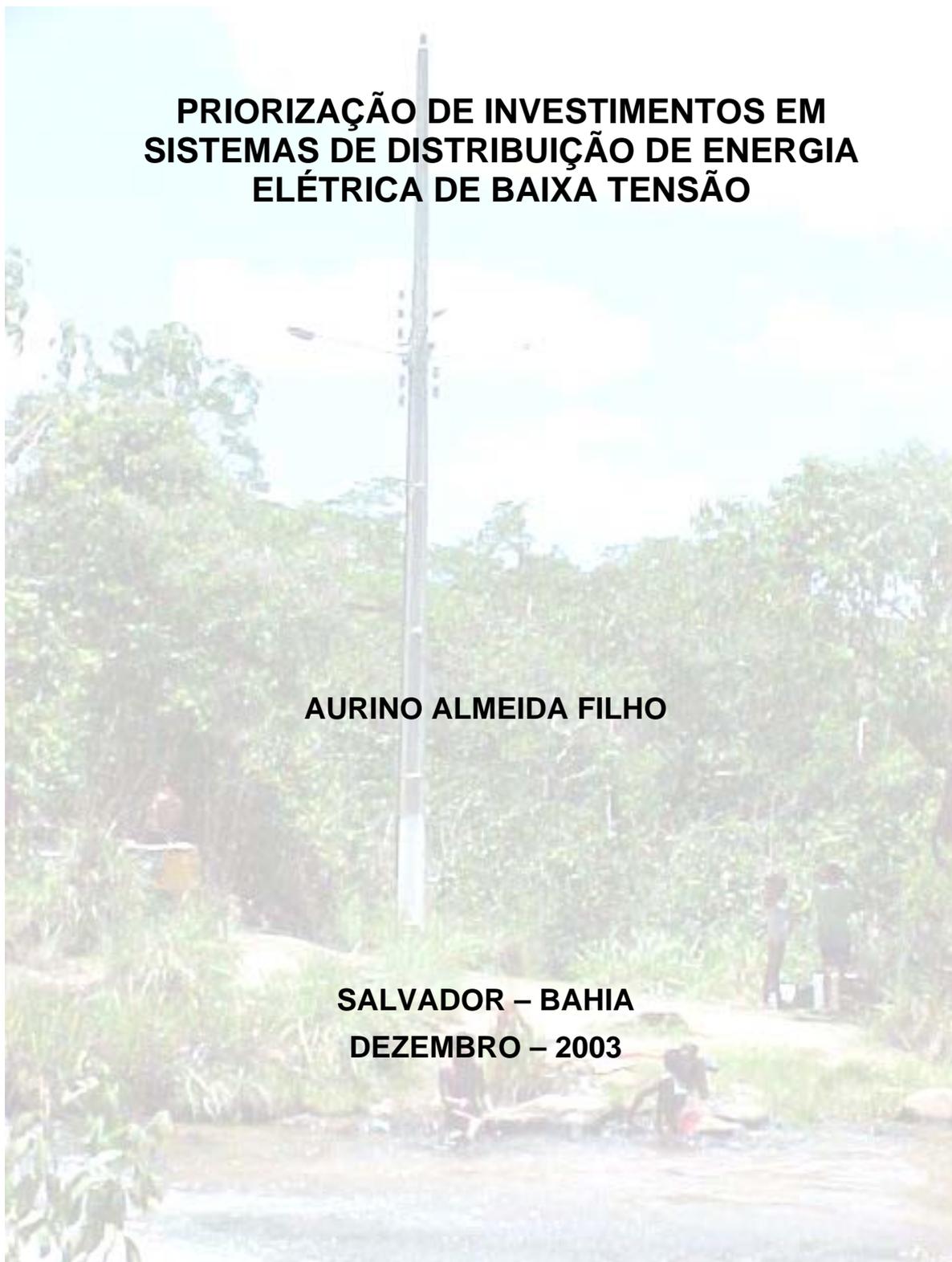




PRIORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO

AURINO ALMEIDA FILHO

**SALVADOR – BAHIA
DEZEMBRO – 2003**



**UNIVERSIDADE SALVADOR – UNIFACS
PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO, PESQUISA E EXTENSÃO
COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA**

**PRIORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO**

AURINO ALMEIDA FILHO

**Dissertação apresentada à Universidade
Salvador, como parte das exigências do Curso
de Mestrado em Regulação da Indústria de
Energia, para Obtenção do título de “Mestre”**

Orientador

Professor Dr. André Luiz de Carvalho Valente

**Salvador – Bahia
DEZEMBRO - 2003**

FICHA CATALOGRÁFICA

(Preparada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade Salvador - UNIFACS)

A447p

Almeida Filho, Aurino.

Priorização de investimentos em sistemas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão / Aurino Almeida Filho / orientador: Prof. André Luiz de Carvalho Valente. Salvador, BA : UNIFACS, 2003.

120 f.

Monografia apresentada à Universidade Salvador, como parte das exigências do Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, para obtenção do título de “Mestre”.

1. Energia elétrica - Regulação. 2. Energia elétrica – Aspectos econômicos. I. Valente, André Luiz de Carvalho, orient. II. Título.

CDD: 333.7932

PRIORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO

AURINO ALMEIDA FILHO

Dissertação apresentada à Universidade Salvador,
como parte das exigências do Curso de Mestrado
em Regulação da Indústria de Energia, para
Obtenção do título de “Mestre”

Aprovada em dezembro de 2003

Banca Examinadora

Prof. Dr. Caiuby Alves da Costa (UFBA)	Membro
Prof. Dr. James Silva Santos Correia (UNIFACS)	Membro
Prof. Dr. André Luiz de Carvalho Valente (UNIFACS)	Orientador

**Salvador – Bahia
DEZEMBRO - 2003**

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha querida esposa, Pepenha, que não poupou esforços em incentivos e estímulos, compreendendo cada momento e por muitas vezes, abdicando da minha atenção quando estive envolto nesta tarefa. E aos meus filhos, Lucas e Igor, que pacientemente acompanharam esta fase ficando por muitos sábados, domingos e feriados privados da minha companhia até mesmo para assistir aos jogos da Fonte Nova.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Dr. André Valente, que com muita sabedoria soube orientar e compreender o quanto é difícil conciliar as atividades diárias do trabalho de uma empresa com o tempo necessário para o desenvolvimento de uma dissertação de mestrado, tornando este trabalho possível de ser realizado.

À banca examinadora pela leitura, análise e contribuições efetuadas.

Aos professores e amigos, Renato Araújo e Mariana Strauch, pela colaboração e pelas brilhantes idéias dispensadas durante todo o desenvolvimento do trabalho.

Ao companheiro Jorge Ramalho, pela colaboração durante as discussões iniciais para a concepção do trabalho.

Ao professor Roberto Pinho, pela colaboração e pelo desenvolvimento do programa computacional, para tornar possível a automatização das soluções propostas.

À Professora Lícia Pedroza, minha prima, pela paciência e a boa vontade de ler esta dissertação e fazer toda a correção ortográfica, inclusive, ajudando-me a enxergar os vícios de redação e ortografia adquiridos ao longo do tempo.

À Professora Itana de Almeida Lins, minha sobrinha, pela colaboração na tradução do resumo, transformando-o em um *abstract*.

À COELBA, pelo apoio financeiro e pela oportunidade dispensada para participar de um programa de pesquisa e desenvolvimento.

E a todos aqueles que colaboraram direta ou indiretamente durante toda a realização do trabalho.

RESUMO

Nessa dissertação foi desenvolvida uma metodologia computacional moderna com a aplicação de técnicas de computação evolutiva, através de algoritmos genéticos e de branch and bound que prioriza as obras a serem executadas em melhoramentos nos circuitos de baixa tensão, para atender adequadamente aos clientes, buscando a otimização dos recursos disponíveis, atendendo às exigências legais e maximizando o retorno dos investimentos. Muitas vezes os recursos disponíveis não são suficientes para realizar todos os investimentos identificados em um mesmo período de tempo, ou mesmo a concessionária não tem capacidade física para executá-los, tornando-se necessário priorizá-los. A metodologia incorpora a análise de fluxo de potência dos circuitos da rede secundária e as exigências e penalidades impostas pelo órgão regulador, além de uma abordagem probabilística que foi inserida considerando diversas curvas de carga típicas de cada tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial e iluminação pública). A otimização é realizada pelo *software* que foi desenvolvido - **Apriori**, através de uma análise de todos os melhoramentos existentes, selecionando aqueles que tenham maiores retornos dos investimentos e atendam aos critérios de níveis de tensão e continuidade do serviço, de acordo com a legislação, obedecendo à restrição financeira imposta pela concessionária. Via de regra, a quantidade de melhoramentos representa um custo global que ultrapassa essa disponibilidade. Assim, nem todos são encaminhados para execução das obras. As simulações são realizadas, basicamente, através de duas grandes etapas: a primeira é responsável pela simulação dos circuitos da rede secundária, usando fluxo de potência, com o objetivo de identificar os melhoramentos necessários, utilizando-se os critérios de planejamento para atender as necessidades dos clientes e da concessionária e na segunda etapa, é realizada a priorização propriamente dita dos diversos melhoramentos, considerando as exigências legais, multas pelo não cumprimento, a disponibilidade de recursos da concessionária e todos os custos envolvidos no empreendimento, tanto aqueles que são de responsabilidade da concessionária, quanto aqueles que são impostos ao consumidor pela imperfeição do serviço prestado.

Palavras chave: priorização, melhoramento, qualidade da energia, distribuição, investimento, índice de qualidade.

ABSTRACT

A modern methodology applied with evolving computing techniques has been developed, through genetic algorithm, as well as branch and bound, to prioritize the works for the improvement of low voltage circuits, so that customers' service can be adequate aiming at optimizing the resources available in order to be in accordance with law demands, and to maximize the investment's results. Many times, the resources available are not sufficient to perform the improvements needed all at once, or even the concessionaire does not have physical capacity to accomplish them, so it becomes necessary to prioritize them. The methodology developed embodies the load flow analysis of secondary network circuits, and the demands and penalties imposed by the regulator department. Besides, it also embodies a probabilistic approach that has been included considering several customers' typical load curves (residential, commercial, industrial, and public lighting). The optimization is performed through of the software developed - **Apriori**, through the analysis of all existing improvements, prioritizing the ones that provide better investment results, as well as that are in accordance with voltage levels' criteria, and can be continuously working according to the law, and to the budget imposed by the concessionaire. Generally, the amount of improvements represents a global cost that exceeds such availability. Therefore, not all of them are set out for the works' performance. The simulations are basically performed in two stages: the first is responsible for secondary network circuits, using power flow, aiming at identifying the improvements needed, and using the planning criteria in order to accomplish the needs of the concessionaire and its customers and in the second stage, the prioritization of several improvements is accomplished itself, considering law demands, fines for not following them, availability of the concessionaire's resources, and all costs of the enterprise, both the ones that are under the responsibility of the concessionaire, and the ones imposed to the customers due to low quality services.

Key words: prioritization, quality of energy, distribution, investment, and improvements.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. MOTIVAÇÃO.....	1
1.2. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA	4
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	5
2. O PAPEL DA REGULAÇÃO	7
3. PRÁTICA ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	12
3.1. PRÁTICA ATUAL DA COELBA	13
3.2. RESULTADOS ESPERADOS	18
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
4.1. ANÁLISE DAS REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	22
5. ARCABOUÇO REGULATÓRIO	33
5.1. RESOLUÇÃO ANEEL 505/2001	34
5.1.1. Penalidades	38
5.2. RESOLUÇÃO ANEEL 024/2000	39
5.2.1. Penalidades	44
6. ANÁLISE DOS ALGORITMOS PESQUISADOS	47
6.1. ALGORITMO DE BRANCH-AND-BOUND	48
6.2. ALGORITMOS GENÉTICOS	52
7. METODOLOGIA.....	59
7.1. ETAPA 1: SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA REDE SECUNDÁRIA.....	60
7.2. ETAPA 2 – SIMULAÇÃO DA PRIORIZAÇÃO	64
7.2.1. Custo Global do Serviço - CGS.....	64
7.2.2. Custo do Investimento - CINV.....	66
7.2.3. Custo das Perdas - CPER.....	67
7.2.4. Custo de Operação e Manutenção – COM	71
7.2.5. Custo da Energia não distribuída (interrupções) – CEND.....	72
7.2.6. Custo do Desvio de Tensão – CDT.....	72
7.2.7. Custo da Qualidade de Energia	73
7.3. O ALGORITMO DE PRIORIZAÇÃO.....	74

8. O SOFTWARE – PROGRAMA DESENVOLVIDO.....	75
8.1. MÓDULO DE CÁLCULO.....	75
8.2. MÓDULO DE PRIORIZAÇÃO.....	79
9. ESTUDO DE CASO	82
9.1. COMPARAÇÃO COM METODOLOGIAS PRATICADAS.....	83
10. CONCLUSÃO.....	86
11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	88
12. APÊNDICES	91

1. INTRODUÇÃO

1.1. MOTIVAÇÃO

Na última década e neste início de século, o setor elétrico brasileiro vem passando por uma série de transformações estruturais, e o Estado, como responsável pela regulamentação dos serviços prestados, vem estabelecendo as regras de funcionamento, buscando a qualidade do atendimento e o aumento da eficiência dos agentes envolvidos.

Assim, o Estado, como agente regulador, tem uma grande importância para a sociedade, que vem se tornando, cada dia mais, exigente e espera dos prestadores de serviços de energia elétrica, um atendimento que satisfaça às suas necessidades.

Dentro desta perspectiva, novas regulamentações de controle de qualidade da energia vêm sendo desenvolvidas, com destaque para as resoluções da ANEEL 024/2000 - Continuidade do Fornecimento e 505/2001 – Níveis de Tensão, ambas tendo caráter substitutivo de portarias anteriores do DNAEE, antigo órgão regulamentador.

Avanços significativos foram realizados nestas novas resoluções, principalmente quanto à penalização da concessionária pela prestação de serviços inadequados.

Adequar¹ o serviço de distribuição oferecido aos consumidores a níveis de qualidade exigidos pelo órgão regulamentador, além de evitar penalizações, agrega valor ao produto e pode contribuir para um ganho adicional de mercado para a concessionária, ou para fidelização de seu mercado atual, face ao novo modelo de livre competição na comercialização de energia, com a presença de consumidores livres, conforme lei 9074/1995.

Considerando o atual déficit de investimentos no setor, principalmente no sistema elétrico de distribuição e a limitação orçamentária da empresa, devido à

¹ "Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas." – Lei 8987/1995.

necessidade de manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro, torna-se imprescindível buscar uma metodologia que dê um grau de prioridade aos investimentos necessários a esta parte do sistema, área potencialmente mais carente e de reflexo direto ao consumidor, em sua grande maioria.

Nesse contexto, aparecem os investimentos em melhoramentos nos sistemas de distribuição de baixa tensão, que normalmente são pequenas obras de baixo custo, porém em grande número e computadas globalmente, têm valores bastante significativos. Essas obras, via de regra, visam evitar: níveis de tensão inadequados, carregamento excessivo dos transformadores de distribuição, índices de continuidade (DEC, FEC, DIC e FIC) superiores aos valores regulamentares, desligamentos causados por fim de vida útil de equipamentos e desligamentos causados por falta de manutenção preventiva em condutores e ramais de serviço.

A grande maioria das obras de melhoramentos, devido a problemas nos níveis de tensão e nos índices de continuidade, são normalmente realizadas em função de reclamações dos clientes, seja diretamente à concessionária ou através dos órgãos reguladores.

Muitas vezes, os recursos disponíveis não são suficientes para realizar todos os investimentos identificados em um mesmo período de tempo, ou mesmo a concessionária não tem capacidade física para executá-los. Assim, torna-se necessário priorizá-los.

A maior parte das concessionárias de distribuição de energia elétrica vem investindo, a cada ano, algumas dezenas de milhões de reais, visando adequar o seu sistema às regulamentações já existentes, observando exclusivamente critérios técnicos e disponibilidade de projetos elétricos de melhoramentos já elaborados, não priorizando a aplicação destes recursos, dentro do contexto econômico-financeiro.

A abordagem tradicional das concessionárias tem sido a definição de índices de justificativa, sendo que os critérios de definição desses índices são escolhidos de forma arbitrária, a partir da experiência e sensibilidade dos profissionais de planejamento.

Existem alguns documentos do antigo Comitê de Distribuição – CODI (3.2.19.04.0, 1984; 3.2.19.05.0, 1986; 3.2.19.27.0, 1996 e 3.2.19.28.0, 1996) e do Comitê Coordenador de Operações Norte – Nordeste – CCON (Relatório

SCPR/SCDI/CCON n° 454, 1984), que abordam o assunto, definindo critérios para priorização dos investimentos, mas nenhuma das metodologias apresentadas é automatizada, através de *software*, que facilite a ordenação.

Em geral, as concessionárias definem seus planos de expansão com base em critérios técnico/econômicos de planejamento, relacionando as obras necessárias ao sistema elétrico, para assegurar o nível de qualidade no fornecimento ao mercado, atendendo às exigências legais e às necessidades dos consumidores.

Mas, freqüentemente, as disponibilidades financeiras não são suficientes para realização de todas as obras identificadas no plano de expansão, ocorrendo a necessidade de adiamentos ou mesmo corte de investimentos.

Para identificação das obras a serem adiadas, os profissionais da área utilizam de dados relativos à taxa e ao tempo de retorno do investimento, de forma analítica e de acordo com sua experiência e conhecimento da rede elétrica.

Para realização de uma efetiva priorização de investimentos, é necessário se dispor dos dados e parâmetros da rede, além de medições das grandezas elétricas que comprovem a violação dos parâmetros exigidos pelos órgãos reguladores. Nem sempre as concessionárias dispõem dessas informações, sendo necessária a realização de levantamentos em campo, que sempre são executados antes da elaboração do projeto.

Essa dissertação tomou como base o projeto de pesquisa e desenvolvimento da COELBA², sobre priorização de investimentos, coordenado por este autor, que participou efetivamente de todas as suas etapas, em conjunto com a Universidade Salvador – UNIFACS, no âmbito dos programas de P&D da ANEEL.

Foi desenvolvido um *software* - **Apriori** - para o cálculo elétrico das redes secundárias antes e depois da intervenção planejada, permitindo, deste modo, priorizar os investimentos com base nas melhores soluções encontradas, utilizando modernas técnicas de computação evolutiva.

² COELBA: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.

1.2. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

Investir em melhoramentos no sistema de distribuição de baixa tensão é uma rotina das concessionárias, que buscam reforçar o sistema elétrico para que o atendimento aos seus clientes seja adequado e conforme as exigências legais.

Por outro lado, estes investimentos requerem disponibilidade de recursos que nem sempre são suficientes. Via de regra, a quantidade de melhoramentos necessários representa um custo global que ultrapassa essa disponibilidade. Assim, nem todos são encaminhados para execução das obras. Estes são agrupados aos novos projetos de melhoramentos que aparecem ao longo do ano para concorrer às novas verbas que serão disponibilizadas.

Surge, então, a necessidade de realizar uma priorização, isto é, de indicar quais os melhoramentos que serão realizados e quais não o serão em um determinado momento.

Esta priorização vem sendo realizada com base em critérios e sensibilidades pessoais, sem aplicação de nenhuma ferramenta computacional que considere todos os parâmetros técnicos e econômicos necessários.

A relação entre os recursos disponíveis e a quantidade de melhoramentos a serem realizados, com seus respectivos custos, precisa ser equacionada.

Conhecer a rentabilidade de cada melhoramento, assim como seus custos e benefícios, é de fundamental importância para que os recursos sejam bem direcionados.

Assim, o objetivo principal dessa dissertação é desenvolver uma ferramenta moderna que busque a otimização dos recursos disponíveis, atendendo às exigências legais e maximizando o retorno dos investimentos.

Esta problemática pode ser solucionada com a aplicação de técnicas de computação evolutiva, através de algoritmos de otimização.

A otimização é realizada através de uma análise de todos os melhoramentos existentes, selecionando aqueles que tenham maiores retornos dos investimentos e atendam aos critérios de níveis de tensão e continuidade do serviço, de acordo com a legislação, obedecendo à restrição financeira imposta pela concessionária.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho foi concebido em dez capítulos, incluindo esta introdução e tem como principal finalidade, a apresentação dos resultados dos estudos e pesquisas realizados, com vistas ao desenvolvimento de uma metodologia para priorizar investimentos nos sistemas de distribuição de energia elétrica, baseada em requisitos de qualidade do atendimento, visando adequar as redes da concessionária aos critérios de qualidade já regulamentados.

No capítulo 2, é apresentado um breve histórico sobre o setor elétrico brasileiro, principalmente no segmento da distribuição de energia, enfocando as reestruturações que ocorreram nos últimos cinquenta anos, até a privatização das distribuidoras de energia elétrica que ocorreu na última década do século XX.

No capítulo 3, é feito um resumo de como é feita a priorização dos investimentos no sistema de distribuição de energia elétrica, onde são aplicadas as metodologias desenvolvidas pelo CODI (3.2.19.05.0, 1986) e CCON (SCPR/SCDI/CCON, 1984).

Neste capítulo, são mostrados os critérios utilizados pelas concessionárias para identificar as obras de melhoramentos nas redes de baixa tensão, como cada uma delas é analisada e como é feito o ordenamento para priorizá-las.

No capítulo 4, é apresentada a revisão bibliográfica, onde é feita uma análise crítica das principais referências que tratam do tema, mostrando os principais critérios e metodologias utilizados para a priorização de investimentos em sistemas de distribuição.

No capítulo 5, são discutidos os critérios e procedimentos da regulamentação dos serviços de distribuição de energia elétrica, que é realizada basicamente por duas resoluções:

- a Resolução ANEEL 505/2001, que tem como principal objetivo atualizar a portaria DNAEE/047, revendo, aperfeiçoando e consolidando as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão em regime permanente e devem ser observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela operação dos sistemas de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, e

- a resolução ANEEL 024/2000, que tem como principal objetivo atualizar a portaria DNAEE/046, de 17 de abril de 1978, revendo, aperfeiçoando e consolidando as disposições relativas à continuidade do serviço da distribuição de energia elétrica, nos aspectos de duração e frequência, que devem ser observados pelas concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.

São mostrados os pontos considerados positivos e negativos e os avanços alcançados por estas resoluções, principalmente aqueles que beneficiam a sociedade.

No capítulo 6, é feita uma análise dos algoritmos pesquisados, buscando definir a metodologia que melhor analisa a problemática da priorização dos investimentos.

Dentre os algoritmos pesquisados, aqueles que melhor se adaptaram à priorização de investimentos foram os algoritmos genéticos e de Branch-and-Bound.

No capítulo 7, está apresentada a metodologia desenvolvida, que consta basicamente de duas grandes etapas: a primeira é responsável pela simulação dos circuitos da rede secundária, com o objetivo de identificar os melhoramentos necessários, utilizando-se os critérios de planejamento; na segunda etapa, é realizada a priorização propriamente dita dos diversos melhoramentos, considerando as exigências legais, multas pelo não cumprimento e a disponibilidade de recursos da concessionária.

No capítulo 8, está descrito o software desenvolvido a partir da metodologia apresentada, mostrando nos módulos de planejamento e priorização, os dados de entrada necessários e os detalhes das telas para seu preenchimento e para apresentação dos resultados.

No capítulo 9, é feito um estudo de caso real com melhoramentos na rede de distribuição da COELBA.

Nos capítulos 10 e 11, são apresentadas, respectivamente, as conclusões obtidas e as referências bibliográficas consultadas.

2. O PAPEL DA REGULAÇÃO

O uso da energia pelo ser humano é feito desde os seus primórdios e essa utilização vem sendo aprimorada ao longo do tempo. À medida que os países vão se desenvolvendo economicamente, a produção e o consumo de energia tende a aumentar.

A questão energética afeta diretamente todos os países do globo, indistintamente do seu nível de desenvolvimento e do regime político. Daí a sua importância e o seu poder. O homem para sobreviver necessita de energia. Somente para funcionamento do seu corpo são necessárias 2 mil kcal/dia (La Rovère, 2000).

O ser humano vem adquirindo capacidade e conhecimentos cada vez mais sofisticados, visando controlar e explorar os recursos da natureza, em prol da satisfação de suas necessidades. Estes conhecimentos e domínios de novas tecnologias parecem ilimitados. Há sempre uma busca pela eficiência e eficácia para atender as exigências e ao bem estar cada vez maiores da sociedade. No que diz respeito à energia elétrica, as concessionárias de distribuição têm procurado se aprimorar, buscando melhorar a qualidade de atendimento e a presteza dos seus serviços para satisfazer a essa crescente exigência da sociedade.

O setor elétrico brasileiro está sempre em busca de atender a essas exigências e vem se adaptando ao longo do tempo. Inicialmente, era formado predominantemente por empresas privadas, estrangeiras em sua maioria, e por empresas municipais ou estaduais com áreas de atuação limitadas aos centros urbanos mais expressivos. Este modelo esgotou-se na década de 1950, quando começaram a surgir demandas por grandes investimentos para interligação e construção de novas usinas.

Para acompanhar o grande crescimento da demanda, impulsionado pelo processo de industrialização e pela necessidade de atendimento a novas áreas, surgia a necessidade de pesados investimentos, em uma malha de geração e transmissão de abrangência nacional, que tornou o setor menos atrativo para a iniciativa privada.

Como uma resposta a esta demanda de investimento no setor elétrico foi criada a ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A., pela Lei nº 3.890-A, de

25 de abril de 1961 e instalada em 11 de junho de 1962, com o objetivo de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento do país. Com isto foi iniciada a montagem de uma estrutura estatal que sustentou as necessidades oriundas do referido crescimento de demanda.

No segmento da distribuição de energia, cada empresa atuava independentemente em suas áreas de concessão. Até que, visando coordenar os estudos e procedimentos da rede de distribuição, foi instituído no ano de 1975, pelo Ministério das Minas e Energia, através da Portaria nº 425, o Comitê de Distribuição da Região Sul/Sudeste – CODI, e um Sub-comitê ligado ao Comitê Coordenador de Operação do Nordeste – CCON, compostos por representantes das Concessionárias de Energia Elétrica, tendo como objetivo a fixação de diretrizes e a definição de parâmetros básicos para a implantação, reformulação, manutenção, operação, proteção e segurança dos sistemas elétricos de distribuição, em níveis técnico – econômicos compatíveis com as respectivas cargas.

Nesse contexto, o CODI definia procedimentos das redes de distribuição, tais como: Regulação de Tensão das Redes, Limites de Carregamento para Cabos e Transformadores, Metodologia para Análise Técnico - Econômica, Metodologia para Análise de Custo - Benefício, Critérios para Priorização de Investimentos em Redes de Distribuição, etc.

Da criação da ELETROBRÁS até o início da década de 1980, pode-se identificar, no setor, o padrão de concorrência correspondente à estrutura de mercado classificada como Oligopólio Concentrado (Possas, 1985), que foi consolidado por duas condições exógenas: a primeira, de natureza macroeconômica, correspondente à facilidade de captação de recursos financeiros, via empréstimos externos; a segunda devido à disponibilidade de recursos hídricos de grande porte e baixo custo e relativamente próximos aos grandes centros de consumo.

Algumas peculiaridades aconteceram nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os investimentos iniciais exigidos por empreendimento eram maiores na geração, decrescendo para a transmissão e distribuição. E como característica de oligopólio concentrado, estes investimentos iniciais exigidos eram para uma antecipação da oferta em relação à demanda. Isto

por si só, já desestimulava a entrada de novos concorrentes, principalmente no segmento de geração, seguido do segmento de transmissão.

Na distribuição, os efeitos de escala nas atividades comerciais e de manutenção, apresentavam-se como barreiras às entradas mais significativas do que aquelas presentes nos segmentos de transmissão e geração.

Apesar da estabilidade característica do Oligopólio Concentrado, esta estrutura, no setor elétrico, começou a apresentar sinais de instabilidade a partir do início da década de 1980. Neste período, houve um incremento substancial nas taxas de juros internacionais, ampliando a dívida e dificultando o fluxo de capital para o setor.

O alto custo do capital sinalizou contra as ampliações de escala. As restrições ao crédito e o endividamento dificultaram a antecipação da oferta em relação ao mercado. Os níveis de capacidade ociosa do setor precipitaram quadros de racionamento.

Ao final da década de 1980, era iminente o esgotamento dos potenciais hidrelétricos próximos aos grandes centros de consumo. Os potenciais remanescentes situados na Amazônia apresentavam custos altos e requeriam programas de transmissão agressivos e com altos patamares de investimentos iniciais, implicando no rápido crescimento do custo marginal.

A tendência que se apresentava para ampliação do parque gerador de energia elétrica era um misto de usinas de base de grande porte e outras complementares de pequeno porte. Isto levava a uma nova base técnico-produtiva para o Setor, que vinha se expandindo via usinas hídricas supermotorizadas, abrindo o mercado para entrada de novos concorrentes.

Na década de 1990, consolidou-se a venda das distribuidoras de energia elétrica para a iniciativa privada. Porém, as grandes usinas geradoras continuaram sendo estatais.

Nesse final do século XX, o Brasil e o mundo passaram por várias e profundas transformações em todos os segmentos econômicos, com o processo que passou a ser conhecido como “Globalização da Economia”. Tudo isso incentivou a promoção da eficiência econômica através da criação de mercados competitivos. No segmento

da indústria da energia elétrica, sentiu-se a necessidade de promover uma substancial reestruturação do setor para atender a essas novas exigências.

O novo modelo do setor elétrico brasileiro começou efetivamente com a criação da ANEEL, através da LEI 9.427/96 e com a conclusão do projeto RE-SEB, realizado por uma equipe de profissionais Brasileiros e por um consórcio liderado pela consultora inglesa Coopers & Lybrand, empresa especialista em reformas de setores elétricos.

A reestruturação foi estabelecida com os seguintes principais objetivos: coibir a concentração de mercado, favorecendo a competição no setor; aumentar a eficiência; atrair recursos do setor privado; atrair capital estrangeiro para investimentos em infra-estrutura e criar o ambiente competitivo nos segmentos de geração e comercialização.

Em termos gerais as reformas do setor elétrico foram motivadas:

- pela crise financeira da União e dos Estados, que não tinham mais fôlego para realização de investimentos na expansão da oferta de eletricidade;
- pela má gestão das empresas de energia, provocada, principalmente pela ausência de incentivos de eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa;
- pela inadequação do regime regulatório: inexistência de órgão regulador, de conflitos de interesses sem arbitragem, de regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida.

Durante a década de 90 e praticamente ao mesmo tempo em que as reformas, começaram as privatizações das distribuidoras de energia elétrica e com elas vários procedimentos vêm se modificando ao longo do tempo. As novas empresas vêm buscando ser competitivas, eficientes e rentáveis. Assim, os investimentos são analisados sempre buscando atender ao mercado, porém com viabilidade econômica assegurada.

Com a privatização do setor elétrico, reforçou-se a posição do Estado, como "agente regulador" das atividades relativas ao fornecimento de energia elétrica. Neste novo contexto, um dos problemas mais difíceis dentro do sistema de prestação de serviço sob o regime de concessão, refere-se à garantia da qualidade.

Estudos teóricos e empíricos sob o regime tarifário do *Price-cap* favorecem ao sub-investimento. Este viés é conhecido pelos reguladores brasileiros que incorporou índices de qualidade vinculados aos reajustes ordinários de tarifa.

Assim, a ANEEL, como órgão regulador, tem se preocupado muito com a modicidade tarifária. Por outro lado, tem exigido bastante das concessionárias a prestação de serviços adequados. Para isto, já está prevista nas resoluções 024/2000 e 505/2001, a aplicação de penalidades pela inadequação dos serviços prestados.

As concessionárias se vêem, pois, com a obrigação de investir no sistema elétrico para se adequar a estas resoluções e, por outro lado, a otimizar os investimentos para que os reflexos nas tarifas sejam os menores possíveis.

Esta equação leva as concessionárias a procurarem realizar sempre as alternativas de investimentos economicamente mais viáveis, mas que garanta o retorno para manter o seu equilíbrio econômico/financeiro. Para isto, é necessário que se preparem, desenvolvendo ferramentas que contemplem todos os parâmetros: adequação no atendimento, custos dos investimentos, custos por transgressão dos indicadores de qualidade, etc.

Buscar uma ferramenta que otimize os investimentos, garanta a qualidade do atendimento e a modicidade tarifária.

Neste contexto, esta dissertação desenvolveu uma ferramenta que buscou utilizar todos os parâmetros exigidos pela legislação, usando técnicas que otimizam os investimentos, para priorizar melhoramentos no sistema de distribuição.

3. PRÁTICA ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A prática atual do setor elétrico brasileiro, no que diz respeito ao orçamento e priorização de obras de melhoramentos no sistema de distribuição de energia elétrica de baixa tensão, é composta de várias fases, desde o seu planejamento, passando pela elaboração do orçamento de investimentos, pela priorização e finalmente pela execução das obras.

As obras de melhoramentos em circuitos secundários são normalmente realizadas pelos seguintes motivos:

- Inadequação dos níveis de tensão, transgredindo aos valores regulamentares;
- Carregamento elevado em transformadores de distribuição;
- Indicadores de continuidade (DEC, FEC, DIC e FIC) superiores aos valores regulamentares;
- Fim de vida útil de equipamento;
- Troca de condutores e ramais de serviço por manutenção preventiva e/ou corretiva.

