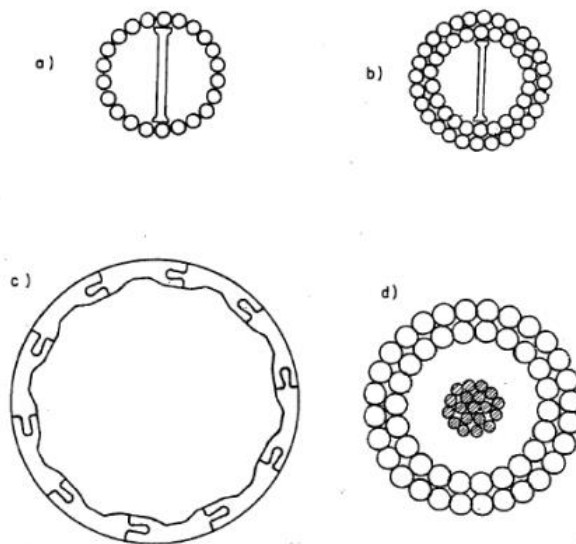


Figura 41 – Condutores utilizados para redução do Efeito Corona - a) e b) Condutores expandidos c) Condutores ocos d) Condutores CAA expandidos (FUCHS, 1979).

## 7.2 Reconfiguração de linhas

A reconfiguração de linhas objetiva oferecer uma melhor configuração para o sistema elétrico, estão muitas vezes associadas a sistemas inteligentes que permitem controle e aquisição de dados, aperfeiçoando seu funcionamento e reduzindo perdas. Usualmente a operação de um sistema de distribuição é realizada de forma radial, ou seja, não permite a existência de anéis (ciclos) [7].

Os alimentadores são ligados aos vizinhos por meio de chaves de interligação que são normalmente abertas (NA). As chaves de manobra possuem características de supervisão e monitoramento do processo, operação de malhas realizando tarefas de ligar e desligar equipamentos bem como mudando seu modo de operação, e controle do comportamento avaliando níveis de energia reativa, tensão, supervisão e atuação. A Figura abaixo representa um diagrama simplificado de uma rede de distribuição primária, onde há destaque para os itens mais importantes para avaliar as reduções das perdas, que são subestações (SE), linhas elétricas (L), chaves (CH) e os Blocos de Carga (BC) [7].

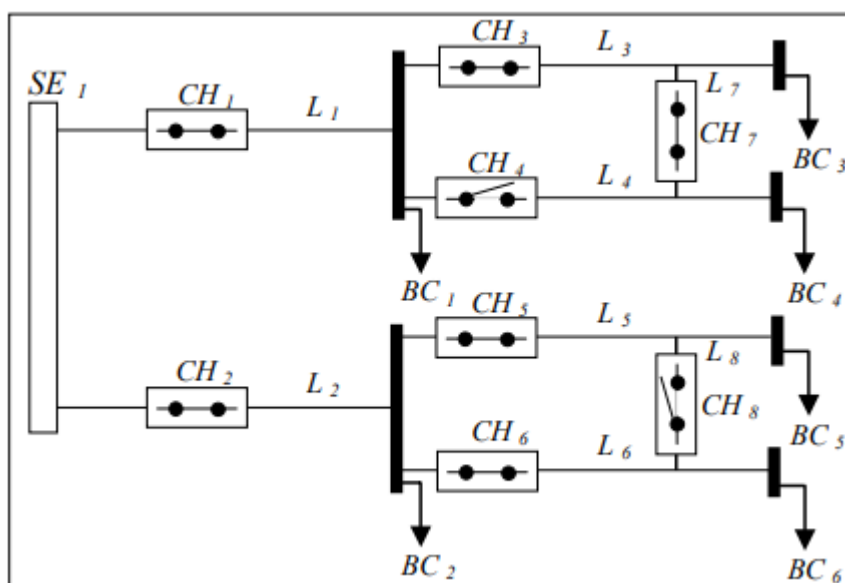


Figura 42 - Diagrama simplificado de uma rede de distribuição (BUENO, 2003).

