

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

FERNANDO ARAUJO DE AZEVEDO

OTIMIZAÇÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA SUBTERRÂNEA RETICULADA
ATRAVÉS DE ALGORITMOS GENÉTICOS

CURITIBA

2010

Azevedo, Fernando Araujo de
Otimização de rede de distribuição de energia elétrica subterrânea
reticulada através de algoritmos genéticos / Fernando Araujo de
Azevedo. – Curitiba, 2010.
138 f. : il.; graf., tab.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de
Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
Orientador: Alexandre Rasi Aoki

1. Energia elétrica -- Distribuição. 2. Linhas elétricas subterrâneas.
3. Algoritmos genéticos. I. Aoki, Alexandre Rasi. II. Título.

CDD 621.31923

FERNANDO ARAUJO DE AZEVEDO

OTIMIZAÇÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA SUBTERRÂNEA RETICULADA
ATRAVÉS DE ALGORITMOS GENÉTICOS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração em Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

CURITIBA

2010

A Claudia, esposa, e nossos filhos Mariana e Gustavo.

Aos meus pais José e Teresinha e irmãos.

Pelo amor, carinho e companhia de todos durante esta jornada.

AGRADECIMENTOS

À Deus, nosso criador e protetor.

Ao professor Dr. Alexandre Rasi Aoki, pela orientação, tolerância e profissionalismo dedicados a este trabalho e pelo exemplo profissional.

Aos demais professores do Departamento de Engenharia Elétrica, pelo apoio durante suas aulas.

Aos colegas e mestres pelos momentos de vida juntos e pelo companheirismo frente aos inúmeros desafios.

Dedico este trabalho a todos os eletricitas e técnicos que trabalham na área de manutenção da rede subterrânea de Curitiba, com os quais aprendi e aprendo até hoje.

RESUMO

Dado o grande interesse da sociedade expressado pelos inúmeros pedidos para implantação de redes subterrâneas em substituição as redes aéreas. Por outro lado, o intenso controle do órgão regulador sobre a gestão dos ativos e a boa aplicação dos investimentos das concessionárias de serviços de distribuição de energia elétrica. Daí se esboça a necessidade de encontrar soluções para viabilizar a aplicação das redes subterrâneas. Para tanto, este trabalho propõe uma nova metodologia de quantificar o custo das perdas de energia e custo das penalidades pelo fornecimento de energia em tensão de suprimento nas faixas críticas e precárias. A metodologia busca uma solução de otimização geral da qualidade de fornecimento de energia elétrica por redes secundárias de sistemas subterrâneos reticulados de distribuição de energia elétrica através da aplicação de algoritmos genéticos e atuando sobre a configuração de conexão dos transformadores de distribuição à rede primária subterrânea. Já, os métodos de cálculo de fluxo de potência são responsáveis pela obtenção dos resultados de carregamentos, tensão e perdas que darão o suporte para a aplicação e cálculo de uma função objetivo desenvolvida para quantificar o desempenho de cada solução oferecida pelos algoritmos genéticos. Na análise são utilizados dados reais de um trecho da rede subterrânea reticulada de distribuição de energia elétrica da COPEL com 96 barras. Os resultados da solução obtida apresentaram uma grande melhoria da qualidade de tensão nas barras e perdas nos ramos de sistemas elétricos.

Palavras chave: Energia elétrica, Linhas elétricas subterrâneas, Algoritmos genéticos, Otimização de sistema de distribuição, Sistema reticulado de distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

Given the high societal interest expressed by numerous requests for installation of underground electrical distribution systems to replace the overhead lines. Moreover, the intense control of the regulator on the management of assets and the successful implementation of investment by electrical utility companies. Hence, it outlines the need to find solutions to enable the application of underground networks. Therefore, this paper proposes a new methodology to quantify the cost of energy losses and penalty costs for supplying power voltage in the critical and precarious bands. The method seeks a solution to optimize overall quality of electricity supply by low voltage grid of the underground network systems through the application of genetic algorithms and acting on the connection configuration of distribution transformers of the primary network underground. Already, the methods for calculating power flow are responsible for obtaining the results of loads, voltage and loss values that will give support for the application and calculation of an objective function developed to quantify the performance of each solution offered by genetic algorithms. In this analysis it was used the actual data from an underground network system of COPEL with 96 bars. The results of the solution obtained showed a strong improvement of voltage quality in bars and losses in the low voltage system.

Keywords: Electricity, Underground electric lines, Genetic algorithms, Distribution systems optimization, Network system of electric energy distribution.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1.1 – TRANSFORMADOR SUBTERRÂNEO EM POSTE

FIGURA 1.2 – ILUSTRAÇÃO DE UM SISTEMA RETICULADO

FIGURA 1.3 – ILUSTRAÇÃO DO SISTEMA RETICULADO COM O PRIMÁRIO

FIGURA 2.1 – CALÇADAS DE NOVA IORQUE

FIGURA 2.2 – ESTRUTURA DE REDE AÉREA CONVENCIONAL

FIGURA 2.3 – ESTRUTURA DE REDE AÉREA COMPACTA

FIGURA 2.4 – TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL

FIGURA 2.5 – AV. BRASIL DE FOZ DO IGUAÇU – PR

FIGURA 2.6 – CONFIGURAÇÃO DE LINHAS

FIGURA 2.7 – SISTEMA PRIMÁRIO EM RADIAL SIMPLES

FIGURA 2.8 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RESIDENCIAL SUBTERRÂNEA

FIGURA 2.9 – SISTEMA RADIAL PRIMÁRIO EM ANEL ABERTO

FIGURA 2.10 – SISTEMA RADIAL SECUNDÁRIO EM ANEL ABERTO

FIGURA 2.11 – SISTEMA PRIMÁRIO SELETIVO SUBTERRÂNEO

FIGURA 2.12 – SISTEMA PRIMÁRIO SELETIVO MISTO

FIGURA 2.13 – SISTEMA PRIMÁRIO SELETIVO COM RESERVA COMUM

FIGURA 2.14 – SISTEMA RETICULADO GENERALIZADO

FIGURA 2.15 – SISTEMA RETICULADO DEDICADO

FIGURA 2.16 – SISTEMA HÍBRIDO SUBTERRÂNEO

FIGURA 2.17 – BANCO DE DUTOS

FIGURA 2.18 – ACESSÓRIOS DESCONNECTÁVEIS

FIGURA 2.19 – VISTA PLANIFICADA DO POÇO DE INSPEÇÃO

FIGURA 2.20 – INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADOR SUBMERSÍVEL

FIGURA 2.21 – CÂMARA SUBTERRÂNEA

FIGURA 2.22 – DIAGRAMA CABO ISOLADO

FIGURA 2.23 – CIRCUITOS DE CABOS SECUNDÁRIOS EM QUADRIFÓLIO

FIGURA 2.24 – DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

FIGURA 2.25 – DIAGRAMA TRANSFORMADOR C/ PROTETOR DE REDE

FIGURA 2.26 – GRÁFICOS DE FECHAMENTO E ABERTURA

FIGURA 2.27 – TRANSFORMADOR C/ CHAVE E PROTETOR DE REDE

FIGURA 2.28 – DIAGRAMA UNIFILAR DO TRANSFORMADOR E PROTETOR

FIGURA 2.29 – DIAGRAMA VETORIAL

FIGURA 3.1 – FLUXOGRAMA BÁSICO DE UM AG

FIGURA 4.1 – DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO SISTEMA
RETICULADO

FIGURA 4.2 – GRÁFICO DA CURVA DIÁRIA DE CARGA DO SISTEMA
RETICULADO – SEGUNDA À SEXTA-FEIRA

FIGURA 4.3 – GRÁFICO DA CURVA DIÁRIA DE CARGA DO SISTEMA
RETICULADO - SÁBADO

FIGURA 4.4 – GRÁFICO DA CURVA DIÁRIA DE CARGA DO SISTEMA
RETICULADO - DOMINGO

FIGURA 4.5 – FLUXOGRAMA GERAL DA METODOLOGIA

FIGURA 4.6 – FLUXOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA PARTICULARIZADO
PARA O CASO

FIGURA 4.7 – EXEMPLO DE CODIFICAÇÃO DO INDIVÍDUO BARRAS

FIGURA 5.1 – CADASTRO DA REDE SUBTERRÂNEA (COPEL)

FIGURA 5.2 – MAPA DA REGIÃO CENTRAL DE CURITIBA (IPPUC)

FIGURA 5.3 – TRECHO DA REDE SUBTERRÂNEA SIMPLIFICADA

FIGURA 5.4 – DESEMPENHO DO AG – 1.000 GERAÇÕES

FIGURA 5.5 – DESEMPENHO DO AG – 5.000 GERAÇÕES

FIGURA 5.6 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE
PRIMÁRIA – CASO ALTERADO

FIGURA 5.7 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA
REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CASO ALTERADO

- FIGURA 5.8 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CASO ALTERADO
- FIGURA 5.9 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C - CASO ALTERADO
- FIGURA 5.10 – PERDAS NOS RAMOS – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CASO ALTERADO
- FIGURA 5.11 – PERDAS NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CASO ALTERADO
- FIGURA 5.12 – PERDAS NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CASO ALTERADO
- FIGURA 5.13 – PERDAS NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C – CASO ALTERADO
- FIGURA 5.14 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CASO ALTERADO
- FIGURA 5.15 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CASO ALTERADO
- FIGURA 5.16 – PERDAS NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CASO ALTERADO
- FIGURA 5.17 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C – CASO ALTERADO
- FIGURA 5.18 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CIRCUITO ATUAL
- FIGURA 5.19 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CIRCUITO ATUAL
- FIGURA 5.20 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CIRCUITO ATUAL
- FIGURA 5.21 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C – CIRCUITO ATUAL
- FIGURA 5.22 – PERDAS NOS RAMOS DA REDE SECUNDÁRIA – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CIRCUITO ATUAL

