

SIMONE APARECIDA MILOCA

*PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA COM INDICADORES DE
CONFIABILIDADE E BASE DE DADOS
GEORREFERENCIADA*

Curitiba, 13 de dezembro de 2012

Simone Aparecida Miloca

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA COM INDICADORES DE
CONFIABILIDADE E BASE DE DADOS GEORREFERENCIADA

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia, Área de Concentração Programação Matemática, Setores de Ciências Exatas e Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, como requisito à obtenção parcial do título de Doutor em Ciências.
Orientadora:

Prof^a. Dra. Neida Maria Patias Volpi

Curitiba, 13 de dezembro de 2012

Ao meu marido Paulo e minha filha Paula.

Agradecimentos

Agradeço meus familiares que sempre me deram força e me valorizaram. A minha mãe, pela presença constante em minha vida, agradeço seu amor, carinho e apoio principalmente nos momentos mais difíceis. Ao meu marido Paulo por estar sempre ao meu lado. A minha filha Paula, pelo amor, carinho, companhia, sorrisos e brincadeiras, que me mostrou não ser preciso muito para ser feliz, basta brincar! As minhas irmãs Kelly e Marcela e meu irmão Eusébio, pela paciência e apoio.

A minha orientadora prof^a Neida, agradecimento especial pelos ensinamentos, paciência, competência, dedicação e suporte dado em todas as etapas do desenvolvimento deste trabalho. Uma pessoa admirável, exemplo de educadora.

Aos amigos e colegas de curso pelo companheirismo.

Aos integrantes do programa de P&D - COPEL Distribuição S.A., Dr. Cleverson Luiz da Silva Pinto e Marcos Anselmo Ribeiro, pelas valiosas discussões e sugestões dadas durante a realização deste trabalho.

Ao Grupo de Pesquisa do Projeto P&D da ANEEL sob número 2866-020/2007, pelo apoio. A ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, pelo financiamento concedido.

À secretária Maristela Bandil, do Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia pelo suporte dado durante a realização deste trabalho, sendo prestativa, dedicada e competente.

A todos que colaboraram de maneira direta ou indireta na execução deste trabalho.

Resumo

Este trabalho de tese propõe uma metodologia para o problema de planejamento da expansão em redes de distribuição primária de energia elétrica. O problema surge devido ao crescimento da demanda que implica na ampliação da rede elétrica de distribuição, sendo necessário quantificar e definir locais para construção de novas subestações, bem como indicar o caminho de conexão entre os nós de demanda. Devido a prejuízos que podem ser provocados pela falta de energia, principalmente a consumidores industriais e comerciais que possuem grande quantidade de equipamentos e processos sensíveis, há uma preocupação crescente em agregar no modelo critérios de confiabilidade. A metodologia proposta é composta por dois estágios. No primeiro, o problema da expansão é modelado usando programação linear inteira mista e a solução fornece uma configuração para a rede minimizando custos de construções e de perdas técnicas de energia com atendimento às restrições físicas e elétricas. O segundo estágio envolve o tratamento da confiabilidade desta rede, avaliada segundo os indicadores de continuidade DEC e FEC. A metodologia é aplicada em uma rede real partindo-se de uma base de dados georreferenciada. Para tal, algoritmos são propostos e um aplicativo é desenvolvido de modo a permitir a integração entre a base de dados e os modelos. Os resultados fornecem ao decisor ferramentas para auxiliar o planejamento da expansão da rede, agregando critérios de confiabilidade.

Palavras-chave: rede de distribuição, confiabilidade, SIG.

Abstract

This work proposes a methodology for the expansion planning problem in primary distribution networks of electricity. The problem arises due to the growing demand implies that the expansion of the power grid distribution, being necessary to quantify and define sites for construction of new substations and the topology in terms of connections of the feeders. Due to damage that can be caused by lack of energy, mainly industrial and commercial consumers who have large amounts of sensitive equipment and processes, there is a growing concern in the aggregate model reliability criteria, so the methodology consists of two stages. In the first, the problem of expansion is modeled as a mixed integer linear programming and provides a solution for network configuration minimizing costs of construction and technical losses of energy. The second stage involves treating the reliability of the network, measured according to the continuity indicators SAIDI and SAIFI. The methodology is applied in a real network starting from a georeferenced database. For such algorithms are proposed and an application is developed to allow integration between the data base and models. The results provide tools for implementing the decision maker's planned expansion adding reliability criteria.

Keywords: distribution network, reliability, database georeferenced .

Sumário

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

1	INTRODUÇÃO	2
1.1	Objetivos do Trabalho	4
2	REFERENCIAL TEÓRICO	6
2.1	O Sistema Elétrico	6
2.2	O Problema da Expansão	9
2.3	Análise da Confiabilidade em um Sistema Elétrico de Distribuição . . .	11
2.3.1	Índices Orientados ao Consumidor	14
2.3.2	Índices Orientados a Energia	16
2.4	Indicadores DEC e FEC	16
2.5	Métodos de Estimacão dos Indicadores de Confiabilidade	19
2.6	Consideracões Finais do Capítulo	21
3	REVISÃO DE LITERATURA	22
3.1	Modelos para Planejamento da Expansão	22
3.2	Abordagens do Problema	24
3.3	Consideracões Finais do Capítulo	29
4	METODOLOGIA	31

4.1	Formulação do Problema	31
4.2	Proposta de Solução	32
4.2.1	Estágio I	32
4.2.1.1	Parte 1: Confiabilidade	33
4.2.1.2	Parte 2: Modelo PEXP	33
4.2.1.3	Função Objetivo	35
4.2.1.4	Restrições	39
4.2.2	Estágio II	42
4.2.2.1	Topologia, Características e Dispositivos da Rede	43
4.2.2.2	Área de Cobertura de cada Dispositivo	44
4.2.2.3	Taxa de Falha e Fato Gerador	45
4.2.2.4	Tempos Médios de Restabelecimento	47
4.2.2.5	Procedimento para Avaliação da Confiabilidade	48
4.3	Algoritmos e Implementações	49
4.3.1	Dados Elétricos	50
4.3.2	Estágio I	53
4.3.3	Estágio II	58
4.4	Considerações Finais do Capítulo	61
5	APLICATIVO DESENVOLVIDO	63
5.1	Funções e uso do aplicativo	64
5.2	Considerações Finais do Capítulo	71
6	TESTES E RESULTADOS	73
6.1	Características da Rede de Distribuição	73
6.2	Cenário de Planejamento	80

6.3	Resultados	83
6.3.1	Modelo PEXP	83
6.3.2	Avaliação da Confiabilidade	89
6.4	Considerações Finais do Capítulo	103
7	CONCLUSÕES FINAIS	106
	Referências	109
	Anexo A – Exemplo Conect _Primária	113
	Anexo B – Implementação Gráfica	114
	Anexo C – Alimentador CQ	115
	Anexo D – Alimentador CR	116
	Anexo E – Alimentador CO	117
	Anexo F – Alimentador CD	118
	Anexo G – Alimentador CN	119
	Anexo H – Estimativas para o DEC	120

Lista de Figuras

1	Diagrama simplificado da rede elétrica brasileira	6
2	Representação de um sistema de distribuição	8
3	Sistema radial com 3 pontos de carga	13
4	Exemplo para o cálculo do DEC	18
5	Modelo de representação da rede por Aoki	25
6	Proposta de metodologia de solução	32
7	Nós de demanda, subestação existente e futura	33
8	Fronteira de Pareto	38
9	Tipos de Blocos	44
10	Rede radial - chaves e consumidores primários	45
11	Tempos para o reparo	47
12	Fluxograma do procedimento de simulação	49
13	Estrutura da Integração MATLAB-LINGO	50
14	Estrutura da Árvore	52
15	Exemplo de curva de carga para um posto de transformador	56
16	Aplicativo DPLAN_SCR	64
17	Aplicativo DPLAN_SCR : BLOCO I	65
18	Alimentador A	66
19	Aplicativo DPLAN_SCR : BLOCO II	66
20	Aplicativo DPLAN_SCR : BLOCO III	67

21	Alimentador A1	68
22	Alimentador A2	68
23	Aplicativo DPLAN_SCR : BLOCO IV	69
24	Aplicativo DPLAN_SCR : BLOCO V	70
25	Aplicativo DPLAN_SCR : Exemplo BLOCO V	70
26	Menu Salvar	71
27	Subestações de Cascavel-PR.	74
28	Alimentadores da Subestação Cascavel (S1)	76
29	Alimentadores da Subestação Olímpico (S2)	77
30	Alimentadores da Subestação São Cristovão (S3)	78
31	Alimentadores da Subestação Pinheiros (S4)	79
32	Fronteira de Pareto	81
33	Alimentador PI no Período 1	85
34	Alimentador PI no Período 2	85
35	Alimentador PC nos Períodos 1 e 2	86
36	Alimentador PC no Período 3	87
37	Alimentador PC no Período 4	87
38	Configuração da Rede - Período 2	88
39	Configuração da Rede - Período 3	89
40	DEC Alimentador PI no Período 1	94
41	DEC Alimentador PI no Período 2	94
42	DEC S1 - Período 2	95
43	DEC S2 - Período 2	95
44	DEC S3 - Período 2	95
45	DEC S4 - Período 2	95

46	DEC S5 - Período 2	96
47	DEC S6 - Período 2	96
48	DEC S1 - Período 3	98
49	DEC S2 - Período 3	98
50	DEC S3 - Período 3	98
51	DEC S4 - Período 3	98
52	DEC S5 - Período 3	99
53	DEC S6 - Período 3	99
54	DEC S7 - Período 3	99
55	DEC S8 - Período 3	99

Lista de Tabelas

1	Dados de interrupção	18
2	Consumidores associados aos blocos	45
3	Blocos a montante e jusante das chaves	46
4	Lista de Fatos Geradores	46
5	Comprimento de trechos	54
6	Subestações e Alimentadores da Rede de Cascavel	75
7	Alimentadores e nós de conexão com as novas subestações	80
8	Dados Gerais de Planejamento	82
9	Parâmetros de Entrada - Fato Gerador	82
10	Solução Global Ótima	83
11	Variáveis de decisão quanto a instalação das subestações	83
12	Trechos a serem abertos	84
13	Número de chaves por alimentador	90
14	Número de chaves por alimentador após otimização	90
15	Estimativas para o DEC - Período 1	91
16	Estimativas para o DEC - Período 2	92
17	Estimativas de confiabilidade para o alimentador PI	93
18	Estimativas para o DEC - Período 3	97
19	Estimativas para o FEC - Período 1: atual	100
20	Estimativas para o FEC - Período 2	101

21	Estimativas para o FEC - Período 3	102
22	Parte da Matriz conect_primária	113
23	Estimativas para o DEC - Período 4	120

1 INTRODUÇÃO

O consumo de energia é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade. Ele reflete tanto o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a capacidade da população para adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados, como automóveis (que demandam combustíveis), eletrodomésticos e eletroeletrônicos (que exigem acesso à rede elétrica e pressionam o consumo de energia elétrica). Essa inter-relação foi o principal motivo do acentuado crescimento no consumo mundial de energia verificado nos últimos anos (ANEEL, 2012).

Deste modo, o setor elétrico brasileiro, assim como em muitas partes do mundo, tem sofrido transformações nos últimos anos como mudanças em sua estrutura e a criação de empresas com funções e responsabilidades específicas de geração, transmissão e distribuição (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). A reforma do setor elétrico começou em 1993 com a Lei nº. 86318 e passou por vários projetos de reestruturação. Hoje, opera sob concessão, autorização ou permissão do Estado provendo serviços públicos de eletricidade à população. Foi consolidado pela Lei 10.848/2004, onde estão estabelecidas as regras que definem o seu funcionamento, nas atividades típicas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (ONS, 2011).

Em 1996 foi criada pela Lei 9427 de 26 de dezembro, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A agência tem por finalidade acompanhar, regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Dentre documentos e normativas elaborados pela ANEEL, os Procedimentos de Distribuição - PRODIST são documentos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho no que diz respeito ao Sistema

Elétrico de Distribuição (SED) e contém 9 módulos. A versão vigente pode ser encontrada em PRODIST (2012).

As concessionárias devem ter como meta central manter fornecimento contínuo de energia e para isto precisam ampliar seus sistemas e melhorar a confiabilidade, o que implica grandes investimentos. Se violarem os indicadores de continuidade, definidos pela ANEEL, pagam multas elevadas. Logo, se preocupam, quando na realização do planejamento da expansão da rede, não somente em minimizar custos de investimentos mas também em considerar o atendimento aos critérios de confiabilidade requeridos para o sistema.

Todas estas mudanças trazem novos desafios aos profissionais que atuam nas empresas do setor elétrico, particularmente aqueles que atuam nas empresas de distribuição, que constitui o elo de conexão dos consumidores com o sistema (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

O presente trabalho aborda um problema de otimização que envolve o sistema elétrico de distribuição de energia, mais especificamente o sistema elétrico primário. A motivação surgiu durante participação no projeto P&D da ANEEL sob número 2866-020/2007 cujo objetivo principal é o desenvolvimento de uma metodologia que possa de fato ser aplicada ao sistema real e que envolva critérios de confiabilidade, de modo que o planejador da concessionária possa utilizá-la de forma a auxiliar seu trabalho de planejamento da expansão da rede.

Deste modo, uma contribuição desta tese está na metodologia proposta pois envolve critérios de confiabilidade e pode ser aplicada em redes reais do sistema elétrico brasileiro de grande porte. Propõe-se modelar o problema da expansão como um problema de otimização cuja função objetivo envolve custos associados a construções e às perdas elétricas, sendo a parcela referente as perdas aproximada por função linear. Esta aproximação permite que o problema de grande porte seja resolvido em tempo computacional aceitável, de modo a satisfazer as principais restrições elétricas que o problema exige.

Quanto a auxiliar o planejador da concessionária em suas tarefas, uma segunda contribuição deste trabalho é dada. Trata-se do desenvolvimento de um aplicativo com uma interface amigável que viabiliza a aplicação da metodologia fazendo com que o planejamento possa ser realizado a partir dos dados reais oriundos de base de

dados georreferenciada do Sistema de Informação Geográfica (SIG) da concessionária. Nesta parte, o diferencial consiste na construção de algoritmos capazes de extrair as informações da rede de modo detalhado. São inseridos no aplicativo, implementações de algoritmos referentes a avaliação da confiabilidade da rede, obtida após otimização, de modo a fornecer informações neste quesito para o planejador.

A rede real utilizada para aplicação da metodologia foi fornecida pela COPEL - Companhia Paranaense de Energia. Esta Companhia fornece energia elétrica para 393 municípios do Estado do Paraná, atende atualmente 3.792.235 unidades consumidoras (mercado cativo) e uma população superior a 10 milhões de habitantes (COPEL, 2012).

1.1 **Objetivos do Trabalho**

O objetivo geral deste trabalho é propor uma metodologia para a resolução do problema de planejamento da expansão em redes de distribuição de energia elétrica de média tensão, que busque a minimização de custos, atenda a restrições elétricas da rede e permita avaliar a confiabilidade, utilizando base de dados georreferenciada.

Como objetivos específicos tem-se

- Apresentar algumas formulações do problema encontradas na literatura sobre expansão das redes elétricas, levando em consideração características de redes radiais.
- Analisar alguns dos modelos existentes e metodologias de solução aplicadas ao problema.
- Desenvolver uma metodologia de solução que possa ser aplicada ao planejamento da expansão em redes reais.
- Agregar critérios de confiabilidade considerando condições de operação do sistema elétrico brasileiro.
- Implementar algoritmos de leitura de dados de redes georreferenciadas.
- Desenvolver aplicativo que permita fazer com que a metodologia proposta seja aplicada a redes reais.

- Aplicar a metodologia desenvolvida em uma rede de distribuição de uma cidade do Estado do Paraná.

Esta tese é composta por 7 capítulos. O presente capítulo fez uma breve introdução ao assunto a ser tratado. O capítulo 2 consiste no referencial teórico e apresenta um breve resumo do sistema elétrico e os principais conceitos relacionados a avaliação da confiabilidade de uma rede. O capítulo 3 apresenta a revisão de literatura, descrevendo as técnicas de otimização e algumas abordagens empregadas para a solução do problema em questão.

O capítulo 4 apresenta a metodologia proposta para busca de solução do problema da expansão e descrição dos algoritmos propostos no sentido de permitirem a aplicabilidade prática da metodologia desenvolvida nesta tese. Neste sentido um aplicativo foi desenvolvido, e é apresentado no capítulo 5.

O capítulo 6 contém a aplicação da metodologia considerando um cenário de planejamento utilizando-se um sistema real de grande porte.

No capítulo 7 são apresentadas as principais conclusões dos estudos realizados e as propostas de trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo expõe de forma resumida como o sistema elétrico é definido e descreve o problema em estudo. Apresenta-se um breve referencial teórico sobre a confiabilidade em sistemas elétricos.

2.1 O Sistema Elétrico

Define-se por Sistema Elétrico de Potência o conjunto das instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica até a medição, inclusive (NR10, 2013). A Figura 1 mostra um diagrama simplificado do sistema elétrico brasileiro.

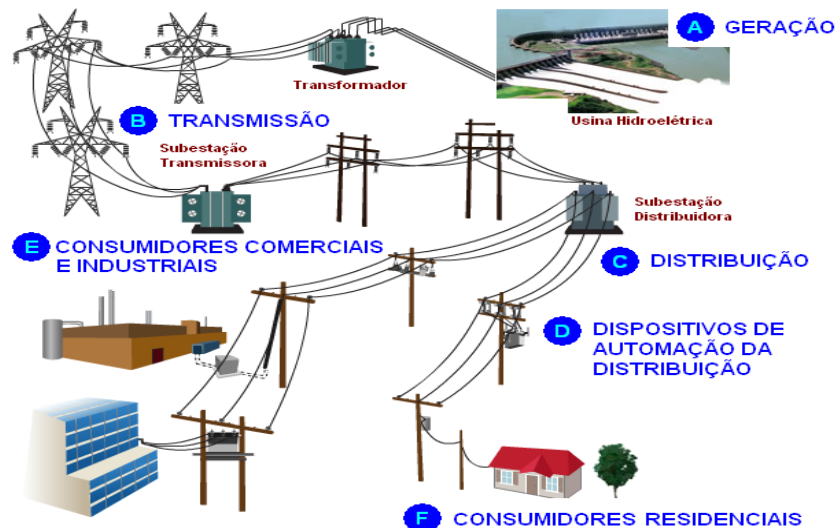


Figura 1: Diagrama simplificado da rede elétrica brasileira

Fonte: www.redeinteligente.com

A energia elétrica é gerada em uma usina elétrica e quase sempre consiste de um gerador elétrico rotativo. A energia trifásica CA produzida nos geradores das usinas,

sai do gerador e segue para a **subestação de transmissão** na usina elétrica.

A tensão que segue pela rede de transmissão é reduzida na rede de subtransmissão. O sistema de subtransmissão distribui a energia elétrica em tensão de subtransmissão até a **subestação de distribuição** onde é reduzida para a tensão de distribuição primária, que se inicia nas subestações rebaixadoras e vai até as entradas elétricas dos consumidores finais. Este sistema é subdividido em dois, o primário e o secundário (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

O **subsistema primário de média tensão** tem início na subestação e término nos postos de transformadores de distribuição e consumidores primários (indústrias de médio porte, grandes hospitais, *shopping centers*, etc), geralmente operam em tensões de 13.8 kV.

O **subsistema secundário de baixa tensão** tem início nos postos de transformadores e término em consumidores secundários (comércio, pequenas indústrias e residências), geralmente operam em tensões de 220/127V ou 380/220V.

As redes de distribuição podem ser aéreas ou subterrâneas, sendo as aéreas predominantes. As subterrâneas são mais utilizadas em áreas de maior densidade de carga como por exemplo a zona central de uma grande cidade. As redes aéreas de distribuição primária normalmente operam radialmente com possibilidade de transferência de blocos de carga entre circuitos para o atendimento da operação em condições de contingência.

Da subestação de distribuição a energia segue através dos alimentadores, que são subdivididos em tronco principal e ramais. Do tronco principal saem os ramais que usualmente são protegidos por chaves fusíveis. Os troncos dos alimentadores empregam usualmente, condutores de seção 336,4 MCM, que permite na tensão de 13.8 kV, o transporte de potência máxima de 12 MVA, que em função de possíveis necessidades de transferência de carga entre alimentadores, ficam limitados a 8 MVA. Nos alimentadores localizam-se os postos de transformadores e outros componentes como chaves de seccionamento, as normalmente fechadas (NF), que são utilizadas para isolar blocos de carga para permitir sua manutenção corretiva ou preventiva. Podem-se instalar chaves que operam abertas, chaves normalmente abertas (NA) que podem ser fechadas em manobras de transferência de carga. Informações mais detalhadas das redes elétricas podem ser consultadas em (KERSTING, 2006; BROWN, 2009; KAGAN; OLIVEIRA;

ROBBA, 2010).

Supondo o sistema trifásico equilibrado, a rede pode ser representada por um circuito monofásico equivalente e os resultados de análises obtidas deste sistema são estendidos para as outras fases. O sistema monofásico pode ainda ser representado pelo chamado diagrama unifilar, em que se representam somente os componentes de interesse do sistema.

Na Figura 2 apresenta-se um esquema simplificado de três alimentadores saindo de uma subestação.

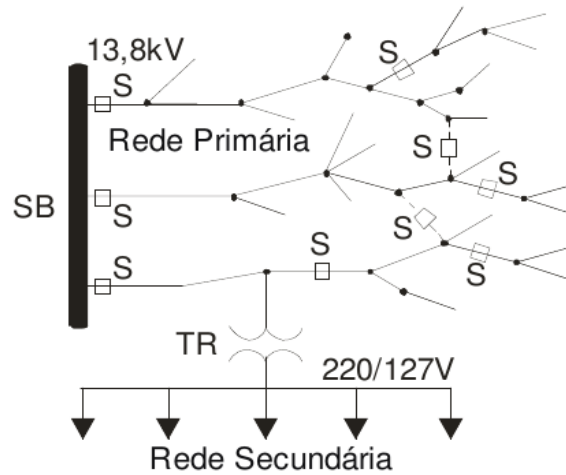


Figura 2: Representação de um sistema de distribuição

SB é um barramento da subestação, TR é um posto de transformador e S são chaves seccionadoras

Outra maneira de representar elementos de uma rede é através de grafos, pois servem para descrever as relações entre os dados de um problema combinatório.

Segundo Fletcher (2001), um grafo consiste de uma coleção finita de nós e arcos, onde cada arco representa a conexão entre dois diferentes nós. Os arcos são ditos direcionados se um sentido de orientação é especificado. Um caminho é uma sequência de arcos adjacentes devidamente orientados. Uma cadeia é uma sequência qualquer de arcos adjacentes que ligam dois nós. Um ciclo é uma cadeia não trivial fechada. Um grafo é dito conectado se existe um caminho entre quaisquer dois nós. Uma árvore é um grafo conectado sem ciclos. Redes radiais são exemplos de estrutura de árvores. Um grafo pode ser representado algebricamente por uma matriz de incidência nó-arco

$M = [m_{ij}]_{m \times n}$, onde:

$$m_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{se o arco direcionado } j \text{ sai do nó } i \\ -1, & \text{se o arco } j \text{ é direcionado para o nó } i \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.1)$$

Diversas aplicações, incluindo problemas de rede elétrica podem ser vistos em Ahuja, Magnati e Orlin (1994). Os modelos descritos na próxima seção utilizam grafos para representação da rede.

2.2 O Problema da Expansão

Com o crescimento da demanda faz-se necessário a expansão da rede elétrica de distribuição e as alterações na rede normalmente envolvem obras de altos custos, portanto um bom planejamento futuro deve ser realizado. O problema consiste em determinar o tamanho, número e localização das subestações e os caminhos de conexões nos alimentadores de tal forma que o custo de instalação e de operação seja mínimo e que atendam à várias restrições elétricas. Segundo Gonnen (1986), devido a natureza combinatória, o problema de planejamento de redes de média tensão e circuitos de baixa tensão geralmente é realizado de forma separada.

Os principais requisitos que devem ser considerados no problema são:

- Horizonte de planejamento;
- Conhecimento da rede estudada;
- Capacidade física das subestações existentes para construção de novos alimentadores;
- Número máximo de alimentadores por subestação;
- Capacidade de carga por alimentador;
- Informações sobre crescimento de carga da área em estudo;
- Número máximo de subestações a serem instaladas em uma área;
- Conhecimento dos possíveis locais de instalação de subestações;

- Caminhos propostos para novos alimentadores;
- Capacidade das subestações a serem construídas;
- Custos de construção da subestação, do alimentador e de perdas elétricas na rede;
- Restrições elétricas associadas às leis de Kirchhoff para corrente e tensão;
- Restrições físicas como limites operacionais dos equipamentos e cabos elétricos utilizados;
- Definição de critérios de confiabilidade da rede. Segundo Billinton e Allan (1994), para sistemas radiais, um consumidor conectado em algum nó de demanda do sistema requer que todos os componentes entre ele e o ponto de fornecimento de energia (subestação) estejam operando. Porém como qualquer outro sistema, está sujeito a falhas que podem comprometer seu funcionamento e inviabilizar o fornecimento de energia a consumidores finais. Deste modo, é importante considerar no planejamento a confiabilidade da rede e buscar soluções no sentido de contornar estas falhas, minimizando o risco de interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Os requisitos mencionados anteriormente dão uma descrição geral do que se deve levar em consideração no problema da expansão, porém quando se pensa na formulação de um problema, procura-se uma definição precisa do mesmo, portanto cada requisito citado anteriormente deve ser avaliado quanto a sua inserção no modelo. Esta avaliação é dependente da companhia de energia, pois cada uma opera sob determinadas condições, tem seu padrão de instalação, características técnicas e contexto operacional, como queda de tensão, qualidade da energia, entre outros. Por este motivo, acredita-se que não exista um modelo que descreva exatamente todas as questões envolvidas no planejamento de um sistema de distribuição. Consideram-se normas gerais sendo a maioria dos modelos simplificados, levam-se em consideração características comuns a determinados tipos de redes, como por exemplo as redes radiais.

Os autores Vaziri, Tomsovic e Gonen (2000b) apresentam uma definição do problema de expansão de distribuição e uma formulação matemática utilizando-se de um modelo de programação matemática não linear inteira mista (PNLIM). Os problemas

PNLIM pertencem a uma classe de problemas chamados NP completo (não polinomial) cujos cálculos para busca de soluções crescem exponencialmente, portanto difíceis de serem resolvidos.

Vaziri, Tomsovic e Gonen (2000a) fazem uma análise dos últimos 40 anos de pesquisa na área e afirmam que muitos avanços ocorreram mas ainda existem muitas áreas para futuras pesquisas, como por exemplo o tratamento da confiabilidade.

2.3 Análise da Confiabilidade em um Sistema Elétrico de Distribuição

Segundo Chowdhury e Koval (2009), o setor de distribuição de energia recebia menor atenção do que a geração e transmissão devido a estes apresentarem custos bem mais elevados e interrupções nestes setores poderiam causar consequências econômicas mais significativas para a sociedade. Porém é o sistema de distribuição quem faz a ligação com o consumidor final e a literatura recente aponta que mais de 80% de todas as interrupções aos consumidores ocorrem devido a falhas no sistema de distribuição. Com este fato, é crescente pesquisas e estudos na área de confiabilidade no sistema de distribuição, sendo o conceito de confiabilidade em sistema de energia, baseado em valores quantitativos, apresentado e discutido por diversos autores (BILLINTON; ALLAN, 1994; BROWN, 2009; SOUDI, 1998).

Sob o ponto de vista do consumidor, a confiabilidade do sistema significa um fornecimento ininterrupto de energia a partir da geração, transmissão e distribuição. Na realidade, os principais indicadores de confiabilidade de um sistema de energia para os consumidores são a frequência e duração das interrupções no seu ponto de utilização.

Entende-se por **interrupção** a ausência de tensão elétrica, em qualquer das fases, no ponto de entrega do consumidor. Chama-se **restabelecimento do fornecimento de energia elétrica** o retorno de tensão elétrica, em todas as fases, no ponto de entrega do consumidor.

No sentido de analisar o risco de não atendimento à demanda do sistema, definem-se e calculam-se alguns índices utilizando princípios e conceitos da teoria de probabilidades. Tais índices compõem a Análise de Confiabilidade (ou confiabilidade) do sistema.

Apresentam-se a seguir alguns conceitos básicos e formulação matemática dos principais índices probabilísticos que fazem parte de uma análise de confiabilidade em sistemas de distribuição de redes radiais.

Segundo Billinton e Allan (1992), a definição 2.1 é amplamente aceita para confiabilidade em engenharia.

Definição 2.1. *Confiabilidade é a probabilidade de um dispositivo (componente) ou sistema atender seus propósitos de forma adequada para um período de tempo previsto, nas condições operacionais especificadas no seu projeto.*

Diferentes termos podem surgir na descrição da confiabilidade de um sistema em engenharia. Um termo comumente utilizado é a taxa de falha e está sempre associado com um critério de desempenho em particular.

Definição 2.2. *No contexto de confiabilidade, falha é a impossibilidade de um componente ou sistema cumprir sua função dentro das especificações (níveis) de seu projeto.*

Definição 2.3. *Taxa de falha é a frequência com que as falhas ocorrem num certo intervalo de tempo, medida pelo número de falhas por tempo de operação do sistema (ou componente).*

Uma forma de se avaliar a probabilidade de falha de um sistema é através da análise estatística de dados históricos.

No sistema elétrico, os índices de confiabilidade podem ser calculados quanto ao sistema, a barras ou ainda em nós da rede elétrica (pontos de carga), que podem ser pontos de interconexão de elementos da rede, geralmente estações geradoras, subestações ou pontos de consumo.

Billinton e Allan (1994) indicam, para sistemas radiais (veja exemplo na Figura 3), três índices orientados a pontos de carga individual que podem ser utilizados na avaliação da confiabilidade. São calculados segundo as equações 2.2, 2.3 e 2.4 para pontos de carga (N), a partir de parâmetros dos componentes (C_i) que devem estar operando para que a carga seja atendida.

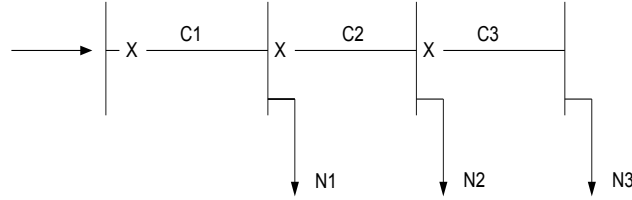


Figura 3: Sistema radial com 3 pontos de carga

1. Taxa de falha do ponto de carga N (interrupções/ano)

$$\lambda_N = \sum_{i=1}^k \lambda_i \quad (2.2)$$

- λ_i indica a taxa de falha do componente i .

2. Tempo médio de interrupção (indisponibilidade) anual do ponto de carga N

$$U_N = \sum_{i=1}^k U_i = \sum_{i=1}^k \lambda_i r_i \quad (2.3)$$

- r_i é o tempo médio de reparo do componente i (geralmente em horas). Também é chamado de tempo médio de indisponibilidade ou duração média da falha;
- U_i é o tempo médio de indisponibilidade anual do componente i (geralmente horas/ano).

3. Tempo médio de interrupção (ou indisponibilidade) do ponto de carga N (horas).

$$r_N = \frac{U_N}{\lambda_N} = \frac{\sum_{i=1}^k \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^k \lambda_i} \quad (2.4)$$

Tais índices são valores esperados ou média da distribuição de probabilidade de falha associada ao processo. As equações são obtidas por uma técnica de aproximação baseada na abordagem de Markov, descrita em Billinton e Allan (1994).

Os três índices mencionados anteriormente não dão uma completa representação do sistema no sentido de que não se pode obter um mesmo índice, por exemplo, para

quantidades diferentes de consumidores ou para nós de demanda com cargas distintas. No sentido de refletir a severidade ou significância de interrupções (falhas) no sistema, índices adicionais são frequentemente calculados e podem ser orientados a consumidores ou energia (BILLINTON; ALLAN, 1994), como descrito a seguir.

2.3.1 Índices Orientados ao Consumidor

Para avaliação destes índices, dois fatores devem ser definidos *a priori* que é o período de tempo observado e a unidade consumidora. O período de observação corresponde ao tempo no qual os índices são monitorados, geralmente 1 ano, e a unidade consumidora é como na definição 2.4.

Definição 2.4. *Unidade consumidora ou grupo elétrico é um conjunto de consumidores definidos a priori que podem ser residenciais, comerciais ou industriais.*

SAIFI *System Average Interruption Frequency Index*

É a frequência média de interrupções de um ponto de carga da unidade consumidora, durante certo período de tempo, relativo ao número total de consumidores da unidade consumidora.

$$SAIFI = \frac{\sum_i^n F_i N_i}{\sum_i^n N_i} \quad (2.5)$$

- F_i : é uma estimativa do número de vezes por ano que o ponto de carga i fica interrompido.
- N_i : é o número de consumidores do ponto de carga i .

SAIDI *System Average Interruption Duration Index*

É o número médio de duração de interrupções em um ponto de carga da unidade consumidora, em um determinado período, em relação ao número total de consumidores da unidade consumidora.

$$SAIDI = \frac{\sum_i^n D_i N_i}{\sum_i^n N_i} \quad (2.6)$$

onde,

- D_i é uma estimativa do número de horas por ano que o ponto de carga i fica interrompido.

CAIFI *Customer Average Interruption Frequency Index*

É a frequência média de interrupção de cada consumidor durante um ano com relação ao número total de consumidores afetados.

$$CAIFI = \frac{\sum_i^n F_i N_i}{\sum_i^n N_{ai}} \quad (2.7)$$

- N_{ai} é o número de consumidores afetados do ponto de carga i .

CAIDI *Customer Average Interruption Duration Index*

É a duração média de interrupção de cada consumidor durante um ano. Ela é determinada dividindo-se a soma de todas as durações de interrupção do ponto de carga pelo número total de consumidores interrompidos ao longo de um período de um ano.

$$CAIDI = \frac{\sum_i^n D_i N_i}{\sum_i^n F_i N_i} \quad (2.8)$$

ASAI - ASUI *Average Service Availability (Unavailability) Index*

O índice ASAI é definido pelo quociente entre o tempo de disponibilidade pela demanda total de horas. O ASUI é dado pelo quociente entre o tempo de indisponibilidade pela demanda total de horas.

$$ASAI = \left[1 - \frac{SAIDI}{8760} \right] \quad (2.9)$$

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (2.10)$$

Como ilustração, um ASAI de 0.999543 indica que a média por consumidor de serviço disponível foi de 8756 horas para um total de 8760 horas no ano, isto é, um SAIDI de 4 horas/ano.

2.3.2 Índices Orientados a Energia

ENS *Energy Not Supplied* [kWh/ano]

Corresponde ao total de energia não suprida pelo sistema.

$$ENS = \sum_i^n L_i U_i \quad (2.11)$$

onde L_i é o carregamento médio (kW) no ponto de carga i

AENS *Average Energy Not supplied* [kWh/consumidor ano]

Corresponde ao quociente do total de energia não suprida pelo número total de consumidores atendidos.

$$AENS = \frac{ENS}{\sum_i^n N_i} \quad (2.12)$$

Ressalta-se que no cálculo dos índices de confiabilidade, características adicionais da rede como inserção de disjuntores, chaves seccionadoras, transferência de carga, entre outros, podem ser levados em consideração. Mais detalhes podem ser vistos em Chowdhury e Koval (2009) e Billinton e Allan (1994).