Uma adequada reconfiguração de linha requer que a mesma esteja em limites adequados de tensão, carregamento de condutores, confiabilidade e continuidade de fornecimento, de acordo com parâmetros estabelecidos pela ANEEL e os critérios de projeto da concessionária. As reconfigurações de linhas são tipicamente um problema de otimização combinatória e a definição do problema de minimização das perdas pode ser descrita através da Equação 21.



$$\min f(x) = \sum_{NR} g_{km} * (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos\theta_{km}) \quad (21)$$

Sendo:

**f(x)**: Função Objetivo;

**V e  $\theta$** : módulo e a fase da tensão nas barras da rede, obtidos a partir do fluxo de carga AC;

**I**: corrente nos ramos da rede;

**g**: condutância dos ramos da rede;

**NR**: número de ramos da rede.

A Equação 20 ainda prevê uma necessidade de estudo do fluxo de carga para o cálculo das perdas em cada nova configuração de chaves e taps. Além das perdas, verifica-se se na configuração atual se existe alguma violação das restrições de tensões nas barras e carregamento nos ramos de alimentadores. Há ainda a necessidade de utilizar um configurador de redes para encontrar soluções viáveis, sem violar restrições de radialidade [37].

Sendo assim, a Equação 20 descrita, representa um estudo do fluxo de carga, visando calcular as perdas obtidas em cada nova configuração do sistema variando as chaves e taps. O fluxo de carga pode ajudar a detectar além das perdas, se há a existência de alguma irregularidade em valores de tensão nas barras [20]. Para calcular a configuração de menor nível de perdas, utiliza-se de algoritmos e cálculos com diversas iterações, onde a cada nova iteração é buscado a convergência para um valor de perda menor do que na iteração anterior. O número de configurações possíveis do sistema está associado ao número de combinação do estado das chaves existentes [20].

### 7.3 Instalação de bancos de capacitores

A instalação de bancos de capacitores é de fundamental importância para reduzir as perdas técnicas. A regulamentação brasileira estabelece um valor mínimo de fator de potência de 0,92 e o consumo além do permitido é cobrado do consumidor [32]. O fator de potência é definido como a relação entre a potência ativa e a potência aparente. Um baixo fator de potência ocorre devido a altos consumos de energia indutiva, proveniente de aparelhos com bobinas como motores de indução, reatores e transformadores. Já o consumo de energia reativa se dá

através do uso de capacitores, a própria capacitância da linha e motores síncronos superexcitados. Portanto o controle desse fator de potência tem o objetivo de evitar o transporte de energia reativa, e para isso se faz necessário a instalação de banco de capacitores, ocasionando um melhor rendimento para o sistema [32].

Baixos fatores de potência causam algumas desvantagens como as descritas abaixo [8]:

- **Aumento de perdas por efeito Joule:** Quanto menor o valor do Fator de Potência, maior é o módulo da corrente elétrica, e conseqüentemente maior serão as perdas por dissipação de calor.
- **Queda de tensão:** O excesso de reativo leva a quedas elevadas de tensão que podem ocasionar na interrupção do circuito em alguns locais ou sobrecarregar alguns pontos do sistema. Além disso contribuição para a redução da qualidade de energia.
- **Comprometimento da capacidade instalada:** A tabela a seguir representa o problema do fator de potência relacionado ao dimensionamento dos transformadores, podemos observar que quanto menor é o fator de potência, maior deverá ser a potência nominal do transformador para atender a uma mesma carga de 1000 kW.

VARIAÇÃO DA POTÊNCIA DO TRAFÓ EM FUNÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA		
Potência útil Absorvida (kW)	Fator de Potência	Potência do Trafo (KVA)
1000	0,50	2000
	0,80	1250
	1,00	1000

Tabela 3 – Potência Nominal x Fator de Potência (BULHÕES, 2011).

Já a seguir, observa-se que quanto menor o fator de potência, maior deverá ser a seção relativa dos condutores, sendo necessário portanto em ambos os casos, um maior investimento para evitar perdas nesses sistemas. Os custos em equipamentos de proteção e comando também são afetados.

VARIAÇÃO DA SEÇÃO DO CABO EM FUNÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA	
Seção Relativa	Fator de Potência
1,00	1,00
1,23	0,90
1,56	0,80
2,04	0,70
2,78	0,60
4,00	0,50
6,25	0,40
11,10	0,30

Tabela 4 – Variação da Seção do cabo em função do fator de potência (BULHÕES, 2011).

Short (2006) relata que ao reduzir o fluxo de potência reativa em linhas de distribuição reduzem-se significativamente as perdas no sistema. Sugere ainda a utilização da chamada “regra dos dois terços” que define a localização do ponto ótimo para instalação do banco de capacitores. A regra dos dois terços relata que o tamanho ideal para o banco de capacitores é 2/3 do requerido pelo circuito em Var e a posição ótima é de 2/3 da distância da subestação para o fim da linha. Algumas concessionárias também definem que bancos de capacitores devem ser instalados em pontos do alimentador que tenham potências reativas iguais ou próximas à metade da potência do banco a ser instalado.

