

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**OPORTUNIDADES DE MELHORIA NOS PROCESSOS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

SÃO CARLOS  
2011



**RODOLFO MORAES FONTES LIMA**  
**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**OPORTUNIDADES DE MELHORIA NOS PROCESSOS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia do Trabalho de  
Conclusão de Curso de Graduação  
apresentado à Universidade de São  
Paulo como requisito à obtenção do  
título em Engenharia Elétrica.

Autor: Rodolfo Moraes Fontes Lima  
Orientador: Prof. Dr. Eduardo N. Asada

SÃO CARLOS  
2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento  
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

L732o

Lima, Rodolfo Moraes Fontes  
Oportunidades de melhoria nos processos de  
distribuição de energia elétrica / Rodolfo Moraes Fontes  
Lima ; orientador Eduardo N. Asada. -- São Carlos, 2011.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em  
Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e  
Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da  
Universidade de São Paulo, 2011.

1. Distribuição de energia elétrica - perdas  
técnicas. I. Título.

## RESUMO

A ANEEL exige das distribuidoras de energia elétrica, de forma explícita em suas regulamentações, a melhoria da qualidade do sistema elétrico e um adequado investimento no mesmo. As perdas de energia elétrica, a qualidade do fornecimento e os investimentos prudentes em melhorias do sistema são itens importantes para a gestão e fiscalização pela ANEEL e nas revisões tarifárias.

O objetivo deste trabalho é exemplificar, através de três casos práticos, oportunidades efetivas de ganhos técnicos e econômicos através de um adequado planejamento do sistema elétrico. Estes casos foram selecionados visando contemplar diferentes etapas de uma cadeia de distribuição de energia elétrica e abordar problemas relacionados a perdas de energia e a dimensionamento de subestações e de redes de distribuição.

As abordagens apresentadas foram embasadas nos referenciais teóricos usuais da literatura aplicados a situações reais relacionadas à experiência prática do autor em uma empresa distribuidora de energia elétrica. Este fato trouxe importante ganho para sua formação, conjugando conhecimentos acadêmicos com a realidade prática.

Devido à complexidade dos processos envolvidos numa distribuidora de energia elétrica, muitas vezes não se atinge um ponto de ótimo. Isso ocorre pela dificuldade de conciliar interesses de todas as áreas e as imposições regulatórias.

Para abordar estes assuntos, é necessário compreender a estrutura de uma distribuidora de energia, e seu sistema de remuneração através da tarifa, por isso inicialmente é feita uma breve descrição como esse tipo de organização funciona

Feito isso, 3 estudos de casos são contextualizados e analisados, exemplificando situações onde com algumas mudanças é possível obter um retorno financeiro e operacional maior que o atual, atendendo as exigências do regulador e melhorando confiabilidade e qualidade de fornecimento de energia elétrica.

No primeiro caso é feita a análise das perdas técnicas de uma determinada região, comparando eficiência de cabos, níveis de tensão entre outros fatores. Com base em simulações definem-se as obras necessárias as alternativas técnicas para que tal região atinja um nível aceitável de perdas e um bom limite operativo.

O segundo caso analisado envolve um novo instrumento de eficiência tarifaria imposto pela ANEEL às distribuidoras chamado IAS. Este instrumento força com que todas as subestações atinjam 100% de seu carregamento em 10 anos de forma não otimizada e isso se tornou premissa básica nos processos de planejamento, muitas vezes sendo um equivoco. Para demonstrar isso foram montados dois cenários hipotéticos, um onde este índice é premissa básica e outro onde ele não é levado em consideração.

O ultimo caso considera uma rede elétrica composta por apenas uma subestação, onde é feita uma analise inicial e em cima desta algumas ponderações e proposições técnicas até chegar-se a uma nova e melhor configuração.

Os casos são apenas exemplos que ocorrem nos processos envolvidos em uma empresa distribuidora de energia. A idéia principal do trabalho é que com estes exemplos, mostrar o potencial de melhoria existente e a necessidade de desenvolver-se analises vinculando técnicas específicas e noções econômicas, para assim atingir o melhor resultado tanto para a empresa como para os consumidores.

PALAVRAS-CHAVE: Distribuidora de energia, IAS, Perdas técnicas, analise técnico econômica.

## ABSTRACT

ANEEL demands of electricity distributors, explicitly in their regulations, improving the quality of the electrical system and a proper investment in it, the loss of electricity, the quality of supply and prudent investments in system improvements are items important for management and oversight by ANEEL and the tariff revisions.

The objective of this work is to illustrate, through three case studies, cost-effective opportunities for technical and economic gains through a proper planning of the electrical system. These cases were selected in order to include different steps of a chain of distribution of power and address problems related to energy losses and design of substations and distribution networks.

The approaches presented were based on the usual theoretical literature applied to real situations related to the author's practical experience in an electricity distribution company. This fact has been important to gain their education, combining academic knowledge with practical reality.

Due to the complexity of the processes involved in electricity distribution, often do not reach an optimal point. This is the difficulty of reconciling the interests of all disciplines and regulatory impositions.

To address these issues, it is necessary to understand the structure of a power distributor, and its compensation system through the tariff, so first is a brief description of how this organization works.

That done, three case studies are contextualized and analyzed, with some examples of situations where change is possible to obtain a financial return greater than the operating current, meeting the regulatory requirements and improving reliability and quality of electricity supply.

In the first case the analysis is made of technical losses in a particular region, comparing the efficiency of cables, voltage levels and other factors. Based on simulations to determine the works necessary technical alternatives for this region reaches an acceptable level of losses and operating a good limit.

The second case analyzed involves a new tool for efficient tariff imposed by ANEEL to distributors called IAS. This instrument force with which all substations achieve 100% loading over 10 years in a non-optimized and it became a basic premise in the planning process, often being a mistake. To demonstrate this were mounted two hypothetical scenarios, where this index is a basic premise and the other where it is not taken into consideration.

The last case considers a grid composed of only one substation, where it made an initial review and upon this a few remarks and propositions techniques to arrive at a new and better configuration.

The cases are just examples that occur in the processes involved in a power distribution company. The main idea is to work with these examples show the potential for improvement exists and the need to develop analysis techniques specific binding and economic concepts in order to reach the best outcome for both the company and for consumers.

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
<b>2. CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....</b>	<b>17</b>
<b>2.1. A geração de energia elétrica.....</b>	<b>20</b>
<b>2.2. A transmissão de energia elétrica.....</b>	<b>22</b>
<b>2.3. A distribuição de energia elétrica.....</b>	<b>23</b>
<b>2.4. A comercialização de energia elétrica.....</b>	<b>24</b>
<b>2.5. Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica.....</b>	<b>25</b>
<b>2.6. Perdas de energia no sistema.....</b>	<b>29</b>
<b>3. METODOLOGIA .....</b>	<b>32</b>
<b>3.1. Delineamento do trabalho.....</b>	<b>32</b>
<b>3.2. Elaboração dos estudos.....</b>	<b>33</b>
<b>3.3. Análise dos resultados .....</b>	<b>34</b>
<b>4. ESTUDO DE CASO 1: Perdas nas linhas de transmissão.....</b>	<b>35</b>
<b>4.1. Descrição do Problema.....</b>	<b>35</b>
<b>4.2. Referencial teórico.....</b>	<b>35</b>
<b>4.3. A aplicação prática e resultados obtidos.....</b>	<b>39</b>
<b>5. ESTUDO DE CASO 2: Índice de aproveitamento de subestações.....</b>	<b>45</b>
<b>5.1. Descrição do Problema.....</b>	<b>45</b>
<b>5.2. Referencial teórico.....</b>	<b>45</b>
<b>5.3. A aplicação prática e resultados obtidos.....</b>	<b>48</b>
<b>6. ESTUDO DE CASO 3: Reconfiguração de rede de distribuição.....</b>	<b>49</b>
<b>6.1. Descrição do Problema.....</b>	<b>49</b>
<b>6.2. Referencial teórico.....</b>	<b>49</b>
<b>6.3. A aplicação prática e resultados obtidos.....</b>	<b>56</b>
<b>7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>63</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>65</b>



## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 1: Relação entre as partes envolvidas no sistema elétrico	17
Figura 2: 4 grandes áreas do processo de distribuição de energia.	19
Figura 3: Parcela A e B da Tarifa de energia	26
Figura 4: Reajuste tarifário anual.	28
Figura 5: Receita Requerida.	29
Figura 6: Regulação das perdas técnicas por incentivo.	31
Figura 7: Fluxo de Atividades	32
Figura 8: Estrutura do tipo comum.	40
Figura 9: Estrutura tipo line post.	40
Figura 10: Diagrama esquemático da região elétrica estudada.	41
Figura 11: Curva de carga da um transformador, período de 1 mês.	50
Figura 12: Curva de carga da um transformador ampliada, período de 2 dias.	51
Figura 13: Chave Tripolar a óleo.	53
Figura 14: Chave Faca	54
Figura 15: Chave Fusível.	55
Figura 16: Conexão da subestação ao sistema de transmissao.	57
Figura 17: Configuração inicial da rede.	58
Figura 18: Comparativo das correntes nos alimentadores inicial.	59
Figura 19: Nova configuração da rede.	60
Figura 20: Comparativo das correntes nos alimentadores após reconfiguração	61



## **LISTA DE ILUSTRAÇÕES E TABELAS**

Tabela 1: Tarifas Geração	21
Tabela 2: Tarifas transmissão.	22
Tabela 3: Tarifas distribuição.	23
Tabela 4: Relação dos transformadores da região	24
Tabela 5: Relação dos transformadores da região	42
Tabela 6: Relação dos Condutores da região.	42
Tabela 7: Relação de perdas por linha da região.	42
Tabela 8: Comparativo entre condutores.	43
Tabela 9: Nova configuração do sistema	43
Tabela 10 Crescimento de carga em um período de 10 anos.	46
Tabela 11: Custo de construção de subestações.	47
Tabela 12: Custo da substituição de transformadores	47
Tabela 13: Custo da ampliação de subestações.	47
Tabela 14: Situação inicial dos alimentadores	62
Tabela 15: Relação dos alimentadores após reconfiguração.	61
Tabela 16: Indicadores da rede antes das obras propostas.	61
Tabela 17: Indicadores da rede após as obras propostas.	61



## 1. INTRODUÇÃO

Na atual conjuntura do modelo do setor elétrico brasileiro se faz cada vez mais necessária a otimização dos processos de planejamento e projeto do sistema elétrico.

Estes sistemas, se adequadamente concebidos reduzem o grau de investimentos necessários melhorando a saúde financeira da empresa, permitindo investimentos em outras áreas, melhorando os níveis de serviço prestados e podendo inclusive impactar em reduções tarifárias.

Exigência explicita da ANEEL para as empresas de distribuição de energia, o adequado planejamento pode melhorar a qualidade do fornecimento e aumentar sua robustez melhorando os índices de DEC Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora e FEC Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, índices que são controlados pela ANEEL sujeitos a penalidades se não atendidos os padrões estabelecidos.

O objetivo deste trabalho é exemplificar, através de três casos práticos, oportunidades efetivas de ganhos técnicos e econômicos através de um adequado planejamento do sistema elétrico. Estes casos foram selecionados visando contemplar diferentes etapas de uma cadeia de distribuição de energia elétrica e abordar problemas importantes relacionados a perdas de energia e a dimensionamento de sub estações e de redes de distribuição.

As abordagens apresentadas foram embasadas nos referenciais teóricos usuais da literatura aplicados a situações reais relacionadas à experiência prática do autor em uma empresa distribuidora de energia elétrica. Este fato trouxe importante ganho para sua formação, conjugando conhecimentos acadêmicos com a realidade prática.

Este trabalho está estruturado em 7 capítulos, além desta introdução.

No segundo capítulo é apresentado uma visão geral do setor elétrico brasileiro, sua regulamentação com destaque para os aspectos relativos a investimentos no sistema e perdas de energia.

Em seguida, no terceiro capítulo, é apresentado o procedimento adotado para desenvolvimento dos estudos de caso objeto deste trabalho bem como a estratégia de análise dos mesmos.

Os três estudos de caso realizados são apresentados respectivamente nos capítulos quatro, cinco e seis. No capítulo quatro é discutido o caso 1 sobre perdas nas linhas de transmissão em 34,5 KV. No capítulo cinco é discutido o caso 2 sobre o índice

de aproveitamento das subestações e no capítulo seis, o caso 3 sobre reconfiguração de uma rede de distribuição.

A análise conjunta dos casos e conclusões são apresentadas no capítulo 7.

## 2. CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo a ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica , o Setor Elétrico Brasileiro tem como atribuição prover serviços públicos de eletricidade à população sob regime de concessão, autorização ou permissão do Estado. As informações a seguir foram obtidas das notas técnicas e assuntos temáticos disponíveis nos sites da ANEEL, da CCEE e da O N S.

É o serviço público na área de infraestrutura com maior extensão de atendimento, superior a 98% da população.

O Sistema Elétrico Brasileiro passou por processo de grande revisão a partir de meados da década de 90, e durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal estabeleceu um novo modelo através das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004; e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de diversas entidades, que se relacionam de acordo com a figura a seguir:



Figura 1: Relação entre as partes envolvidas no sistema elétrico.

- ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica – é uma autarquia sob regime especial (Agência Reguladora), vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal.
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica- responsável pelas atividades relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado
- ONS – Operador Nacional do Sistema – é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética – entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo.

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia:

- ACR- Ambiente de Contratação Regulada , do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia,
- ACL – Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

O novo modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos principais:

- ✓ Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica
- ✓ Promover a modicidade tarifária
- ✓ Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento

O modelo prevê um conjunto de medidas a ser observado pelos Agentes, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de

menor tarifa, visando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

A inserção social busca promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica.