FIGURA 5.23 – PERDAS NOS RAMOS DA REDE SECUNDÁRIA – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CIRCUITO ATUAL

FIGURA 5.24 – PERDAS NOS RAMOS DA REDE SECUNDÁRIA – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CIRCUITO ATUAL

FIGURA 5.25 – PERDAS NOS RAMOS DA REDE SECUNDÁRIA – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C – CIRCUITO ATUAL

FIGURA 5.26 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CIRCUITO ATUAL

FIGURA 5.27 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CIRCUITO ATUAL

FIGURA 5.28 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CIRCUITO ATUAL

FIGURA 5.29 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C – CIRCUITO ATUAL

FIGURA 5.30 – MUDANÇA DE CONEXÃO DE TRANSFORMADORES

FIGURA A.1 – RAMO DE UM SISTEMA ELÉTRICO

LISTA DE TABELAS

- TABELA 1.1 – COMPOSIÇÃO DAS REDES URBANAS NO BRASIL
- TABELA 1.2 – COMPOSIÇÃO DAS REDES RURAIS NO BRASIL
- TABELA 3.1 – TERMINOLOGIA VERSUS CONCEITO DA COMPUTAÇÃO
- TABELA 4.1 – DADOS DE BARRAS (EXEMPLO)
- TABELA 4.2 – DADOS DE LINHAS E TRANSFORMADORES (EXEMPLO)
- TABELA 4.3 – NÚMERO DE HORAS DIÁRIAS PARA CADA CONDIÇÃO DE CARGA
- TABELA 4.4 – NÚMERO DE DIAS POR TIPO AO ANO
- TABELA 4.5 – DURAÇÃO (h) E FREQUÊNCIA ANUAL MÉDIA DE DESLIGAMENTOS POR ALIMENTADOR SUBTERRÂNEO
- TABELA 4.6 – NÚMERO DE HORAS/DIA PARA CADA CONDIÇÃO DE REDE
- TABELA 4.7 – EXEMPLO DE DECODIFICAÇÃO DO INDVÍDUO
- TABELA 4.8 – CONFIGURAÇÃO DOS AG
- TABELA 5.1 – RESULTADOS DOS TESTES INICIAIS
- TABELA 5.2 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES E DA FUNÇÃO OBJETIVO COM O CASO ALTERADO
- TABELA 5.3 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES E DA FUNÇÃO OBJETIVO COM O CASO ATUAL
- TABELA A.1 – TIPOS DE BARRAS DE FLUXO DE POTÊNCIA
- TABELA B.1 – DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA RETICULADO
- TABELA B.2 – DADOS DAS LINHAS E TRANSFORMADORES DO SISTEMA RETICULADO

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

C.A. – Corrente Alternada

C.C. – Corrente Contínua

P – Potência Ativa

Q – Potência Reativa

SEP – Sistema Elétrico de Potência

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

U – Tensão [V]

metro – Unidade de Comprimento [m]

I – Corrente [A]

VA – Unidade de Potência Aparente [Volt-Ampére]

W – Unidade de Potência Real [Watt]

p.u. – Por Unidade

TUSD – Taxa de Uso do Sistema de Distribuição

IA – Inteligência Artificial

AE – Algoritmos Evolucionários

EE – Estratégias Evolucionárias

PE – Programação Evolucionária

PG – Programação Genética

AG – Algoritmos Genéticos

FO – Função Objetivo

FP – Fluxo de Potência

FPO – Fluxo de Potência Ótimo

DEC – Duração Média de Interrupção por Consumidor

FEC – Frequência Média de Interrupção por Consumidor

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

COPEL – Companhia Paranaense de Energia

ENERSUL - Empresa de Energia Elétrica de Mato Grosso do Sul

XLPE – Polietileno Reticulado

URD – *Underground Residential Distribution*

DRS – Sistema de Distribuição Residencial Subterrânea

NA – Normalmente Aberta

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

NBR – Normas Brasileiras Registradas

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO..... | 16 |
| 1.1 CONTEXTO DO PROBLEMA | 16 |
| 1.2 PROPOSTA | 20 |
| 1.3 OBJETIVOS..... | 21 |
| 1.4 JUSTIFICATIVA..... | 22 |
| 1.5 REVISÃO BILIOGRÁFICA | 26 |
| 1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO | 29 |
| CAPÍTULO 2 – REDES SUBTERRÂNEAS | 30 |
| 2.1 HISTÓRICO DAS REDES SUBTERRÂNEAS | 30 |
| 2.2 TIPOS DE REDES | 34 |
| 2.3 CONFIGURAÇÕES PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO..... | 37 |
| 2.4 SISTEMA RETICULADO DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA | 49 |
| 2.4.1INFRAESTRUTURA CIVIL PARA SISTEMA SUBTERRÂNEO RETICULADO | 50 |
| 2.4.2REDE PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO..... | 54 |
| 2.4.3REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO..... | 56 |
| 2.4.4PROTETOR DE REDE SECUNDÁRIA RETICULADA | 58 |
| 2.4.5TRANSFORMADOR SUBTERRÂNEO | 60 |
| 2.5 FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES RETICULADAS | 63 |
| 2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO..... | 65 |
| CAPÍTULO 3 – ALGORITMOS GENÉTICOS..... | 66 |
| 3.1 INTRODUÇÃO | 66 |
| 3.2 TERMINOLOGIA..... | 68 |
| 3.3 ESTRUTURA BÁSICA DE UM AG | 69 |
| 3.4 OPERADORES GENÉTICOS | 70 |
| 3.4.1SELEÇÃO | 71 |
| 3.4.2CRUZAMENTO..... | 72 |

| | |
|--|-----|
| 3.4.3MUTAÇÃO | 72 |
| 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO..... | 73 |
| CAPÍTULO 4 – MATERIAIS E MÉTODOS | 74 |
| 4.1 MATERIAIS..... | 74 |
| 4.1.1DADOS PARA O FLUXO DE POTÊNCIA | 74 |
| 4.1.2CONDIÇÕES DE CARGA | 78 |
| 4.2 PREMISSAS DE ESTUDOS DE PLANEJAMENTO | 83 |
| 4.3 FORMULAÇÃO DA FUNÇÃO OBJETIVO..... | 84 |
| 4.3.1CUSTO DAS PERDAS DE ENERGIA | 85 |
| 4.3.2CUSTO DA VIOLAÇÃO DE TENSÃO | 88 |
| 4.4 METODOLOGIA DE OTIMIZAÇÃO DA REDE SECUNDÁRIA | 90 |
| 4.4.1CODIFICAÇÃO DOS INDIVÍDUOS | 92 |
| 4.4.2PARÂMETROS DOS ALGORITMOS GENÉTICOS | 94 |
| 4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO..... | 95 |
| CAPÍTULO 5 – TESTES E RESULTADOS | 96 |
| 5.1 SISTEMA TESTE..... | 96 |
| 5.2 PLANEJAMENTO DAS SIMULAÇÕES | 99 |
| 5.3 TESTES INICIAIS PARA AJUSTE DE PARÂMETROS DOS AG. | 100 |
| 5.4 RESULTADOS DO CASO ALTERADO COM E SEM ALOCAÇÃO | 103 |
| 5.5 RESULTADOS DO CIRCUITO ATUAL COM E SEM ALOCAÇÃO | 112 |
| 5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO..... | 121 |
| CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES..... | 123 |
| 6.1 CONCLUSÕES | 123 |
| 6.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS..... | 124 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 126 |
| ANEXO A – FLUXOS DE POTÊNCIA | 129 |
| A1. O PROBLEMA DO FLUXO DE POTÊNCIA | 129 |
| A2. ALGORITMO DE FLUXO DE CARGA – NEWTON RAPHSON | 133 |
| ANEXO B – DADOS DO SISTEMA RETICULADO | 134 |

| | |
|-----------------|-----|
| B.1 BARRAS..... | 134 |
| B.2 RAMOS..... | 136 |

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO DO PROBLEMA

A energia elétrica, após sua descoberta e domínio ao longo da história do homem, tornou-se um importante fator entre os recursos para o desenvolvimento humano e tecnológico mundial. A massificação do uso da energia elétrica trouxe consequências à expansão dos sistemas e fez que algumas cidades determinassem a aplicação dos sistemas subterrâneos, bem como, exigiu maior capacidade de transmissão entre as usinas hidráulicas e centros de carga, criando-se as linhas de transmissão e o padrão de sistema elétrico de potência (SEP) existente até hoje, dando maior flexibilidade e confiabilidade ao SEP.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica, por sua vez, destinados ao atendimento e ligação dos consumidores também tiveram seu desenvolvimento. Inicialmente, estes sistemas elétricos operavam em corrente contínua (CC), a tensão de distribuição e de entrega aos consumidores finais era a mesma desde a geração até o consumo, para tanto, foram construídas redes elétricas sobre postes de. Depois, os sistemas de distribuição passaram a operar em corrente alternada (CA) e em maior tensão de operação. Estes fatores, juntamente com a implantação de transformadores de distribuição em poste possibilitaram o transporte de maiores blocos de energia até os consumidores.

Para algumas comunidades, todavia, apesar do imenso benefício, as redes elétricas aéreas com seus equipamentos, postes, fios, conectores isoladores, transformadores e outros dispositivos passaram a serem vistos com diferentes olhos. Em 1854, reportava-se que a grande quantidade de fios e equipamentos era muito desordenada, como apresentado em Beament, Moore e Scott (1999).

Passados mais de 120 anos, ainda no período anterior a desregulamentação do setor elétrico brasileiro, o setor de energia era composto basicamente por empresas estatais que detinham cada uma o seu monopólio de atuação definido por uma cidade, região ou estado. Naquele período não havia o ambiente empresarial competitivo, sendo a capacidade de investimento destas empresas dependentes das políticas e da saúde financeira dos governos estadual ou federal. Diante deste cenário, as empresas puderam estabelecer seus próprios critérios para investimentos nos sistemas aéreos e também nos sistemas subterrâneos de distribuição de energia elétrica. Algumas destas empresas definiram um limite de demanda por área, parâmetro definido em função da limitação de atendimento da rede aérea, outras empresas promoveram estudos de crescimento de carga no qual, quando atingido um dado limite de demanda no horizonte de estudo, estabelecia-se a área futura para expansão. Brasília, por exemplo, é uma cidade que foi projetada com sistema subterrâneo e até hoje a rede é expandida com este sistema.