2.4 Indicadores DEC e FEC

No Brasil, no sentido de quantificar a qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias, a ANEEL definiu indicadores de continuidade de uma rede de distribuição, dentre os quais destacam-se o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) que são índices equivalentes ao SAIDI e SAIFI, respectivamente, descritos na seção 2.3.1.

As concessionárias que não cumprirem as metas anuais estabelecidas são penalizadas através de multas. Em cada período de revisão tarifária, são definidos novos limites para os indicadores DEC/FEC com trajetória decrescente para os anos seguintes. De um ciclo para outro esses limites se tornam mais restritos exigindo um esforço da empresa para melhorar a prestação do serviço. A metodologia para o estabelecimento de tais limites é divulgada em nota técnica e disponibilizada no site da ANEEL (ANEEL, 2012).

É estabelecido ainda que interrupções com menos de três minutos não são consideradas, ou seja, consideram-se interrupções tão somente àquelas ocorrências em que o tempo durante o qual o consumidor permaneceu desenergizado excedeu três minutos, conforme relatado no módulo 8 do PRODIST¹ (PRODIST, 2012).

Segundo resolução normativa de 16 de dezembro de 2008 da ANEEL, a apuração do indicador DEC deverá ser efetuada conforme disposto na Portaria DNAEE nº 046, de 17/04/78. Seu cálculo deve ser realizado da seguinte forma:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)t(i)}{Cs} \quad (2.13)$$

onde,

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor
expresso em horas e centésimos de hora;

n = Número de interrupções no período de observação;

Ca(i) = Número de consumidores do conjunto considerado, atingidos na interrupção *i*;

t(i) = Tempo de duração da interrupção *i*, em horas;

Cs = Número total de consumidores do conjunto considerado.

O *DEC* representa o tempo médio que uma unidade consumidora permaneceu desenergizada durante o período de observação. De modo análogo, o *FEC* é definido como o número médio de interrupções sofridas pela unidade consumidora, durante o período de observação. É calculado por:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (2.14)$$

A concessionária deve ter em seu banco de dados um registro de interrupções. O registro pode ser feito por alimentador ou por partes do alimentador (blocos). Descreve-se a seguir o exemplo que consta como anexo da resolução normativa de 16 de dezembro de 2008 que apresenta o cálculo do DEC para os dados da Figura 4.

¹Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

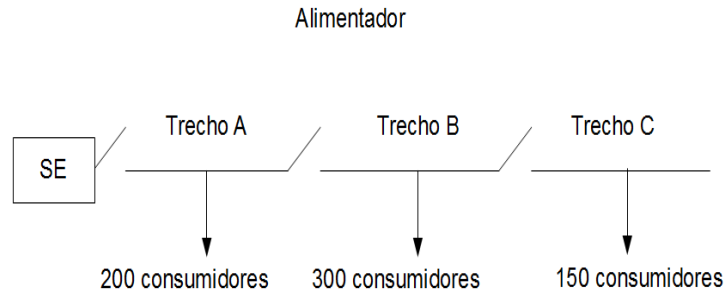


Figura 4: Exemplo para o cálculo do DEC

Os dados de uma interrupção, por exemplo, ocorrida às 11:00h no alimentador devem ser preenchidos conforme Tabela 1.

Tabela 1: Dados de interrupção

Trecho atingido	Início (h)	Término (h)	Consumidores atingidos	Consumidores do Conjunto	Indicadores computados
A	11:00	11:05	200	650	DEC/FEC
B	11:00	11:15	300	650	DEC/FEC
C	11:00	11:55	150	650	DEC/FEC

Para os trechos A, B e C tem-se $\frac{5}{60}$, $\frac{15}{60}$, $\frac{55}{60}$ horas interrompidas respectivamente. Aplicando-se a fórmula para o cálculo do DEC, obtém-se:

$$DEC = \frac{200 \cdot (5/60) + 300 \cdot (15/60) + 150 \cdot (55/60)}{650} = 0,35 \text{ horas}$$

$$FEC = \frac{200 + 300 + 150}{650} = 1$$

2.5 Métodos de Estimação dos Indicadores de Confiabilidade

Um sistema consiste de um grupo de componentes que interagem para alcançar uma proposta específica que, no caso de sistemas de distribuição, é atender aos consumidores com certo nível de confiabilidade dentro de limites de tensão aceitáveis. Assim, quando todos os componentes estão funcionando corretamente com níveis de carregamento dentro dos limites especificados, diz-se que o sistema está em estado de operação normal.

A ocorrência de um evento, tal como uma falha, que faz com que o sistema de distribuição saia de seu estado de funcionamento normal é chamado de contingência.

No sistema de distribuição, define-se dois estados para o sistema, o de operação normal ou, restauração e contingência. Quanto aos eventos, se a ocorrência de um deles não afeta a probabilidade de ocorrência do outro diz-se que são eventos independentes, caso contrário, diz-se que são probabilisticamente condicionais (BROWN, 2009). O importante é identificar os eventos que fazem com que o sistema saia do estado de operação normal e quantificar o impacto sobre os consumidores.

Tais eventos são classificados em permanentes ou temporários. Eventos permanentes (ou interrupção permanente) são aqueles que exigem manutenção corretiva para o restabelecimento do fornecimento, ou seja, exige que uma equipe de reparo seja enviada até o local onde ocorreu a falha para realizar o conserto. Eventos temporários (ou interrupção temporária) são aqueles nos quais, por influências externas, ocorreu a abertura de arco entre as fases do alimentador ou entre as fases e o neutro. O desligamento com o posterior religamento da rede interrompendo o arco, em geral, é suficiente para o restabelecimento do fornecimento (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

A Análise de Confiabilidade pode ser feita tanto na fase de operação do sistema, chamada confiabilidade pretérita, quanto na fase de planejamento chamada confiabilidade preditiva. Segundo Billinton e Allan (1994) as técnicas de cálculo da confiabilidade podem se encaixar em duas categorias: analítica ou simulação estocástica.

Na técnica analítica o sistema é representado por um modelo matemático e os índices de confiabilidade calculados deste modelo. Na construção do modelo analítico, alguns pressupostos podem ser considerados de modo a simplificar o problema abor-

dados. Selecionam-se um conjunto de estados do sistema segundo algum critério, que pode ser probabilístico, e calcula-se o impacto de cada contingência no sistema (faltas em linhas, transformadores ou dispositivos de proteção) e pondera este impacto baseado na frequência e duração desta contingência, para obtenção dos índices de confiabilidade. Um ponto positivo é o tempo computacional de cálculo que é relativamente baixo quando comparado à simulação.

Na técnica de simulação estocástica estimam-se os índices de confiabilidade simulando o processo atual e o comportamento aleatório do sistema. Tais técnicas, teoricamente, podem levar em consideração praticamente todos os aspectos e contingências inerentes ao planejamento, concepção e operação do sistema de energia. Estes incluem eventos aleatórios como falhas e reparos dos componentes, representados geralmente por suas distribuições de probabilidades, dependência e comportamento dos componentes, variações de carga e também outros que dependem da política de operação adotada.

Simulando o tempo de operação de um sistema por um longo período de tempo é possível estudar o comportamento do sistema e visualizar tipos de deficiências que o sistema poderá sofrer.

Os índices obtidos usando um dos procedimentos comentados acima dependem fortemente do modelo adotado para o sistema e da qualidade dos dados de entrada que serão usados. Recomenda-se seguir os passos (BILLINTON; ALLAN, 1994):

- entender como o sistema funciona ;
- identificar as formas pelas quais ele pode falhar;
- deduzir as consequências desta falhas;
- descrever modelos que possam representar estas características;
- decidir a técnica de cálculo da confiabilidade.

Um método de simulação indicado e utilizado na área elétrica é o método de simulação de Monte Carlo (SMC) e consiste em obter estados de contingência de um sistema por amostragem. É um procedimento numérico que utiliza números aleatórios, ou pseudo-aleatórios, para calcular quantidades não necessariamente aleatórias, com

base na Lei dos Grandes Números e no Teorema do Limite Central. Consiste em gerar valores aleatórios para cada distribuição de probabilidade dentro de um modelo no sentido de produzir vários cenários. A distribuição dos valores calculados para cada caso, deve refletir a probabilidade de ocorrência dos mesmos. É classificado em duas categorias, a sequencial e a não sequencial (aleatória) cuja descrição pode ser vista em Brown (2009).

2.6 Considerações Finais do Capítulo

O capítulo apresentou conceitos importantes sobre o assunto em pesquisa principalmente os relacionados aos indicadores de continuidade no fornecimento de energia mais utilizados na avaliação da confiabilidade de redes elétricas.

3 REVISÃO DE LITERATURA

Este capítulo contempla uma revisão de literatura que contribuiu para o entendimento e contextualização do tema e que foram fundamentais nos rumos do trabalho.

3.1 Modelos para Planejamento da Expansão

O primeiro artigo sobre otimização de planejamento de distribuição é atribuído a Knight (1960). Nos anos seguintes várias publicações surgiram com contribuições significativas cujos trabalhos, de modo geral, apresentam diferentes abordagens na identificação do problema e objetivos considerados, trazendo também exemplos de aplicação. Alguns trabalhos foram avaliados por Vaziri, Tomsovic e Gonen (2000a).

Segundo Vaziri, Tomsovic e Gonen (2000a), os modelos de otimização na área de planejamento de expansão são classificados em modelos mono-período ou modelos de multi-períodos. Os modelos mono-período referem-se ao caso em que um único período é considerado na análise. A demanda não mudará neste período e exige que o modelo seja aplicado várias vezes ao longo do horizonte de estudo utilizando resultados do período anterior para o seguinte, se houver necessidade de avaliação em um horizonte de tempo maior. No modelo multi-período, o planejamento é realizado para todos os períodos do horizonte de planejamento ao mesmo tempo. Os investimentos em construções, substituição e ampliação de trechos e subestações são realizados nos diferentes períodos do planejamento e são decididos de uma forma dependente.

O problema é modelado como de programação não linear inteira mista (PNLIM) e pertence a classe de problemas NP completos (GAREY; JOHNSON, 1979), deste modo diferentes métodos de solução são empregados, dentre métodos de programação matemática, métodos heurísticos ou ainda híbridos.

Nos métodos de programação matemática a função objetivo a ser minimizada, em geral, representa o valor presente dos custos totais de instalação (alimentadores e subestações), operação e manutenção da rede. O modelo tem restrições operacionais relacionadas às capacidades de equipamentos e restrições elétricas.

Os métodos heurísticos compreendem metodologias de busca em espaços de soluções candidatas (próximas da otimalidade) capazes de gerenciar operadores computacionais de busca local e de busca global, promovendo robustez e eficácia na busca de soluções (COELHO, 2010). Perante as dificuldades de escapar de máximos/mínimos locais, metodologias chamadas de Metaheurísticas (GENDREAU, 2010; BLUM; ROLI, 2003; GLOVER; LAGUNA; MARTI, 2002; GOLDBERG, 1989), foram desenvolvidas e possuem ferramentas que possibilitam sair de máximos/mínimos locais, permitindo a busca em regiões mais promissoras, com menor custo computacional em relação aos métodos exatos.

Goswami et al. (2009) salientam a natureza combinatória e a presença de variáveis inteiras que aumentam a dimensão do problema, e os custos fixos associados à componentes aumentam a complexidade, fazendo com que seja difícil encontrar solução através de técnicas de otimização convencional. Afirmam que os custos fixos, que se referem a instalações e os custos variáveis relacionados às perdas de energia, constituem a maior porção dos custos envolvidos no problema. Ainda segundo os autores, muitos pesquisadores abordam o problema fazendo simplificações no modelo.

Quanto à confiabilidade, geralmente é tratada através de modelos que envolvem alocação de equipamentos de proteção, que podem ser instalados na subestação ou em alguns trechos dos alimentadores, dentre estes: religador automático (RA), chave-fusível (CF) e/ou chave seccionadora (PONNAVAIKKO; RAO; VENKATA, 1987; SILVA et al., 2006). Deste modo, com alocação ótima de tais dispositivos a quantidade de consumidores interrompidos, no caso de uma contingência tende a diminuir. Com isto, os índices de continuidade de fornecimento de energia melhoram, o que implica em um aumento na confiabilidade do sistema (BROWN, 2009; CHOWDHURY; KOVAL, 2009).

3.2 Abordagens do Problema

Apresenta-se a seguir trabalhos com diferentes abordagens do problema, alguns tratam a confiabilidade e outros não.

Ponnaivaikko, Rao e Venkata (1987) formulam o problema como um problema de programação quadrática (QP) inteira mista com variáveis inteiras e contínuas sujeito a restrições lineares de desigualdades. A técnica de solução consiste em dois estágios. No estágio I, resolve-se o problema quadrático usando o método do gradiente reduzido de Wolfe, considerando as variáveis de decisão como sendo todas contínuas, mas canalizadas entre 0 e 1. No estágio II, faz-se um procedimento heurístico para tratar as variáveis de decisão inteiras. No primeiro estágio decide-se quais subestações serão instaladas (a escolha é feita considerando as variáveis cujo valor seja maior que meio). Após a escolha das subestações, inserem-se os alimentadores que farão parte do problema. Resolve-se novamente usando o procedimento de Wolfe e usa-se uma heurística para definir os caminhos dos novos alimentadores. Apresenta-se no artigo um exemplo didático de uma rede formada por 8 nós de consumo, duas subestações possíveis de serem instaladas e 15 trechos.

Dentre os métodos exatos, Aoki et al. (1990) modelam o sistema por um grafo onde cada arco representa um trecho do alimentador e cada nó representa o ponto de demanda como mostrado na Figura 5. Os autores formulam o problema como um modelo de programação linear binária mono-período, em que se deseja minimizar custos. A cada trecho é associado um custo, ao trecho entre o nó de transmissão e uma subestação associa-se o custo de construção da subestação, o trecho entre a subestação e um nó transformador associa-se o custo de instalação do alimentador e o trecho entre o nó transformador e o nó demanda associa-se o custo de instalação do trecho. As restrições consideram as capacidades dos alimentadores e subestações, balanceamento de fluxo de potência, queda de tensão em cada ponto de carga (nó), atendimento de demanda e radialidade. Na solução utilizam uma técnica chamada *branch exchange* que se baseia na retirada e adição de trechos na rede. Os autores implementam o algoritmo proposto e um solver de programação matemática é utilizado apresentando resultados numéricos para duas redes, uma com 5 e outra com 59 nós.

Kuabara e Nara (1997) expandem este problema para multi-períodos e consideram

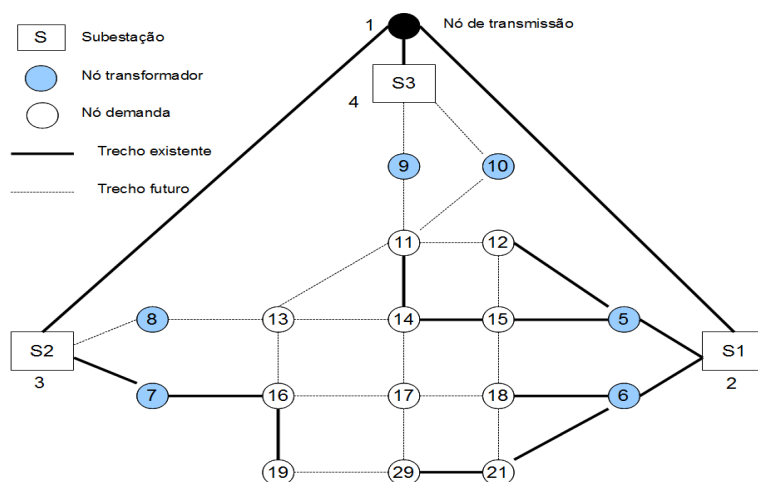


Figura 5: Modelo de representação da rede por Aoki

custos de perdas de energia, modelados com uma função quadrática. A implementação do algoritmo é feita em Fortran 77 e o exemplo numérico apresentado contém 59 nós e 69 trechos.

Farrag, El-Metwally e El-Bages (1999) fazem a formulação do problema como um modelo de Programação Linear em que a função objetivo é uma linearização por partes da função custo quadrática que envolve investimentos e perdas elétricas.

Turkay (1998) apresenta um modelo para otimizar o tamanho e localização de subestações e indicar os caminhos de conexão entre nós da rede. O modelo é formulado minimizando o valor presente do capital que envolve custos fixos de instalações no sistema e o valor presente das variáveis associadas as perdas de energia. Restrições elétricas e de capacidade são consideradas. Um modelo de otimização é formulado e programado usando programação inteira mista. O problema é resolvido através de implementação feita em Fortran 77 e um exemplo de aplicação é apresentado para uma rede com 9 nós.

Bhowmik, Goswami e Bhattacharjee (2000) formulam o problema em 3 estágios como um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM) e programação quadrática inteira mista (PQ). Deseja-se determinar o número ótimo e localização de subestações bem como o caminho ótimo de ligação entre os nós de demanda e as subestações. A confiabilidade é tratada levando em conta o custo de interrupção. Os estágios são:

- Estágio I: otimização referente à subestação (PQ). Neste estágio, a função objetivo leva em consideração custos de construção da subestação e custo aproximado de perdas técnicas de energia. As restrições se referem à capacidade máxima da subestação e dos alimentadores ligados à subestação, bem como o atendimento aos nós de demanda.
- Estágio II: otimização referente aos alimentadores (PQ). Neste estágio, a função objetivo corresponde a soma dos custos de construção das subestações, perdas técnicas e custo de instalação dos alimentadores. As restrições são formadas pelas mesmas do estágio I, mais a de capacidade máxima de cada alimentador e condição de radialidade.
- Estágio III: otimização do custo de interrupção (PNLIM). Neste estágio, adiciona-se à função objetivo do estágio II custos referentes a perdas de energia ocasionadas por interrupção no sistema. Quanto às restrições, consideram-se as do estágio II, adicionando-se algumas relacionadas à taxa de falha e duração da interrupção.

O algoritmo de solução consiste em resolver cada estágio separadamente, ou seja, após definir quais subestações devem ser instaladas para atendimento da demanda, a rede é configurada atendendo o quesito radialidade e com esta configuração do sistema, equipamentos de controle são adicionados nos trechos da rede e são, então, determinados os índices de confiabilidade para cada nó (equipamentos). Se tais índices forem satisfatórios o algoritmo pára, senão adicionam-se mais equipamentos e o cálculo é refeito. Com a redução do custo de interrupção, feita através da instalação de equipamentos, a confiabilidade aumenta. Os autores apresentam um exemplo numérico com 7 nós de demanda, o qual é resolvido com o uso de uma toolbox de otimização do MATLAB.

Problemas envolvendo a rede secundária, embora não seja foco do presente trabalho, possuem muitas características semelhantes a rede primária, como a busca pela redução de custos de expansão e redução de perdas, por isso, é válido comentar alguns trabalhos nesta área.

Yoshimoto (2003) apresenta uma metodologia para tratar a questão da expansão em redes secundárias de distribuição, no sentido de minimizar os custos envolvidos de modo que a demanda dos consumidores finais sejam atendidos. O planejamento

do sistema secundário procura definir o número, locais de instalação e potências dos transformadores de distribuição, traçado da rede secundária e cabos. O autor utiliza métodos heurísticos e comenta algumas vantagens e desvantagens quanto a utilização da metodologia exata e heurística.

Bettoni (2011) apresenta modelos PLIM para quatro tipos de intervenções técnicas usualmente realizadas para melhorias de balanceamento de carga, troca de condutor, divisão de circuito e remanejamento de carga em circuitos da rede secundária. Apresenta estudos de casos e para a resolução dos modelos utiliza o solver GLPK, que resolve problemas lineares e lineares mistos.

Cossi, Romero e Mantovani (2005) abordam o problema de planejamento de redes de média tensão e planejamento de projetos de circuitos de baixa tensão de forma integrada envolvendo metaheurísticas mono e multi-objetivos. Consideram o problema como PNLIM multiobjetivo envolvendo custos de investimentos e confiabilidade. As restrições referem-se a radialidade, atendimento de demanda, limites máximos de queda de tensão, restrições físicas de operação dos equipamentos, condutores e restrições de natureza financeira. Apresentam uma heurística para solução do problema de expansão propondo soluções baseadas em um algoritmo *Tabu Search* (TS) reativo, em que os múltiplos objetivos são considerados através dos conceitos de fronteira ótima de Pareto. Utilizam três casos testes, o primeiro é de uma rede primária subterrânea da literatura; o segundo é um sistema com 16 trechos existentes e 45 possíveis de serem instalados, duas subestações existentes e duas futuras (MIRANDA; RANITO; PROENÇA, 1994); e o terceiro é um sistema de distribuição da cidade de Indiana-SP composto por dois alimentadores com aproximadamente 200 nós. Os resultados foram obtidos através de ferramenta computacional desenvolvida e implementada utilizando a linguagem de programação FORTRAN.

Quanto à confiabilidade, Dias (2002) propõe uma metodologia no sentido de quantificar os impactos de determinadas ações de engenharia nos indicadores de confiabilidade, de modo que seja possível ainda na etapa de planejamento, prever como cada opção de obras pode afetar a confiabilidade do fornecimento. Trabalha com a representação da rede na forma de blocos de carga. Realiza estudos no sistema primário e secundário e utiliza os indicadores DEC, FEC, ENS, DIC e FIC. Realiza testes com um sistema hipotético contendo uma subestação com dois alimentadores e oito blo-

cos. Considera também um caso real que possui duas subestações contendo quatro alimentadores por subestação, divididos em 520 blocos.

Silva et al. (2006) apresentam um algoritmo evolutivo para determinar a alocação ótima de dispositivos de chaveamento, tais como chaves NA e NF no sistema de distribuição, com o objetivo de minimizar os custos de interrupção e custos de expansão da rede elétrica. Utilizam a técnica analítica de enumeração de estados para avaliar a confiabilidade preditiva. A avaliação é feita por alimentador.

Bossois et al. (2007) apresentam uma proposta de modelagem para identificar o tipo e a localização de equipamentos de proteção em um alimentador no sentido de melhorar a confiabilidade. Constrói-se um modelo de programação não linear binária (PNLB) em que a função objetivo consiste em minimizar os índices DEC e FEC. Tais índices são reescritos em função de variáveis binárias que indicam a instalação ou não de equipamentos (religador, fusíveis). A modelagem é feita por alimentador e separando-o em blocos (conjunto de elementos entre chaves). As restrições se referem à instalação de no máximo um equipamento de proteção ou segurança, em cada bloco. Há uma restrição que limita o custo, que depende do número de religadores disponíveis, devido ao elevado valor deste equipamento. A solução do problema indica em quais blocos os equipamentos devem ser instalados e quais valores terão o DEC e FEC do alimentador. Os modelos foram gerados em rotinas escritas em linguagem de programação Python e resolvidos em um algoritmo implementado na linguagem C. Apresentam resultados dos valores DEC e FEC de 12 alimentadores.

Dias (2009) apresenta em seu trabalho uma metodologia, baseada em algoritmos genéticos, que visa determinar a quantidade e os melhores pontos de alocação de chaves automatizadas de interrupção sob carga em uma rede de distribuição de energia elétrica levando-se em consideração a melhoria dos índices de continuidade. A metodologia é aplicada em um alimentador com 32 km de extensão, 229 postos de transformador e 93 chaves já instaladas.

Lavorato et al. (2011) apresentam uma revisão de literatura, uma análise crítica e uma proposta para incorporação de restrições de radialidade em problemas de otimização de sistemas de distribuição. O trabalho contribui no sentido de fornecer condições suficientes para garantir uma topologia radial em redes de distribuição; fazer uma análise preliminar da generalização das restrições de radialidade e apresentar um modelo

matemático para os problemas de reconfiguração da rede de distribuição e planejamento do sistema de distribuição. Os problemas são modelados como um problema de programação não linear inteira mista com restrições de radialidade. As soluções são obtidas usando um algoritmo *branch-and-bound* não linear, codificadas em linguagem AMPL. Os problemas de programação não lineares são resolvidos através do solver comercial KNITRO. Os autores exemplificam a metodologia proposta para o problema de reconfiguração usando sistemas com 33, 84, 119, 136 e 417 nós e para o problema de expansão, sistemas de 23 e 54 nós.

3.3 Considerações Finais do Capítulo

Pela revisão realizada observa-se que,

- os autores, em geral, formulam o problema de expansão através de modelos de programação não linear inteira mista;
- as metodologias de solução envolvem tanto algoritmos exatos, heurísticos ou híbridos;
- devido à complexidade computacional buscam-se soluções via métodos heurísticos. Normalmente o problema é particionado resolvendo-o em etapas. Os algoritmos são propostos no sentido de buscar soluções aproximadas satisfatórias;
- restrições envolvendo a radialidade da rede são consideradas por vários autores.
- custos relacionados a perdas de energia são significativos e devem ser considerados no modelo;
- geralmente a confiabilidade é tratada separadamente do modelo de expansão proposto, focando na alocação de dispositivos de proteção;
- quanto a metodologia de alocação de dispositivos de proteção, há forte tendência na utilização de algoritmos evolutivos devido a obtenção de bons resultados.
- não há aplicações em redes reais com número elevados de nós de carga, ou seja, em problemas reais de grande porte;
- poucos trabalhos tratam a confiabilidade da rede após a expansão.

Durante o período de pesquisa, alguns pontos chamaram a atenção e provocaram o desenvolvimento do trabalho aqui apresentado. O primeiro deles refere a obtenção de solução para o problema, a pergunta é: usar um algoritmo exato ou uma metaheurística?

Existe uma ampla bibliografia de métodos exatos para resolver problemas de otimização combinatória, cujos algoritmos convergem para a solução ótima global do modelo. Como principais exemplos tem-se *branch and bound* e programação dinâmica (HILLIER; LIEBERMAN, 2005). Deste modo, a principal vantagem em sua utilização é a obtenção da solução ótima, embora possam existir aproximações na construção do modelo e poder apresentar grande esforço computacional, o que pode ser uma desvantagem.

Caso não se tenha condições de encontrar uma solução ótima, existem os métodos heurísticos que em muitas situações fornecem soluções de boa qualidade em tempo computacional aceitável porém, sem garantias de otimalidade, o que é uma desvantagem.

Deste modo, acredita-se que o método exato seja preferível se o tempo de resolução do modelo for adequado ao problema em estudo.

Outro ponto, é que a maior parte dos trabalhos estudados lidam com redes de pequeno porte ou redes teste disponibilizadas na literatura. E por fim, outro ponto refere-se à dificuldade de obtenção de informações da rede real de modo que seja possível fazer a integração entre modelos de otimização e a rede cadastrada no sistema da concessionária. Geralmente, para o gerenciamento das redes são utilizadas ferramentas computacionais de geoprocessamento denominadas Sistemas de Informação Geográfica (SIG), que permitem entre outras funções a análise, armazenamento e extração de informações técnicas e/ou geográficas das redes.

Assim, propõe-se neste trabalho uma metodologia para tratar o problema da expansão considerando redes existentes provenientes de sistemas georreferenciados e as considerações quanto ao problema, são descritas no próximo capítulo.

4 METODOLOGIA

A primeira seção deste capítulo apresenta as hipóteses gerais do problema de expansão. As considerações do problema são apresentadas dentro da proposta metodológica, descrita na seção seguinte. Por fim, apresentam-se os algoritmos propostos relacionados à metodologia e as considerações finais.

4.1 Formulação do Problema

Considere uma rede de distribuição primária de média tensão, com configuração radial. O problema em estudo consiste no planejamento multi-período da expansão desta rede com três objetivos centrais, o primeiro consiste em indicar os locais de instalação de futuras subestações de modo a atender a demanda em cada período de estudo, o segundo consiste em indicar os caminhos de conexão entre os nós de demanda, em cada período e o terceiro, realizar uma avaliação da confiabilidade da rede.

Na modelagem do problema leva-se em consideração:

- Topologia, características e dispositivos da rede;
- Custos de investimentos relativos a construções e instalação de equipamentos;
- Custos operacionais relativos as perdas elétricas de energia;
- Atendimento da demanda de potência ativa;
- Leis de conservação de energia: Lei de Kirchhoff da corrente nodal e das tensões nas malhas;
- Máximo fluxo de corrente permitido nos alimentadores;

- Limites de capacidade das subestações e condutores.

A metodologia proposta considera idéias apresentadas na revisão de literatura no sentido de tratar o problema por estágios. Deste modo, propõe-se um primeiro estágio onde buscam-se alcançar o primeiro e segundo objetivos, para isto o modelo de planejamento é formulado como um problema de programação linear inteiro misto (PLIM) e no estágio 2, pretende-se abordar o terceiro objetivo, a confiabilidade.

4.2 Proposta de Solução

A proposta de solução consiste de dois estágios resumidos no fluxograma da Figura 6. O detalhamento é feito nas subseções 4.2.1 e 4.2.2.

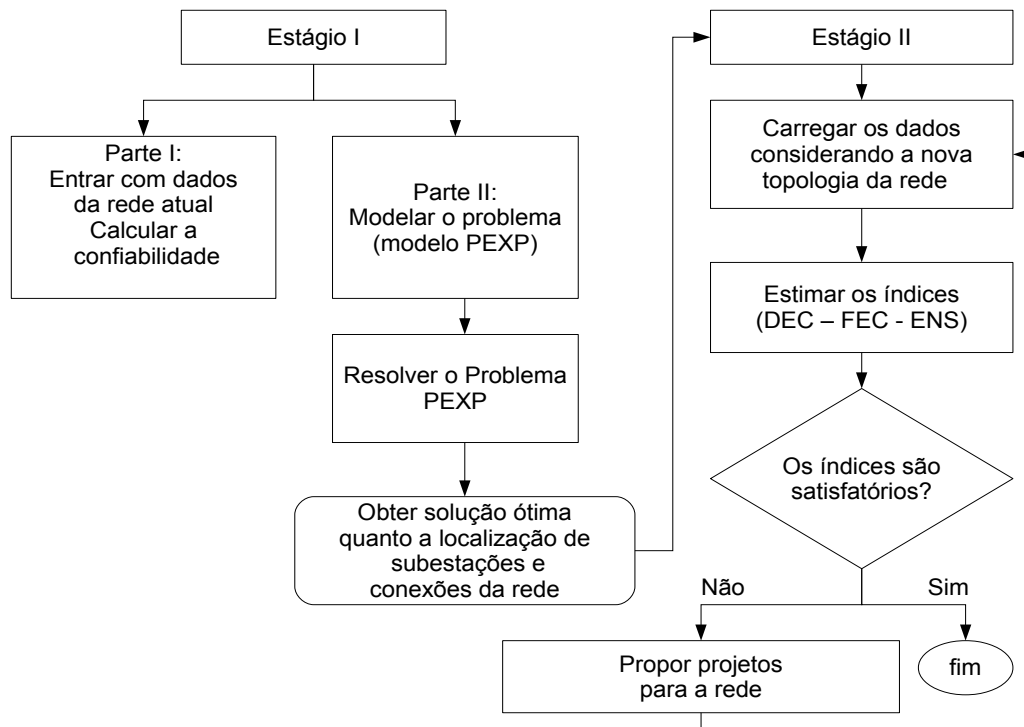


Figura 6: Proposta de metodologia de solução

4.2.1 Estágio I

O procedimento no primeiro estágio consiste de duas partes, uma referente a avaliação da confiabilidade da rede atual e outra relacionada a construção de um modelo

de otimização multiperíodo, relacionadas a seguir.

4.2.1.1 Parte 1: Confiabilidade

A primeira parte refere-se a avaliação da confiabilidade da rede atual com o objetivo de verificar se os índices estão dentro de limites desejados pela concessionária. Os indicadores de continuidade utilizados são o DEC e FEC, descritos na seção 2.3 do Capítulo 3. Tais indicadores podem ser calculados utilizando-se o histórico da rede, caso hajam dados estatísticos suficientes (BILLINTON; ALLAN, 1994). Se não, propõe-se utilizar a metodologia como será descrita no estágio II, subseção 4.2.2.

4.2.1.2 Parte 2: Modelo PEXP

Na segunda parte, propõe-se um modelo PLIM multi-período com o objetivo de definir quais e quando as subestações serão instaladas e como ficará a configuração da rede em cada período de planejamento.

Nesta parte, representa-se a rede por um grafo. Define-se como nó de demanda cada posto de transformador, chamado neste trabalho de posto, e arco como sendo um trecho do alimentador que liga dois nós. A representação gráfica da rede adotada aqui parte do nó de subestação para o nó de alimentador e este é conectado a um nó de demanda, como mostra o exemplo dado na Figura 7.

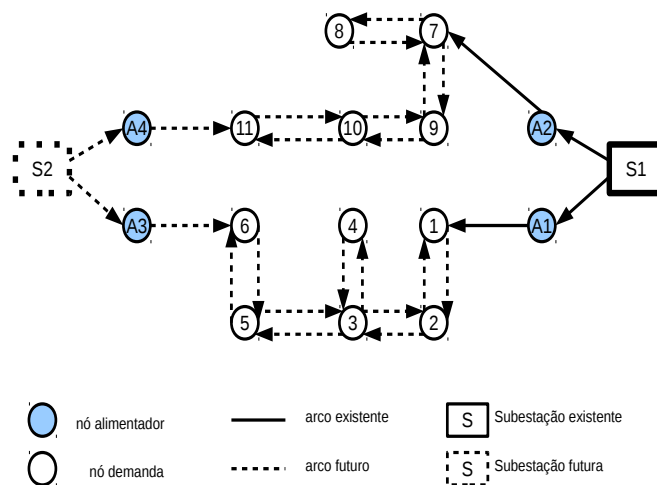


Figura 7: Nós de demanda, subestação existente e futura

Todos os custos de equipamentos e custos de conexão da subestação ao nó de alimentador devem ser considerados nos custos de construção da subestação.

O nó a ser conectado a cada alimentador da subestação bem como os possíveis locais de construção de subestações devem ser definidos pelos decisores do processo, normalmente o gerente de planejamento da concessionária. Com base nestas informações, constrói-se o modelo matemático multiperíodo denotado por PEXP.

A seguir apresenta-se a notação utilizada na formulação matemática do problema de expansão.

Conjuntos

$K = \{1, \dots, s\}$	conjunto de índices para as subestações
$I = \{1, \dots, d\}$	conjunto de índices para os nós de demanda
$J = \{1, \dots, a\}$	conjunto de índices para os arcos
$J_j = \{j^+, j^-\}$	$\{j \in J \mid \text{existe dois sentidos de fluxo para o arco } j : j^+ \text{ e } j^-\}$
C_k	$\{j \in J \mid j \text{ está diretamente conectado com a subestação } k\}$
A_i	$\{j \in J \mid j \text{ é direcionado para o nó } i\}$
B_i	$\{j \in J \mid j \text{ sai do nó } i\}$
$H_T = \{1, \dots, T\}$	conjunto de índices para indicar os períodos
$NAP = [1, \dots, nap_t]$	intervalo de variação do período t .