Atualmente o Setor Elétrico brasileiro é desverticalizado, ou seja, cada segmento do Sistema está sujeito á um tipo específico de regulamentação conforme as suas características;



**Figura 2: 4 grandes áreas do processo de distribuição de energia.**

A presença do órgão regulador – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é muito forte, com o objetivo de equilibrar os interesses entre Governo, Empresas e Consumidores.

As atividades ligadas a “serviços de redes” (transmissão e distribuição) reconhecidamente um monopólio natural estão sujeitas a uma regulamentação maior para estimular a eficiência;

Existe a presença do segmento estatal (Federal, Estadual e Municipal) e privada nos 4 segmentos do Setor Elétrico.

## 2.1. A geração de energia elétrica

O Segmento de Geração tem características concorrentiais; a outorga dos empreendimentos é realizada via leilão ou autorização, variando conforme o tipo de fonte e a potência instalada.

A geração de energia pode se dar em três modalidades:

- Serviço Público de geração de energia elétrica; são as concessionárias e permissionárias de serviço público de geração de energia elétrica
- Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco
- Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo

Os ambientes de contratação de energia podem ser o ACR: ambiente de contratação regulada ou o ACL: ambiente de livre contratação, sendo que as formas de contratação se dão da seguinte maneira:

- ACR → Contratos de leilões de energia regulados pela ANEEL (por ex. Belo Monte);
- ACL → Contratos bilaterais realizado através de negociações diretas entre os agentes.

A maioria da geração nacional é despachada de forma centralizada pelo NOS- Operador Nacional do Sistema, dependendo da localização e da sua relevância para o SIN – Sistema Integrado Nacional;

A contabilização dos contratos entre os agentes é realizada pela CCEE –Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e as tarifas são reajustadas conforme quadro a seguir:

**Tabela 1: Tarifas Geração**

<b>Ambiente</b>	<b>Reajuste</b>	
	<b>Periodicidade</b>	<b>Índice</b>
<b>ACR</b>	<b>Anual</b> <u>Distribuidoras</u> → Data concatenada com o IRT/RTP	IGPM ou IPCA
<b>ACL</b>	<b>Anual</b> <u>Distribuidoras</u> → data concatenada com o IRT/RTP <u>Clientes Livres</u> → Data de Vencimento	IGPM ou IPCA

Onde: IRT = Índice de Reajuste Tarifário e RTP – Reajuste Tarifário Periódico

## 2.2. A transmissão de energia elétrica.

Transmissão de energia elétrica é o processo de transportar energia de alta potência (acima de 138 KV), das usinas as subestações.

O Segmento de Transmissão é caracterizado por monopólio natural das redes; as tarifas são reguladas pela metodologia *revenue-cap*, ou seja, receita anual permitida estabelecida pelo regulador.

Existem dois tipos de contratos:

- ✓ RBSE → Rede básica de sistemas existentes, anteriores à Resolução 166/2000;
- ✓ RBNI → Rede básica novas instalações, posteriores à Resolução 166/2000;

O principal risco que a transmissora possui é a perda de receita pela indisponibilidade da rede; praticamente não existe o risco de inadimplência, pois os usuários são limitados e conhecidos (distribuidoras, consumidores livres, permissionárias).

Os novos empreendimentos de transmissão são autorizados mediante realização de leilão pela ANEEL ou diretamente através de Resoluções Autorizativas da ANEEL, em casos excepcionais;

A operação da Rede Básica é realizada pelo ONS e as tarifas são reajustadas conforme quadro a seguir:

**Tabela 2: Tarifas transmissão.**

<b>Tipo</b>	<b>Reajuste</b>	<b>Revisão Tarifária</b>
RBSE	Anual	Não se aplica
RBNI	Anual	5 anos

### **2.3. A distribuição de energia elétrica**

O segmento de Distribuição, foco deste trabalho, é um monopólio das redes de distribuição dentro da área de concessão; as tarifas são reguladas pela metodologia price-cap, ou seja, preço teto estabelecido pelo regulador;

Este segmento é fortemente regulado pela ANEEL; o risco de mercado é de responsabilidade da distribuidora;

Os custos que fazem parte da composição da tarifa são separados em dois componentes :

- Parcada A = custos não gerenciáveis → compra de energia, encargos de transmissão e encargos setoriais;
- Parcada B = custos gerenciáveis → custos operacionais, receitas irrecuperáveis, remuneração dos investimentos e quota de depreciação do capital.

As distribuidoras podem ter dois tipos de Clientes, cativos e livres, ambos pagam pela uso das Redes de Distribuição;

Os ganhos de produtividade das distribuidoras entre as revisões tarifárias são compartilhados com os consumidores nos Reajustes Tarifários Anuais através do Fator X, as tarifas são reajustadas conforme quadro a seguir:

**Tabela 3: Tarifas distribuição.**

	<b>Reajuste</b>	<b>Revisão Tarifária</b>
Periocididade	Anual	3, 4 ou 5 anos
Parcela A	Repasso dos custos incorridos pelas distribuidoras	
Parcela B	IGPM – Fator X	Recalculado

### **2.4. A comercialização de energia elétrica**

O segmento de comercialização atua em duas modalidades de clientes:

- Clientes cativos: Consumidor ao qual só é permitido comprar energia de concessionária/permissionária de distribuição que atue especificamente onde esse consumidor esteja conectado;
- Clientes livres: Consumidor atendido em qualquer tensão com carga superior a 3 MW, que tenha exercido a opção de compra (total ou parcial) de energia elétrica de outros agentes do setor elétrico, podendo ou não ser as concessionárias de distribuição que atuem na sua área de concessão.

Existem agentes que atuam exclusivamente como comercializadores; a contratação de energia pelos clientes livres pode ser feita diretamente entre estes e os geradores ou através dos comercializadores de energia;

A CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica realiza a contabilização dos contratos entre os agentes de mercado, as tarifas são definidas conforme quadro a seguir:

**Tabela 4: Tarifas comercialização.**

<b>Cliente</b>	<b>Tarifa de Energia</b>
Cativo	Regulados pela ANEEL
Livres	Livremente negociado entre os agentes

## 2.5 Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

Conforme mencionado anteriormente o objetivo deste trabalho é mostrar que a otimização dos investimentos no segmento de distribuição é fundamental para garantir o equilíbrio econômico das concessões de distribuição, remunerado através das tarifas, e ao mesmo tempo atender aos padrões de qualidade estipulados pelos contratos de concessões.

Para entender melhor o problema é importante configurar como é composta a tarifa das distribuidoras.

Para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo. São elas:

- Residencial (baixa renda);
- Industrial;
- Comercial, Serviços e Outras Atividades;

- Rural (cooperativa de eletrificação rural, irrigação, aquicultura);
- Poder Público;
- Iluminação Pública;
- Serviço Público; e
- Consumo Próprio.

Além das classes de consumo listadas anteriormente existem as Permissionárias e as Pequenas Distribuidoras Supridas (Suprimento) que também tem suas tarifas reguladas pela ANEEL.

As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois componentes:

Demandas de Potência → A demanda de potência é medida em quilowatt e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora;

Consumo de Energia → O consumo de energia é medido em quilowatt-hora ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo.

Nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isso depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado.

Define-se estrutura tarifária como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”.

Tarifas do Grupo “A” :

- ✓ A1 - para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- ✓ A2 - para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- ✓ A3 - para o nível de tensão de 69 kV;
- ✓ A3a - para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- ✓ A4 - para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- ✓ AS - para sistema subterrâneo.

Tarifas do Grupo “B”

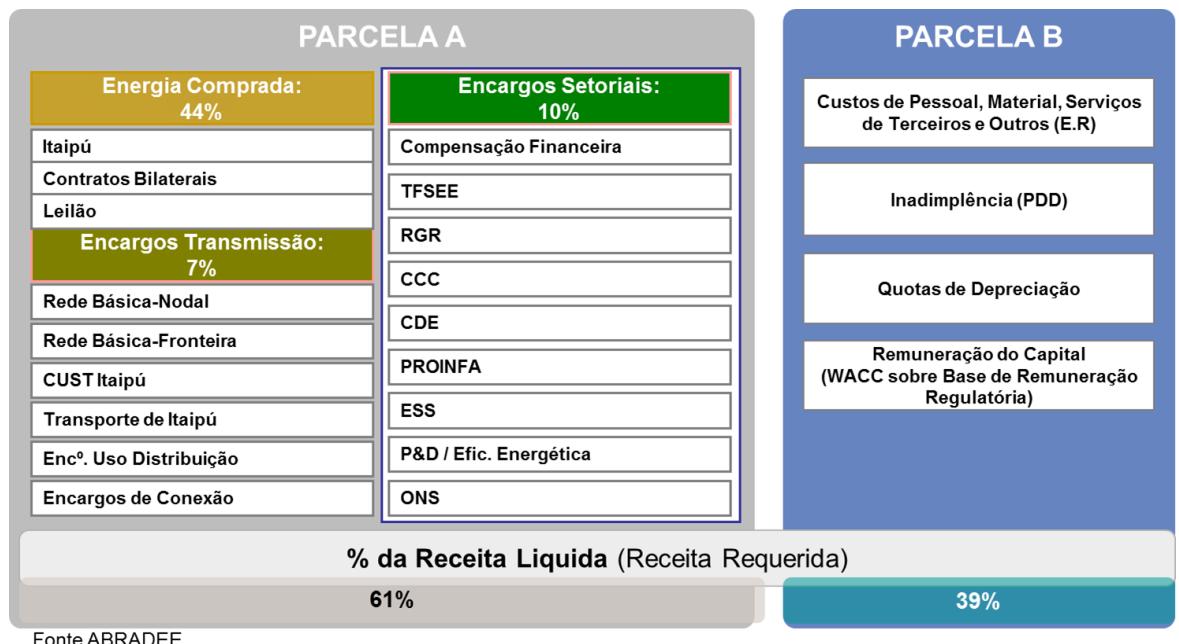
- ✓ B1 - Residencial;
- ✓ B2 - Rural;

- ✓ B3 - Demais classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- ✓ B4 - Iluminação pública

As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades:

- Convencional → caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano;
- Horo-Sazonal □ caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata. Pode ser de dois tipos:
  - Horo-Sazonal Azul
  - Horo-Sazonal Verde

Conforme citado anteriormente, cabe à ANEEL fixar uma tarifa justa ao consumidor, e que estabeleça uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A receita da concessionária de distribuição se compõe de duas parcelas, conforme visualizado no quadro a seguir.



**Figura 3: Parcera A e B da Tarifa de energia**

O primeiro conjunto da receita Parcada A, refere-se ao repasse dos custos considerados não gerenciáveis, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa (como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores), ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados, neste trabalho não detalharemos esta parcela.

O segundo conjunto da receita, Parcada B, refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente, para este estudo é importante detalharmos este item.

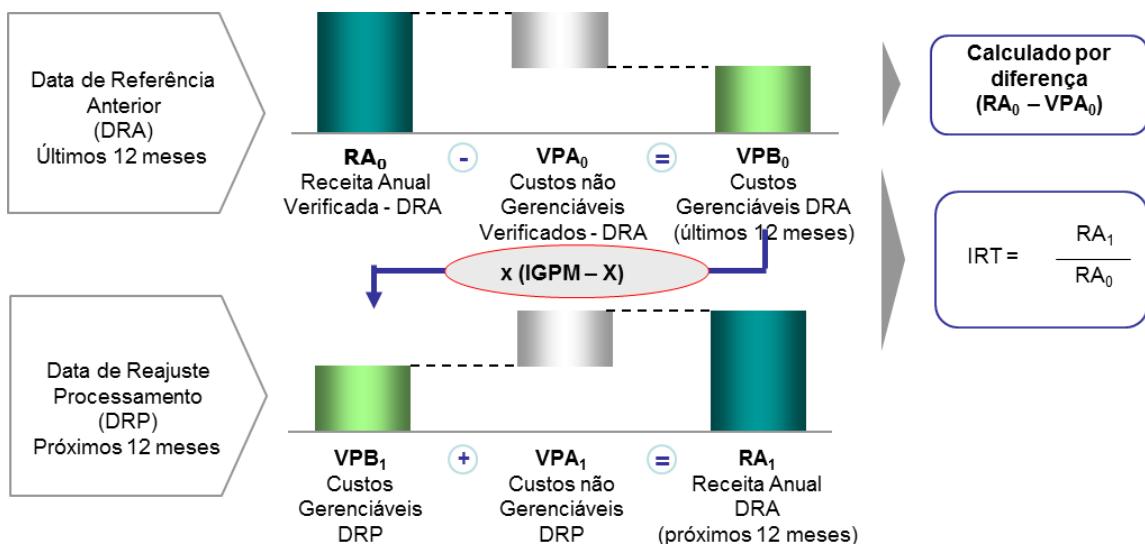
A “Parcada B” da receita da empresa é composta dos seguintes itens:

- **Despesas de Operação e Manutenção** – Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas. Não são reconhecidos pela ANEEL, nas tarifas da empresa, aqueles custos que não estejam relacionados à prestação do serviço ou que não sejam pertinentes à sua área geográfica de concessão.
- **Cota de Depreciação** – Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil.
- **Remuneração do Capital** – Refere-se à parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica.

Além das despesas acima a “Parcada B” inclui ainda os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética, e as despesas com o PIS/COFINS. Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – Refere-se à aplicação, anual, de no mínimo 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento)

Os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos, conforme detalhado a seguir:

- **Reajuste Tarifário Anual (IRT)** → O objetivo é restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelo concessionário;



VPA<sub>1</sub>: Preços atualizados por índices contratuais (IGP-M ou IPCA) e quotas homologadas pela Aneel.