A grande maioria das obras de melhoramentos originam-se de projetos para resolver problemas de elevada queda de tensão, normalmente em função de reclamações feitas por consumidores, diretamente à concessionária ou através dos órgãos de defesa do consumidor: agências estaduais, ANEEL, etc..

A priorização vem sendo feita com base em critérios e sensibilidades pessoais dos engenheiros e técnicos que trabalham na área, buscando dar mais importância às obras de menor custo e maior retorno, na expectativa de maximizar os resultados.

Outros critérios muitas vezes são aplicados, a exemplo de pedidos políticos, principalmente nas concessionárias que não foram privatizadas.

Normalmente, é estabelecido um ordenamento dos melhoramentos, que indica as prioridades de cada um deles, porém sem utilização de nenhuma ferramenta automatizada, que contemple as exigências dos órgãos reguladores.

3.1. PRÁTICA ATUAL DA COELBA

Como todas as concessionárias, a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, também realiza melhoramentos pelos mesmos motivos já citados.

O orçamento de investimentos da COELBA é composto de doze planos que contemplam os sistemas de transmissão e distribuição e a infra-estrutura necessária para fazer funcionar a indústria da energia elétrica e possuem a seguinte classificação.

- PLANO 1 - Expansão da Rede: Este Plano de Investimento destina-se à apropriação dos custos de projetos relacionados à atividade de expansão dos sistemas de subtransmissão (69 e 138 kV) e de distribuição de média tensão, gerados a partir de estudos de planejamento. São principalmente investimentos em extensão, reforço e confiabilidade de rede.
- PLANO 2 – Projetos Especiais: Destina-se à apropriação dos custos de projetos específicos, com duração limitada, tais como aqueles definidos pelo Governo, a exemplo dos programas de eletrificação rural denominados de Luz no Campo e Universalização do atendimento. Normalmente, são estabelecidos convênios para sua execução. Neste plano, estão também os investimentos necessários em Linhas de Transmissão com tensão maior ou igual a 230 kV e Subestações com tensão secundária também maior ou igual a 230 kV, que compõem a parte do ativo da Empresa, definida como Rede Básica, além daqueles necessários para cumprir a Resolução 433/01 da ANEEL, que redefine o conceito de rede básica, passando para responsabilidade da distribuidora todos os empreendimentos de conexão com a transmissora.
- PLANO 3 – Renovação de Subestações: Para apropriação dos custos dos projetos relacionados às atividades de melhoramentos e renovação de subestações, incluindo-se as reservas técnicas necessárias para a adequada manutenção das mesmas, com vistas ao bom desempenho dos equipamentos instalados, de modo a garantir os níveis de qualidade de fornecimento e continuidade estabelecidos pelo órgão regulador.

- PLANO 4 – Renovação de Linhas de Transmissão: Como no plano 3, este destina-se a atividade de melhoramento/renovação, neste caso, de linhas de transmissão.
- PLANO 5 – Automação: Aqui são contemplados todos os investimentos necessários ao projeto de automação de subestações e redes de distribuição, que tem como objetivo modernizar o sistema elétrico da empresa, propiciando a operação otimizada do sistema elétrico, o incremento na qualidade de serviço e a redução dos custos operacionais.
- PLANO 6 – Telecomunicações: Este Plano de Investimento destina-se à apropriação dos custos dos projetos relacionados à implantação de sistemas de telecomunicações próprios, para atendimento às necessidades da operação e manutenção do sistema elétrico da Empresa, nas áreas de suporte de telecomunicações para o sistema de tele-controle; melhoria nas comunicações de voz via rádio móvel; criação de centros de tele-atendimento nas áreas regionais; e interligações para atender à COELBANET³.
- PLANO 7 – Novas Ligações: Destina-se à apropriação dos custos dos projetos relacionados à atividade de ligação de novos consumidores que não precisam de extensão de rede e às novas ligações decorrentes de regularização de ligações clandestinas. Estão, também, previstos investimentos em recuperação de perdas, nas atividades de religação e corte e na aquisição de medidores para crescimento vegetativo e substituição em função de danificações e fim de vida útil.
- PLANO 8 – Exploração da Rede de Distribuição: Neste Plano são apropriados os custos dos projetos relacionados à atividade de renovação/melhoramento de redes de distribuição e constituição da reserva técnica de equipamentos de distribuição (fim de vida útil e atendimento a clientes), assim como para atender às exigências de qualidade e segurança. Neste plano, está a grande maioria dos projetos objeto da priorização de que trata este trabalho.

³ COELBANET - Rede interna de comunicação de dados, interligando todas as áreas da COELBA.

- PLANO 9 – Informática: Aqui estão todos os projetos relacionados aos sistemas de informática no que se refere à implantação e modernização de redes, à renovação e aquisição de *hardwares* e aquisição e desenvolvimento de *softwares*.
- PLANO 10 – Ferramentas e Equipamentos de Serviço: Este Plano de Investimento destina-se à apropriação dos custos dos projetos relativos às atividades de substituição e aquisição de novas ferramentas, equipamentos de serviço, instrumentos de medição, testes e ensaios elétricos de uso das turmas de manutenção, inspeção e serviços.
- PLANO 11 – Veículos: Este Plano de Investimento destina-se à apropriação dos custos dos projetos relacionados à aquisição de veículos para, principalmente, propiciar a renovação da frota.
- PLANO 12 – Patrimônio: Este Plano de Investimento destina-se à apropriação dos custos dos projetos relacionados à aquisição de móveis e equipamentos de escritório, construção, ampliação e renovação de imóveis administrativos, aquisição de terrenos, etc.

As obras de melhoramentos em sistemas de distribuição de baixa tensão, objeto desta dissertação, estão contidas no plano 8.

Para realização dessas obras, são desenvolvidos projetos, que são normalmente concebidos, analisados e realizados a nível regional, apesar das reclamações serem centralizadas, através do serviço 0800 da concessionária ou dos órgãos reguladores.

Na fase de planejamento do orçamento, cada unidade regional, de posse das reclamações de clientes, executa, pelo menos, as seguintes ações:

- Reúne as informações sobre os pontos conhecidos de problemas a serem resolvidos.
- Faz uma estimativa da quantidade de obras de melhoramentos a serem executadas em sua área de atuação no período.
- Aplica sobre esta quantidade de obras estimadas um valor médio de obra de melhoramento, obtido com base no histórico recente dos empreendimentos realizados.

- Obtém o valor a ser proposto no orçamento do período para as obras de melhoramentos da regional.
- O valor assim obtido é submetido a instâncias superiores para aprovação.

Depois de aprovado o orçamento do período, cada regional toma conhecimento do valor disponível para as obras de melhoramentos em sua área de atuação.

As necessidades dos melhoramentos, sejam detectadas pela própria concessionária ou através das reclamações dos clientes, são encaminhadas aos setores responsáveis pela elaboração do projeto, que analisam cada situação, através de realização de medições e levantamentos em campo.

De posse desses dados, são elaborados os referidos projetos de melhoramentos, que são, então, encaminhados à área de planejamento para serem priorizados.

Na grande maioria dos casos, não são analisadas alternativas de atendimento. O projetista, simplesmente, apresenta o projeto que no seu ponto de vista é o mais adequado.

O fluxo de projetos é normalmente irregular, pois depende da época em que foi gerada a reclamação. De modo que um projeto que receberia um grau de prioridade menor em relação a outro, pode ser executado em detrimento daquele que seria de maior prioridade, simplesmente por ter chegado para análise antes do outro.

Por outro lado, o projeto mais prioritário pode ser postergado simplesmente por ter sido encaminhado para análise depois que outros projetos já haviam sido analisados e as respectivas obras autorizadas.

Os projetos são apresentados com a maioria de informações possíveis, constando todos os documentos relativos à obra, desde a reclamação do cliente, eventuais abaixo assinados, pedidos e correspondências de políticos, folhas, gráficos e planilhas de medições, planta, memória de cálculo de queda de tensão, etc.

Cabe ao responsável pela priorização das obras analisar todos os documentos para entender o que o projetista especificou e, depois então, comparar os diversos projetos, classificando-os por ordem de prioridade.

Normalmente, a classificação é feita usando o conhecimento e sensibilidade dos responsáveis pela priorização. Em determinadas situações, quando há tempo e condições para fazê-lo, as obras são ordenadas considerando os projetos que apresentam as maiores taxa de retorno e relação benefício/custo, e menor tempo de retorno do capital investido, de acordo com a metodologia definida em Martins (1992).

O especialista que analisa o projeto busca entender a proposta e concepção do projetista. Nessa análise, observa-se que:

- O analista que indicará a priorização não tem informações sobre as diversas alternativas analisadas pelo projetista ou garantia que a proposta em análise é a solução mais viável. Quase sempre a alternativa projetada é única, isto é, sem a devida otimização. É comum um projeto ser devolvido para ser reavaliado ou refeito, considerando alternativas propostas pelo analista, aumentando o tempo necessário à implementação da melhoria.
- Os projetos podem ser feitos por técnicos da própria COELBA ou podem ser contratados a terceiros. Na maioria das situações, eles são realizados por empreiteiros.
- Os critérios de projetos de redes de distribuição da própria COELBA são aplicados por técnicos e projetistas sem uma análise crítica dos resultados obtidos. Aparentemente, busca-se uma solução para resolver o problema relativo ao melhoramento, sem que se tenha evidência de que outras alternativas foram pesquisadas e de que a projetada reflete a melhor delas.
- Depois de entender e concordar com os projetos propostos, o analista busca classificar as obras a serem feitas, dando maior prioridade àquelas que apresentam menor valor de investimento e proporcionam correções dos parâmetros (tensão ou carregamento) mais significativas. O analista dispõe apenas do valor global da obra. Caso seja necessário, pode ter

acesso ao orçamento detalhado através do sistema SAP⁴ e do caderno de custos da concessionária.

- Nesse momento, o analista não dispõe de informações sobre DEC e FEC do transformador sobre cuja rede se atua, uma vez que estas informações ainda não estão disponíveis no sistema de geoprocessamento.
- Tendo em vista que as obras são de curta duração, isto é, sua execução, normalmente, é realizada em um único dia de trabalho, não é feita nenhuma regressão de custos a valores presentes para comparar os projetos.
- O tempo decorrido desde a reclamação do cliente ou fato que origine a demanda por uma obra de melhoramento, incluindo a elaboração, análise e priorização do projeto e providências para contratação e execução do empreendimento, pode durar até 6 meses, porém a obra é executada em um dia.

Todos estes procedimentos requerem muito tempo para se tomar uma decisão, desde o momento em que foi identificado o problema, isto é, a necessidade de realização do melhoramento, até a efetiva execução da obra.

Não existem procedimentos claros que identifiquem a causa do problema e as melhores alternativas para solucioná-lo, otimizando os recursos disponíveis.

É necessário o desenvolvimento de uma metodologia que identifique onde se encontra o problema e qual é a melhor solução técnica e econômica.

Depois de encontradas as melhores soluções para todos os melhoramentos identificados, em determinado período, é necessário priorizá-los, de forma que sejam otimizados os recursos disponíveis.

3.2. RESULTADOS ESPERADOS

O resultado esperado nesta dissertação, pela análise e priorização de investimentos em melhoramentos de redes de distribuição de energia elétrica de

⁴ SAP: Sistema de controle financeiro usado pela COELBA.

baixa tensão, é o desenvolvimento de uma ferramenta automatizada que leve em consideração os seguintes parâmetros do conjunto de obras a ser priorizado:

1. **Queda de tensão:** comparando a queda de tensão medida sem a execução do projeto de melhoria e a queda de tensão calculada no mesmo ponto depois de projetada a melhoria.
2. **Conformidade do nível de tensão:** considerar algum indicador de melhoria nas tensões de atendimento, ponderando a decisão de priorização dos melhoramentos, conforme o disposto na resolução 505/ANEEL.
3. **Carregamento de transformadores e condutores:** comparando o carregamento medido sem a execução do projeto de melhoria e o carregamento calculado no mesmo ponto depois de projetada a melhoria. No caso de divisão de circuitos, com instalação de novos transformadores, os cálculos devem ser feitos considerando a nova tipologia do(s) circuito(s).
4. **Perdas técnicas:** Comparando as perdas técnicas simuladas sem e com o melhoramento. Ponderar os valores monetários dessas perdas na decisão da priorização.
5. **Continuidade do fornecimento:** considerar algum indicador de melhoria de continuidade de serviço, ponderando a decisão de priorizar obras, obedecendo o disposto na resolução 024/ANEEL,.
6. **Metas da concessionária:** neste particular, seria desejável levar em consideração na metodologia a ser desenvolvida, que a implementação de algumas metas da concessionária, como por exemplo o uso de cabos antifurto em áreas de grande incidência de perdas comerciais, tem reflexos significativos no valor final da obra e, de alguma maneira, propusesse sua equalização para efeito de comparação com obras consideradas normais.
7. **Imagem corporativa:** finalmente, seria desejável se, de alguma maneira, fosse possível avaliar o impacto (positivo ou negativo) de uma obra de melhoria na imagem corporativa da empresa, junto à opinião pública. Esta ponderação, deveria ser levada em conta na metodologia de priorização.

A metodologia desenvolvida busca atender a essas perspectivas, integrando as necessidades da concessionária, o conforto e bem estar dos consumidores de energia elétrica e as exigências dos órgãos reguladores.

No entanto, os dois últimos parâmetros (Metas da concessionária e Imagem Corporativa), não foram incorporados à metodologia, pois implicam em uma avaliação subjetiva de valores e o tratamento dado no seu desenvolvimento não comportava essa abordagem. Porém, é conveniente sempre chamar atenção para o fato de que o método não é, por si só, um tomador de decisões. O gerente pode avaliar estes parâmetros e mudar a prioridade de um projeto quando houver conveniência.

4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A bibliografia pesquisada e estudada ao longo do desenvolvimento desse trabalho, mostra que uma importante base para priorização de investimentos em redes de distribuição secundária é o planejamento anual dos investimentos, que normalmente são definidos, baseados nas estatísticas de investimentos de anos anteriores e na experiência dos profissionais da área. No entanto, os recursos são aplicados através de estudos específicos para cada uma das redes de baixa tensão, em consonância com as políticas e com o planejamento estratégico da empresa distribuidora.

O Planejamento dos Investimentos é determinado através de estudos que definem o plano de expansão da rede, com as obras necessárias para atender ao mercado ao longo de um determinado período.

Na maioria das referências pesquisadas, recomenda-se priorizar os investimentos levando-se em consideração uma análise de viabilidade econômica, que determina a relação benefício/custo do projeto, o seu tempo e a sua taxa de retorno. Porém, esses estudos são quase sempre simplificados em função da indisponibilidade dos dados requeridos.

De forma geral, são aplicados critérios técnicos e de segurança e atendimento à legislação para definição dos projetos a serem executados.

Algumas das referências analisadas não se referem à rede secundária, tratam da priorização de investimentos na rede de distribuição primária, onde, no que concerne à priorização, a diretriz básica consiste em selecionar obras que, possíveis de serem executadas com os recursos do orçamento anual pré-estabelecido, oferecem as maiores Taxas de Rentabilidade do Investimento Inicial (TRII) e atendem aos critérios técnicos de Níveis Mínimos de Qualidade (NMQ).

A metodologia apresentada em ARANGO e outros (1993) tem um caráter modular (5 módulos) e foi desenvolvida de modo a criar um *software* para implementá-la. O módulo 4 trata da priorização das obras selecionadas por atenderem aos critérios de nível mínimo de qualidade e por apresentarem uma taxa de rentabilidade maior que o valor mínimo estabelecido.

A diretriz básica de priorização desse trabalho consiste em selecionar ordenadamente as obras que apresentam as maiores taxas de rentabilidade e atendam aos critérios técnicos de nível mínimo de qualidade. Em função da disponibilidade de recursos, obras com TRRI superiores ao mínimo estabelecido podem deixar de serem realizadas.

4.1. ANÁLISE DAS REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

As principais referências analisadas e que tratam do assunto, recomendando critérios e procedimentos para priorizar os investimentos em redes secundárias de distribuição, são discutidas nos parágrafos seguintes.

Vários relatórios do antigo Comitê de Distribuição – CODI, apresentam critérios para definição de prioridade de investimentos em sistemas de distribuição. No entanto, nenhum deles apresenta uma metodologia automatizada para ordenar as obras segundo sua importância e necessidade.

O Relatório CODI- 19.04 - **Critérios para Definição de Prioridades de Obras - Diagnóstico** apresenta as respostas de 14 Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica a um questionário que foi especialmente elaborado com vistas a fazer um levantamento dos critérios técnico e econômicos utilizados pelas mesmas para definição de prioridade de obras em redes e linhas de distribuição.

Da análise das respostas, constatou-se que não existia uniformidade quanto aos critérios usados pelas Empresas. O relatório recomenda definir uma classificação objetiva da urgência e importância de cada obra que permita o seu escalonamento ordenado de prioridades, segundo critérios que foram estabelecidos no relatório CODI-19.05.

O Relatório CODI-19.05 - **Critérios para Definição de Prioridades de Obras - Recomendações**, baseado nas informações do CODI 19.04, recomenda critérios para definição de prioridades de obras, de redes e linhas aéreas de distribuição, integrantes do Plano Geral de Obras do sistema de distribuição.

Esse relatório apresenta uma proposta de classificação de obras baseada na sua natureza física (novas instalações, alterações nas redes existentes, etc.) e no seu fato gerador (iniciativa e finalidade). Identifica diversos tipos de obras de

natureza física diferente. Analisa uma série de parâmetros característicos, enfocando basicamente os aspectos de qualidade de serviço e econômico-financeiro, e a ponderação desses aspectos em função da maior ou menor representatividade.

Os parâmetros utilizados para avaliação são basicamente os de qualidade de serviço (queda de tensão, DEC, FEC, etc.) e econômico – financeiro, que são analisados isoladamente com a finalidade de determinar a sua contribuição para o índice de prioridade de obra ou índice de mérito, resultando na atribuição de um grau, variando de zero a cinco.

Grau 0: A situação não apresenta problemas e a obra é totalmente dispensável.

Grau 5: A situação é extremamente crítica ou a obra apresenta uma relação custo/benefício altamente favorável.

Não fazem parte da análise de priorização as obras para programas de cunho político e social.

O trabalho faz recomendações para o aprimoramento do processo e dos parâmetros envolvidos e apresenta, ainda, um exemplo de aplicação de priorização de obras.

O documento técnico CODI-3.2.19.28.0 - **Critérios para Priorização de Investimentos em Redes Secundárias Aéreas de Distribuição - Horizonte de Curto Prazo** trata do assunto considerando que as concessionárias de distribuição estarão investindo sob condições de restrição financeira. Dessa forma, é considerado um Teto Máximo de Investimentos(TMI), compatível com as políticas oriundas do seu Planejamento Estratégico.

São estabelecidos dois tipos de investimentos: investimentos em Obras Obrigatórias e investimentos em Obras Priorizáveis, cujas definições são apresentadas a seguir:

Obras Obrigatórias (OO):

- aquelas relativas à ligação de novos consumidores;
- aquelas referentes às intervenções em redes cujos transformadores apresentam carregamento superior a 140%;

- aquelas impostas por dispositivos legais em vigor, independentemente dos custos associados, necessárias à manutenção de limites mínimos de qualidade de serviço (continuidade e faixa de variação de tensão).

Obras Priorizáveis (OP):

- aquelas que resultam em atuação sobre a rede existente com a finalidade de obter desempenho operacional adequado. Enquadram-se neste item a troca de condutores e a troca ou acréscimo de transformadores de Distribuição. São consideradas obras priorizáveis as intervenções em Sistema Elementar de Distribuição Secundária, que é o sistema elétrico constituído por um transformador de distribuição e sua rede secundária associada, que apresentem:
 - Carregamentos entre 110% e 140%, independentemente da queda de tensão associada.
 - Queda de tensão superior a 6%, independentemente do carregamento do transformador.

Assim, a disponibilidade de recursos para realização das obras priorizáveis, pode ser considerada como a diferença entre o teto máximo de investimento e a previsão de investimentos para execução das obras obrigatórias:

Basicamente, os critérios de priorização utilizados no relatório CODI 3.2.19.28.0, podem ser resumidos da seguinte forma:

Inicialmente, são prioridade as obras consideradas obrigatórias, respeitado o teto máximo de investimento. Caso ainda haja disponibilidade de recursos, passa-se a priorizar as demais obras, levando-se em consideração os critérios de carregamento e nível de tensão. Tais critérios, função da política e das metas vigentes na empresa, é, matematicamente, expresso pelo Índice de Prioridade da Intervenção, I_p , tal que:

$$I_p = a \times C + c \times QT \quad (4.1)$$

Onde:

- a = Coeficiente que depende da política de economicidade definida pela empresa
- C = Carregamento do Transformador (fator de utilização x 100),

consideradas as cargas balanceadas

$c =$ Coeficiente que depende da política de atendimento em tensão favorável para o consumidor, isto é: da qualidade de serviço.

$QT =$ Queda de Tensão Máxima no Circuito, consideradas as cargas balanceadas

Os valores de a e c variam, de acordo com a política da empresa, conforme tabela 4.1 a seguir:

Tabela 4.1 – Valores dos coeficientes a e c .

$a =$	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
$c =$	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0

Como $a + c = 1$, a utilização de valores elevados de “ a ” significa uma opção pelo aspecto de economicidade, ao passo que a utilização de valores elevados de “ c ” significa opção pelo melhor atendimento ao consumidor.

Os valores atribuídos para a e c são normalmente arbitrários e não obedecem a nenhuma metodologia preestabelecida.

Devido as exigências atuais dos clientes, das normas que regulam o setor elétrico e da busca de rentabilidade por parte das distribuidoras, há uma tendência natural de se utilizar o maior número de dados possíveis. No entanto, algumas simplificações foram utilizadas nesta referência, sendo as principais:

- Hipótese de circuitos balanceados e com o transformador próximo ao centro de carga.
- Desconsideração das perdas elétricas, por considerar que essas eram pouco significativas.
- Não eram considerados os custos de imperfeição de tensão, uma vez que, na época, os estudos para tal fim ainda estavam sendo desenvolvidos.
- Os índices de interrupção DEC - Duração equivalente de interrupção por consumidor e FEC - Frequência equivalente de interrupção por consumidor, eram considerados de pequena representatividade, quando comparados às interrupções globais.

Esses dados, considerados na época, de pouca relevância, agora são parâmetros importantes, com indicadores de qualidade exigidos pelo órgão regulador.

O Relatório CODI- 19.33 **Método para a Definição dos Investimentos em Função dos Níveis de Qualidade – Horizonte de Médio e de Longo Prazo**, apresenta um método para priorização de investimentos em redes secundárias aéreas de distribuição de energia elétrica, no horizonte de médio e longo prazos, respeitados os critérios técnicos de qualidade do fornecimento.

O método foi desenvolvido com base nas seguintes premissas básicas:

- redes secundárias trifásicas, atendidas por transformadores padronizados de até 112,5 kVA;
- condutores utilizados de bitolas 2, 1/0 ou 4/0 AWG;
- área elementar de 600m x 400m;
- circuitos secundários típicos e iguais para as áreas elementares e supridos em tensão nominal, pela rede primária;
- redes evoluindo, sempre para redes secundárias de menor extensão;
- restrições técnicas de carregamento de transformadores;
- valores máximos e mínimos de tensão de atendimento;
- carga uniforme ao longo da rede.

A função objetivo a ser otimizada é o custo dos investimentos, das perdas elétricas, da energia interrompida e da imperfeição de tensão.

Aqui, já aparece a imperfeição de tensão que exprime o prejuízo do consumidor quando é atendido por um nível de tensão situado fora da faixa satisfatória. O seu custo pode ser calculado através do produto da energia que está sendo fornecida naquele espaço de tempo por um índice de custo, que é dado pela função imperfeição de tensão (R\$/kWh fornecido a uma determinada tensão). Considerando um determinado período de tempo (por exemplo um dia) é possível obter-se a imperfeição de tensão através do somatório desses produtos.

São definidas três faixas de imperfeição: a mais alta em que o custo da imperfeição é zero porque representa a operação em níveis de tensão satisfatórios

(exemplo: faixa de 122 V a 127 V), a mais baixa que está associada a níveis de tensão tão baixos que a penalização é igual àquela do não fornecimento - custo da END⁵ (exemplo: tensões abaixo de 104 V) e, finalmente, a faixa de transição (de 104 V a 122V) em que a associação do nível de tensão ao custo de imperfeição é estabelecida através de uma função do tipo $y = a.x^b + c$, conforme pode ser visualizado no gráfico a seguir:

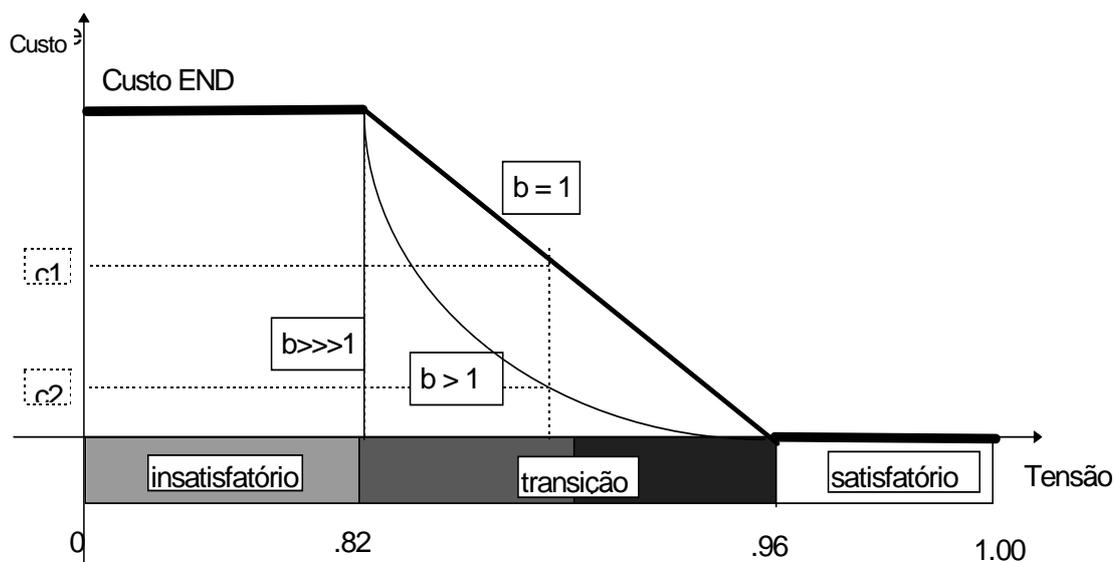


Figura 4.1 – Custo de imperfeição de tensão

Assim, o padrão de qualidade, em termos da queda de tensão é preestabelecido através de dois conjuntos de parâmetros: as amplitudes das faixas de tensão dadas pelos valores limites de tensão (satisfatórias e insatisfatórias) e os coeficientes **a**, **b** e **c** da função imperfeição, na faixa de transição.

Os parâmetros **a** e **c** são definidos pelos valores dos limites de tensão de atendimento satisfatório e insatisfatório e pelo valor da END, enquanto o valor de **b** exprime a concavidade da curva na faixa de transição. Quanto maior o valor de **b**, maior será a concavidade da curva e **menor** o padrão de qualidade, uma vez que, a um mesmo nível de tensão estará sendo associado um custo menor de imperfeição de tensão ($c_2 < c_1$).

O Relatório apresenta um ambiente para cálculo do investimento de expansão de redes secundárias em uma região cuja área de atendimento permanece constante ao longo do período de estudo e cuja rede é inexistente no ano inicial. É igualmente apresentado um ambiente para cálculo de investimentos para evolução

⁵ END: Energia Não Distribuída.

de redes em uma região cuja área permanece constante ao longo do período de estudo e já existe uma rede inicial.

Como complemento, o trabalho fornece um roteiro de aplicação do método proposto e desenvolve um caso exemplo, a título de ilustração.

Observa-se uma evolução quanto aos parâmetros utilizados na definição das obras que farão parte do orçamento de investimento. No entanto, ainda não se definiu um nível de qualidade de referência que possa ser utilizado para determinar o custo da imperfeição de tensão.

A referência bibliográfica Relatório SCPR/SCDI/CCON - N° 454/84, **Estabelecimento de Prioridade de Investimentos de Redes de Distribuição**, trata da priorização dos investimentos em melhoramentos de redes de distribuição secundária e estabelece um “Índice de Justificativa de Empreendimentos”, composto de parâmetros que identificam a qualidade de serviço oferecida ao consumidor e a remuneração adequada dos investimentos.

Os parâmetros selecionados para definir o referido índice são os seguintes:

- Queda de tensão, baseada nos limites mínimos de tensão definidas pela Portaria 047/78 do DNAEE⁶.
- Freqüência Equivalente por Consumidor – FEC, define a qualidade do serviço no que diz respeito à continuidade do fornecimento, cujos valores máximos são definidos pela Portaria 046/78, do DNAEE.
- Perdas na rede secundária, que guarda uma relação direta com a rentabilidade da Distribuidora.
- Carregamento dos transformadores de distribuição, que por um lado devem funcionar com um carregamento tal que não provoque a perda do equipamento e por outro é interessante manter altos carregamentos para diminuir as necessidades de investimentos.
- Condições mecânicas, é um parâmetro que está relacionado à integridade física e de segurança das instalações.

⁶ DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

- Relação entre o valor do empreendimento e o número de consumidores, que determina a relação custo/benefício do investimento.
- Crescimento de mercado, que está relacionado com a rentabilidade e determina o grau de urgência de execução da obra.
- Consumo médio mensal, que indica o tempo de recuperação do investimento a ser realizado.

Esta é uma metodologia praticada pelas concessionárias do nordeste brasileiro, semelhante às aquelas desenvolvidas pelo CODI, mas não apresenta uma forma automatizada para priorizar os investimentos. Propõe a utilização de uma série de parâmetros para determinar um índice de justificativa para cada empreendimento sob análise e, a partir daí, definir a hierarquização da prioridade. No entanto, nem sempre estes parâmetros estão disponíveis.

A referência bibliográfica Henrique Filho, L.; Valente, R.; Martins, V. R. Relatório 174/DIPL/91. **Procedimentos para Elaboração do Orçamento Plurianual de Investimento da Diretoria de Distribuição – Triênio 1992/1994**, propõe técnicas, critérios e procedimentos para elaboração das propostas dos empreendimentos planejados para o sistema de distribuição de energia elétrica e solicitados pelos diversos órgãos da Empresa, que comporão o Orçamento Plurianual de Investimentos.

São definidos três grupos de empreendimentos e dentro de cada grupo são estabelecidas prioridades para efeito de hierarquização.

No grupo 1, estão os empreendimentos de natureza técnica do sistema elétrico, subdivididos em quatro níveis de prioridade, baseados na portaria 046 do DNAEE, que estabelece os níveis de continuidade do serviço por consumidor e em faixas de tensões admissíveis, onde são estabelecidos dois limites: limite precário e limite adequado. Neste grupo, estão as obras de distribuição de baixa tensão objeto desta dissertação.

O grupo 2, contempla as propostas de natureza administrativa tais como: aquisição de ferramentas e equipamentos de serviço; móveis e equipamentos de escritório; veículos, assessórios e equipamentos especiais; obras civis; equipamentos de processamento de dados e de telecomunicações, fora do escopo desta dissertação.

No grupo 3, estão as propostas de natureza específica, que representam grandes somas financeiras e possuem elevado grau de complexidade. Também estão fora do objeto deste trabalho.

Esta referência contempla uma série de dados importantes, tais como correção de níveis de tensão, melhoria dos indicadores DEC e FEC, evitar sobrecarga em equipamentos, etc.; mas a prioridade final é estabelecida tomando como base critérios subjetivos, onde cada obra é classificada dentro de um dos quatro níveis de prioridade, sem levar em consideração nenhum dado econômico de rentabilidade. Nas análises atuais, qualquer investimento pressupõe o seu retorno.

A referência bibliográfica Martins, Veroilson – Relatório 183/DIPL/92 – **Metodologia para Análise Econômica e Priorização de Obras de Distribuição**. também toma como base o planejamento do sistema elétrico, para priorização dos investimentos no sistema de distribuição. São formuladas várias alternativas para atendimento à previsão de mercado. Faz-se uma análise técnica de todas elas, eliminando aquelas que não se mostrarem viáveis tecnicamente.

Após a análise técnica, faz-se a análise econômica, baseada no critério de mínimo custo. Para isso, determina-se todos os custos e investimentos associados às alternativas ao longo de um determinado tempo, totaliza-os e através de técnicas de Engenharia Econômica, determina-se o valor presente de cada uma delas.

Depois de definida a alternativa de menor custo, é feita uma análise de viabilidade econômica, que determina a relação benefício/custo do projeto, o seu tempo e a sua taxa de retorno, considerando o custo anual dos investimentos, inclusive os custos para atendimento aos consumidores, os custos de operação e manutenção, além dos seguintes benefícios:

- Atendimento ao mercado adicional;
- Redução de perdas;
- Restrição de ordem técnica (queda de tensão/carregamento);
- Redução de energia não distribuída;
- Adiamento de outro empreendimento.