#### 7.4 Utilização de motores síncronos

O motor síncrono tem a característica de possuir sua velocidade de rotação proporcional à frequência de alimentação, ou seja, o aumento ou diminuição da carga não afeta sua velocidade, desde que sejam respeitados os limites nominais do motor [38]. Pode auxiliar a reduzir os custos de energia elétrica e melhorar o rendimento do sistema de energia, contribuindo para a correção do fator de potência na rede elétrica onde está instalado. Como observado na seção 7.3, um baixo fator de potência resulta em diversas desvantagens para o sistema, aumentando as perdas técnicas de energia elétrica.

Motores síncronos também possuem um maior nível de eficiência energética. Como em um motor síncrono com fator de potência unitário é aplicável somente a potência real (kW), a corrente possuirá um menor valor, ocasionando em menores perdas  $I^2R$  nos enrolamentos do campo, com isso os rendimentos de motores síncronos com fator de potência unitário são maiores se comparados aos do motor de indução de mesma potência [38].

O motor síncrono é capaz de operar em três condições:

- **Motor sub-excitado:** Possui baixa corrente de excitação. A corrente no estator é defasada em relação à tensão, consumindo potência reativa da rede para a formação do campo magnético.
- **Motor excitado em condição de fator de potência unitário:** Ao aumentar a corrente de excitação há um aumento da força eletromotriz no estator e corrente fica em fase com a tensão.
- **Motor sobre-excitado:** Com altos níveis de corrente de excitação o motor irá fornecer potência reativa à rede, em decorrência do adiantamento da corrente do estator em relação à tensão.

Controlando-se o circuito de excitação da máquina, é possível determinar o seu método de operação na rede. A utilização de motor síncrono sobre-excitado é vantajosa, pois além de suprir as necessidades em kVAr, ele ainda fornece à rede parte da potência reativa necessária. Sua utilização é restrita devido a seu custo e maior complexidade de operação, aspectos que devem ser analisados ao se utilizar tais motores para substituir a implantação de bancos de capacitores [38].

## 7.5 Alocação de reguladores de tensão

O regulador de tensão é um autotransformador que possui uma isolação propícia ao sistema ao qual é instalado. Eles permitem aumentar ou reduzir a tensão de saída entre -10% e +10%. Costumam possuir 32 degraus com variação de 0,625% por tap para seleção de valores desejados em projetos. Ele possui uma chave reversora que permite a mudança da relação de transformação [32].

A utilização desses reguladores de tensão possibilita a compensação das variações de tensão nos alimentadores, mantendo as tensões nos níveis adequados e reduzindo as perdas  $RI^2$ , pois ao decair a tensão irá ocorrer uma maior corrente no circuito e maior perda por Efeito Joule. Reguladores de tensão são instalados em locais estratégicos, definidos através do fluxo de potência e buscam compensar a queda de tensão e aumentar o rendimento de banco de capacitores instalados no alimentador [4].

Vale salientar que ao manter a tensão de acordo com os níveis planejados, é de fundamental importância para entregar uma boa qualidade aos consumidores, sem prejudicar o

funcionamento de suas cargas [4]. Devido ao perfil diverso dos consumidores como, por exemplo, residenciais urbanos e rurais, industriais, rurais, comerciais, há o deslocamento diário dos centros de demanda, e buscando garantir um nível adequado de tensão aos consumidores, a ANEEL estabelece através da Resolução 505, de 26 de novembro de 2001 os níveis de tensão e variação permitidos, as distribuidoras que não atenderem tais níveis estão sujeitas a fiscalização e a multas [4]. Os níveis de tensão são classificados em Adequado, Precário ou Crítico de acordo com a tabela seguinte:

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Tabela 4 - Classificação da tensão de atendimento (Alves, 2005)

Reguladores de tensão podem ser instalados através do esquema monofásico, isolado, delta aberto, delta fechado e estrela aterrada [18]. Na Figura 43 é representado um tipo de ligação em delta fechado, que possibilita uma compensação de tensão de até 15% no lado da carga.