**Figura 4: Reajuste tarifário anual.**

- **Revisão Tarifária Periódica (RTP)** → o principal objetivo é analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (normalmente 4 ou 5 anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A revisão tarifária periódica é realizada mediante o cálculo do reposicionamento tarifário e do estabelecimento do Fator X.
- **Reposicionamento Tarifário:** O cálculo do reposicionamento tarifário se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência.

Importante neste item detalhar Base de Remuneração Regulatória –BRR, para o montante de investimento a ser remunerado, a ANEEL considera o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos

da Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002. O conceito chave da Resolução nº 493/2002 é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição, cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

Fator X: reflete, por meio de um índice, os ganhos de produtividade esperados pelo natural incremento do consumo de energia elétrica na área de concessão da distribuidora, em função do maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

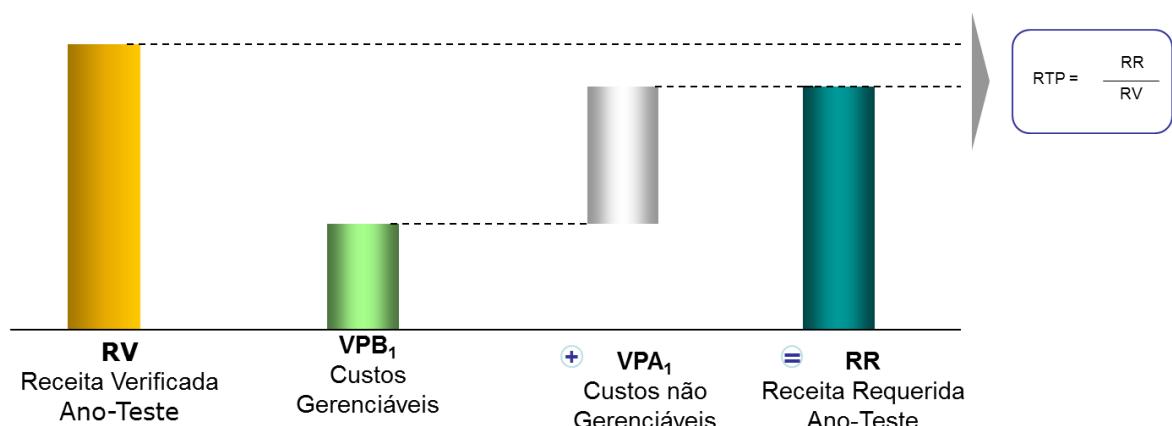


Figura 5: Receita requerida.

- **Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)** → a ANEEL, poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder a revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

## 2.6. Perdas de energia no sistema

Para a ANEEL, as perdas elétricas e os sistemas de medição na distribuição são itens muito importantes para melhoria do setor e para tarifação.

O sistema de medição e o cálculo das perdas técnicas possuem uma forte correlação, quanto melhor a medição melhor a avaliação das perdas. Mas a questão principal não é a avaliação e sim a minimização da ocorrência das perdas. Este tipo de preocupação é permanente nas empresas distribuidoras de energia elétrica por afetar diretamente o faturamento e saúde financeira destas empresas.

No processo completo de fornecimento de energia, as empresas distribuidoras compram energia elétrica de empresas geradoras; transportam esta energia desde as redes de transmissão e de sub transmissão até o ponto de consumo; e vendem aos consumidores finais. Em todos estes estágios existem perdas de energia e as empresas procuram diminuir os índices de perdas com um investimento adequado.

As perdas técnicas são aquelas relacionadas a toda a infra estrutura da cadeia de suprimentos compreendendo, segundo Oliveira, 2009: Linhas de transmissão e subtransmissão; Subestações de distribuição; Alimentadores de média tensão (MT); Transformadores de distribuição; Circuitos de baixa tensão (BT); Ramais de ligação; Medidores de energia; Equipamentos como: banco de capacitores, reguladores de tensão, etc.;

Existem ainda outros tipos de perdas técnicas relacionadas, por exemplo, por corrente de fuga em isoladores e árvores, em conexões, etc. Como as perdas técnicas são inerentes ao sistema, elas não podem ser eliminadas.

As perdas não-técnicas são aquelas relacionadas a aspectos comerciais e administrativos dos sistemas elétricos. Estas perdas vêm aumentando consideravelmente em distribuidoras de

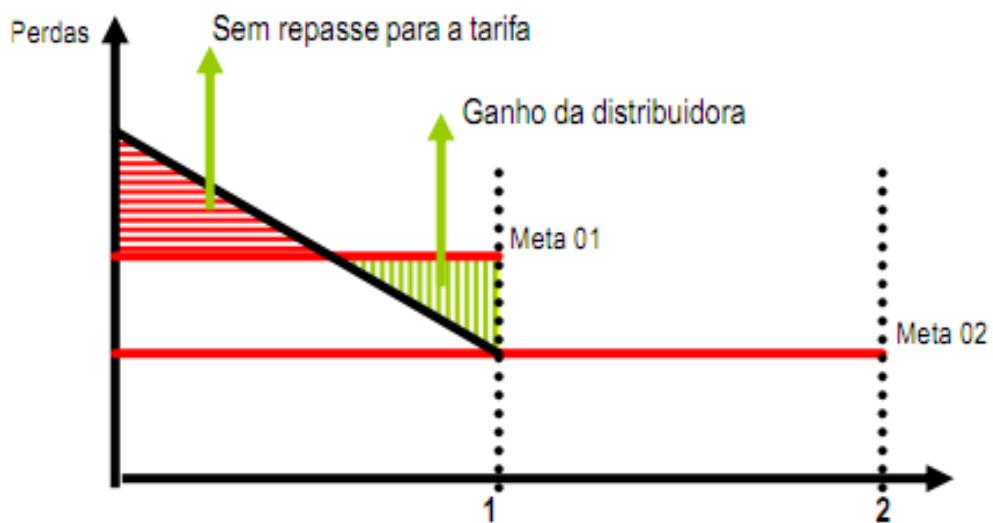
todo o mundo, especialmente em empresas de países em desenvolvimento. Elas por exemplo por erros de medição de equipamentos ou por ações de terceiros, como por exemplo por furto ou fraude em medidores de energia elétrica. Podem ainda ser relacionadas a erros de leitura de consumo e problemas em iluminação pública.

Segundo a Nota Técnica no 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL de 23 de maio de 2006 relativo ao tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição de energia elétrica :

"No modelo de regulação price cap (teto tarifário), de forma resumida as ações do agente regulado, no caso distribuidora, são regidas por incentivos. Considerando que, para o ciclo de revisão tarifária, define-se um limite de perdas de energia que será considerado no repasse para a tarifa, o grande incentivo da distribuidora está em obter um nível inferior ao pré-estabelecido, pois tal critério de regulação, em sua essência, gera incentivos para o combate às perdas elétricas, uma vez que a distribuidora pode se apropriar dos ganhos advindos de uma perda real menor do que a regulatória. Nesse sentido, independentemente da origem das perdas (técnicas ou não técnicas), é estabelecido um limite de perdas globais.

A distribuidora que estiver acima da meta terá incentivos para, durante o ciclo tarifário, e da forma mais eficiente possível (considerando aspectos econômicos e de oportunidade), obter níveis de perdas abaixo do teto repassado para a tarifa. Conseqüentemente, a cada novo ciclo o órgão regulador poderá propor novas metas, com base na nova realidade de cada distribuidora, com o objetivo de modicidade tarifária.

Um exemplo dessa aplicação está na figura 6. A busca da otimização se estenderá, conforme a agressividade das metas e os avanços tecnológicos, tendo como balizador de todo o processo a relação custo x benefício. Ou seja, ainda que existam perdas apuradas menores em uma determinada concessão, não necessariamente será possível alcançar tais níveis em todas as demais distribuidoras. Essas considerações devem ser analisadas com técnicas apropriadas para a obtenção de metas (p. ex., yardstick competition), com adequados fatores de correlação entre as empresas consideradas no estudo."



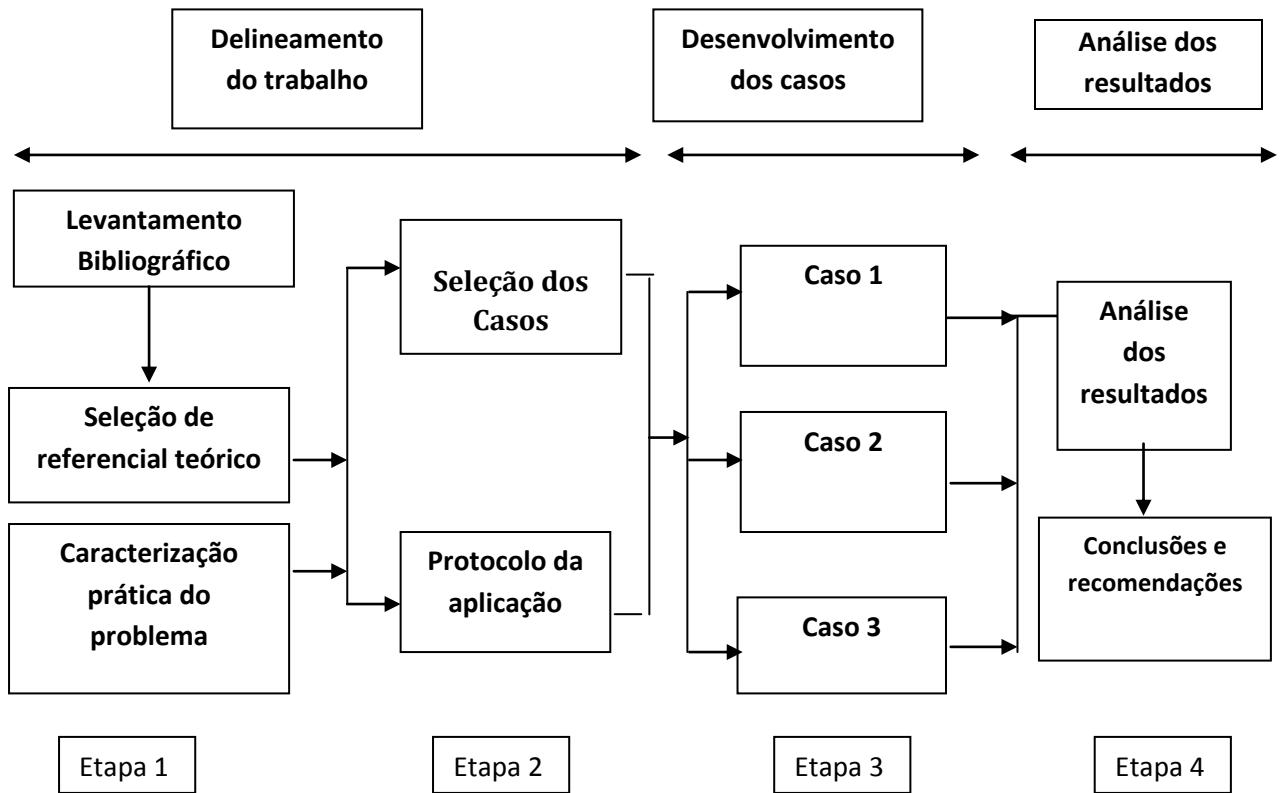
**Figura 6: Regulação das perdas técnicas por incentivo.**

De todos os elementos apresentados cabe destacar que os aspectos de perdas de energia elétrica, qualidade do fornecimento e investimentos prudentes em melhorias do sistema são itens importantes para a gestão e fiscalização da ANEEL nas revisões tarifárias.

Este fato definiu a escolha dos estudos de caso apresentados neste trabalho.

### 3. METODOLOGIA

Este trabalho está baseado na metodologia de estudo de casos proposta por Yin(2003) e apresentada no fluxograma da figura 7:



**Figura 7: Fluxo de Atividades**

### **3.1. Delineamento do trabalho.**

Esta fase do trabalho compreendeu duas etapas.

Na primeira etapa foi realizada uma caracterização prática dos problemas de distribuição de energia elétrica e identificadas as principais questões relacionadas a partir de discussão com profissionais experientes do setor. Em paralelo realizou-se um levantamento bibliográfico com o objetivo de selecionar as técnicas a serem utilizadas nos estudos de caso e construir o referencial teórico dos mesmos .

Na segunda etapa foram identificados e selecionados os três casos a serem analisados considerando os critérios de representatividade das diferentes etapas de uma cadeia de distribuição de energia elétrica e aplicabilidade em problemas importantes relacionados a perdas de energia e a dimensionamento de sub estações e de redes de distribuição.

Nesta etapa ainda foi montado um protocolo geral para desenvolvimento dos estudos de caso. Este protocolo definiu a abordagem de caso segundo 4 aspectos: as características do problema analisado, o referencial teórico adotado, a aplicação prática realizada com resultados obtidos. Para permitir a análise dos casos adotou-se 4 parâmetros: o investimento previsto, os ganhos técnicos potenciais, os ganhos econômicos potenciais e as dificuldades de implantação.

### **3.2. Elaboração dos estudos**

Esta fase do trabalho correspondeu a etapa de elaboração dos estudos de caso propriamente ditos. Cada um teve sua particularidade específica e demandou esforços diferentes muito relacionados ao referencial teórico adotado. São todos casos práticos reais de uma distribuidora de energia elétrica, com alguns dados descharacterizados com o objetivo de manter confidencialidade dos dados da empresa.

No caso 1 foi estudado o problema de perdas elevadas de energia elétrica em um sistema de transmissão, para isso inicialmente coletou-se os dados necessários para fazer a análise quantitativa destas perdas. Calculou-se as correntes utilizando a demanda de cada uma das subestações que as linhas abasteciam, com isso e com o parâmetro dos cabos, calculou-se a perda em cada uma delas. O passo seguinte consistiu numa comparação destas perdas com as perdas de outras regiões, e em seguida uma análise dos possíveis ganhos com o recondutoramento dos trechos. Para isso utilizou-se as

mesmas correntes porem com as características dos novos cabos propostos. E por fim comparou-se estes novos resultados com os anteriores.