A priorização dos investimentos proposta no Relatório 183/DIPL/92, é realizada considerando os projetos que apresentarem maiores relação

benefício/custo e taxa de retorno, e menor tempo de retorno do capital investido. Estas considerações já representam um avanço uma vez que contemplam os benefícios e os custos econômicos oriundos da realização de uma determinada obra.

Muitas destas considerações serão utilizadas no desenvolvimento da dissertação, além das atuais exigências estabelecidas pelos órgãos reguladores.

Esta metodologia já leva em consideração os benefícios que uma determinada obra traz, quando restabelece as condições de operação aos níveis de tensão estabelecidos pelos critérios de planejamento. Este avanço metodológico foi incluído recentemente nas exigências do órgão regulador através da resolução ANEEL/505 de maneira um pouco diferente, onde pressupõe a aplicação de multas pelo não atendimento aos índices estabelecidos.

Apesar destes avanços a metodologia ainda é muito trabalhosa tendo em vista a não utilização de ferramentas que possibilitem priorizar os investimentos de forma automatizada.

A referência bibliográfica Cipoli, J. A. **Engenharia de Distribuição** trata o assunto a partir de um elenco de obras que é definido nos estudos de planejamento para elaboração do plano de expansão e propõe uma metodologia de priorização baseada em uma classificação de mérito de cada obra, a partir do cálculo de um Índice Econômico de Prioridade e de um Indicador Técnico de Priorização.

O Índice Econômico de Prioridade (IEP) tem como objetivo, ordenar as obras do plano de expansão segundo o conceito da velocidade relativa de retorno do investimento, de um elenco de obras situadas no mesmo nível de tensão do sistema elétrico de distribuição.

$$IEP = \frac{VPF + VGP + LIB}{VPI} \quad (4.1)$$

Onde:

VPF = Valor presente do faturamento adicional previsto, propiciado pela obra nos próximos dez anos.

VGP = Valor presente do ganho de perdas nos próximos dez anos.

LIB = Valor presente dos custos de capital da instalação adiada, devido à realização da obra que está sendo proposta.

VPI = Valor presente dos custos anuais do investimento no período de dez anos.

O Índice Técnico de Priorização (ITP) tem como finalidade indicar o grau de alerta para as condições técnicas do sistema elétrico na área de influência de cada obra, sinalizando possíveis comprometimentos quanto à qualidade do fornecimento e à integridade física e de segurança do sistema elétrico, caso a obra seja adiada. São utilizados, basicamente, três indicadores: indicador de carregamento, de tensão e de confiabilidade.

Estes indicadores assumem valores inteiros de 0 a 10 que são tabelados levando em consideração o limite técnico e as faixas percentuais de carregamento do transformador e das quedas de tensão. O indicador de confiabilidade é estabelecido de acordo com o número de consumidores atendidos e com a faixa em que se encontra o DEC (Duração Equivalente da Interrupção) em quantidade de horas por ano.

Essa é uma metodologia simplificada, que não abrange todos os custos e benefícios envolvidos. Também não está automatizada.

De forma geral, as metodologias apresentadas nas referências bibliográficas pesquisadas levam em consideração a maioria dos parâmetros técnicos e econômicos necessários, porém falta o desenvolvimento de uma ferramenta para tratar estes dados de forma automatizada, com modernas técnicas de priorização, buscando otimizar o tempo de análise.

Nenhuma delas apresenta técnicas de otimização de recursos, buscando maximizar o retorno dos investimentos e atendendo aos critérios técnicos de qualidade e quantidade de energia e às exigências legais. Esta dissertação está voltada para definir uma metodologia que atenda a estes requisitos.

5. ARCABOUÇO REGULATÓRIO

As Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, caracterizadas como monopólio natural, são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL⁷, que desde a sua criação vem estabelecendo critérios e procedimentos visando a regulamentação dos serviços de energia elétrica, com medidas para assegurar o cumprimento das normas legais, estimulando a melhoria do serviço prestado e zelando, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observando o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor, mas, tendo sempre a preocupação da manutenção do seu equilíbrio econômico financeiro.

A regulamentação dos serviços de distribuição de energia elétrica, buscando a melhoria crescente da sua qualidade, é uma importante ferramenta que deve ser considerada em qualquer estudo de planejamento e priorização de investimentos.

As exigências regulamentares devem ser incluídas nos estudos de planejamento e de priorização de investimentos, através de parâmetros que indiquem a conformidade com os padrões de qualidade dos serviços prestados.

A regulamentação dos serviços de energia elétrica no Brasil começou, efetivamente, com o Decreto 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, onde são estabelecidas as regras gerais para garantir a qualidade de atendimento aos consumidores.

Através de portarias 046/1978 e 047/1978 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, foram fixados os limites mínimos e máximos de conformidade, que assegurem os níveis de qualidade requeridos. Essas portarias vêm sendo atualizadas através das resoluções 024/2000 e 505/2001, publicadas pela ANEEL.

As resoluções que tratam da conformidade dos níveis de tensão e dos índices de continuidade serão discutidas nos tópicos seguintes.

⁷ A ANEEL foi criada pela Lei 9427/96

5.1. RESOLUÇÃO ANEEL 505/2001

Até a publicação desta resolução, os limites inferiores e superiores dos níveis de tensão de fornecimento de energia do setor elétrico Brasileiro eram definidos pelo DNAEE na sua portaria 047, de 17 de abril de 1978. Em 10 de janeiro de 1989, a portaria 004/DNAEE dá nova redação a alguns de seus artigos, sem apresentar modificações nos limites já estabelecidos.

A resolução ANEEL 505 de 26 de novembro de 2001 tem como principal objetivo atualizar a portaria DNAEE/047, revendo, aperfeiçoando e consolidando as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão em regime permanente, que devem ser observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela operação dos sistemas de Geração e Transmissão de Energia Elétrica.

Esta resolução visa proteger o consumidor quanto à operação adequada dos equipamentos elétricos, que é determinada pela tensão aplicada nos seus terminais. A variação desta tensão acima ou abaixo da tensão nominal determina um funcionamento inapropriado, com provável perda de vida útil e até sinistro do equipamento.

Um dos principais avanços em relação à portaria DNAEE/047 está na consideração da duração do serviço inadequado por transgressão de tensão, não prevista anteriormente.

A conformidade dos níveis de tensão deve ser avaliada nos pontos de conexão à Rede Básica⁸, nos pontos de conexão entre concessionárias e nos pontos de entrega às unidades consumidoras.

A referida resolução traz importantes modificações e aperfeiçoamentos, visando adequar os padrões de conformidade aos avanços tecnológicos e ao crescente nível de exigência dos consumidores.

Dentre os avanços dessa resolução está o estabelecimento de indicadores individuais e coletivos para acompanhamento do desempenho da concessionária, com aplicação de penalidades pelo serviço inadequado a qualquer consumidor.

⁸ Rede Básica: instalações de transmissão pertencentes ao sistema elétrico interligado.

Embora fora do escopo desta dissertação vale a pena comentar que houve uma evolução em benefício do consumidor de média tensão quando é estabelecida uma redução nos limites e nas faixas de variação de tensão para atendimento em tensões superiores a 1 KV.

Como os limites regulamentados não permitem faixas de variação da tensão tão larga como anteriormente, as concessionárias deverão investir em seus sistemas elétricos para adequá-los aos novos limites, evitando penalidades por transgressão. Isso poderá implicar em acréscimo de investimentos com reflexo nas tarifas.

A portaria 047 não considerava o intervalo de tempo em que o consumidor era submetido à transgressão das faixas de valores estabelecidas. A resolução 505 definiu indicadores individuais e coletivos que levam em consideração a duração do serviço inadequado, com o objetivo de aplicar penalidades, procurando salvaguardar a sociedade em busca de um atendimento adequado.

As tensões foram classificadas em três faixas de valores: adequada, crítica e precária de acordo com o nível de tensão de atendimento: tensão nominal igual ou superior a 230 KV, tensão nominal inferior a 230 KV e superior a 1 KV e tensão nominal igual ou inferior a 1 KV. O objeto deste estudo refere-se às tensões inferiores a 1 KV e seus valores são apresentados nas tabelas a seguir, reproduzidas da Resolução 505 no parágrafo 4º (tabela 5.1) e tabela 3 do seu anexo.

Tabela 5.1 – Classificação segundo a Faixa de Variação da Tensão.

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,95TC \leq TL \leq 1,05TC$
Precária	$0,93TC \leq TL \leq 0,95TC$
Crítica	$TL < 0,93TC$ ou $TL > 1,05TC$

Tabela 5.2 – Classificação segundo as Tensões Nominais.

CLASSIFICAÇÃO SEGUNDO AS TENSÕES NOMINAIS PADRONIZADAS				
Tensão Nominal (TN)		Faixa de Valores Adequados das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN
Ligação	Volts	0,91TN ≤ TL ≤ 1,04TN	0,86TN ≤ TL < 0,91TN ou 1,04TN < TL ≤ 1,06TN	TL < 0,86TN ou TL > 1,06TN
Trifásica	220 / 127			
	380/220			
Monofásica	254 / 127			
	440/220			
CLASSIFICAÇÃO SEGUNDO AS TENSÕES NÃO PADRONIZADAS				
Tensão em Extinção (TE)		Faixa de Valores Adequados das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN
Ligação	Volts			
Trifásica a 4 fios	208/120	0,94TN ≤ TL ≤ 1,10TN	0,91TN ≤ TL < 0,94TN ou 1,10TN < TL ≤ 1,12TN	TL < 0,91TN ou TL > 1,12TN
Monofásica	230/115	0,92TN ≤ TL ≤ 1,05TN	0,90TN ≤ TL < 0,92TN ou 1,05TN < TL ≤ 1,10TN	TL < 0,90TN ou TL > 1,10TN
	240/120	0,90TN ≤ TL ≤ 1,04TN	0,86TN ≤ TL < 0,90TN ou 1,04TN < TL ≤ 1,06TN	TL < 0,86TN ou TL > 1,06TN

Foram definidos dois indicadores individuais (DRP e DRC) e um indicador coletivo (ICC) com o objetivo de determinar os índices de duração do serviço inadequado aos clientes, com base em leituras amostrais, que devem ser realizadas trimestralmente pela concessionária ou por solicitação expressa do consumidor que se sentir prejudicado. Foram também estabelecidos indicadores máximos de tensão precária:

- DRPM - Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária: percentual máximo de tempo admissível para as leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias, no período de observação definido; O valor da DRPM até o ano de 2003 está estabelecido em 7% (sete por cento), sendo o mesmo reduzido de um valor absoluto de 1% (um por cento) a cada ano, no período de 2004 a 2007, quando passará a ter o valor fixo de 3% (três por cento).
- DRP - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária: indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de

tensão precárias, no período de observação definido, expresso em percentual;

- DRC - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica: indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido, expresso em percentual;
- ICC - Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica: representa o indicador coletivo e deve ser calculado mensalmente, com base em medições amostrais, cuja dimensão é definida em função do número de clientes da prestadora do serviço, podendo variar de 36 unidades trimestralmente, para concessionárias cujo total de unidades consumidoras é inferior ou igual a 30.000, até 300 unidades, quando o número de consumidores é superior a 3.000.000 e representa o percentual da amostra com transgressão de tensão crítica.

Os indicadores são obtidos pelas seguintes fórmulas:

Indicador DRP	Indicador DRC	Indicador ICC
$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100[\%] \text{ (5.1)}$	$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100[\%] \text{ (5.2)}$	$ICC = \frac{CC}{CA} \times 100[\%] \text{ (5.3)}$

Onde:

nlp é o número de leituras situadas nas faixas precárias;

1008 = número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação de 7 dias;

nlc é o número de leituras situadas nas faixas críticas;

CC = total de unidades consumidoras com leituras situadas na faixa crítica;

CA = total mensal de unidades consumidoras objeto de medição.

Com essas exigências, as concessionárias de serviço público de energia elétrica que tenham um número significativo de clientes, deverão investir visando montar uma estrutura para atender à demanda das medições amostrais. Em alguns casos, elas podem ter dificuldades financeiras e materiais para atender a essa demanda, não prevista na legislação anterior.

Na apuração dos índices se o DRP for maior que o DRPM, a concessionária deverá adotar providências para o retorno da tensão à condição adequada, a partir da data de término das leituras, obedecendo prazos pré estabelecidos que em 2003 é de cento e vinte dias e a partir de 2005 não deverá ser superior a sessenta dias (Artigo 16 da resolução 505).

Quando dos registros obtidos de medições de tensão solicitadas e/ou amostrais for constatada a existência de DRC superior a 0 (zero), a concessionária deverá adotar providências para o retorno da tensão à condição adequada, a partir da data de término das leituras, obedecendo prazos pré estabelecidos que em 2003 é de quarenta e cinco dias e a partir de 2005 não deverá ser superior a quinze dias (Artigo 17 da resolução 505).

Então, para transgressão de tensão precária, admite-se um valor máximo positivo, mas não é admissível nenhuma leitura situada na faixa crítica; quando ocorrer, a concessionária deve corrigir num prazo curto.

5.1.1. Penalidades

Caso seja prestado serviço inadequado, o art. 20 estabelece: “A partir de 1º de janeiro de 2005, expirados os prazos estabelecidos nos arts. 16, 17 e 18 desta Resolução e detectada a não regularização dos níveis de tensão, será calculado um valor a ser restituído a quem tiver sido submetido ao serviço inadequado, de acordo com a fórmula a seguir:”

$$VALOR = \left(\frac{DRP - DRP_M}{100} \times K1 + \frac{DRC}{100} \times K2 \right) \times K3 \Leftrightarrow \quad (5.4)$$

onde:

k1 = 1;

k2 = 4, para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão;

k2 = 2, para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão;

k2 = 1, para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão;

DRP = valor do DRP expresso em %;

DRPM = valor do DRPM expresso em %;

DRC = valor do DRC expresso em %; e

k3 = coeficiente de majoração, que no caso de consumidor cativo, corresponde à média aritmética do valor líquido das faturas mensais de energia referentes aos 3 (três) meses anteriores à apuração.

Assim, se o consumidor for submetido a serviço inadequado por transgressão de tensão e a concessionária não adequá-lo de acordo com os prazos pré estabelecidos, este deverá ser ressarcido de um valor que será calculado pela fórmula anterior.

Nota-se uma preocupação com o consumidor cativo, que não dispõe de opções para escolha de outro fornecedor e, principalmente, com o residencial, quando o valor de K2, aplicado à transgressão de tensão crítica, é maior para os consumidores atendidos na baixa tensão, dando maior importância ao valor monetário a ser restituído.

5.2. RESOLUÇÃO ANEEL 024/2000

Essa resolução, de 27 de janeiro de 2000 e republicada no Diário Oficial da União de 13 de março de 2003, tem como principal objetivo atualizar a portaria DNAEE/046, de 17 de abril de 1978, revendo, aperfeiçoando e consolidando as disposições relativas à continuidade do serviço da distribuição de energia elétrica, nos aspectos de duração e frequência, que devem ser observados pelas concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.

Essa resolução traz importantes avanços em relação à portaria do DNAEE. Dentre tais avanços está o estabelecimento de apuração dos indicadores de continuidade contemplando todas as interrupções com duração maiores ou iguais a um minuto, a partir de 2005; antes, a apuração era fixada para uma duração de três minutos. Na formação dos conjuntos de unidades consumidoras, não é mais levado em conta se o consumidor é atendido por sistema elétrico aéreo ou subterrâneo; atualmente, são consideradas as tensões de atendimento e a localização das unidades consumidoras, se em áreas urbanas ou não.

Outros avanços relevantes estão no estabelecimento de indicadores individuais de frequência e duração das interrupções por consumidor e na aplicação de penalidades quando forem violados os padrões de continuidade.

A continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica é supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores coletivos que expressam os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, bem como indicadores individuais associados a cada unidade consumidora, que devem ser apurados em períodos mensais, trimestrais ou anuais:

- DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Exprime o intervalo de tempo, expresso em horas e centésimos de horas, que em média, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a três minutos. A partir de janeiro de 2005 todas as concessionárias deverão apresentar todas as interrupções com duração maior ou igual a um minuto, quando serão estabelecidos novos padrões de continuidade.
- DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora. Expressa o intervalo de tempo que cada unidade consumidora individualmente considerada, ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a três minutos e, a partir de janeiro de 2005, maiores ou iguais a um minuto, quando serão estabelecidos novos padrões de continuidade.
- DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora. Corresponde ao tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.
- FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções. Exprime o número de interrupções do serviço de distribuição de energia elétrica que ocorreu, em média, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a três minutos e, a partir de janeiro de

2005, maiores ou iguais a um minuto, quando serão estabelecidos novos padrões de continuidade.

- FIC - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora. Exprime o número de interrupções que cada unidade consumidora, individualmente considerada, ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a três minutos e, a partir de janeiro de 2005, maiores ou iguais a um minuto, quando serão estabelecidos novos padrões de continuidade.

A apuração desses indicadores devem obedecer às seguintes equações:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad (5.5) \quad DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (5.6) \quad DMIC = t(i)_{max} \quad (5.7)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (5.8) \quad FIC = n \quad (5.9)$$

Onde:

$Ca(i)$ = número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i), no período de apuração.

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i), em horas.

$t(i)_{max}$ = duração máxima que um consumidor pode ter em uma interrupção, no período de apuração, expressa em horas e centésimos de horas.

i = índice de eventos ocorridos no sistema, que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras.

K = número máximo de eventos no período considerado.

Cc = número total de consumidores do conjunto considerado, no final do período de apuração.

n = número de interrupções no período observado.

Caso a empresa ainda não disponha de dados cadastrais para obter a informação do número de unidades consumidoras atingidas por uma interrupção,

este pode ser calculado com base em critério de correlação (unidade consumidora/potência instalada), até 31 de dezembro de 2003, usando a seguinte equação:

$$Ca(i) = Pa(i) \times \frac{Cbtu}{Pbtu} + Cbtr(i) + Cmt(i) \quad (5.10)$$

Onde:

$Ca(i)$ = Número de consumidores atingidos em um evento (i), no período considerado;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

$Pa(i)$ = Potência instalada dos transformadores que alimentam as cargas das unidades consumidoras atendidas em tensão até 1 kV, localizadas em área urbana, atingidas na interrupção (i);

$Cbtu$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão até 1 kV, do conjunto considerado, localizadas em área urbana;

$Pbtu$ = Potência instalada dos transformadores que alimentam as cargas das unidades consumidoras atendidas em tensão até 1 kV, localizadas em área urbana;

$Cbtr(i)$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão até 1 kV, localizadas em área não urbana, atingidas na interrupção (i); e

$Cmt(i)$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 230 kV, atingidas na interrupção (i).

No período da revisão tarifária, são definidas e publicadas as metas anuais a serem cumpridas de DEC e FEC para cada concessionária, através de resoluções específicas da ANEEL, que ficam valendo até a seguinte revisão, quando são estabelecidas novas metas, baseadas no desempenho da concessionária no período.

Até dezembro de 2003, os padrões anuais dos indicadores DIC, FIC e DMIC, deverão obedecer ao estabelecido na tabela a seguir.

Tabela 5.3 – Padrões Anuais dos Indicadores de Continuidade Individuais

Padrões anuais dos Indicadores de Continuidade Individuais			
Descrição do atendimento	DIC (horas)	FIC (interrupções)	DMIC (horas)
Unidades consumidoras com tensão nominal $\leq 1\text{kV}$, situadas em áreas urbanas	72	58	11
Unidades consumidoras com tensão nominal $\leq 1\text{kV}$, situadas em áreas não urbanas	108	87	16

A partir de janeiro de 2004, os padrões de DIC e FIC a serem obedecidos, serão determinados com base nas metas anuais de DEC e FEC, de acordo com as tabelas a seguir. E o padrão do indicador DMIC deverá corresponder a 50% (cinquenta por cento) do padrão mensal do indicador DIC, observando os valores mínimos da tabela anterior, vigente até dezembro de 2003.

Tabela 5.4 – Padrões de Continuidade por Unidade Consumidora Urbana

Faixa de variação das metas anuais de DEC e FEC	Padrão de continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades consumidoras com tensão nominal $\leq 1\text{kV}$, situadas em áreas urbanas.					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trimestral	Mensal	Anual	Trimestral	Mensal
De 0 a ≤ 10	40	20	13	25	13	8
>10 a ≤ 20	50	25	17	30	15	10
>20 a ≤ 30	55	28	19	35	18	12
>30 a ≤ 45	65	32	22	40	20	13
>45	72	36	24	58	29	20

Tabela 5.4 – Padrões de Continuidade por Unidade Consumidora não Urbana

Faixa de variação das metas anuais de DEC e FEC	Padrão de continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades consumidoras com tensão nominal $\leq 1\text{kV}$, situadas em áreas não urbanas.					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trimestral	Mensal	Anual	Trimestral	Mensal
0 a ≤ 10	80	40	27	40	20	13
>10 a ≤ 20	85	43	29	50	25	17
>20 a ≤ 30	90	45	30	60	30	20
>30 a ≤ 45	100	48	33	75	38	25
>45	108	54	36	87	44	29

Os padrões de qualidade estabelecidos são diferentes para os consumidores situados em áreas urbanas, que são mais exigentes e suas propriedades são dotadas de equipamentos modernos e mais sensíveis a interrupções.

Já os consumidores não urbanas, são mais modestos e suas cargas são basicamente para iluminação, cuja tolerância é maior que os equipamentos mais sensíveis.

Por outro lado, os consumidores situados em áreas não urbanas, na maioria dos casos estão localizados mais distantes das subestações, com cargas relativamente baixas, necessitando de redes muito extensas, que certamente influencia nos níveis de qualidade.

Investir em sistemas com essas características, muitas vezes, torna-se inviável, podendo inclusive repercutir nas tarifas de energia elétrica.

Estes indicadores são importantes ferramentas para serem aplicadas nos critérios e procedimentos para priorização de investimentos de distribuição. Eles definem a qualidade de atendimento no que concerne à energia não distribuída e devem constar nas faturas de energia elétrica, individuais de cada unidade consumidora, dando uma clara proteção aos usuários da eletricidade.

5.2.1. Penalidades

As penalidades são aplicadas por violação de padrão dos Indicadores de Continuidade Individual (DIC, FIC e DMIC) e de Continuidade de Conjunto.

No caso da violação de padrão de continuidade de conjunto, a distribuidora pagará multa à ANEEL, de acordo com a Resolução 318 de 6 de outubro de 1998, descontados os valores de compensação efetivamente creditados em favor do consumidor prejudicado, relacionados à violação de padrões dos indicadores de continuidade individual.

Violando os padrões do indicador individual, a concessionária deve creditar na fatura de energia do mês subsequente à apuração, um valor, a título de compensação, pelos inconvenientes causados ao consumidor. Os valores dos indicadores são determinados pelas seguintes equações.

Para o DIC (5.11)	Para o DMIC (5.12)
$Valor = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$	$Valor = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$

Para o FIC (5.13)
$Valor = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$

Onde:

DIC_v = Duração de interrupção por unidade consumidora verificada no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora.

DIC_p = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador DIC, por consumidor, expresso em horas e centésimos de hora.

$DMIC_v$ = Duração máxima de interrupção contínua, verificada no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora.

$DMIC_p$ = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado, para o indicador DMIC, expresso em horas.

FIC_v = Frequência de interrupção por unidade consumidora verificada no período considerado, expresso em número de interrupções.

FIC_p = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado, para o indicador FIC, por consumidor, expresso em número de interrupções.

CM = Média aritmética dos valores líquidos das faturas de energia elétrica ou dos encargos de uso dos sistemas de distribuição, correspondentes aos meses do período de apuração do indicador.

730 = Número médio de horas do mês.

kei = Coeficiente de majoração que variará de 10 a 50, para consumidor cativo, e o valor, fixado em 10 (dez), poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica das tarifas.

As concessionárias estarão isentas das penalidades quando a violação das metas estabelecidas, quanto às interrupções, estiverem associadas a situações de emergência ou de calamidade pública, decretada por órgão competente.

6. ANÁLISE DOS ALGORITMOS PESQUISADOS

A priorização de obras em sistemas de distribuição consiste, na realidade, em otimizar os recursos, buscando maximizar o retorno dos investimentos, depois de definido um elenco de melhoramentos necessários para atendimento ao consumidor, dentro dos critérios técnicos de qualidade e quantidade, e das exigências legais.

Visando otimizar o tempo dedicado aos trabalhos de análise da rede e priorização de obras, buscou-se a linha da programação, aplicando modernas técnicas para o cálculo elétrico e para a otimização dos recursos a serem aplicados.

Para definir a metodologia que melhor analisa a problemática da priorização dos investimentos, várias simulações foram realizadas, utilizando programação inteira e algoritmos genéticos.

A otimização deveria buscar os melhoramentos que obtivessem os melhores retornos e apresentassem os melhores níveis de qualidade do serviço, com a restrição de recursos disponíveis.

O problema de priorização de investimentos é, na verdade, um problema de otimização. A idéia é maximizar a função de retorno dos investimentos conforme notações a seguir:

$$R_1 * x_1 + R_2 * x_2 + \dots + R_n * x_n \quad (6.2)$$

$$\sum_{j=1}^n R_j * x_j \quad (6.3)$$

sujeito às seguintes restrições para cada j (sim ou não para um projeto).

$$x_j = 1 \quad \text{ou} \quad x_j = 0 \quad (6.4)$$

$$\sum C_{INV(j)} \leq \text{Orçamento} \quad (6.5)$$

onde:

R_j = Retorno do investimento realizado na rede secundária.

x_j = Representa a participação ou não na priorização.

$C_{inv(j)}$ = É o investimento necessário na rede secundária.

Orçamento = Valor destinado aos melhoramentos em rede secundária, isto é, capital reservado aos melhoramentos, que consiste na restrição financeira.

Dentre os algoritmos pesquisados, aqueles que melhor se adaptaram à priorização de investimentos foram a técnica de computação evolutiva de algoritmos genéticos e a abordagem tradicional de programação inteira de Branch-and-Bound e serão discutidos resumidamente nos itens a seguir.

Como os algoritmos são utilizados neste trabalho como uma ferramenta para solucionar a problemática da priorização de investimentos, serão mostradas apenas as suas principais idéias e conceitos, e os métodos de otimização usados por cada um deles, sem detalhamentos matemáticos e sem aprofundamentos da teoria e das técnicas utilizadas⁹.

Na utilização do programa em concessionárias, a tendência é que o número de melhoramentos exceda aos 1.000 projetos. A utilização da técnica de Branch and Bound para priorizar uma grande quantidade de obras leva a um tempo extremamente elevado de processamento. Por esta razão a metodologia prevê a utilização de outra técnica de otimização. Neste caso, foi escolhida a técnica de computação evolutiva de algoritmos genéticos.

6.1. ALGORITMO DE BRANCH-AND-BOUND

O problema de otimização pode ser solucionado através do algoritmo de Branch-and-Bound, uma técnica de programação inteira binária, que busca a solução ótima para uma determinada função objetivo. No caso desta dissertação, busca-se maximizar o retorno dos investimentos, para uma dada restrição financeira.

Esta técnica pode ser descrita como uma árvore (Hillier & Lieberman, 1988), com suas ramificações e sub-ramificações que vão surgindo a partir do seu tronco. Na sua aplicação são seguidos alguns passos para formação da árvore. O primeiro passo consiste em definir a origem, que pode ser comparada com o tronco, correspondendo ao conjunto de todas as soluções viáveis.

⁹ *Maiores informações em Davies, 1991 e Goldberg, 1989.*

A etapa seguinte consiste em dividir este conjunto de soluções viáveis em diversos subconjuntos, que formarão as primeiras ramificações. Esta etapa é chamada de passo de ramificação.

Ao final de cada uma dessas ramificações que partem da origem ou tronco, é formado um nó, ao qual, usualmente, é associado o valor limite da função objetivo, ou valores das variáveis de decisão, com vistas às possíveis soluções que possam ser alcançadas a partir de cada um destes nós, ou seja, de cada subconjunto. Este passo é chamado de limitação.

Caso algum subconjunto exceda o limite estabelecido para a função objetivo, esta ramificação é excluída de futuras considerações. Este passo é chamado de sondagem.

Os subconjuntos que passam pela sondagem e atendem aos limites são chamados remanescentes e são subdivididos em novos subconjuntos, formando novos nós e novas ramificações, que são testadas para verificar se os seus limites atendem à função objetivo, isto é, na busca de possíveis soluções viáveis, que atendam às restrições.

Este processo de ramificação, limitação e sondagem é repetido seguidamente, fazendo novas subdivisões, criando novos ramos na árvore, novos nós e verificando, a cada vez, o atendimento ao limite da função objetivo.

Quando não houver mais subconjuntos remanescentes, ou seja, quando o último ramo analisado conduzir a uma solução viável e alcançar o limite, significa dizer que esta é a solução ótima e o algoritmo é finalizado.

Existem algumas regras de ramificação com o objetivo de selecionar o subconjunto a ser subdividido, para formar novos ramos. As mais comumente utilizadas são *a regra do melhor limite* e *a regra do limite mais novo*. A primeira seleciona o subconjunto com o limite mais favorável (no caso, o valor da restrição financeira), que, certamente, é a ramificação mais promissora para conter uma solução ótima. A segunda seleciona o subconjunto mais recentemente criado que não tenha passado pelo processo de sondagem. No caso de subconjuntos criados ao mesmo tempo, é selecionado aquele com o limite mais favorável, como na regra do melhor limite.

Em função do tempo requerido para se chegar à solução ótima foi utilizada, nesta dissertação, a regra do melhor limite.

Aplicando a regra do melhor limite, serão construídos os ramos que partem do nó com maior limite superior e, no final de cada um destes ramos, será obtido um limite superior. Dentre todos esses nós, que formam os pontos finais da árvore, será escolhido aquele que tenha o maior limite superior para construir o próximo conjunto de ramos e limites associados.

A fim de exemplificar a aplicação da técnica Branch-and-Bound, serão considerados quatro projetos de melhoramentos A, B, C e D, cada qual com seu custo de investimento e retorno, estabelecidos na tabela 6.1 a seguir:

Tabela 6.1 - Exemplo de aplicação da técnica Branch-and-Bound

	A	B	C	D
Investimento	15	13	20	12
Retorno	17	8	12	6

Por exemplo, para realização do melhoramento B é necessário um investimento de 13 unidades monetárias, para se obter um retorno do capital investido de 8 unidades monetárias.

A figura 6.1, a seguir, demonstra todas as possibilidades de investimentos possíveis, levando-se em consideração um orçamento máximo de 40 unidades monetárias, que é a restrição financeira estabelecida. Inicialmente, são formados quatro ramos a partir do limite de 40 unidades monetárias, que formam quatro nós com seus respectivos novos limites. O nó composto do melhoramento A tem como novo limite 25 ($40 - 15$) unidades monetárias e já acumula um retorno de 17. O ramo composto do melhoramento B forma um nó cujo novo limite é 27 ($40 - 13$) e acumula um retorno de 8 unidades monetárias.

crece, o tempo necessário ao processamento aumenta, conforme figura 6.2 a seguir.