Variáveis contínuas

I_j^t	fluxo de corrente resultante no j -ésimo arco em <i>ampères</i> , no período t
V_i^t	tensão admitida no i -ésimo nó em kV , no período t

Variáveis binárias

Y_k^t	variável de decisão referente a instalação da subestação k , no período t
X_j^t	variável de decisão quanto a instalação do arco j , no período t

Parâmetros de entrada que dependem do período

$(C_S)_k^t$	custo fixo para construção da k -ésima subestação, no período t , em unidades monetárias <i>UM</i> .
-------------	--

$(C_A)_j^t$	custo unitário do arco j , se instalado, no período t , em unidades monetárias UM .
(C_{Ea})	custo anual de energia, em UM por $kVAh$
LLF_a	fator de perda no arco durante o a -ésimo ano
u	taxa de desconto por período
D_i^t	demanda no i -ésimo nó, em <i>ampères</i> , no período t

Parâmetros de entrada que não dependem do período

R_j	Resistência do condutor no j -ésimo arco em Ω/Km
d_j	comprimento do arco j em Km
Q_{kmax}	fluxo máximo de corrente da k -ésima subestação em <i>ampères</i>
F_{jmax}	fluxo máximo de corrente do j -ésimo alimentador em <i>ampères</i>
I_{jmax}	fluxo máximo de corrente que passa no j -ésimo arco
V_{min}, V_{max}	tensão mínima e máxima (valores globais)
$j = (i, l)$	representa o trecho j com fluxo de corrente de i para l
M	parâmetro adimensional (número grande)
W_p	constante positiva (peso), com $p = 1, 2, 3$
nd	número de nós de demanda
ns	número de subestações

Problema PEXP : Formulação Matemática

4.2.1.3 Função Objetivo

$$Min \sum_{t=1}^T \left(\left(\underbrace{\sum_{k \in K} (C_S)_k^t Y_k^t}_{(1)} + \underbrace{\sum_{j \in J} (C_A)_j^t X_j^t}_{(2)} + \underbrace{\sum_{j \in J} (I_j^2)^t (U)_j^t}_{(3)} \right) \left(\frac{1}{(1+u)^t} \right) \right) \quad (4.1)$$

A função objetivo 4.1 envolve a minimização dos seguintes custos:

(1) Custo de instalação de subestações

Envolvem custos fixos de construção, materiais e equipamentos de uma nova subestação. Para seu cálculo é considerado o valor presente líquido. Para as subestações existentes atribui-se custo igual a zero.

(2) Custo dos trechos (arcos)

São referentes a custos iniciais de aquisição e instalação de componentes (cabos) em cada trecho. Para seu cálculo, é considerado o valor presente líquido. Para trechos existentes atribui-se custo zero.

(3) Custo de perdas técnicas de energia

As perdas técnicas são aquelas que ocorrem no processo de transporte e transformação da energia elétrica (VAZIRI; TOMSOVIC; GONEN, 2000b). Os custos das perdas se distribuem ao longo da vida de utilização dos componentes nos trechos. Assim como nos demais custos, utiliza-se o conceito de valor presente líquido (Equação 4.2), para converter os valores futuros em valores presentes e desta forma poder somá-los aos custos iniciais.

$$VPL = C \left[\sum_{a=1}^{nap} \frac{1}{(1+u)^a} \right] \quad (4.2)$$

A quantia C na Equação 4.2 é o capital no final do período de investimento, u a taxa de desconto e nap representa o número de anos considerado.

Segundo Ponnaivaikko, Rao e Venkata (1987), as perdas de energia que ocorrem entre dois nós i e l ou seja, no arco j , podem ser calculadas considerando a carga em termos de potência (dada em kVA), segundo a Equação 4.3.

$$perda_j = \frac{1}{kV_j^2} R_j d_j P_j^2 (LLF_a) \quad (4.3)$$

Tomando-se a relação $P = VI$ tem-se a Equação 4.4.

$$perda_j = \frac{k}{V_j^2} R_j d_j V_j^2 I_j^2 (LLF_a) \quad (4.4)$$

E, o valor do custo anual das perdas de energia em cada trecho j no ano a , é calculado pela Equação 4.5.

$$(C_p)_{ja} = 8760kR_j d_j I_j^2 (LLF_a) (C_{Ea}) \quad (4.5)$$

O custo das perdas, em cada período t , para cada trecho j , é dado pela Equação 4.6, onde nap_t representa o número de anos considerado no período t .

$$(C_{pp})_j^t = \sum_{a=1}^{nap_t} (C_p)_{ja} \quad (4.6)$$

Denotando $U_j^t = \sum_{a=1}^{nap} (8760kR_jd_j(LLF_a)(C_{Ea}))$ escreve-se a Equação 4.7 dos custos das perdas, por período.

$$(C_{pp})_j^t = (I_j^2)^t U_j^t \quad (4.7)$$

No que se refere a função objetivo, existem duas questões importantes a serem pensadas e discutidas. Uma delas refere-se a parcela referente ao custo das perdas que é representada por uma função quadrática e a outra questão envolve a parte de custos associados as construções, que geralmente são maiores do que custos associados a perdas. Considera-se que as perdas técnicas são significativas e devem ser tratadas no modelo.

Deste modo, quanto a primeira questão tem-se que a parcela da função objetivo referente a perdas de energia é uma função quadrática e a não linearidade desta parcela impossibilitou a resolução do modelo proposto através de metodologia exata. Fato este exposto na revisão de literatura e também observado em testes computacionais preliminares, considerando uma rede com dois alimentadores, contendo 151 nós de demanda e duas subestações. Assim, propõe-se uma aproximação linear para o fluxo, que está em termos de corrente, da forma:

$$I^2 = I.I \approx I_{jmax}I$$

sendo que I_{jmax} representa um limitante superior para I .

Quanto à segunda questão, tem-se que dois objetivos devem ser alcançados que são a minimização de custos de construções e minimização de custos de perdas elétricas. Considerando ser importante a busca de soluções que satisfaçam certas prioridades associadas com os objetivos, como por exemplo dar importância maior às perdas técnicas, propõe-se a utilização do método dos pesos (GOICOCHEA; HANSEN; DUCKSTEIN, 1982; DEB, 2002). Neste caso, a função objetivo é reescrita atribuindo-se pesos para cada parcela que a compõe, de modo que seja possível representar a importância relativa de

um objetivo com relação aos outros.

No entanto, primeiramente é necessário a normalização dos valores da função objetivo para poder dimensionar adequadamente as parcelas, de modo que se tenha a mesma ordem de grandeza.

Pode-se então escrever cada peso W_i como o produto de duas constantes, uma constante α_i que representa a normalização e outra β_i que expressa o grau de importância dado a parcela.

Ao se atribuir diferentes pesos positivos para as parcelas da função objetivo tem-se soluções do problema ponderado denominadas Pareto-Ótima. O processo de busca de soluções consiste em resolver iterativamente o problema considerando diferentes vetores de pesos positivos.

A Figura 8 exemplifica alguns pontos que podem ser obtidos por este método. Veja que quanto menor o custo de construções de subestações, maior o custo associado às perdas de energia. Esta proposta implica o surgimento de diferentes cenários para o planejamento, ficando a cargo do decisor a escolha de uma solução que seja de seu interesse.

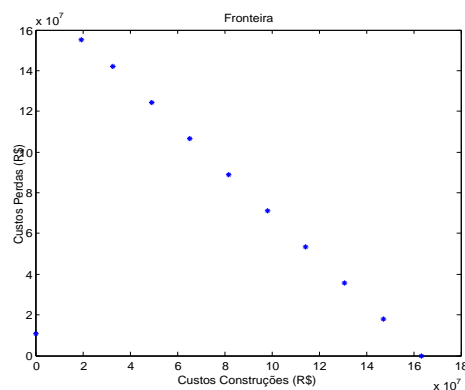


Figura 8: Fronteira de Pareto

Portanto a função objetivo final, para o modelo PEXP fica como na expressão 4.8.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left(\left(\underbrace{\sum_{k \in K} W_1 (C_S)_k^t Y_k^t}_{(1)} + \underbrace{\sum_{j \in J} W_2 (C_A)_j^t X_j^t}_{(2)} + \underbrace{\sum_{j \in J} W_3 I_{jmax} (I_j)^t (U)_j^t}_{(3)} \right) \left(\frac{1}{(1+u)^t} \right) \right) \quad (4.8)$$

4.2.1.4 Restrições

As restrições físicas e elétricas consideradas em cada período são:

- **Restrições 4.9 e 4.10**

Fornecem a garantia de que as subestações e os arcos que saem de cada subestação estão dentro de seus limites de capacidade.

$$\sum_{j \in C_k} I_j^t \leq Q_{kmax} Y_k^t; \quad k \in K; \quad t \in H_T \quad (4.9)$$

$$I_j^t \leq F_{jmax} Y_k^t; \quad k \in K; \quad j \in C_k; \quad t \in H_T \quad (4.10)$$

- **Restrição 4.11**

Esta restrição estabelece o fluxo máximo de corrente, caso o arco seja instalado.

$$I_j^t \leq I_{jmax} X_j^t; \quad j \in (J - C_k); \quad t \in H_T \quad (4.11)$$

- **Restrição 4.12**

Restrição elétrica seguindo lei de conservação de fluxo, também chamada de primeira Lei de Kirchhoff ou Lei dos Nós, a corrente que chega em um nó deve ser igual a corrente que fica neste nó mais a que sai deste nó.

$$\sum_{j \in A_i \cup B_i} I_j^t = D_i^t; \quad i \in I; \quad t \in H_T \quad (4.12)$$

- **Restrição 4.13**

Estabelece limites de tensão para todo nó i .

$$V_{min} \leq V_i^t \leq V_{max}; \quad i \in I; \quad t \in H_T \quad (4.13)$$

- **Restrição 4.14**

Restrição elétrica seguindo lei de conservação de energia, também chamada de segunda Lei de Kirchhoff ou Lei das Malhas (HALLIDAY; RESNICK, 1991). Refere-se a tensões nodais nas malhas e a equação utilizada é $\Delta V = RI$ onde ΔV é a diferença de potencial entre dois nós.

$$V_i^t - V_l^t = R_j^t d_j^t I_j^t - M(1 - X_j^t); \quad i, l \in I; \quad j \in J; \quad t \in H_T \quad (4.14)$$

- **Restrição 4.15**

O fluxo de energia deve seguir em somente uma direção.

$$X_{j^+}^t + X_{j^-}^t \leq 1; \quad j^+, j^- \in J; \quad t \in H_T \quad (4.15)$$

- **Restrição 4.16**

Cada nó de demanda deve ser atendido por um único arco.

$$\sum_{j \in A_i} X_j^t = 1; \quad i \in I; \quad t \in H_T \quad (4.16)$$

- **Restrição 4.17**

Condição de radialidade da rede.

$$\sum_{j \in K} X_j^t = nd - ns; \quad t \in H_T \quad (4.17)$$

- **Restrição 4.18**

Domínio das variáveis de decisão.

$$Y_k^t \in \{0, 1\}, \forall k, t \quad X_j^t \in \{0, 1\}, \forall j, t \quad I_j^t \geq 0, \forall j, t \quad V_i^t \geq 0 \quad (4.18)$$

A seguir escreve-se o modelo PEXP com esta proposta, na forma matricial para um único período. Substitui-se o termo quadrático pela expressão $I_{jmax} \mathbf{H} \mathbf{I}$, sendo \mathbf{H} uma matriz diagonal com todos os elementos não nulos positivos oriundos de cálculos

dos custos das perdas (Equação 4.4), \mathbf{I} é vetor de variáveis de fluxo de corrente e i_{jmax} representa o limitante superior para a corrente I .

A restrição 4.12 pode ser reescrita na forma matricial utilizando-se a matriz de incidência definida na seção 2.1. Esta formulação matemática será designada por modelo PEXPMAT.

Sejam

$[\mathbf{Y}]_{s \times 1}$, $[\mathbf{X}]_{a \times 1}$, $[\mathbf{I}]_{a \times 1}$, $[\mathbf{V}]_{d \times 1}$ vetores das variáveis de decisão

$[V]$: constante calculada por $\frac{1}{1+u}$

$[\mathbf{1}]_{d \times 1}$: vetor de entradas iguais a 1

$[\mathbf{W}]_{1 \times 3}$: vetor de pesos

$[\mathbf{Q}]_{1 \times s}$: vetor de capacidade máxima de subestação

$[\mathbf{Id}]$: matriz identidade

$[\mathbf{O}]$: matriz nula

$[\mathbf{M}]_{d \times a}$: matriz de incidência

$[\mathbf{D}]_{d \times 1}$: vetor de demanda

$[\mathbf{CS}]_{s \times 1}$: vetor de custos de construção da subestação

$[\mathbf{CA}]_{a \times 1}$: vetor de custos de instalação de arcos

$[\mathbf{T}_{ij}]_{s \times a} = \begin{cases} 1 & \text{se o arco } j \text{ sai da subestação } k \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$

$[\mathbf{F}_{ji}]_{a \times s} = \begin{cases} -I_{jmax} & \text{se o arco } j \text{ está conectado a subestação } k \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$

$[\mathbf{S}_{ij}]_{d \times a} = \begin{cases} 1 & \text{se o arco } j \text{ incide no nó } i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$

$[\mathbf{R}_{ij}]_{a \times a} = \begin{cases} R_j & \text{se } i=j \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$

$[\mathbf{Di}_{ij}]_{a \times a} = \begin{cases} d_j & \text{se } i=j \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$

Modelo PEXPMAT monopériodo

$$\text{Min } C_T = \left\{ [\mathbf{W}_1 \mathbf{CS}^T \quad \mathbf{W}_2 \mathbf{CA}^T] \begin{bmatrix} \mathbf{Y} \\ \mathbf{X} \end{bmatrix} + \mathbf{W}_3 I_{jmax} \mathbf{HI} \right\} [V]$$

sujeito a:

$$\begin{bmatrix} [-\mathbf{Q}] & [\mathbf{Id}_{s \times s}] & [\mathbf{T}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{Y} \\ \mathbf{I} \end{bmatrix} \leq [\mathbf{O}]_{s \times 1}$$

$$\begin{bmatrix} [\mathbf{F}] & [\mathbf{Id}_{as \times as}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{Y} \\ \mathbf{I} \end{bmatrix} \leq [\mathbf{O}]_{as \times 1}$$

$$[\mathbf{Y}] \leq I_{jmax} [\mathbf{X}]$$

$$[\mathbf{M}] [\mathbf{I}] \leq [\mathbf{D}] \quad (4.19)$$

$$V_{min}[\mathbf{1}] \leq [\mathbf{V}] \leq V_{max}[\mathbf{1}]$$

$$[\mathbf{M}]^T [\mathbf{V}] = [\mathbf{R}] [\mathbf{Di}] [\mathbf{I}] \quad (4.20)$$

$$[\mathbf{X}_+] + [\mathbf{X}_-] \leq [\mathbf{1}]$$

$$[\mathbf{S}] [\mathbf{X}] = [\mathbf{1}]$$

$$[\mathbf{1}]_{1 \times a} [\mathbf{Id}]_{a \times a} [\mathbf{X}] = d - s$$

$$[\mathbf{Y}] \in B_k, \quad [\mathbf{X}] \in B_j, \quad [\mathbf{I}] \geq \mathbf{O}_{a \times 1}, \quad [\mathbf{V}] \geq \mathbf{O}_{d \times 1}$$

onde B_k e B_j são vetores binários.

4.2.2 Estágio II

Este estágio consiste na descrição da avaliação da confiabilidade da rede. A intenção é fornecer ferramentas que possam auxiliar o decisor no planejamento pois, após

avaliação da confiabilidade, caso os indicadores não estejam dentro dos limites desejados, projetos podem ser propostos, como por exemplo a inserção de novas chaves ou instalação de novos trechos, modificando topologicamente a rede para então efetuar nova avaliação.

Os indicadores considerados na avaliação da confiabilidade são índices orientados ao consumidor, Equação 2.13 e Equação 2.14, descritos no capítulo 2, subseção 2.4. Na avaliação dos índices, dois fatores devem ser definidos *a priori* que são o período de tempo observado e a unidade consumidora (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). O período de observação corresponde ao tempo no qual os índices são monitorados (1 ano) e o grupo elétrico (ou unidade consumidora) é um conjunto de consumidores definidos *a priori* que podem ser residenciais, comerciais ou industriais. Neste trabalho, tomou-se como grupo elétrico o alimentador.

Para o procedimento que será descrito, faz-se necessário o conhecimento das seguintes informações:

1. Topologia e características do alimentador primário, dispositivos de proteção e seccionamento disponíveis no alimentador;
2. Área de cobertura de cada dispositivo, número de consumidores do alimentador e energia absorvida;
3. Taxa de falha e fato gerador;
4. Tempos médios de restabelecimento.

4.2.2.1 Topologia, Características e Dispositivos da Rede

O conhecimento da topologia da rede é importante no processo da avaliação da confiabilidade. A inserção de equipamentos seccionadores e de proteção ao longo da rede contribui no sentido de, caso ocorram falhas, atingir o menor número de consumidores e/ou cargas possíveis, até a localização da falha e restauração do sistema novamente. Suas posições devem ser adequadamente escolhidas, de acordo com seus tipos e as características de cada trecho da rede.

Os equipamentos instalados na subestação e ao longo dos alimentadores pertencem a um destes três grandes grupos: religador automático (RA), chave-fusível (CF) ou

chaves.

Um religador é um equipamento automático de proteção contra sobrecorrente que opera quando detecta curto-circuito, desligando e ligando os circuitos até uma certa quantidade de tentativas. Desta forma, ao atingir um religador, uma falha temporária causa um evento temporário e uma falha permanente causa um evento permanente. Um religador tem custo elevado de modo que sua localização deve ser bem escolhida.

Um fusível é utilizado para proteção de equipamentos e ramais das redes de distribuição. Possui um elo que se rompe quando há fluxo de corrente elétrica superior a sua corrente nominal. Tanto falhas permanentes quanto temporárias causam um evento permanente ao atingirem um fusível. É um equipamento de proteção simples e barato.

Uma chave, em sua maioria é equipamento de seccionamento e não só de proteção. Pode ser utilizada para isolar trechos com falha de um alimentador. Normalmente são operadas manualmente.

4.2.2.2 Área de Cobertura de cada Dispositivo

Neste estágio, a rede é representada por um grafo onde os nós indicam as chaves existentes que atuam, quando ocorre uma contingência em algum trecho da rede. Nesta representação utiliza-se o conceito de blocos de carga, que são conjuntos de trechos do alimentador que estão entre chaves normalmente fechadas (NF) que não possuam entre elas, nenhuma outra chave fechada, cuja finalidade é agrupar os consumidores da rede, que podem pertencer ao bloco de jusante ou de montante. Veja exemplo na Figura 9.

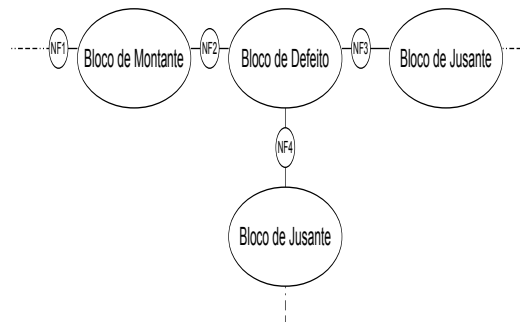


Figura 9: Tipos de Blocos

Quando uma chave atua, deve-se identificar a jusante desta, o número de consumi-

dores atingidos pela contingência bem como o respectivo consumo.

A Figura 10 mostra parte de uma rede radial real e exemplifica a estrutura considerada. As chaves estão numeradas de 1 a 11. Os consumidores P1 a P21 são representados por triângulos. O consumidor P1 é designado ao bloco 2 e P3, ao bloco 4. Os consumidores P4, P5, P6, P7 e P8 fazem parte do bloco 5 e assim segue, conforme mostra a Tabela 2.

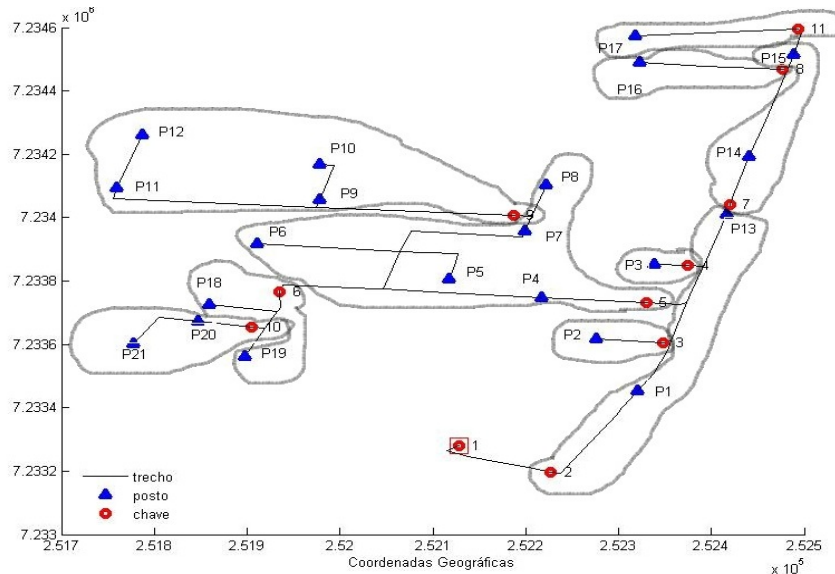


Figura 10: Rede radial - chaves e consumidores primários

Tabela 2: Consumidores associados aos blocos

Blocos	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
Postos	P1 ao P21	P1 P13	P2	P3	P4-P5 P6-P7 P8	P18 P19	P14 P15	P16	P9-P10 P11-P12	P20 P21	P17

Os consumidores a montante e a jusante de cada chave estão apresentados na Tabela 3. Por exemplo, tem-se que todos os consumidores dos blocos B5, B6, B9 e B10 ficarão com o fornecimento interrompido se quaisquer uma das chaves 1, 2 ou 5 atuarem.

4.2.2.3 Taxa de Falha e Fato Gerador

Para a taxa de falha considera-se o número médio de contingências que ocorrem por ano, utilizando-se o histórico da rede. No que se refere a cada contingência, o histórico

Tabela 3: Blocos a montante e jusante das chaves

Chave	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Blocos de Montante	-	-	B1 B2	B1 B2	B1 B2	B1 B2 B5	B1 B2	B1 B2 B7	B1 B2 B5	B1 B2 B5-B6	B1 B2 B7
Blocos de Jusante	B1 ao B11	B2 ao B11	B3	B4	B5 B6 B9-B10	B6 B10	B7 B8 B11	B8	B9	B10	B11

da rede também deve ser utilizado para obter a probabilidade de sua ocorrência e deve-se levar em consideração o fato gerador. Para cada interrupção de longa duração ocorrida na rede há um fato gerador, que podem ser agrupados conforme Anexo II da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST (PRODIST, 2012). A origem pode ser externa ou interna, sendo de um dos tipos: Programada ou Não Programada conforme Tabela 4.

Tabela 4: Lista de Fatos Geradores

Tipo	Causa	Detalhes
Programada	Alteração	Para melhoria Para ampliação
	Manutenção	Corretiva Preventiva
Não Programada	Meio Ambiente	Poluição - Corrosão - Erosão Descarga Atmosférica Vento - Árvore - Vegetação Animais Queima ou incêndio - Inundação
	Terceiros	Vandalismo - Ligação clandestina Acidente - Abalroamento - Pipa Defeito cliente - Roubo Empresas serviços públicos
	Falha Operacional	Erro de operação - Acidente Serviço mal executado
	Próprias do Sistema	Subtensão - Sobretensão - Sobrecarga Desligamento para manutenção emergencial Desligamento por segurança Falha de material ou equipamento Não identificada
	Não Classificada	-
	Alívio de Carga	-

Fonte: Anexo II - PRODIST (PRODIST, 2012)

4.2.2.4 Tempos Médios de Restabelecimento

O procedimento quando ocorre uma falta no sistema é resumido nos passos 1 a 5 a seguir elencados.

1. Contingência: uma falha ocorre no sistema;
2. Acionamento de dispositivos de proteção: dispositivos de proteção (disjuntores, fusíveis, chaves religadoras,...) atuam no sentido de eliminar a falta, desligando toda a rede a jusante;
3. Acionamento de equipe de manutenção: a central de atendimento toma ciência do defeito pelos telefonemas dos consumidores, que estão com fornecimento interrompido, acionando a equipe de manutenção;
4. Pesquisa do defeito: uma pesquisa quanto ao defeito é realizada e quando possível, uma reconfiguração da rede é efetuada com a restauração dos pontos de carga a montante e a jusante da falta, dependendo dos dispositivos de seccionamento (chaves normalmente fechadas, desconectores,...) existentes, que são abertos para isolar a falta.
5. Reparo: o componente que sofreu a falta é consertado e o sistema retorna ao seu estado pré-falta.

Pode-se perceber que há tempos diferenciados em cada passo citado, conforme resumidos na Figura 11.

Intervalo de tempo T1 (t1+t2+t3+t4)	Intervalo de tempo T2	Intervalo de tempo T3
Blocos desenergizados	Blocos de defeito e jusante desenergizados	Blocos de defeito desenergizados
Recebimento de telefonema (t1) Acionamento da equipe (t2) Pesquisa do defeito (t3) Energizar blocos montante (t4)	Energização dos blocos de jusante	Reparo do defeito e restabelecimento

Figura 11: Tempos para o reparo

Fonte: (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010)

4.2.2.5 Procedimento para Avaliação da Confiabilidade

Assume-se as seguintes hipóteses:

- As chaves consideradas são as religadoras e fusíveis.
- O dispositivo que atuará é sempre o mais próximo do defeito.
- Considera-se somente eventos permanentes.
- Propõe-se para o tempo de restabelecimento utilizar o tempo médio calculado através do histórico.
- Supõe-se que não ocorra reconfiguração da rede.
- Não há transferência de carga entre alimentadores.

Para a obtenção das estimativas dos índices, propõe-se uma técnica híbrida. Um conjunto de estados do sistema é selecionado por simulação estocástica gerando de modo aleatório matrizes contendo descrição das chaves que atuaram bem como o respectivo evento que causou a interrupção. O método analítico é utilizado para o cálculo das estimativas, sendo o impacto de cada contingência no sistema calculado tendo como base a frequência e duração desta contingência. O fluxograma do algoritmo é mostrado na Figura 12.

Supõe-se que m eventos (falhas) ocorram na rede por um período de um ano, utiliza-se simulação de Monte Carlo para gerar matrizes contendo descrição de arcos atingidos. Para cada arco, associa-se a respectiva chave, que por sua vez define um bloco de carga.

Quanto ao fato gerador, também são obtidos por simulação porém, como geralmente a probabilidade de ocorrência dos eventos são diferentes, os números são gerados pela simulação segundo esta probabilidade de ocorrência. Para cada evento ocorrido associa-se o evento que o causou.

O tempo de reestabelecimento do sistema varia de acordo com o evento ocorrido. Após a simulação dos eventos são associados seus respectivos tempo de reestabelecimento e também o número de consumidores atingidos com respectiva demanda.

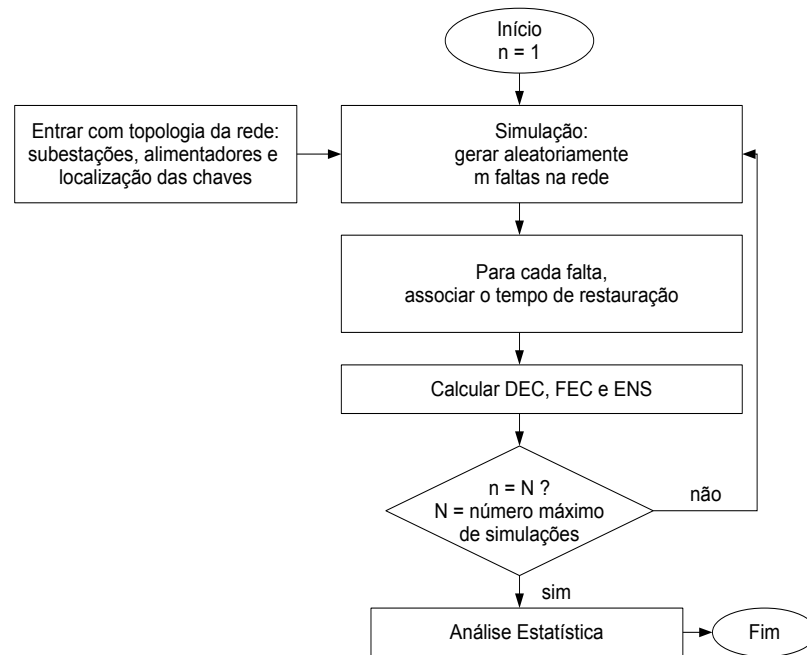


Figura 12: Fluxograma do procedimento de simulação

Com tais informações, os indicadores DEC e FEC são estimados conforme equações 2.13 e 2.14 e armazenados em um vetor onde cada entrada refere-se a um bloco da rede.

Realizam-se N simulações e por fim, os indicadores DEC e FEC são estimados com um intervalo de confiança de 95%.

Propõe-se também a construção de gráficos com resultados do índice DEC. Acredita-se que a visualização de resultados através de gráficos traz benefícios no processo de planejamento. Os gráficos permitem identificar áreas críticas e auxiliar o planejador na proposta de projetos para melhorar o sistema de distribuição da nova rede.

4.3 Algoritmos e Implementações

Esta seção descreve os algoritmos propostos e recursos computacionais utilizados para aplicação da metodologia.

A Figura 13 ilustra o procedimento adotado. Informações referentes a rede são extraídas diretamente de uma base de dados georreferenciada. Desenvolve-se uma interface de comunicação com o usuário com recursos do MATLAB GUI, que será descrita com detalhes no próximo capítulo. O *software* MATLAB R2009 é utilizado

para as implementações dos algoritmos propostos exceto para o modelo PEXP, que é implementado e resolvido utilizando-se o *software* comercial *LINGO/win32 Release 12.0*. Os resultados gerados pelo LINGO são novamente enviados para o MATLAB, permitindo gerar resultados finais e explorar o problema graficamente.

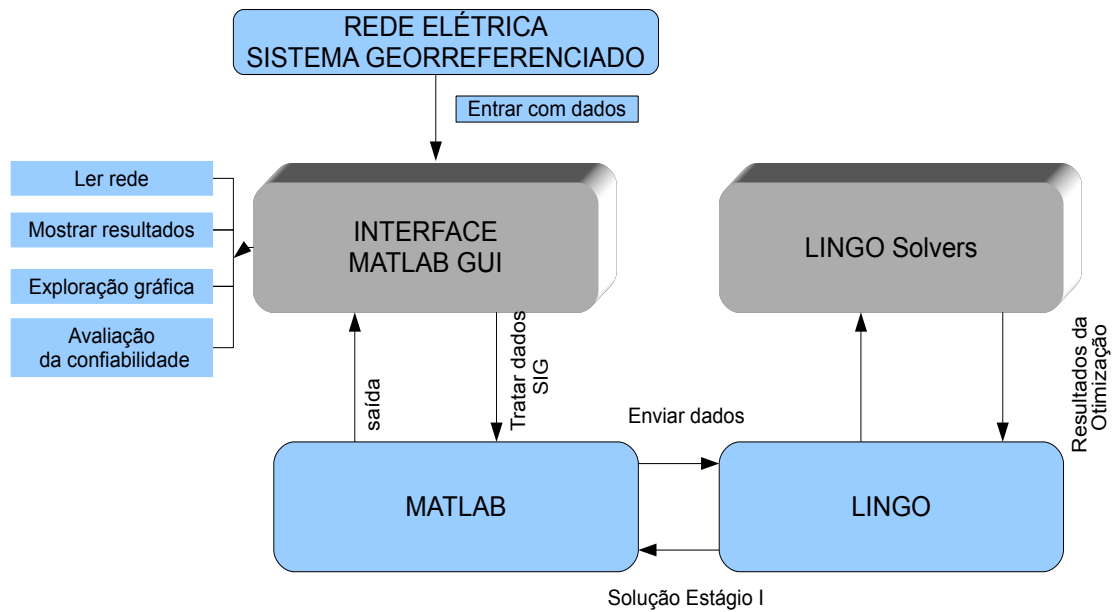


Figura 13: Estrutura da Integração MATLAB-LINGO

4.3.1 Dados Elétricos

A utilização de técnicas matemáticas e computacionais para o tratamento de informações geográficas fazem parte da área denominada geoprocessamento. Consultar e analisar informações baseadas em critérios geográficos enriquecem processos de tomadas de decisão pois permitem a realização estudos mais refinados e com um nível de detalhamento maior. Por este motivo, as ferramentas computacionais para geoprocessamento, denominadas Sistemas de Informação Geográfica (SIG) são importantes para área de Energia, no gerenciamento das redes.

Quanto a legislação brasileira, o módulo 2 do PRODIST (PRODIST, 2012) estabelece, entre outros objetivos, diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição e trata dos dados do Sistema de Informação Geográfica (SIG) das distribuidoras apresentando procedimentos relativos à estruturação, ao formato e à forma

de envio das informações para a ANEEL e indica que a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) deverá ser fornecida sob a forma de arquivo digital georreferenciado, em formato *shape ESRI*, ou alternativamente, no formato *GML Simple Features* no nível SF-0.

O formato dos dados utilizados neste trabalho é o *shape* que é um arquivo composto de três outros que se complementam, suas extensões são: *.shp, *.shx e *.dbf, cada um armazenando informações relevantes sobre a realidade que buscam representar, no caso uma rede elétrica.

Embora todas as informações necessárias para realização de testes numéricos estejam presentes nestes arquivos, elas não estão organizadas na forma matricial como escrito no modelo PEXPMAT. Deste modo, um procedimento para leitura de tais informações foi elaborado e as rotinas foram implementadas em MATLAB R2009.

A estrutura de navegação da rede proposta neste trabalho foi construída fazendo a leitura dos dados dos alimentadores, um de cada vez e é baseada em uma estrutura de árvores de sufixo, que é construída em tempo linear na quantidade de bifurcações da rede (AYALA-RINCÓN; CONEJO, 2003), (MCCREIGHT, 1976). O ponto inicial é o alimentador e a entrada é o arquivo contendo a codificação de conexão da rede. A principal matriz construída é denominada *caminhografo* onde cada linha contém a codificação, igual a do arquivo de entrada de dados, do caminho encontrado até um posto, trechofolha ou bifurcação, conforme exemplifica a árvore da Figura 14. Os passos a serem seguidos são descritos no Algoritmo 4.1.