No Brasil, a aplicação das redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica não atinge 2% do total das redes de baixa tensão ($V \leq 1 \text{ kV}$) e de média tensão ($1 \text{ kV} < V \leq 25 \text{ kV}$), conforme apresentado nas Tabelas 1.1 e 1.2.

TABELA 1.1 – COMPOSIÇÃO DAS REDES URBANAS NO BRASIL

| Redes Urbanas | | | | | | |
|---------------|-------------|---------|-------------|---------|-------------|---------|
| Tipo | MT (km) | % | BT (km) | % | MT+BT (km) | % |
| Aérea | 293,625.860 | 98.148 | 488,724.430 | 98.626 | 782,350.290 | 98.446 |
| Subterrânea | 5,541.350 | 1.852 | 6,806.980 | 1.374 | 12,348.330 | 1.554 |
| Total | 299,167.210 | 100.000 | 495,531.410 | 100.000 | 794,698.620 | 100.000 |

Fonte: Dados dos relatórios de revisão tarifária das concessionárias do site da ANEEL - 2010

TABELA 1.2 – COMPOSIÇÃO DAS REDES RURAIS NO BRASIL

| Redes Rurais | | | | | | |
|--------------|---------------|---------|-------------|---------|---------------|---------|
| Tipo | MT (km) | % | BT (km) | % | MT+BT (km) | % |
| Aérea | 1,361,466.740 | 99.997 | 306,949.550 | 99.981 | 1,668,416.290 | 99.994 |
| Subterrânea | 42.820 | 0.003 | 59.530 | 0.019 | 102.350 | 0.006 |
| Total | 1,361,509.560 | 100.000 | 307,009.080 | 100.000 | 1,668,518.640 | 100.000 |

Fonte: Dados dos relatórios de revisão tarifária das concessionárias do site da ANEEL - 2010

Os dados das Tabelas foram montados a partir de informações apresentadas nas notas técnicas das revisões tarifárias de 2007 a 2009 das 60 maiores empresas de um total de 70 concessionárias e 32 permissionárias cadastradas na ANEEL.

Atualmente, em sua maioria, a implantação de novas redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica é motivada pela solicitação das prefeituras para aplicação em projetos de revitalização urbana, em empreendimentos de construção de loteamentos e condomínios residenciais, e por grupos empresariais com a finalidade de criar um diferencial atrativo em regiões comerciais.

Para exemplificar o grande interesse de implantar as redes subterrâneas, apresentamos abaixo uma pequena lista como exemplo das demandas apresentadas pela sociedade:

1) Projeto de Lei Federal 2975/2008 - obriga as concessionárias de energia elétrica a retirar postes, transformadores e fios elétricos de áreas urbanas tombadas pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, instalando em seu lugar redes subterrâneas de distribuição de energia;

2) Projeto de Lei Municipal 10337/2007 – Município de Porto Alegre - Determina o uso redes de infra-estrutura exclusivamente subterrâneas para a transmissão de energia elétrica, de telefonia, de comunicação de dados via fibra óptica, de televisão a cabo e de outros cabeamentos nos locais que especifica e dá outras providências;

3) Projeto de Lei Municipal 10337/2007 – Município de Campinas - Obriga as concessionárias, empresas estatais e empresas prestadoras de serviços que usam cabeamento a fazer instalações subterrâneas;

4) Projeto de Lei Municipal 531/2009 – Município do Rio de Janeiro – Dispõe sobre a obrigatoriedade de serem subterrâneas as instalações de distribuição de energia elétrica, telefonia, internet e de TV a cabo na cidade do Rio de Janeiro e dá outras providências.

5) Projeto de Lei Municipal 3646/2006 – Município do Rio de Janeiro – Dispõe sobre a implantação de fiação subterrânea para fins de instalação elétrica, de telefone e dá outras providências.

Estas tentativas de expedir lei municipal não têm fundamentação legal, pois, as redes de energia são objeto de concessão federal e não cabe ao município legislar sobre ela, mas, as tentativas de mudar a paisagem urbana continuam. No Brasil, a implantação e expansão das redes subterrâneas, no âmbito das empresas concessionárias dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica são definidas por legislação emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Desta forma, sua aplicação está condicionada ao cumprimento de requisitos estabelecidos nas normas técnicas, nos procedimentos de distribuição, nas resoluções e pelas leis federais.

A resolução nº 250 (ANEEL, 2007) estabelece que o custo por melhorias estéticas deve-se integralmente ao interessado, e que a resolução nº 456 (ANEEL, 2000) estabelece as concessionárias como responsáveis pela prestação de um serviço adequado a todos os consumidores, satisfazendo as condições de regularidade, generalidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, modicidade das tarifas e cortesia no atendimento, assim como prestar-se à defesa de interesses individuais e coletivos. Diante do exposto, um sistema subterrâneo de distribuição de energia elétrica somente pode ser implantado se for devidamente justificável técnica e economicamente. Assim sendo, as redes

subterrâneas podem ser aplicadas desde que seu custo, considerado pelo investimento inicial de implantação, das despesas de manutenção, a energia não distribuída e outros custos associados sejam comprovadamente menores que os das redes aéreas de distribuição de energia.

Por sua vez, as ferramentas de cálculo de fluxo de potência e análise de sistemas elétricos, não foram objetos de desenvolvimento e aprimoramento para se estudar os sistemas elétricos em malha subterrânea de baixa tensão (reticulado). Desta forma, considerando o histórico e as implicações mencionadas acima, todos os estudos com o objetivo de reduzir os custos de implantação, manutenção e operação, bem como, as pesquisas e desenvolvimentos para otimização e melhoria do desempenho das redes subterrâneas são de grande importância e fundamentais para viabilizar sua implantação no curto, médio e longo prazo.

1.2 PROPOSTA

Com a desestatização e as novas regulamentações do setor elétrico brasileiro, deu-se início a um novo ambiente de competitividade entre empresas de distribuição de energia elétrica. Esta competição ocorre no âmbito dos resultados econômico-financeiros e pela melhoria da gestão dos ativos do sistema elétrico de potência.

A gestão dos ativos do sistema elétrico de potência é objeto de fiscalização do órgão regulador, a ANEEL. Para tanto, entre outras atribuições, ela analisa a boa aplicação dos investimentos e o desempenho da rede de distribuição de energia elétrica das concessionárias.

Para manter os sistemas subterrâneos e permitir a expansão do sistema reticulado, como tão solicitado pela sociedade, este trabalho propõe o

desenvolvimento de uma metodologia para otimizar a rede secundária através da seleção dos melhores alimentadores a serem conectados a transformadores subterrâneos em um sistema reticulado de distribuição de energia elétrica minimizando os investimentos e custos associados ao atendimento do crescimento de carga. A seleção dos alimentadores aos quais serão conectados os transformadores de um sistema reticulado, proposto neste trabalho, é entendida como um método de identificação do melhor alimentador para conexão do transformador subterrâneo de uma malha secundária de baixa tensão à rede primária.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral desta dissertação é desenvolver uma metodologia de otimização da rede secundária de um sistema reticulado de distribuição de energia elétrica, que busca identificar o melhor alimentador para conexão de cada transformador subterrâneo, minimizando os custos relacionados às perdas de energia e os custos por violação da tensão associada ao atendimento da carga, através do uso de Algoritmos Genéticos, compondo uma ferramenta de análise eficiente e inovadora.

Para tanto os objetivos específicos desta dissertação incluem:

- Apresentar um levantamento dos trabalhos mais atuais sobre otimização de redes secundárias de distribuição de energia elétrica;
- Apresentar um algoritmo desenvolvido para seleção de alimentadores para conexão de transformadores de distribuição em sistemas reticulados baseada em Algoritmos Genéticos; e
- Analisar o desempenho da metodologia desenvolvida em circuitos reais.

1.4 JUSTIFICATIVA

A otimização de redes de energia, sejam elas do tipo aéreas ou subterrâneas, justificam a realização de pesquisas e desenvolvimentos de novos materiais, equipamentos, bem como, das técnicas de construção, operação e manutenção. Também motivam a realização de estudos e desenvolvimento de ferramentas e metodologias para análise e acompanhamento de desempenho de sistemas elétricos, assim como, de ferramentas para o projeto das redes de distribuição com o objetivo de proporcionar melhorias relacionadas com o custo total de implantação, operação e manutenção ao longo de sua vida útil.

Os critérios para aplicação de redes subterrâneas antes e após a desregulamentação do setor de energia elétrica no Brasil, bem como, as atuais regras que envolvem a expansão das redes subterrâneas, necessidade de viabilidade econômica e modicidade tarifária mostrados acima, evidenciam a importância dos trabalhos relacionados com o tema.

A adoção de uma metodologia para otimização de rede de distribuição de energia elétrica subterrânea reticulada pode contribuir para a redução de custos de expansão e reforço deste sistema elétrico. Para tanto, abaixo é apresentada uma descrição do sistema reticulado de distribuição de energia elétrica com as suas principais vantagens, características e indicações para aplicação, assim como, uma breve comparação sobre os fatores de diversidade e métodos utilizados no dimensionamento de redes aéreas e a falta de critérios para redes subterrâneas reticuladas.

O sistema reticulado é um tipo de sistema de distribuição de alta confiabilidade, desenvolvido para atendimento a regiões de alta densidade de carga em tensão secundária de distribuição. Este sistema, devido à grande concentração de carga, como exposto acima, apesar de também construído sob a forma de sistema aéreo, conforme Figura 1.1, existente em Bangkok na Tailândia

e apresentado por Faulkner (2008), é mais comumente construído sob a forma subterrânea, que permite a instalação de maior número de condutores, com maior seção, mais unidades de transformadores e também de maior potência sem causar o mesmo impacto visual e de espaço que uma rede aérea causaria para este atendimento. Não obstante, estes sistemas reticulados também instalados internamente a prédios ou, até mesmo, quando sob as formas de rede aérea ou mista, sem prejuízo na forma de operação, não agregam os benefícios estéticos da instalação subterrânea.