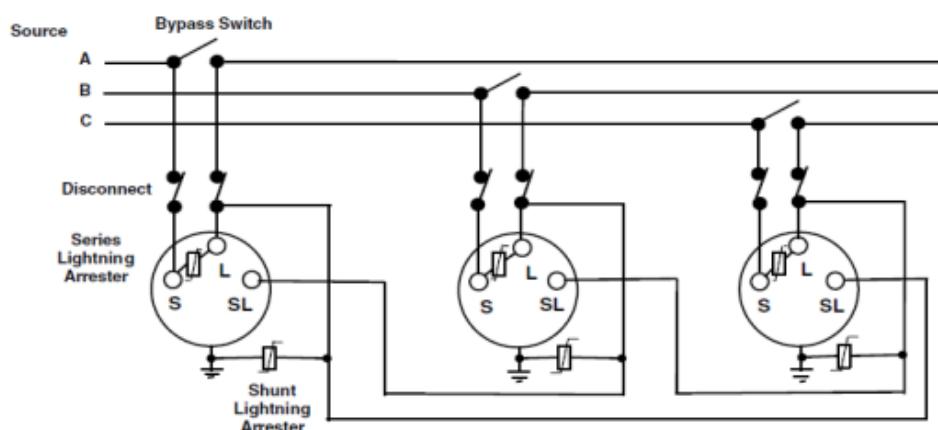


Figura 43 - Ligação de reguladores de tensão em esquema delta fechado (Harlow, 2004).

## 7.6 Aumento de eficiência em transformadores de potência.

Relativo aos equipamentos do sistema elétrico, destaca-se os transformadores, que sofrem as perdas por efeito Joule, Histerese e Correntes de Foucault conforme observado na

seção 4.2. Estima-se que 30% das perdas técnicas se devem às perdas nos núcleos dos transformadores, a redução dessas perdas pode ser obtida através de manutenções rotineiras, trocas de óleo do transformador, bem como garantir que ele esteja funcionando com a carga correta para o qual foi projetado [26].

Transformadores de potência aplicados nas subestações e linhas de transmissão costumam ter uma alta eficiência pois possuem um papel muito importante no sistema e a eles são alocados bons investimentos. Se tratando de transformadores de distribuição, que segundo a NBR 5440:2014 são determinados com nível de isolamento com classe de tensão entre 15 kV até 36,2 kV, os mesmos não possuem as mesmas eficiências e muitas vezes são construídos de materiais de menor qualidade (comparando aos transformadores acima de 36,2 kV) visando atender a preços competitivos no mercado [26].

Visando a redução das perdas o MME regulamentou e especificou a utilização da Etiqueta de Eficiência Energética em transformadores da rede de distribuição que utilizam líquido isolante, indicando o grau de consumo e eficiência, semelhante as etiquetas existentes em equipamentos domésticos, com isso as fabricantes serão obrigadas a atenderem o nível de eficiência proposto [26]. Estima-se que quando as etiquetas estiverem 100% implantadas nos transformadores, resultará em uma economia anual de energia de cerca de 1.516 GWh, equivalente a R\$ 468 milhões por ano no consumo atual, em transformadores monofásicos planeja-se a redução de 12% das perdas em vazio, e em transformadores trifásicos a redução de 6% das perdas em vazio [33]. Porém o processo de troca pode levar um longo período devido à grande vida útil de transformadores, que chegam a alcançar 30 anos.

## 8 Conclusão

Com o presente trabalho, revisou-se os principais aspectos causadores de perdas de energia no sistema elétrico brasileiro, e os procedimentos envolvidos em sua apuração e redução. Nota-se que apesar do desenvolvimento de novas tecnologias, projetos e regulamentações do governo para tratar o assunto, históricos demonstram que o Brasil ainda mantém os mesmos patamares de perdas de energia dos últimos anos.

Para a redução das perdas de energia é necessária uma maior conscientização da população brasileira, através de políticas públicas, projetos sociais, alianças entre concessionárias de energia, governo e sociedade. Visto que furtos e fraudes são originados de parâmetros socioeconômicos e culturais, que estão sendo fortemente afetados em virtude da pandemia global de COVID-19.

Percebe-se que a tecnologia é uma grande aliada para a redução das perdas não técnicas, através da implantação de projetos e ideias como as redes DAT e Ampla Chip, medidores eletrônicos, cabos antifurto e o Smart Grid. A respeito das perdas técnicas, essas requerem um investimento contínuo em novos materiais e projetos eficientes de distribuição e transmissão, além de necessitarem de buscas por novas tecnologias, ligadas a melhoria da eficiência do sistema elétrico de potência.