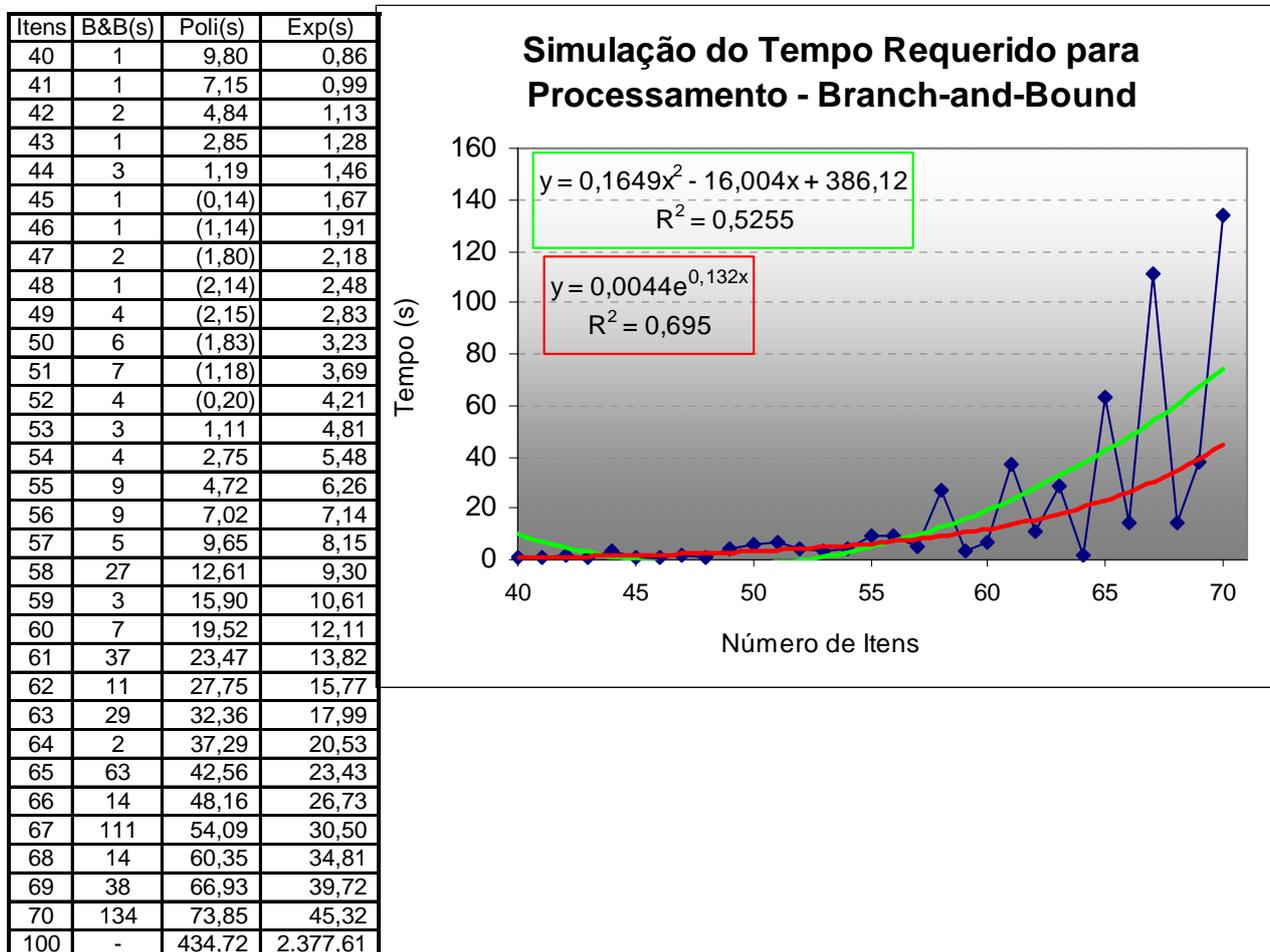


Figura 6.2 – Tempo de Processamento Requerido X Número de itens

Como o número de melhoramentos de uma concessionária pode exceder aos 1.000 projetos, o tempo de processamento pode ser extremamente elevado. Assim, surge a necessidade de utilizar outra técnica de otimização. Neste caso, foi escolhida a técnica de computação evolutiva de algoritmos genéticos.

6.2. ALGORITMOS GENÉTICOS

O algoritmo genético é uma técnica de computação evolutiva, que se constitui em um processo de otimização combinatória dos diversos indivíduos de uma dada população.

A simulação através desses algoritmos é inspirada na evolução da população de seres vivos, onde seus genes mais aptos possuem maior probabilidade de aparecer nas gerações posteriores. Pela semelhança com a teoria da evolução natural de Darwin¹⁰, boa parte de sua terminologia é utilizada em algoritmos genéticos.

Os algoritmos genéticos são espelhados na genética humana e o seu processamento inicia-se com a população de cromossomos, compostos de genes. Nesta dissertação, cada gene é representado por um melhoramento e cada cromossomo (ou indivíduo) por uma combinação de melhoramentos que poderá compor a população de possíveis soluções do problema. Estas possíveis soluções, em algoritmos genéticos, definem uma dada codificação com a qual eles trabalham; o que significa dizer que os parâmetros do problema não são tratados diretamente pelos algoritmos genéticos, representando uma vantagem em relação aos demais métodos.

Atribuindo-se o valor 1 para a codificação de um melhoramento que será realizado e 0 para aquele que não o será, pode-se gerar uma série de indivíduos com diversas características. No exemplo mostrado na figura 6.3 a seguir, existem quatro melhoramentos ou genes, formando um indivíduo ou cromossomo, com suas características próprias que, de acordo com os critérios estabelecidos, serão realizados ou não.

A	B	C	D
1	0	0	1

Figura 6.3 – Indivíduo codificado

Nesta configuração, os melhoramentos A e D seriam realizados e os melhoramentos B e C não seriam.

Observa-se que cada cromossomo deve ter uma relação explícita com os parâmetros necessários à solução do problema. No caso, esses parâmetros estão associados à restrição financeira.

Cada gene tem suas características próprias, de acordo com o valor do investimento e o retorno do capital investido nos melhoramentos.

¹⁰ *Teoria da Evolução Natural de Darwin: a vida na terra é resultante de um processo de seleção, pelo meio ambiente, dos mais aptos e adaptados e por esta razão com mais chances de reproduzir-se.*

Visando ilustrar o problema, sejam quatro melhoramentos (ou genes), designados por A, B, C, e D, apresentados na tabela 6.2 a seguir, que se deseja priorizar, considerando uma disponibilidade de recursos disponíveis de 40 unidades monetárias:

Tabela 6.2 – Exemplo de aplicação do Algoritmo Genético: Genes

	A	B	C	D
Investimento	15	13	20	12
Retorno	17	8	12	6

Nessa tabela, estão indicados os investimentos necessários para cada melhoramento e o retorno do capital investido, em unidades monetárias.

Existem várias alternativas que podem representar soluções, compostas por diversas combinações possíveis dos melhoramentos, formando os indivíduos da população. Alguns deles estão representados na tabela 6.3, onde A, B, C e D são os melhoramentos, devidamente codificados por 1(realiza o melhoramento) ou 0(não realiza o melhoramento). Para estes quatro melhoramentos existem dezesseis possibilidades de combinações, formando uma população com dezesseis indivíduos.

Tabela 6.3 – Exemplo de aplicação do Algoritmo Genético: Indivíduos

	A	B	C	D	Melhoramentos a serem realizados
Indivíduo I	1	0	1	1	A, C e D
Indivíduo II	1	0	0	1	A e D
Indivíduo III	1	1	0	1	A, B e D
Indivíduo IV	1	1	0	0	A e B
Indivíduo V	0	1	1	1	B, C e D

A coluna Melhoramentos a serem realizados representa as características decodificadas de cada indivíduo.

Pela restrição financeira imposta, os indivíduos I e V não podem compor a população de soluções possíveis, já que os valores de seus investimentos são, respectivamente, 47 e 45 unidades monetárias. Os demais indivíduos estão aptos a participarem da população que será avaliada em busca da solução do problema.

O indivíduo III é um cromossomo da cadeia genética e está entre aqueles aptos a participar da população que compõe as possíveis soluções, onde se investe todo o orçamento disponível de 40 unidades e se obtém um retorno de 31 unidades monetárias.

Nesta análise, através de algoritmos genéticos, são geradas todas as possíveis alternativas de combinações de melhoramentos para em seguida serem avaliadas. Esta avaliação é feita em função das restrições estabelecidas e dos investimentos e retorno do capital associados. A análise através de uma população de soluções alternativas representa uma vantagem em relação aos métodos que trabalham a partir de uma única alternativa.

De maneira geral, os algoritmos evolutivos se constituem em técnicas de otimização combinatória que iniciam o processo com uma população inicial, fazem um ordenamento seletivo dos indivíduos da população, avaliando a qualidade da função objetivo e geram uma nova população num processo cujas principais etapas podem ser resumidas com os operadores genéticos evolutivos: seleção/reprodução, recombinação/cruzamento e mutação.

O operador seleção/reprodução permite escolher um indivíduo ou indivíduos para gerar descendência, priorizando a escolha sobre aqueles mais bem avaliados pela função de avaliação.

O operador recombinação/cruzamento simula a troca de material genético entre os ancestrais que, por sua vez, determina a carga genética dos descendentes. A recombinação leva a uma transferência de material genético entre as melhores alternativas, onde cada descendente herda partes aleatoriamente escolhidas de cada ascendente.

O operador mutação realiza mudanças aleatórias no material genético, isto é, produz uma modificação esporádica e aleatória, com certa probabilidade, de alguns genes de um indivíduo da população. A título comparativo, na natureza, a mutação produz a regeneração da perda de material genético.

No caso estudado nesta dissertação, a otimização através de algoritmos genéticos pretende achar o ponto máximo da função objetivo, ou seja encontrar o conjunto de melhoramentos que possua o maior retorno para um dado capital. Desta

forma, a população é constituída pelos indivíduos, isto é, pelos referidos conjuntos de melhoramentos.

Resumidamente, os passos de um algoritmo genético podem ser descritos conforme o fluxograma da figura 6.4 a seguir:

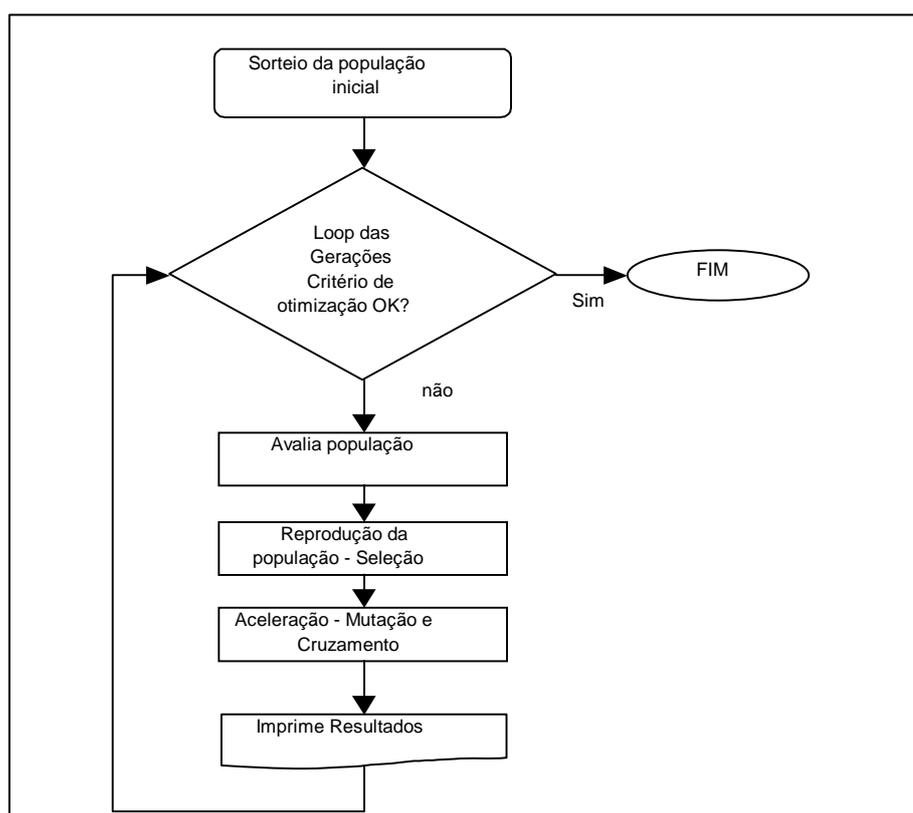


Figura 6.4 – Fluxograma do Algoritmo Genético

Assim, o primeiro passo de um algoritmo genético é gerar uma população inicial de forma aleatória, de maneira que esta possa representar um conjunto de alternativas candidatas a possíveis soluções do problema a ser otimizado. A partir dessa geração inicial, o algoritmo deverá testar diversas combinações de indivíduos dessa população, qualificados pelo valor da função objetivo que apresenta.

Os testes não são aleatórios, mas dirigidos em função do objetivo da função a ser otimizada. Entre as formas de seleção tem-se: ordenamento linear; seleção por torneio; amostragem estocástica. Assim, cada indivíduo recebe uma determinada probabilidade para gerar os indivíduos que comporão a geração seguinte.

Em geral os indivíduos são avaliados através de uma função de avaliação e os mais aptos têm maior probabilidade de passar para gerações futuras que os

menos aptos. Para avaliação dos indivíduos do caso exemplo da figura 6.2 pode ser estabelecida uma função que analisa o retorno do capital investido de cada indivíduo. Quanto maior o seu valor, mais apto ou mais ajustado estará o indivíduo às características da função objetivo, desde que atenda às restrições estabelecidas.

Essa nova geração é obtida através das operações de recombinação e mutação. Como os indivíduos mais aptos têm maior probabilidade de passar para gerações futuras, é de se esperar que as populações descendentes tornem-se, de geração em geração, cada vez mais refinadas em busca da solução objetivo.

O processo de cruzamento se dá entre indivíduos e tem como objetivo transferir os seus genes da população ascendente para os descendentes gerados, de acordo com a teoria da seleção natural, onde os mais aptos têm maior probabilidade de se reproduzirem nas gerações futuras.

Alguns operadores, como mutação e cruzamento, são utilizados com duas finalidades: a primeira é a de acelerar o resultado, diminuindo o tempo necessário à descoberta do ponto ótimo da função; o segundo é o de tentar assegurar uma solução mais próxima do ótimo possível.

O processo de cruzamento consiste em escolher, aleatoriamente, pares de indivíduos para sua operação, e os seus genes são recombinados, formando novos indivíduos que farão parte das gerações futuras. Para os indivíduos selecionados serem submetidos ao cruzamento, deve-se gerar um número aleatório pertencente a $[0,1]$ e compará-lo com uma taxa de recombinação p_c , que é a probabilidade de cada par de cromossomos ser recombinado (Galvão, 1999); quando o número for menor, deve-se proceder o cruzamento; quando maior, os dois indivíduos selecionados não são recombinados. De modo que nem todos os pares selecionados são submetidos ao operador cruzamento.

O operador genético de mutação consiste em modificar a estrutura genética dos indivíduos de forma aleatória, alternando os valores codificados dos genes de 0 para 1 ou de 1 para 0. Por si só, esta alteração já modifica as características dos indivíduos e portanto da população descendente, tornando-a mais diversificada. A operação deste processo deve, também, obedecer as restrições estabelecidas.

A mutação torna-se mais importante na fase final do processo, uma vez que a população é composta pelos genes mais aptos, tornando-a mais homogênea e,

portanto, necessitando da exploração de novas zonas, buscando a otimização. Da mesma forma, nem todos os genes passam por este processo, existindo uma taxa de mutação p_m que fornece a probabilidade necessária para um gene ser mutado. A posição do gene que poderá sofrer a mutação também é sorteada aleatoriamente.

Pelas características de robustez e facilidade de implementação, os algoritmos genéticos vêm substituindo algumas técnicas de otimização utilizadas. Normalmente, são usados quando não existe método exato de resolução, existe dificuldade na formulação matemática ou a metodologia existente necessita de elevado esforço computacional. No entanto, não garantem encontrar a solução ótima, porém asseguram que ela é, no mínimo, igual à melhor solução obtida pelas técnicas convencionais.

Depois de processados todos os operadores é necessário finalizar a operação, o que é feito comparando-se a melhor solução até então encontrada com aquelas obtidas nas interações posteriores; se não há melhora, o processo é considerado convergido.

Algumas comparações podem ser realizadas entre o Branch-and-Bound e Algoritmos Genéticos. Enquanto o método de Branch-and-bound nos leva diretamente a solução ótima, não existem garantias de achar a solução ótima com a utilização de Algoritmos Genéticos. Para achar o ótimo em Algoritmos Genéticos seria necessário, teoricamente, rodar indefinidamente o programa, assim assume-se que sua solução é aproximada.

Por outro lado, a resolução de problemas com muitas combinações através do Branch-and-bound torna-se impeditiva devido ao tempo de computação necessário. A resolução através de árvores determina que a introdução de mais uma combinação leva, teoricamente, a duplicação do tempo para obtenção dos resultados.

No programa de priorização foram colocados os dois métodos de otimização de forma ao operador poder comparar os resultados e/ou limitar o tempo de processamento.

7. METODOLOGIA

A metodologia foi desenvolvida com o objetivo de priorizar investimentos na rede de distribuição secundária e tomou como base as necessidades da concessionária, dos seus clientes e as exigências do órgão regulador.

Para determinação dos investimentos a serem executados, é necessário conhecer a situação atual em que se encontra o sistema elétrico do ponto de vista operacional. Assim, a metodologia proposta nesta dissertação prevê duas grandes etapas seqüenciais:

- na primeira etapa, chamada módulo 1, é realizada uma simulação dos circuitos da rede secundária, usando fluxos de potência, que fará uma análise da sua operação, do ponto de vista de níveis de tensão, perdas, carregamentos, confiabilidade, etc.; e
- na segunda etapa, chamada módulo 2, é realizada a priorização propriamente dita, dos diversos melhoramentos necessários para solucionar os problemas identificados nas redes secundárias, considerando que há uma restrição financeira para sua execução.

Inicialmente, são identificadas as redes de distribuição de baixa tensão com algum problema operacional ou cujos clientes nela ligados tenham realizado reclamações em função da qualidade do serviço prestado pela concessionária. Em seguida, é feita uma análise de todas essas redes, considerando os critérios de planejamento para atendimento ao consumidor: níveis de tensão, perdas, carregamento, confiabilidade, etc. A partir daí é gerado um banco de dados composto por todos os melhoramentos necessários ao sistema elétrico de distribuição secundária.

De posse do banco de dados de melhoramentos, é realizada a priorização dos investimentos, considerando as exigências legais, multas por não cumprimento, custo das perdas e a disponibilidade de recursos da concessionária.

O fluxograma apresentado na figura 7.1 a seguir mostra um resumo da metodologia utilizada.

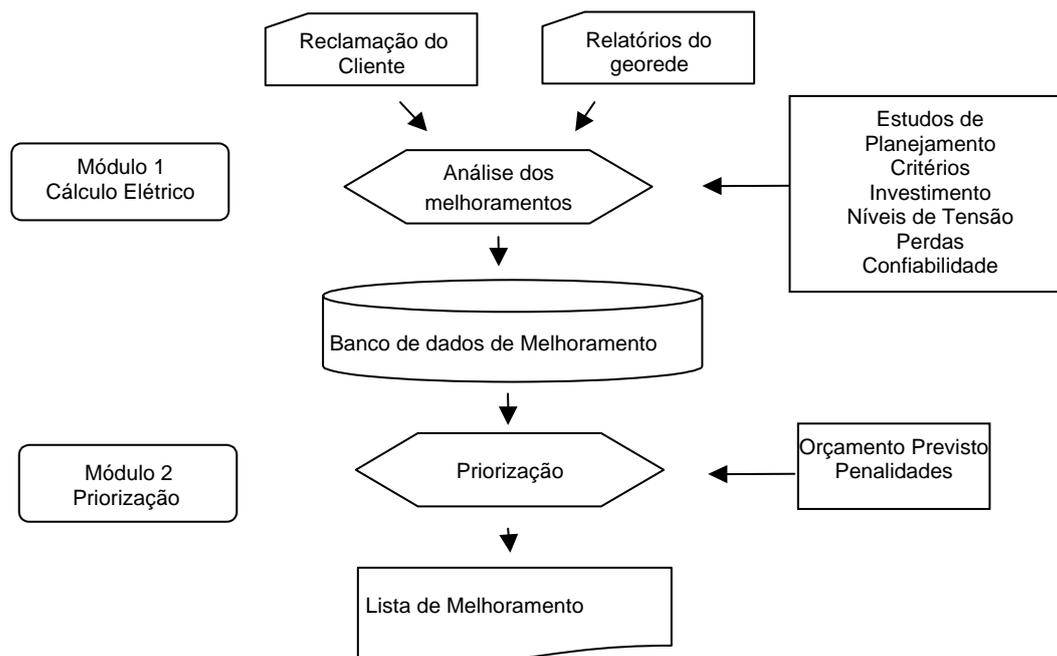


Figura 7.1: Fluxograma geral do Programa de Priorização - APRIORI

A seguir serão detalhadas as duas etapas indicadas neste fluxograma.

7.1. ETAPA 1: SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA REDE SECUNDÁRIA

O *software* APRIORI usado para simular a rede secundária foi desenvolvido com base no SIMPERDAS (Strauch, 2002) onde foi realizada uma adaptação para os cálculos necessários.

Para simular a operação do circuito secundário de uma determinada rede elétrica, são analisados os aspectos relacionados com o seu fluxo de potência, buscando sempre um atendimento adequado ao consumidor, dentro dos critérios pré-estabelecidos.

Utilizando o *software* APRIORI é desenhada e detalhada a rede objeto de cada melhoramento. Este desenho deverá conter:

- Dados do transformador – Níveis de tensão, potência nominal, perdas no cobre e no ferro.
- Dados dos consumidores – Faturamento dos consumidores nos últimos três meses; tipo do consumidor (residencial, industrial, comercial, etc.); poste e número de fases em que o consumidor está ligado (monofásico, bifásico ou trifásico).

- Dados de trecho – Tipo do condutor, bitola e comprimento dos trechos entre dois postes.

Para cada rede que compõe um melhoramento são inseridos, no *software*, a medição do transformador (corrente, tensão e fator de potência), o consumo médio dos últimos 3 meses, o tipo de ligação (monofásica, bifásica ou trifásica) e a classe (residencial, comercial, industrial ou iluminação pública) de todos os consumidores ligados em cada poste.

A metodologia de cálculo do APRIORI possui uma abordagem probabilística com base nos perfis de carga de cada classe consumidora.

No banco de dados do programa constam várias curvas de carga típicas de cada classe de consumidor, que podem ser atualizadas periodicamente, quando novas medições estiverem disponíveis.

Baseado na metodologia probabilística do SIMPERDAS (STRAUCH, 2002), o programa sorteia, do seu banco de dados, uma curva de carga para cada consumidor. Esse sorteio obedecerá à classe do consumidor e à sua probabilidade de ter o perfil de demanda apresentado na curva, respeitando o mercado da concessionária.

De posse da curva de carga em por unidade (pu) e do consumo médio mensal de cada consumidor, obtêm-se a sua curva de carga inicial individual.

Utilizando a curva inicial de cada consumidor, calcula-se um fluxo de potência da rede e verifica-se se a soma das potências dos consumidores e das perdas na rede correspondem ao valor medido no transformador. Ajustam-se as curvas de carga até que os valores convirjam com um erro de 0,1%. As curvas de carga obtidas para os consumidores após a convergência serão consideradas como as curvas de carga dos consumidores¹¹.

Utilizando essas curvas é gerado um fluxo de potência por fase da rede secundária original analisada. Neste momento, determina-se:

- A queda de tensão em cada fase e cada trecho da rede; estes valores são subtraídos da tensão medida no secundário do transformador, de maneira

¹¹ As curvas de carga são relativas a cada fase, obedecendo o desequilíbrio encontrado na medição do transformador.

que se obtém o nível de tensão por fase e por trecho em cada poste da rede para cada intervalo da medição.

- As perdas técnicas em cada trecho entre dois postes da rede, por fase, para cada intervalo da medição.
- As perdas técnicas nos outros elementos da rede secundária (transformador, ramais de ligação e medidores).
- O carregamento em cada fase de cada trecho da rede, para cada intervalo da medição.

Com esses resultados, é mensurado o custo estimado para manter a rede operando sem nenhum melhoramento ao longo do ano, que é determinado por:

- Custo da energia não distribuída + custo de perdas técnicas + custo do desvio de tensão + custo de perda de vida útil.

Em função dos resultados encontrados na simulação do sistema elétrico, o *software* apresenta sugestões para realização do melhoramento da rede de distribuição, cujas principais são:

1. Quando o cálculo da queda de tensão obtida através do fluxo de potência, é diferente da queda de tensão apresentada nas medições é sugerido substituição e reaperto de conexões.
2. Se os níveis de tensão medidos no final do circuito forem maiores que os calculados é indicado como uma possível solução a melhoria no sistema de aterramento.
3. Quando o fluxo de potência indicar que o carregamento dos condutores foi extrapolado em algum trecho da rede é sugerido a troca de condutores.
4. Quando há desbalanceamento de carga entre as fases, ou seja, quando suas correntes são muito diferentes, comparadas por fase do circuito, a solução recomendada é equilibrar carga entre as fases.
5. Se a tensão medida na saída do transformador for inferior ou superior à sua tensão nominal o *software* sugere verificar o tap do transformador e/ou a rede primária.

6. Quando o número de fases é inferior a 3 e o circuito apresentar alguma inconformidade é recomendado verificar número de fases do circuito.
7. Quando o fluxo de potência indicar que o carregamento dos condutores foi extrapolado em algum trecho da rede ou quando a queda de tensão estiver muito elevada é proposto aumentar a bitola dos cabos.
8. Quando o transformador estiver fora do centro de carga, ou seja, quando a queda de tensão em uma ponta do circuito for muito maior que a da outra ponta o *software* recomenda relocar o transformador.
9. Quando os resultados do fluxo de potência indicarem sobrecarga ou subcarga no transformador a sugestão é substituí-lo.
10. Quando o transformador apresentar sobrecarga ou as quedas de tensão no circuito forem elevadas é proposto dividir a rede em duas ou mais subredes.

A rede original é então copiada para uma tela de alterações. A nova rede mantém, em cada poste, os consumidores com as curvas de carga obtidas após a convergência. Na área de alterações é possível alterar a rede original dividindo-a em outras redes, relocando ou mudando o transformador, substituindo todos os condutores da rede ou parte deles, etc. Enfim, é possível simular as várias sugestões para o melhoramento, além de outras que o projetista julgue pertinentes.

Depois de definidas as novas configurações da(s) rede(s), o programa simula novo fluxo de carga para calcular perdas, níveis de tensão e carregamento dos condutores na(s) nova(s) rede(s).

Estes novos cálculos permitem obter os resultados dos novos custos de perdas, desvios de tensão, energia não distribuída, perda de vida útil de equipamentos, etc.

A rede original e suas redes derivadas são então um projeto de melhoramento.

Os custos das redes derivadas são subtraídos dos custos da rede original e este valor significa o custo evitado com a realização do melhoramento.

7.2. ETAPA 2 – SIMULAÇÃO DA PRIORIZAÇÃO

A metodologia desenvolvida tem a finalidade de priorizar um conjunto de obras de melhoramentos de redes secundárias, necessárias para adequar o sistema elétrico de baixa tensão aos níveis de qualidade exigidos pelos órgãos reguladores. Esses melhoramentos, via de regra, surgem a partir de reclamações dos clientes e de estudos e medições realizados pelas áreas operacionais da concessionária.

A problemática da priorização de obras se constitui, na realidade, em otimizar os recursos disponíveis, atendendo às exigências legais e maximizando o retorno dos investimentos.

Assim, é necessário se dispor de todos os custos envolvidos nos empreendimentos, tanto aqueles que são de responsabilidade da concessionária, tais como: custos do investimento, das perdas, de operação e manutenção, etc., quanto aqueles que são impostos ao consumidor pela imperfeição do serviço prestado, tais como: custos das interrupções ou energia não distribuída, das transgressões de tensão, da qualidade de energia, etc.

As obras de ampliação, destinadas ao atendimento de novos consumidores, não são, pela Lei das Concessões, obras prioritárias. São obrigatórias e, inclusive, pela legislação em vigor, contam com participação financeira do consumidor. Estas obras fazem parte do Orçamento de Investimento. Seu montante pode ser estimado em função do acréscimo esperado de mercado e do custo médio de ligação de novos consumidores, deduzido dos históricos da empresa. Os programas de cunho social, como eletrificação rural, baixa renda, minifúndios produtivos, etc, também são obras de ampliação, mas têm um caráter específico e, via de regra, são realizadas com recursos dos Governos Estaduais ou de programas próprios (Relatório CODI-3.2.19.27.0, 1996).

Nos tópicos seguintes, são apresentados esses custos e como determiná-los.

7.2.1. Custo Global do Serviço - CGS

Para colocar em prática esta priorização, ou seja, escolher para cada problema individual, qual a melhor solução entre as diversas alternativas possíveis, o Setor Elétrico tem utilizado a função Custo Global do Serviço - CGS, que inclui todos

os custos envolvidos, compreendendo tanto aqueles atribuídos à concessionária, quanto aos consumidores, expressos em unidades monetárias:

$$\text{CGS} = [\text{CINV} + \text{CPER} + \text{COM}] + [\text{CEND} + \text{CDT} + \text{CQE}] , \text{ sendo:}$$

Os custos de investimento e relativos ao sistema elétrico são considerados da Concessionária, representados por:

- CINV - custo do investimento
- CPER - custo das perdas
- COM - custo de operação e manutenção

Os custos relativos às imperfeições do serviço prestado podem ser atribuídos como Custo do Consumidor, representados por:

- CEND - custo da energia não distribuída (interrupções)
- CDT - custo do desvio de tensão
- CQE - custo da qualidade de energia (outras imperfeições do serviço, como *flicker*, harmônicas, afundamentos súbitos de tensão, etc).

Todos esses custos são determinados considerando o sistema elétrico sem os melhoramentos necessários e após a realização da intervenção.

A minimização do custo global pode ser descrita, em termos gerais, da seguinte forma:

- a) um gasto adicional da concessionária (em investimento ou operação e manutenção);
- b) provoca variações (normalmente negativas) em uma ou mais das outras parcelas que constituem o custo global.

Supondo, por exemplo, que a iniciativa seja um investimento:

$$\text{INV} \implies \left\{ \begin{array}{l}
 \Delta C_{\text{PER}} = (C_{\text{PER}})_1 - (C_{\text{PER}})_0 \\
 \Delta C_{\text{COM}} = (C_{\text{COM}})_1 - (C_{\text{COM}})_0 \\
 \Delta C_{\text{END}} = (C_{\text{END}})_1 - (C_{\text{END}})_0 \\
 \Delta C_{\text{DT}} = (C_{\text{DT}})_1 - (C_{\text{DT}})_0 \\
 \hline
 \sum \Delta C_i = \sum (C_i)_1 - \sum (C_i)_0
 \end{array} \right. \quad (7.1)$$

Índice 0 - Custo antes da realização do investimento

Índice 1 - Custo após a realização do investimento

ΔC_i = Variação do custo i

$\sum \Delta C_i$ = Benefício total resultante do investimento

Considerando os projetos propostos como viáveis e sua execução se justifica por reduzir o carregamento do transformador a níveis que não comprometam sua vida útil, trazendo simultaneamente os valores dos indicadores de desempenho do sistema elétrico para as faixas de variação estabelecidas e aceitas pelo órgão regulador, espera-se reduzir a zero os custos com estas parcelas após a execução da obra.

O benefício total resultante do investimento será, então, a soma destes custos com a redução dos custos de perdas obtida com a intervenção.

7.2.2. Custo do Investimento - CINV

Os custos do investimento são determinados utilizando o caderno de custos da concessionária, depois de realizado o projeto de melhoramentos da rede secundária.

Correspondem às reformas previstas nos projetos da rede de baixa tensão, que, atualmente, são realizados por técnicos da concessionária ou por ela terceirizado, na maioria das vezes sem analisar alternativas para solução do problema.

O *software* APRIORI, proposto nesta dissertação, apresenta nas suas simulações, sugestões de alternativas de melhoramentos que podem ser apreciadas pelos especialistas, buscando aquela alternativa que é técnica e economicamente mais recomendável. Essas simulações indicam a necessidade de troca e/ou adição de condutores, troca, relocação e/ou adição de transformadores, etc.

A parte referente a obras civis para implantação da rede, como troca de postes ou levantamento dos custos de construção devem ser realizados conforme rotina já estabelecida na concessionária.

7.2.3. Custo das Perdas - CPER

Os valores das perdas técnicas são determinados através de simulações da rede com e sem a intervenção do melhoramento.

A metodologia desenvolvida fundamenta-se no cálculo das perdas técnicas em redes secundárias típicas, compostas de transformador de distribuição, circuitos de baixa tensão, ramais de entrada e medidores de energia, podendo-se incluir equipamentos de regulação de tensão onde usados (capacitores).

Como na maioria dos melhoramentos são realizados levantamentos do circuito secundário em campo, os cálculos são feitos baseados na rede real desenhada conforme dados colhidos.

Os custos das perdas são determinados com base nas tarifas de suprimento de energia elétrica, aplicadas à energia perdida.

Em seguida, serão detalhadas as maneiras como são calculadas as perdas nos diversos segmentos da rede.

7.2.3.1. Rede Secundária

As perdas de demanda nos condutores da rede secundária de distribuição são calculadas trecho a trecho, através da seguinte fórmula:

$$\Delta P_{(W)} = R_{(Ohms)} * | I^2 | \quad (7.2)$$

$\Delta P_{(W)}$ = Perdas na rede secundária por fase, em Watts.

$R_{(Ohms)}$ = Resistência do condutor, em Ohms.

I = Corrente, em Ampères.

As perdas de energia são calculadas com base nas perdas de demanda, aplicando-se às curvas de carga típicas adotadas, os respectivos fatores de ponderação para sábado e domingo. Considerou-se que o comportamento da carga em feriados é semelhante ao comportamento em dias de domingo.

7.2.3.2. Transformadores

Nos transformadores, as perdas podem ser separadas em perdas no ferro (ΔP_{ferr}) e perdas no cobre (ΔP_{cu}).

As perdas no ferro dependem da tensão aplicada sobre as bobinas e do projeto das mesmas. São consideradas constantes para cada tipo de transformador, onde tipo deve ser entendido como a caracterização do transformador por potência e tensão nominais.

As perdas no cobre dependem da carga e portanto variam durante o período analisado em função da curva de carga do transformador e do seu fator de utilização, f_u .

Os valores para as perdas nominais no ferro e no cobre são tabelados para cada tipo de transformador. Com base nestes valores, as perdas totais de demanda do transformador podem ser definidas como:

$$\Delta P_T = \Delta P_{ferr} + f_u^2 \times \Delta P_{CU}; \quad (7.3)$$

ΔP_T = Perdas totais de um transformador;

f_u = Fator de utilização do transformador;

ΔP_{ferr} = Perdas nominais no ferro do transformador.