FIGURA 1.1 – TRANSFORMADOR SUBTERRÂNEO EM POSTE

Um sistema reticulado é formado por uma malha secundária de circuitos com cabos totalmente interligados apresenta uma topologia fixa, conforme a ilustração da Figura 1.2, basicamente definida pelo traçado das ruas e quadras da área atendida.

Este sistema também é composto por cabos de média, transformadores, protetores de rede, chaves de manobra, entre outros instalados e protegidos por uma infraestrutura civil. Os cabos da rede de baixa tensão estão instalados em dutos e se conectam nas caixas de passagem. A rede de baixa tensão reticulada se forma quando todos os cabos instalados sob as ruas se interligam formando

uma grande malha aos quais são ligados os consumidores atendidos em tensão secundária de distribuição, conforme apresentado na Figura 1.2.

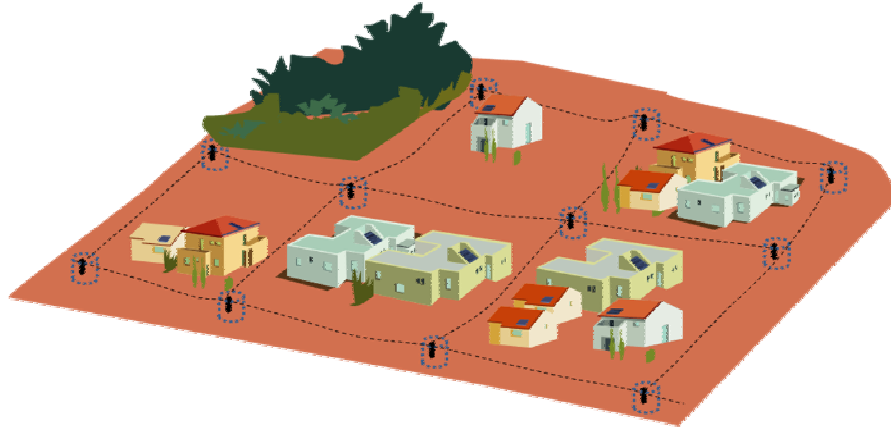


FIGURA 1.2 – ILUSTRAÇÃO DE UM SISTEMA RETICULADO

Esta malha única é suprida com transformadores de diferentes alimentadores primários que são conectados na rede de baixa tensão através das caixas de passagem.

Os alimentadores primários, por sua vez, são circuitos radiais partindo da subestação e ramificando-se até os transformadores instalados nas câmaras subterrâneas como ilustrado na Figura 1.3.

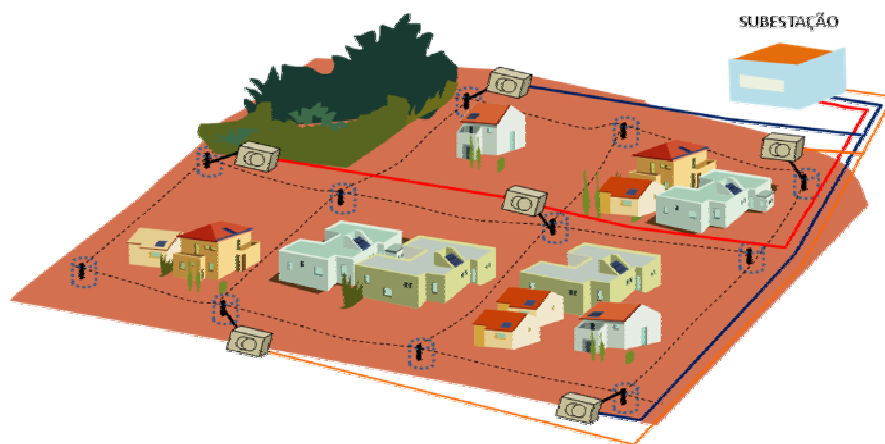


FIGURA 1.3 – ILUSTRAÇÃO DO SISTEMA RETICULADO COM O PRIMÁRIO

Uma das grandes vantagens do sistema reticulado é que o dimensionamento da potência a ser instalada é feito considerando-se um grande número de consumidores, o que faz com que o fator de diversidade ou coincidência seja bem baixo, por exemplo, o valor máximo para projeto de redes radiais e dimensionamento de entradas de serviço utilizado pela Enersul é de 0,8, conforme normatizado em seu manual técnico de distribuição - ATENDIMENTO A EDIFÍCIO DE USO COLETIVO ATRAVÉS DE CÂMARAS DE TRANSFORMAÇÃO (ENERSUL, 2001) - o fator de coincidência médio definido em função da quantidade de consumidores e utilizado no dimensionamento de redes secundárias da COPEL é de 0,51 conforme apresentado na norma - PROJETO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO URBANA (COPEL, 1999). O fator de coincidência calculado do sistema reticulado subterrâneo de Curitiba, quando são elaborados os casos básicos utilizados para execução dos estudos de expansão, contingências e operação do sistema têm sido em torno de 0,6.

Na rede aérea, a definição de qual alimentador primário deve ser conectado aos transformadores é uma consequência da sua localização. Para tanto, é realizado o cálculo do centro de carga da rede de baixa tensão, baseado no cálculo do momento elétrico, depois é escolhido o alimentador mais próximo para conexão à rede primária.

O momento elétrico é definido pelo produto das demandas parciais pela distância a partir de um determinado ponto de referência, calculado nas duas coordenadas x e y, e a localização do transformador é definida pelos pontos (x e y) dados pelo resultado da relação entre o somatório dos momentos elétricos e a soma total das demandas. Outros métodos valem-se da capitalização de perdas na rede de baixa tensão para determinação da melhor localização dos transformadores em relação à carga e à rede de baixa tensão.

A otimização da rede subterrânea reticulada considerando-se o controle de carregamentos da rede de baixa tensão e de transformadores, as perdas na rede

[1] Fator de Diversidade: Razão entre a soma de todas as demandas máximas individuais e a demanda máxima do conjunto de cargas considerado (CEMIG, 2005).

de baixa tensão e o controle da tensão ao longo da rede é um problema mais complexo quando comparado com os métodos de dimensionamento mencionados acima.

As redes reticuladas possuem mais de um transformador e devem estar devidamente dimensionados para atender as contingências do sistema. O critério de número de alimentadores e contingências é definido por cada empresa. A empresa ConEdison, por exemplo, que possui 57 sistemas reticulados em uma área de atendimento de 1.564,35 km² e 3.187.000 consumidores, tem como critério que as redes secundárias subterrâneas que atendem as regiões de Manhattan e Broklyn Downtown devem estar dimensionadas para trabalhar com até duas contingências do sistema primário de distribuição (PIEPIORA, 2006). As demais regiões, não tidas como alta densidade de carga, são dimensionadas para operação com apenas uma contingência do sistema primário.

1.5 REVISÃO BILIOGRÁFICA

A literatura sobre as redes subterrâneas reticuladas de distribuição de energia elétrica não é tão extensa quanto poderíamos imaginar, principalmente quando avaliados a importância do tema e o tempo de sua existência em relação à rede aérea. A maior parte dos trabalhos identificados é destinada à análise de soluções e configurações que possam ajudar a encontrar um tipo de sistema subterrâneo capaz de se justificar perante, e em comparação a uma rede aérea ou a análise de determinadas configurações.

Gangel, Schultz e Simpson (1970) desenvolveram um conjunto de dois programas tipo time sharing para uso em previsão de disponibilidade de circuitos de distribuição subterrâneos. Neste trabalho, desenvolvido em linguagem Basic,

as três medidas de disponibilidade utilizadas no programa são a duração média de interrupção de consumidores por ano (DEC), o tempo de interrupção do último consumidor religado no circuito em análise e a frequência média de interrupções de consumidores por ano (FEC). Da mesma forma, a metodologia para otimização de redes secundárias reticuladas deste trabalho utiliza os dados de DEC e FEC, e ao final o programa confere uma melhoria geral da rede para uma determinada situação proposta. São considerados ainda dados de entrada como os tempos de deslocamentos, localização de defeito e operação de equipamentos por equipes de manutenção.

Em Shao, Rao e Zhang (1991) é relatado o desenvolvimento de um sistema especialista em base de regras chamado SECOND para projeto de sistema secundário de distribuição para redes do tipo radial, monofásico ou trifásico. Este sistema não se aplica as redes subterrâneas reticuladas. A arquitetura geral do programa, as características do sistema são testadas e satisfeitas de acordo com as regras. São verificados os limites térmicos de linhas e transformadores, os limites de queda de tensão, as bitolas de cabos e potências padronizadas dos transformadores e o custo anual. O programa é desenvolvido num ambiente integrado envolvendo Prolog, linguagens Fortran e C e um conjunto de ferramentas gráficas de interface com o usuário.

Mais especificamente sobre transformadores em circuitos rurais, Rajakanthan, Meyer e Dwolatzky (2000) desenvolveram um software baseado em CAD para a elaboração de projeto e delineamento de zonas de atendimento de transformadores diminuindo o comprimento de cabos e maximizando a utilização da sua potência nominal. A rotina do programa produz soluções próximas do ótimo rapidamente. Obviamente utilizando em redes de distribuição de energia em cidades, nem todas as soluções são aceitáveis devido à complexidade da configuração das ruas. Mesmo assim, o programa pode ser usado para rapidamente investigar várias alternativas para o projeto. A base do método utiliza a aproximação heurística para minimizar uma função sem violar uma zona limite

que representa o número máximo de consumidores na zona de um transformador, utilizando a seguinte função:

$$TCL = \sum_{i=0}^{N-1} \sum_{j=0}^{M-1} abs |T_i c_j| \text{ para } M \leq \text{zona limite} \quad (1.1)$$

onde:

- T_i - posição (x, y) do transformador i ;
- c_j - posição (x, y) do consumidor j ;
- $|T_i c_j|$ - distância entre a posição entre T_i e c_j ;
- N - número de transformadores;
- M - número de consumidores para uma determinada zona.