Para o caso 2 estudou-se o novo instrumento utilizado pela ANEEL como critério de investimento prudente em construção de subestações (IAS), iniciou-se pesquisando a resolução que explicava este novo índice, após compreender o funcionamento deste analisou-se os pontos considerados incoerentes. Tendo relatado os problemas no índice fez-se um levantamento dos custos tanto de construção como de expansão de subestações, e através de cenários fictícios elaborou-se comparações para contestar os pontos levantados anteriormente.

Por fim para o caso 3 analisou-se uma nova configuração de rede para um sistema que apresentava diversos problemas técnicos. Iniciou-se o estudo levantando os problemas da região elétrica, para isso analisou-se o carregamento dos transformadores das subestações, o carregamento dos alimentadores, a configuração da rede, bem como os dispositivos de seccionamento e de proteção. Após o levantamento dos problemas estudou-se possibilidades de melhoria, para isso utilizando um programa de calculo de fluxo de potencia, simulou-se diversas configurações na rede visando encontrar a melhor, sempre atendendo aos critérios de planejamento. Com a configuração considerada ideal definida levantou-se as melhorias conseguidas com ela, como perdas, índices de qualidades, flexibilidade do sistema entre outros.

### **3.3. Análise dos Resultados**

O trabalho foi apoiado em duas fontes de dados: primários e secundários. Dados primários foram coletados por meio de observação e cálculos específicos de cada referencial teórico utilizado. Dados secundários foram coletados por meio de artigos disponíveis para consulta em publicações ou na internet.

A partir do conjunto de informações relativas a cada um dos estudos de caso foram discutidos os aspectos de ganhos técnicos potenciais, ganhos financeiros potenciais, dificuldades de implantação e valores de investimentos para cada um dos casos considerados.

## 4. ESTUDO DE CASO 1: Perdas nas linhas de transmissão

### 4.1. Descrição do Problema

O estudo a seguir comprehende uma análise de perdas técnicas e não técnicas em contempla uma região atendida inicialmente em 34,5 kV na transmissão. Após uma análise comparativa com as demais regiões atendidas pela empresa considerou-se as perdas desta região muito elevadas para o padrão adotado na empresa. O estudo realizado teve como objetivo a quantificação e redução das perdas identificadas.

### 4.2. Referencial teórico

Podemos dividir as perdas dos sistemas de transmissão das dos sistemas de distribuição. As perdas dos sistemas de transmissão, 34,5kV e acima, são basicamente as perdas nas linhas de transmissão e as nos transformadores de distribuição e transmissão. As perdas nas linhas de transmissão são calculadas através dos fluxos de cargas de 3 patamares distintos de carga, leve, média e pesada. Já as perdas nos transformadores são baseadas nos valores de perdas nominais no cobre e no ferro, e em seus carregamentos.

Tem-se também as perdas no sistema de distribuição, abaixo de 34,5 kV, onde são consideradas as perdas nas redes primárias e secundárias, nos postos transformadores de distribuição, nos equipamentos de média tensão ( RT, BC, Chaves, etc. ). Assim como nas linhas de transmissão as perda são calculadas através do fluxo de carga nas redes primárias e secundárias, nos 3 patamares. As perdas nos transformadores de distribuição também são calculadas através dos valores nominais das perdas no cobre e no ferro e em seus carregamentos. Por serem muito pequenas comparadas às outras as perdas nos equipamentos de média tensão são desprezadas, as perdas nos medidores são obtidas por estimativas, calcula-se a perda média por medido e multiplica-se pelo total de medidores na região.

#### 4.2.1. Perdas nos transformadores de subestações de distribuição e de transmissão:

Para o calculo das perdas nos transformadores são utilizadas 2 expressões distintas, a equação 1 apresenta a energia perdida no cobre enquanto a 2 apresenta a energia perdida no ferro.

$$E_{p,fe} = p_{fe} \cdot S_N \cdot 24 \quad (1)$$

$$E_{p,cu} = p_{cu,pc} \cdot S_N \cdot \sum_{t=1}^{96} \left( \frac{S_i}{S_N} \right)^2 \Delta t \quad (2)$$

Onde:

$S_N$ : potência nominal do transformador, em kVA;

$S_i$ : carregamento do transformador no intervalo  $i$  da curva de carga, em kVA;

$p_{fe}$ : perdas no ferro, em p.u. da potência nominal do transformador;

$p_{cu,pc}$ : perdas no cobre a plena carga, em p.u. da potência nominal do transformador;

$\Delta t$  :duração de cada intervalo da curva de carga diária.

As fórmulas acima fornecem as perdas diárias de energias. Podem-se obter as perdas mensais de duas formas distintas, ou considerar uma curva padrão para todos os dias do mês calcular a energia e multiplicar pelo numero de dias do mês, ou de forma mais precisa calcular energia perdida em cada dia isoladamente e soma-las. Normalmente esses valores são calculados mensalmente e assim calculam-se as perdas anuais nos transformadores das subestações.

#### 4.2.2. Perdas nas redes de distribuição.

As perdas nestas redes são obtidas do processo chamado Simulação Mensal, através das metodologias próprias de cada empresa ( programas que calculam fluxo de carga nas redes e distribuição). Através do fluxo de carga são obtidas perdas em kW

(perdas instantâneas), como mostrado no estudo de caso (XX parte do estudo da diversificação de REDE, mostrando como o programa rede calcula as perdas do sistema)

Sempre a corrente calculada através do fluxo de carga será maior que a corrente medida, pois ao calcular-se o fluxo de carga, adota-se valores para os postos transformadores, e como sabemos o fator de coincidência destes nunca será um, ou seja eles nunca apresentarão consumo máximo simultaneamente. Sendo assim a solução encontrada para não calcular-se perdas superiores a realidade foi criada uma correção, denominado fator de correção de perdas, dada pela fórmula 3.

$$F_{corr\_perdas} = \left[ \frac{I_{medida}}{I_{calculada}} \right]^2 \quad (3)$$

Onde:

$I_{medida}$  : corrente registrada do alimentador;

$I_{calculada}$  : corrente calculada pelo fluxo de carga, para o alimentador;

Sendo assim perdas são dadas pela formula 4. Para calcular-se as perdas mensais deve-se multiplicar as perdas pelo numero de dias no mês e por 24 horas do dia como descrito na formula 5.

$$P_{kW\ corr\_alim} = P_{kW\ fluxo} \times F_{corr\_perdas} \quad (4)$$

$$P_{kWh\ mês\ prim} = P_{kW\ corr\_alim} \times F_{perdas} \times N^{\circ} dias_{mês} \times 24_{horas} \quad (5)$$

Onde:  $P_{kW\ fluxo}$  são as perdas instantâneas calculadas pelo fluxo de carga.

As perdas são calculadas para cada alimentador individualmente, e com a soma destas obtém-se as perdas mensais de cada região elétrica.

#### 4.2.3. Perdas nos transformadores de distribuição.

Para os cálculos de perdas nestes transformadores são utilizadas as mesmas fórmulas usadas para os transformadores de subestação, aqui apresentadas num formato diferente. Também são baseadas nos valores nominais de perdas no cobre e no ferro, que são cadastradas para cada transformador.

As perdas mensais no cobre e no ferro são dadas pelas fórmulas 6 e 7 respectivamente.

$$E_{p,cu} = \frac{p_{cu,W}}{1000} \times \frac{D_{\max}}{S_N} \times 24_{horas} \times N^{\circ} dias_{mês} \quad (6)$$

$$E_{p,fe} = \frac{p_{fe,W}}{1000} \times 24_{horas} \times N^{\circ} dias_{mês} \quad (7)$$

Onde:

$p_{cu,W}$  :são as perdas nominais no cobre do transformador, em Watts;

$D_{\max}$  :é a demanda máxima estimada para o transformador, em kVA;

$S_N$  : é a capacidade nominal do transformador, em kVA.

#### 4.2.4 Perdas nos medidores

Para o calculo das perdas nos medidores é utilizado um valor medio de perda, calculado estatisticamente , no caso estudado 1,5 W. Então a perda total nos medidores de cada regiao é dada pela formula 8.

$$E_p = \frac{P_m}{1000} \times N_m \times (j_1 + 2j_2 + 3j_3) \times T \quad (8)$$

Onde:

$P_m$ : perda média em uma bobina do medidor de energia (1,5W);

$N_m$ : número total de medidores;

$j_1$ : fração de medidores monofásicos (pu);

$j_2$ : fração de medidores bifásicos (pu);

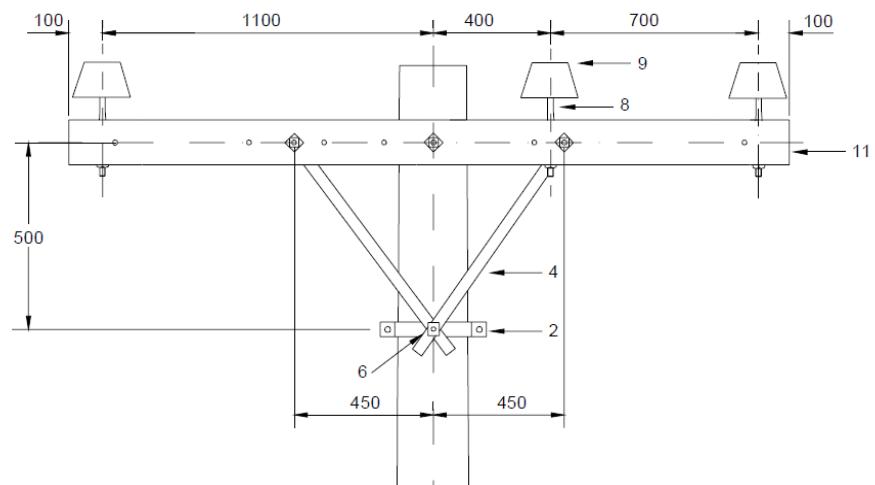
$j_3$ : fração de medidores trifásicos (pu);

$T$  : intervalo de tempo considerado (número de dias do mês x 24 horas)

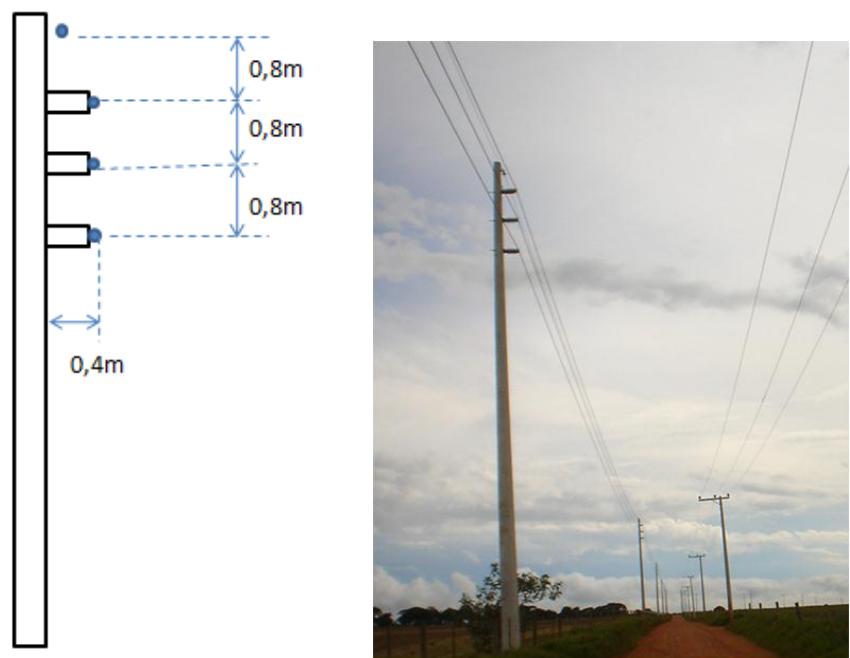
Desta forma são estimadas as perdas técnicas por região elétrica da empresa, neste caso o foco será as perdas nas linhas de transmissão da região elétrica, no caso 34,5 kV

#### 4.3. A aplicação prática e resultados obtidos

Como visto anteriormente os parâmetros de cada cabo variam de acordo com diversos fatores, e a resistência do cabo é fator fundamental para o cálculo das perdas elétricas (kW), deve-se lembrar que não deve-se utilizar a equação que relaciona potência com tensão e corrente pois existe queda de tensão ao longo da linha de transmissão. Por isso a região será descrita pelo comprimento e tipo de cabo de cada linha, pela tensão (no caso 34,5 kV) e pela corrente em cada uma das linhas, como pode-se ver adiante. Na região existem dois tipos diferentes de estruturas dos postes, denominam-se convencional e line post, figuras 8 e 9 respectivamente.