ΔP_{Cu} = Perdas nominais no cobre do transformador.

ΔP_{ferr} , ΔP_{Cu} , são tabulados para transformadores de diferentes potências e tensões.

A perda de energia será calculada por:

$$\Delta W_T = T \times \Delta P_{ferr} + f_p \times T \times f_u^2 \times \Delta P_{cu} \quad (7.4)$$

ΔW_T = Perdas de energia total do transformador;

ΔP_{ferr} = Perdas de potência nominal no ferro do transformador ;

ΔP_{Cu} = Perdas de potência nominal no cobre do transformador ;

f_u = Fator de utilização do transformador;

f_p = fator de perdas do transformador;

T = Período de estudo;

7.2.3.3. Ramais de Serviço e de ligação

Nos ramais de serviço, as perdas são causadas pela passagem da corrente, sendo, portanto, perdas ôhmicas do tipo i^2r . Mesmo considerando o enorme número de ramais existentes, essas perdas são relativamente pequenas (1-4% do total) e não justificam a utilização de cálculos complexos. Por esta razão, será utilizado um algoritmo de cálculo simplificado.

A metodologia simplificada consiste em:

- Calcular as perdas considerando a resistência média das fases dos ramais e a corrente média que circula por elas.
- Considerar a corrente ou carga média dos consumidores bifásicos e trifásicos como o dobro e triplo, respectivamente, da carga média dos consumidores monofásicos.
- Utilizar a seguinte expressão para os cálculos das perdas nos ramais de serviço:

$$\Delta P_r = \frac{1000 \times R \times P_r^2}{V_{fn}^2 \times \cos^2 \varphi} \times \frac{2 \times N_1 + 3 \times (N_2 + N_3)}{(N_1 + 2 \times N_2 + 3 \times N_3)^2} \quad (7.5)$$

Onde:

P_r = Potência máxima solicitada pelos ramais de ligação, em kW;

R = Resistência média da fase dos ramais de ligação, em Ohms;

$\cos \varphi$ = Fator de potência médio dos consumidores da área envolvida;

V_{fn} = Tensão fase neutro nominal secundária, em Volts.

N_1 = Número de consumidores monofásicos;

N_2 = Número de consumidores bifásicos;

N_3 = Número de consumidores trifásicos;

As perdas de energia para os ramais de ligação podem ser obtidas como:

$$\Delta W_r = \Delta P_r \times f_p \times T \quad (7.6)$$

7.2.3.4. Medidores

As perdas nos medidores são definidas pelo consumo de energia das respectivas bobinas de potencial. São valores conhecidos e se mantêm praticamente constantes ao longo de todo período de utilização do equipamento.

Os equipamentos utilizados no país têm uma perda de potência média de 1,2 a 1,5 W por bobina. Logo, conhecendo-se a quantidade de medidores e o seu tipo (monofásico, bifásico ou trifásico) as perdas de potência são definidas pela expressão:

$$\Delta P_m = \frac{1,2}{1000} \times \sum_{i=1}^3 i \times N_i \quad (7.7)$$

As perdas de energia são definidas por:

$$\Delta W_m = \Delta P_m \times f_p \times T \quad (5.7)$$

Onde:

ΔP_m = Perdas de potência ativa nos medidores de energia.

ΔW_m = Perdas de energia nos medidores.

T = Tempo (período) de estudo.

N_i = Número de medidores. Para $i=(1,2,3)$ medidores (monofásicos, bifásicos e trifásicos) .

f_p = Fator de perdas. Para os medidores $f_p=1$.

7.2.4. Custo de Operação e Manutenção – COM

A parcela relativa ao custo de operação e manutenção do sistema elementar de distribuição, para efeito da priorização dos projetos de investimento em obras de melhoramentos, proposta nesta metodologia, será reduzida a um valor que busca refletir a perda de vida útil do transformador de distribuição devido ao seu carregamento.

Os demais itens componentes desse custo foram considerados similares, antes e depois da execução da obra, por força da padronização de procedimentos adotada pela Concessionária.

O relatório CODI 3.2.19.24.0 permite estabelecer a seguinte equação para o cálculo do percentual anual de perda de vida útil de um transformador de 30kVA em função do seu carregamento:

$$P_{v\%aa} = 100 * \left(1 - \left\{ 1 - \left(\exp^{[\ln(C) - 5.1291] / 0.0495} \right) / 100 \right\}^{365} \right) \quad (7.8)$$

Onde:

$P_{v\%aa}$ = percentual anual de perda de vida

C = Carregamento do Transformador em % da potência nominal

Parâmetros válidos para as seguintes condições:

- Temperatura ambiente: 30°C
- Transformador de referência: 55°C, refrigeração natural, 30kVA, 3φ, 13,8kV/220-127V
- Curva de carga predominantemente residencial
- Duração da ponta de carga de 3 horas
- Carregamento antes da ponta de carga de 50% da capacidade nominal

O referido relatório propõe a generalização dos resultados obtidos para transformadores de distribuição de potências diferentes. Para efeito dos cálculos do

custo associado à perda de vida útil, visando apenas a priorização de obras de melhoramentos, manteve-se idêntico procedimento

A proposta deste trabalho é adotar como indicador de custo relativo à perda de vida útil do transformador, o valor do equipamento multiplicado pela expressão 7.9 a seguir, que reflete quantos equipamentos adicionais seriam necessários adquirir para efetuar o suprimento do sistema elementar de distribuição, durante o período de vida útil normal de um equipamento

$$COM = \frac{100}{100 - P_{v\%aa}} - 1 \quad (7.9)$$

7.2.5. Custo da Energia não distribuída (interrupções) – CEND

Conforme visto no capítulo de Arcabouço Regulatório, a legislação prevê, através da resolução ANEEL/024/2000, penalidades para as concessionárias que transgredirem os padrões estabelecidos para os indicadores de continuidade individuais: Frequência de Interrupção por Consumidor – FIC, Duração de Interrupção por Consumidor – DIC e Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora – DMIC.

São previstas ainda multas, que deverão ser fixadas pela ANEEL, para quando a violação dos padrões de continuidade atingir a um ou mais grupos de consumidores.

Na metodologia desenvolvida, considerou-se apenas os custos devidos às penalizações pela transgressão dos indicadores individuais, que são determinados através das equações (5.11), (5.12) e (5.13).

O valor da multa a ser fixado pela ANEEL não foi contabilizado nesta metodologia.

7.2.6. Custo do Desvio de Tensão – CDT

A ANEEL, através da resolução 505/2001, estabeleceu penalidades para as concessionárias que não atenderem aos indicadores de qualidade de tensão, conforme já visto no capítulo Arcabouço Regulatório.

A metodologia proposta nesta dissertação, calcula a queda de tensão em cada ponto de entrega de energia ao consumidor – poste – usando os parâmetros indicados pela concessionária na instrução DE SERVIÇO PARA CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO EM CIRCUITOS SECUNDÁRIOS.

O cálculo é realizado através do *software* APRIORI desenvolvido, usando uma plataforma amigável de interação com o usuário para definição da topologia e estrutura de rede do projeto.

De posse dos níveis de tensão em cada poste e dos consumidores ligados a estes pontos do sistema, é possível identificar a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC, a Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária – DRP, de cada consumidor da rede, através das equações 5.1 e 5.2 e a Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária - DRPM, cujo valor está estabelecido em 7% no ano de 2003, sendo reduzido 1% a cada ano, até atingir o valor de 3% que será fixo a partir de 2007.

Com estes indicadores identificados, determina-se o valor a ser restituído ao consumidor que tiver sido submetido ao serviço inadequado, através da equação (5.4). Este valor é considerado, nesta metodologia, como Custo de Desvio de Tensão.

7.2.7. Custo da Qualidade de Energia

A qualidade da energia distribuída é também afetada em decorrência de outras imperfeições do serviço, tais como distorções harmônicas, afundamentos súbitos de tensão, *flicker* e outros.

No entanto, ainda não há nenhum instrumento regulatório que estabeleça penalidades a serem aplicadas às concessionárias e revertidas em benefício do consumidor, como compensação pelo não cumprimento destes indicadores de qualidade. Por esta razão, este custo não é calculado na metodologia apresentada.

Quando as resoluções pertinentes forem estabelecidas pelo órgão regulador, o cálculo do custo de qualidade de energia deve ser incorporado à metodologia.

7.3. O ALGORITMO DE PRIORIZAÇÃO

O método proposto ordena um conjunto de obras cujos projetos encontram-se em condições de serem encaminhados à execução, considerando-se as etapas do planeamento relativas ao diagnóstico do sistema de distribuição.

Nesta etapa, as obras com indicativo para execução foram analisadas, incluindo-se medições de tensão e carregamento no transformador e nos pontos críticos do sistema secundário de distribuição.

Considera-se que o projeto foi feito com levantamento de campo incluindo a análise de alternativas adequadas e viáveis para solução dos problemas detectados.

Dispõe-se do valor do investimento, custos dos indicadores de continuidade de fornecimento e de padrões de tensão, custo da operação e manutenção além dos valores de perdas referentes ao projeto.

Calcula-se, então, os valores de rentabilidade do projeto de melhoramento através do valor atual:

$$RETORNO = (C_{INV} + C_{PER} + C_{OM} + C_{END} + C_{DT})_{ANUAL} * \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N * j} \quad (7.10)$$

onde;

CINV = Custo do investimento

CPER = Custos das perdas

COM = Custos de Manutenção e operação

CEND = Custos das interrupções

CDT = Custos da imperfeição da tensão

j = Taxas de juros

n = Números de anos

A partir do investimento e retorno de cada projeto inicia-se a priorização dos empreendimentos e a depender da disponibilidade de tempo para obtenção dos resultados, utiliza-se o método de Branch-and-Bound ou o algoritmo genético conforme já descrito no capítulo que trata da análise dos algoritmos de priorização.

8. O SOFTWARE – PROGRAMA DESENVOLVIDO

O *software* desenvolvido a partir da metodologia proposta, intitulado APRIORI, está estruturado em dois módulos, conforme visto no capítulo 7:

- **CÁLCULOS ELÉTRICOS DA REDE SECUNDÁRIA.** Neste módulo, são simulados os fluxos de potência da rede original onde serão identificados os possíveis problemas existentes. Cria-se nova(s) rede(s), a partir da original, identificada(s) como solução destes problemas. Os resultados obtidos desta simulação permitirão definir o melhoramento mais adequado e darão informações sobre os níveis de tensão e perdas em cada poste do circuito sob análise. Estes dados servirão como entrada para o módulo de priorização.
- **PRIORIZAÇÃO DOS PROJETOS DEFINIDOS.** Neste módulo, é necessário o conhecimento dos valores a serem investidos em cada projeto e a restrição financeira estabelecida pela concessionária. Através do *software* é determinado o retorno previsto para cada melhoramento em determinado período e são realizados cálculos de otimização dos investimentos para atender à restrição. Os resultados são apresentados em uma lista contendo os projetos que devem ser realizados.

8.1. MÓDULO DE CÁLCULO

Para realização dos cálculos de níveis de tensão, perdas e carregamentos é necessário, primeiramente, inserir no programa os dados de transformadores, condutores, consumidores e equipamentos da rede de forma geral, conforme já mencionado no capítulo 7 sobre a metodologia utilizada. O *software* foi concebido de forma a disponibilizar janelas onde deverão ser preenchidos todos os campos identificados.

O primeiro passo consiste em desenhar a topologia da rede a ser estudada, onde são identificados os postes com suas localizações e aquele no qual será instalado o transformador. As distâncias entre os postes são consideradas, inicialmente, iguais para todo o circuito. Cada nova topologia desenhada passa a

compor um banco de dados, onde já existem vários circuitos típicos, e poderá ser utilizada para montagem ou edição de redes.

Depois de concluída a topologia, passa-se para a especificação da rede propriamente dita. Para isso abre-se a janela “Detalhes de Rede”, conforme figura 8.1 ao lado, e preenche-se os campos solicitados. Existem alguns desses campos com possibilidade de seleção (Topologia¹², Transformador, Tap, Cabo, Metas de DEC e FEC), uma vez que o programa já contém em seu banco de dados as informações

Figura 8.1– Tela Detalhes de Rede

necessárias, permitindo a possibilidade de escolha por parte do usuário. Por exemplo: lá estão os tipos de transformadores mais usualmente utilizados pelas concessionárias, com todos os seus dados técnicos (potências, impedâncias e perdas). Quando escolhido um determinado cabo, este será aplicado a todos os trechos do circuito.

Os demais campos devem ser preenchidos com informações específicas da rede em estudo (nome da rede, identificação: pode ser o número do transformador ou outro código usado pela concessionária e o investimento previsto para o melhoramento).

Uma vez concluídas as especificações das informações iniciais, fecha-se a janela “Detalhes de Rede” e uma nova janela com a rede especificada, mostrando a sua identificação e a topologia escolhida, é aberta para edição, conforme figura 8.2 a seguir.

Nesta fase do programa, caso nem todos os trechos entre postes possuam o mesmo cabo ou o mesmo comprimento, é possível modificá-los, substituindo aqueles diferentes por uma nova especificação.

¹² O banco de dados do programa armazena topologias típicas que podem ser alteradas para utilização na rede do projeto, ou o usuário desenha uma topologia nova.

O cadastramento dos consumidores por poste é também realizado nesta tela de forma manual ou importando uma planilha Excel, contendo todos eles e as seguintes informações necessárias ao processamento:

- Rede a que pertence;
- Poste em que está ligado;
- Média das últimas três faturas;
- Número de fases e tipo;
- Consumo e dados de continuidade do último ano¹³.

Ainda na tela de edição da rede são digitados ou importados via planilha Excel as curvas de medição do secundário do transformador. Para isso, o ícone verde na lateral da tela deve ser acionado.

Depois de montada a rede com todas as informações e fechar a tela de edição, confirmando a solicitação de salvamento, a janela “Redes” ficará ativa.

Para simular o fluxo de potência basta pressionar o botão “Calcular”.

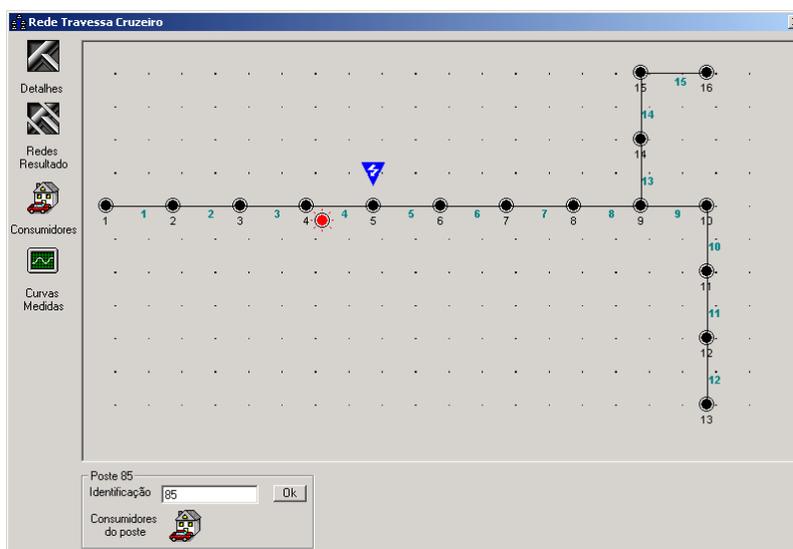


Figura 8.2–Tela da Rede em Edição

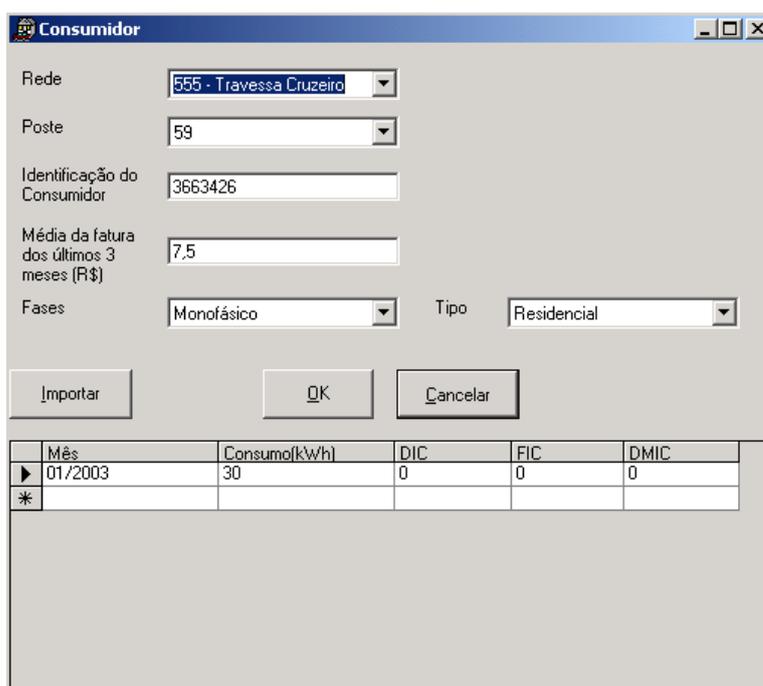


Figura 8.3–Tela Consumidores

¹³ Caso não existam dados de 12 meses o programa replicará os últimos meses para o cálculo.

A solução do fluxo será apresentada em um arquivo Excel, contendo algumas pastas:

- A primeira apresenta um resumo dos resultados encontrados e uma série de sugestões para o melhoramento a ser realizado na rede, conforme tabela 8.4 a seguir. Essas sugestões baseiam-se em critérios técnicos e indicam as soluções possíveis para a rede atingir boas condições de funcionamento.
- A segunda pasta contém o desenho da rede, facilitando a inclusão destes dados em relatórios.

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Travessa Cruzeiro-555		Tensão Ref.: 127		
Energia no Ano:	916.712,49 kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20		
Transformador :	112,5 kVA	FEC Padrão:	> 10 - 20		
Demanda Máxima:	147,12 kVA				
Carregamento Máximo:	130,8%	Fator de carga(dia útil):	0,65		
Desequilíbrio:	39,0%	Tap do Transformador:	13,20		
Perdas:	Energia kWh ano	Demanda kW			
	Transformador:	14.018,43	1,53%	3,01	2,04%
	Rede Secundária	78.812,26	8,60%	16,60	11,28%
	Ramais de Ligação:	699,91	0,08%	0,18	0,12%
	Medidores:	2.451,75	0,27%	0,28	0,19%
	TOTAL:	95.982,35	10,47%	20,06	13,64%
Tensão:	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	132,52	133,42	132,05	
	Valor Mínimo Rede	118,23	118,66	111,67	
	Valor Máximo Medição	132,75	133,63	132,44	
	Valor Mínimo Medição	128,81	129,75	128,75	
Corrente:	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	200,01	192,30	306,65	
	Valor Mínimo Rede	0,48	0,45	0,86	
	Existe sobrecarga?	sim	sim	sim	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária	33, 65, 05, 323, 303, 31, 247, 265, 30			
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	134			
					

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	X
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	X
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	X
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	X
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	X
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	X

Figura 8.4-Tela de resultados

- A terceira pasta apresenta uma planilha com as perdas, correntes e carregamento de cada fase e cada trecho da rede, de dez em dez minutos de um dia útil.
- A quarta pasta apresenta uma planilha com o nível de tensão em cada fase, de cada poste da rede, de dez em dez minutos de um dia útil.
- A quinta pasta apresenta histogramas dos níveis de tensão e carregamento da rede.

Analisando todas as informações resultantes do fluxo de potência é possível decidir qual o melhoramento que aquela rede deve sofrer e, neste momento, deve-se retornar à tela de edição da rede e acionar o botão “Redes Resultado”.

A rede original é então replicada em uma tela de edição onde é possível realizar as sugestões propostas (trocar cabos, tap, transformador, dividir a rede, etc.)

ou outras alternativas julgadas pertinentes. As únicas sugestões que não podem ser implementadas neste software são “Substituição e Reaperto de Conexões”, “Melhoria no sistema de aterramento”, “Verificar rede primária” e “Equilibrar carga entre as fases”. Esta última não é possível de ser simulada porque a informação de desequilíbrio vem da medição no secundário do transformador.

Após a edição dos melhoramentos, calcula-se a rede original novamente assim como a(s) Rede(s) Resultado(s), de maneira que é possível compará-las para identificar os ganhos obtidos na sua operação com o projeto previsto.

Os resultados encontrados para a rede original e as redes resultados serão utilizados para o cálculo da priorização dos diversos projetos de melhoramentos.

8.2. MÓDULO DE PRIORIZAÇÃO

Os resultados encontrados após a realização dos cálculos elétricos das redes permitirão verificar os custos evitados com a realização do(s) melhoramento(s) proposto(s).

Esses valores e o custo necessário para realização do melhoramento, serão comparados, levando-se em conta o horizonte de análise (tempo em anos) e a taxa de juros anual prevista para o investimento, de maneira que, para cada melhoramento, será definido um custo e um retorno (ou custo evitado).

O método de priorização deve, então, apresentar um conjunto formado pela combinação de diversos melhoramentos, de tal forma que essa combinação otimize o uso do montante disponível com o maior retorno possível.

Todas as redes simuladas aparecem na tela “Redes” onde está indicada a situação (3ª coluna) de cada uma delas: realizada, rascunho e a priorizar, conforme mostrado na figura 8.5 a seguir.

Se a situação for realizada, significa que o melhoramento já foi priorizado, sendo apenas mantido no banco de dados para consulta e, portanto, não será incluído nos projetos da nova priorização.

Caso a situação seja rascunho, o melhoramento ainda não foi priorizado mas está preparado para sê-lo. não será incluído nos projetos a serem priorizados.

Todos os projetos cuja situação seja a priorizar, serão considerados no cálculo de priorização. Acionando o botão Prioriza, abre-se a tela “Priorizando”, conforme figura 8.6.



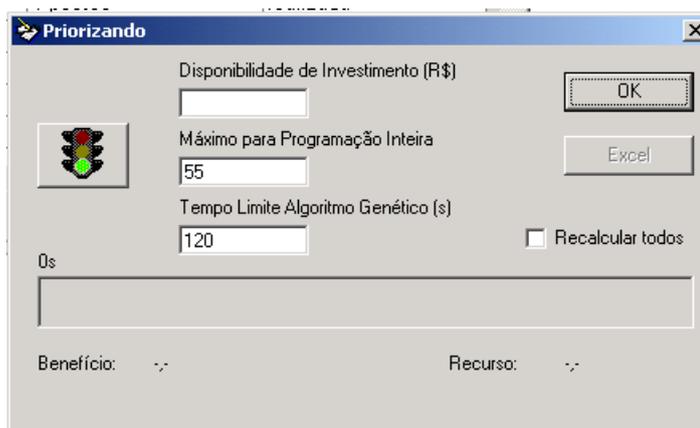
Nome	Topologia	Situação
Travessa Cruzeiro	Travessa Cruzeiro	a priorizar
Teste Aurino	4 postes	a priorizar
aTeste Real 001	Teste Real	rascunho
Rede de Teste	Conquista-Sede-C18	rascunho
Rede Teste 22	4 postes	realizada
Rede Teste 21	4 postes	realizada
Rede Teste 20	4 postes	realizada
Rede Teste 19	4 postes	realizada
Rede Teste 18	4 postes	realizada
Rede Teste 17	4 postes	realizada
Rede Teste 16	4 postes	realizada

Buttons: Nova, Editar, Calcula, Prioriza, Copiar, Apagar

Figura 8.5– Tela redes

Nesta tela, define-se a disponibilidade de investimento, o número máximo de projetos para os quais os cálculos serão realizados através do método de programação inteira de Branch-and-Bound¹⁴ e o tempo limite de processamento usando algoritmo genético.

Para iniciar o processo de priorização, deve-se pressionar o botão da sinaleira na figura 8.6. Enquanto os cálculos estiverem se processando a sinaleira ficará vermelha, quando o processamento acabar, seja por ter alcançado o tempo limite de



Disponibilidade de Investimento (R\$) [input field] [OK]

Máximo para Programação Inteira [input field: 55] [Excel]

Tempo Limite Algoritmo Genético (s) [input field: 120] Recalcular todos

Os: [input field]

Benefício: [input field] Recurso: [input field]

Figura 8.6 –Tela de Priorização

operação ou por ter alcançado o resultado ótimo, a sinaleira volta a ficar verde. Neste ponto, aparecerá, na tela, o benefício alcançado com os projetos priorizados e o recurso utilizado para implementá-los. Pode-se então fechar a tela, pressionando o botão “OK” ou solicitar a exibição da lista dos projetos a priorizar, indicando quais devem ser executados com a disponibilidade de recursos estabelecida, acionando a tecla “Excel”.

Depois de acionada a referida tecla “Excel”, é exibida uma planilha conforme figura 8.7 onde são apresentados cinco projetos, dos quais apenas dois são viáveis

¹⁴ Conforme dito anteriormente, o método B&B leva a uma solução de ótimo, mas implica em um tempo de processamento muito alto, se o número de projetos for grande.

economicamente¹⁵. Com a restrição de investimento disponível de R\$ 25.000,00, só um poderá ser realizado. O *software* então indica aquele que dará o melhor retorno. Neste caso, o projeto da “Rede teste 22”.

Resultado Anual											
Disponibilidade de Investimento		25.000,00	Tempo análise	7	taxa de juros da análise			14%			
Melhoramento:	Sel.	Investimento:	Custo das Perdas	Custo O&M	Custo Energia não Distribuída	Custo Desvio de Tensão	Valor Atual Custos	Índice de Justificativa	Tempo de Retorno (anos)	Taxa Interna de Retorno	
Rede original:	Rede Teste 20	R\$ 15.000,00	R\$ 1.775.170,75	R\$ 13.015,00	R\$ 50.017,00	R\$ 3.343,03					
	RR 001	-	R\$ 2.529.586,67	R\$ 1.501,95	R\$ 82,81	R\$ 73,71					
	Somatório das redes derivadas	-	R\$ 2.529.586,67	R\$ 1.501,95	R\$ 82,81	R\$ 73,71					
	Resultado do Melhoramento:	R\$ 15.000,00	-R\$ 754.415,91	R\$ 11.513,05	R\$ 49.934,19	R\$ 3.269,38	-R\$ 4.326.426,37	-R\$ 4.341.426,37	-	sem retorno	
Rede original:	Rede Teste 22	R\$ 15.000,00	R\$ 1.935.275,26	R\$ 13.017,00	R\$ 50.019,00	R\$ 4.244,54					
	RR 001	-	R\$ 1.870.560,80	R\$ 1.511,23	R\$ 31,46	R\$ 56,02					
	Somatório das redes derivadas	-	R\$ 1.870.560,80	R\$ 1.511,23	R\$ 31,46	R\$ 56,02					
	Resultado do Melhoramento:	R\$ 15.000,00	R\$ 64.714,45	R\$ 11.505,77	R\$ 49.927,54	R\$ 4.188,52	R\$ 930.970,67	R\$ 915.970,67	1,00	863%	
Rede original:	Travessa Cruzeiro	X	R\$ 15.957,44	R\$ 19.570,96	R\$ 30,28	R\$ 8,22	R\$ 23.440,63				
	rede quase igual	-	R\$ 8.324,38	R\$ 30,28	R\$ 0,00	R\$ 0,00					
	Somatório das redes derivadas	-	R\$ 8.324,38	R\$ 30,28	R\$ 0,00	R\$ 0,00					
	Resultado do Melhoramento:	R\$ 15.957,44	R\$ 11.246,58	R\$ 0,00	R\$ 8,22	R\$ 23.440,63	R\$ 247.821,64	R\$ 231.864,20	1,00	217%	
Rede original:	Teste Real 001	R\$ 20.000,00	R\$ 1.434,87	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00					
	Parte A	-	R\$ 376,68	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 50.208,23					
	Parte B	-	R\$ 533,66	R\$ 0,15	R\$ 0,00	R\$ 61.454,31					
	Somatório das redes derivadas	-	R\$ 910,34	R\$ 0,15	R\$ 0,00	R\$ 111.662,60					
	Resultado do Melhoramento:	R\$ 20.000,00	R\$ 524,53	-R\$ 0,15	R\$ 0,00	-R\$ 111.662,60	-R\$ 793.847,26	-R\$ 813.847,26	-	sem retorno	
Rede original:	Teste Aurino	R\$ 37.200,00	R\$ 787,30	R\$ 0,00	R\$ 323,53	R\$ 0,00					
	RR01	-	R\$ 476,33	R\$ 0,26	R\$ 0,00	R\$ 0,00					
	RR02	-	R\$ 492,09	R\$ 0,02	R\$ 0,00	R\$ 0,00					
	Somatório das redes derivadas	-	R\$ 368,48	R\$ 0,28	R\$ 0,00	R\$ 0,00					
	Resultado do Melhoramento:	R\$ 37.200,00	-R\$ 181,18	-R\$ 0,28	R\$ 323,53	R\$ 0,00	R\$ 1.011,89	-R\$ 36.188,11	262,00	sem retorno	

Figura 8.7 – Tela Resultado da Priorização

¹⁵ Apenas o terceiro projeto, “Travessa Cruzeiro”, apresenta dados reais, todos os outros são simulações com dados aleatórios.

9. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso simulado nesta dissertação refere-se à aplicação da metodologia desenvolvida a nove melhoramentos escolhidos aleatoriamente, propostos para serem realizados no sistema de distribuição de baixa tensão da COELBA. Em cada projeto já constam as soluções para resolver os problemas indicados pelas medições efetuadas.

Foi feita a priorização buscando identificar quais obras deverão ser realizadas considerando uma determinada restrição financeira.

De forma geral observa-se que as obras propostas nos projetos atendem aos objetivos de melhorar os níveis de tensão. No entanto, muitas vezes estas metas poderiam ser alcançadas com melhoramentos envolvendo custos menores. Em alguns casos eles não resolvem totalmente o problema, ficando determinados consumidores submetidos a baixos níveis de tensão, inferiores aos valores estabelecidos pelo poder concedente.

Os melhoramentos são na maioria dos casos direcionados para solucionar problemas relativos a baixos níveis de tensão, sem haver uma maior preocupação quanto às perdas técnicas. Muitas vezes as redes permanecem com elevadas perdas técnicas e/ou com grandes desequilíbrios de carga entre as fases nos transformadores de distribuição, mesmo depois de realizada a obra.

O custo de operação e manutenção introduzido na metodologia desta dissertação leva em consideração, nos cálculos, somente a perda de vida útil dos transformadores devido ao seus carregamentos, que apresentaram-se baixos nas simulações efetuadas. Por esta razão este custo foi pouco representativo no resultado final.

O custo da energia não distribuída foi zero para todos os casos analisados uma vez que os níveis de DEC e FEC não se alteraram com a realização dos melhoramentos.

9.1. COMPARAÇÃO COM METODOLOGIAS PRATICADAS

A simulação efetuada através do programa APRIORI foi comparada com a metodologia usada pela COELBA, proposta no relatório 183/DIPL/92 (Martins, Veroilson. 1992) e um resumo dos resultados encontrados é apresentado na tabela 9.1 a seguir. O tempo para análise do estudo foi considerado de 5 anos e a taxa de juros anual de 15%.

Tabela 9.1 – Comparação APRIORI x Relatório 183/DIPL/92-COELBA

Rede/Trafo	Investimento R\$	Benefício perdas(R\$)		Benefício p/ tensão(R\$)		Taxa interna de retorno	
		APRIORI	183/DIPL	APRIORI	183/DIPL	APRIORI	183/DIPL
504279	10.722,64	267,43	247,82	-4.495,11	23.813,65	Sem retorno	223,8%
519581	10.990,73	181,52	228,06	27.427,33	10.890,17	251%	97,8%
508228	17110,10	481,63	266,36	20.048,13	18.045,29	118%	104,0%
517221	17.317,67	731,88	617,98	28.165,57	21.448,14	166%	125,2%
515461	19.668,97	-6,52	246,01	98.087,22	34.016,46	499%	173,0%
510891	22.312,75	517,95	445,47	16.749,70	43.719,01	72%	197,1%
510985	24.553,94	1.399,24	1.591,19	91.360,12	69.928,89	379%	291,0%
507232	33.140,76	1.612,22	1.611,44	109.606,01	77.340,32	335%	237,7%
502220	23.037,22	599,24	620,27	20.725,64	42.260,16	89%	185,1%

As simulações levaram em consideração as soluções indicadas nos projetos de melhoramentos, assim como os seus custos. Os resultados encontrados estão apresentados nos Apêndices A, B, C e D:

APÊNDICE A – Resultados das simulações da priorização pelo APRIORI. Constan todos os custos e benefícios envolvidos, assim como o índice de justificativa de cada empreendimento.

APÊNDICE B – Resultados das simulações da priorização pelo método do relatório 183/DIPL/92. Apresenta os índices e benefícios obtidos.

APÊNDICE C – Resultados das simulações do fluxo de carga do APRIORI. Mostra os carregamentos, perdas, tensões máxima/mínima e os postes e consumidores com tensões críticas e precárias.

APÊNDICE D – Configurações/topologias das redes simuladas no APRIORI. São mostradas todas as configurações das redes tanto na sua situação original como com os melhoramentos propostos. Após as simulações as redes são desenhadas conforme concebidas pelos projetistas.