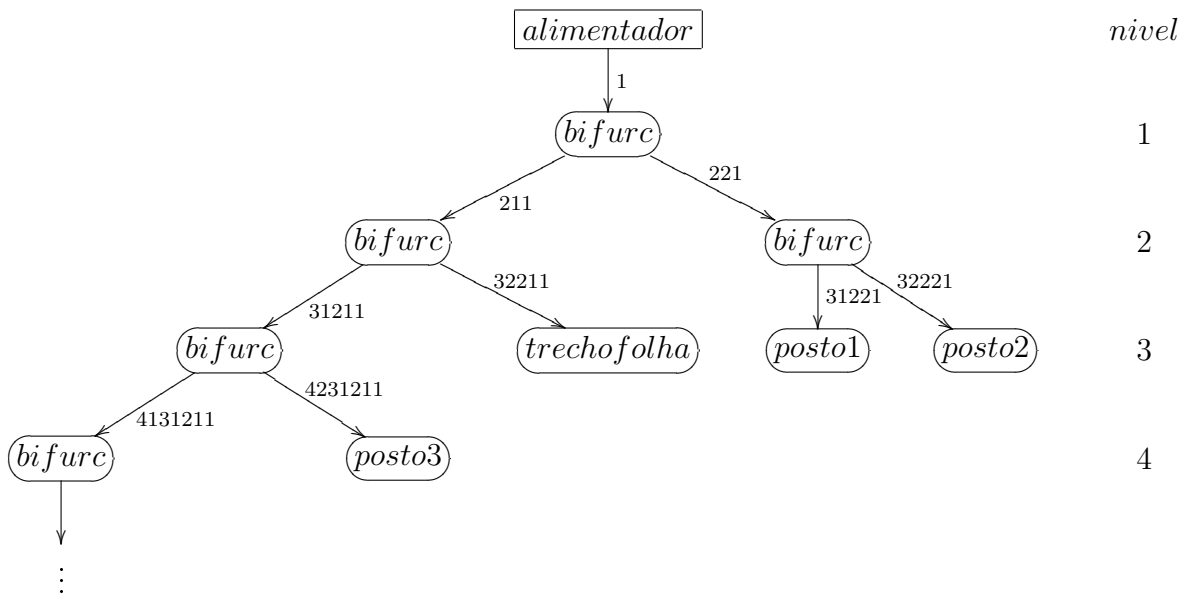


Figura 14: Estrutura da Árvore

Algoritmo 4.1. *Caminhografo*

Entrar com dados de conexão da rede: `conect_primária.dbf`.

Encontrar todas as bifurcações da rede.

Localizar a primeira bifurcação partindo do alimentador.

Percorrer os trechos que se iniciam nesta bifurcação,

SE *chegar em posto ou trecho folha*, ENTÃO

enumere o posto conforme o nível (profundidade na árvore);

guarde o código de identificação conforme o cadastro da rede - matriz grafo;

guarde o trajeto, conforme codificação do cadastro da rede - matriz caminhografo;

pare.

SENÃO,

enquanto existir bifurcação o algoritmo prossegue na busca por posto ou trecho folha.

Deste modo, os trajetos no alimentador são identificados e os postos de transformadores enumerados. Esta identificação torna possível a obtenção das informações necessárias para aplicação da metodologia, conforme descrito nas seções seguintes. No Anexo A apresenta-se um exemplo do arquivo `conect_primária`. No Anexo B apresenta-se a implementação para desenho do alimentador inicial.

4.3.2 Estágio I

Parte I: Avaliação da Confiabilidade

No que se refere a avaliação da confiabilidade da rede inicial, esta pode ser realizada utilizando-se dados históricos. Porém, também é possível utilizar metodologia descrita na subseção 4.2.2. Os passos desta parte I são descritos no Algoritmo 4.2.

Algoritmo 4.2. *Estágio I - Parte I*

Confiabilidade da rede atual

SE *existir histórico da rede*, ENTÃO

Ler dados do histórico da rede.

Calcular DEC e FEC;

SENÃO,

Obter estimativas por simulação como descrito no Algoritmo 4.9.

Parte II: Modelo PEXP

Para a implementação e resolução computacional do modelo PEXP propõe-se a utilização do software comercial *LINGO/win32 Release 12.0 unlimited*. É um software de modelagem e resolução de problemas de otimização, lineares e não lineares.

Para problemas de otimização inteira mista o LINGO emprega o algoritmo *branch-and-bound* (HILLIER; LIEBERMAN, 2005). Um algoritmo *branch-and-bound* é um método de busca em árvore com enumeração inteligente dos pontos candidatos à solução ótima inteira de um problema. O termo *branch* refere-se ao fato de que o método efetua partições no espaço das soluções. O termo *bound* ressalta que a prova da otimalidade da solução utiliza-se de limites calculados ao longo da enumeração. Um dos pontos fundamentais do algoritmo é a qualidade do limite gerado pela solução inteira, que normalmente depende para cada problema da estratégia de desdobramento da árvore de busca. Inúmeras adaptações e estratégias de implementação são propostas para o algoritmo (GOLDBARG; LUNA, 2005; HILLIER; LIEBERMAN, 2005).

O modelo PEXP é escrito no LINGO (LINGO, 2006). Inicialmente define-se os conjuntos utilizados, entra-se com os dados, escreve-se a função objetivo e restrições. O modelo é gerado, compilado e os resultados salvos.

Quanto a entrada de dados no modelo, é necessário obter as informações:

1. Matriz de incidência

Esta matriz contém informações da ligação entre os nós (linhas) e trechos da rede (colunas). É denotada por \mathbf{M} e utilizada para escrever as restrições do modelo como mostrado nas Equações 4.20 e 4.21 do modelo PEXPMAT. O pseudo-código do algoritmo é descrito no Algoritmo 4.3.

Algoritmo 4.3. Matriz de Incidência

Entrar com dados da topologia da rede

Entrar com matrizes grafo e caminhougrafo obtidas pelo Algoritmo 4.1.

Identificar para cada posto:

postos que pertencem ao nível anterior ao seu;

identificar a bifurcação de conexão;

Identificar o posto antecessor;

Guardar na coluna 1 de uma matriz V o posto analisado e na coluna 2 seu antecessor;

Obter matriz de incidência \mathbf{M} usando matriz V .

2. Comprimento dos trechos Cada coluna da matriz de incidência corresponde a um trecho do alimentador e possui certo comprimento. A Tabela 5 mostra parte do arquivo com esta informação.

Tabela 5: Comprimento de trechos

REATN_1_50	RESIST_0_5	REATN_0_50	NUM_SEQ_GE	SHAPE_Leng
0,015947	0,040188	0,032193	937701177	35,22782991
0,017255	0,043485	0,034835	937701181	38,11823711
0,019653	0,04953	0,039676	937701184	43,41658669
0,036059	0,034228	0,078989	610820509	93,08598176
0,014354	0,013625	0,031442	610820517	37,05401463
0,039155	0,037167	0,085771	610820518	101,0791769
0,031824	0,030207	0,069711	610820519	82,15229759
0,014493	0,036296	0,029258	610820520	32,01562119
0,01747	0,016583	0,03827	610820528	45,09988914
0,028707	0,02725	0,062885	610820536	74,10802925

O comprimento é extraído do arquivo *trecho.shp* através da associação com o número de identificação dos trajetos, coluna 4 na Tabela 5, do alimentador oriundos da matriz *caminhougrafo* como descrito no Algoritmo 4.4. É necessário para o cálculo das perdas de energia, na Equação 4.4.

Algoritmo 4.4. *Comprimento dos trechos*

Entrar com dados da topologia da rede

Entrar com matrizes grafo e caminhografo obtidas pelo Algoritmo 4.1.

Buscar número de identificação dos trajetos que constam na matriz caminhografo.

Identificar para cada trajeto

Número no arquivo Trecho.shp.

Guardar comprimento do trajeto.

3. Vetor de demanda

Quanto a demanda nos postos a ser utilizada na equação 4.19 da seção 4.2.1.2, tem-se o conceito de curva de carga. De acordo com Kagan, Oliveira e Robba (2010), define-se demanda de uma instalação como sendo a carga nos terminais receptores tomada em valor médio num determinado intervalo de tempo. Entende-se por carga a aplicação que está sendo medida em termos de potência aparente, ativa ou reativa, ou ainda em termos do valor eficaz da intensidade de corrente, conforme a conveniência. Observa-se que fazendo-se o intervalo de demanda (intervalo de tempo) tender a zero, define-se a demanda instantânea. A demanda máxima de uma instalação ou sistema, é a maior de todas as demandas que ocorreram num período especificado de tempo.

A curva de carga de um conjunto de consumidores fornece todas as informações pertinentes ao comportamento da carga e à sua solicitação ao sistema que a supre. Salienta-se que a curva diária varia, durante a semana, sensivelmente dos dias úteis, de segunda a sexta-feira, para os dias festivos, sábado e domingo. Tal variação é mais acentuada ao longo do ano, quando varia com a estação, com o período de férias, etc. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Deste modo, dependendo dos objetivos a serem alcançados pode-se utilizar uma curva de carga específica.

Neste trabalho, utiliza-se a curva de carga típica do alimentador que consta no arquivo de dados shape e fornece basicamente hora a hora, demandas ativas e reativas, o fator de coincidência, número de cadastro e identificação do objeto, para cada alimentador, do período em que os dados foram gerados. Veja exemplo na Figura 15.

HORA_CRV	DEM_KW_CRV	DEM_KVAR_C	FATOR_COIN	OBJETO_REL	CADA#	IDENT_OBJE	NUM_ALIM	FATOR_CO_1	FATOR_CO_2
1	8,4100000000	5,2100000000	0,88115220815	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,88213507919	1,08236329841
2	7,1200000000	4,4100000000	0,90747235983	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,91326497441	1,10631948816
3	6,2000000000	3,8400000000	0,91050114087	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,92744924565	0,56426337718
4	5,9100000000	3,6600000000	0,91145342732	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,92537565252	1,11647979759
5	6,0500000000	3,7500000000	0,89159211646	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,56362613440	1,12111132758
6	6,9700000000	4,3200000000	0,86710563313	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,90764496924	1,07861133761
7	9,9500000000	6,1700000000	0,79337676996	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,85129920964	1,02652906580
8	9,9000000000	6,1400000000	0,79681062642	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,93937583027	1,09342266699
9	8,2500000000	5,1100000000	0,82596261224	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,90127982307	1,06161327432
10	9,4600000000	5,8600000000	0,84071044898	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,89036432094	1,04368845474
11	10,3800000000	6,4300000000	0,85513249323	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,92642350183	1,03938958158
12	10,2800000000	6,3700000000	0,90205414671	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,82553371747	0,99862799340
13	10,1200000000	6,2700000000	0,86986883441	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,90246559239	1,03756038831
14	10,3000000000	6,3800000000	0,89501536922	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,39286906298	1,00874129947
15	10,7200000000	6,6400000000	0,94309712381	POSTO	1	81776V6401	817760008	1,02795791644	0,99135277357
16	11,2400000000	6,9700000000	0,71200000000	POSTO	1	81776V6401	817760008	1,28836891008	0,9802657942
17	12,1700000000	7,5400000000	0,90773957437	POSTO	1	81776V6401	817760008	1,20652466508	0,95184875384
18	15,9500000000	9,8800000000	0,80602598214	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,92872662821	0,85836957713
19	25,1200000000	15,5700000000	0,59346718539	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,87522168650	0,83114160262
20	25,5700000000	15,8500000000	0,65036229916	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,90202364395	0,85663722578
21	22,1700000000	13,7400000000	0,70562865829	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,99592529973	0,91250206061
22	18,5500000000	11,5000000000	0,77320271336	POSTO	1	81776V6401	817760008	1,01896746382	0,95096782530
23	16,1900000000	10,0300000000	0,79099316523	POSTO	1	81776V6401	817760008	1,02921318324	0,93971609324
24	11,8100000000	7,3200000000	0,84492436409	POSTO	1	81776V6401	817760008	0,45643182548	0,45643182548

Figura 15: Exemplo de curva de carga para um posto de transformador

Algoritmo 4.5. *Vetor de demanda***Entrar** com dados da rede*Entrar com matrizes grafo e caminhografo obtidas pelo Algoritmo 4.1.**Ler arquivo curva.dbf e posto.shp.***Procurar** a carga máxima, em termos de potência ativa, dentre os valores de dias úteis.**Identificar** o horário que este valor ocorre.**Armazenar** para cada posto, valor da demanda no horário encontrado.**Obter** o valor da carga em termos de corrente calculado por:

$$carga_{corrente} = fator_{coin} \frac{dem_{kW}}{23.9 \cdot fp} \text{ onde } fp = \cos(\arctg(\frac{dem_{kVAR}}{dem_{kW}}))$$

As informações 1, 2 e 3 anteriormente descritas, são utilizadas como dado de entrada na implementação feita no LINGO. A solução é gerada usando-se o *solver-MILP* e armazenada em arquivos com extensão txt. Estes arquivos são enviados ao MATLAB novamente e utilizados em rotinas denominadas rotinas pós-otimização. Tais implementações fornecem as matrizes contendo informações de conexões na rede. O chamado *alimentador volta* precisa ser refeito pois alguns trechos da rede vão mudar de sentido. Estas matrizes são utilizadas para a parte gráfica, pois permitem construir figuras dos novos alimentadores e também no Estágio II, na parte da confiabilidade

pois os componentes de cada alimentador podem ser identificados. Os passos principais para geração das matrizes de conexão de rede pós-otimização são descritos no Algoritmo 4.6.

Algoritmo 4.6. *Gerar dados pós-otimização*

Entrar com dados

Vetor trecho a instalar gerado pelo LINGO.

Matriz de incidência, obtida usando Algoritmo 4.3.

Entrar com período.

Entrar com nó de conexão com nova subestação.

Entrar com matrizes grafo e caminhografo obtidas pelo Algoritmo 4.1.

Construir matriz trecho instal.

coluna 1: nó de saída, de acordo com resultado LINGO

coluna 2 nó de chegada, de acordo com resultado LINGO

Identificar trecho não instalado e guardar em trecho abre.

Construir matriz DEPARA do alimentador ida

armazenar informações de conexões entre nós - saída alimentador existente.

Construir matriz DEPARA do alimentador volta

armazenar informações de conexões entre nós-saída alimentador futuro.

Construir matriz conect_primária do alimentador A1 (ida).

Construir matriz conect_primária do alimentador A2 (volta).

identificar trechos cujos sentidos foram invertidos após otimização;

identificar trechos de interseção;

reescrever a matriz conect invertendo o DEPARA;

usar Algoritmo 4.1 para obter a matriz grafo e caminhografo do alimentador volta.

O algoritmo 4.6 permite obtenção de informações que possibilitam gerar gráficos dos alimentadores após a otimização. A implementação é como mostrada no Anexo B com alterações quanto às matrizes de entrada da função.

O Algoritmo 4.7 mostrado a seguir contempla os passos implementados para a Parte II do Estágio I.

Algoritmo 4.7. Estágio I - Parte II

Entrar com dados

Gerar matrizes grafo e caminhografo usando o Algoritmo 4.1.

Gerar matriz de incidência usando Algoritmo 4.3.

Gerar vetor comprimento do arco usando Algoritmo 4.4.

Gerar vetor de demanda usando Algoritmo 4.5.

Enviar dados para otimizador (formato xlsx).

Escrever modelo PEXP no LINGO.

Inserir parâmetros do modelo.

Ler dados: matriz de incidência, vetor comprimento do arco e vetor de demanda.

Escrever função objetivo e restrições.

Compilar e salvar soluções em txt.

Enviar as soluções obtidas pelo LINGO novamente para o MATLAB.

Ler arquivo trechoinstalar.

Gerar dados pós otimização usando Algoritmo 4.6.

Gerar gráficos do alimentador pós otimização.

4.3.3 Estágio II

Para que seja possível a execução da simulação, também é necessário o conhecimento da estrutura e navegação da rede. Seguindo o que foi descrito na seção 4.3.1, a estrutura de árvores é utilizada, porém os nós e arcos estão relacionados a chaves e blocos, define-se:

Árvore é sistema consistindo de arcos e nós e representa o alimentador.

Nó é um ponto da árvore e representa uma chave.

Arco é um trecho de conexão entre dois nós e representa um bloco.

Raiz é o nó inicial da árvore (fonte de alimentação) e representa a subestação.

O sistema de navegação neste estágio consiste em busca a montante e a jusante de um componente. Buscas a montante iniciam-se a partir de um componente em direção à fonte de alimentação. São úteis para a identificação de fontes de alimentação, de dispositivos de proteção, de pontos de isolamento de falha e execução de outras funções. Buscas a jusante iniciam-se a partir de um componente na direção contrária da fonte de alimentação. São úteis para a identificação de consumidores afetados, identificação de interruptores para restauração de consumidores e outras tarefas.

Os passos do algoritmo de leitura da rede, construção dos blocos e informações sobre consumidores, necessários para avaliação da confiabilidade constam no Algoritmo 4.8.

Algoritmo 4.8. *Leitura de Blocos*

Entrar com dados do alimentador

Entrar com dados: matriz grafo, caminhografo e arquivo chave.shp.

Identificar as chaves fusíveis e religadoras.

Construir matriz B: elementos entre chaves (blocos).

Construir matriz jusante.

Encontrar para cada bloco da rede, as chaves que interferem no bloco caso atuem.

Construir matriz binf onde:

coluna 1: informação DE (codigo1)

coluna 2: informacao PARA (codigo2)

coluna 3: informação de identificação conforme cadastro

coluna 4: identificação de elemento trecho, posto ou chave

colunas 5 a 8: informações geográficas de latitude e longitude

Construir matriz chavetotal onde:

coluna 1: número da chave conforme cadastro

coluna 2: número de consumidores afetados se ocorrer contingência

coluna 3: demanda total que deixa de ser entregue

Construir matriz chaveconsumidor,

buscar informações de número de consumidores da matriz jusante.

O Algoritmo 4.9 mostra os passos para obtenção de estimativas dos indicadores de confiabilidade.

Algoritmo 4.9. *Confiabilidade*

Entrar com dados

Entrar com dados obtidos pelo Algoritmo 4.8 e com o número total simulações N .

Iniciar número de simulações, $nsimul = 1$.

Gerar quais chaves atuarão no caso de falhas, seguindo uma distribuição uniforme.

Gerar fato gerador considerando sua probabilidade de ocorrência;

Associar a cada tipo de interrupção, o tempo de duração.

Escrever matriz de dados : $matrizcompleta = [chaves\ tipofalha\ duração]$;

Obter matriz bloco associando a cada linha de $matrizcompleta$ o

número de consumidores afetados;

consumo.

Calcular DEC, FEC, ENS por bloco.

Cálculo os índices para o alimentador.

SE $nsimul = N$, ENTÃO *pare*.

Estimar os índices DEC e FEC com um intervalo de confiança de 95%.

Os passos a serem seguidos no Estágio II são descritos no Algoritmo 4.10.

Algoritmo 4.10. *Estágio II*

Entrar com dados gerados pelo Algoritmo 4.8

Obter estimativas para DEC, FEC e ENS pelo Algoritmo 4.9.

Gerar gráficos com informações do DEC.

Nas simulações realizadas neste trabalho utilizou-se números pseudo-aleatórios gerados pela função *rand*. Esta função gera números aleatórios inteiros seguindo uma distribuição uniforme, disponível na linguagem de programação Matlab R2009.

Para este estágio, implementações quanto a parte gráfica foram efetuadas seguindo exemplo mostrado no Anexo B, porém os dados de entrada referem-se aos novos alimentadores e considerando como nós, as chaves da rede. Uma escala de cores para valores do DEC é proposta para poder visualizar melhor os blocos cujo indicador é maior ou menor.

4.4 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo apresentou-se uma metodologia em dois estágios para o problema de planejamento da expansão em redes de distribuição primária, operando em 13.8 kV agregando indicadores de confiabilidade. O estágio I permite, face ao crescimento de carga de consumidores, obter configurações para a rede em cada período de tempo considerado, de modo a minimizar custos e ao mesmo tempo garantir que todos os equipamentos do sistema (postos de transformadores, alimentadores,...) trabalhem dentro de critérios técnicos aceitáveis (carregamento máximo, níveis de tensão,...). Durante cada período a rede deve ser capaz de absorver o crescimento de carga sem que critérios operacionais básicos sejam transgredidos.

O estágio II fornece estimativas para os indicadores DEC e FEC da rede futura. Observa-se que se houver instalação de novos dispositivos o número de consumidores por bloco é reduzido acarretando melhoria dos indicadores DEC e FEC.

Os algoritmos propostos e implementados permitem aplicar a metodologia em redes reais, a partir de uma base de dados georreferenciada. Os principais pontos a serem destacados são:

- A rede é representada por matrizes, geradas a partir de arquivos contendo códigos referentes a conexões da rede, de modo a ser possível não somente identificar seus elementos (postos de transformadores, trechos e chaves) mas também navegar pela rede, identificando elementos a montante e a jusante de qualquer componente. Permite também identificar propriedades de elementos da rede, como demanda, comprimento de trechos, coordenadas geográficas, etc.
- Sendo a rede representada por matrizes que identificam elementos topológicos, foi possível a representação gráfica dos alimentadores da rede antes e também depois da otimização.
- Como foi possível navegar pela rede, os alimentadores obtidos após otimização foram reconstruídos de modo a permitir realizar uma avaliação da confiabilidade deste novo alimentador.
- Geração de gráficos mostrando informações quanto ao DEC.

Os dados e parâmetros utilizados no planejamento da expansão podem comprometer significativamente os resultados obtidos do processo de otimização. Assim, a utilização de cenários distintos pode ajudar na decisão final bem como a adoção de critérios a serem empregados pelo decisor.

Para que seja possível realizar simulações de cenários de planejamento, auxiliando no sentido de se determinar a melhor estratégia de expansão, integrando dados do SIG com o modelo apresentado, propõe-se o desenvolvimento de um aplicativo contemplando todos os algoritmos descritos neste capítulo. O aplicativo é apresentado no próximo capítulo.

5 APLICATIVO DESENVOLVIDO

Neste capítulo apresenta-se o aplicativo desenvolvido, o DPLAN_SCR, Distribuição: Planejamento e Simulador da Confiabilidade da Rede. Sua principal função é fazer a comunicação entre base de dados georreferenciada e os modelos propostos na metodologia.

Para a construção do aplicativo utilizou-se o MATLAB R2009 para elaboração de interface gráfica com o usuário (GUI), pois possui ferramentas que permitem gerar e analisar informações para uma grande variedade de dados e possui excelentes recursos gráficos. Informações a respeito de GUIs podem ser encontradas em (HANSELMAN; LITTLEFIELD, 2003).

O aplicativo é utilizado na fase de obtenção de dados necessários para o modelo de otimização PEXP, depois para apresentação e análise dos resultados, por meio de suas ferramentas de geração de figuras que expressam a análise realizada no modelo. É utilizado também para obtenção de estimativas do cálculo da confiabilidade, gerando resultados numéricos e gráficos. Foi concebido para utilização na concessionária COPEL cujo software de SIG que gerencia a rede é baseado na tecnologia desenvolvida pela Environmental Systems Research Institute - ESRI - ArcGIS (ESRI, 2012).

O ambiente da ferramenta consiste basicamente de 5 blocos sendo:

Bloco I Entrada de dados e parte gráfica do alimentador.

Bloco II Geração de dados, modelo PEXP.

Bloco III Geração de dados após execução do modelo PEXP.

Bloco IV Avaliação da confiabilidade.

Bloco V Parte gráfica quanto a confiabilidade.

5.1 Funções e uso do aplicativo

Descreve-se a seguir os itens presentes no aplicativo e um alimentador, denotado por A, será utilizado como exemplo.

Os arquivos com informações da rede na qual se deseja planejar a expansão são gerados pela concessionária, para cada alimentador individualmente, em formato shapefile. A tela do aplicativo é mostrada na Figura 16. Existem basicamente 5 funções distintas, denotadas por blocos que serão descritas a seguir.

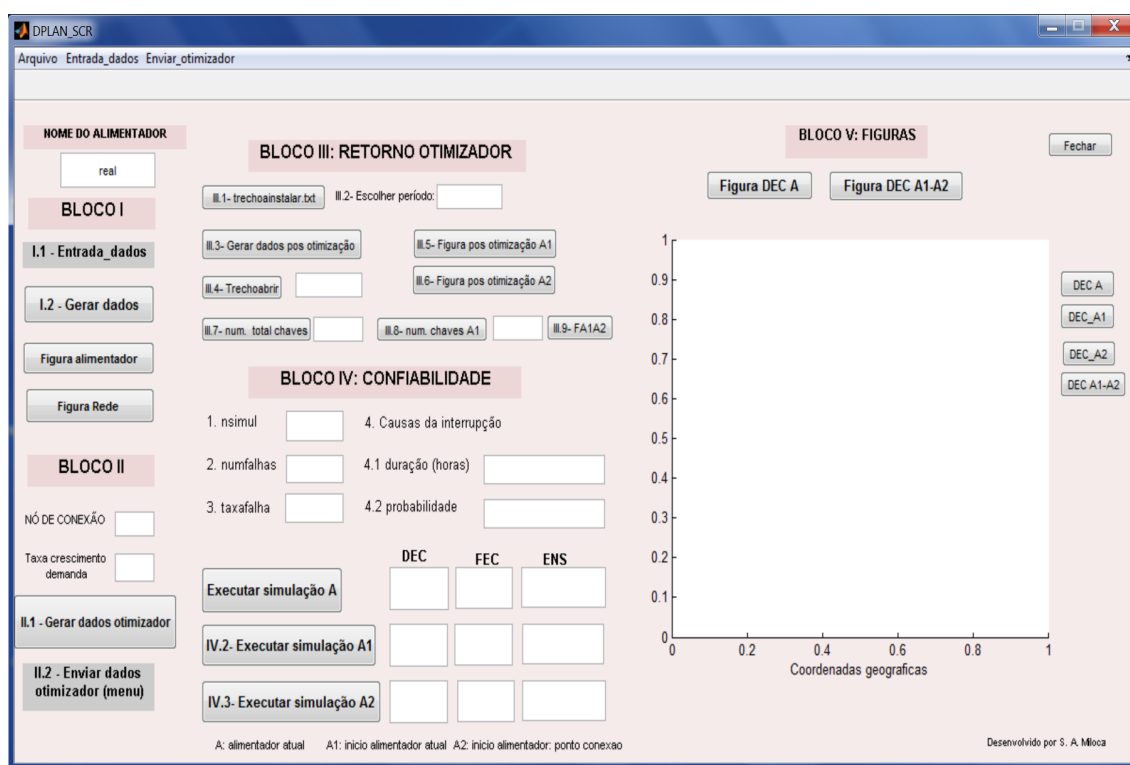


Figura 16: Aplicativo DPLAN_SCR

O primeiro bloco consiste na entrada de dados e desenho do alimentador. O usuário deve carregar os arquivos de entrada segundo nome e extensões solicitadas em *I.1 - Entrada_dados* utilizando o menu do aplicativo, conforme mostrado na Figura 17. Os dados utilizados neste e nos demais blocos são gerados ao clicar em *I.2 - Gerar dados*. O botão *Figura alimentador* mostra o desenho do alimentador indicando a localização de trechos, representados por segmentos de reta, postos de transformadores, representados por triângulos e chaves, representadas por círculos. O botão *Figura rede* desenha somente os trechos do alimentador.

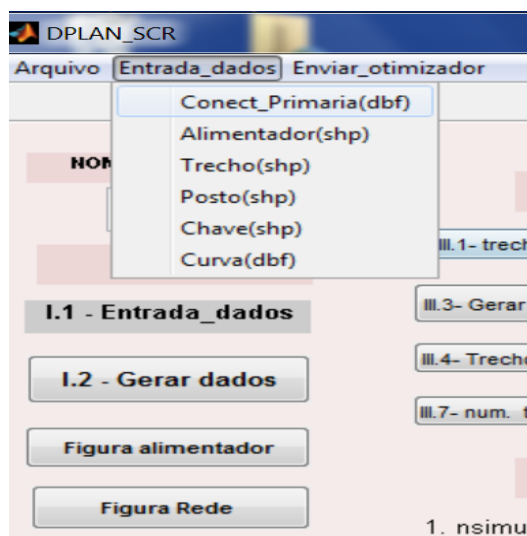


Figura 17: Aplicativo DPLAN_SCR : BLOCO I

Como exemplo, entrou-se com os dados do alimentador A e a *Figura alimentador* obtida é mostrada na Figura 18.

No segundo bloco, mostrado na Figura 19, o planejador deve entrar com parâmetros para geração de dados de entrada do modelo PEXP. O planejador deve informar o nó inicial de conexão com a nova subestação e a taxa de crescimento de demanda para os nós deste alimentador. A função *II.1- Gerar dados otimizador* gera os dados: matriz de incidência, comprimento de cada trecho, demanda de cada nó em cada período, número de nós e número de trechos. Os dados gerados devem ser salvos em formato de planilha do Excel utilizando o menu *Enviar_otimizador*.

Os dados gerados pelo aplicativo, para cada alimentador, juntamente com os parâmetros: fator de perda, custo de energia, taxa de desconto, vida útil, custo de construções, resistência, tensões máxima e mínima, são dados de entrada do modelo PEXP implementado no LINGO12. Após execução do modelo PEXP, os dados de saída são salvos em formato txt e utilizados novamente no aplicativo, no terceiro bloco, para visualização geográfica da nova rede e também avaliação da confiabilidade.

O arquivo contendo identificação das variáveis binárias referentes a instalação de trechos que foram salvas no LINGO, é dado de entrada do item *III.1- trechoainstalar.txt*. Um período deve ser escolhido no item III.2 e o botão *III.3- Gerar dados pós-otimização* utilizado para gerar os dados que permitem identificar o trecho deste alimentador que não deve ser instalado, para manter a radialidade, mostrado ao clicar o botão no

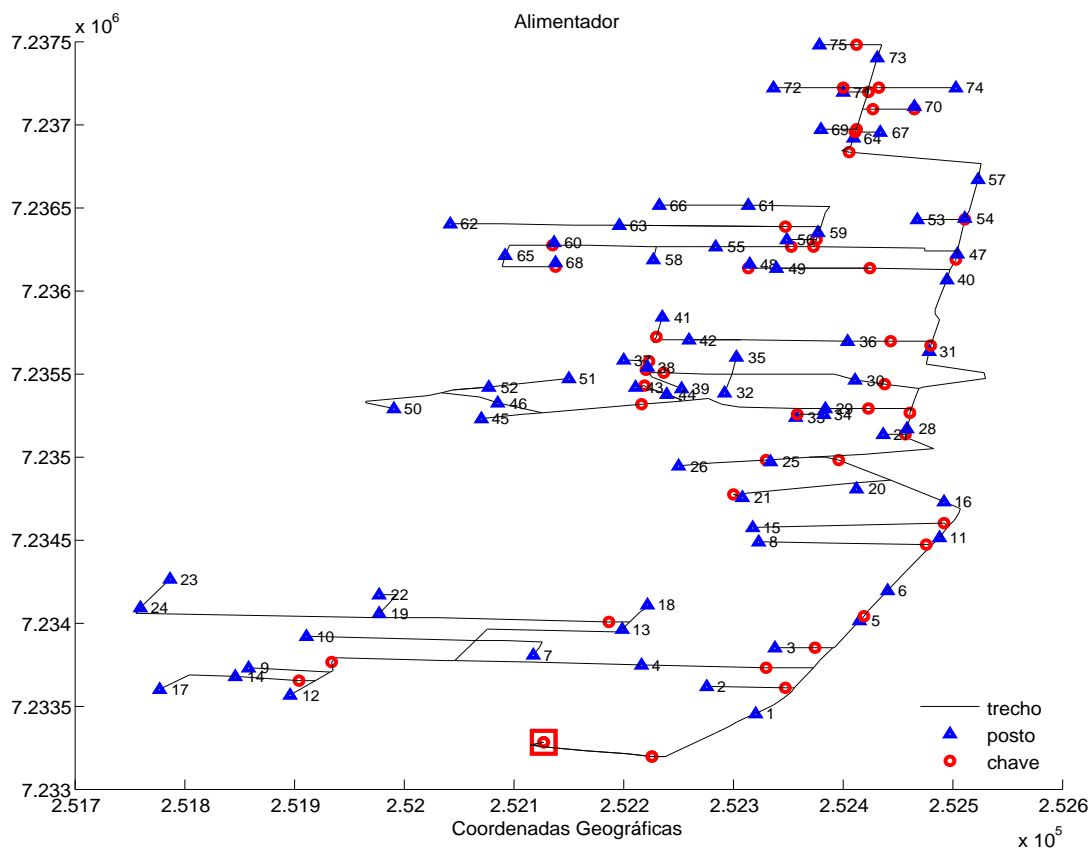


Figura 18: Alimentador A

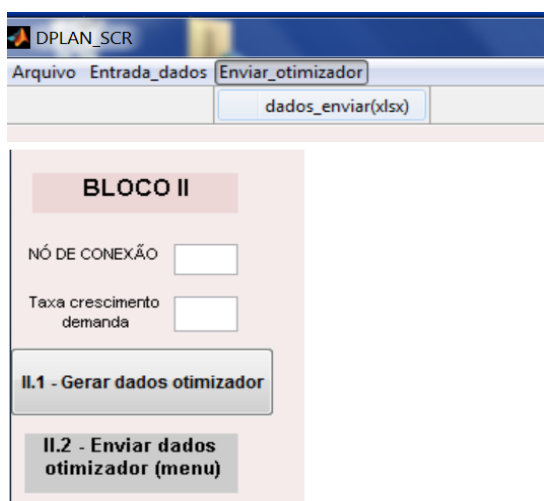


Figura 19: Aplicativo DPLAN_SCR : BLOCO II

item III.4. A parte gráfica é acionada pelos botões III.5- *Figura pós-otimização A1* e III.6- *Figura pós-otimização A2*. Para conhecimento do número de chaves em cada alimentador tem-se os itens 7 e 8 que mostram na tela o número de chaves existentes em A e A1, respectivamente.

Para o alimentador A utilizado como exemplo, após rodar um planejamento, a tela é como na Figura 20. Observe o item III.4- trechoabrir que é 11-16, isto significa que no trecho entre os nós 11 e 16 deve conter uma chave seccionadora para permitir a não passagem do fluxo. Observe que o alimentador A mostrado na Figura 18 é subdividido em dois alimentadores A1 e A2, como mostram as Figuras 21 e 22.