**Figura 8: Estrutura do tipo comum.**



**Figura 9: Estrutura tipo line post**

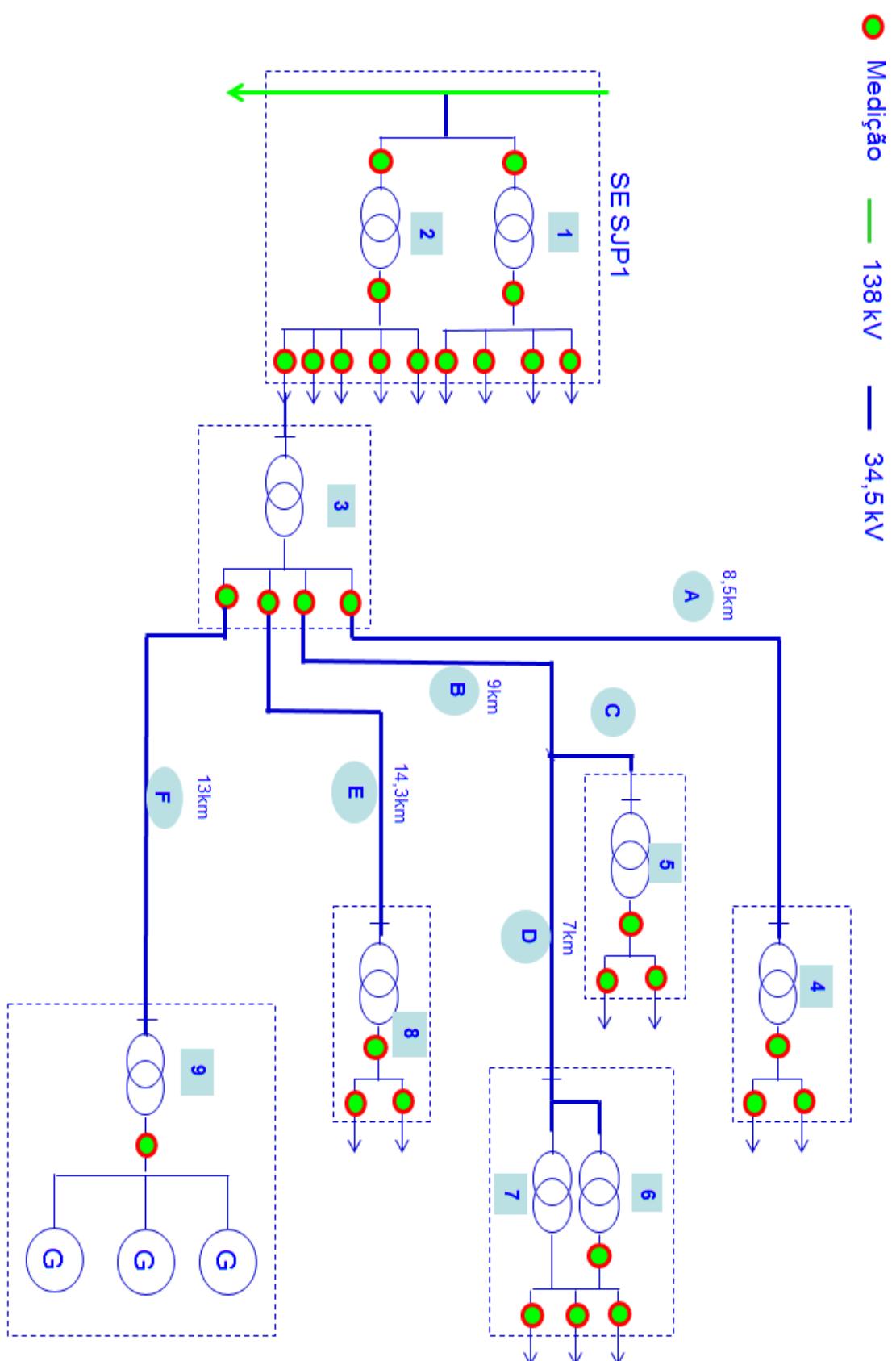


Figura 10: Diagrama esquemático da região elétrica estudada.

**Tabela 5: Relação dos transformadores da região.**

Nº	TENSÃO	POTENCIA NOMINAL	Demandá máxima (kVA)	Demandá média (kVA)
1	138/11,4kV	30/40 MVA	41.047	23.143
2	138/11,6kV	30/40 MVA	33.342	18.560
3	36,2/13,8/11,4kV	12,5 / 15 MVA	13.611	7.524
4	35,3/11,0-13,2kV	5/5,75 MVA	2.630	1.421
5	34,5/11,4-13,8kV	5 MVA	3.490	1.810
6	35,3/11,0-13,2kV	5/5,75 MVA	2.098	1.228
7	35,3/11,0-13,2kV	5/5,75 MVA	2.098	1.228
8	35,3/11,4-13,8kV	5 MVA	4.961	2.781
9	37,2/6,5kV	16,5/20 MVA	18.724	9.546

**Tabela 6: Relação dos Condutores da região.**

Nº	TENSÃO (kV)	CONDUTOR	DISTÂNCIA (km)	ESTRUTURA
A	34,5	CAA 2/0AWG	8,5	Convencional
B	34,5	CAA 2/0AWG	9	LinePost
C	34,5	CAA 477MCM	0	LinePost
D	34,5	CAA 477MCM	7	LinePost
E	34,5	CAA 1/0MCM	14,3	Convencional
F	34,5	CAA 477MCM	13	LinePost

**Tabela 7: Relação de perdas por linha da região.**

LINHA	CORRENTE (A)	CONDUTOR	Ohms/km	R total (ohms)	PERDAS (kW)	CONSUMO (kWh)
A	23,8	CAA 2/0AWG	0,4729	4,01965	2,271	19898,3
B	50,8	CAA 2/0AWG	0,4729	4,2561	10,997	96336,1
C	30,3	CAA 477MCM	0,1342	0,00268	0,002	21,6
D	20,6	CAA 477MCM	0,1342	0,9394	0,397	3475,3
E	46,5	CAA 1/0MCM	0,5954	8,51422	18,441	161544,3
F	159,7	CAA 1/0MCM	0,5954	7,7402	197,510	1730191,6

Percebe-se que o sistema de transmissão da região apresenta condutores antigos e precários (1/0 e 2/0) acarretando em uma resistência relativamente elevada, gerando grandes perdas. Sendo assim propõe-se o recondutoramento de alguns trechos, principalmente os mais próximos da subestação, onde por apresentar uma corrente e tensão maiores as perdas também são maiores.

A Tabela 8 apresenta a resistência e o custo para recondutorar um km dos 2 cabos recomendados para esta situação, dimensionados principalmente pela capacidade. Devido à relação entre custo e perdas escolhe-se o cabo 336 para substituir as linhas A, B e E totalizando 31,8 km. Para a linha F ,que apresenta as maiores perdas, escolhe-se o cabo 477 que apesar de ser um pouco mais caro compensa devido à sua baixa resistência.

**Tabela 8: Comparativo entre condutores.**

<b>Tipo do cabo</b>	<b>Custo (R\$/km)</b>	<b>R (ohm/km)</b>	<b>Capacidade (A)</b>
<b>CAA 336AWG</b>	<b>R\$ 35.344,00</b>	<b>0,1876</b>	<b>395</b>
<b>CAA 477MCM</b>	<b>R\$ 40.745,00</b>	<b>0,1342</b>	<b>485</b>

Agora tem-se o panorama apresentado na Tabela 9, pode-se perceber que as perdas decresceram significativamente de 2.011.467,11 para 490.482,92 kWh ano. Ou seja com o recondutoramento das linhas indicadas acima a empresa teria uma economia de 1.520.984,20 kWh. Calcula-se o investimento necessário multiplicando o custo de recondutoramento por km apresentado na Tabela x pelo comprimento total das linhas à serem recondutoradas. Sendo assim o investimento necessário para a execução das obras mencionadas acima é de R\$ 1.653.624,20.

**Tabela 9: Nova configuração do sistema.**

<b>LINHA</b>	<b>CORRENTE (A)</b>	<b>CONDUTOR</b>	<b>DIST (km)</b>	<b>Ohms/km</b>	<b>R total (ohms)</b>	<b>PERDAS( kW)</b>	<b>CONSUMO (kWh)</b>
<b>A</b>	<b>23,8</b>	CAA 336AWG	<b>8,5</b>	<b>0,1876</b>	<b>1,5946</b>	<b>0,901</b>	<b>7893,7</b>
<b>B</b>	<b>50,8</b>	CAA 336AWG	<b>9</b>	<b>0,1876</b>	<b>1,6884</b>	<b>4,363</b>	<b>38216,6</b>
<b>C</b>	<b>30,3</b>	CAA 477MCM	<b>0,02</b>	<b>0,1342</b>	<b>0,002684</b>	<b>0,002</b>	<b>21,6</b>
<b>D</b>	<b>20,6</b>	CAA 477MCM	<b>7</b>	<b>0,1342</b>	<b>0,9394</b>	<b>0,397</b>	<b>3475,3</b>
<b>E</b>	<b>46,5</b>	CAA 336AWG	<b>14,3</b>	<b>0,1876</b>	<b>2,68268</b>	<b>5,810</b>	<b>50899,7</b>
<b>F</b>	<b>159,7</b>	CAA 477MCM	<b>13</b>	<b>0,1342</b>	<b>1,7446</b>	<b>44,518</b>	<b>389976,0</b>

Como dito anteriormente o valor da energia depende de diversos fatores como o tipo de consumidor ou o horário que a energia é consumida, para efeito de calculo considera-se um valor intermediário de 0,35 R\$ por kWh.

Com uma pequena análise econômica percebe-se que no primeiro ano haveria uma economia de R\$ 532.344,47 devido à redução das perdas, porém esta melhora requer um investimento de R\$ 1.653.624,20. Porém a economia com as perdas é colhida ano a ano, sendo assim em 3 anos paga-se o investimento no recondutoramento do sistema.

Vale lembrar que além de ganhos financeiros como demonstrado anteriormente o recondutoramento destes trechos implica em uma significativa melhora técnica. A troca de cabos contribui com a melhora na queda de tensão, melhorando o fornecimento e a qualidade da energia, com a confiabilidade do sistema, diminuindo o numero de ocorrências e consequentemente reduzindo indicadores como DEC, FEC e END.

## 5. ESTUDO DE CASO 2: Índice de aproveitamento de subestações

### 5.1. Descrição do Problema

A seguir será apresentado o segundo estudo de caso, referente à um instrumento de eficiência tarifaria (índice de aproveitamento das subestações) imposto pela ANEEL, Resolução ANEEL nº 493-Anexo IV ,de 3 de setembro de 2002, para valoração da base de remuneração regulatória. Para compreender-se o estudo seguinte é necessária a contextualização do modelo regulatório brasileiro apresentada anteriormente.

A motivação principal do estudo foi, na opinião do autor, a má formulação do índice de aproveitamento das subestações. Visando premiar as distribuidoras que invistam corretamente em construção ou ampliação de subestações a ANEEL criou este índice, porem como apresenta-se a seguir ele é muito simplista e diversas vezes se mostra incoerente.

### 5.2. Referencial teórico

Como dito anteriormente o foco do estudo será em um índice proposto pela ANEEL, o índice de aproveitamento das Subestações. Basicamente a ideia da ANEEL aplicando este índice é garantir que durante o processo de planejamento de novas subestações ou ampliação de subestações já existentes sejam feitos apenas os investimentos necessários, evitando que uma empresa gaste mais e aumente sua BRR voluntariamente com investimentos desnecessários. Para isto o índice é calculado de acordo com a formula 9:

$$IAS = \frac{\text{Demanda Máxima} * (1 + \text{Taxa de Crescimento Anual})^{10} * 100}{\text{Potência Total Instalada}} \quad (9)$$

Onde a demanda utilizada é a máxima registrada na subestação analisada, expurgando manobras. A taxa de crescimento é calculada de acordo com as características socioeconômicas da região, prevendo como será a evolução de carga nos anos seguintes, não considerando o possível acesso de novos consumidores. E a potencia aparente total instalada na Subestação no ano da tarifação. Este valor será

multiplicado pelo Custo total de construção da Subestação e assim tem-se o total que será incluído na base regulatória, ou seja, que será diluído na tarifa.

Analizando a formula percebe-se que de forma bastante simples a ANEEL tenta com este índice, premiar as distribuidoras que atingirem um carregamento de 100% de suas subestações num período de 10 anos.

Porém este método é muito simplificado e ignora fatores como a confiabilidade do sistema elétrico, a maleabilidade das redes ou o custo de construção de uma nova subestação, entre outros fatores, ou seja, ignora a complexidade do planejamento da expansão de um sistema elétrico.

O objetivo principal deste estudo de caso é primeiramente sugerir que este índice seja reanalizado e possivelmente reformulado, e em seguida mostrar que nem sempre é interessante para a distribuidora adota-lo como premissa básica do planejamento. Para isso apresentam-se duas análises distintas, uma onde o IAS é atendido prioritariamente, e outra onde ele é ignorado.

Adota-se uma região elétrica que apresenta todas suas subestações praticamente saturadas, fazendo-se necessária a construção de uma nova. Vale ressaltar que o IAS será calculado para todas as subestações, sendo assim é necessário um equilíbrio de carga entre elas. Para que no final do período de 10 anos atinja-se o maior IAS em todas e consequentemente a maior remuneração possível. Por isso considera-se que as outras subestações estão saturadas (vão atingir um IAS de 100% ) e analisa-se a construção desta nova subestação isoladamente.

Considerando que a nova subestação logo no seu primeiro ano adquira 10 MVA das outras, e que a região analisada apresente uma taxa de crescimento média de 5 % ao ano, teremos então a previsão de demanda mostrada na Tabela 10.

**Tabela 10: Crescimento de carga em um período de 10 anos.**

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Demandda da SE (kVA)	10000	10500	11025	11576	12155	12763	13401	14071	14775	15513

Feita essa análise, atendendo ao IAS, o ideal seria um transformador o mais próximo a 15,5 MVA , no caso dentro dos padrões oferecidos pelo mercado o escolhido seria um com capacidade de 15 MVA, e sendo assim o IAS seria de 103% e o custo para a construção desta subestação seria 100% remunerado para a empresa. Esta seria a melhor alternativa para atender o critério proposto. Porém no ano seguinte seria necessária uma nova obra, ou de ampliação de uma das subestações ou de construção de uma nova.

A Tabela 11 apresenta as potências e seus respectivos custos para a construção de novas subestações. Os custos tabelados referem-se à construção da subestação no padrão atual com estruturas em concreto e 2 dispositivos de proteção (disjuntores). Não são considerados os custos de aquisição do terreno da subestação e custos de instalação. A Tabela 12 apresenta os custos para a substituição dos transformadores e a Tabela 13 para a ampliação de uma subestação já existente, os valores das três Tabelas são referentes ao período de 2010 a 2011 utilizados no planejamento dos empreendimentos da empresa.