Um dos ganhos obtidos nesta nova metodologia foi apresentar os resultados das simulações indicando os melhoramentos a serem realizados, baseado em uma determinada restrição financeira. Os métodos anteriores pesquisados indicam apenas a taxa interna de retorno, a relação benefício/custo e o tempo de retorno do capital investido de cada um, deixando para o analista a tarefa de priorizar e definir quais devem ser realizados, conforme mostrado no Apêndice B.

Analisando-se a tabela 9.1 observa-se que de forma geral o benefício oriundo das perdas técnicas estão muito parecidos nos dois casos, exceto para a rede do transformador 515461 onde é apresentado benefício negativo nos cálculos do APRIORI. O projeto de melhoramentos proposto divide esta rede em 3 circuitos. Nesta separação os postes e consumidores com maiores desequilíbrios entre as fases foram basicamente concentrados nos circuitos C1 e C3, principalmente neste último, elevando bastante as perdas de energia, conforme mostrado no Apêndice C. O método do relatório 183/DIPL considera para o cálculo das perdas técnicas apenas a demanda máxima e o fator de perdas baseado no fator de carga, sem levar em consideração as cargas desequilibradas.

Os benefícios devidos a transgressão de tensão apresentam resultados diferentes para as duas metodologias em quase todos as redes simuladas. A metodologia de Martins, faz os seus cálculos levando em consideração a variação de tensão entre os valores máximos e mínimos, além do benefício por atendimento a um mercado adicional em função da melhoria dos níveis de tensão. A nova proposta baseia-se na transgressão de tensão, conforme definido na resolução 505/ANEEL.

Basicamente a taxa interna de retorno, nos dois casos, é definida pelos benefícios trazidos pela melhoria dos níveis de tensão nos melhoramentos propostos tendo em vista que os benefícios das perdas são praticamente os mesmos.

O transformador 504279 não apresenta retorno para os investimentos propostos na nova metodologia tendo em vista que o circuito original foi dividido em dois outros e continuam apresentando níveis de tensão precários em vários postes e consumidores, conforme mostrado no Apêndice C. Esta particularidade não era contemplada na metodologia do relatório 183/DIPL.

A taxa interna de retorno(TIR) do melhoramento proposto para o transformador 519581 é duas vezes e meia maior na metodologia proposta nesta dissertação uma vez que a queda de tensão entre seus valores máximo e mínimo é muito pequena originalmente, representando ganhos menores na antiga metodologia.

Já nos transformadores 510891 e 502220 acontece exatamente o inverso, ou seja, os benefícios por tensão são muito maiores na metodologia 183/DIPL, em função da elevada queda de tensão no circuito original e da pequena quantidade de postes com tensão crítica.

A TIR do transformador 508228 é praticamente a mesma nos dois casos, o maior benefício das perdas da nova metodologia é compensado pelo menor ganho em tensão.

Os transformadores 517221, 510985 e 507232 apresentaram situações similares, onde a TIR do APRIORI é maior por conta dos maiores benefícios de tensão em função do elevado número de postes e consumidores com tensões críticas e precárias no circuito original.

As divergências ocorridas entre as duas metodologias são justificadas em função da forma como cada uma delas calcula os índices de priorização. A nova, no entanto, já considera os índices de Duração Relativa da Transgressão de Tensão e o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica de acordo com a resolução 505/ANEEL, além dos indicadores de continuidade do serviço e da restrição financeira em função da disponibilidade de recursos da concessionária.

Para o caso particular destes nove melhoramentos, considerando uma restrição financeira de R\$ 150.000,00, os resultados indicam sete obras que apresentam os maiores retornos e que devem ser priorizadas para serem implementadas.

10. CONCLUSÃO

A simulação da priorização através dos dois algoritmos (branch and bound e genético) permite obter rapidamente um resultado

A legislação vigente, com suas exigências e penalidades impostas, e a análise de fluxo de potência dos circuitos da rede secundária são incorporadas às decisões de investimento na metodologia de priorização apresentada nesta dissertação.

Foi desenvolvido um *software* - **Apriori** - para o cálculo elétrico das redes secundárias antes e depois da intervenção planejada, permitindo, deste modo, priorizar os investimentos com base nas melhores soluções encontradas, utilizando modernas técnicas de computação evolutiva.

O *software* permite simular diversas soluções para o melhoramento em estudo, fornecendo mais subsídios para facilitar a análise e a tomada de decisões.

Uma abordagem probabilística foi inserida nesta nova metodologia, considerando diversas curvas de carga típicas de cada tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial e iluminação pública), podendo sempre ser atualizadas de acordo com suas características intrínsecas e regionais. Esta forma de abordagem não era apresentada nos métodos desenvolvidos anteriormente.

Quando da simulação do fluxo de potência de uma rede sob análise, o *software* apresenta indicações sobre as possíveis soluções para o problema, direcionando o analista para a concepção de um projeto de melhoramento capaz de resolver a situação, ganhando tempo, minimizando erros e reduzindo custos.

Para aplicação desta metodologia é necessário se dispor de uma série de dados, nem sempre facilmente disponíveis nas concessionárias, mas fazem parte das exigências legais e, por esta razão, todas devem se preparar para obtê-los com certa facilidade. Por exemplo são necessárias as características de cada consumidor, em cada poste: consumo médio dos últimos três meses, tipo de ligação (monofásica, bifásica ou trifásica) e tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial e iluminação pública).

O estudo de caso demonstra os ganhos obtidos com esta nova metodologia, tais como consideração da restrição financeira, desequilíbrio entre fases, indicadores

de transgressão de tensão e de continuidade do serviço e a facilidade de como os resultados são apresentados para análise.

Naturalmente, esta dissertação não esgota a problemática da priorização de investimentos. Ela é apenas um passo que inclui os parâmetros tangíveis para determinação das obras a serem realizadas em função de uma dada restrição financeira.

Os parâmetros intangíveis tais como recomendações políticas, não foram incorporados nesta dissertação e podem ser objeto de futuras pesquisas, utilizando ferramentas que os levem em consideração.

Através de futuras pesquisas esta metodologia poderá ser adaptada para priorizar os demais investimentos necessários ao funcionamento das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Resolução 024/2000. Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.** Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 17 de janeiro de 2001.

ANEEL. **Resolução 505/2001. Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.** Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 18 de dezembro de 2001.

ARANGO, H. **Planejamento agregado de investimentos: Avaliação de investimentos considerando diversos cenários.** I Conferência Internacional em Distribuição de Energia Elétrica – São Paulo, 1993.

ARANGO, H.; GOUVEA, M.R.; VALENTE, A. **Planejamento de investimentos em sistemas de distribuição.** CED 055/PLAN 002/AT 001. São Paulo – S.P. 1993

ARANGO, Héctor; GOUVEA, Marcos R; KAGAN, Nelson; VALENTE, André. **Análise de incertezas no planejamento agregado de sistemas elétricos de distribuição.** CED/EPUSP. São Paulo-SP.

BITTENCOURT, Guilherme. **Computação Evolutiva.** Departamento de Automação e Sistemas. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis – SC. Disponível em <http://www.lcmi.ufsc.br>. Acesso via URL em 20 de novembro de 2002.

BRASIL. **Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.** Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Disponível em <http://planalto.gov.br>. Acesso em 13 de abril de 2001.

BRASIL. **Lei 9.074, de 07 de julho de 1995.** Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Disponível em <http://planalto.gov.br>. Acesso em 15 de abril de 2001.

BRASIL. **Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em <http://planalto.gov.br>. Acesso em 23 de março de 2001.

BRASIL. **Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.** Coopers & Lybrand. Dezembro 1997.

CCON – Comitê Coordenador de Operações Norte – Nordeste. Subcomitê de Distribuição – SCDI. **Relatório SCPR/SCDI/CCON - N° 454/84. Estabelecimento de Prioridade de Investimentos de Redes de Distribuição.** Recife-PE. 1984.

CEBRIAN, J. C.; MANTOVANI, J. R. S.; ROMERO, R. **Algoritmo Evolutivo dedicado à Solução do Problema de Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais.** XV SENDI, 2002. Salvador-Ba. Anais.

CIPOLI, J. A. **Engenharia de Distribuição.** Editora Qualitymark. Rio de Janeiro, 1993.

CODI - Comitê de Distribuição. Tema 19 - Planejamento Elétrico. Doc. Técnico **CODI-3.2.19.24.0. Metodologia de Cálculo de Carregamento de Transformadores de Distribuição.** Rio de Janeiro-RJ 1995.

CODI – Comitê de Distribuição. Tema 19 - Planejamento Elétrico. Doc. Técnico **CODI-3.2.19.04.0. Relatório SCEI.22.01. Critérios para Definição de Prioridades de Obras - Diagnóstico.** Rio de Janeiro-RJ.1984

CODI – Comitê de Distribuição. Tema 19 - Planejamento Elétrico. Doc. Técnico **CODI-3.2.19.05.0. Relatório SCEI.22.02. Critérios para Definição de Prioridades de Obras - Recomendações.** Rio de Janeiro-RJ. 1986.

CODI – Comitê de Distribuição. Tema 19 - Planejamento Elétrico. Doc. Técnico **CODI-3.2.19.27.0. Planejamento de Investimentos em Redes Secundárias Aéreas de Distribuição - Horizonte de Curto Prazo.** Rio de Janeiro-RJ. 1996.

CODI – Comitê de Distribuição. Tema 19 - Planejamento Elétrico. Doc. Técnico **CODI-3.2.19.28.0. Critérios para Priorização de Investimentos em Redes Secundárias Aéreas de Distribuição - Horizonte de Curto Prazo.** Rio de Janeiro-RJ.1996.

CODI – Comitê de Distribuição. Tema 19 - Planejamento Elétrico. Doc. Técnico **CODI-19.33. Método para a Definição dos Investimentos em Função dos Níveis de Qualidade – Horizonte de Médio e de Longo Prazo.** Rio de Janeiro-RJ.19....

DAVIES, L. **Handbook of Genetic Algorithms.** Van Nostrand Reinhold. New York. 1991.

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S. A. Comitê de Distribuição – CODI. Coleção Distribuição de Energia Elétrica. **Planejamento de Sistemas de Distribuição. Volume 1.** Editora Campus/Eletróbrás. Rio de Janeiro-RJ. 1982.

GA + Branch and Bound. Disponível em http://www.ceonet.des.napier.ac.uk/resources/flying_circus/tutorials. Acesso via URL em 18 de novembro de 2002.

GALVÃO, C. O; VALENÇA, M.I.S., **Sistemas Inteligentes – Aplicação a Recursos Hídricos e Ciências Ambientais.** Ed. Universidade, Rio Grande do Sul, 1999.

GALVÃO, L.C.R.; REIS, L.B.; UDAETA, M.E.M, **Introdução a aplicação do planejamento integrado de recursos – PIR (orientado ao desenvolvimento sustentado) numa área rural.** GEPEA – POLI – USP, 1997.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning.** Addison – Wesley. 1989.

GOUVEA, M. R.; BURANI, G. F. **Análise de Decisão e Risco no Planejamento de Redes de Distribuição.** XI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. 1992

GOUVEIA, M. R. **Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 1993. Tese de Doutorado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

HENRIQUES FILHO, L.; MARTINS, V; VALENTE, R. **Relatório 174/DIPL/91. Procedimentos para Elaboração do Orçamento Plurianual de Investimento da Diretoria de Distribuição – Triênio 1992/1994.** COELBA, Salvador – Ba. 1991.

HILLIER, F. S.; LIEBERMAN, G. J. **Introdução à Pesquisa Operacional.** Editora Campus. Rio de Janeiro - R. J. Editora da Universidade de São Paulo. São Paulo – S. P. 1988

KAGAN, N. **Planejamento de Redes de Distribuição Secundária – Uma modelagem por programação dinâmica**. 1988. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

KAUHANIEMI, K. **Decision Making Under Uncertainty in the Electricity Distribution System Planning**. 1º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exploração de Redes de Distribuição de Energia. 1990.

LA ROVÈRE, E. M. **500 años de mucha energia**. Revista Petrobrás Magazine – Rio de Janeiro – 2000 – vol. 7 nº 28 páginas 24 a 29.

MARTINS, V. L. **Relatório 183/DIPL/92 - Metodologia para Análise de Viabilidade Econômica e Priorização de Obras de Distribuição**. COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. Salvador-Ba. 1992.

MOORI, R. G.; MARCONDES, C. M.; ÁVILA, R. T. **A Análise de Agrupamentos como Instrumento de Apoio à Melhoria da Qualidade dos Serviços aos Clientes**. RAC, v. 6, n. 1, Jan/Abr 2002: 63-84.

PAIXÃO, L. E. **Memórias do Projeto RE-SEB**. Massao Ohno Editor. São Paulo-SP. 2000.

PEREIRA, J. C. R. **Análise de dados qualitativos**. Editora da Universidade de São Paulo/FAPESP. São Paulo – SP. 1999.

POSSAS, M. L. **Estruturas de Mercado em Oligopólio**. Hucitec. São Paulo-SP. 1985.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. **Melhoria de Qualidade do Fornecimento de Energia usando um modelo de programação não linear e Algoritmo Genético para alocação de dispositivos de proteção**. XV SENDI, 2002. Salvador-Ba. Anais.

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

TANURE, J. E. P. S. **Análise Comparativa de Empresas de Distribuição para o Estabelecimento de Metas de Desempenho para Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição**. 2000. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica). Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Itajubá – MG.

TSUTIYA, O. **Previsão de Índices Técnicos do Plano de Obras da Distribuição**. XI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. 1992.

UDAETA, M.E.M. **Planejamento da distribuição no novo cenário**. GEPEA – POLI – USP.

WAGNER, H. M. **Pesquisa Operacional**. Prentice - Hall do Brasil. Rio de Janeiro – R. J. 1986.

12. APÊNDICES

12.1. APÊNDICE A – Resultados das simulações da priorização pelo APRIORI.

Resultado Anual									
Disponibilidade de Investimento (R\$)		150.000,00	Temp.Anál.	5 anos			Taxa de juros da análise: 15%		
Melhoramento:	Sel.	Investimento:	Custo das Perdas	Custo O&M	Custo Energia não Distribuída	Custo Desvio de Tensão	Valor Atual Custos	Índice de Justificativa	
Rede original:		R\$ 10.722,64	R\$ 994,61	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 3.357,87			
504279 - C1		-	R\$ 400,26	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 3.560,29			
504279 - C2		-	R\$ 326,91	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 4.292,70			
Somatório das redes derivadas		-	R\$ 727,18	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 7.852,98			
Resultado do Melhoramento:		R\$ 10.722,64	R\$ 267,43	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 4.495,11	-R\$ 28.187,85	-R\$ 38.910,49	
Rede original:	X	R\$ 10.990,73	R\$ 548,53	R\$ 0,75	R\$ 0,00	R\$ 27.427,33			
519581 - Recondutoramento		-	R\$ 367,01	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Somatório das redes derivadas		-	R\$ 367,01	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Resultado do Melhoramento:		R\$ 10.990,73	R\$ 181,52	R\$ 0,75	R\$ 0,00	R\$ 27.427,33	R\$ 184.060,67	R\$ 173.069,94	
Rede original:	X	R\$ 17.110,10	R\$ 1.489,41	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 20.048,13			
Trafo 508228 - C2		-	R\$ 292,36	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Trafo 508228 - C1		-	R\$ 715,41	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Somatório das redes derivadas		-	R\$ 1.007,77	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Resultado do Melhoramento:		R\$ 17.110,10	R\$ 481,63	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 20.048,13	R\$ 136.861,75	R\$ 119.751,65	
Rede original:	X	R\$ 17.317,67	R\$ 1.302,56	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 28.165,57			
517271 - Recondutorado		-	R\$ 570,68	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Somatório das redes derivadas		-	R\$ 570,68	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Resultado do Melhoramento:		R\$ 17.317,67	R\$ 731,88	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 28.165,57	R\$ 192.646,32	R\$ 175.328,65	
Rede original:	X	R\$ 19.668,97	R\$ 1.058,55	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 98.087,22			
Trafo 515461		-	R\$ 146,96	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Trafo 515461 - C3		-	R\$ 296,82	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Trafo 515461 - C2		-	R\$ 621,30	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Trafo 515461 - C1		-	R\$ 1.065,08	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Somatório das redes derivadas		-	-R\$ 6,52	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 98.087,22	R\$ 653.868,01	R\$ 634.199,04	
Resultado do Melhoramento:		R\$ 19.668,97	-R\$ 6,52	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 98.087,22	R\$ 653.868,01	R\$ 634.199,04	
Rede original:		R\$ 22.312,75	R\$ 1.582,90	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 16.749,70			
510891 - C2		-	R\$ 189,24	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
510891 - C3		-	R\$ 294,66	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
510891 - C1		-	R\$ 581,05	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Somatório das redes derivadas		-	R\$ 1.064,95	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Resultado do Melhoramento:		R\$ 22.312,75	R\$ 517,95	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 16.749,70	R\$ 115.114,37	R\$ 92.801,62	
Rede original:	X	R\$ 23.037,22	R\$ 1.643,33	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 20.725,64			
502220 - C2		-	R\$ 512,67	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
502220 - C1		-	R\$ 531,43	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Somatório das redes derivadas		-	R\$ 1.044,10	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Resultado do Melhoramento:		R\$ 23.037,22	R\$ 599,24	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 20.725,64	R\$ 142.162,54	R\$ 119.125,32	
Rede original:	X	R\$ 24.553,94	R\$ 2.903,89	R\$ 1,01	R\$ 0,00	R\$ 91.630,12			
Rede Trafo 510985 - C1		-	R\$ 478,36	R\$ 0,07	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Rede Trafo 510985 - C3		-	R\$ 518,16	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Rede Trafo 510985 - C2		-	R\$ 508,13	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Somatório das redes derivadas		-	R\$ 1.504,65	R\$ 0,07	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Resultado do Melhoramento:		R\$ 24.553,94	R\$ 1.399,24	R\$ 0,94	R\$ 0,00	R\$ 91.630,12	R\$ 620.198,71	R\$ 595.644,77	
Rede original:	X	R\$ 33.140,76	R\$ 3.737,84	R\$ 0,25	R\$ 0,00	R\$ 124.749,15			
Rede Trafo 507232 - C1		-	R\$ 480,45	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Rede Trafo 507232 - C3		-	R\$ 1.142,97	R\$ 0,04	R\$ 0,00	R\$ 15.143,14			
Rede Trafo 507232 - C2		-	R\$ 502,19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00			
Somatório das redes derivadas		-	R\$ 2.125,62	R\$ 0,04	R\$ 0,00	R\$ 15.143,14			
Resultado do Melhoramento:		R\$ 33.140,76	R\$ 1.612,22	R\$ 0,21	R\$ 0,00	R\$ 109.606,01	R\$ 741.452,92	R\$ 708.312,16	

12.2. APÊNDICE B – Resultados das simulações da priorização pelo método do relatório 183/DIPL/92.

1 - Trafo 504279

Benefício de Atendimento a Mercado Adicional [R\$]: 611,58

Benefício de Redução de Perdas [R\$]: 247,82

Benefício de Restrição de Ordem Técnica [R\$]: 23202,07

Benefício de Energia Não Distribuída [R\$]: 0,00

Benefício de Adiamento de Outro Empreendimento [R\$]: 0,00

Custo Anual do Empreendimento [R\$]: 10966,82

Benefício/Custo : 2,19

Taxa de Retorno: 223,8%

Tempo de Retorno : 0anos e 10meses.

2 - Trafo 519581

Benefício de Atendimento a Mercado Adicional [R\$]: 0,00

Benefício de Redução de Perdas [R\$]: 228,06

Benefício de Restrição de Ordem Técnica [R\$]: 10890,17

Benefício de Energia Não Distribuída [R\$]: 0,00

Benefício de Adiamento de Outro Empreendimento [R\$]: 0,00

Custo Anual do Empreendimento [R\$]: 11241,02

Benefício/Custo : 0,99

Taxa de Retorno: 97,8%

Tempo de Retorno : 5anos e 7meses.

3 - Trafo 508228

Benefício de Atendimento a Mercado Adicional [R\$]: 1620,03

Benefício de Redução de Perdas [R\$]: 266,36

Benefício de Restrição de Ordem Técnica [R\$]: 16425,26

Benefício de Energia Não Distribuída [R\$]: 0,00

Benefício de Adiamento de Outro Empreendimento [R\$]: 0,00

Custo Anual do Empreendimento [R\$]: 17499,74

Benefício/Custo : 1,05

Taxa de Retorno: 104,0%

Tempo de Retorno : 3anos e 9meses.

4 - Trafo 517271

Benefício de Atendimento a Mercado Adicional [R\$]: 0,00

Benefício de Redução de Perdas [R\$]: 617,98

Benefício de Restrição de Ordem Técnica [R\$]: 21448,14

Benefício de Energia Não Distribuída [R\$]: 0,00

Benefício de Adiamento de Outro Empreendimento [R\$]: 0,00

Custo Anual do Empreendimento [R\$]: 17712,04

Benefício/Custo : 1,25

Taxa de Retorno: 125,2%

Tempo de Retorno : 2anos e 2meses.

5 - Trafo 515461

Benefício de Atendimento a Mercado Adicional [R\$]: 2556,15

Benefício de Redução de Perdas [R\$]: 246,01

Benefício de Restrição de Ordem Técnica [R\$]: 31460,31

Benefício de Energia Não Distribuída [R\$]: 0,00

Benefício de Adiamento de Outro Empreendimento [R\$]: 0,00

Custo Anual do Empreendimento [R\$]: 20116,89

Benefício/Custo : 1,70

Taxa de Retorno: 173,0%

Tempo de Retorno : 1anos e 3meses.

6 - Trafo 510891

Benefício de Atendimento a Mercado Adicional [R\$]: 8946,53

Benefício de Redução de Perdas [R\$]: 445,47

Benefício de Restrição de Ordem Técnica [R\$]: 34772,48

Benefício de Energia Não Distribuída [R\$]: 0,00

Benefício de Adiamento de Outro Empreendimento [R\$]: 0,00

Custo Anual do Empreendimento [R\$]: 22820,87

Benefício/Custo : 1,94

Taxa de Retorno: 197,1%

Tempo de Retorno : 1anos e 0meses.

7 - Trafo 510985

Benefício de Atendimento a Mercado Adicional [R\$]: 7531,72

Benefício de Redução de Perdas [R\$]: 1591,19

Benefício de Restrição de Ordem Técnica [R\$]: 62397,17

Benefício de Energia Não Distribuída [R\$]: 0,00

Benefício de Adiamento de Outro Empreendimento [R\$]: 0,00

Custo Anual do Empreendimento [R\$]: 25113,10

Benefício/Custo : 2,85

Taxa de Retorno: 291,0%

Tempo de Retorno : 0anos e 7meses.

8 - Trafo 507232

Benefício de Atendimento a Mercado Adicional [R\$]: 0,00

Benefício de Redução de Perdas [R\$]: 1611,44

Benefício de Restrição de Ordem Técnica [R\$]: 77340,32

Benefício de Energia Não Distribuída [R\$]: 0,00

Benefício de Adiamento de Outro Empreendimento [R\$]: 0,00

Custo Anual do Empreendimento [R\$]: 33895,47

Benefício/Custo : 2,33

Taxa de Retorno: 237,7%

Tempo de Retorno : 0anos e 9meses.

9 - Trafo 502220

Benefício de Atendimento a Mercado Adicional [R\$]: 0,00

Benefício de Redução de Perdas [R\$]: 620,27

Benefício de Restrição de Ordem Técnica [R\$]: 42260,16

Benefício de Energia Não Distribuída [R\$]: 0,00

Benefício de Adiamento de Outro Empreendimento [R\$]: 0,00

Custo Anual do Empreendimento [R\$]: 23561,84

Benefício/Custo : 1,82

Taxa de Retorno: 185,1%

Tempo de Retorno : 1anos e 1meses.

12.3. APÊNDICE C – Resultados das simulações do fluxo de carga do APRIORI.

TRAFO 504279 - Original

RESULTADOS			
Nome da Rede:	Trafo 504279 - Original	V _{Ref.} (V):	127
Energia no Ano:	349.370,73 kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20
Transformador :	150,0 kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10
Demanda Máxima:	51,31 kVA		
Carregamento Máximo:	34,2%	Fator de carga(dia útil):	0,66
Desequilíbrio :	76,1%	Tap do Transformador:	#####
Perdas:	Energia kWh ano	Demanda kW	
Transformador:	6.398,70	1,83%	0,86 1,68%
Rede Secundária	5.813,57	1,66%	1,09 2,12%
Ramais de Ligação:	1.286,87	0,37%	0,36 0,71%
Medidores:	915,46	0,26%	0,10 0,20%
TOTAL:	14.414,59	4,13%	2,42 4,72%
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C
Valor Máximo Rede	131,93	133,66	134,29
Valor Mínimo Rede	115,17	128,03	122,17
Valor Máximo Medição	132,00	133,69	132,06
Valor Mínimo Medição	129,25	130,38	128,88
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C
Valor Máximo Rede	54%	14%	27%
Postes:	75	75	75
Existe sobrecarga?	não	não	não
Postes:	Tensão Crítica		
	Tensão Precária 69, 51, 109, 129, 145, 155, 60, 111, 5		
Consumidores:	com Tensão Crítica 0		
	com Tensão Precária 50		

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	X
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	X

TRAFO 504279 – C1

RESULTADOS			
Nome da Rede:	504279 - C1	V _{Ref.} (V):	127
Energia no Ano:	253.276,89 kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20
Transformador :	75,0 kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10
Demanda Máxima:	37,63 kVA		
Carregamento Máximo:	50,2%	Fator de carga(dia útil):	0,66
Desequilíbrio :	68,0%	Tap do Transformador:	#####
Perdas:	Energia kWh ano	Demanda kW	
Transformador:	4.069,39	1,61%	0,62 1,65%
Rede Secundária	21,63	0,01%	0,00 0,01%
Ramais de Ligação:	1.162,38	0,46%	0,30 0,79%
Medidores:	547,54	0,22%	0,06 0,17%
TOTAL:	5.800,94	2,29%	0,98 2,61%
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C
Valor Máximo Rede	131,76	133,58	131,93
Valor Mínimo Rede	128,47	130,19	128,72
Valor Máximo Medição	131,76	133,58	131,94
Valor Mínimo Medição	128,71	130,25	128,88
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C
Valor Máximo Rede	5%	1%	3%
Postes:	69	69	69
Existe sobrecarga?	não	não	não
Postes:	Tensão Crítica		
	Tensão Precária 69, 51, 109, 129, 145, 155, 60, 111, 5		
Consumidores:	com Tensão Crítica 0		
	com Tensão Precária 19		

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	X
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	X

TRAFO 504279 – C2

RESULTADOS					
Nome da Rede:	504279 - C2		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	96.094,59	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	14,50	kVA			
Carregamento Máximo:	12,9%	Fator de carga(dia útil):	0,63		
Desequilíbrio :	75,3%	Tap do Transformador:	#####		
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	4.101,19	4,27%	0,48	3,34%
	Rede Secundária	32,93	0,03%	0,01	0,05%
	Ramais de Ligação:	235,28	0,24%	0,08	0,56%
	Medidores:	368,47	0,38%	0,04	0,29%
TOTAL:	4.737,87	4,93%	0,62	4,24%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	132,21	133,78	132,18	
	Valor Mínimo Rede	129,49	130,43	128,62	
	Valor Máximo Medição	132,22	133,79	132,19	
	Valor Mínimo Medição	129,65	130,49	128,61	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	5%	1%	3%	
	Postes:	142	142	142	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária	75, 387, 142, 117, 121, 123, 125			
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	23			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	X
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	X

TRAFO 519581 - Original

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 519581-S. Cristóvão		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	185.162,92	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	30,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	30,27	kVA			
Carregamento Máximo:	100,9%	Fator de carga(dia útil):	0,65		
Desequilíbrio :	30,7%	Tap do Transformador:	11,40		
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	3.459,28	1,87%	0,75	2,48%
	Rede Secundária	2.794,54	1,51%	0,74	2,43%
	Ramais de Ligação:	264,85	0,14%	0,08	0,26%
	Medidores:	1.431,06	0,77%	0,16	0,54%
TOTAL:	7.949,73	4,29%	1,73	5,72%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	126,20	127,81	128,14	
	Valor Mínimo Rede	113,83	114,34	117,35	
	Valor Máximo Medição	126,38	128,06	128,31	
	Valor Mínimo Medição	122,00	123,69	124,00	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	39%	47%	35%	
	Postes:	193	193	193	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária	225, 247			
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	42			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	

TRAFO 519581 – Recondutorado

RESULTADOS					
Nome da Rede:	581 - Recondutoramento		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	185.162,92 kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20		
Transformador :	45,0 kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10		
Demanda Máxima:	30,27 kVA				
Carregamento Máximo:	67,3%	Fator de carga(dia útil):	0,65		
Desequilíbrio:	30,3%	Tap do Transformador:	11,40		
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	3.049,30	1,65%	0,56 1,86%	
	Rede Secundária	576,92	0,31%	0,15 0,51%	
	Ramais de Ligação:	261,73	0,14%	0,08 0,26%	
	Medidores:	1.431,06	0,77%	0,16 0,54%	
TOTAL:	5.319,01	2,87%	0,96 3,18%		
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	126,74	128,39	128,56	
	Valor Mínimo Rede	119,53	120,92	122,36	
	Valor Máximo Medição	126,90	128,53	128,66	
	Valor Mínimo Medição	122,97	124,86	124,37	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	12%	15%	11%	
	Postes:	155	155	155	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária				
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 508228 - Original

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 508228-S. Cristóvão		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	347.406,75 kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20		
Transformador :	112,5 kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10		
Demanda Máxima:	51,10 kVA				
Carregamento Máximo:	45,4%	Fator de carga(dia útil):	0,64		
Desequilíbrio:	19,1%	Tap do Transformador:	11,40		
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	5.521,78	1,59%	0,77 1,50%	
	Rede Secundária	12.271,88	3,53%	1,58 3,09%	
	Ramais de Ligação:	1.592,73	0,46%	0,33 0,64%	
	Medidores:	2.199,21	0,63%	0,25 0,49%	
TOTAL:	21.585,60	6,21%	2,93 5,73%		
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	120,66	121,01	122,42	
	Valor Mínimo Rede	109,78	110,04	117,29	
	Valor Máximo Medição	121,69	122,69	122,56	
	Valor Mínimo Medição	118,19	119,13	119,63	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	48%	52%	15%	
	Postes:	164	164	164	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária	202, 16, 87, 43, 21, 36, 57, 29, 212, 184, 23, 13, 80, 28			
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	146			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	

TRAFO 508228 – C1

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 508228 - C1		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	245.242,94	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	36,50	kVA			
Carregamento Máximo:	32,4%		Fator de carga(dia útil):	0,64	
Desequilíbrio:	73,4%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	4.802,64	1,96%	0,62	1,69%
	Rede Secundária	2.831,54	1,15%	0,37	1,02%
	Ramais de Ligação:	1.134,09	0,46%	0,23	0,63%
	Medidores:	1.600,02	0,65%	0,18	0,50%
TOTAL:	10.368,28	4,23%	1,40	3,84%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	121,27	122,00	122,50	
	Valor Mínimo Rede	115,60	115,96	118,81	
	Valor Máximo Medição	121,82	122,90	122,58	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	24%	25%	7%	
	Postes:	107	107	107	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária				
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 508228 – C2

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 508228 - C2		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	115.673,32	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	45,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	16,85	kVA			
Carregamento Máximo:	37,4%		Fator de carga(dia útil):	0,64	
Desequilíbrio:	70,5%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	2.403,67	2,08%	0,33	1,94%
	Rede Secundária	621,89	0,54%	0,08	0,49%
	Ramais de Ligação:	537,21	0,46%	0,12	0,71%
	Medidores:	674,37	0,58%	0,08	0,46%
TOTAL:	4.237,14	3,66%	0,61	3,60%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	121,56	122,47	122,54	
	Valor Mínimo Rede	116,27	116,86	119,04	
	Valor Máximo Medição	121,66	122,64	122,56	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	13%	14%	4%	
	Postes:	16	16	16	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária				
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 517271 - Original

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 517271-Cabula		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	259.583,32	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	40,64	kVA			
Carregamento Máximo:	36,1%		Fator de carga(dia útil):	0,64	
Desequilíbrio:	47,8%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	4.786,18	1,84%	0,65	1,61%
	Rede Secundária	12.403,90	4,78%	2,48	6,11%
	Ramais de Ligação:	25,00	0,01%	0,01	0,02%
	Medidores:	1.662,56	0,64%	0,19	0,47%
TOTAL:	18.877,64	7,27%	3,33	8,21%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	128,50	130,01	128,83	
	Valor Mínimo Rede	106,39	116,06	104,96	
	Valor Máximo Medição	128,88	130,31	129,31	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	81%	45%	92%	
	Postes:	9	9	9	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica	166, 149, 123, 107, 821, 193, 42, 230, 265,			
	Tensão Precária	361, 9, 166, 149, 123, 107, 821, 193, 42, 230,			
Consumidores:	com Tensão Crítica	73			
	com Tensão Precária	78			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	