TCL é a soma de toda distância dos consumidores até o transformador em linha reta. O desenvolvimento do software partiu de uma solução do algoritmo de Grimsdale que foi considerado excelente para obtenção do ponto inicial. Depois foram desenvolvidas técnicas para avançar para um estágio aceitável. Na metodologia apresentada para otimização de redes secundárias reticuladas não existe uma zona limite entre circuitos, pois, a malha secundária alimentada por inúmeros transformadores é de um circuito único.

Burk, Bala e Gibson (2007), preocupados com a redução dos custos da energia elétrica devido ao contínuo aumento da construção de plantas de geração de energia, desenvolveram um programa baseado em planilhas de Excel. Este programa que testa uma rede secundária subterrânea utilizando diferentes arquiteturas de rede pré-definidas com vistas a escolher a alternativa com menores perdas nos transformadores e cabos de baixa tensão para reduzir os custos das empresas distribuidoras de energia elétrica. O aplicativo desenvolvido permite efetuar o cálculo das perdas de energia elétrica dos circuitos reais de uma rede, bem como, de todos os sistemas de distribuição de uma concessionária e

caracteriza a carga dos consumidores em função do histórico de consumo de energia dos clientes, porém, não se aplica às redes secundárias reticuladas que tem uma arquitetura única.

1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos, sendo os três primeiros dedicados à descrição e embasamento teórico do trabalho e os demais capítulos apresentando o desenvolvimento e os resultados do trabalho.

O Capítulo 1, introdutório, apresenta a proposta deste trabalho contextualizando-o no atual estado de desenvolvimento das redes subterrâneas. Apresentam-se as pesquisas e estudos de conexão de transformadores em redes de distribuição.

Os capítulos 2 e 3 apresentam as características das redes subterrâneas e os fundamentos dos algoritmos genéticos – AG, descrevendo sua metodologia, características, parâmetros e operadores de ajustes.

No capítulo 4 é relatada a metodologia adotada para a solução do problema com o detalhamento da formulação matemática do problema. Por fim, os capítulos 5 e 6 os resultados e conclusões sobre o trabalho desenvolvido.

CAPÍTULO 2 – REDES SUBTERRÂNEAS

Este capítulo apresenta um breve histórico do desenvolvimento das redes subterrâneas, quando e como surgiram, os tipos de redes subterrâneas desenvolvidas e configurações estabelecendo uma breve comparação com as redes aéreas e a indicação de aplicação. Ao final se descreve um sistema subterrâneo reticulado para melhor entendimento, como ele é operado e os equipamentos que o compõem.

2.1 HISTÓRICO DAS REDES SUBTERRÂNEAS

Em 1879, o Brasil deu início ao uso de energia elétrica mesma época que a Europa e Estados Unidos e logo após o invento do dínamo e da lâmpada elétrica. O primeiro fornecimento comercial de energia elétrica foi através de um sistema subterrâneo instalado na cidade de Nova Iorque em 1882 por Thomas Edison. Este sistema de 100 V em corrente contínua, consistia-se por pesadas barras de cobre, envolvidos por tubos de fibra enterrados no chão. Os altos custos da construção, das perdas e queda de tensão, assim como, a distância das fontes de geração, restringiram a difusão e o desenvolvimento nos primeiros anos dos sistemas elétricos.

Em 1886 teve aplicação o primeiro transformador em Great Barrington, Massachusetts (PANSINI, e SMALLING, 1993) com o uso de sistemas de distribuição de energia em 1000 V em CA e a aplicação de transformadores para atendimento de consumidores em níveis de tensão mais seguros, próximos da tensão CC dos sistemas anteriores. Em Londres, a partir de 1890, as redes aéreas de distribuição de energia que haviam se expandido, seriam consideradas

inaceitáveis e deveriam ser modificadas gradualmente para sistemas subterrâneos. Naquela época, os fabricantes britânicos de cabos que já haviam construído uma reputação na área de telegrafia desenvolveram técnicas para isolamento de cabos de alta tensão e formas mais baratas de enterrar cabos nas ruas viabilizando a implantação dos sistemas subterrâneos (BEAMENT, MOORE e SCOTT, 1999).

No início do século XX, em 1908, a empresa concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado do Rio de Janeiro, LIGHT, já transformava uma parte de sua rede aérea em subterrânea.

Os sistemas subterrâneos de distribuição de energia elétrica em malha reticulada vêm sendo utilizados desde o final do século XIX. Estes sistemas, no princípio, operavam em sistema de distribuição de energia em CC. A primeira rede subterrânea em malha reticulada em CA foi instalada na cidade de Memphis no Tennessee - EUA, instalado em 1907. Em 1925, na cidade de New York este tipo de sistema transformou-se num modelo consagrado para fornecer luz e força em seis malhas subterrâneas atendendo a uma carga total de 27.5MVA, com 100 transformadores em operação (LANDMAN, 2007).

Durante a primeira metade do século 20 a maior parte dos sistemas de distribuição de energia elétrica era aérea. Todavia, com a multiplicação dos sistemas e quantidade de cabos telefônicos, telegráficos e de energia elétrica, formou-se um labirinto aéreo nas calçadas de Nova Iorque no século XX, conforme a Figura 2.1 e fez com que as redes subterrâneas se tornassem esteticamente desejáveis.

Durante a Segunda Guerra Mundial houve um grande desenvolvimento dos materiais plásticos e foram construídas as redes subterrâneas em áreas essenciais para atendimento às finalidades e sobrevivência. Após, houve uma grande expansão dos loteamentos nos subúrbios das cidades devido ao menor risco e exposição aos ataques aéreos, por não serem tratados como alvos de ataques como os centros urbanos.

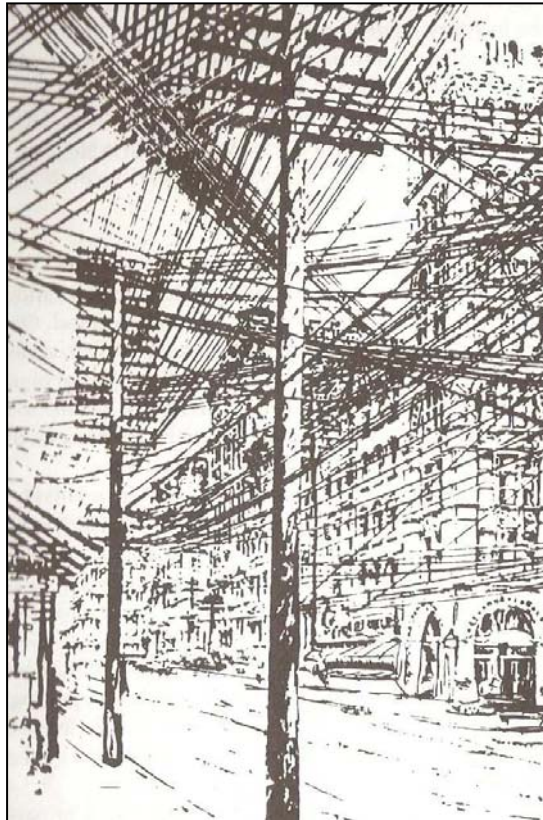


FIGURA 2.1 – CALÇADAS DE NOVA IORQUE

O atendimento de centros comerciais, *shopping centers*, loteamentos residenciais e a expansão industrial associados com a necessidade de mais confiabilidade tornaram os projetos de rede aérea não tão econômicos.

As novas técnicas de construção, os novos materiais, cabos e tipos de emendas mais econômicas e de fácil execução, trazidos com o desenvolvimento durante a Segunda Guerra Mundial ajudaram a mudar esta situação, tornando mais atrativas as redes subterrâneas. O desenvolvimento de transformadores subterrâneos para instalação sob as ruas, o transformador pedestal e as cabines metálicas instaladas ao nível do piso para equipamentos de seccionamento e proteção, trouxeram mais flexibilidade, confiabilidade e relativo baixo custo tornaram as construções mais atrativas e deram mais condições para expansão das redes subterrâneas.

Por fim, com o apoio da opinião pública, o entendimento sobre maior confiabilidade do fornecimento de energia, o impacto ambiental, a poda de árvores e morte de animais por choque elétrico, o risco de acidentes e o aumento do volume de obras ocasionaram maior pressão sobre a redução de preços e sobre a administração das empresas de distribuição de energia.

Estes fatores proporcionaram a economia de escala para implantação destes sistemas. É fato que a padronização técnica e o aprimoramento dos estudos e técnicas de otimização das redes são o melhor caminho para redução dos custos e garantia de criação de oportunidades de expansão do sistema elétrico subterrâneo.

No Brasil, os sistemas subterrâneos em malha reticulada foram iniciados por volta dos anos 60. Estes sistemas tiveram pouca expansão desde a sua implantação inicial devido aos altos custos do modelo quando comparados com as redes aéreas de distribuição. Os maiores custos das redes subterrâneas são os representados pelos transformadores, cabos isolados, conexões da rede primária e os protetores de rede. Os protetores de rede, por sua vez, devido à falta de fabricantes nacionais e, pelos altos custos de importação tornavam proibitiva a sua aplicação.

Com a implementação normativa da ANEEL, as empresas de energia estão restritas a aplicação de investimentos na rede quando analisados sob uma taxa de crescimento da região em estudo e horizonte de planejamento de sete anos, sob pena de comprometer a premissa básica de garantia da modicidade tarifária.

2.2 TIPOS DE REDES

As redes de distribuição de energia elétrica podem ser classificadas de diferentes formas dependendo do critério ou característica considerada. Elas podem ser classificadas em função da tensão de operação, neste caso, temos as redes secundárias até 1.000 V e as redes primárias de distribuição nas tensões maiores que 1 kV até 25 kV.

Também podem ser classificadas em função do tipo de isolamento do condutor. A rede convencional utiliza condutores nus e são muito difundidas no Brasil, com o tipo de estrutura apresentada na Figura 2.1. Há também as redes com cabos protegidos, conhecidas como as redes compactas, conforme a Figura 2.2, obtidas dos manuais de montagem de estruturas da CEMAT (2008) e ELETROPAULO (2005).