**Tabela 11: Custo de construção de subestação.**

OBRA	CUSTO
Construção de SE 138 kV - 15 MVA , padrão atual concreto com 2 disj de entrada	R\$ 4.983.000
Construção de SE 138 kV - 26,6 MVA , padrão atual concreto com 2 disj de entrada	R\$ 5.082.000
Construção de SE 138 kV - 40 MVA , padrão atual concreto com 2 disj de entrada	R\$ 5.962.000

**Tabela 12: Custo da substituição de transformadores.**

OBRA	CUSTO
Substituição de trafo para 138 kV - 15 MVA equipamento novo	R\$ 2.299.000
Substituição de trafo para 138 kV - 26,6 MVA (LTC), equipamento novo	R\$ 2.618.000
Substituição de trafo para 138 kV - 40 MVA (LTC), equipamento novo	R\$ 3.135.000

**Tabela 13: Custo da ampliação de subestações.**

OBRA	CUSTO
Ampliação, 2o. trafo 138 kV - 15 MVA, equipamento novo	R\$ 3.737.800
Ampliação, 2o. trafo 138 kV - 26,6 MVA, equipamento novo	R\$ 4.103.000
Ampliação, 2o. trafo 138 kV - 40 MVA, equipamento novo	R\$ 4.758.600

### **5.3. Aplicação prática e resultados obtidos**

Considerando o IAS como premissa básica, optar-se-ia pela construção de uma subestação de 15 MVA para que, ao final do período de 10 anos, apresentasse um carregamento superior à 100% tendo assim todo o investimento remunerado . Porém no ano 8 a subestação construída estaria saturada sendo necessária a construção de uma nova ou ampliação desta. Analisando um período de mais de 10 anos tem-se diversas possibilidades, as mais interessantes seriam as seguintes:

- Construir uma nova subestação de 15 MVA totalizando R\$ 9.966.000,00;
- Substituir o transformador da subestação de 15 MVA por um de 40 MVA totalizando R\$ 10.945.000 ,00;
- Ampliar a subestação para 30 MVA instalando mais um transformador de 15 MVA totalizando R\$ 8.720.800,00.

Analizando as três alternativas, ou qualquer outra combinação de obras percebe-se que o menor custo será construir inicialmente uma subestação com capacidade maior que 15 MVA, que seria a opção de planejamento sem considerar o IAS.

Alem dos ganhos financeiros apresentados acima haveriam também ganhos técnicos, pois uma subestação com maior capacidade aumentaria a versatilidade do sistema. Ou seja em caso de falhas técnicas em outras subestações esta poderia, temporariamente , suprir a carga da subestação com falhas.

Sendo assim com esta análise simplificada fica claro que o índice imposto pela ANEEL deve ser revisto, pois as distribuidoras de energia, devido ao IAS, estão construindo subestações de menor capacidade e gastando mais com obras. Todos estes gastos são remunerados, ou seja são diluídos na tarifa.

Assim as distribuidoras são prejudicadas pois tem de trabalhar com subestações com o carregamento próximo ao nominal, perdendo em qualidade do fornecimento de energia e piorando seus indicadores ( DEC e FEC ) e os consumidores finais, pois como os gastos com obras são maiores a tarifa consequentemente também fica maior.

## 6. ESTUDO DE CASO 3: Reconfiguração de rede de distribuição

### 6.1. Descrição do Problema.

Este estudo aborda um caso de reconfiguração de rede de uma cidade que é atendida por uma única subestação, a rede apresenta diversos problemas, como alimentadores carregados, cruzamento entre eles, perdas técnicas muito elevadas, entre outros. A reconfiguração é realizada para manter e melhorar a continuidade de fornecimento, é preciso adaptar a rede existente para interligação das saídas dos novos alimentadores, recondutorar alimentadores existentes, interligar trechos para diminuir caminhos percorridos pela corrente, dentre outras necessidades.

Para sua realização estudou-se a metodologia da área planejamento da distribuição elétrica, as aplicações dos principais equipamentos instalados na rede de distribuição e realizou-se uma avaliação geral da rede atual de alimentadores da região. Para simulação do estudo é utilizada uma ferramenta computacional de planejamento de redes de distribuição, que possui recursos para montagem e edição de redes, geração de gráficos, cálculos de fluxo, emissão de relatórios, dentre outros.

Uma reconfiguração de rede é adequada se atender os limites de tensão e continuidade estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e se estiver dentro dos critérios estabelecidos pela área de planejamento elétrico da concessionária responsável. Para isso é necessário analisar detalhadamente a configuração atual dos alimentadores, conhecer os problemas existentes na rede e considerar as limitações para execução das obras propostas, observando principalmente o custo envolvido, e os ganhos tanto técnicos como financeiros promovidos pela nova configuração.

### 6.2. Referencial teórico

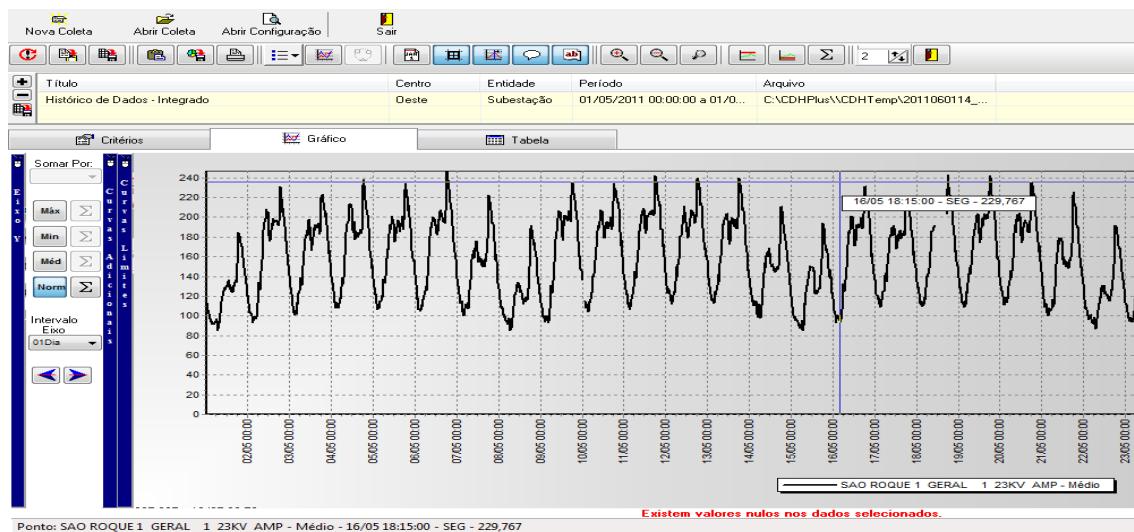
O processo de reconfiguração de uma rede tem como finalidade encontrar a melhor configuração do sistema, visando melhorias técnicas, sempre ponderando a parte econômica, o que acarreta em um aumento na confiabilidade do sistema, redução das perdas e melhorias na qualidade de fornecimento.

Os principais aspectos indicados, pelo modulo 2 do Prodist, para propor obras na rede são:

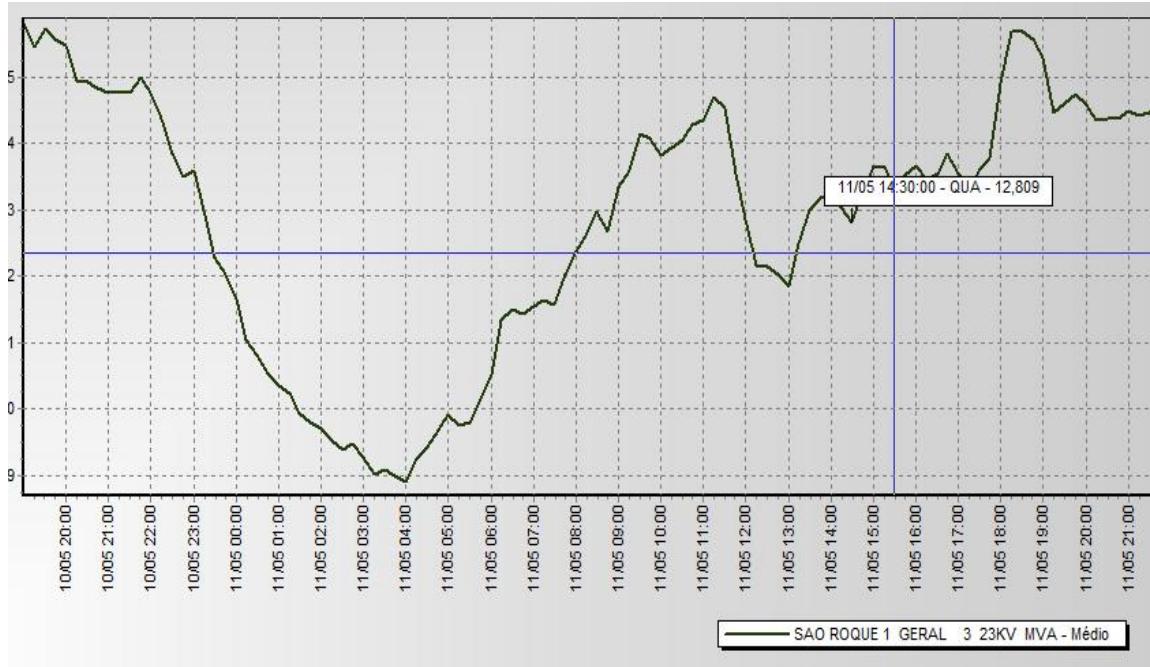
- Carregamento de alimentadores e Subestações;

- Número de clientes por alimentador
- Perdas
- Confiabilidade

Inicia-se o estudo coletando informações sobre a rede, para que o programa simule o caso mais próximo à realidade. Através de curvas de cargas , figuras 11 e 12 , selecionam-se as máximas demandas registradas no ultimo ano, expurgando manobras onde a corrente atinge valores muito superiores ao normal, tanto na saída dos alimentadores como nos transformadores em geral.



**Figura 11: Curva de carga da um transformador, período de 1 mês.**



**Figura 12: Curva de carga da um transformador ampliada, período de 2 dias.**

A previsão das cargas é feita aplicando-se uma taxa de crescimento de carga ano a ano. Esta taxa leva em consideração a localidade, tendência de crescimento populacional da área novos polos tecnológicos na região, aumento de investimentos, entre outros. A carga é caracterizada tanto pela potência ativa como reativa, e analisada em pelo menos 3 patamares diferentes, ponta, fora de ponta, e madrugada.

Após esta previsão da evolução das cargas é proposta uma nova configuração da rede para o ano horizonte. Para isso analisa-se a rede atual, e as demandas previstas para o ano horizonte, buscando adaptar a rede para suportar o aumento da demanda dos anos seguintes. Existem diversos artifícios para adaptar a rede ao aumento de demanda.

Uma das maneiras de adaptar a rede é atuando nos alimentadores, criando ou ampliando eles, para isso são algumas regras estabelecidas. O percurso dos alimentadores deve ser feito suprindo a carga dentro da área de influência da subestação. É importante espaçar os troncos o máximo possível, de maneira a possibilitar o atendimento das cargas atuais e futuras expansões em ambos os lados do tronco. Deve-se evitar ocupar os 2 lados da mesma rua com alimentadores ou cruzar rodovias, linhas férreas, trechos montanhosos e rios. As interligações entre troncos devem ser da mesma bitola dos alimentadores, e para trechos rurais sempre que possível construir alimentadores margeando rodovias, estradas vicinais e locais de fácil acesso, facilitando o processo de manutenção.

As bitolas utilizadas devem ser compatíveis com os montantes em emergência no ano horizonte, se possível economicamente o alimentador deve suportar a carga de outro alimentador no caso de uma falha no sistema, aumentando a confiabilidade e os índices de qualidade. Lembrando que raramente ocorrerá o carregamento máximo simultaneamente nos alimentadores.

Em relação ao chaveamento é preciso uma análise bem atenciosa, primeiramente deve-se definir bem trechos rurais e urbanos, bem como consumidores especiais e com isso planejar um traçado com maior confiabilidade. Um dos elementos mais importantes para se definir uma boa configuração de rede são as chaves, basicamente são utilizadas três tipos de chaves na rede, a tripolar, a faca e a fusível.