TRAFO 517271 - Recondutorado

RESULTADOS					
Nome da Rede:	517271 - Recondutorado		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	259.583,32	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	40,64	kVA			
Carregamento Máximo:	36,1%		Fator de carga(dia útil):	0,64	
Desequilíbrio:	49,9%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	4.786,54	1,84%	0,65	1,61%
	Rede Secundária	1.796,65	0,69%	0,35	0,87%
	Ramais de Ligação:	25,01	0,01%	0,01	0,02%
	Medidores:	1.662,56	0,64%	0,19	0,47%
TOTAL:	8.270,75	3,19%	1,20	2,96%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	128,54	130,04	128,88	
	Valor Mínimo Rede	120,58	124,20	120,48	
	Valor Máximo Medição	128,88	130,31	129,31	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	16%	9%	18%	
	Postes:	166	166	166	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária				
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 515461 - Original

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 515461 - Original		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	409.554,34	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	80,07	kVA			
Carregamento Máximo:	71,2%		Fator de carga(dia útil):	0,58	
Desequilíbrio:	12,0%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	6.391,71	1,56%	1,21	1,52%
	Rede Secundária	6.137,14	1,50%	1,93	2,41%
	Ramais de Ligação:	1.381,43	0,34%	0,44	0,55%
	Medidores:	1.431,06	0,35%	0,16	0,20%
TOTAL:	15.341,34	3,75%	3,75	4,69%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	129,31	128,01	129,63	
	Valor Mínimo Rede	113,19	113,03	113,59	
	Valor Máximo Medição	130,00	128,94	130,38	
Valor Mínimo Medição	126,06	124,81	126,50		
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	35%	33%	29%	
	Postes:	106	106	106	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária	421, 433, 507, 541, 26, 47, 41, 81, 89, 98			
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	38			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	

TRAFO 515461 – C1

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 515461 - C1		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	281.248,55	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	53,99	kVA			
Carregamento Máximo:	48,0%		Fator de carga(dia útil):	0,61	
Desequilíbrio:	17,7%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	5.243,38	1,86%	0,80	1,49%
	Rede Secundária	1.674,38	0,60%	0,51	0,94%
	Ramais de Ligação:	1.245,43	0,44%	0,35	0,65%
	Medidores:	841,13	0,30%	0,10	0,18%
TOTAL:	9.004,32	3,20%	1,76	3,26%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	130,13	129,09	130,51	
	Valor Mínimo Rede	121,59	121,08	122,19	
	Valor Máximo Medição	130,13	129,09	130,51	
Valor Mínimo Medição	126,42	125,13	126,87		
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	30%	28%	25%	
	Postes:	41	41	25	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária				
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 515461 – C2

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 515461 - C2		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	108.719,91	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	75,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	23,36	kVA			
Carregamento Máximo:	31,1%		Fator de carga(dia útil):	0,49	
Desequilíbrio:	11,3%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	3.263,62	3,00%	0,45	1,92%
	Rede Secundária	301,20	0,28%	0,09	0,39%
	Ramais de Ligação:	315,02	0,29%	0,12	0,51%
	Medidores:	421,91	0,39%	0,05	0,21%
TOTAL:	4.301,76	3,96%	0,70	3,02%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	130,24	129,15	130,63	
	Valor Mínimo Rede	125,13	123,98	125,54	
	Valor Máximo Medição	130,28	129,29	130,67	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	12%	12%	12%	
	Postes:	421	421	421	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:					
Tensão Crítica					
Tensão Precária					
Consumidores:					
	com Tensão Crítica	0			
com Tensão Precária	0				



Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 515461 – C3

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 515461 - C3		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	19.614,13	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	45,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	6,62	kVA			
Carregamento Máximo:	14,7%		Fator de carga(dia útil):	0,36	
Desequilíbrio:	48,5%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	1.938,77	9,88%	0,24	3,57%
	Rede Secundária	4,25	0,02%	0,01	0,10%
	Ramais de Ligação:	18,17	0,09%	0,03	0,39%
	Medidores:	168,61	0,86%	0,02	0,29%
TOTAL:	2.129,80	10,86%	0,29	4,35%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	130,31	129,47	130,75	
	Valor Mínimo Rede	126,89	125,55	127,35	
	Valor Máximo Medição	130,32	129,47	130,76	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	4%	3%	6%	
	Postes:	349	349	349	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:					
Tensão Crítica					
Tensão Precária					
Consumidores:					
	com Tensão Crítica	0			
com Tensão Precária	0				



Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	X
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	

TRAFO 510891 - Original

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 510891-Itapuã		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	417.701,30	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	64,55	kVA			
Carregamento Máximo:	57,4%		Fator de carga(dia útil):	0,70	
Desequilíbrio:	10,6%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	6.394,82	1,53%	0,95	1,47%
	Rede Secundária	13.454,41	3,22%	2,46	3,82%
	Ramais de Ligação:	1.007,92	0,24%	0,21	0,32%
	Medidores:	2.083,46	0,50%	0,24	0,37%
TOTAL:	22.940,61	5,49%	3,86	5,98%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	126,87	127,96	128,56	
	Valor Mínimo Rede	106,97	109,05	110,70	
	Valor Máximo Medição	127,31	128,69	129,13	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	57%	54%	53%	
	Postes:	15.496	15.496	15.496	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica	133, 161, 183			
	Tensão Precária	55, 77, 109, 133, 161, 183, 48, 76, 35			
Consumidores:	com Tensão Crítica	28			
	com Tensão Precária	71			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	

TRAFO 510891 – C1

RESULTADOS					
Nome da Rede:	510891 - C1		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	239.489,14	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	40,97	kVA			
Carregamento Máximo:	36,4%		Fator de carga(dia útil):	0,62	
Desequilíbrio:	6,8%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	4.815,28	2,01%	0,66	1,61%
	Rede Secundária	1.825,41	0,76%	0,38	0,94%
	Ramais de Ligação:	642,97	0,27%	0,16	0,39%
	Medidores:	1.137,38	0,47%	0,13	0,32%
TOTAL:	8.421,04	3,52%	1,33	3,25%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	127,45	128,76	129,19	
	Valor Mínimo Rede	118,49	120,21	121,40	
	Valor Máximo Medição	127,63	128,97	129,36	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	22%	21%	21%	
	Postes:	15.496	15.496	15.496	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária				
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 510891 – C2

RESULTADOS					
Nome da Rede:	510891 - C2		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	57.281,95	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	45,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	11,62	kVA			
Carregamento Máximo:	25,8%		Fator de carga(dia útil):	0,54	
Desequilíbrio:	8,6%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	2.082,96	3,64%	0,27	2,33%
	Rede Secundária	129,03	0,23%	0,04	0,33%
	Ramais de Ligação:	108,98	0,19%	0,04	0,31%
	Medidores:	421,62	0,74%	0,05	0,41%
TOTAL:	2.742,59	4,79%	0,39	3,38%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	127,76	129,02	129,39	
	Valor Mínimo Rede	123,07	124,59	124,92	
	Valor Máximo Medição	127,77	129,05	129,42	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	8%	8%	8%	
	Postes:	130	130	130	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:					
Tensão Crítica					
Tensão Precária					
Consumidores:					
	com Tensão Crítica	0			
com Tensão Precária	0				

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 510891 – C3

RESULTADOS					
Nome da Rede:	510891 - C3		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	129.949,31	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	45,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	23,27	kVA			
Carregamento Máximo:	51,7%		Fator de carga(dia útil):	0,63	
Desequilíbrio:	12,5%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	2.620,75	2,02%	0,42	1,82%
	Rede Secundária	764,93	0,59%	0,22	0,94%
	Ramais de Ligação:	306,22	0,24%	0,09	0,39%
	Medidores:	578,58	0,45%	0,07	0,28%
TOTAL:	4.270,48	3,29%	0,80	3,43%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	127,26	128,76	129,20	
	Valor Mínimo Rede	122,14	122,44	122,21	
	Valor Máximo Medição	127,33	128,84	129,26	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	25%	27%	26%	
	Postes:	15.442	15.442	15.442	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:					
Tensão Crítica					
Tensão Precária					
Consumidores:					
	com Tensão Crítica	0			
com Tensão Precária	0				

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 510985 - Original

RESULTADOS					
Nome da Rede:	trafo 510985 - Original		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	646.219,18	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	113,16	kVA			
Carregamento Máximo:	100,6%		Fator de carga(dia útil):	0,62	
Desequilíbrio:	5,8%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	9.203,46	1,42%	1,97	1,74%
	Rede Secundária	28.816,11	4,46%	7,29	6,44%
	Ramais de Ligação:	393,39	0,06%	0,11	0,10%
	Medidores:	3.672,36	0,57%	0,42	0,37%
	TOTAL:	42.085,32	6,51%	9,79	8,65%
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	125,31	126,64	127,34	
	Valor Mínimo Rede	96,62	96,75	99,16	
	Valor Máximo Medição	126,81	127,81	129,00	
	Valor Mínimo Medição	122,44	122,94	125,06	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	111%	110%	108%	
	Postes:	152	152	152	
Existe sobrecarga?	sim	sim	sim		
Postes:	Tensão Crítica	120, 99, 12, 53, 108, 32, 69, 107, 90, 62, 26			
	Tensão Precária	152, 120, 99, 12, 53, 108, 32, 69, 107, 90, 62, 26, 11, 91, 67			
Consumidores:	com Tensão Crítica	121			
	com Tensão Precária	182			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	X
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	X
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	

TRAFO 510985 – C1

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Rede Trafo 510985 - C1		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	240.643,55	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	45,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	40,20	kVA			
Carregamento Máximo:	89,3%		Fator de carga(dia útil):	0,66	
Desequilíbrio:	6,1%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	4.308,79	1,79%	0,83	2,06%
	Rede Secundária	1.284,10	0,53%	0,30	0,75%
	Ramais de Ligação:	179,83	0,07%	0,05	0,11%
	Medidores:	1.159,99	0,48%	0,13	0,33%
	TOTAL:	6.932,71	2,88%	1,31	3,25%
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	126,12	127,28	128,24	
	Valor Mínimo Rede	119,21	119,68	121,82	
	Valor Máximo Medição	126,60	127,70	128,77	
	Valor Mínimo Medição	122,26	122,73	124,88	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	29%	29%	29%	
	Postes:	155	155	155	
Existe sobrecarga?	não	não	não		
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária				
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 510985 – C2

RESULTADOS						
Nome da Rede:	Rede Trafo 510985 - C2		V _{Ref.} (V):	127		
Energia no Ano:	229.193,52	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20		
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10		
Demanda Máxima:	39,27	kVA				
Carregamento Máximo:	34,9%		Fator de carga(dia útil):	0,63		
Desequilíbrio:	6,1%		Tap do Transformador:	11,40		
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW			
	Transformador:	4.693,62	2,05%	0,64	1,63%	
	Rede Secundária	1.261,76	0,55%	0,31	0,78%	
	Ramais de Ligação:	146,24	0,06%	0,04	0,10%	
	Medidores:	1.262,60	0,55%	0,14	0,37%	
TOTAL:	7.364,23	3,21%	1,13	2,89%		
Tensão (V):	Fase A		Fase B		Fase C	
	Valor Máximo Rede	126,75	127,84	128,93		
	Valor Mínimo Rede	120,90	121,43	123,52		
	Valor Máximo Medição	127,32	128,26	129,57		
	Valor Mínimo Medição	123,50	124,03	126,05		
Carregamento (%):	Fase A		Fase B		Fase C	
	Valor Máximo Rede	29%	29%	26%		
	Postes:	178	178	178		
	Existe sobrecarga?	não	não	não		
Postes:	Tensão Crítica		Tensão Precária			
Consumidores:	com Tensão Crítica		com Tensão Precária			
	0		0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 510985 – C3

RESULTADOS						
Nome da Rede:	Rede Trafo 510985 - C3		V _{Ref.} (V):	127		
Energia no Ano:	242.055,75	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20		
Transformador :	75,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10		
Demanda Máxima:	44,44	kVA				
Carregamento Máximo:	59,2%		Fator de carga(dia útil):	0,58		
Desequilíbrio:	6,1%		Tap do Transformador:	11,40		
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW			
	Transformador:	4.247,80	1,75%	0,73	1,64%	
	Rede Secundária	1.577,89	0,65%	0,41	0,93%	
	Ramais de Ligação:	137,39	0,06%	0,04	0,09%	
	Medidores:	1.546,53	0,64%	0,18	0,40%	
TOTAL:	7.509,60	3,10%	1,36	3,06%		
Tensão (V):	Fase A		Fase B		Fase C	
	Valor Máximo Rede	126,78	127,78	128,96		
	Valor Mínimo Rede	118,72	119,14	121,32		
	Valor Máximo Medição	127,13	128,09	129,36		
	Valor Mínimo Medição	122,94	123,49	125,57		
Carregamento (%):	Fase A		Fase B		Fase C	
	Valor Máximo Rede	25%	24%	24%		
	Postes:	108	108	108		
	Existe sobrecarga?	não	não	não		
Postes:	Tensão Crítica		Tensão Precária			
Consumidores:	com Tensão Crítica		com Tensão Precária			
	0		0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 507232 - Original

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 507232 - Original		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	798.608,04	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	150,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	140,35	kVA			
Carregamento Máximo:	93,6%		Fator de carga(dia útil):	0,60	
Desequilíbrio:	25,6%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	11.473,63	1,44%	2,31	1,65%
	Rede Secundária	35.927,34	4,50%	8,70	6,20%
	Ramais de Ligação:	2.161,75	0,27%	0,62	0,44%
	Medidores:	4.608,86	0,58%	0,53	0,37%
	TOTAL:	54.171,59	6,78%	12,16	8,66%
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	126,29	126,97	127,22	
	Valor Mínimo Rede	94,98	93,00	100,90	
	Valor Máximo Medição	126,94	127,69	127,88	
	Valor Mínimo Medição	123,25	123,38	123,81	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	115%	129%	95%	
	Postes:	305	305	305	
	Existe sobrecarga?	sim	sim	não	
Postes:	Tensão Crítica	20, 50, 51, 84, 100, 102, 38, 271, 253, 120,		152, 318, 344, 354, 305, 293, 20, 36, 70, 89, 109, 280, 256, 92, 94, 3, 23, 267, 139	
	Tensão Precária	45, 20, 50, 51, 84, 100, 102, 38, 271, 253, 1		48, 152, 318, 293, 344, 354, 305, 293, 20, 36, 70, 89, 109, 280, 256, 92, 94, 3, 23, 267, 1	
Consumidores:	com Tensão Crítica	240			
	com Tensão Precária	281			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	X
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	X
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	X
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	

TRAFO 507232 – C1

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Rede Trafo 507232 - C1		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	212.042,31	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	75,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	38,02	kVA			
Carregamento Máximo:	50,7%		Fator de carga(dia útil):	0,59	
Desequilíbrio:	28,2%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	3.940,48	1,86%	0,63	1,64%
	Rede Secundária	1.144,33	0,54%	0,28	0,73%
	Ramais de Ligação:	475,55	0,22%	0,14	0,37%
	Medidores:	1.402,70	0,66%	0,16	0,42%
	TOTAL:	6.963,06	3,28%	1,21	3,17%
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	127,18	127,95	128,13	
	Valor Mínimo Rede	119,37	119,07	121,16	
	Valor Máximo Medição	127,21	127,99	128,16	
	Valor Mínimo Medição	123,71	124,01	124,17	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	21%	23%	17%	
	Postes:	82	82	82	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária				
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 507232 – C2

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Rede Trafo 507232 - C2		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	172.551,80 kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20		
Transformador :	112,5 kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10		
Demanda Máxima:	31,19 kVA				
Carregamento Máximo:	27,7%	Fator de carga(dia útil):	0,58		
Desequilíbrio:	28,2%	Tap do Transformador:	11,40		
Perdas:	Energia kWh ano	Demanda kW			
	Transformador:	4.376,79	2,54%	0,57 1,84%	
	Rede Secundária	1.225,72	0,71%	0,34 1,09%	
	Ramais de Ligação:	318,21	0,18%	0,10 0,34%	
	Medidores:	1.357,45	0,79%	0,15 0,50%	
TOTAL:	7.278,16	4,22%	1,17	3,77%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	127,40	128,20	128,34	
	Valor Mínimo Rede	118,84	118,52	120,76	
	Valor Máximo Medição	127,40	128,20	128,34	
	Valor Mínimo Medição	124,08	124,53	124,52	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	25%	27%	20%	
	Postes:	50	50	50	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária				
Consumidores:	com Tensão Crítica				
	com Tensão Precária				

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 507232 – C3

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Rede Trafo 507232 - C3		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	364.994,55 kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20		
Transformador :	75,0 kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10		
Demanda Máxima:	64,82 kVA				
Carregamento Máximo:	86,4%	Fator de carga(dia útil):	0,60		
Desequilíbrio:	28,1%	Tap do Transformador:	11,40		
Perdas:	Energia kWh ano	Demanda kW			
	Transformador:	5.842,44	1,60%	1,17 1,80%	
	Rede Secundária	7.585,85	2,08%	1,87 2,89%	
	Ramais de Ligação:	1.011,78	0,28%	0,29 0,45%	
	Medidores:	2.124,78	0,58%	0,24 0,37%	
TOTAL:	16.564,85	4,54%	3,58	5,52%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	125,00	125,55	125,89	
	Valor Mínimo Rede	109,20	108,31	113,08	
	Valor Máximo Medição	126,92	127,67	127,81	
	Valor Mínimo Medição	123,14	123,27	123,75	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	52%	58%	44%	
	Postes:	51	51	51	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica 94, 3, 23, 267, 139				
	Tensão Precária 344, 354, 293, 20, 36, 70, 89, 109, 280, 256, 23, 267, 139				
Consumidores:	com Tensão Crítica				
	com Tensão Precária				

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	

TRAFO 502220 - Original

RESULTADOS					
Nome da Rede:	Trafo 502220-San Martin		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	514.574,23	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	84,17	kVA			
Carregamento Máximo:	74,8%		Fator de carga(dia útil):	0,63	
Desequilíbrio:	42,7%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	7.272,00	1,41%	1,29	1,54%
	Rede Secundária	12.363,32	2,40%	2,53	3,00%
	Ramais de Ligação:	1.466,31	0,28%	0,38	0,45%
	Medidores:	2.714,81	0,53%	0,31	0,37%
TOTAL:	23.816,45	4,63%	4,51	5,36%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	126,56	127,46	127,44	
	Valor Mínimo Rede	106,57	112,40	107,46	
	Valor Máximo Medição	126,94	127,69	127,88	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	50%	33%	50%	
	Postes:	28	28	28	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica	75, 101, 77, 11, 20, 32			
	Tensão Precária	146, 169, 196, 28, 48, 75, 101, 77, 11, 20, 32			
Consumidores:	com Tensão Crítica	42			
	com Tensão Precária	96			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	X
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	X
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	X
11-Verificar rede primária	

TRAFO 502220 – C1

RESULTADOS					
Nome da Rede:	502220 - C1		V _{Ref.} (V):	127	
Energia no Ano:	266.331,56	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20	
Transformador :	112,5	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10	
Demanda Máxima:	45,09	kVA			
Carregamento Máximo:	40,1%		Fator de carga(dia útil):	0,61	
Desequilíbrio:	43,1%		Tap do Transformador:	11,40	
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW		
	Transformador:	4.855,72	1,82%	0,70	1,55%
	Rede Secundária	696,63	0,26%	0,16	0,35%
	Ramais de Ligação:	769,77	0,29%	0,22	0,49%
	Medidores:	1.379,79	0,52%	0,16	0,35%
TOTAL:	7.701,90	2,89%	1,24	2,75%	
Tensão (V):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	127,05	127,75	127,97	
	Valor Mínimo Rede	121,08	121,95	122,37	
	Valor Máximo Medição	127,24	127,87	128,20	
Carregamento (%):	Fase A	Fase B	Fase C		
	Valor Máximo Rede	21%	14%	21%	
	Postes:	354	354	354	
	Existe sobrecarga?	não	não	não	
Postes:	Tensão Crítica				
	Tensão Precária				
Consumidores:	com Tensão Crítica	0			
	com Tensão Precária	0			

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

TRAFO 502220 – C2

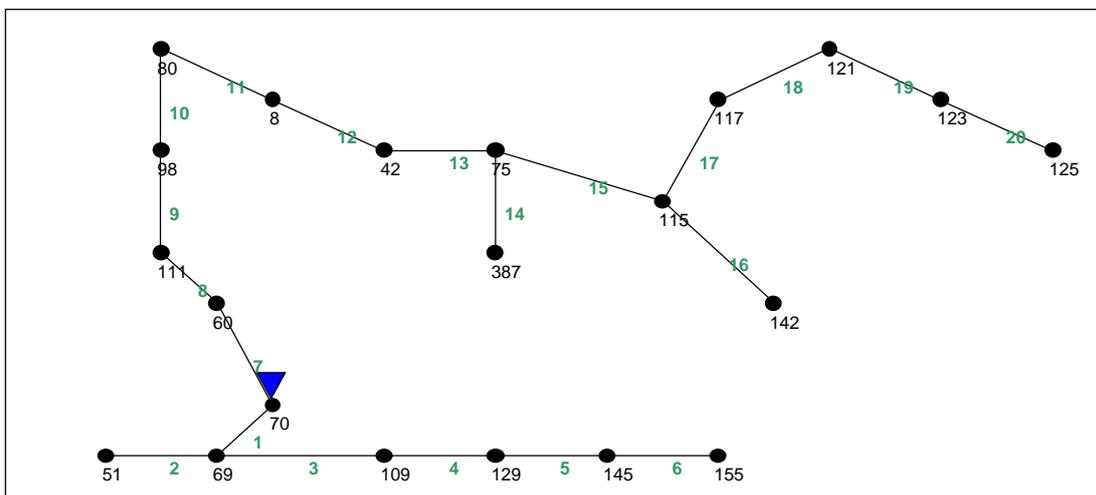
RESULTADOS						
Nome da Rede:	502220 - C2		V _{Ref.} (V):	127		
Energia no Ano:	248.241,07	kWh	DEC Padrão:	> 10 - 20		
Transformador :	75,0	kVA	FEC Padrão:	> 5 - 10		
Demanda Máxima:	39,08	kVA				
Carregamento Máximo:	52,1%		Fator de carga(dia útil):	0,65		
Desequilíbrio:	43,1%		Tap do Transformador:	11,40		
Perdas:	Energia kWh ano		Demanda kW			
	Transformador:	4.229,95	1,70%	0,64	1,64%	
	Rede Secundária	1.210,56	0,49%	0,23	0,58%	
	Ramais de Ligação:	653,06	0,26%	0,16	0,40%	
	Medidores:	1.336,40	0,54%	0,15	0,39%	
	TOTAL:	7.429,97	2,99%	1,18	3,02%	
Tensão (V):	Fase A		Fase B		Fase C	
	Valor Máximo Rede	126,79	127,60	127,85		
	Valor Mínimo Rede	120,31	121,43	120,94		
	Valor Máximo Medição	127,11	127,79	128,08		
	Valor Mínimo Medição	123,49	123,57	123,99		
Carregamento (%):	Fase A		Fase B		Fase C	
	Valor Máximo Rede	16%	10%	16%		
	Postes:	75	75	75		
	Existe sobrecarga?	não	não	não		
Postes:	Tensão Crítica					
	Tensão Precária					
Consumidores:	com Tensão Crítica	0				
	com Tensão Precária	0				

Tabela de Sugestões de Melhoramentos	
1-Substituição e Reaperto de Conexões	
2-Melhoria no sistema de aterramento	X
3-Troca de condutores danificados	
4-Equilibrar carga entre as fases	X
5-Verificar tap do transformador	
6-Verificar número de fases do circuito	
7-Aumentar a bitola dos cabos	
8-Relocar o transformador	
9-Substituir Transformador	
10-Dividir a rede em 2 ou mais subredes	
11-Verificar rede primária	

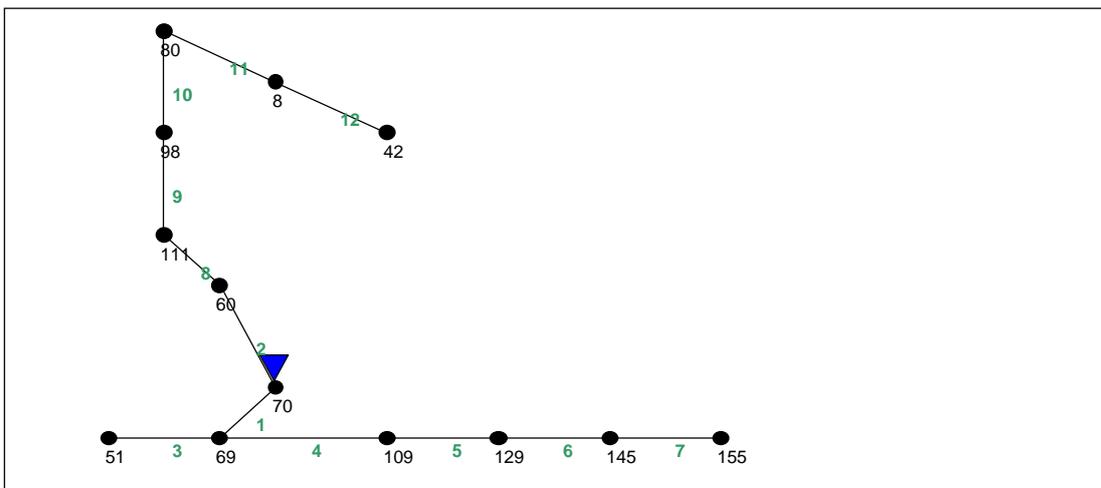


12.4. APÊNDICE D – Configurações/topologias das redes simuladas no APRIORI.

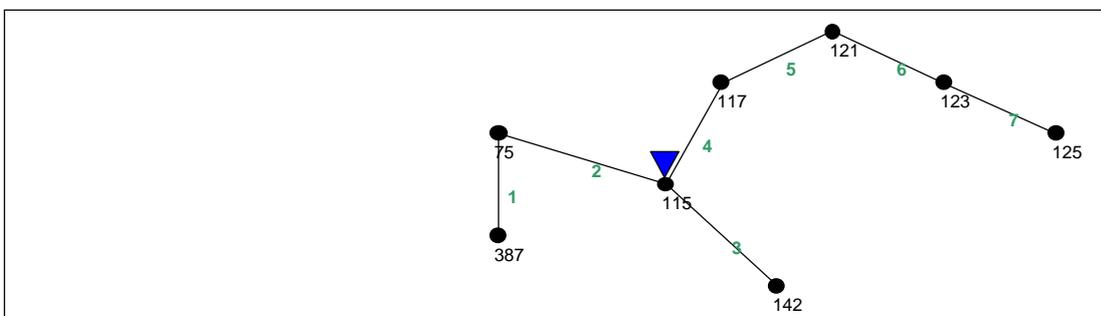
TRAFO 504279 - Original

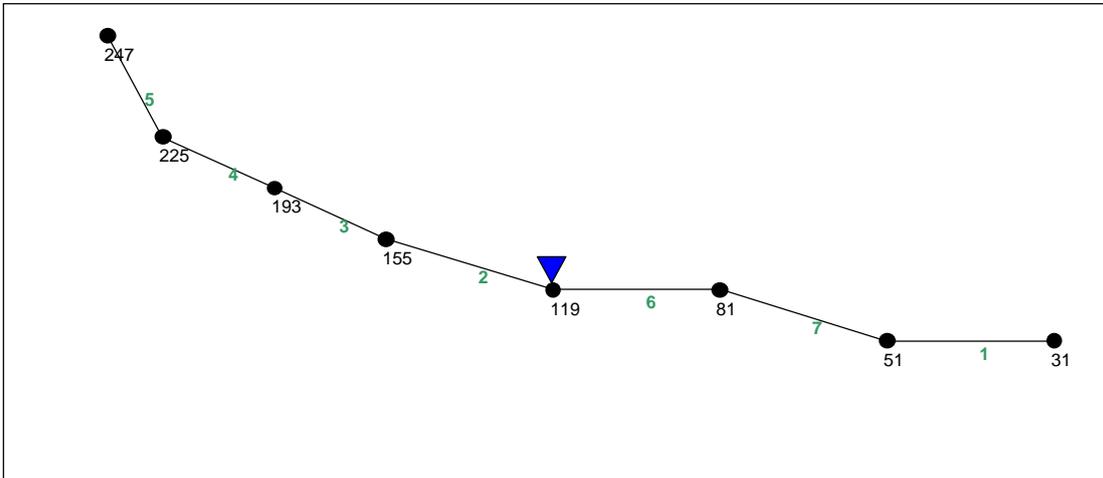
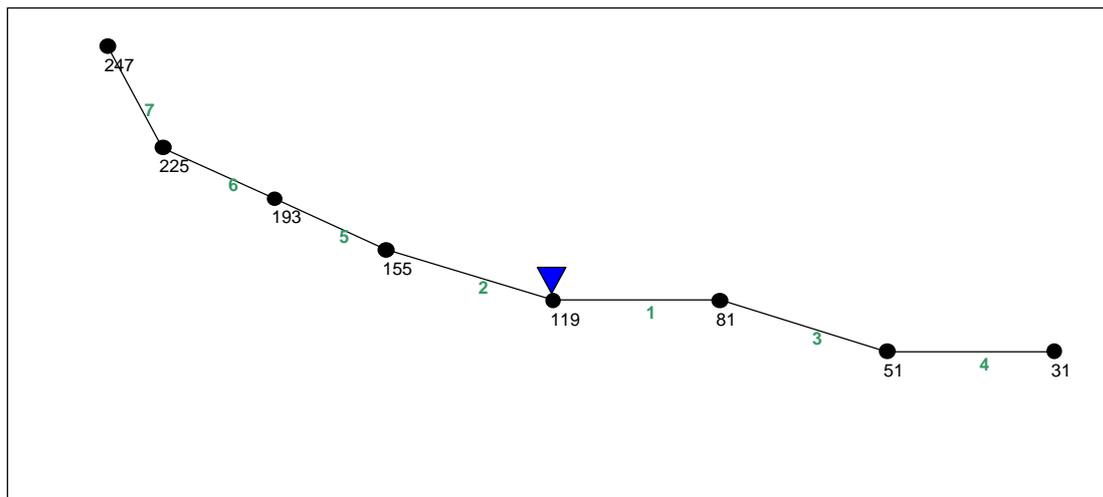