Como sugestão para trabalhos futuros está a abordagem do tema em assuntos mais específicos, focando-se em comparar casos de sucesso de países que conseguiram reduzir suas perdas, relacionando tais casos com a realidade brasileira. Uma outra proposta seria realizar um estudo de caso com os problemas enfrentados por alguma concessionária em específico, ou ainda realizar um estudo mais detalhado sobre os métodos de apuração de perdas e as novas tecnologias que estão surgindo para diminuir o problema das perdas de energia elétrica.

## Referências Bibliográficas

[1] ABRADÉE. Light adota estratégia digital contra perdas. Rio de Janeiro. 2019. Disponível em <<https://www.abradee.org.br/light-adota-estrategia-digital-contraperdas/>> acesso em 1 de novembro de 2020.

[2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 7– Cálculo de Perdas na Distribuição. 2014. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%c3%b3dulo7\\_Revisao\\_4-2\\_.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%c3%b3dulo7_Revisao_4-2_.pdf)> acesso em 1 de novembro de 2020.

[3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Regras de Comercialização - Medição Contábil. 2018. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/059/documento/02\\_-\\_medicao\\_contabil\\_2018.1.0\\_\(jan-18\)\\_-\\_minuta.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/059/documento/02_-_medicao_contabil_2018.1.0_(jan-18)_-_minuta.pdf)> acesso em 1 de novembro de 2020.

[4] ALVES, M. L.; 2005. Módulo de Alocação Otimizada de Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores em Alimentadores de Distribuição. Porto Alegre, RS. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

[5] ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. Brasília, 2008.

[6] ANEEL. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição, 2019. Disponível em <[https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia\\_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2019.pdf/b43e024e-5017-1921-0e66-024fa1bed575](https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2019.pdf/b43e024e-5017-1921-0e66-024fa1bed575)> acesso em 23 de outubro de 2020.

[7] BUENO, E. A; FILHO, C. L. Redução de Perdas por Reconfigurações em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Com Demandas Variáveis. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – FEEC. Natal-RN. 2003.



- [8] BULHÕES, R. L. Métodos de Redução de Perdas Elétricas em Sistema de Distribuição. Monografia de Engenharia Elétrica. Universidade Federal da Bahia. Salvador. 2011.
- [9] CALILI, Rodrigo Flora (2005). Desenvolvimento de sistema para detecção de perdas comerciais em redes de distribuição de energia elétrica. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 157p
- [10] CASTRO, Nivalde de; CÂMARA, Lorrane; TOMMASO, Francesco; VIANA, Daniel. “O desafio do combate às perdas não técnicas de eletricidade no cenário de pandemia” .Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 03 de julho de 2020.
- [11] CHAPMAN, S. J. Fundamentos de máquinas elétricas. Tradução: Anatólio Laschuk. – 5. ed. – Porto Alegre, 2013.
- [12] ELETROBRÁS. Geração de Energia. Disponível em <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Geracao-de-Energia.aspx>> acesso em 2 de novembro de 2020.
- [13] ENCINA, A. S. A; Despacho ótimo de unidades geradoras em sistemas hidrelétricos via heurística baseada em relaxação lagrangeana e programação dinâmica. UNICAMP. Campinas, 2006.
- [14] FERNANDES, L. O impacto do controle de território sobre o furto de energia elétrica: O caso do Rio de Janeiro. 2017. 76 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017
- [15] FUCHS, Rubens Dario. Transmissão de Energia Elétrica – Linhas Aéreas. 1979
- [16] GENE, S. Ng. (2004). Supression of Corona on EHV Transmission Line with Bundled – Conductors and Spacers.
- [17] ÍNDICE ANEEL DE SATISFAÇÃO DO CONSUMIDOR (IASC). ANEEL. 2015. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/indice-aneel-satisfacao-consumidor>> acesso em 1 de novembro de 2020.