A rede compacta protegida é um sistema de distribuição de energia elétrica aéreo, composto, basicamente, de condutores cobertos por uma camada de polietileno reticulado - XLPE, sustentados por um cabo mensageiro de aço, através de espaçadores de material isolante plástico (polímero).

A formação da rede compacta e os cabos protegidos reduzem substancialmente a área de poda das árvores. Além dos imensos ganhos ambientais e urbanísticos esse sistema proporciona significativa redução nas oscilações de tensão, proporcionando uma oferta de energia adequada para indústrias que operam equipamentos de alta sensibilidade.

Outra forma muito conhecida de classificar as redes, objeto deste trabalho, é segundo a forma de instalação, podendo ser redes subterrânea, semi-enterrada ou aérea.

Nas redes aéreas, os condutores, transformadores, chaves e demais equipamentos são instalados sobre postes e fixados através de ferragens eletrotécnicas, espaçadores e isoladores de vidro, de porcelana e, mais

recentemente, através de isoladores fabricados com materiais poliméricos, conforme a Figura 2.2. – estrutura de rede compacta.

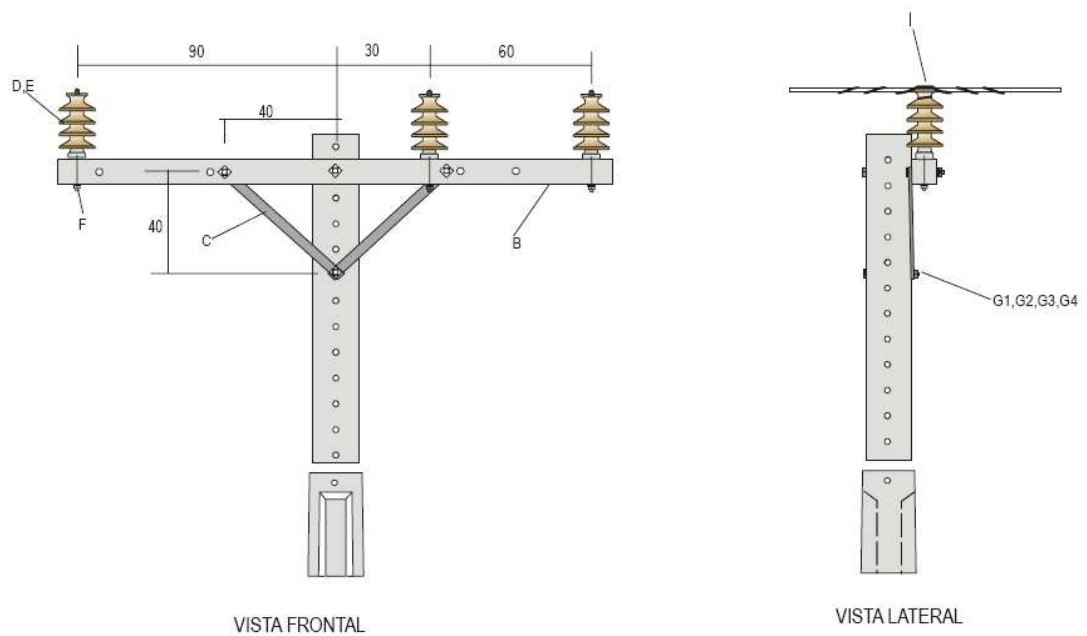


FIGURA 2.2 – ESTRUTURA DE REDE AÉREA CONVENCIONAL [2]

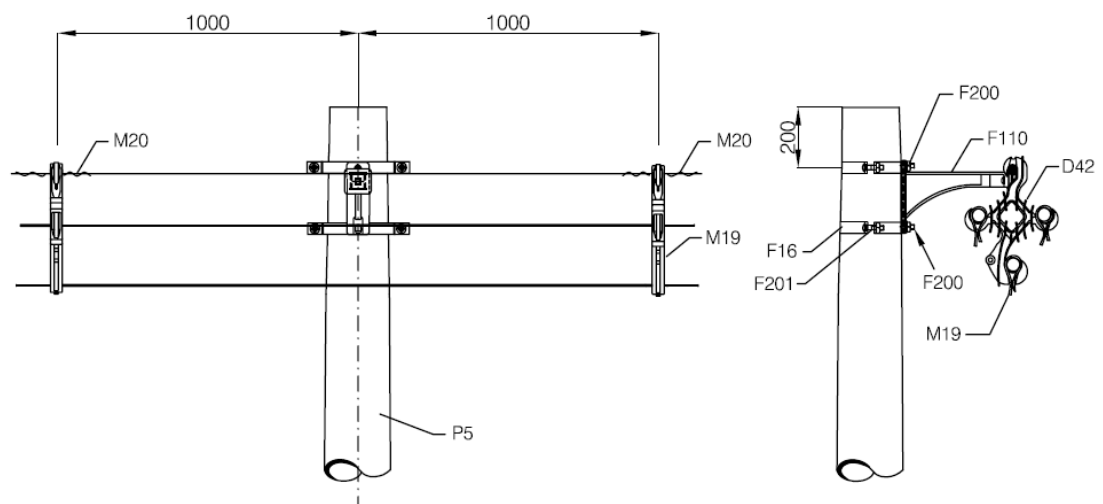


FIGURA 2.3 – ESTRUTURA DE REDE AÉREA COMPACTA [3]

[2] Na figura 2.2, as medidas indicadas estão em centímetros e as letras representam: G1, G2, G3, G4 – parafusos de cabeça quadrada; B – cruzeta de concreto; C – mão francesa plana; D e E – isolador pilar; F – pino autotravante (CEMAT/2008).

[3] Na figura 2.3, as medidas indicadas estão em milímetros e os códigos representam as diferentes peças da referida montagem (ELETROPAULO/2005).

As redes semi-enterradas são sistemas subterrâneos que possuem os cabos enterrados e os equipamentos são instalados sobre o solo, conforme o transformador da Figura 2.4 (transformador tipo pedestal da Cooper Power Systems). Esta aplicação é possível quando existe área suficiente para instalação de painéis e gabinetes externos.

Já os sistemas subterrâneos de distribuição de energia elétrica são caracterizados pelo uso de cabos e equipamentos elétricos totalmente enterrados. São, geralmente, indicados para aplicação em áreas urbanas com média ou alta densidade de carga, onde a utilização da rede aérea é inviável tecnicamente ou quando a instalação de uma rede semi-enterrada não é indicada.

Os cabos de redes subterrâneas podem ser instalados diretamente enterrados ou protegidos por uma infra-estrutura civil composta de bancos de dutos, caixas de passagem, poços de inspeção e câmaras subterrâneas, bem como, de qualquer equipamento ou dispositivo necessário para sua operação e manutenção.



FIGURA 2.4 – TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL

Atualmente, a maior demanda de aplicação de redes subterrâneas tem como motivação as exigências estéticas e por finalidade a redução da poluição

visual e os impactos de acessibilidade de calçadas, conforme se pode verificar na diferença entre as fotos da Figura 2.5, apresentadas na seqüência. Essas fotos foram feitas pelo autor deste trabalho, tiradas na cidade de Foz do Iguaçu – PR após a transformação de rede aérea para subterrânea.



FIGURA 2.5 – AV. BRASIL DE FOZ DO IGUAÇU – PR

2.3 CONFIGURAÇÕES PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A confiabilidade de um sistema varia de acordo com a complexidade da configuração a ele atribuído. Esta regra é válida para qualquer sistema elétrico independentemente da tensão de operação, carga ou distância entre a carga e a fonte. O mais importante trabalho da engenharia é saber “como” e também determinar o menor investimento necessário para as obras em função da importância ou complexidade da carga atendida, adequando os projetos ao volume de recursos determinado.

As linhas de transmissão ou distribuição são caracterizadas por ser uma linha expressa, ou seja, um ramo direto entre a fonte e um determinado centro de carga e sem ramificações. A simplicidade destas linhas, sem ramificações ou

conexões a cargas ao longo da sua extensão, permite a utilização de conhecidas configurações para linhas de transmissão e distribuição apresentadas na Figura 2.6. Estas linhas são geralmente radiais e podem ser construídas aéreas ou subterrâneas.

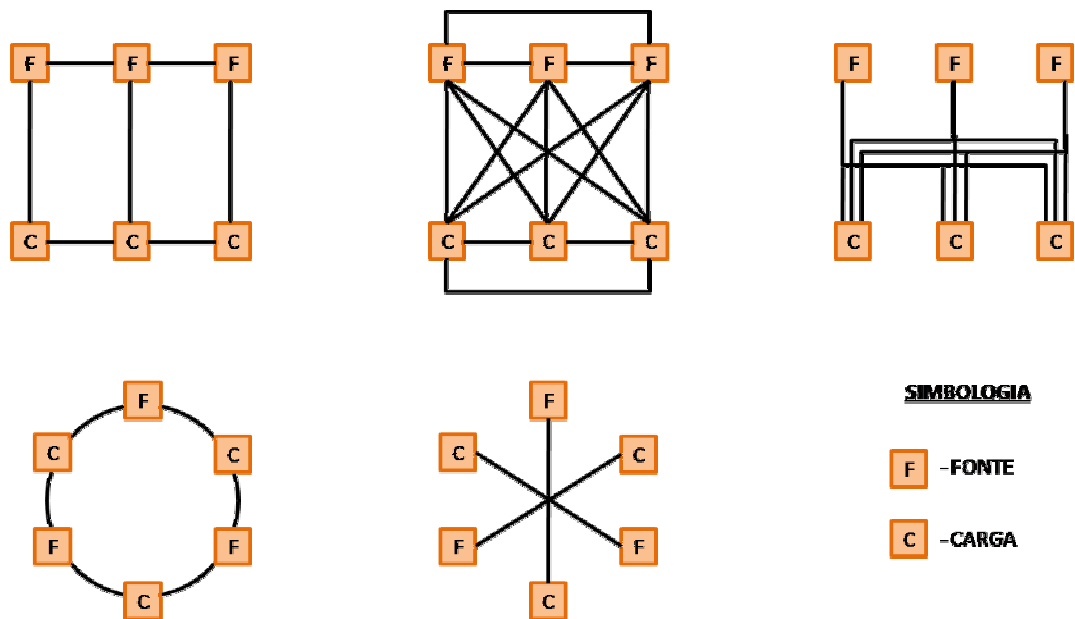


FIGURA 2.6 – CONFIGURAÇÃO DE LINHAS

As redes subterrâneas de distribuição se compreendem como a parte do fornecimento de energia elétrica em média tensão que se conecta na subestação de distribuição, da rede de baixa tensão que se conecta no transformador de distribuição e se estende até o consumidor final. São mais complexas que as linhas de transmissão ou distribuição e também podem ser construídas em diferentes configurações. Cada tipo de configuração tem uma determinada finalidade e, por conseguinte, uma indicação de condições para sua aplicação e serão apresentadas em ordem crescente de confiabilidade neste trabalho.