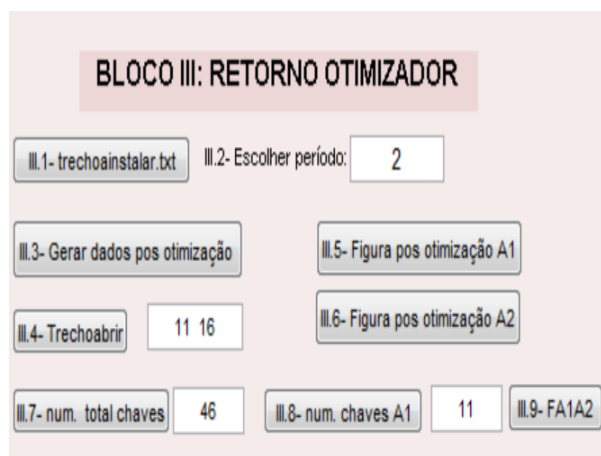


Figura 20: Aplicativo DPLAN_SCR : BLOCO III

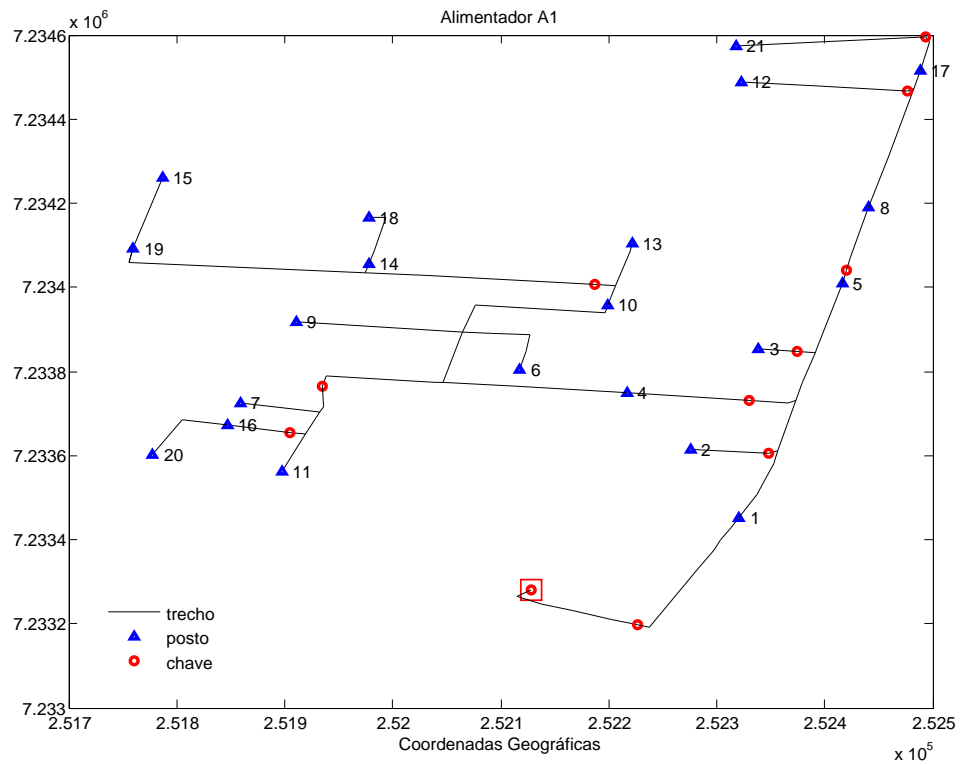


Figura 21: Alimentador A1

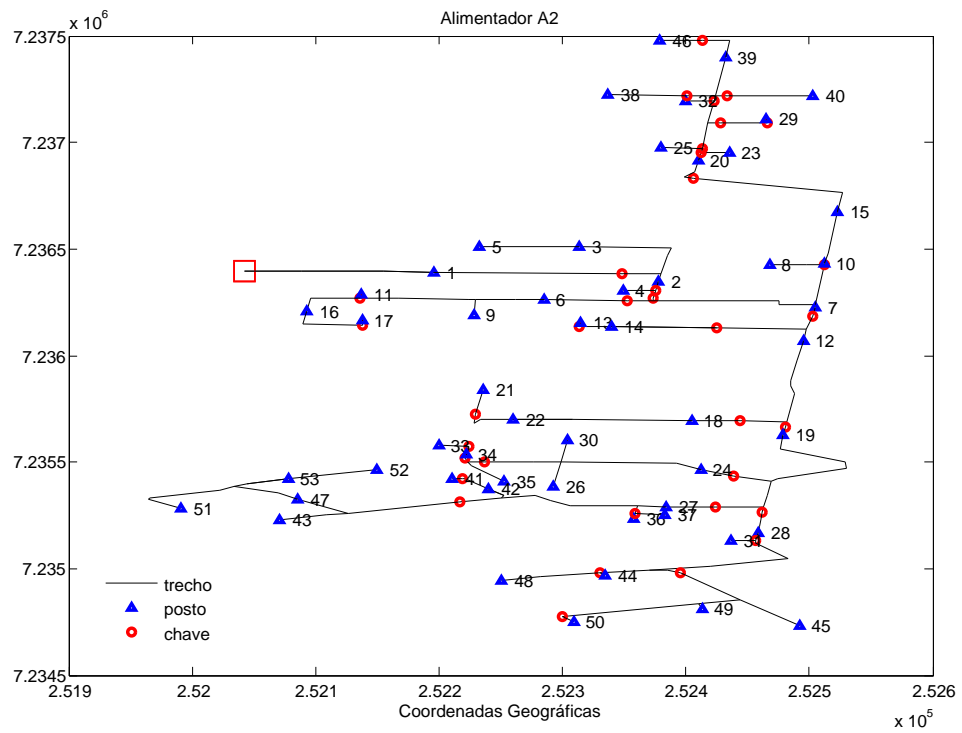


Figura 22: Alimentador A2

O quarto bloco refere-se à avaliação da confiabilidade do alimentador. Os parâmetros de entrada 1 ao 4 devem ser inseridos conforme a avaliação do alimentador que se deseja, que pode ser de A, A1 ou A2. Ao clicar em *Executar simulação A* (ou A1 ou A2), os índices DEC, FEC e ENS aparecem na tela, conforme exemplificado na Figura 23.

BLOCO IV: CONFIABILIDADE

1. nsimul	<input type="text" value="1000"/>	4. Causas da interrupção		
2. numfalhas	<input type="text" value="19"/>	4.1 duração (horas)	<input type="text" value="[1 2 1.2 1.5 1]"/>	
3. taxafalha	<input type="text" value="1"/>	4.2 probabilidade	<input type="text" value="[0.2 0.2 0.1 0.4 0.1]"/>	

	DEC	FEC	ENS
<input type="button" value="Executar simulação A"/>	<input type="text" value="3.72032"/>	<input type="text" value="2.63551"/>	<input type="text" value="3.78211e+006"/>
<input type="button" value="IV.2- Executar simulação A1"/>	<input type="text" value="2.45045"/>	<input type="text" value="1.73502"/>	<input type="text" value="454138"/>
<input type="button" value="IV.3- Executar simulação A2"/>	<input type="text" value="3.43154"/>	<input type="text" value="2.42308"/>	<input type="text" value="2.12527e+006"/>

A: alimentador atual A1: inicio alimentador atual A2: inicio alimentador: ponto conexao

Figura 23: Aplicativo DPLAN_SCR : BLOCO IV

Após execução do cálculo da confiabilidade, o quinto bloco (Figura 24), pode ser utilizado para visualização gráfica das informações referentes a confiabilidade. O alimentador é mostrado na tela e os trechos tem tonalidades diferentes de modo a identificar regiões com índice de confiabilidade maior ou menor. Os botões DEC_A, DEC_A1, DEC_A2 e DEC-A1A2 geram os gráficos separadamente e podem ser salvos utilizando o menu da tela gráfica que será aberta.

A Figura 25 foi obtida utilizando-se o botão *Figura DEC A1-A2* que mostra na mesma tela os dois alimentadores.

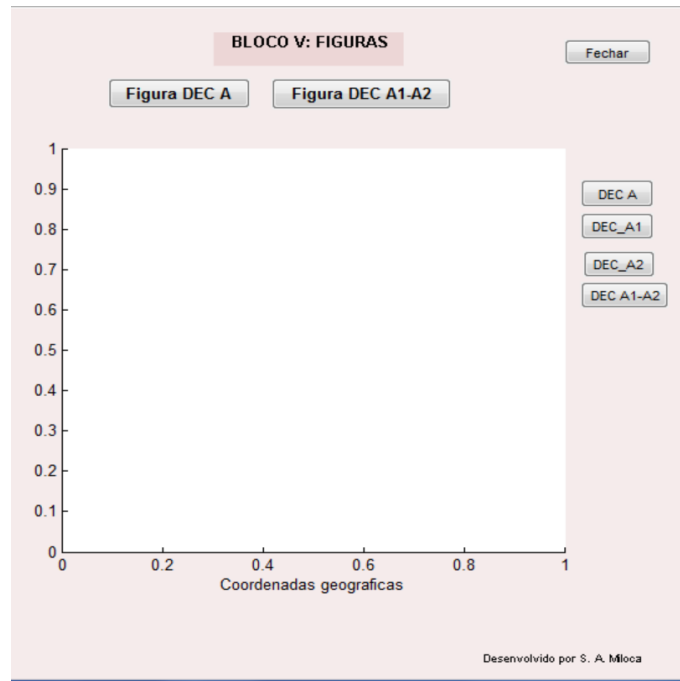


Figura 24: Aplicativo DPLAN_SCR : BLOCO V

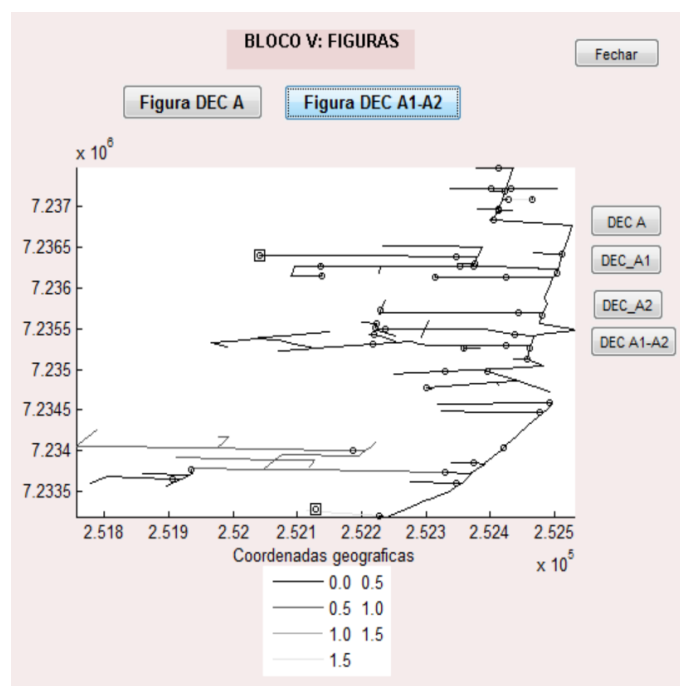


Figura 25: Aplicativo DPLAN_SCR : Exemplo BLOCO V

Os resultados podem ser salvos em planilhas do Excel utilizando-se o menu Arquivo como na Figura 26. Os itens *Salvar_DFEalimentador* e *Salvar_DFE_IC* guarda as estimativas para os índices DEC, FEC e ENS para o alimentador e estimativas segundo um intervalo de confiança de 95%. Os itens *Salvar DFE_bloco*, *Salvar DFE_A1bloco* e *Salvar DFE_A2bloco* guardam as estimativas obtidas para cada bloco de acordo com alimentador: A, A1 ou A2. O item *Salvar_trechoabrir* guarda a informação dos nós que unem o trecho a ser aberto bem como o respectivo código de identificação segundo o cadastro do arquivo *Conect_primária.dbf*.

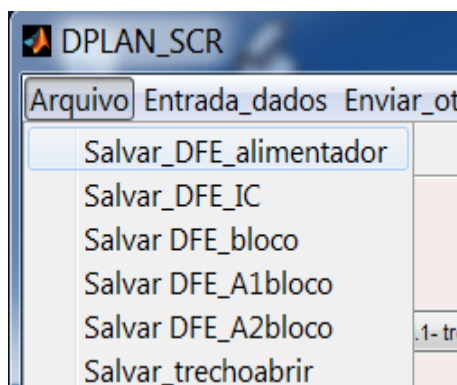


Figura 26: Menu Salvar

5.2 Considerações Finais do Capítulo

O aplicativo permite realizar a comunicação entre a base de dados georreferenciada e o modelo desenvolvido, gerando dados, analisando dados e apresentando resultados numéricos e gráficos. Foi desenvolvido no sentido de auxiliar o planejador, tendo este papel importante no processo pois parâmetros necessários para aplicação do modelo dependem de seu conhecimento e suas prioridades.

Os gráficos gerados pelo aplicativo permitem a visualização dos alimentadores antes e após a otimização. Mostra na tela a numeração de elementos da rede, como por exemplo, dos postos de transformadores, de modo a auxiliar a visualização de resultados gerados pelos vetores binários de instalação de trechos, gerados pelo LINGO.

Os gráficos construídos pelo aplicativo para o DEC permitem identificar áreas críticas haja vista que o valor do DEC obtido via simulação, para cada bloco, é representado através de uma escala de cores. Deste modo, auxilia positivamente o planejador

na proposta de projetos para melhorar o sistema de distribuição da nova rede.

Pôde-se observar que o sistema possui características bastante atípicas, principalmente no que diz respeito às características particulares de cada alimentador, isso acarretou em ajustes no aplicativo desenvolvido. Portanto, ainda se espera que, ao ser utilizado em outros estudos de planejamento, o programa tenha que passar por novos ajustes.

Ressalta-se que para o bom funcionamento da proposta, é necessário que o cadastro da empresa tenha uma boa confiabilidade, pois caso ocorram erros de cadastros os mesmos serão refletidos nos estudos.

Um cenário de planejamento é considerado no próximo capítulo e utiliza o aplicativo desenvolvido.

6 TESTES E RESULTADOS

Apresenta-se neste capítulo o cenário de planejamento utilizado para aplicação da metodologia proposta no Capítulo 4. Uma descrição da rede elétrica bem como dos parâmetros utilizados é apresentada. Em seguida, mostram-se os resultados obtidos.

6.1 Características da Rede de Distribuição

Utilizou-se a rede de distribuição da cidade de Cascavel no Paraná, ano de 2011. Possui um total de 4 subestações e 42 alimentadores. Este trabalho se restringirá aos alimentadores de 13.8 kV da zona urbana da cidade, mostrados na Figura 27.

Os dados foram fornecidos pela COPEL Distribuição, que utiliza a ferramenta computacional georreferenciada denominada GISPLAN criada sob a plataforma ArcGis da empresa americana *ESRI*. Reúne informações selecionadas pelo planejador de subestações, alimentadores, transformadores, chaves, reguladores de tensão, capacitores e trechos da rede primária, sendo tais informações georreferenciadas.

A Tabela 6 apresenta, para cada alimentador, a quantidade de nós de demanda e a carga que foi extraída de arquivo referente à curva de carga típica do alimentador. No caso, tomou-se a carga referente a um horário de pico que foi 19h. Estudos da coordenadoria de mercado da Concessionária informam que a carga de Cascavel crescerá a uma taxa média de 4% a.a. entre 2010 e 2025.

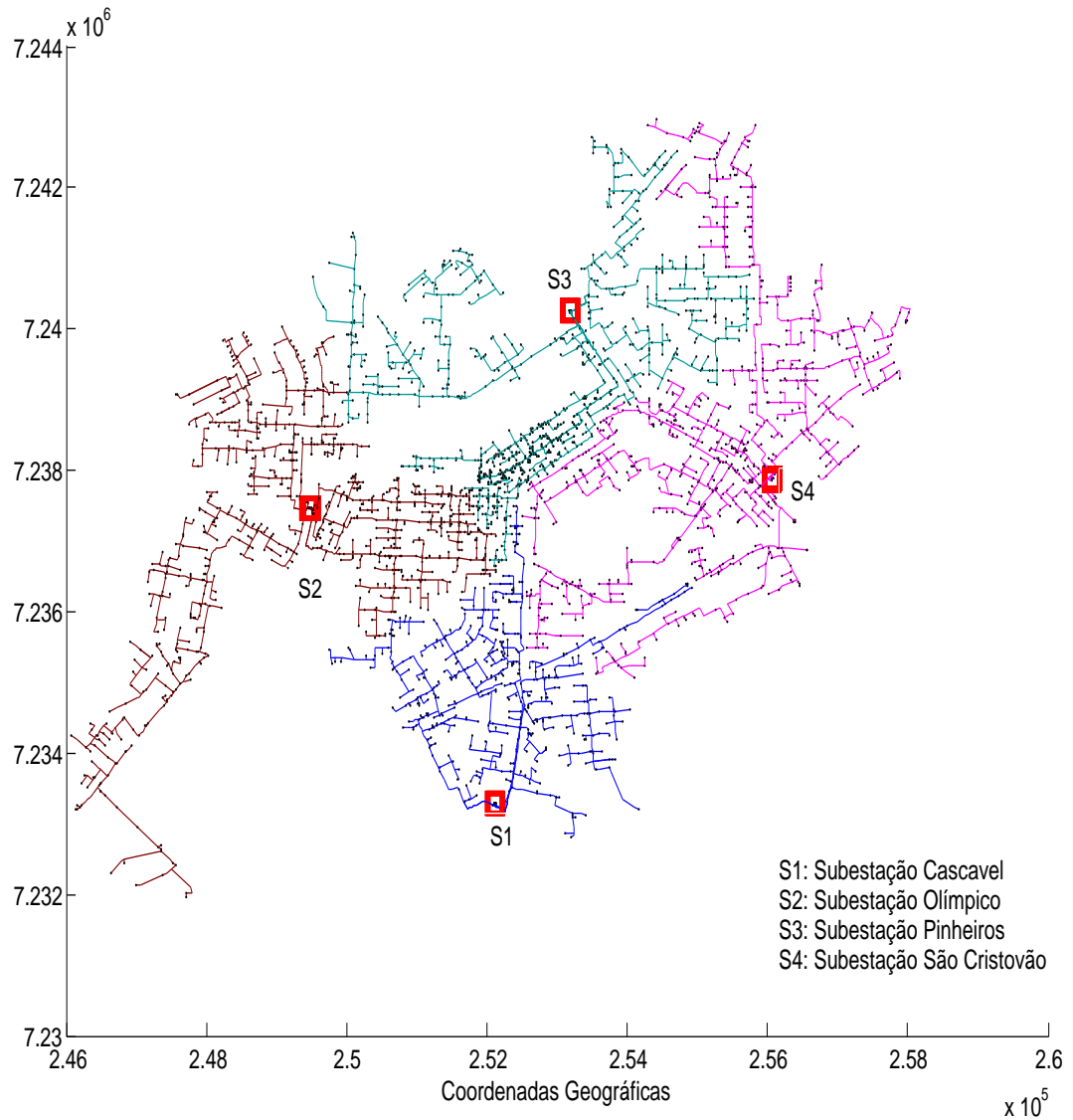


Figura 27: Subestações de Cascavel-PR.

As figuras 28, 29, 30 e 31 mostram cada uma das 4 subestações separadamente e a localização dos postos de transformadores. Um dos alimentadores da subestação S1, por ter grande extensão, é mostrado no Anexo C.

Tabela 6: Subestações e Alimentadores da Rede de Cascavel

Sub.	Al.	Número de nós	Carga (Ampéres)	Ext. Rede (Km)
S1	CR	75	100,9	13,3
	CO	76	155,1	16,7
	CD	81	116,7	19,7
	CN	75	94,1	13,5
	CQ	185	54,3	79,9
S2	OC	147	133,7	25,8
	OE	156	165,2	31,5
	OS	21	73,7	3,9
	OT	70	90,1	9,6
	OV	90	135,8	15,6
	OR	72	114,0	8,1
S3	PC	133	173,0	26,6
	PE	64	108,1	12,1
	PI	87	167,5	17,5
	PG	95	142,2	10,1
	PM	103	179,4	12,5
	PP	79	131,2	8,3
S4	SZ	58	68,9	9,8
	SG	46	99	7,6
	SD	58	119,3	13,4
	SP	111	151,7	22,6
	SC	85	179,1	17,9
	SB	134	151,3	26,3
Total		2101	2904,3	422,3

Nota: Sub: subestação - AL: alimentadores - Ext. Rede: extensão da rede

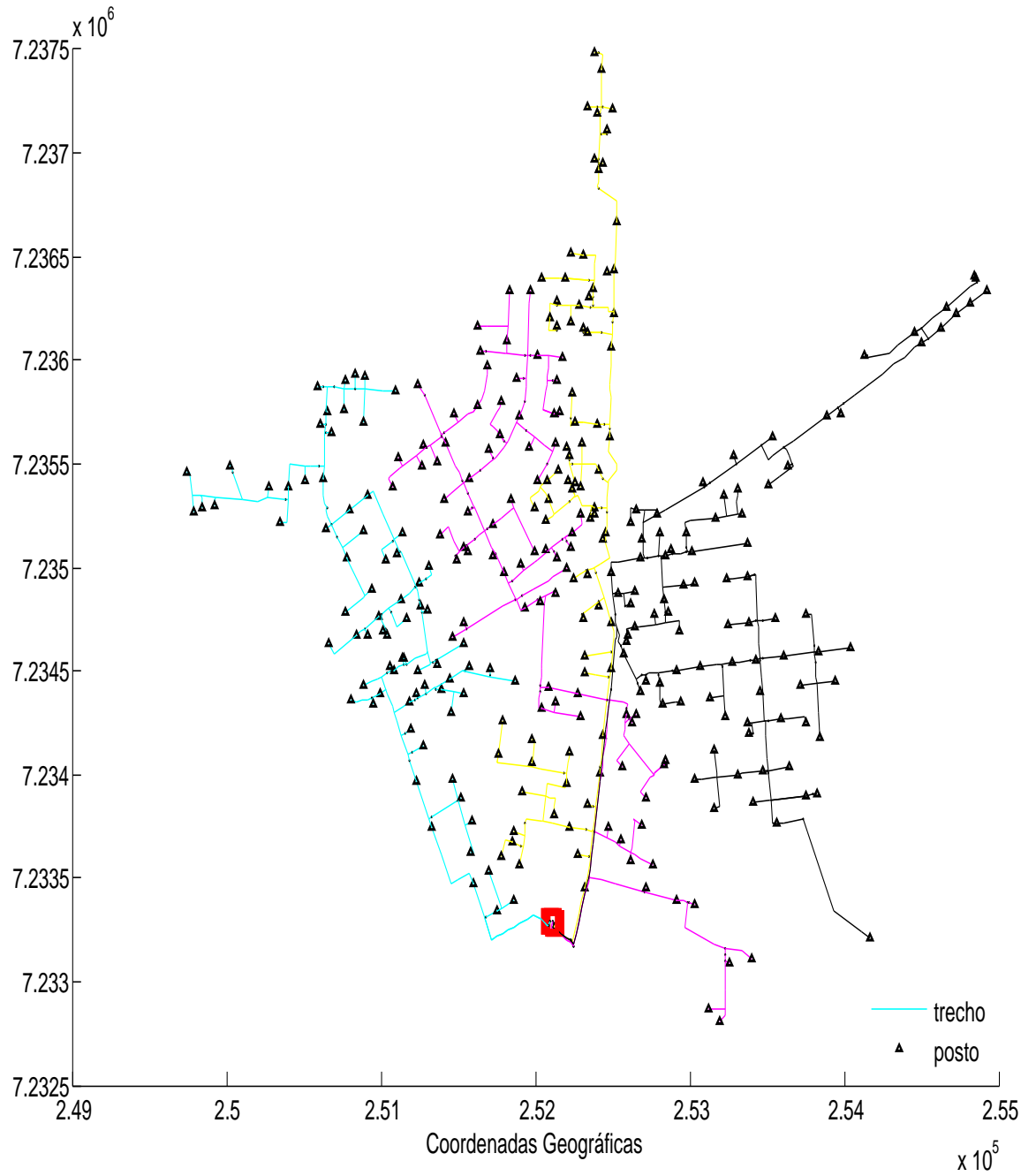


Figura 28: Alimentadores da Subestação Cascavel (S1)

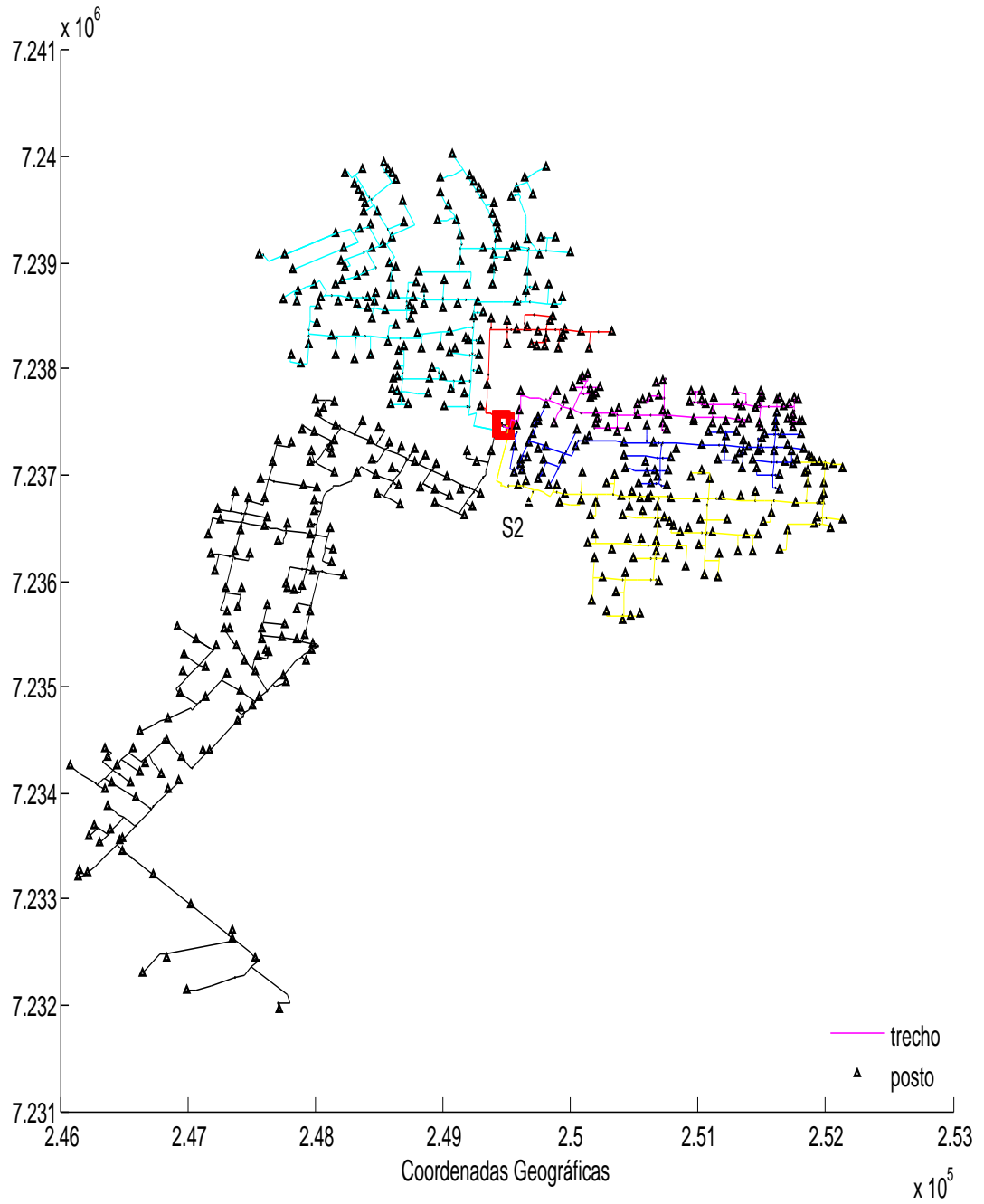


Figura 29: Alimentadores da Subestação Olímpico (S2)

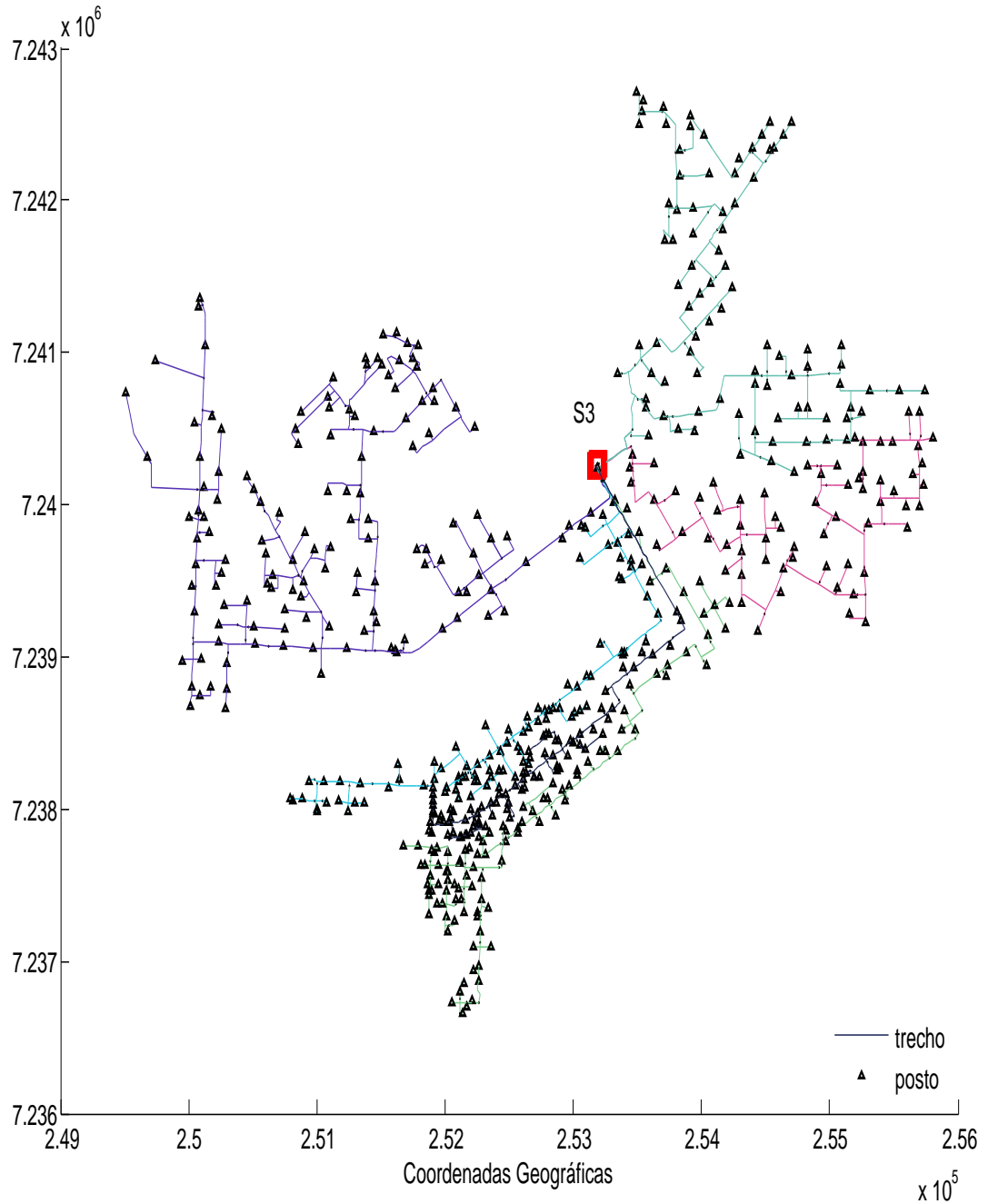


Figura 30: Alimentadores da Subestação São Cristovão (S3)

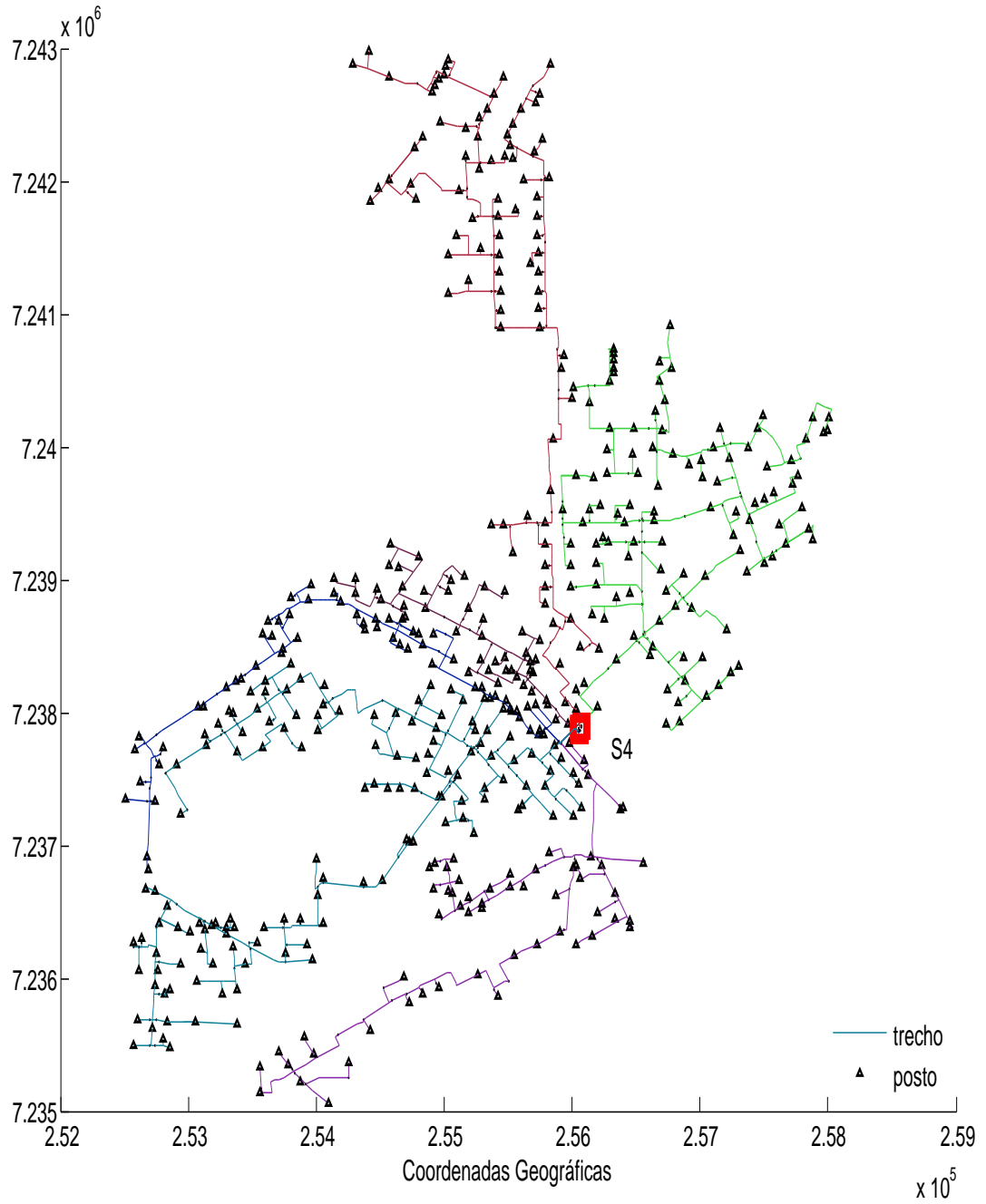


Figura 31: Alimentadores da Subestação Pinheiros (S4)

6.2 Cenário de Planejamento

O cenário para o planejamento considerado nos testes numéricos utiliza a rede apresentada na seção 6.1 e considera a possibilidade de construção de 5 novas subestações. As subestações existentes Cascavel, Olímpico, Pinheiros e São Cristovão são nomeadas por S1, S2, S3 e S4 respectivamente e as subestações futuras, nomeadas por S5, S6, S7, S8 e S9, conforme especificado na Tabela 7, que contém também o nó de conexão com cada subestação proposta.

A escolha dos nós de conexão fica a cargo do planejador e deve levar em consideração a localização das subestações e alimentadores. Nos Anexos C, D, E, F e G mostram-se os alimentadores da subestação S1, é possível visualizar melhor a localização dos postos e seu respectivo número. Os demais alimentadores podem ser gerados e visualizados usando-se o aplicativo DPLAN_SCR.