TRAFO 504279 - C1

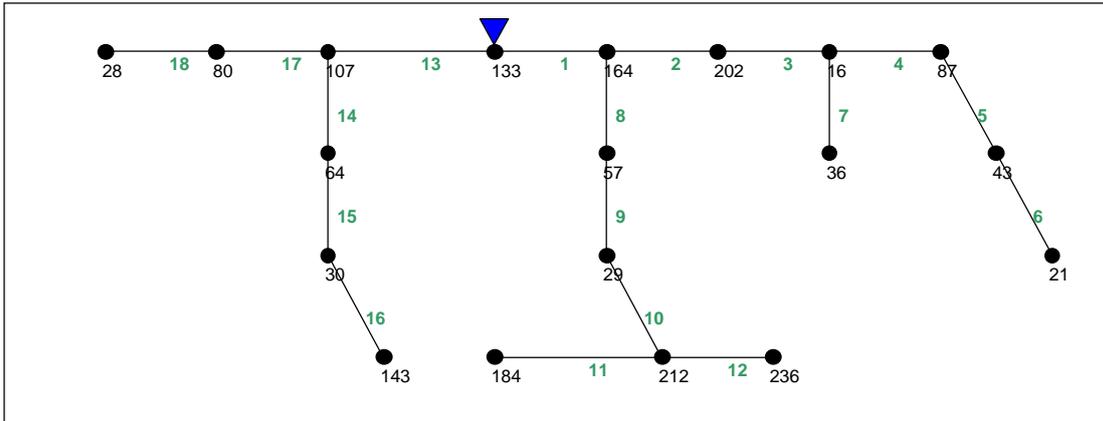


TRAFO 504279 - C2

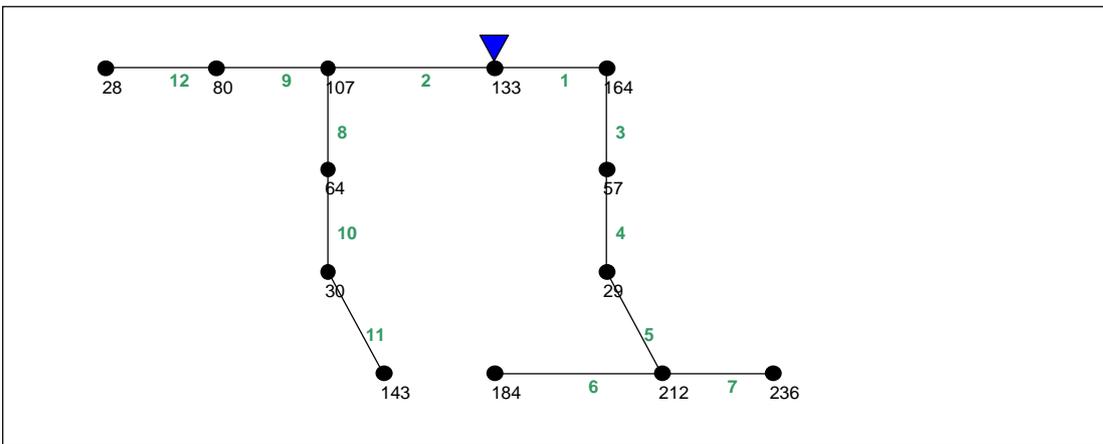


TRAFO 519581 - Original**TRAFO 519581 - Recondutorado**

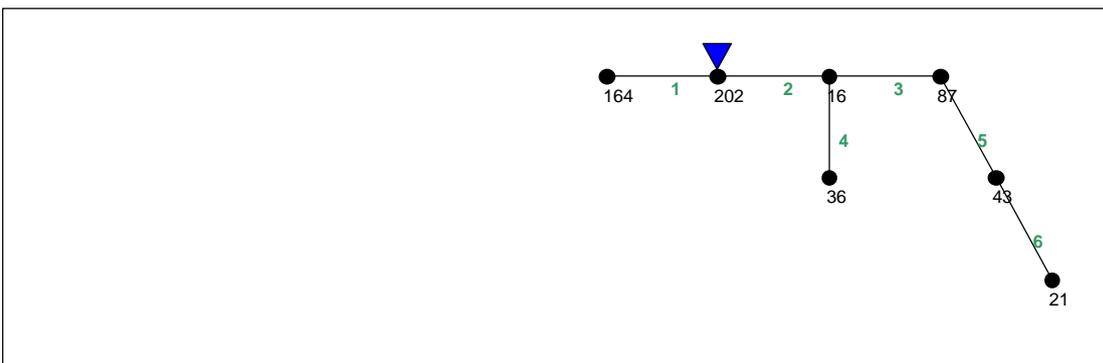
TRAFO 508228 - Original



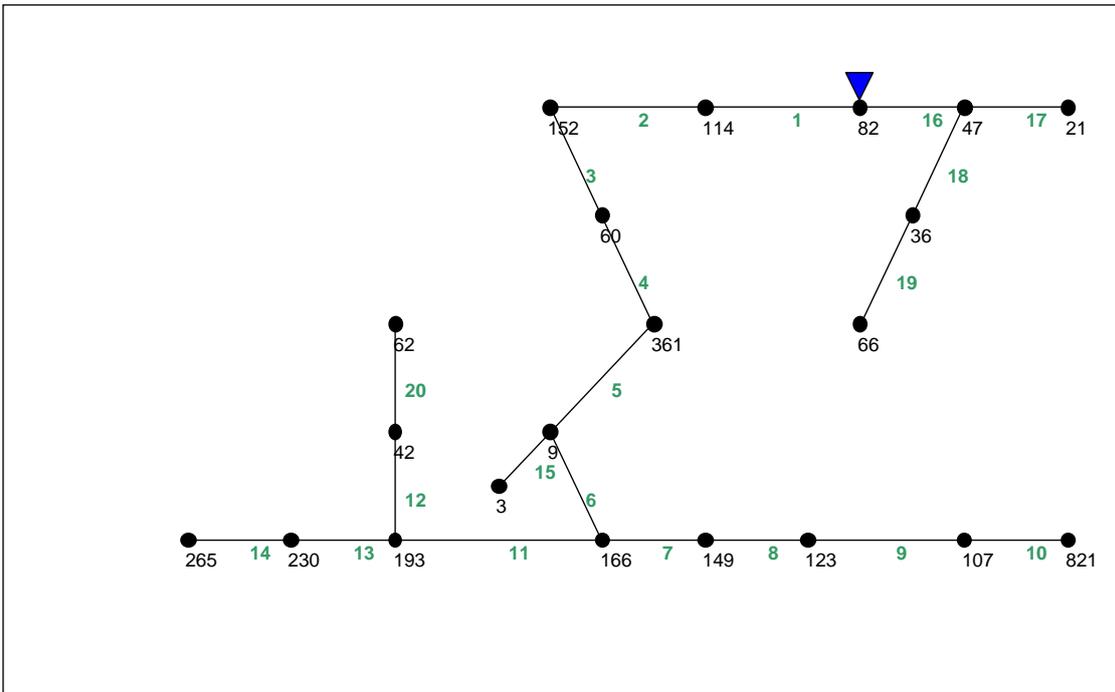
TRAFO 508228 - C1



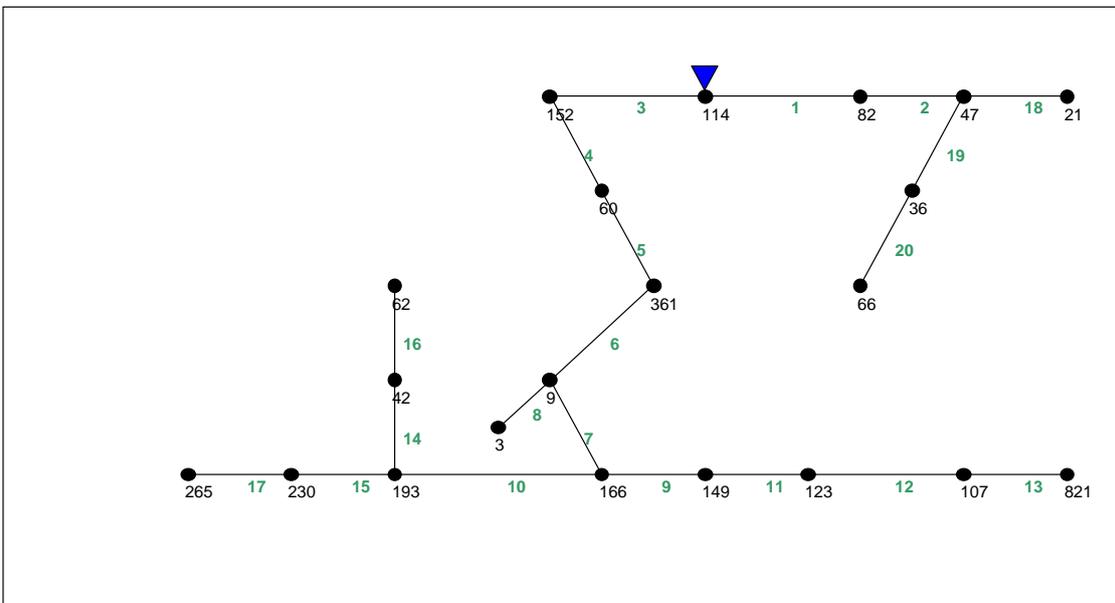
TRAFO 508228 - C2



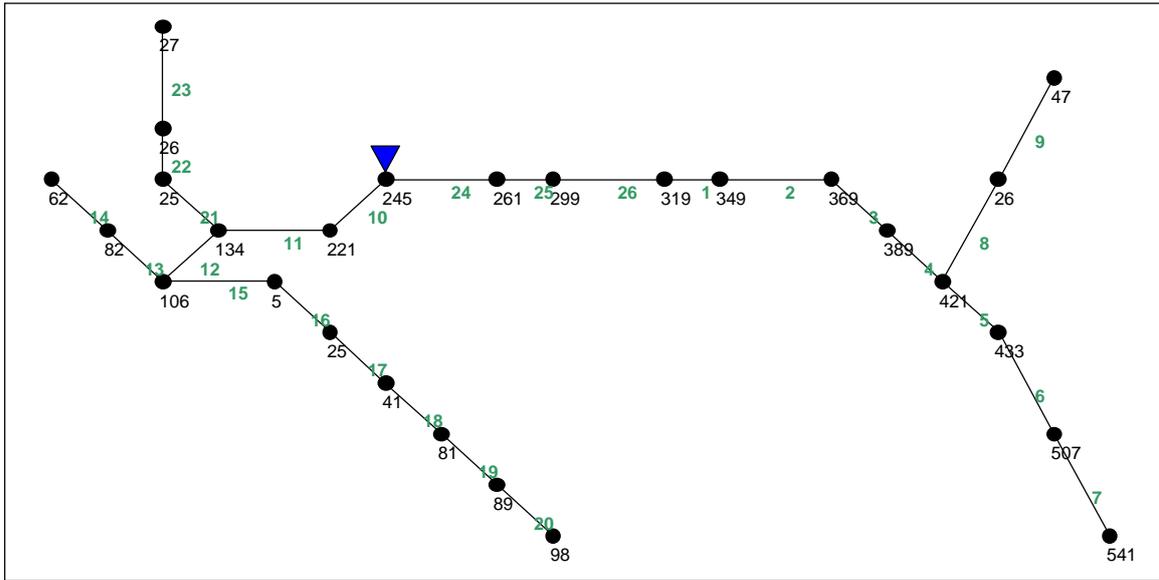
TRAFO 517271 - Original



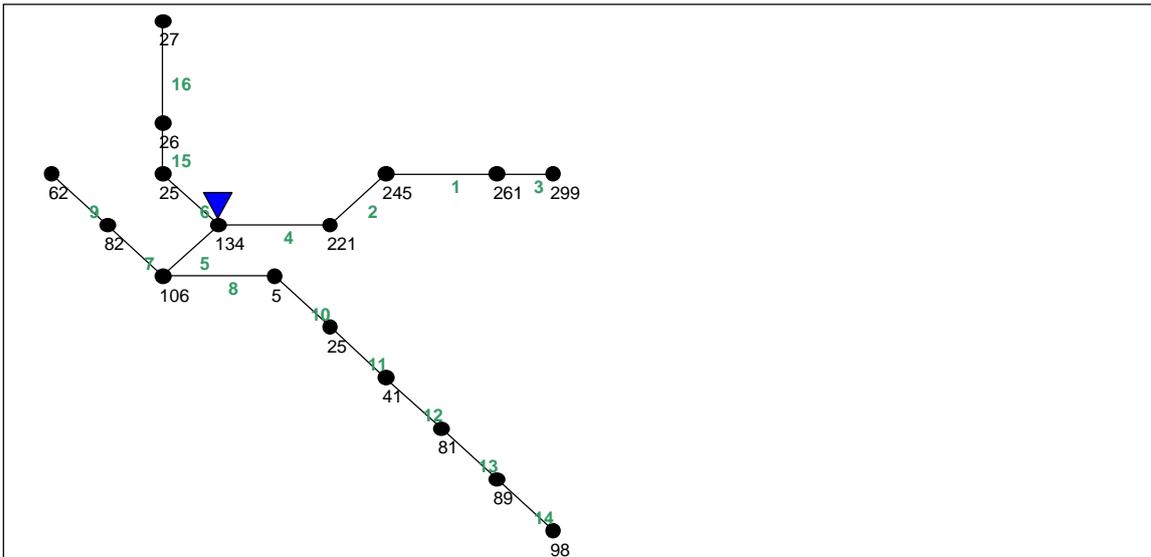
TRAFO 517271 - RECONDUTORADO



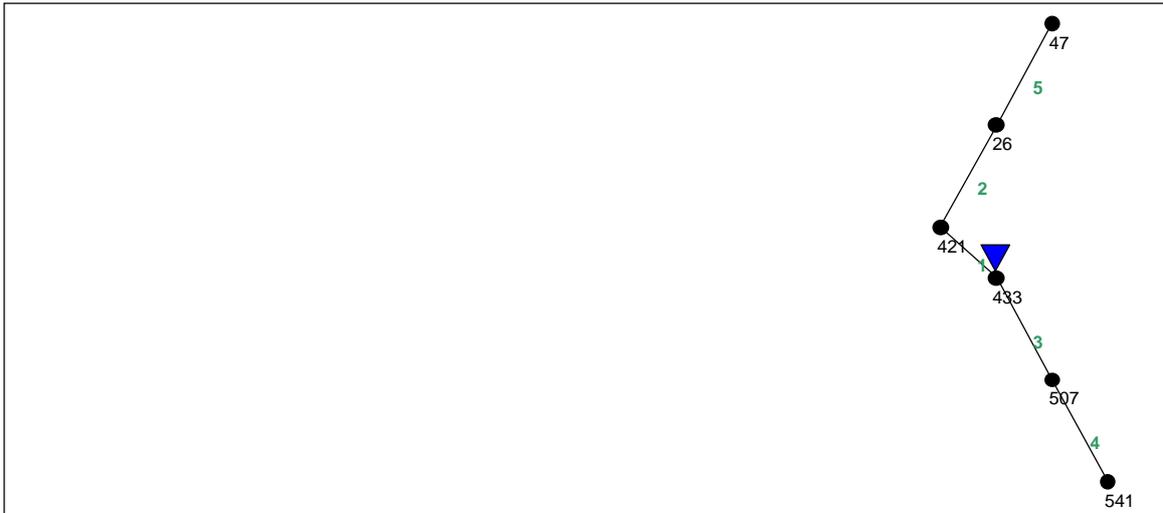
TRAFO 515461 - Original



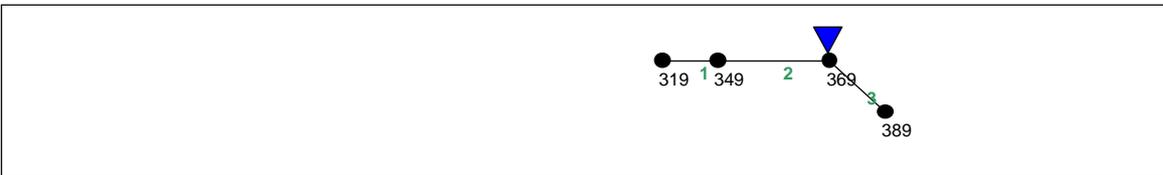
TRAFO 515461 - C1



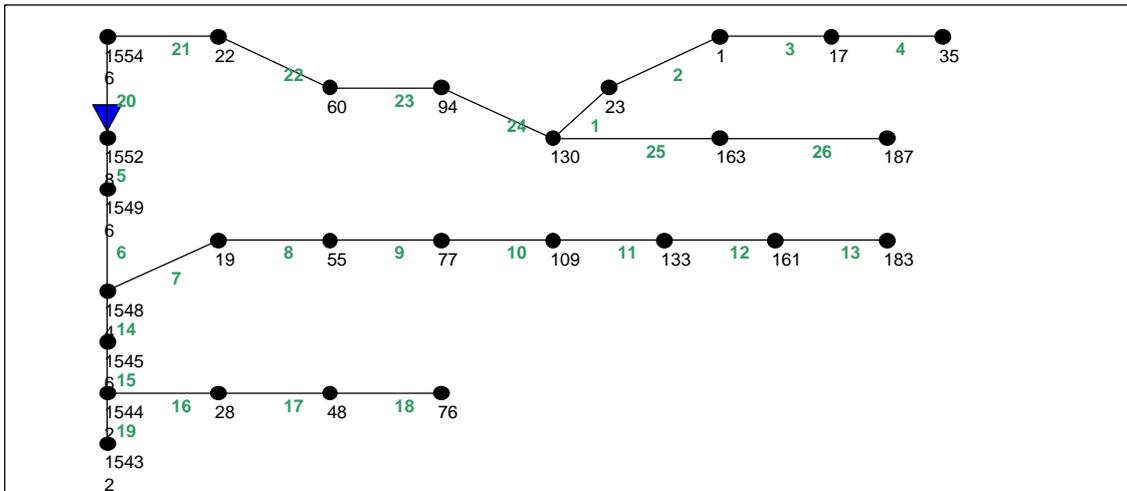
TRAFO 515461 - C2



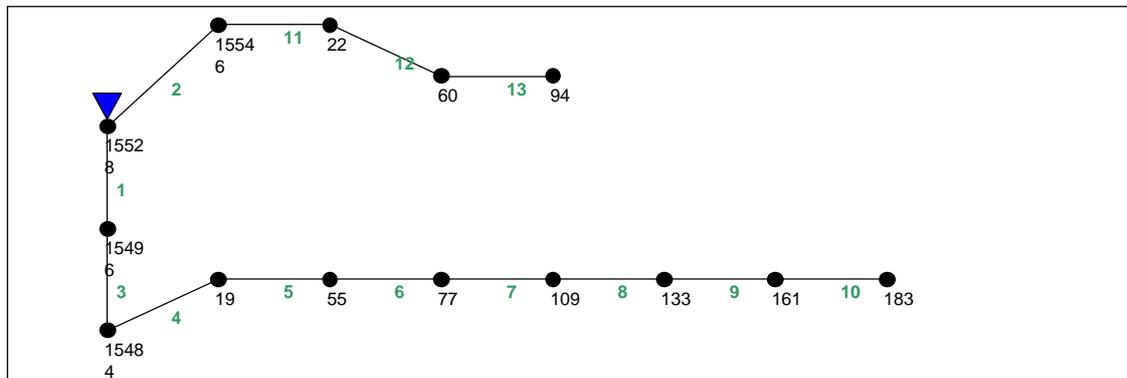
TRAFO 515461 - C3



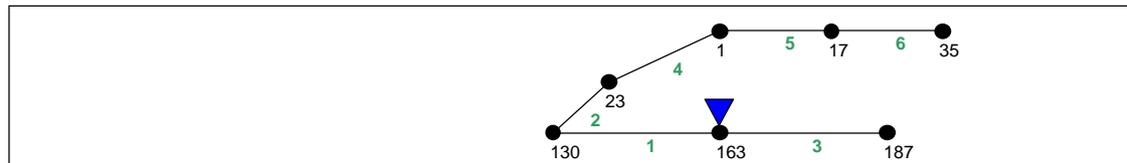
TRAFO 510891 - Original



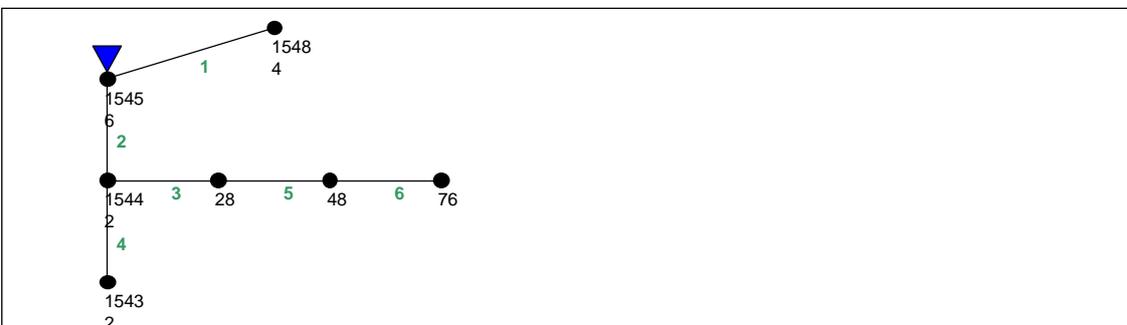
TRAFO 510891 - C1



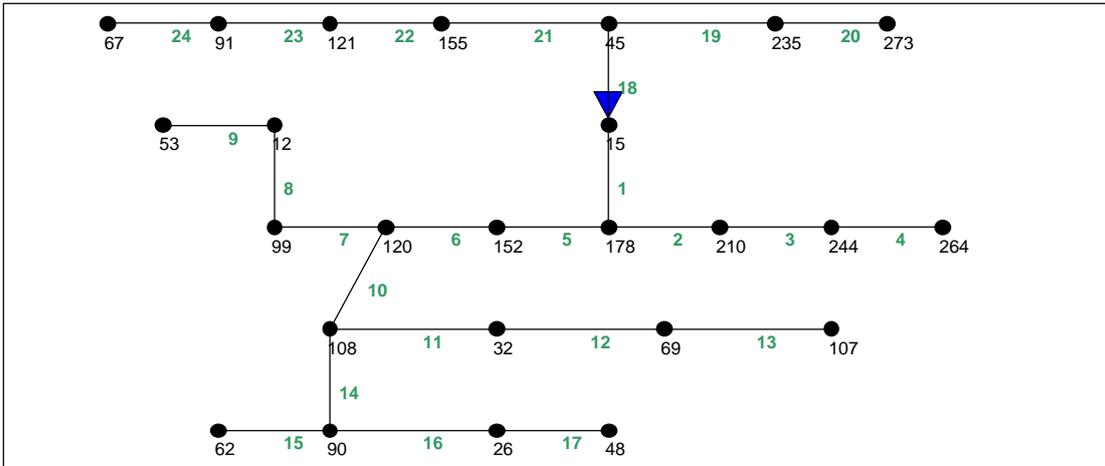
TRAFO 510891 - C2



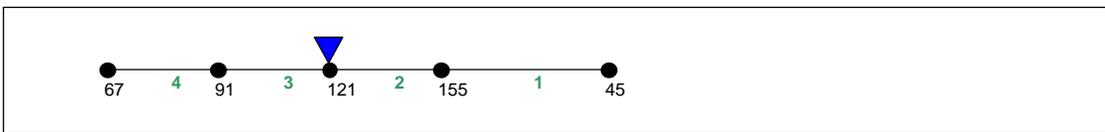
TRAFO 510891 - C3



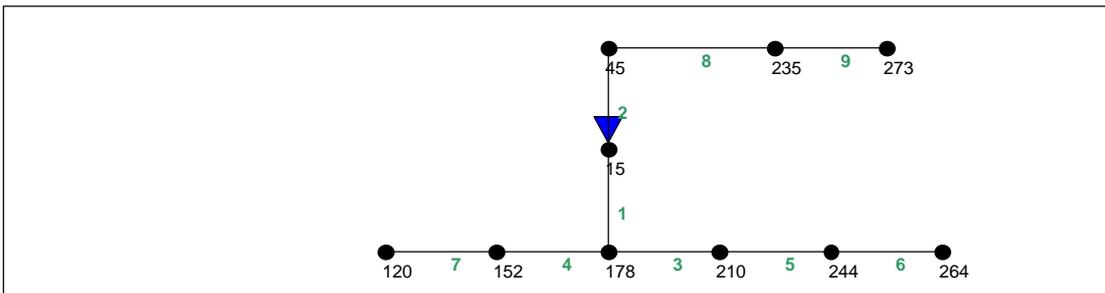
TRAFO 510985 - Original



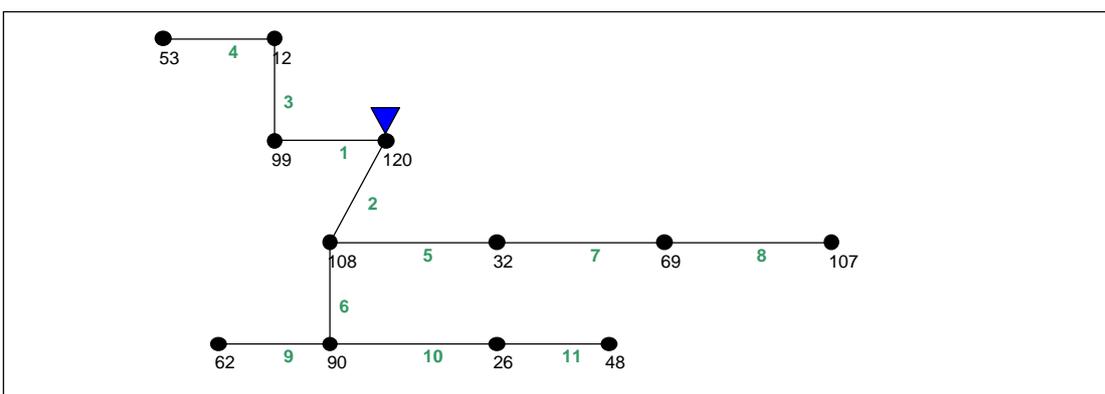
TRAFO 510985 - C1



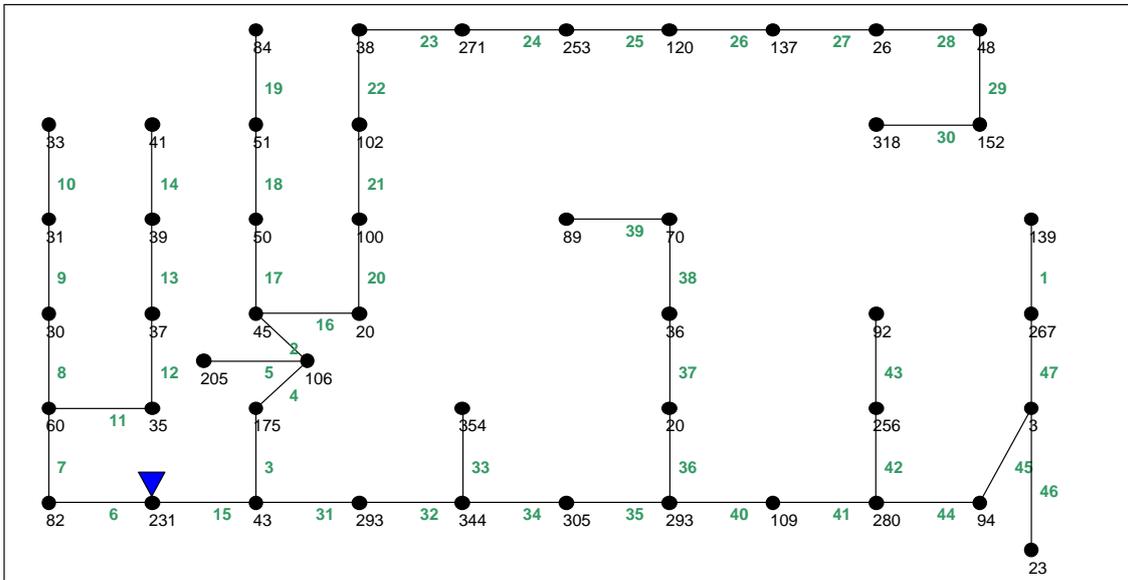
TRAFO 510985 - C2



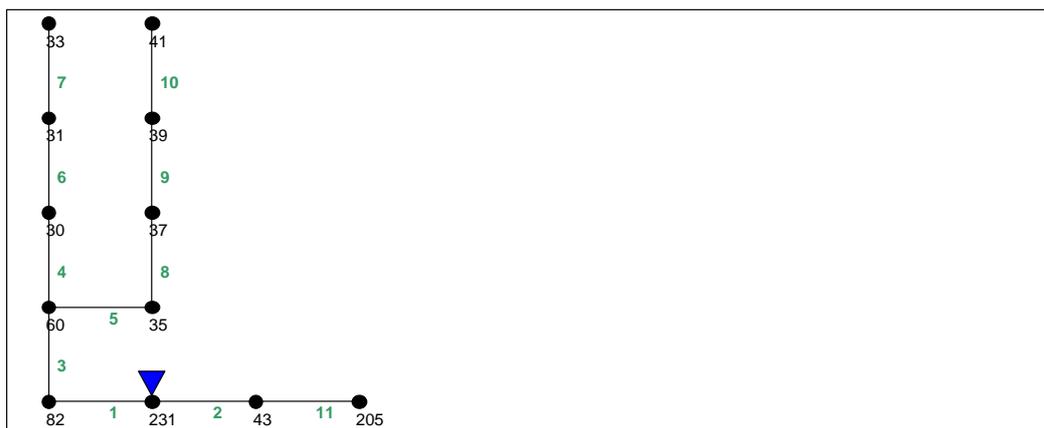
TRAFO 510985 - C3



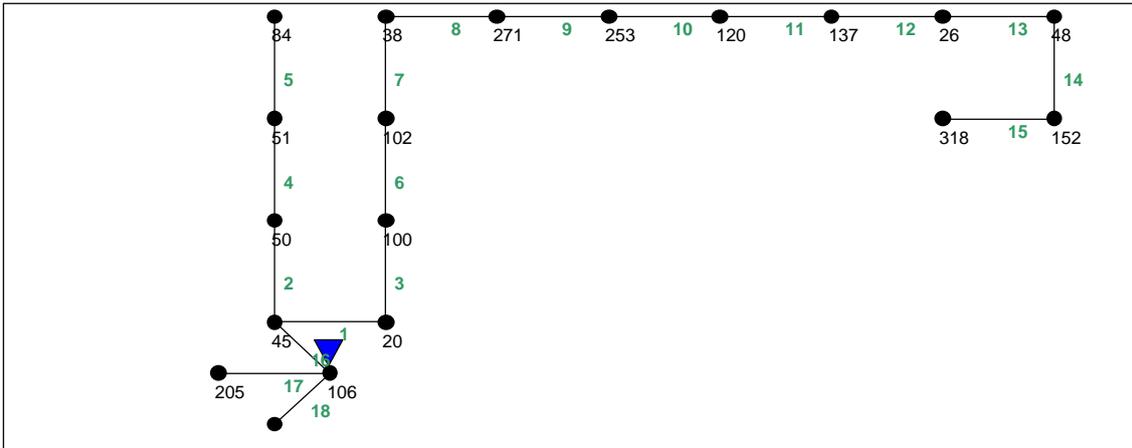
TRAFO 507232 - Original



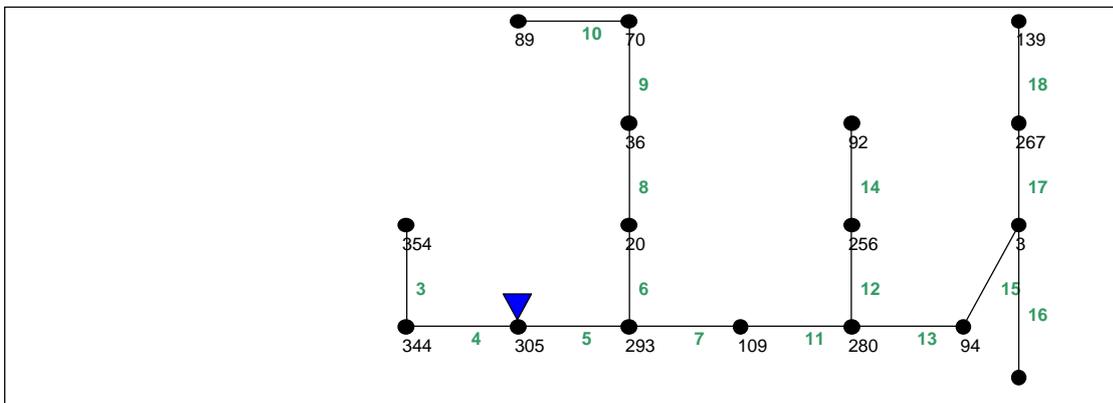
TRAFO 507232 - C1



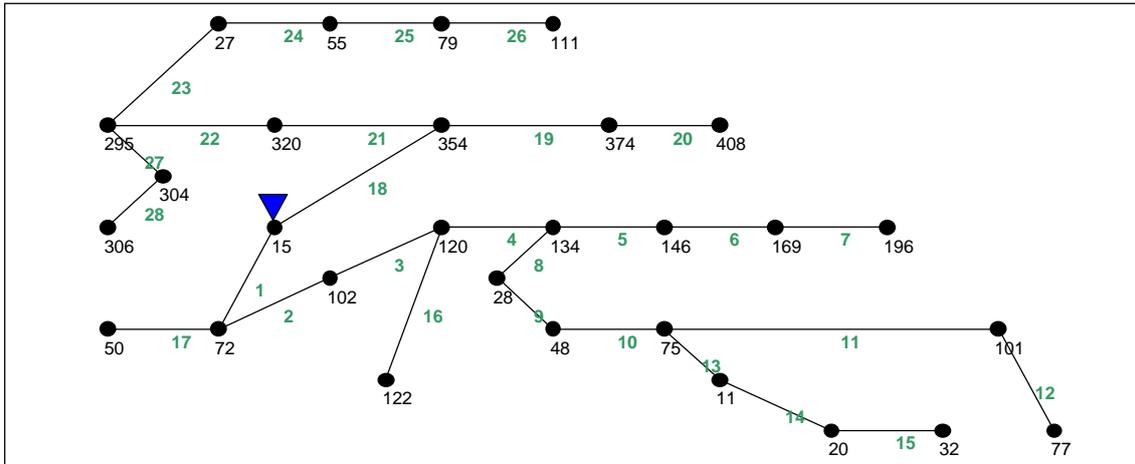
TRAFO 507232 - C2



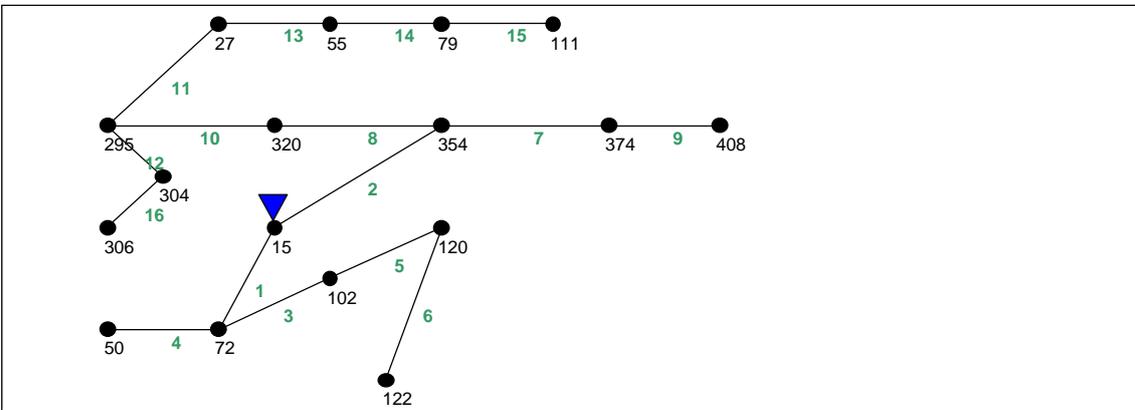
TRAFO 507232 - C3



TRAFO 502220 - Original



TRAFO 502220 - C1



TRAFO 502220 - C2