a) Sistema Radial Simples: é um sistema de distribuição de energia composto por uma linha principal instalada desde a fonte até as cargas, com ou sem derivações, e que não possui recursos de manobras, chaves ou

seccionadores, para interligação com outros circuitos de mesma tensão de operação, conforme pode ser visto na Figura 2.7 – Sistema Radial Simples. Esta configuração é mais encontrada nas redes secundárias e alguns casos específicos em rede primária. Este tipo de configuração é mais comumente aplicada nos sistemas aéreos que tem maior facilidade de localização de defeito e recomposição do sistema elétrico quando comparado com as redes subterrâneas.

Esta configuração é indicada para aplicação em sistemas de muito baixa densidade de carga e onde não existe possibilidade de interligação com outros circuitos supridos pela mesma ou outra fonte.

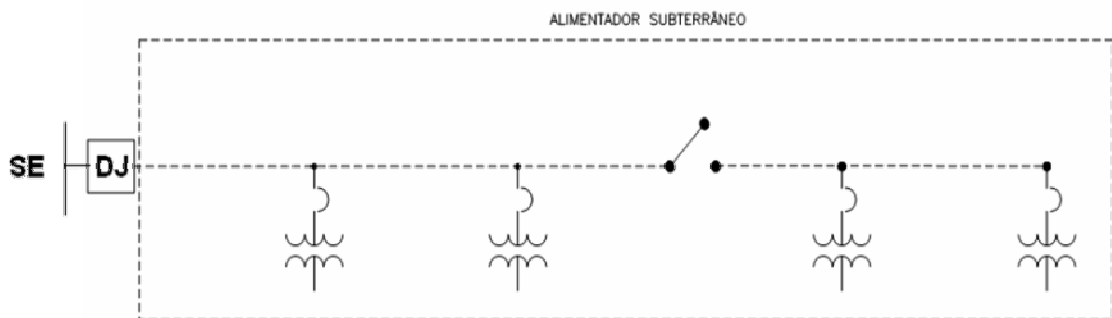


FIGURA 2.7 – SISTEMA PRIMÁRIO EM RADIAL SIMPLES

b) Sistema de Distribuição Residencial Subterrânea (DRS): é um sistema de distribuição de energia subterrânea com configuração do primário em anel aberto que se estende conectando-se através dos transformadores ligados neste sistema. O sistema foi originado nos Estados Unidos da América e conhecido como sistema URD, Underground Residential Distribution. No Brasil foi traduzido para DRS e aplicado com redes tipo semi-enterradas, onde os transformadores e gabinetes de baixa tensão são instalados sobre o solo.

Estes sistemas não são dimensionados para atendimento de toda carga por qualquer lado do anel aberto por tempo indeterminado e são, geralmente, conectados a um único alimentador aéreo, o qual não oferece uma grande

confiabilidade ao sistema. Trata-se de um sistema que tem finalidade exclusivamente estética.

Esta configuração, apresentada na Figura 2.8 é indicada para aplicação em condomínios e loteamentos residenciais com baixa densidade de carga e onde é requerida a retirada da rede aérea por conveniência estética.

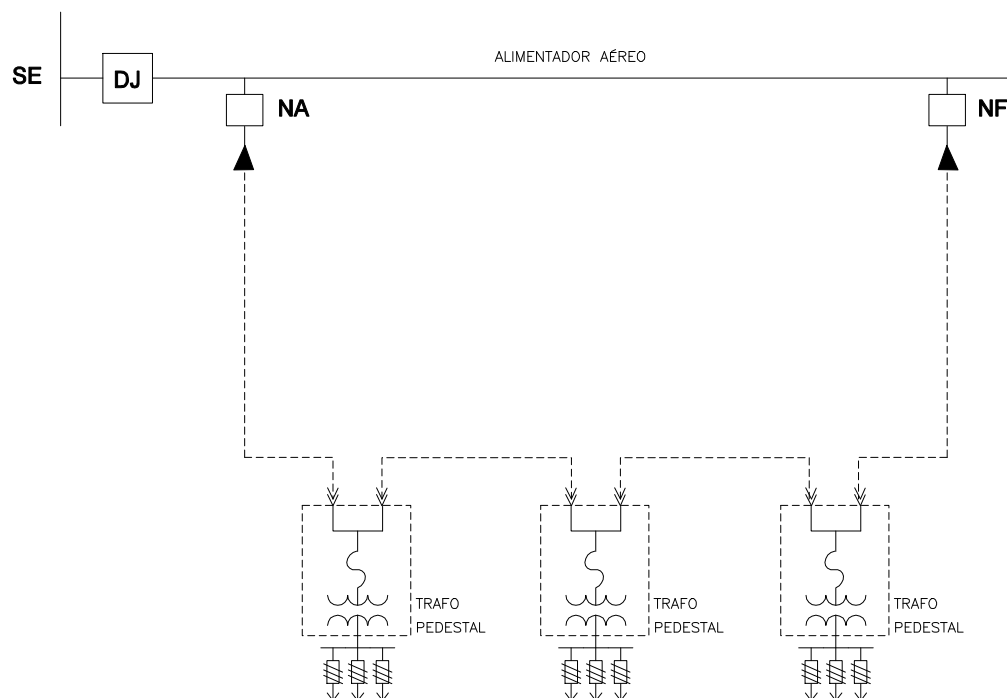


FIGURA 2.8 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RESIDENCIAL SUBTERRÂNEA

c) Sistema Radial em Anel Aberto: é um sistema de distribuição de energia composto de dois ou mais alimentadores radiais que podem ser interligados através de uma chave com esta finalidade. O sistema anel aberto, ou também chamado de Open-Loop Systems, possui a chave de interligação normalmente aberta (NA) que em caso de necessidade de executar manobras no circuito para a realização de reparos ou, simplesmente, para a execução de serviços com a rede desenergizada permite o seccionamento de pequenos trechos da rede diminuindo o impacto de desligamento sobre todos os consumidores do respectivo sistema durante o tempo necessário durante os serviços de manutenção. Estes sistemas

não são dimensionados para atendimento de toda carga por apenas um dos alimentadores por tempo indefinido. No caso de manobras de interligação ou transferência da carga em blocos de carga, do alimentador oposto, há necessidade de se avaliar a condição da carga durante os períodos envolvidos, sendo necessário efetuar o corte de algumas cargas sob pena de se incorrer em violação dos patamares de tensão mínimos estabelecidos nas resoluções da ANEEL.

Em alguns casos especiais, onde é desejado manter um alto nível de confiabilidade, estes anéis podem ser operados com a chave NA continuamente fechada, mantendo o anel fechado. Para tanto, é necessário que a proteção elétrica seja projetada e ajustada para minimizar os efeitos do desligamento em caso de defeitos no sistema elétrico.

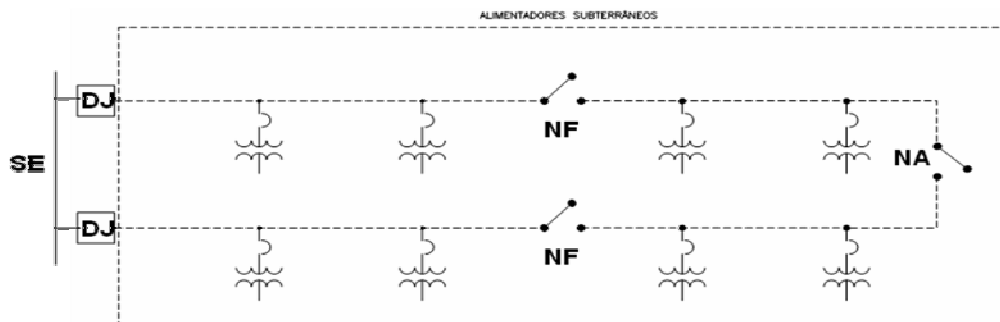


FIGURA 2.9 – SISTEMA RADIAL PRIMÁRIO EM ANEL ABERTO

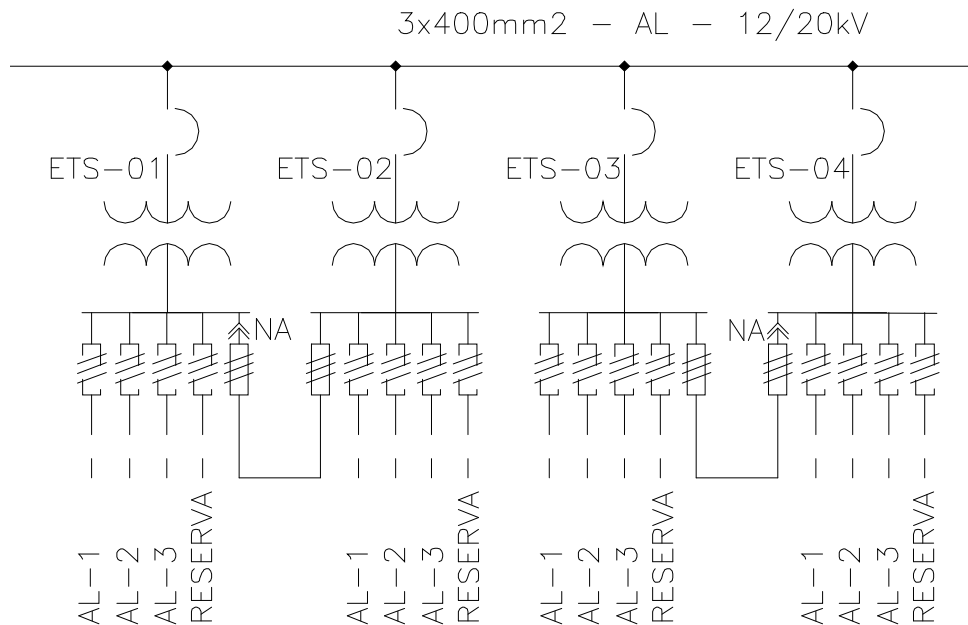


FIGURA 2.10 – SISTEMA RADIAL SECUNDÁRIO EM ANEL ABERTO

As Figuras 2.9 e 2.10 apresentam a configuração de dois alimentadores com chave de interligação (NA) e a configuração de redes de baixa tensão radial em anel aberto. Esta configuração é considerada como a configuração mais simples para aplicação em uma rede subterrânea e é necessária para manter ligados os consumidores dos trechos que seriam afetados por um desligamento num ramal adjacente. A sua aplicação é indicada para atendimento em áreas com média densidade de carga.