Tabela 7: Alimentadores e nós de conexão com as novas subestações

Nova subestação	Alimentadores	Nó de conexão
S5	CR	62
	CO	69
	CD	7
	PG	63
	PM	100
	PP	77
	SZ	58
	SD	55
	SB	114
	OT	70
	OV	87
S6	PI	33
	SP	104
	SC	33
S7	PC	57
	OR	20
S8	OE	108
	OC	134
S9	CN	52
	CQ	59

No período atual, denotado por período 1, as 4 subestações existentes atendem

a demanda atual. Supondo crescimento de 4% ao ano, foram calculadas demandas futuras de 3 períodos, sendo o intervalo de um período para o outro de 5 anos.

Como já relatado na Subseção 4.2.1.2 do Capítulo 4, a função objetivo envolve a minimização de custos associados a construções de subestações, instalação de arcos e custos associados as perdas de energia. Por questões de simplificação, supõe-se que não há proposição de novos trechos, assim tem-se custo zero para esta parcela da função objetivo. Observa-se que o modelo poderia ser aplicado do mesmo modo se houvessem novos trechos. Ressalta-se que alguns trechos da rede atual deverão ser desinstalados (ou abertos), no sentido de manter a radialidade. Entende-se por desinstalar trecho ou abrir trecho, como sendo a inserção de chaves seccionadoras. O custo de instalação de tais chaves são inclusos nos custos associados a construção da subestação.

Considerando como função objetivo as parcelas de custos associados a construções e custos associados a perdas como descrito na Seção 4.2.1.2, utilizou-se o método dos pesos para gerar alguns pontos como mostrado na Figura 32. Decidiu-se, no modelo PEXP, considerar mesmo grau de importância as parcelas da função objetivo, tomando-se para vetor de pesos valores iguais.

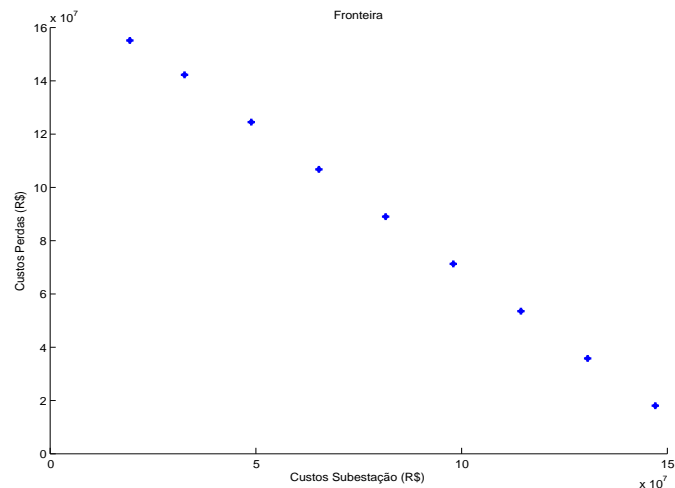


Figura 32: Fronteira de Pareto

Quanto às restrições do modelo PEXP, os dados foram extraídos utilizando-se o aplicativo DPLAN_SCR, que permitiu obter para cada alimentador: matriz de incidência, matriz de demanda, vetor de comprimento dos trechos, número de nós e de

trechos. Os demais parâmetros de entrada para o modelo PEXP são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8: Dados Gerais de Planejamento

Fator de perda	0,21
Custo de energia	R\$0,0006 kWh
Taxa de desconto	0,1
Vida útil	15 anos
Custo de Construção Subestação	$[15 \times 10^6; 20 \times 10^6]$ R\$.
Resistência	0,1907
Tensão mínima	12900 volts
Tensão máxima	13800 volts

Quanto a avaliação da confiabilidade da rede, para obtenção de parâmetros, parte-se do pressuposto que as informações disponíveis no banco de dados são aquelas que melhor retratam a realidade e análises estatísticas devem ser realizadas para extração das informações relacionadas às interrupções.

Neste trabalho, não foi possível a utilização de banco de dados para determinar os parâmetros de entrada para análise da confiabilidade, como por exemplo a distribuição de probabilidade de falhas. Deste modo, as informações utilizadas foram fornecidas pelo gerente de planejamento da concessionária, responsável por esta rede.

Realizou-se 1000 simulações. Para o ano de 2011, considerou-se 25 falhas por alimentador e taxa de falha igual 1. No que diz respeito ao fato gerador da falha, os dados são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9: Parâmetros de Entrada - Fato Gerador

Causas da interrupção	Duração (horas)	Probab. de ocorrência
1. descarga atmosférica	1	0,2
2. acidentes	2	0,2
3. galhos na rede	1,2	0,1
4. não identificada	1,5	0,4
5. outras	1	0,1

Quanto ao número de falhas que podem ocorrer nos alimentadores após otimização, considerou-se um valor proporcional ao número de chaves que o novo alimentador possui, com relação ao total de 25 falhas para o alimentador inicial.

6.3 Resultados

6.3.1 Modelo PEXP

Para execução do modelo PEXP no software Extended Lingol2/win32, utilizou-se um computador Dell com sistema operacional Windows e processador intel Core i7. O tempo de execução foi de 57 segundos e um resumo dos resultados quanto ao número de variáveis, restrições e iterações é apresentado na Tabela 10.

Tabela 10: Solução Global Ótima

Função Objetivo	R\$ 170602749,197
Infactibilidades	0,000000
Total de iterações	51669
Classe de Modelos	MILP
Total de variáveis	78551
Variáveis inteiras	14426
Total de restrições	108788

Quanto às variáveis binárias referentes a instalação de subestações, os resultados para cada período é como mostrado na Tabela 11. Ressalta-se que no período 1 as subestações S1, S2, S3 e S4 já existem e atendem a demanda deste período. Para o período 2, indica-se a instalação de mais 2 novas subestações: S5 e S6. Para o período 3, as subestações S7 e S8 devem ser instaladas. Para atendimento da demanda no período 4, nenhuma subestação precisa ser instalada. A subestação S9 não foi selecionada para instalação em nenhum período.

Tabela 11: Variáveis de decisão quanto a instalação das subestações

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9
Período 1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Período 2	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Período 3	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Período 4	1	1	1	1	1	1	1	1	0

Os vetores das variáveis de decisão quanto a instalação de trechos, de cada período, foram enviados para o aplicativo DPLAN_SCR, que identificou os trechos que devem ser abertos, implicando na instalação de chaves de seccionamento para manter

a condição de radialidade. Estes resultados são mostrados na Tabela 12.

Tabela 12: Trechos a serem abertos

AL	P	N_ini	N_fim	AL	P	N_ini	N_fim
CN	1-2-3-4	0	—	OS	1-2-3-4	—	0
CQ	1-2-3-4	0	—	OC	3-4	79	97
CR	2	11	16	OE	3-4	48	55
CR	3	16	27	OT	2	24	25
CO	2	18	21	OT	3	25	27
CO	3	21	30	OT	4	30	37
CO	4	33	35	OV	2-3	18	19
CD	4	3	7	OV	4	21	48
PE	1-2-3-4	0	—	OR	3-4	4	5
PC	3	9	16	SG	1-2-3-4	—	—
PC	4	20	26	SZ	2-3	35	39
PI	2-3-4	11	16	SZ	4	42	45
PG	2-3	24	25	SD	2-3	34	39
PG	4	33	36	SD	4	39	49
PM	2	26	29	SP	2-3	60	72
PM	3	20	31	SP	4	56	60
PM	4	40	41	SC	2	18	19
PP	2-3	20	22	SC	3-4	20	21
PP	4	34	39	SB	2-3-4	62	65

AL: alimentador - P: período - N_ini: nó inicial - N_fim: nó final

Pelos resultados da Tabela 12 observa-se para um determinado alimentador que alguns trechos se mantêm instalados de um período para o outro, em outros não.

Por exemplo, o otimizador sugere para o alimentador PI mostrado na Figura 33, abertura de trecho entre os nós 11 e 16 como indicado pelas setas, para o período 2 e esta decisão se mantêm nos demais períodos. Pela configuração apresentada na Figura 34, esclarece-se que ao gerar a figura com o trecho aberto os nós possuem nova numeração.

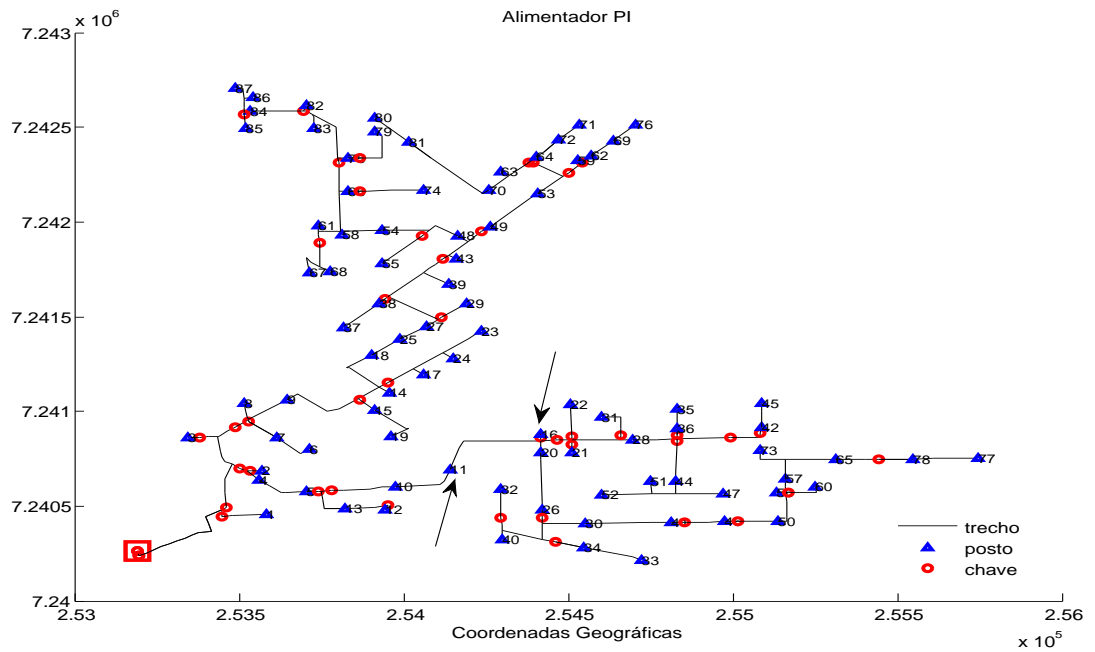


Figura 33: Alimentador PI no Período 1

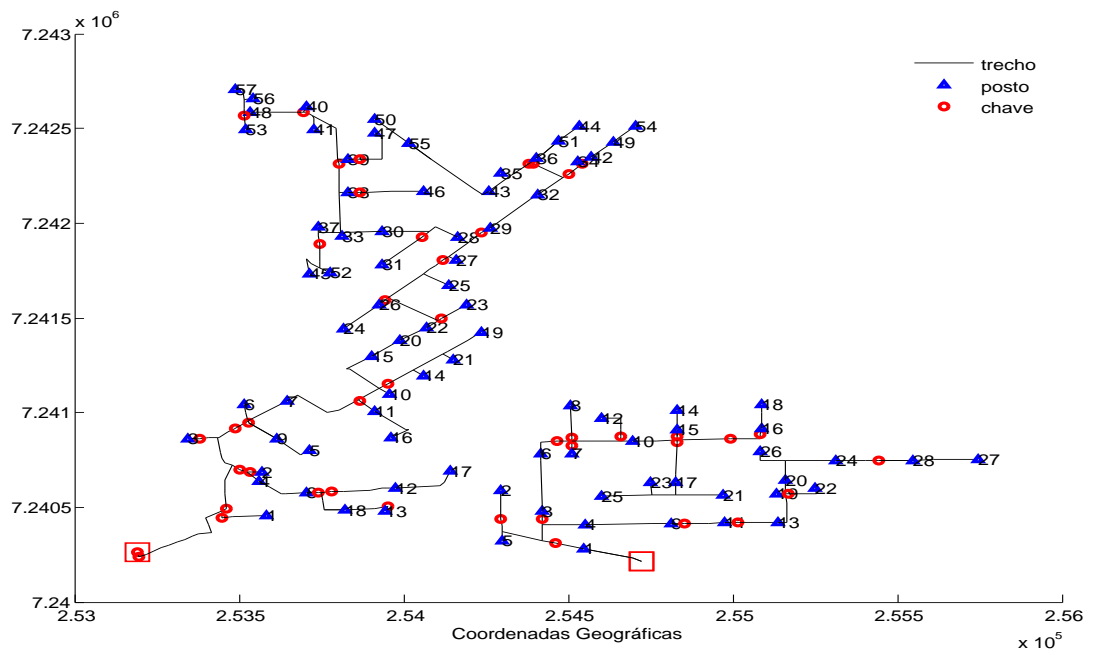


Figura 34: Alimentador PI no Período 2

Já o alimentador PC mostrado na Figura 35, não muda no período 2 porém no período 3, Figura 36, quando nova subestação é instalada, o otimizador indica abertura do trecho entre os nós 9 e 16 e no período 4, Figura 37, os trechos entre os nós 20 e 26. Observe que a configuração da rede no período 4 indica melhor distribuição de nós no que diz respeito ao comprimento do alimentador. Assim, se as subestações envolvidas tiverem capacidade de atendimento, a configuração do período 4 poderia ser implantada no período 3. Esta avaliação fica a cargo do planejador.

Também no aplicativo, foram gerados os dados para leitura da rede após otimização, permitindo sua visualização gráfica como apresentada na Figura 38, referente ao período 2 e, Figura 39 referente ao período 3. Nestas figuras, os triângulos indicam os nós de conexão com a nova subestação.

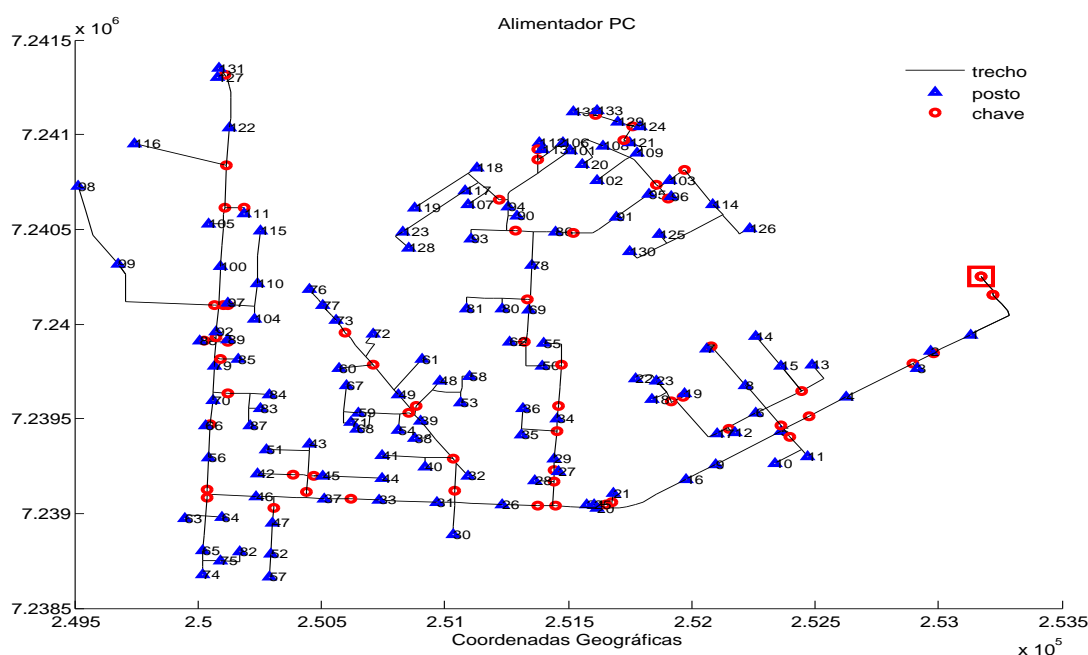


Figura 35: Alimentador PC nos Períodos 1 e 2

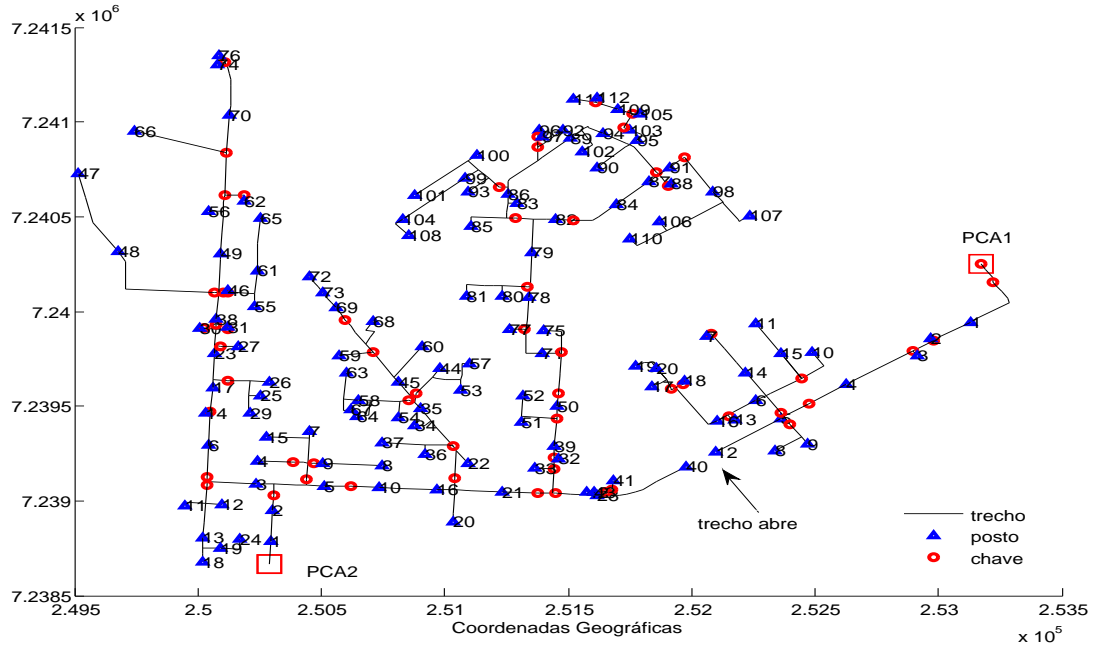


Figura 36: Alimentador PC no Período 3

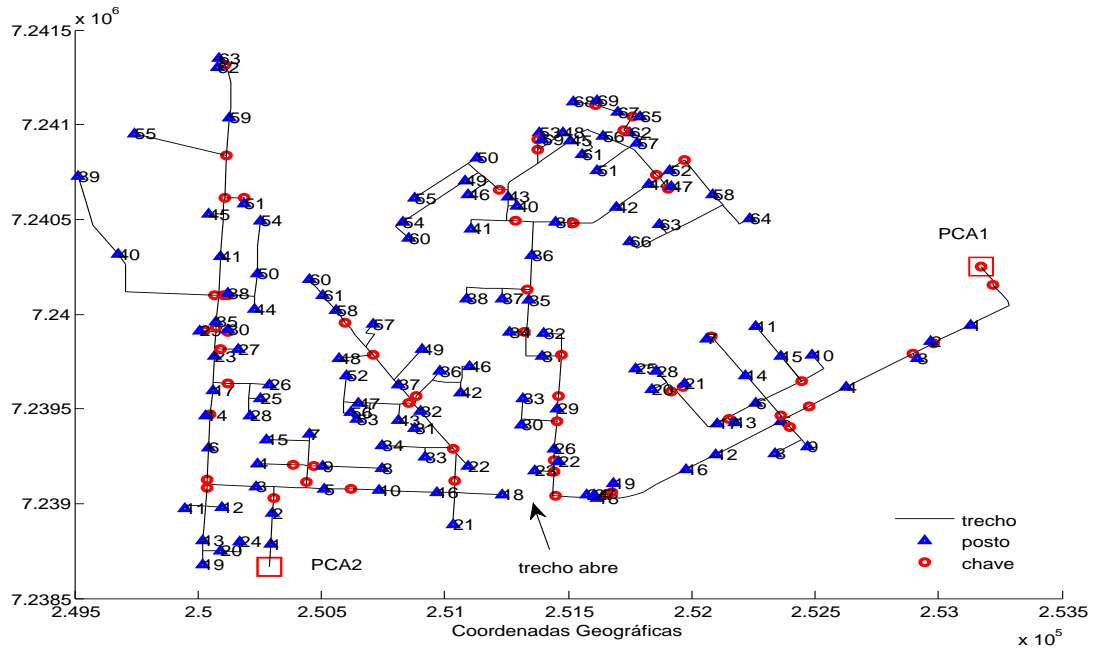


Figura 37: Alimentador PC no Período 4

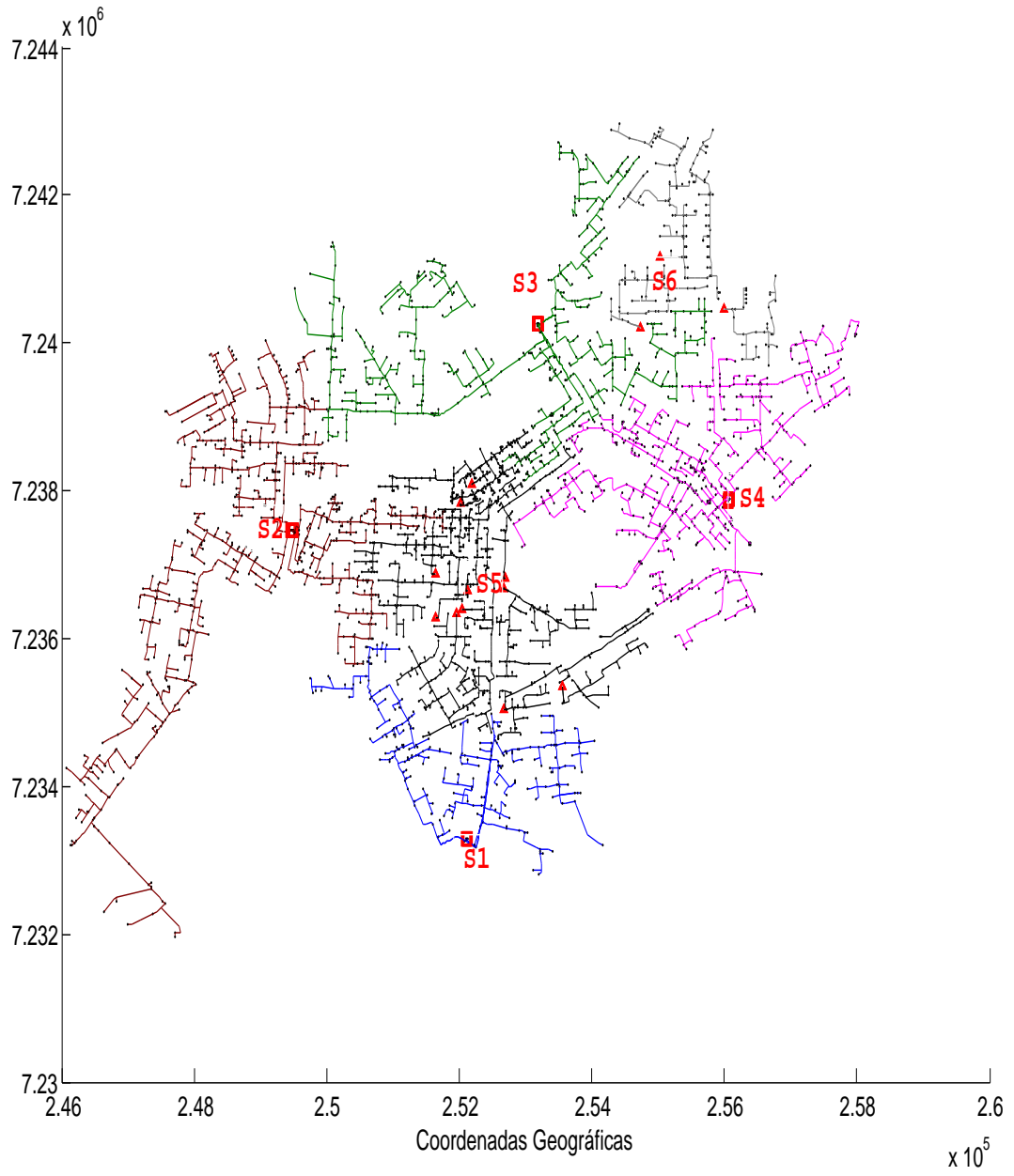


Figura 38: Configuração da Rede - Período 2

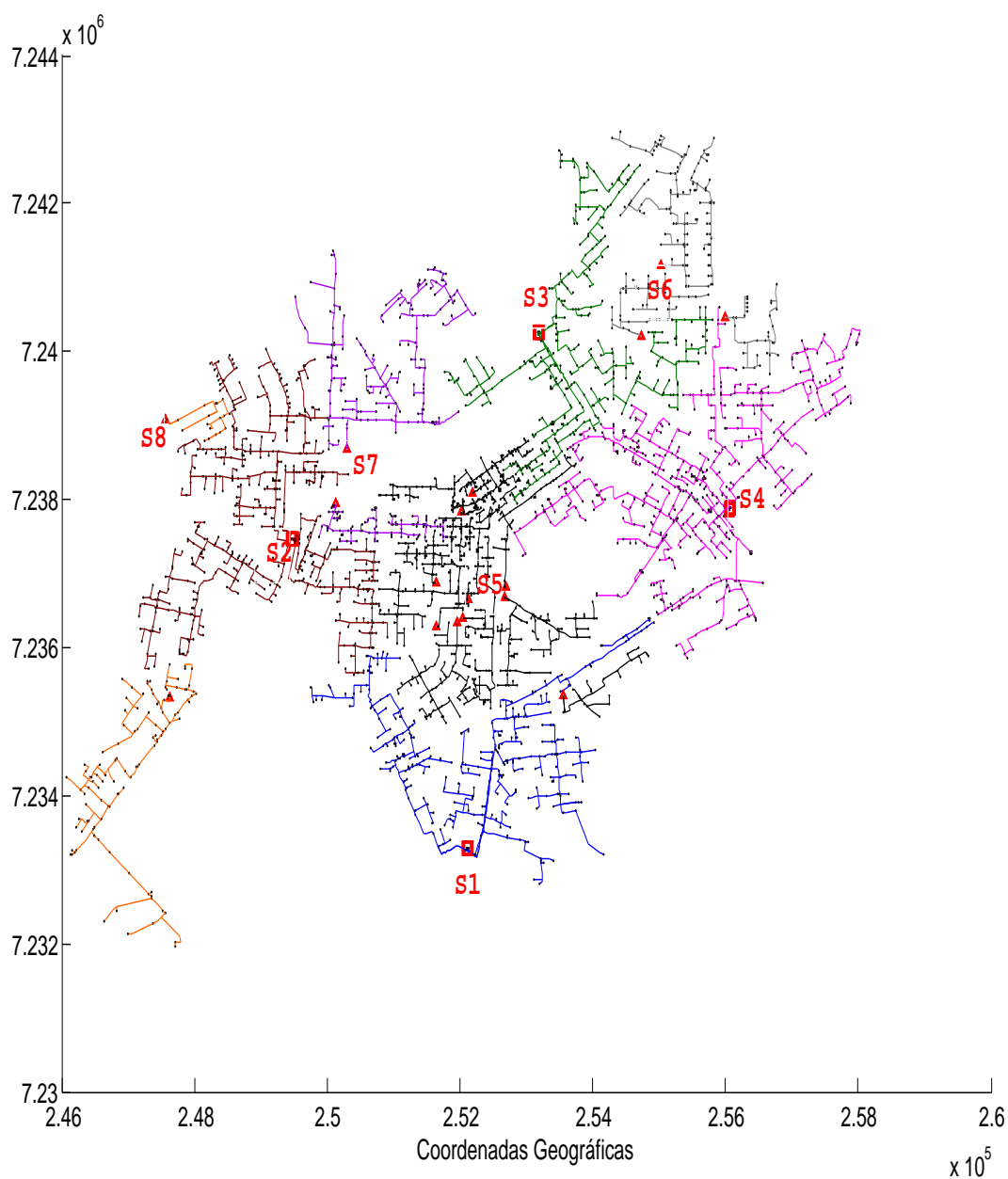


Figura 39: Configuração da Rede - Período 3

6.3.2 Avaliação da Confiabilidade

O número total de chaves existentes em cada alimentador é mostrado na Tabela 13. O número de chaves em novos alimentadores após otimização é mostrado na Tabela 14.

Cabe um esclarecimento quanto à notação utilizada, ao se instalar uma nova subestação, uma parte de um alimentador existente passará a ser atendido por esta

subestação, a nomenclatura dada a este novo alimentador é como no período 1 acrescentando à sua frente a sigla A2. Os consumidores que continuam na subestação inicial recebem a sigla A1. Por exemplo, o alimentador CR possui um total de 46 chaves no período 1. Após otimização este alimentador fica dividido em dois onde CRA1 possui 11 chaves e CRA2, 35 chaves no período 3. No período4, o alimentador CRA1 tem-se 14 chaves e o CRA2 possui 32.

Tabela 13: Número de chaves por alimentador

S1	NC	S2	NC	S3	NC	S4	NC
CR	46	OC	70	PC	60	SZ	47
CO	51	OE	92	PE	35	SG	36
CD	49	OS	23	PI	45	SD	45
CN	42	OT	48	PG	65	SP	59
CQ	76	OV	54	PM	70	SC	69
		OR	48	PP	56	SB	94

NC: número total de chaves do alimentador

Tabela 14: Número de chaves por alimentador após otimização

AL	P	NA1	NA2	AL	P	NA1	NA2
CR	2	11	35	OC	3-4	65	5
CR	3	14	32	OE	3-4	51	41
CO	2	18	33	OT	2	16	32
CO	3	26	25	OT	3	23	25
CO	4	31	20	OT	4	30	18
CD	4	27	22	OV	2-3	28	26
PC	3	12	48	OV	4	41	13
PC	4	33	15	OR	3-4	3	45
PI	2-3-4	29	16	SZ	2-3	30	17
PG	2-3	17	48	SZ	4	32	15
PG	4	27	38	SD	2-3	32	13
PM	2	22	48	SD	4	37	8
PM	3	29	41	SP	2-3	50	9
PM	4	33	37	SP	4	48	11
PP	2-3	21	35	SC	2	15	54
PP	4	34	22	SC	3-4	17	52
				SB	2-3-4	61	33

AL: alimentador - NA1, NA2: número chaves do alimentador - P: período

Os resultados das estimativas para o DEC no período 1 são apresentados na Tabela 15. Os valores em negrito se referem aos alimentadores que possuem maiores valores, de cada subestação.

Tabela 15: Estimativas para o DEC - Período 1

	S1			S2		
	Média	σ	IC(95%)	Média	σ	IC(95%)
CR	3,80	1,58	3,70 3,90	OC	3,37	1,66 3,27 3,48
CO	3,46	1,55	3,37 3,56	OE	2,79	1,51 2,70 2,89
CD	5,00	2,05	4,87 5,13	OS	8,70	2,59 8,54 8,86
CN	4,07	1,78	3,96 4,18	OT	4,91	1,94 4,79 5,03
CQ	2,11	1,24	2,03 2,18	OR	4,58	1,86 4,46 4,69
				OV	4,64	1,98 4,51 4,76
	S3			S4		
	Média	σ	IC(95%)	Média	σ	IC(95%)
PC	3,47	1,70	3,36 3,57	SZ	4,48	2,11 4,35 4,61
PE	7,03	2,47	6,88 7,18	SG	4,21	1,88 4,09 4,33
PI	4,77	1,78	4,66 4,88	SD	6,53	2,36 6,38 6,67
PG	3,88	1,85	3,76 3,99	SP	4,28	1,87 4,16 4,39
PM	5,02	2,04	4,89 5,14	SC	5,88	2,26 5,74 6,02
PP	4,71	2,02	4,58 4,83	SB	2,25	1,21 2,18 2,33

σ : desvio-padrão amostral

Os resultados das estimativas do indicador DEC para o período 2 são apresentados na Tabela 16 e os maiores valores para cada subestação estão em negrito. Comparando os valores apresentados em cada período observa-se que com a instalação de novas subestações os índices de confiabilidade melhoram na maior parte dos alimentadores. Porém, nenhuma chave foi removida ou adicionada logo fica a cargo do planejador tais alterações.

É possível obter as estimativas para cada bloco de cada alimentador. Na Tabela 17 apresentam-se as estimativas por blocos, que mais contribuíram para o valor do DEC, FEC e ENS para o alimentador PI nos períodos 1 e 2. Observe que os maiores valores ocorrem nos blocos 10 e 14 do alimentador PIA2 com 0,6 e 0,78 respectivamente.

É possível também observar quais blocos mais contribuíram para a formação dos indicadores, neste alimentador. Para o alimentador PI, tem-se que os blocos, 8, 11, 28, 29, 32, 34, 38 e 41 contribuíram com 48% no valor dos indicadores. No alimentador PIA1, tem-se que os blocos 8, 17, 20 e 24 contribuíram com 32% e no alimentador PIA2, os blocos 10 e 14 com 36%.