As chaves tripolares sob carga utilizadas em redes de distribuição permitem o suprimento de blocos de cargas, alimentados por mais de uma fonte de energia, sem que ocorram interrupções no fornecimento devido a problemas existentes na rede ou manutenções necessárias. Sua principal característica é justamente a viabilização de manobras de abertura ou fechamento sob carga devido à existência de um meio dielétrico, que pode ser um particulado sólido, óleo, o vácuo ou o gás hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>), capaz de interromper o surgimento de arco voltaico. É utilizada principalmente:

- Em interligação de troncos de alimentadores, possibilitando suprir a falta em um alimentador com o outro que está conectado a este;
- Em bifurcações de troncos, possibilitando seccionar apenas um ramal, evitando que uma falta em um ramal prejudique o tronco inteiro, e com isso diminuindo o número de consumidores afetados e melhorando os indicadores da empresa;
- Extremidades de blocos importantes, permitindo que estes sejam supridos por 2 fontes diferentes, e caso ocorra uma falta no alimentador que supre esses blocos, outro assume seu lugar;
- No limite urbano, quando não existir uma religadora. Pois em trechos rurais a rede normalmente é mais precária e por isso existem mais faltas, desta forma permite-se isolar estes pontos;



**Figura 13: Chave Tripolar a óleo.**

As chaves facas ou monopolares não possuem proteção contra o surgimento de arco voltaico, portanto as manobras não devem ser realizadas sob carga, ou seja, o alimentador onde o dispositivo está inserido deve estar desenergizado. Em casos que são previstas diversas manobras de chaves na rede, a ANEEL permite que concessionária de energia realize uma operação chamada de pisca, que é o desligamento total de um alimentador ou de uma subestação por um curto período de tempo (de no máximo três minutos) para que as equipes de campo da empresa realize as devidas operações de abertura ou fechamento das chaves que não podem ser operadas sob carga. (figura 14) é utilizada principalmente:

- Após chaves trifásicas, para seccionamento da rede sem interrupção total do alimentador;
- Nas saídas de subestações, para desligamento total dos barramentos visando a manutenção destes, utilizada em manutenções e troca de transformadores;
- Em entradas da rede rural, para facilitar a localização de defeitos;
- Em banco de capacitores, a chave quando aberta isola o banco da rede;



**Figura 14 : Chave Faca.**

A chave fusível (figura 15) é utilizada em redes de distribuição e em pequenas subestações, dotado de um elemento fusível que tem como função proteger de sobrecorrentes de circuitos primários. São dispositivos de baixo custo, o que justifica sua maior aplicação em saídas de ramais. As chaves fusíveis são fabricadas em diversos modelos para diferentes níveis de tensão e de corrente, e podem ou não ser operadas sob carga. Nas redes de distribuição é comum a utilização de chaves fusíveis de corrente nominal de 100 ampères e que não podem ser operadas sob carga. é utilizada principalmente:

- Em saídas de ramais, utilizada como forma de proteção, evitando que um ramal prejudique o resto do tronco;
- Em postos transformadores, evitando que uma falha na baixa tensão, prejudique outros consumidores conectados ao mesmo ramal;
- Em banco de capacitores, como proteção;
- Em ramais que alimentam pequenos blocos de cargas;



**Figura 15: Chave Fusível.**

Alem das chaves, também deve se alocar Banco de capacitores, elementos de proteção e reguladores de tensão, exemplos destes serão apresentados junto com a proposição da nova configuração a seguir.

Como dito anteriormente para a realização deste estudo de caso foi utilizado um programa computacional. O programa tem como função trabalhar apenas com redes radiais, não sendo permitido o fechamento de anéis de alimentadores nem da rede de distribuição. Dentre todas as funcionalidades do programa, as mais utilizadas se diz respeito à inserção e edição de elementos na rede. São eles

- **Subestações:** devem ser inseridos dados de tensão de operação (em kV), nome da subestação, número de transformadores, potência de cada transformador (em kVA) e número de alimentadores;
- **Alimentadores:** devem ser inseridos dados do tipo de cabo, tipo de alimentador (tronco ou ramal, urbano ou rural) e o tamanho do trecho a ser construído;
- **Posto transformador:** deve-se inserir o número de transformadores, capacidade (em kVA), demanda no ano base e no ano horizonte (em kVA), consumo (em kWh) e número de consumidores;
- **Dispositivos de seccionamento e proteção:** deve-se inserir o tipo de dispositivo (chave faca, chave fusível, chave religadora, chave tripolar ou chave a óleo), a capacidade (em Ampères) e o estado operativo (normalmente aberto ou fechado);
- **Reguladores de tensão:** devem ser inseridos dados de tensão regulada (em kV), capacidade máxima de regulação (em %) e o número de taps;

- **Banco de capacitores:** deve-se inserir dados de capacidade (em kVar) e o tipo de banco (fixo ou automático, sendo os automáticos controlados por tensão, corrente ou horário).

Os dados que podem ser calculados e fornecidos pelo programa são a corrente total em um alimentador, a corrente percorrida em um determinado trecho, fluxo de potência ativa e reativa, fator de potência, gráfico de queda de tensão e as perdas nos alimentadores.

Além das principais funcionalidades citadas, o programa é capaz de realizar medição de comprimentos de trechos da rede e fornecer gráficos de carregamento de subestações e alimentadores.

Para execução dos cálculos, o programa conta com um banco de dados interno onde estão relacionados os parâmetros de resistência e reatância de todos os tipos de cabos que podem ser utilizados na construção de redes de distribuição. O banco de dados também apresenta uma relação dos custos para inserção de cada tipo de equipamento e para construir ou reconduzir redes em diferentes tipos de cabos, o que permite que o programa forneça ao final de um estudo uma relação das obras propostas com o custo total aproximado para execução, a qualquer momento que se faça necessário serão apresentadas novas explicações de como o programa executa alguns cálculos.

### **6.3. Aplicação Prática e resultados obtidos**

A região estudada é abrangida por apenas uma subestação, atendida por um circuito duplo em 138 kV, atendendo cerca de 18.029 consumidores . A subestação é composta por dois transformadores com potencia nominal de 40 MVA, a energia é distribuída através de sete alimentadores. A figura 17 mostra o diagrama unifilar da região elétrica a Tabela 14 descreve os alimentadores e a figura 16 a conexão da subestação no sistema de transmissão.

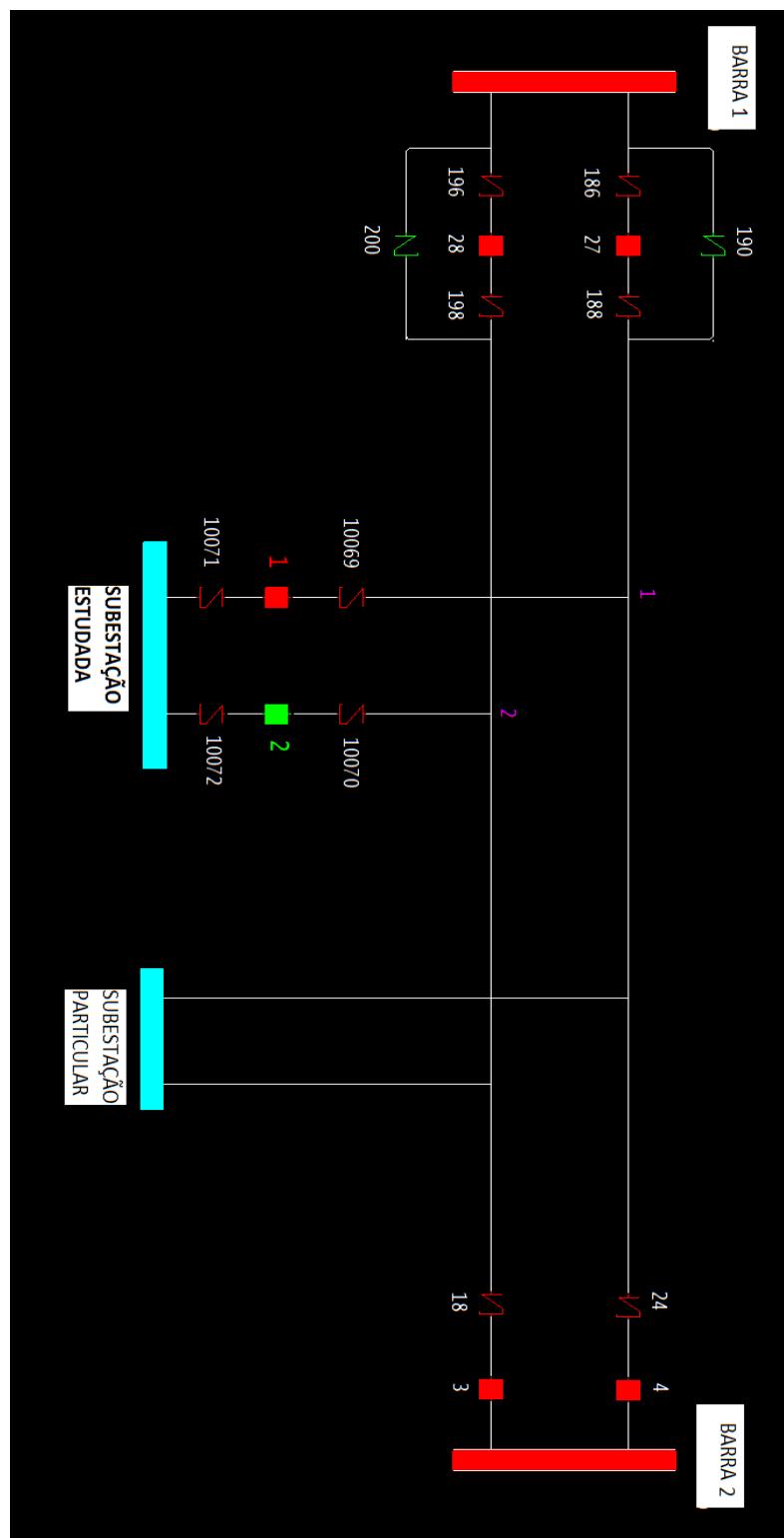
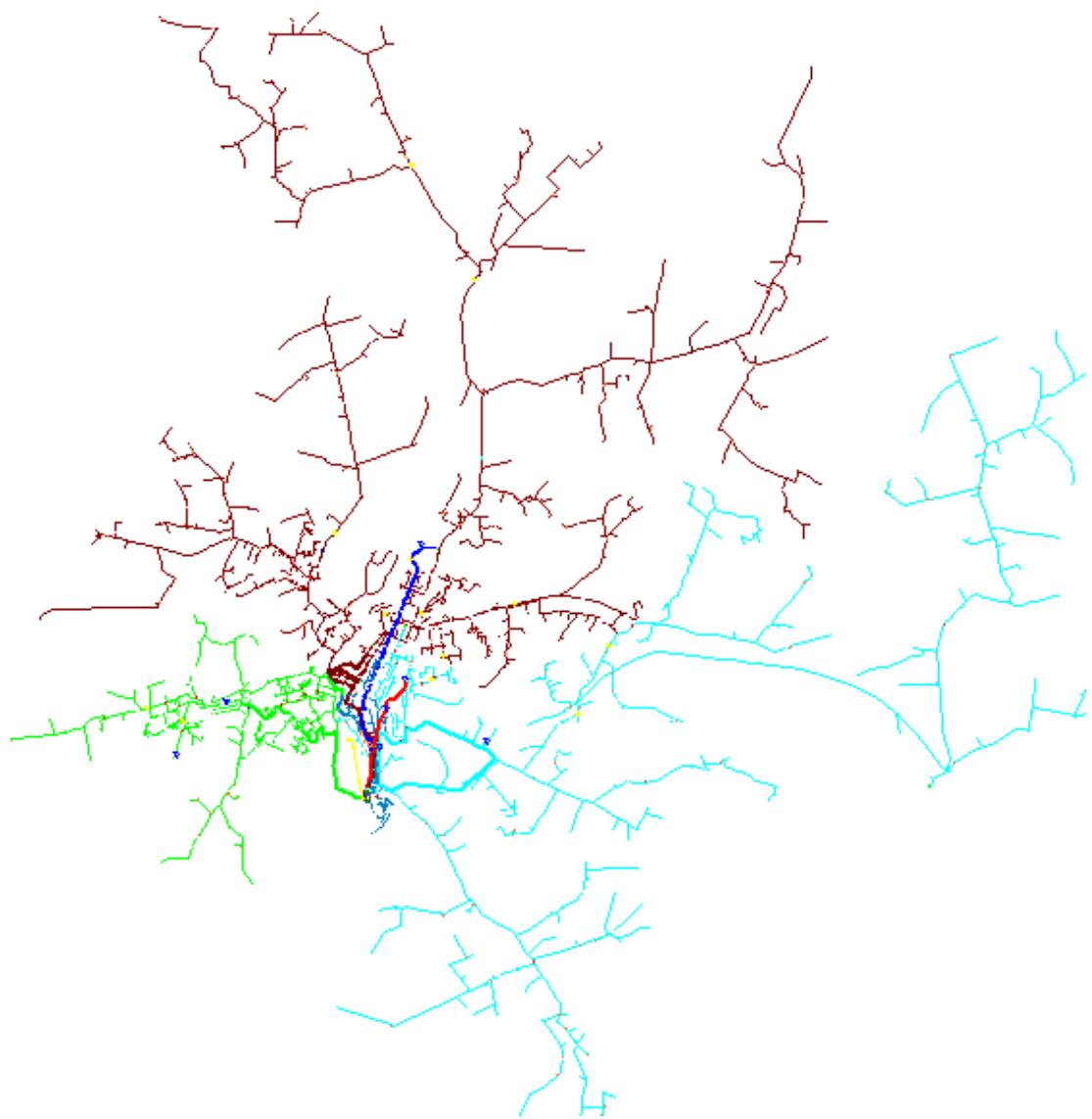


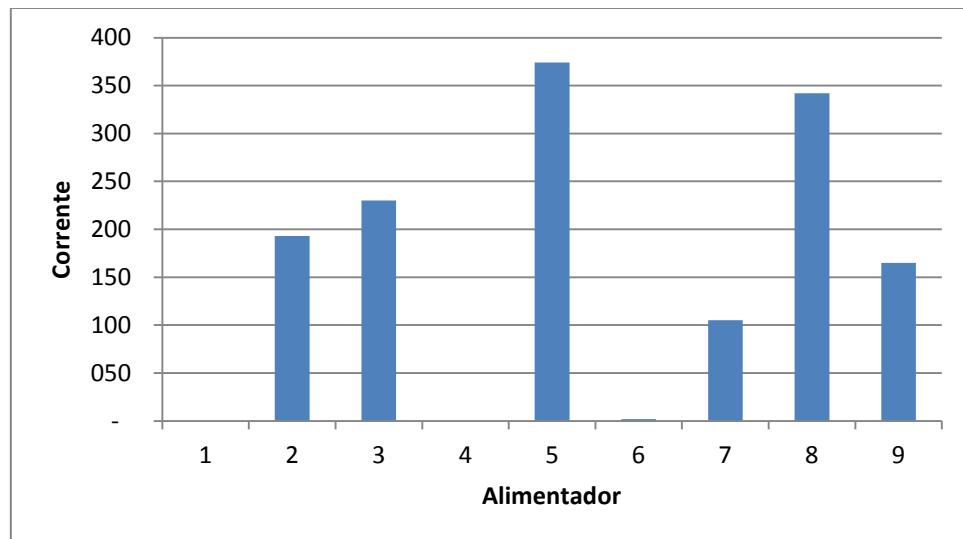
Figura 16: Conexão da subestação ao sistema de transmissão.