- [18] ITB, E. E. Regulador de tensão monofásico. 2013. Disponível em: . Acesso em: 21 Mai 2013.
- [19] LEAL, B. Análise de perdas do efeito corona em linhas de transmissão de 230kV no Cenário Brasileiro. Monografia de Engenharia Elétrica. UFSM. Rio Grande do Sul. 2018
- [20] LYRA F. C.; PISARRA. C. Redução de Perdas na Distribuição de Energia Elétrica. Anais do XIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA. 2000.
- [21] MARTINHO, E. Distúrbios da energia elétrica. 2. ed. São Paulo. Érica, 2011.
- [22] MAYER, V; Mariano, S. Percepção de Preço, Valor e Comportamento do Cliente no Setor de Energia Elétrica. VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. 2016.
- [23] NAGAMINE, G. Estudo das Perdas Não Técnicas no Sistema Elétrico de Distribuição e as Tecnologias Utilizadas Para Seu Combate. Monografia do curso de Engenharia Industrial Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba. 2011.
- [24] NEGREIROS, H. S. D. Redução de Perdas de Energia Elétrica em Comunidades de Baixa Renda. Programa de Pós-Graduação em Administração. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2008
- [25] PENIN, C. A. D. S. Combate, Prevenção e Otimização das perdas Comerciais de Energia Elétrica. Universidade de São Paulo: [s.n.], 2008. Disponível em: Acesso em: 05/01/2018.
- [26] QUINTEIRO. V.S Análise de transformadores de distribuição visando redução de perdas no sistema elétrico da COELBA, Salvador - BA, 2015.
- [27] RAMOS, E. Antecedentes do Comportamento Irregular de Consumidores Brasileiros de Energia Elétrica, Sob a Ótica da Teoria do Estilo de Vida Criminal. Dissertação de Mestrado em Administração. UNIVERSIDADE FUMEC. FACULDADE DE CIÊNCIAS EMPRESARIAIS - FACE. Belo Horizonte - MG. 2013
- [28] RAMOS. C. Caracterização de Perdas Comerciais em Sistemas de Energia Através de Técnicas Inteligentes. Tese de Doutorado em Ciências. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2014

[29] SADOVSKAIA, K; Bogdanov, Dmitrii.; 2017. POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION LOSSES – A MODEL BASED ON AVAILABLE EMPIRICAL DATA AND FUTURE TRENDS FOR ALL COUNTRIES GLOBALLY

[30] SANTOS, B. E. S. dos. Geração fotovoltaica como auxílio no combate às perdas de energia. Projeto de graduação: DEE - Departamento de Engenharia Elétrica da UFRJ, Rio de Janeiro, 2017.

[31] SHORT, Thomas Allen. Electric Power Distribution Equipment and Systems. Taylor & Francis Group, LLC, 2006.

[32] SZUVOVIVSKI. I. Alocação Simultânea de Bancos de Capacitores e Reguladores de Tensão em Sistemas de Distribuição Usando Algoritmos Genéticos e Fluxo de Potência Ótimo. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Paraná. Curitiba. 2008

[33] VARELA. I. Transformadores de rede de distribuição terão etiqueta de eficiência energética, 2013. Disponível em <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7B8D1AC2E8-F790-4B7E-8DDD-CAF4CDD2BC34%7D&Team=&params=itemID=%7BABAE3669-1646-41EE-92B9-C6E6D7D1D80E%7D;&UIPartUID=%7BD90F22DB-05D4-4644-A8F2-FAD4803C8898%7D>> acesso em 27 de outubro de 2020.

[34] SOUZA, et al. A INOVAÇÃO TECNOLÓGICA: UM ESTUDO DE CASO DA AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A. 2011. Disponível em <[http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2011\\_tn\\_sto\\_142\\_896\\_19051.pdf](http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2011_tn_sto_142_896_19051.pdf)> acesso em 28 de outubro de 2020.

[35] LAEL, et al. Estudo e Validação do Inibidor de Furto em Redes de Baixa Tensão. 2011. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/revista\\_P&D\\_04\\_web.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/revista_P&D_04_web.pdf)> acesso em 28 de outubro de 2020.

[36] ANAIS da II Mostra de Trabalhos da Engenharia Elétrica II MTEE, UNIVERSIDADE REGIONAL INTEGRADA DO ALTO URUGUAI E DAS MISSÕES – URI, 2018. Disponível em <[http://san.uri.br/sites/site\\_novo/wp-content/uploads/2019/06/Anais-II-MTEE-2.pdf](http://san.uri.br/sites/site_novo/wp-content/uploads/2019/06/Anais-II-MTEE-2.pdf)> acesso em 29 de outubro de 2020.

[37] M. A B. Amora, et al. Redução de Perdas Técnicas em Redes de Distribuição Através da Reconfiguração de Redes e Compensação de Potência Reativa. 2002. II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica.

[38] MAMEDE, F. J. (2007). Instalações Elétricas Industriais (7ª ed.). Rio de Janeiro, RJ, Brasil: LTC.