Tabela 16: Estimativas para o DEC - Período 2

		S1			S2				
	Média	σ	IC(95%)			Média	σ	IC(95%)	
CRA1	2,65	1,31	2,57	2,73	OC	3,37	1,66	3,27	3,48
COA1	2,00	1,21	1,93	2,08	OE	2,79	1,51	2,70	2,89
CDA1	5,53	2,13	5,40	5,66	OS	8,70	2,59	8,54	8,86
CN	4,07	1,78	3,96	4,18	OTA1	2,46	1,44	2,37	2,55
CQ	2,11	1,24	2,03	2,18	OR	4,58	1,86	4,46	4,69
					OVA1	3,92	1,85	3,81	4,04
		S3			S4				
	Média	σ	IC(95%)			Média	σ	IC(95%)	
PC	3,47	1,70	3,36	3,57	SZA1	3,91	1,89	3,79	4,02
PE	7,03	2,47	6,88	7,18	SG	4,21	1,88	4,09	4,33
PIA1	3,59	1,76	3,48	3,70	SDA1	5,43	2,19	5,29	5,57
PGA1	1,58	1,16	1,51	1,65	SPA1	3,86	1,65	3,76	3,96
PMA1	2,78	1,40	2,69	2,87	SCA1	2,44	1,44	2,35	2,53
PPA1	2,43	1,31	2,35	2,51	SBA1	1,91	1,20	1,84	1,99
		S5			S6				
	Média	σ	IC(95%)			Média	σ	IC(95%)	
CRA2	3,49	1,63	3,39	3,59	PIA2	3,86	1,43	3,77	3,95
COA2	2,26	1,21	2,19	2,34	SPA2	1,40	0,85	1,35	1,45
CDA2	1,76	1,22	1,69	1,84	SCA2	2,71	1,26	2,64	2,79
PGA2	2,51	1,30	2,43	2,59					
PMA2	2,82	1,59	2,72	2,92					
PPA2	2,59	1,49	2,50	2,69					
SDA2	2,35	1,21	2,28	2,43					
SBA2	1,62	1,06	1,55	1,69					
OTA2	3,67	1,63	3,57	3,77					
SZA2	4,05	1,70	3,95	4,16					
OVA2	2,99	1,43	2,90	3,08					

 σ : desvio-padrão amostral

Tabela 17: Estimativas de confiabilidade para o alimentador PI

Bloco	DEC	FEC	ENS	Bloco	DEC	FEC	ENS
Alimentador PI				Alimentador PIA1			
1	0	0	0	1	0	0	0
2	0	0	0	2	0	0	0
3	0,014801	0,010549	6913,543	3	0,019543	0,013747	5962,138
4	0	0	0	4	0	0	0
5	0,021841	0,015396	6947,442	5	0,029246	0,020573	6143,635
6	0,013856	0,009787	10979,84	6	0,018519	0,013038	9680,273
7	0,015933	0,011149	19615,85	7	0,02119	0,014847	17286,53
8	0,236696	0,166933	143033,5	8	0,310531	0,218643	123976,6
9	0,086313	0,060876	44964,87	9	0,11523	0,081441	39808,99
10	0,032741	0,023056	17030,97	10	0,153619	0,108288	46011,84
11	0,215412	0,152046	95765,43	11	0,044025	0,031189	15246,51
12	0,000871	0,000614	1207752	12	0,088094	0,062274	22317,3
13	0,115459	0,081292	52194,68	13	0,001167	0,000827	1075623
14	0,001037	0,000732	30577,39	14	0,225193	0,15857	61651,4
15	0,17267	0,121742	71524,4	15	0,060858	0,042792	15396,73
16	0,082015	0,05788	35478,56	16	0,107164	0,075631	40986,33
17	0,091444	0,064542	44489,35	17	0,404485	0,284129	147813,4
18	0,07349	0,051819	27139,02	18	0,213132	0,149794	77929,12
19	0,04632	0,032628	17740,01	19	0,072781	0,051349	23143,1
20	0,154286	0,108531	122332,2	20	0,372699	0,261228	104871,6
21	0,064309	0,045333	29391,41	21	0,001611	0,00113	32584,27
22	0,024382	0,017179	36282,23	22	0,237747	0,167674	54220,22
23	0,044299	0,031082	77053,49	23	0,274641	0,193569	97628,41
24	0,181678	0,128074	86217,5	24	0,42353	0,297329	141168,6
25	0,08149	0,057307	46928,52	25	0,019569	0,013745	9502,947
26	0	0	0	26	0,056659	0,039769	43940,63
27	0,155719	0,10984	123668,8	27	0,117127	0,082122	29151,89
28	0,305138	0,215239	169204,9	28	0,091818	0,064348	23876,25
29	0,341413	0,241052	179235,9	29	0,114191	0,080241	33057,98
30	0,068358	0,048056	44611,9	Alimentador PIA2			
31	0,161207	0,113997	89617,04	1	0,02211	0,015214	12749,47
32	0,386179	0,271511	271353,2	2	0,137103	0,096839	36896,97
33	0,05525	0,038984	26550	3	0,030679	0,02169	15485,18
34	0,276908	0,196101	118962,8	4	0,26437	0,1851	41908,49
35	0,001191	0,000845	36838,2	5	0,170444	0,119368	24733,02
36	0,086877	0,061003	64296,66	6	0,21142	0,148125	34513,84
37	0,175928	0,124439	60805,53	7	0,171788	0,121056	21430,95
38	0,203914	0,144072	109802,6	8	0,085073	0,0601	18859,38
39	0,042951	0,030316	50616,38	9	0,148302	0,104044	22802,37
40	0,08994	0,063441	34030,33	10	0,600662	0,424943	143558,9
41	0,319163	0,224935	161379,9	11	0,416588	0,292146	66479,51
42	0,17595	0,123595	108040,5	12	0	0	0
43	0,068726	0,048456	27168,77	13	0,391895	0,274563	104495,1
44	0,014597	0,010248	10706,63	14	0,778094	0,545711	137160,9
45	0,085737	0,060467	37643,55	15	0,15602	0,1104	39333,31
				16	0,277987	0,196472	58054,88

Apresentam-se nas Figuras 40 e 41 uma representação gráfica do alimentador PI. A escala de cores indica a variação do DEC em cada bloco de carga. A cor azul indica região com melhor indicador DEC e a vermelha, a pior. Observe na Figura 41 a indicação dos blocos 10 e 14 com maiores valores para o DEC como apresentado na Tabela 17.

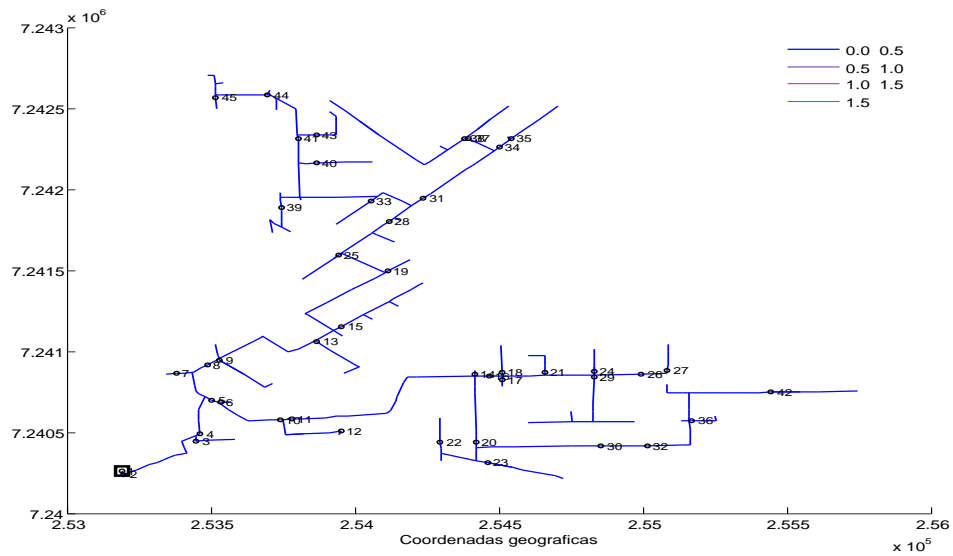


Figura 40: DEC Alimentador PI no Período 1

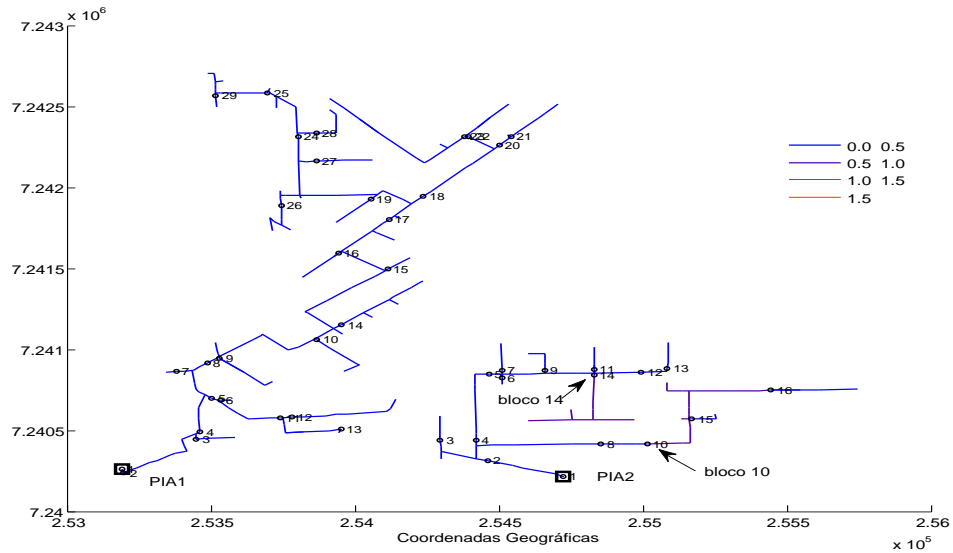


Figura 41: DEC Alimentador PI no Período 2

As Figuras 42, 43, 44, 45, 46, 47 mostram os valores para o DEC de cada bloco, dos alimentadores de cada subestação, segundo configuração obtida para o período 2.

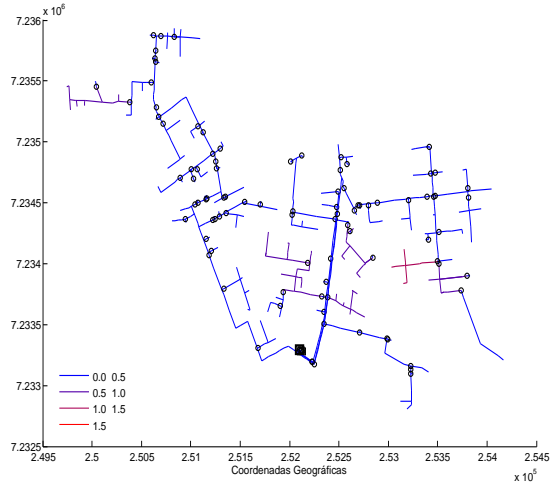


Figura 42: DEC S1 - Período 2

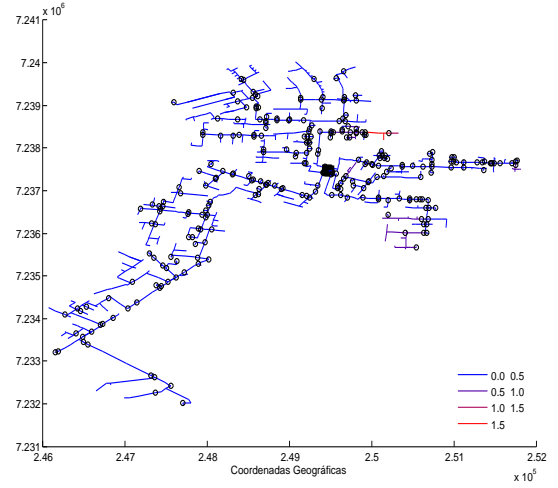


Figura 43: DEC S2 - Período 2

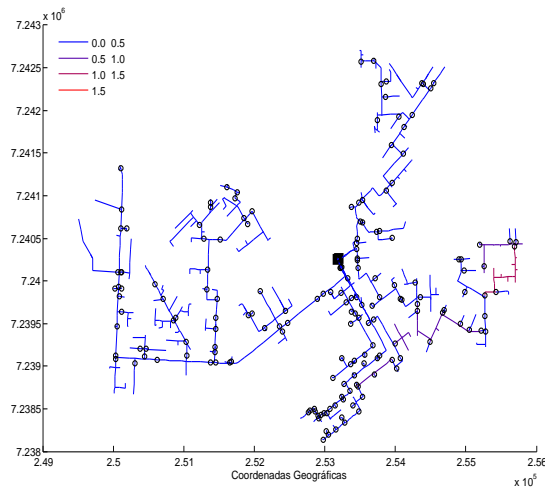


Figura 44: DEC S3 - Período 2

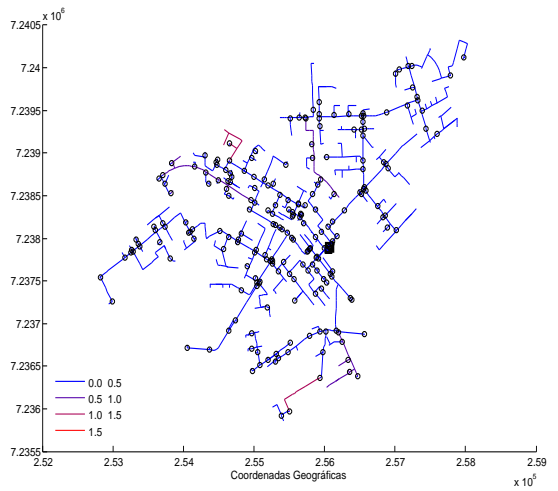


Figura 45: DEC S4 - Período 2

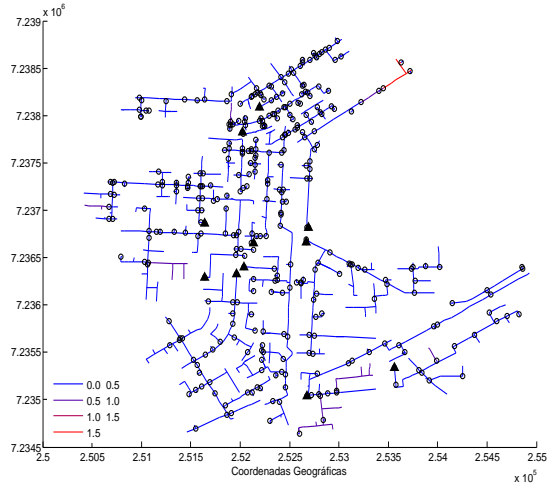


Figura 46: DEC S5 - Período 2

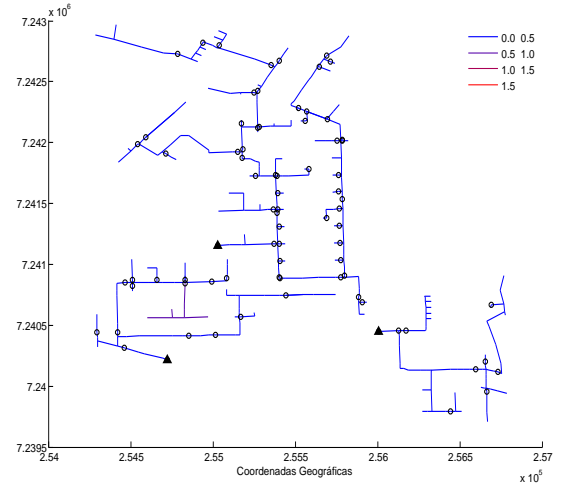


Figura 47: DEC S6 - Período 2

Os resultados das estimativas para o DEC para o período 3 são apresentados na Tabela 18, destacando-se o alimentador com maior valor de cada subestação.

A seguir, mostram-se nas Figuras 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54 e 55, os alimentadores de cada subestação, para o período 3, quanto as estimativas para o DEC de cada bloco de carga.

Tabela 18: Estimativas para o DEC - Período 3

		S1			S2			
	Média	σ	IC(95%)		Média	σ	IC(95%)	
CRA1	2,60	1,35	2,51	2,68	OCA1	3,15	1,59	3,05 3,25
COA1	2,18	1,31	2,10	2,26	OEA1	2,30	1,41	2,21 2,39
CDA1	5,53	2,13	5,40	5,66	OS	8,70	2,59	8,54 8,86
CN	4,07	1,78	3,96	4,18	OTA1	3,83	1,71	3,72 3,93
CQ	2,11	1,24	2,03	2,18	ORA1	2,33	0,75	2,29 2,38
					OVA1	3,92	1,85	3,81 4,04
		S3			S4			
	Média	σ	IC(95%)		Média	σ	IC(95%)	
PCA1	1,98	1,20	1,90	2,05	SZA1	3,91	1,89	3,79 4,02
PE	7,03	2,47	6,88	7,18	SG	4,21	1,88	4,09 4,33
PIA1	4,18	1,97	4,05	4,30	SDA1	5,43	2,19	5,29 5,57
PGA1	1,58	1,16	1,51	1,65	SPA1	3,86	1,65	3,76 3,96
PMA1	2,59	1,38	2,51	2,68	SCA1	2,97	1,47	2,87 3,06
PPA1	2,43	1,31	2,35	2,51	SBA1	1,91	1,20	1,84 1,99
		S5			S6			
	Média	σ	IC(95%)		Média	σ	IC(95%)	
CRA2	3,27	1,54	3,18	3,37	PIA2	3,13	1,30	3,05 3,21
COA2	2,15	1,12	2,09	2,22	SPA2	1,40	0,85	1,35 1,45
CDA2	1,76	1,22	1,69	1,84	SCA2	2,71	1,16	2,64 2,78
PGA2	2,51	1,30	2,43	2,59	S7			
PMA2	2,90	1,55	2,80	2,99		Média	σ	IC(95%)
PPA2	2,59	1,49	2,50	2,69	PCA2	2,48	1,33	2,40 2,56
SDA2	2,35	1,21	2,28	2,43	ORA2	3,40	1,57	3,31 3,50
SBA2	1,62	1,06	1,55	1,69	S8			
OTA2	2,75	1,45	2,66	2,84		Média	σ	IC(95%)
OVA2	2,99	1,43	2,90	3,08	OEA2	2,08	1,25	2,00 2,16
SZA2	4,05	1,70	3,95	4,16	OCA2	3,00	1,05	2,93 3,06

 σ : desvio-padrão amostral

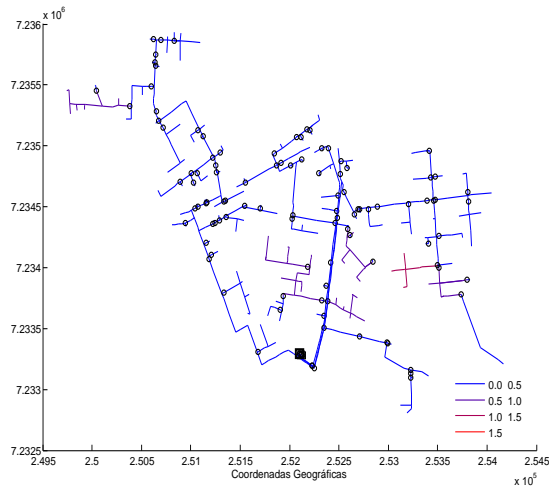


Figura 48: DEC S1 - Período 3

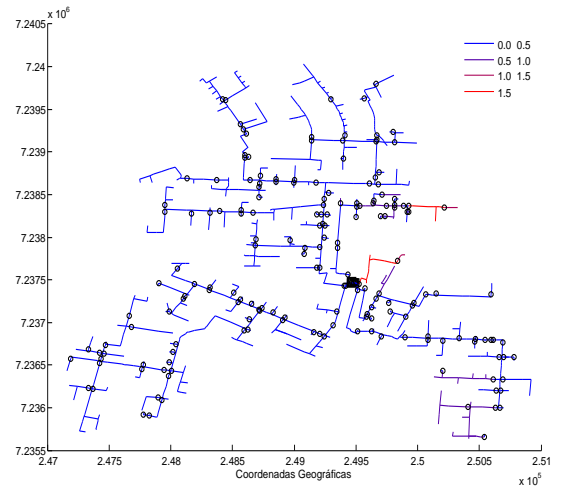


Figura 49: DEC S2 - Período 3

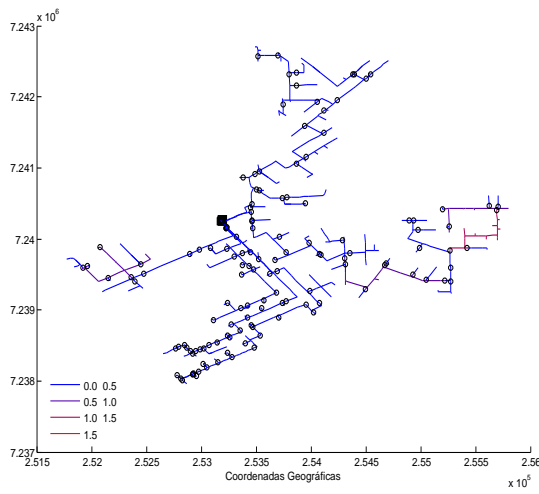


Figura 50: DEC S3 - Período 3

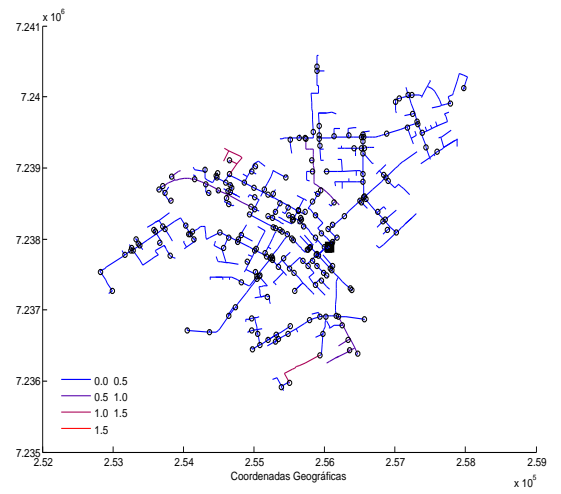


Figura 51: DEC S4 - Período 3

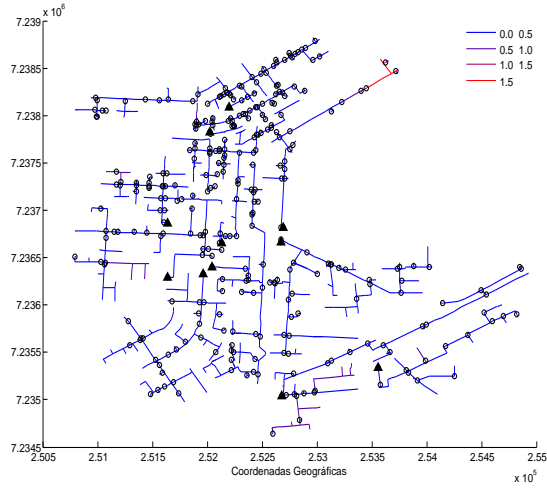


Figura 52: DEC S5 - Período 3

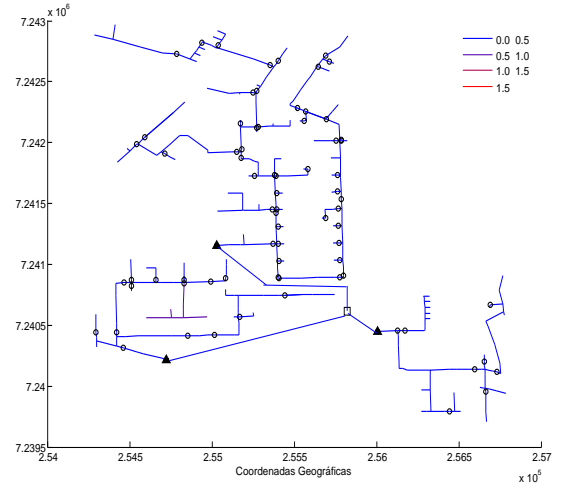


Figura 53: DEC S6 - Período 3

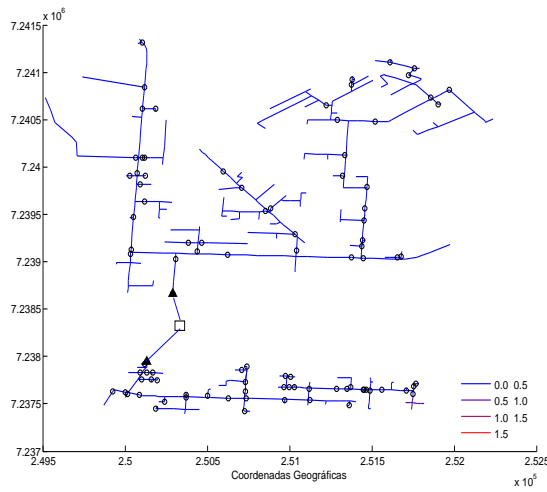


Figura 54: DEC S7 - Período 3

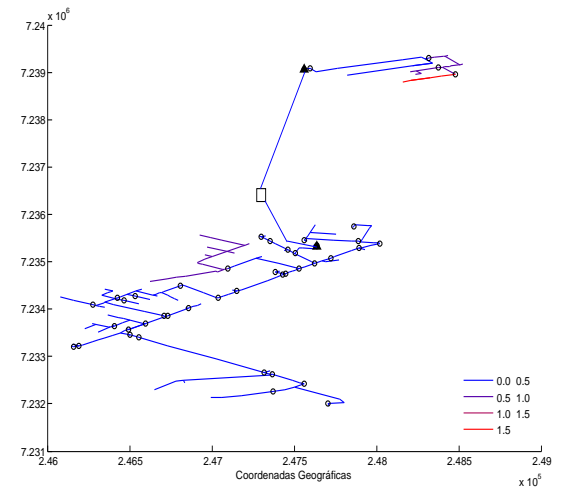


Figura 55: DEC S8 - Período 3

No período 4, nenhuma nova subestação será instalada porém, existe indicação de mudança na rede quanto aos trechos a serem abertos. Tais trechos estão em negrito na Tabela 23 apresentada no Anexo H e os índices apresentados podem auxiliar o planejador na escolha de abertura de trechos já no terceiro período.

Os resultados das estimativas para o FEC, são apresentados nas Tabelas 19, 20 e 21. Os alimentadores com maiores valores, de cada subestação, estão em negrito.

Tabela 19: Estimativas para o FEC - Período 1: atual

	S1			S2					
	Média	σ	IC(95%)	Média	σ	IC(95%)			
CR	2,68	1,06	2,61	2,74	OC	2,38	1,11	2,31	2,45
CO	2,43	1,04	2,37	2,50	OE	1,95	1,02	1,89	2,01
CD	3,54	1,39	3,46	3,63	OS	6,14	1,76	6,03	6,25
CN	2,89	1,22	2,81	2,96	OT	3,45	1,32	3,37	3,53
CQ	1,48	0,84	1,43	1,53	OR	3,24	1,29	3,16	3,32
					OV	3,25	1,33	3,17	3,33
	S3			S4					
	Média	σ	IC(95%)	Média	σ	IC(95%)			
PC	2,44	1,13	2,37	2,51	SZ	3,16	1,43	3,07	3,25
PE	4,93	1,66	4,86	5,03	SG	3,02	1,29	2,94	3,10
PI	3,38	1,21	3,3	3,45	SD	4,61	1,59	4,51	4,71
PG	2,75	1,26	2,68	2,83	SP	3,02	1,29	2,94	3,10
PM	3,52	1,36	3,43	3,6	SC	4,14	1,48	4,04	4,23
PP	3,30	1,36	3,22	3,39	SB	1,59	0,84	1,54	1,65

σ : desvio-padrão amostral

Comparando-se os resultados tem-se que os alimentadores com maior FEC são os mesmos que possuem maior valor para o DEC. Quanto aos alimentadores OS, PE, SG, CN e CQ a proposta foi de manter a configuração inicial. Os alimentadores OS e CQ são alimentadores com cargas baixas e possuem 23 e 76 chaves, respectivamente. Porém o alimentador OS apresenta estimativas DEC e FEC com valores altos. Este fato pode estar relacionado ao número de falhas considerado para tal alimentador. Isso reforça a importância da extração de parâmetros de entrada que devem vir de estudo estatístico do histórico do alimentador, no que se refere as falhas.

Tabela 20: Estimativas para o FEC - Período 2

S1					S2				
	Média	σ	IC(95%)			Média	σ	IC(95%)	
CRA1	1,85	0,88	1,80	1,91	OC	2,38	1,11	2,31	2,45
COA1	1,42	0,83	1,37	1,47	OE	1,95	1,02	1,89	2,01
CDA1	3,88	1,413	3,79	3,966	OS	6,14	1,759	6,03	6,248
CN	2,88	1,22	2,81	2,96	OTA1	1,73	0,98	1,67	1,80
CQ	1,48	0,84	1,43	1,53	OR	3,24	1,29	3,16	3,32
					OVA1	2,77	1,24	2,69	2,84
S3					S4				
	Média	σ	IC(95%)			Média	σ	IC(95%)	
PC	2,44	1,13	2,37	2,51	SZA1	2,74	1,29	2,66	2,82
PE	4,93	1,66	4,83	5,03	SG	3,02	1,29	2,94	3,10
PIA1	2,94	1,34	2,85	3,02	SDA1	3,81	1,46	3,72	3,90
PGA1	1,12	0,79	1,07	1,16	SPA1	2,71	1,12	2,64	2,78
PMA1	1,96	0,95	1,90	2,02	SCA1	1,71	0,96	1,65	1,77
PPA1	1,70	0,87	1,64	1,75	SBA1	1,35	0,82	1,30	1,40
S5					S6				
	Média	σ	IC(95%)			Média	σ	IC(95%)	
CRA2	2,43	1,09	2,36	2,49	PIA2	2,20	0,87	2,14	2,25
COA2	1,59	0,82	1,542	1,64	SPA2	0,99	0,59	0,96	1,03
CDA2	1,24	0,82	1,19	1,29	SCA2	1,91	0,83	1,86	1,96
PGA2	1,77	0,89	1,71	1,82					
PMA2	2,06	1,08	1,99	2,12					
PPA2	1,81	0,99	1,75	1,88					
SDA2	1,67	0,82	1,62	1,72					
SBA2	1,15	0,73	1,11	1,20					
OTA2	2,58	1,11	2,51	2,65					
OVA2	2,11	0,98	2,05	2,17					
SZA2	2,85	1,13	2,78	2,92					

Tabela 21: Estimativas para o FEC - Período 3

S1					S2				
	Média	σ	IC(95%)			Média	σ	IC(95%)	
CRA1	1,85	0,88	1,80	1,91	OCA1	2,22	1,06	2,16	2,29
COA1	1,42	0,83	1,37	1,47	OEA1	1,61	0,94	1,55	1,67
CDA1	3,88	1,41	3,79	3,97	OS	6,14	1,76	6,03	6,25
CN	2,88	1,22	2,81	2,96	OTA1	1,73	0,97	1,67	1,79
CQ	1,48	0,84	1,43	1,53	ORA1	1,65	0,42	1,62	1,67
					OVA1	2,76	1,24	2,69	2,84
S3					S4				
	Média	sigma	IC(95%)			Média	sigma	IC(95%)	
PCA1	1,39	0,81	1,34	1,44	SZA1	2,74	1,29	2,66	2,82
PE	4,93	1,66	4,83	5,03	SG	3,02	1,29	2,94	3,10
PI	2,94	1,34	2,85	3,02	SDA1	3,81	1,46	3,72	3,90
PGA1	1,12	0,79	1,07	1,17	SPA1	2,71	1,12	2,64	2,78
PMA1	1,82	0,93	1,77	1,88	SCA1	2,07	0,97	2,01	2,13
PPA1	1,70	0,87	1,64	1,75	SBA1	1,35	0,82	1,30	1,40
S5					S6				
	Média	sigma	IC(95%)			Média	sigma	IC(95%)	
CRA2	2,43	1,09	2,36	2,49	PI	2,20	0,87	2,14	2,25
COA2	1,59	0,82	1,54	1,64	SPA2	0,99	0,59	0,96	1,03
CDA2	1,24	0,82	1,19	1,29	SCA2	1,91	0,80	1,86	1,96
PGA2	1,77	0,89	1,71	1,82	S7				
PMA2	2,05	1,05	1,98	2,11		Média	sigma	IC(95%)	
PPA2	1,81	1,00	1,75	1,88	PCA2	1,74	0,90	1,69	1,80
SDA2	1,67	0,82	1,62	1,72	ORA2	2,39	1,06	2,32	2,46
SBA2	1,15	0,73	1,11	1,20	S8				
AOA2	2,58	1,11	2,51	2,64		Média	sigma	IC(95%)	
OVA2	2,11	0,98	2,05	2,17	OEA2	1,46	0,84	1,41	1,51
SZA2	2,85	1,13	2,78	2,92	OCA2	2,12	0,65	2,07	2,16

6.4 Considerações Finais do Capítulo

Verifica-se neste capítulo que a metodologia desenvolvida pode ser aplicada em redes reais, a partir de uma base de dados georreferenciada. A rede apresentada para aplicação da metodologia possui 4 subestações, 23 alimentadores com 2101 nós de demanda e o modelo gerou 108788 restrições, com 78551 variáveis sendo 14426 inteiras. Observa-se que tal tamanho de problema não foi encontrado na literatura pesquisada.

Os resultados fornecidos pelo LINGO para o modelo PEXP são de boa qualidade pois são soluções globais para o problema. O aplicativo DPLAN_SCR mostrou-se uma boa ferramenta pois permitiu extrair informações da solução gerada pelo LINGO como a visualização da configuração da rede após otimização, indicando quais e quando novas subestações devem ser instaladas e também os caminhos de conexões na rede.

Foi possível realizar uma avaliação da confiabilidade quanto aos alimentadores da rede, cujos resultados numéricos podem ser obtidos para cada alimentador e cada bloco do alimentador, sendo exportados para planilhas do Excel. A parte gráfica desenvolvida para a avaliação do DEC utilizando-se escala de cores para representar a variação do DEC por bloco, permitiu identificar regiões críticas para que possíveis intervenções possam ser planejadas.

Em resumo, o planejador deve considerar para o cenário considerado na Seção 6.2:

- Instalação de 2 novas subestações no período 2 e 14 chaves seccionadoras.
- Instalação de 2 novas subestações no período 3 e 4 chaves seccionadoras.
- Investigar os alimentadores de cada subestação com maiores indicadores de confiabilidade para possíveis intervenções:
 - Das subestação S1, S2, S3 e S4 do período 1: CD, OS, PE e SD respectivamente.
 - Das subestações S1, S2, S3, S4, S5 e S6: CDA1, OS, PE, SDA1, SZA2 e PIA2, respectivamente.
 - Das subestações S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7 e S8: CDA1, OS, PE, SDA1, SZA2, PIA2, ORA2 e OCA2, respectivamente.

O aplicativo contemplando os algoritmos desenvolvidos mostrou-se de grande auxílio na integração entre dados e modelos e pode ser boa ferramenta para uso em planejamento da expansão, onde pode-se destacar:

- Entrada de dados do alimentador através do menu.
- Entrada de parâmetros do modelo manual, permitindo inserir informações mais detalhadas do alimentador em questão.
- Permite exportar e receber informações de arquivos armazenados em computadores da Concessionária.
- Permite visualização na tela de indicadores de confiabilidade.
- Tem boa interface gráfica no que diz respeito à visualização topológica, pois a tecla zoom do menu gráfico permite observar informações mais detalhadas do alimentador.

Embora não se tenha dado ênfase, o valor em KWh da energia não suprida pelo sistema (ENS) foi considerado nas implementações, e consiste em uma informação que também pode ser utilizada pelo planejador.

Vale ressaltar que a metodologia proposta depende fortemente da experiência e conhecimento do planejador. Ele é o responsável pelos parâmetros de entrada do modelo e também quem avalia as propostas finais pois pode levar em consideração outros aspectos relevantes como, dificuldades operacionais, análises econômicas entre outras.

Embora no cenário apresentado não se considerou a inserção de novos trechos na rede, isso pode ser realizado utilizando-se o sistema que gera a base de dados georreferenciada da rede, inserindo os novos trechos no cadastro antes de gerar os arquivos a serem lidos pelo aplicativo.

O cadastro de dados da rede fornecido pela concessionária é bom, não apresentando erros nos testes de leitura que foram realizados com os 23 alimentadores apresentados neste trabalho. Acredita-se que o algoritmo desenvolvido possa ser utilizado em qualquer rede cujos dados estejam nesta formatação.

No entanto, não foi possível acessar o cadastro relacionado às interrupções, para obtenção dos parâmetros de entrada quanto à confiabilidade (taxa de falha, fato gerador,...) devido a novas mudanças que estão ocorrendo no sistema quanto a estas informações. Este aspecto fica como trabalho futuro a ser desenvolvido.

7 CONCLUSÕES FINAIS

Este trabalho propõe uma metodologia em dois estágios para o problema de expansão em redes de distribuição, agregando critérios de confiabilidade. Foi concebido de forma a ser abrangente, porém flexível, pois permite ao planejador alterar parâmetros de modo a avaliar diferentes cenários.

Na função objetivo foram considerados os custos de investimentos em construções e custos relacionados às perdas técnicas de energia. O fato de realizar o planejamento em múltiplos períodos permitiu representar horizontes de planejamento de longo prazo, possibilitando avaliar os investimentos que serão importantes no futuro.