**Figura 17: Configuração inicial da rede.**

**Tabela 14: Situação inicial dos alimentadores.**

ALIM	P(kW)	Q(KVAR)	I(A)	F.POT	PERDAS (kW)	CONSUMO MENSAL (kWh)	No.CONSUMIDORES
1	-	-	-	-	-	-	-
2	3.673,00	1.425,00	193,00	93,24	104,00	691.670,00	1
3	4.511,00	1.296,00	230,00	96,11	162,70	2.506.692,00	2
4	-	-	-	-	-	-	-
5	7.025,00	3.027,00	374,00	91,84	378,80	2.074.725,00	4108
6	41,00	20,00	2,00	90,00	-	26.014,00	136
7	1.963,00	873,00	105,00	91,38	18,70	762.911,00	1938
8	6.932,00	877,00	342,00	99,21	347,70	3.176.262,00	8732
9	3.331,00	573,00	165,00	98,55	43,90	1.618.221,00	3112
TOTAL	27.476,00	8.091,00	1.411,00	94,33	1.055,80	10.856.495,00	18029

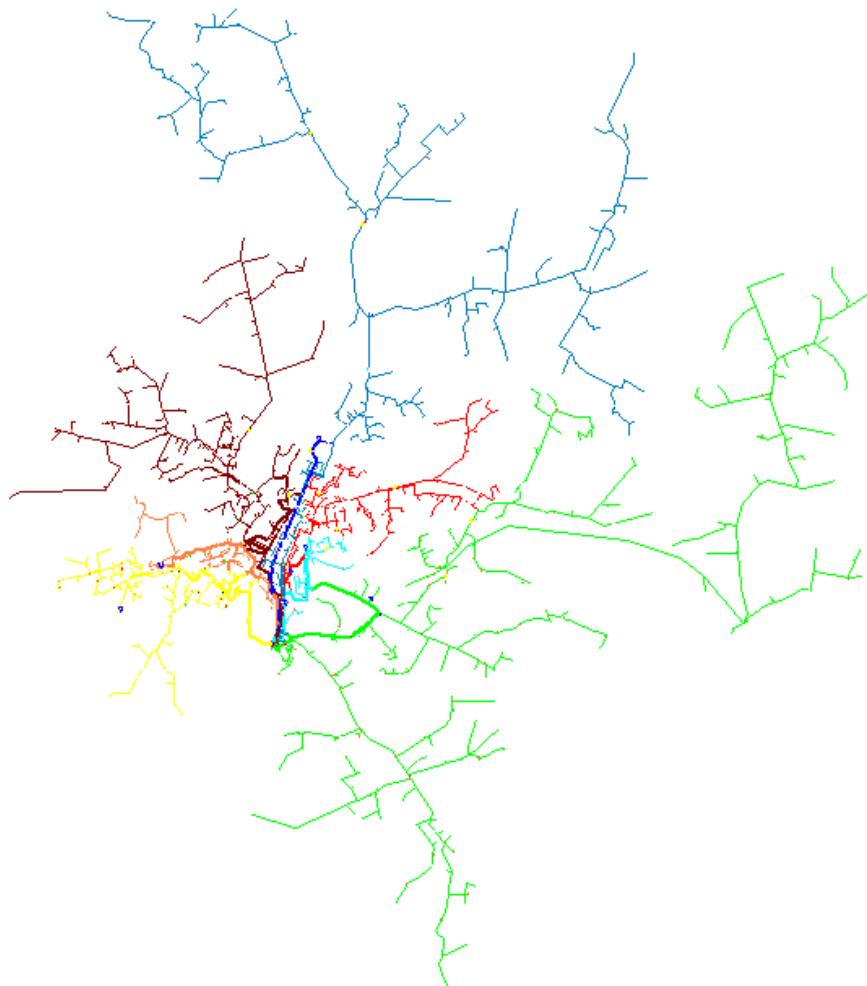


**Figura 18: Comparativo das correntes nos alimentadores inicial.**

Analisando a figura 17 percebe-se que existem 2 alimentadores que atendem cargas basicamente rurais enquanto os outros suprem a parte urbana da região. Dentre os diversos problemas da região devem-se destacar os mais graves que são:

- O alimentador 8 atende 4868 consumidores de forma radial, não tem opção de socorro, ou seja qualquer falha no tronco deste alimentador acarretará na interrupção do fornecimento de todos estes clientes, influenciando muito os índices de qualidade de fornecimento;
- O alimentador 9 apresenta corrente nominal muito alta, e por isso em alguns trechos a corrente já ultrapassa o valor nominal do condutor;
- O alimentador 4 esta vazio, não atende a nenhum consumidor.
- A carga não esta bem distribuída entre os alimentadores e transformadores (figura 17)

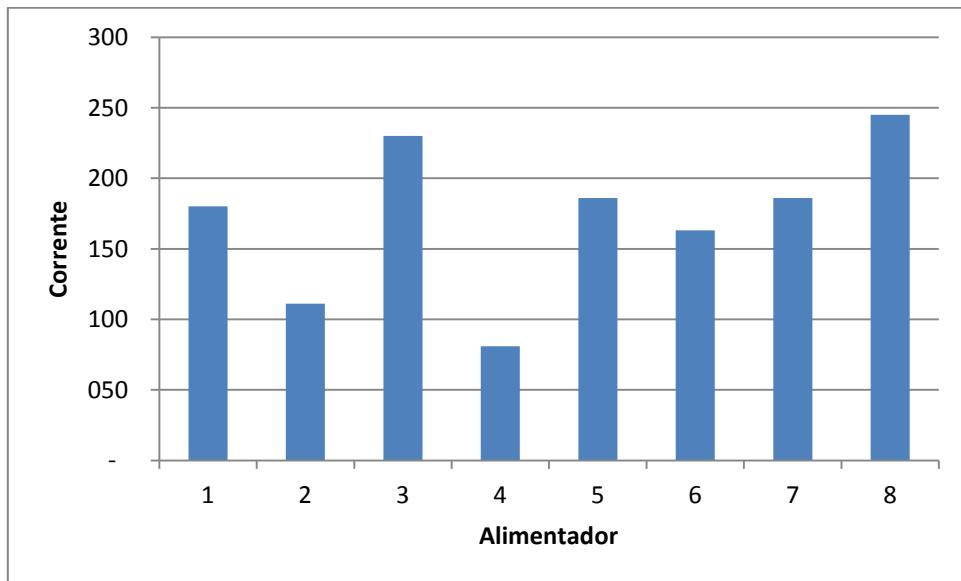
Visando extinguir os problemas descritos acima propõe-se uma nova configuração da rede, utilizando os critérios mencionados anteriormente, como mostrada na figura 19.



**Figura 19: Nova configuração da rede.**

**Tabela 15: Relação dos alimentadores após reconfiguração.**

ALIM	P(kW)	Q(KVAR)	I(A)	F.POT	PERDAS (kW)	CONSUMO MENSAL (kWh)	No.CONSUMIDORES
1	3.504,00	1.135,00	180,00	95,13	80,10	1.013.536,00	3176
2	2.269,00	193,00	111,00	99,64	53,70	962.932,00	3512
3	4.511,00	1.296,00	230,00	96,11	162,70	2.506.692,00	2
5	1.649,00	113,00	81,00	99,77	16,10	705.173,00	739
6	3.465,00	1.586,00	186,00	90,93	96,50	1.128.143,00	1224
7	3.263,00	669,00	163,00	97,96	87,10	1.320.877,00	3034
8	3.679,00	945,00	186,00	96,86	98,10	1.950.250,00	4868
9	4.757,00	1.570,00	245,00	94,96	96,20	1.267.849,00	1477
<b>TOTAL</b>	<b>27.097,00</b>	<b>7.507,00</b>		<b>96,37</b>	<b>690,60</b>	<b>10.855.450,00</b>	<b>335446</b>



**Figura 20: Comparativo das correntes nos alimentadores após reconfiguração.**

Inicialmente a rede elétrica apresentava os indicadores mostrados na Tabela 16. Os novos indicadores após as obras estão detalhados na Tabela 17.

**Tabela 16: Indicadores da rede antes das obras propostas.**

PERDAS ANUAIS NA REDE	DEC Anual	FEC Anual
2.678.684 kWh	5,029	5,051

**Tabela 17: Indicadores da rede após as obras propostas.**

PERDAS ANUAIS NA REDE	DEC Anual	FEC Anual
1.934.595 kWh	4,758	4,837

Analisando apenas as perdas anuais, conclui-se que com as mudanças propostas economiza-se cerca de 744.089 kWh por ano. Sabe-se que para cada modalidade tarifária existem custos diferentes de energia, e que cada concessionária cobra valores diferentes também. Para simplificar os cálculos considera-se que a região é basicamente residencial. Existe uma Tabela no site da no site da ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>) que relaciona o valor atual do kWh residencial para cada concessionária. Adota-se um valor intermediário de 0,4 R\$ por kWh para efeito de calculo.

Como visto anteriormente o investimento necessário para a realização das obras foi de R\$ 422.162,50 e anualmente economiza-se R\$ 297.635,60 em perdas, sendo assim facilmente percebe-se que o investimento será pago logo no segundo ano.

## 7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Conforme mencionado no desenvolvimento deste trabalho, o modelo regulatório do setor elétrico brasileiro vem passando por fortes mudanças, buscando maior eficiência do setor, no segmento de distribuição de energia elétrica foi definido um modelo de remuneração por incentivos, através da tarifa de energia, com três pontos principais:

- Modicidade tarifária
- Universalização do atendimento
- Confiabilidade e qualidade no fornecimento

Para atingir estes objetivos, as distribuidoras de energia elétrica têm como desafio, mais do que nunca, a gestão e priorização dos investimentos, visto que o regulador somente remunera os investimentos considerados prudentes.

Os três estudos de casos exemplificam o quanto a gestão técnica tem fundamental importância para que as distribuidoras consigam com equilíbrio econômico -financeiro a otimização dos seus ativos, buscando a qualidade do fornecimento, através de investimentos prudentes e reconhecidos pelo regulador nos reposicionamentos tarifários

No primeiro caso é feita a análise das perdas técnicas de uma determinada região, comparando eficiência de cabos, níveis de tensão entre outros fatores. Com base em simulações definem-se as obras necessárias as alternativas técnicas para que tal região atinja um nível aceitável de perdas e um bom limite operativo.

O segundo caso analisado envolve um novo instrumento de eficiência tarifaria imposto pela ANEEL às distribuidoras chamado IAS. Este instrumento força com que todas as subestações atinjam 100% de seu carregamento em 10 anos de forma não otimizada e isso se tornou premissa básica nos processos de planejamento, muitas vezes sendo um equívoco. Para demonstrar isso foram montados dois cenários hipotéticos, um onde este índice é premissa básica e outro onde ele não é levado em consideração.

O ultimo caso considera uma rede elétrica composta por apenas uma subestação, onde é feita uma análise inicial e em cima desta algumas ponderações e proposições técnicas até chegar-se a uma nova e melhor configuração.

É importante também destacar a necessidade de aprofundamento de análise do modelo regulatório e ação conjunta das distribuidoras, para demonstrar ao regulador que alguns itens estabelecidos como limites de eficiência no longo prazo pode não ser a melhor alternativa de investimentos, como mencionado no caso 2.

A melhoria de eficiência através de alternativas técnicas é uma das principais alternativas que as distribuidoras tem sob sua gestão, para melhorar seus ganhos, mesmo que o regulador compartilhe parte destes ganhos com a sociedade nas revisões tarifárias

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL 456**: estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Brasília. 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL 505**: estabelecem de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. Brasília. 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL 345**: procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8: Qualidade de Energia. Brasília. 2008.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL 024**: estabelece as disposições relativas à Continuidade da Distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras. Brasília. 2000.

BOMBASSARO, P. R. **Projeto de Rede de Distribuição – Cálculo Elétrico – Norma Técnica**. Documento: 12566. Santa Cruz: CPFL, 2009.

ELETROBRÁS, Comitê de Distribuição. **Planejamento de Sistemas de Distribuição: Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás**. – Rio de Janeiro: Eletrobrás. 1982.

JORDAN, D. **Spacer Cable and Accessories HQ 2000 Medium Voltage URD Cable**. Disponível em <<http://jordanassoc.biz/>>. Acessado em 02 de Setembro de 2011.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 1º Edição. São Paulo: Edgard Blücher. 2005.

LEÃO, R. P. S. **Distribuição de Energia Elétrica**. Disponível em <<http://www.dee.ufc.br/~rleao/GTD/Distribuicao.pdf>>. Acessado em 19 de Agosto de 2011.

MAMEDE, J. F. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3º Edição. Rio de Janeiro: LTC. 2005.

YIN, ROBERT. K. **Case Study Research: Design and Methods**, Third Edition, Applied Social Research Methods Series, Vol 5, London, 2003

RONCOLATTO, R. A. **Manual do Eletricista**: tarefas de manobras de chaves e equipamentos – Orientação Técnica. Documento: 12566. Santa Cruz: CPFL. 2009. 62

ROSSI, R. **Introdução aos Sistemas Elétricos de Potência.** Itajubá. 2008. 464 slides, coloridos.

S&C. **Omni-Rupter® Switches – Introduction.** Disponível em <<http://www.sandc.com/products/omnirupter/default.asp>>. Acessado em 09 de Agosto de 2010.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico , **Módulo 10 – Manual de procedimentos da operação** Disponível em <[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)> Acessado em:30 ago.2011

Oliveira, M E Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Dissertação (Doutorado) UNESP/SP, São Paulo. 2009.