Foram consideradas as principais restrições do problema real que são a capacidade de subestações e alimentadores, limites de carregamento e tensão e a manutenção da radialidade da rede.

A aproximação linear para o fluxo, que está em termos de corrente, empregada na parcela referente às perdas da função objetivo, permitiu estabelecer um modelo de otimização linear. O modelo linear resultante foi implementado em programa de otimização que utiliza um método de solução baseado no método *branch-and-bound*, permitindo obter a solução ótima do problema de expansão. Embora o problema possa apresentar um grande número de variáveis binárias, a proposta de considerar os alimentadores já construídos, ou seja, supõe-se de antemão a ligação de trechos que compõem os caminhos nos alimentadores, reduziu de forma significativa o espaço de busca.

Apresentou-se também um cenário de planejamento real do modelo multiperíodo de otimização formalizado neste trabalho, considerando o planejamento em três períodos de uma rede de distribuição com 2101 nós de demanda, composto por 4 subestações existentes e 5 subestações possíveis para instalação futura. Os resultados apresentam

uma configuração para a rede de modo a atender o crescimento da demanda nos períodos considerados e também mostram uma estimativa para índices de confiabilidade. Encontraram-se boas soluções, em tempo computacional aceitável sendo que os resultados obtidos demonstraram a viabilidade da aplicação prática desta metodologia em sistemas reais.

Os gráficos construídos para a visualização do índice DEC, por blocos, utilizando-se escala de cores, permitem identificar áreas críticas e auxiliam positivamente o planejador na proposta de projetos para melhorar o sistema de distribuição da nova rede.

Assim, as principais contribuições desta tese podem ser resumidas nos seguintes itens:

- Apresentação de metodologia para o problema da expansão envolvendo critérios de confiabilidade.
- Desenvolvimento de algoritmos que permitem a integração de modelos para planejamento da expansão em redes de distribuição a partir de uma base de dados georreferenciada, contemplando as principais características da rede elétrica de distribuição.
- Redução do esforço para obtenção e tratamento dos dados, através da integração das ferramentas disponíveis em um único ambiente, de modo a aumentar a rapidez e precisão dos resultados, facilitando o desenvolvimento das análises pelos planejadores.
- Aplicação da metodologia em um problema real de grande porte.

Resultados obtidos pelo presente trabalho foram divulgados em congressos sendo publicados resumos e artigo, encontrados nas referências (MILOCA; VOLPI; PINTO, 2012; MILOCA et al., 2012, 2011).

Pelos estudos realizados pode-se relatar alguns aspectos que podem ser aprimorados e são listados como proposta de continuidade dos trabalhos.

- Desenvolver uma análise de fluxo de potência AC após o processo de otimização.

-
- Realização de testes numéricos para o problema PEXP sem a aproximação efetuada na função objetivo referente as perdas, utilizando-se métodos heurísticos para comparação de resultados.
 - Desenvolver algoritmo que permita ligação entre alguns (poucos) nós entre alimentadores de modo a ampliar o rol de possibilidades para o caminho de conexão nos alimentadores. Isto poderia melhorar a topologia dos caminhos de saída de alimentadores conectados a subestações novas.
 - Incorporar na metodologia algoritmo de otimização para alocação de chaves na rede futura, visando a melhoria dos índices de confiabilidade, bem como sua inserção no aplicativo desenvolvido.
 - Incorporar no programa computacional outras funções, como inserir novas chaves e automatizar os arquivos de conexão da rede para reavaliar a confiabilidade, pois na implementação atual isto depende do sistema gerado pela concessionária.
 - Incorporar no programa computacional arquivos de histórico das taxas de falhas para o alimentador e histórico de falhas de equipamentos instalados na rede e propor tratamento estatístico.
 - Inserir no aplicativo, parte gráfica com escala de cores para o indicador FEC.

Referências

- AHUJA, R.; MAGNATI, T.; ORLIN, J. Network flows: Theory, algorithms and applications. Prentice Hall, 1994.
- ANEEL: Agência nacional de energia elétrica. 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br/biblioteca>. Acesso em: 11/10/2012.
- AOKI, K.; NARA, K.; SATOH, T.; KITAGAWA, M.; YAMANAKA, K. New approximate optimization method for distribution system planning. *IEEE. Trans. Power on System*, v. 5, p. 126–132, 1990.
- AYALA-RINCÓN, M.; CONEJO, P. D. A linear time lower bound on mcreight and general updating algorithms for suffix trees. *Algorithmica*, n. 37(3), p. 233–241, 2003.
- BETTONI, L. M. M. *Modelos PLIM para Otimização de Circuitos da Rede de Distribuição Secundária de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — UTFPR, 2011.
- BHOWMIK, S.; GOSWAMI, S.; BHATTACHERJEE, P. A new power distribution system planning through reliability evaluation technique. *Electric Power Systems Research*, v. 54, p. 169–179, 2000.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. *Reliability Evaluation of Engineering Systems Concepts and Techniques*. 2nd. ed. New York: Editora Plenum Press, 1992.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. *Reliability Evaluation of Power Systems*. 2nd. ed. New York: Editora Plenum Press, 1994.
- BLUM, C.; ROLI, A. Metaheuristics in combinatorial optimization: Overview and conceptual comparison. *Journal - ACM Computing Surveys*, New York, v. 35, p. 268–308, 2003.
- BOSSOIS, D.; ZAMBON, E.; GARCIA, B.; AZEREDO, E. Um novo modelo matemático para otimização da confiabilidade em alimentadores. *CBEE/ABEE*, 2007.
- BROWN, R. E. *Electric Power Distribution Reliability*. 2nd. ed. New York: CRC Press, 2009.
- CHOWDHURY, A.; KOVAL, D. *Power Distribution System Reliability - Practical Methods and Application*. New Jersey: John Wiley Sons, 2009.
- COELHO, L. S. Meta-heurísticas bio-inspiradas. In: *II Congresso de Matemática e suas Aplicações*. CWB, 2010. Disponível em: <www.cwb2010.ufpr.br>.

- COPEL: Copel - companhia paranaense de energia elétrica. 2012. Disponível em: <www.copel.com>. Acesso em: 19/10/2012.
- COSSI, A.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 1, p. 205–213, 2005.
- DEB, K. *Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms*. New York: John Wiley Sons, 2002.
- DIAS, E. B. *Avaliação de Indicadores de Continuidade e seu Impacto no Planejamento de Sistemas de Distribuição*. Dissertação (Mestrado) — USP, 2002.
- DIAS, K. C. de O. *Alocação de chaves para melhoria dos indicadores de continuidade de sistemas de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — UFPR, 2009.
- ESRI: Environmental systems research institute. 2012. Disponível em: <<http://www.esri.com/industries/electric/business/distribution>>. Acesso em: 19/03/2012.
- FARRAG, M. A.; EL-METWALLY, M.; EL-BAGES. A new model for distribution system planning. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 21, 1999.
- FLETCHER, R. *Practical Methods of Optimization*. 2nd. ed. New York: John Wiley Sons, 2001.
- GAREY, M. R.; JOHNSON, D. S. *Computers and Intractability: A Guide to the Theory of NP-Completeness*. [S.l.]: W. H. Freeman and Company, 1979.
- GENDREAU, M. *Handbook of Metaheuristics*. Springer, 2010. (International Series in Operations Research & Management Science). ISBN 9781441916655. Disponível em: <<http://books.google.com.br/books?id=xMTS5dyDhwMC>>.
- GLOVER, F.; LAGUNA, M.; MARTI, R. *Scatter Search and Path Relinking: Advances and Applications*. [S.l.]: Kluwer Academic Publishers, 2002.
- GOICOCHEA, A.; HANSEN, D. R.; DUCKSTEIN, L. *Multiobjective Decision Analysis with Engineering and Business Applications*. [S.l.]: John Wiley Sons Inc, 1982. 529 p. p.
- GOLDBARG, M. C.; LUNA, H. P. L. *Otimização Combinatória e Programação Linear*. 2ed. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.
- GOLDBERG, D. E. Genetic algorithms in search, optimization and machine learning. Addison - Wesley Professional, v. 1, 1989.
- GONNEN, T. *Electric power distribution system engineering*. New York: McGraw-Hill, 1986. 752 p.

- GOSWAMI, S.; SINGH, S.; GHOSE, T.; MISHRA, P. Additional cost based distribution system planning. In: *Third International Conference on Power Systems*. [S.l.]: IEEE Computer Society, 2009. p. 70–79.
- HALLIDAY, D.; RESNICK, R. *Fundamentos de Física 3 - Eletromagnetismo*. 2nd. ed. Rio de Janeiro: Editora LTC, 1991.
- HANSELMAN, D.; LITTLEFIELD, B. *MATLAB 6 Curso Completo*. São Paulo: Prentice Hall, 2003.
- HILLIER, F. S.; LIEBERMAN, G. J. *Introduction to Operations Research*. 8th. ed. New York: McGraw-Hill, 2005.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.; ROBBA, E. J. *Introdução aos Sistemas de Energia Elétrica*. 2nd. ed. São Paulo: Blucher, 2010.
- KERSTING, W. H. *Distribution System Modeling and analysis*. [S.l.]: CRC Press Taylor Francis, 2006. 421 p.
- KNIGHT, U. G. The logical design of electrical networks using linear programming methods. *IEE Proceedings*, v. 33, n. A, p. 306–314, 1960.
- KUABARA, H.; NARA, K. Multi-year and multi-state distribution system expansion planning by multi-stage branch exchange. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 1, p. 457–463, 1997.
- LAVORATO, M.; FRANCO, J.; RIDER, M.; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2011.
- LINGO. *LINGO 12.0 - User's Guide*. Chicago: LINDO Systems Inc, 2006.
- MCCREIGHT, E. M. A space economical suffix-tree construction algorithm. *Journal of the Association for Computing Machinery*, n. 23(2), p. 262–272, 1976.
- MILOCA, S. A.; VOLPI, N.; KARAS, E.; RIBEIRO, A. A. Expansion planning problem of an electrical network with reliability. In: *II Brazil-China Symposium on Applied and Computational Mathematics*. [s.n.], 2012. Disponível em: <www.mat.ufpr.br/eventos/brazil-china>.
- MILOCA, S. A.; VOLPI, N.; NAKONECZNY, D.; RIBEIRO, K. Modelo de otimização para o planejamento de subestações em redes de distribuição de energia elétrica. In: *I SMNC - Simpósio de Métodos Numéricos Computacionais da Universidade Federal do Paraná e XII Semana do Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia*. [s.n.], 2011. Disponível em: <www.ppgmne.ufpr.br/semana/SMNC2011-concluido/TrabalhosPublicados>.
- MILOCA, S. A.; VOLPI, N.; PINTO, C. L. S. Problem of expansion of an electrical network with reliability. In: *EngOpt 2012 - International Conference on Engineering Optimization*. [s.n.], 2012. Disponível em: <www.engopt.org>.

- MIRANDA, V.; RANITO, J.; PROENÇA, L. M. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on Power*, v. 9, n. 4, p. 1927–1933, 1994.
- NR10: Norma regulamentadora ministério do trabalho e emprego. 2013. Disponível em: <www010.dataprev.gov.br>. Acesso em: 18/01/2013.
- ONS: Operador nacional do sistema elétrico. 2011. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 10/2011.
- PONNAVAIKKO, M.; RAO, K.; VENKATA, S. Distribution system planning through quadratic mixed integer programming approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 2, p. 1157–1163, 1987.
- PRODIST: Procedimentos de distribuição. 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br/area>. Acesso em: 26/10/2012.
- SILVA, M. D.; RODRIGUES, A.; CASTRO, C.; NETO, A.; MOUTINHO, E.; NETO, N.; CAVALCANTE, A. An application of predictive reliability analysis techniques in brazil's northeast distribution networks. *Electrical Power & Energy Systems*, p. 155–162, 2006.
- SOUDI, K. T. F. Optimized distribution protection using binary programming. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 13, n. 1, p. 218–224, 1998.
- TURKAY, B. Distribution system planning using mixed integer programming. *Elektrik*, v. 6, n. 1, p. 37–48, 1998.
- VAZIRI, M.; TOMSOVIC, K.; GONEN, T. Distribution expansion problem revisited: Part 1- categorical analysis and future directions. In: *IEEE Power and Energy Systems Proceedings*. [S.l.]: IEEE, 2000.
- VAZIRI, M.; TOMSOVIC, K.; GONEN, T. Distribution expansion problem revisited: Part 2- proposed modeling and formulation. *Proc. 4th Int. Conf. Power Energy Systems*, p. 283–290, 2000.
- YOSHIMOTO, E. *Planejamento de Redes Secundárias de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, 2003.

ANEXO A - Exemplo Conect_Primária

Tabela 22: Parte da Matriz conect_primária

NUM_GEO_OB	NUM_SEQ__1	NUM_SEQ__2	NOME_TAB	INDIC_POSI
710821172	710844671	610844671	ALIMENTADOR	F
937701177	612954803	937701178	TRECHO_PRIMARIO	F
937701181	937701178	937701186	TRECHO_PRIMARIO	F
937701184	937701186	937701182	TRECHO_PRIMARIO	F
610820509	610832388	613887354	TRECHO_PRIMARIO	F
610820517	610832364	610832386	TRECHO_PRIMARIO	F
.
610844670	610844675	610844668	TRECHO_PRIMARIO	F
.
.
930553801	610832268	930553802	CHAVE	F
610820501	610832291	610832306	CHAVE	F
610820647	610832119	610834482	CHAVE	A
610820953	613998472	610832128	CHAVE	F
610821172	610844671	610844675	CHAVE	F
610821308	610832451	613887350	CHAVE	F
610821358	613940446	610832308	CHAVE	F
.
.
.
937703593	937701182	937703595	POSTO	F
610820529	610832448	610832470	POSTO	F
610820668	610832172	610832178	POSTO	F
610820693	610832170	610832177	POSTO	F
610820707	610832184	610832189	POSTO	F
610820827	610832200	610832208	POSTO	F
610820954	610832145	610832150	POSTO	F

ANEXO B - Implementação Gráfica

CONTRUIR GRÁFICOS

%Function implementada por Simone Ap. Miloca\\

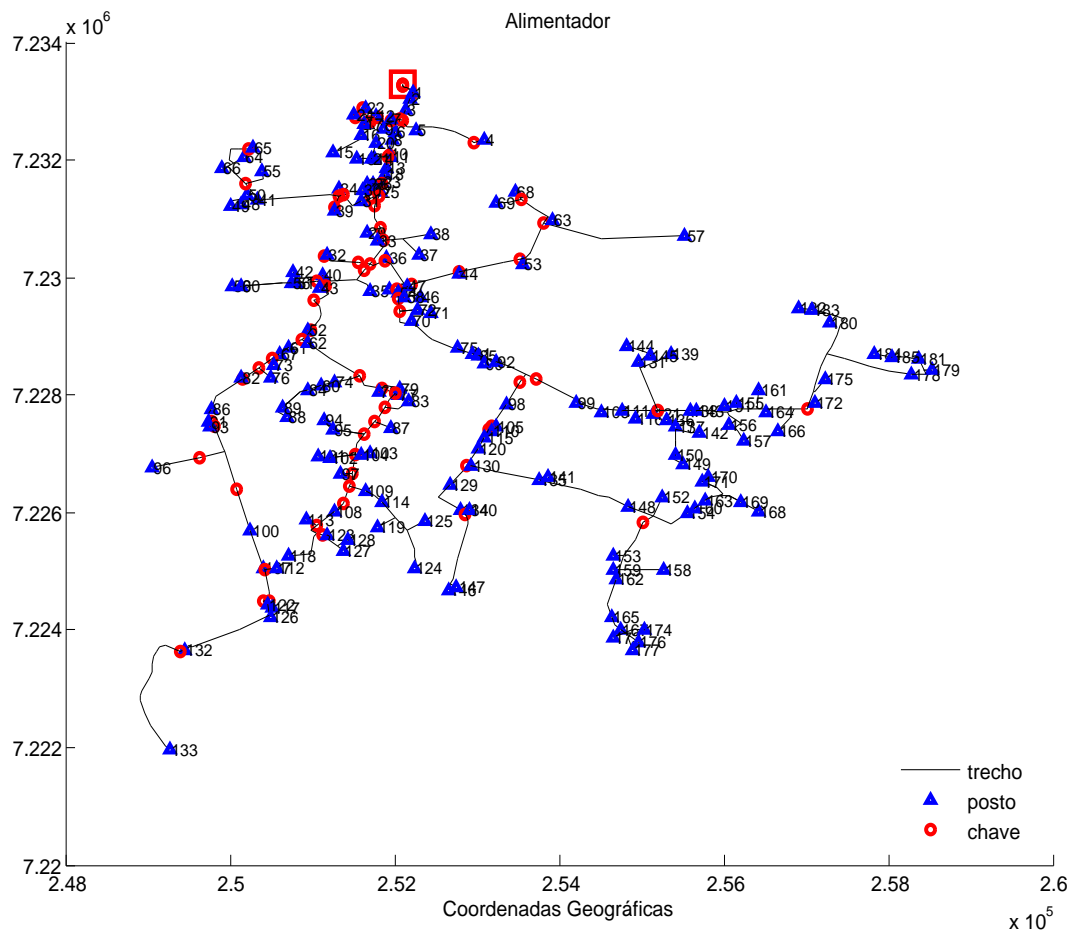
```
%Esta rotina associa os resultados do LINGO as coordenadas geográficas
de trechos, postos, chaves permitindo o desenho do alimentador.

function figrede = figuratrechos_redeg(rfaliment, redetoda)
[linrede colrede]=size(rfaliment);
[linredel colredel]=size(redetoda);
enumera=(1:linrede);
figrede=figure(12);
cor=(0.9*(rand(1,3)));
contc=1;
contc=1;

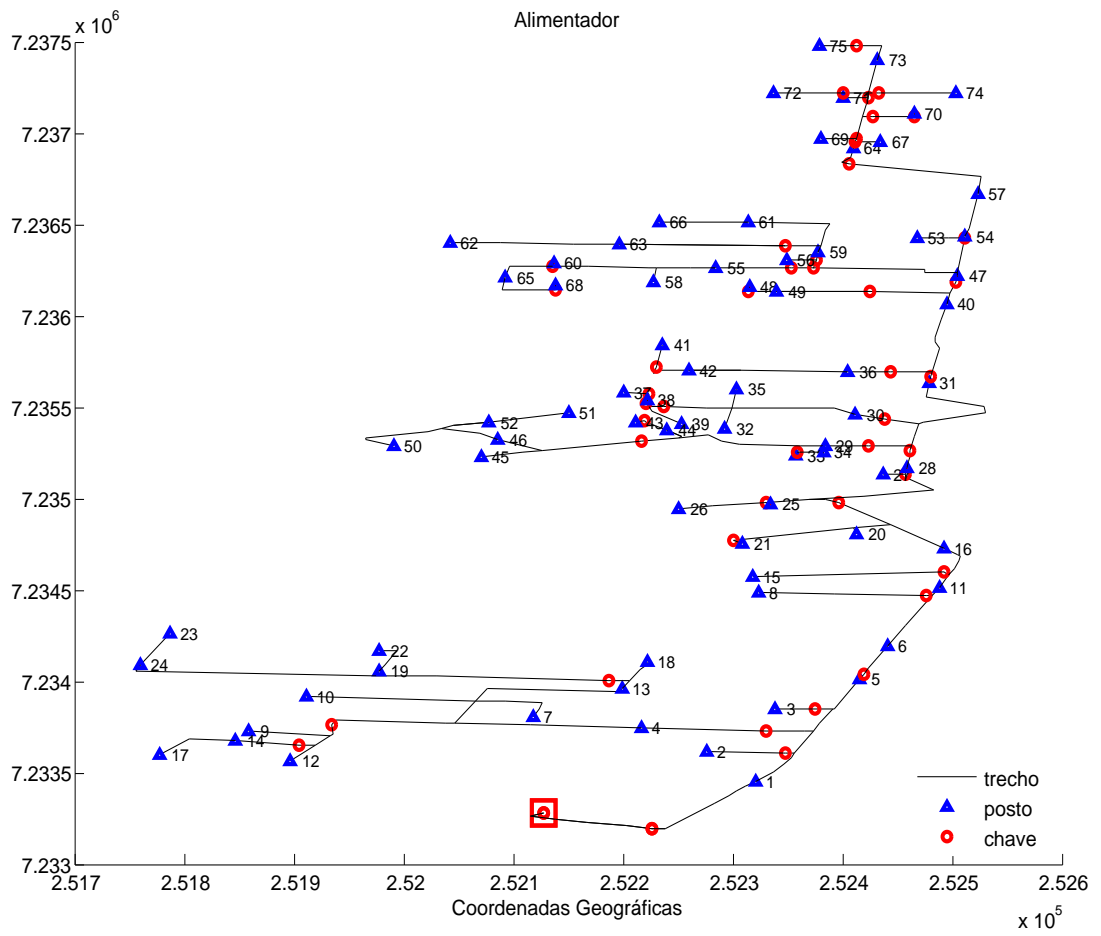
for kk=4:8:3+linrede*8;

    for i=1: linredel
        if redetoda(i,kk)==0 && redetoda(i,kk-1)==0
            break
        elseif (redetoda(i,kk)==0) && (redetoda(i,kk-1)~=0)
            al=plot(redetoda(i,kk+1),redetoda(i,kk+2),'rs',...
                'markersize',10,'LineWidth',2);
            text(redetoda(i,kk+1)-2,redetoda(i,kk+2),...
                '\fontsize{14}\bfS1')
            hold on
        elseif redetoda(i,kk)==1 % se for trecho
            tr= line([redetoda(i,kk+1) redetoda(i,kk+3)],...
                [redetoda(i,kk+2), redetoda(i,kk+4)], 'LineStyle',...
                '-','LineWidth',0.5,'Color',[cor(1) cor(2) cor(3)]);
            hold on
        elseif redetoda(i,kk)==2 % se for posto
            po= plot(redetoda(i,kk+1),redetoda(i,kk+2),...
                'k^','markersize',3,'LineWidth',1);
            text(redetoda(i,kk+1),redetoda(i,kk+2),...
                int2str(enumera(cont)),'FontSize',8);
            cont=cont+1;
            hold on
        else % se for chave
            ch= plot(redetoda(i,kk+1),redetoda(i,kk+2),...
                'k.','markersize',1,'LineWidth',1); %se for chave
            text(redetoda(i,kk+1),redetoda(i,kk+2),...
                int2str(enumera(contc))');
            contc=contc+1;
            hold on
        end
        hold on
    end
end
legend_handle=legend([tr,po],'trecho','posto','Location','SouthEast');
set(legend_handle, 'Color', 'none');
set(legend_handle, 'Box', 'off');
xlabel('Coordenadas Geográficas')
box off
end
```

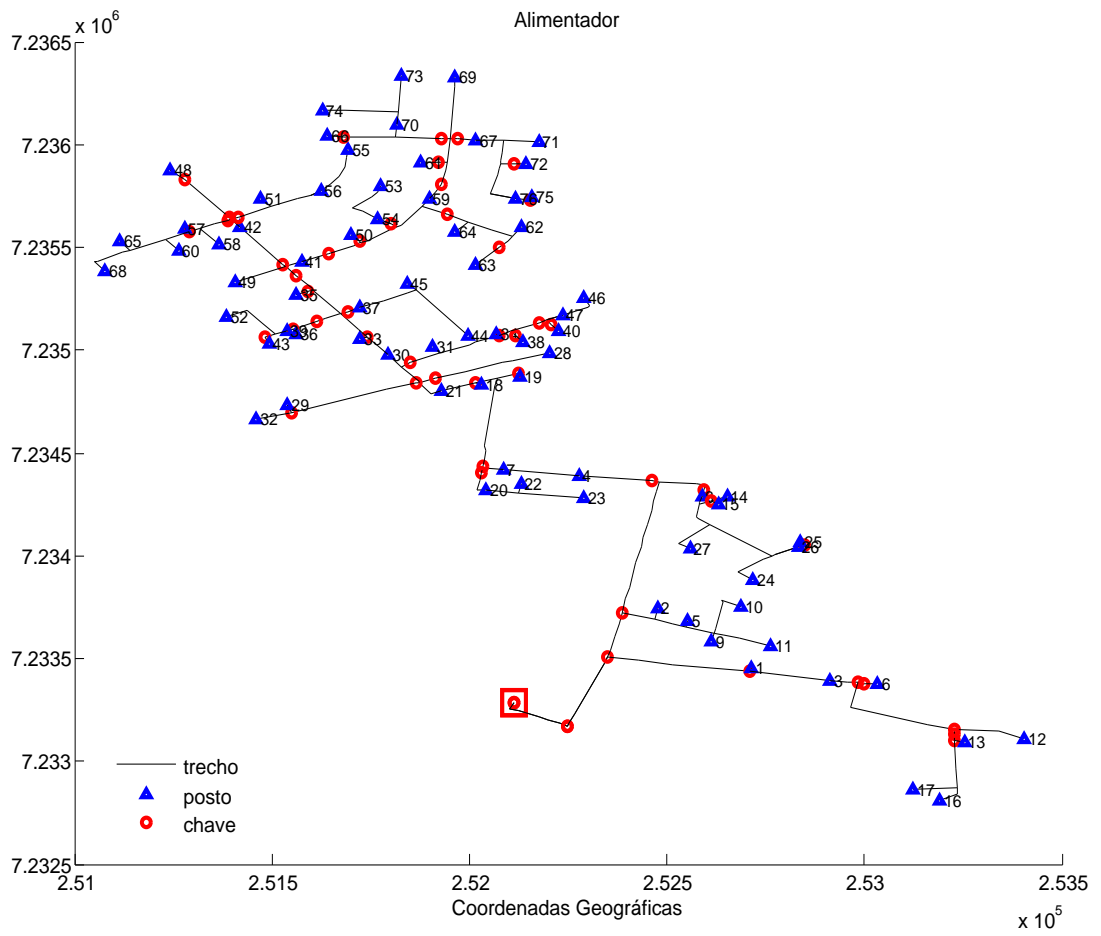
ANEXO C - Alimentador CQ



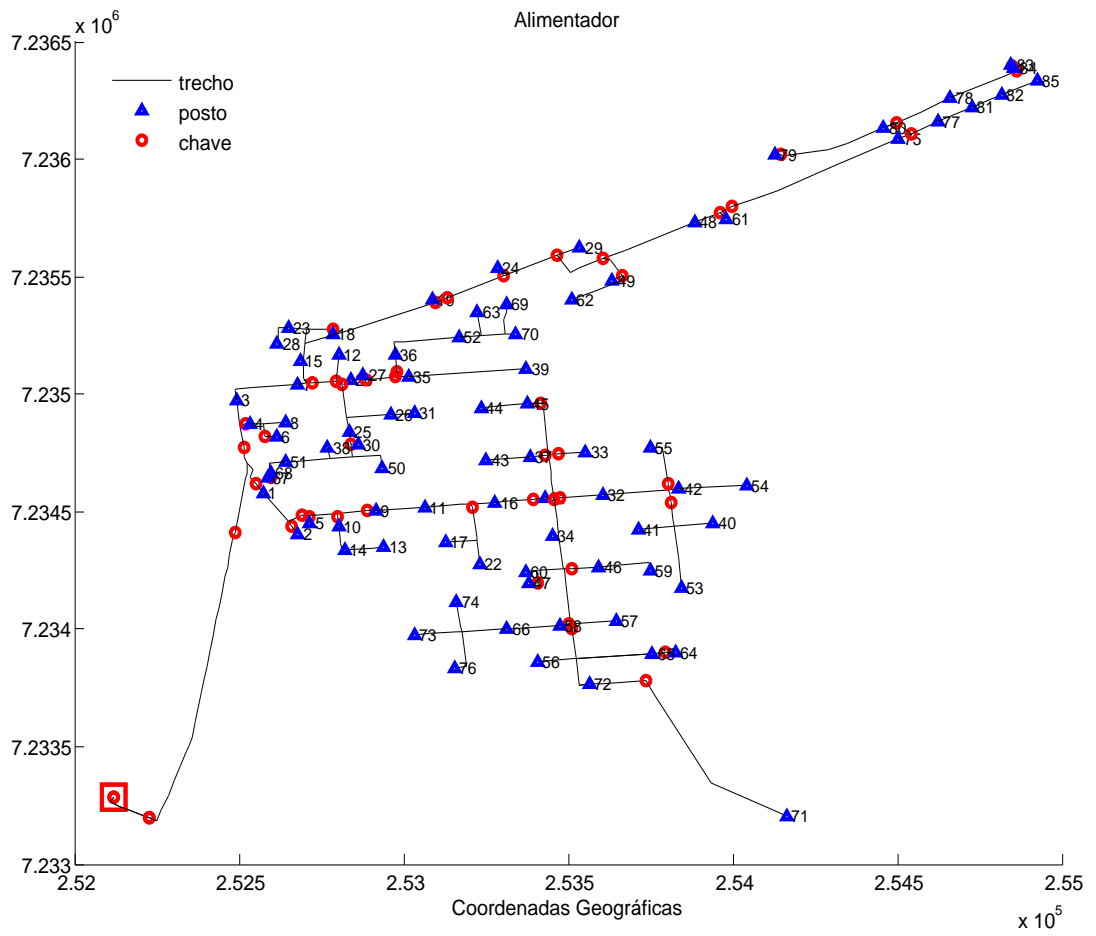
ANEXO D - Alimentador CR



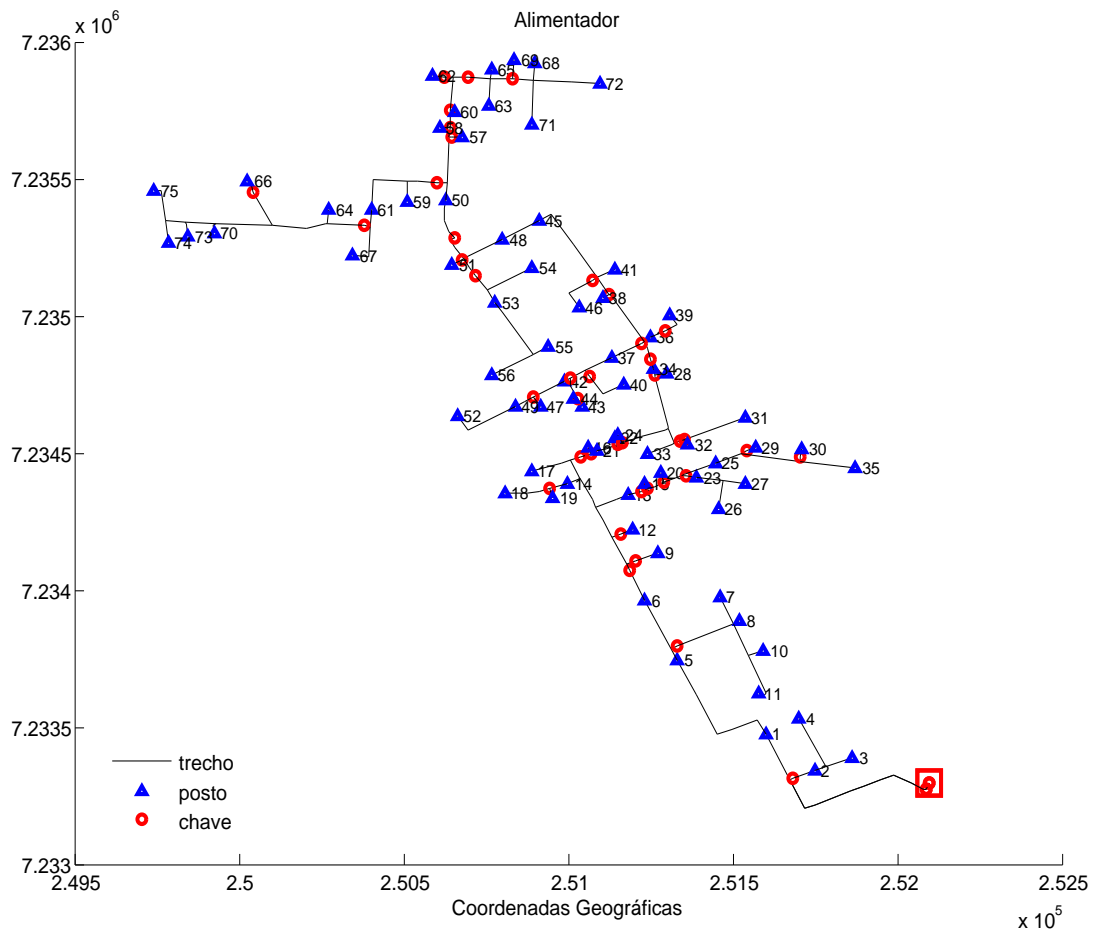
ANEXO E - Alimentador CO



ANEXO F - Alimentador CD



ANEXO G - Alimentador CN



ANEXO H – Estimativas para o DEC

Tabela 23: Estimativas para o DEC - Período 4

S1					S2				
	Média	σ	IC(95%)			Média	σ	IC(95%)	
CRA1	2,65	1,31	2,57	2,73	OCA1	3,15	1,59	3,05	3,25
COA1	2,30	1,28	2,23	2,38	OEA1	2,30	1,41	2,21	2,39
CDA1	5,53	2,13	5,40	5,66	OS	8,70	2,59	8,54	8,86
CN	4,07	1,78	3,96	4,18	OTA1	4,29	1,81	4,18	4,40
CQ	2,11	1,24	2,03	2,18	ORA1	2,33	0,75	2,29	2,38
					OVA1	4,29	1,88	4,18	4,41
S3					S4				
	Média	σ	IC(95%)			Média	σ	IC(95%)	
PCA1	2,93	1,52	2,83	3,02	SZA1	4,03	2,00	3,91	4,15
PE	7,03	2,47	6,88	7,18	SG	4,21	1,88	4,09	4,33
PIA1	4,27	1,91	4,15	4,39	SDA1	5,50	2,16	5,37	5,64
PGA1	2,00	1,23	1,92	2,07	SPA1	3,74	1,67	3,64	3,84
PMA1	3,19	1,54	3,10	3,29	SCA1	2,97	1,47	2,87	3,06
PPA1	2,90	1,50	2,80	2,99	SBA1	1,91	1,20	1,84	1,99
S5					S6				
	Média	σ	IC(95%)			Média	σ	IC(95%)	
CRA2	3,49	1,63	3,39	3,59	PIA2	2,94	1,33	2,86	3,02
COA2	2,21	1,13	2,14	2,28	SPA2	1,37	0,86	1,31	1,42
CDA2	1,76	1,22	1,69	1,84	SCA2	2,71	1,16	2,64	2,78
PGA2	2,79	1,48	2,70	2,88	S7				
PMA2	2,76	1,59	2,66	2,86		Média	σ	IC(95%)	
PPA2	2,37	1,43	2,28	2,46	PCA2	2,02	1,11	1,95	2,09
SDA2	2,71	1,30	2,63	2,79	ORA2	3,40	1,57	3,31	3,50
SBA2	1,62	1,06	1,55	1,69	S8				
OTA2	2,06	1,22	1,98	2,14		Média	σ	IC(95%)	
OVA2	1,64	1,14	1,57	1,72	OEA2	2,08	1,25	2,00	2,16
SZA2	3,79	1,57	3,69	3,88	OCA2	3,00	1,05	2,93	3,06

σ : desvio-padrão amostral