d) Sistema Primário Seletivo: é um sistema de distribuição de energia com uma configuração composta por dois alimentadores radiais, denominados preferencial e reserva que são projetados para atendimento da carga por um ou por outro em tempo integral. Nestes casos, o circuito reserva pode receber a transferência de toda ou parte da carga do alimentador principal sem restrições de tempo ou carga e/ou com limitações de tensão de fornecimento.

Os sistemas primários seletivos no passado eram mais comumente construídos para transferência das cargas de forma manual. Porém, atualmente, com o avanço da automatização eletrônica, redução dos custos, confiabilidade dos sistemas de comunicação e facilidade de controle de equipamentos de rede devido ao desenvolvimento de novas tecnologias, bem como, da facilidade de adaptação de equipamentos antigos, está sendo possível implantar os sistemas de transferência automática.

A Figura 2.11 apresenta a configuração de dois alimentadores primários suprindo cada transformador com uma chave de transferência automática e na Figura 2.12 é apresentada a configuração de transferência automática de uma rede subterrânea suprida por dois alimentadores aéreos. Esta configuração é indicada para aplicação em locais com média e alta densidade de carga.

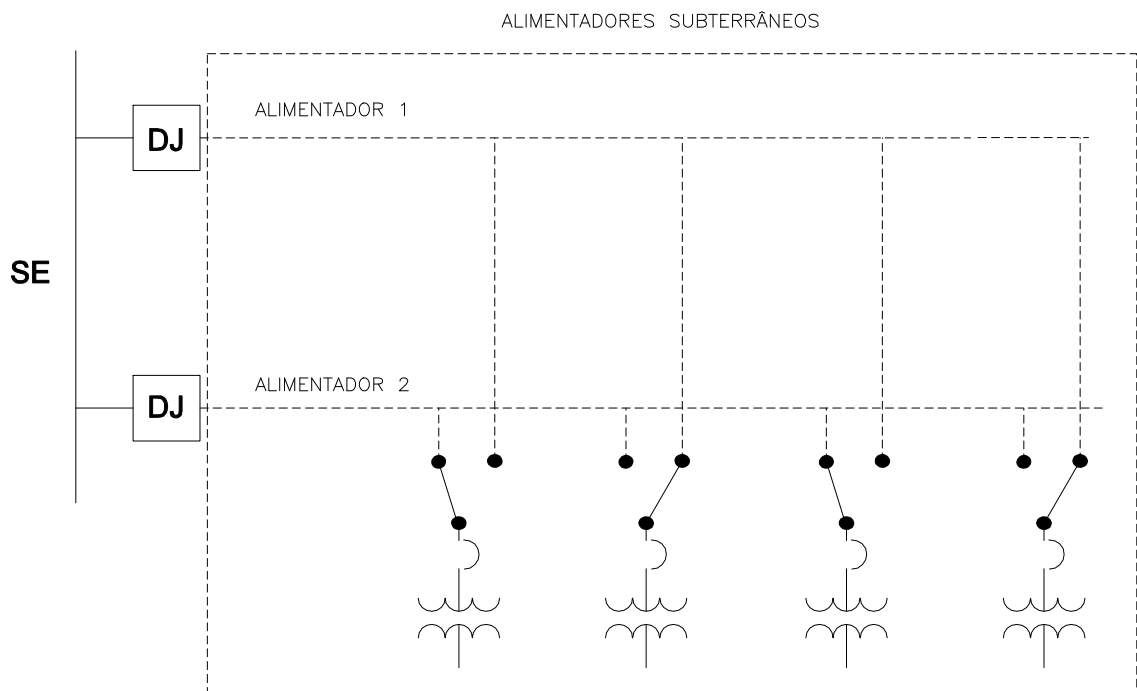


FIGURA 2.11 – SISTEMA PRIMÁRIO SELETIVO SUBTERRÂNEO

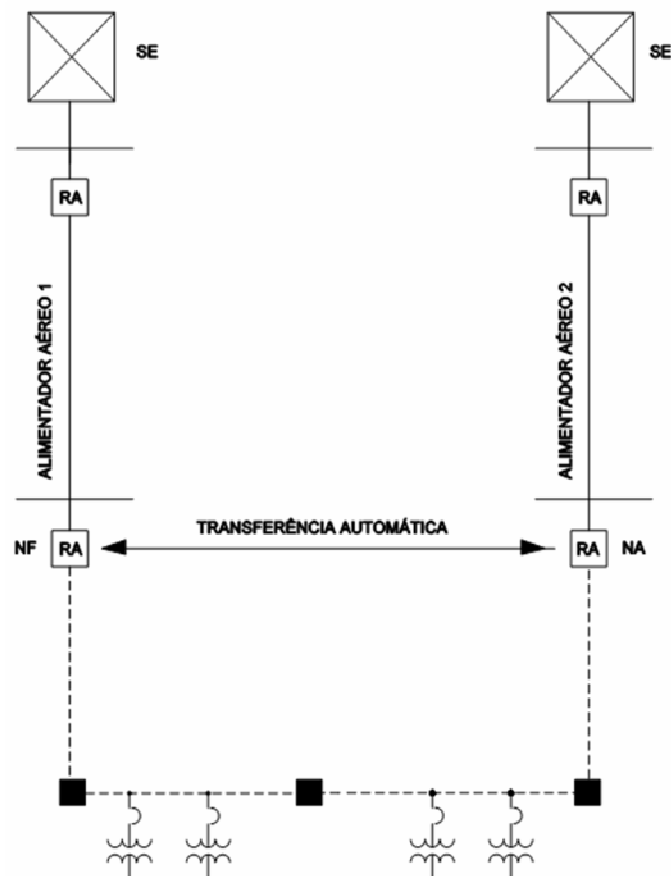


FIGURA 2.12 – SISTEMA PRIMÁRIO SELETIVO MISTO
AÉREO/SUBTERRÂNEO

e) Sistema Primário Seletivo com Reserva Comum: trata-se de um sistema do tipo primário seletivo, ou sistema duplo radial composto de dois alimentadores preferenciais e um reserva. O alimentador reserva deve ser projetado para atendimento da carga de qualquer um dos alimentadores preferenciais em tempo integral. Nestes casos, o circuito reserva pode receber a transferência de toda ou parte da carga de cada alimentador principal sem restrições de tempo ou carga e/ou com limitações de tensão de fornecimento.

A Figura 2.13 apresenta a configuração de dois alimentadores primários preferenciais e um reserva, sendo cada transformador conectado através de uma chave de transferência ao seu alimentador preferencial e ao reserva.

Esta configuração é indicada para aplicação em locais com média e alta densidade de cargas.

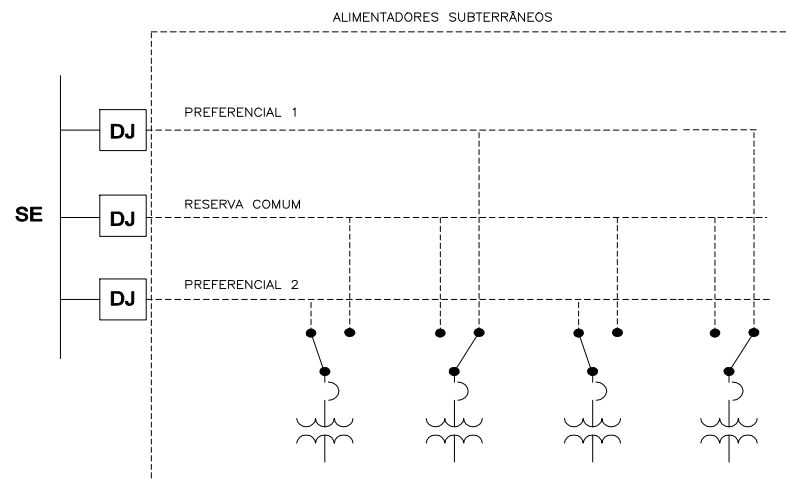


FIGURA 2.13 – SISTEMA PRIMÁRIO SELETIVO COM RESERVA COMUM

f) Sistema Secundário Reticulado Generalizado: é um sistema secundário de distribuição de energia de altíssima confiabilidade para atendimento de cargas predominantemente conectadas em baixa tensão. A Figura 2.14 mostra que o sistema reticulado, também conhecido como Network, é composto por duas seções, sendo a média tensão que está conectada desde a subestação através de alimentadores radiais até os transformadores de distribuição e a baixa tensão é um único circuito secundário distribuído pelas ruas e quadras formando uma grande malha secundária.

Esta composição de média e baixa tensão é importante para aumentar a confiabilidade da rede, pois, somente com um grande número de alimentadores no lado primário, pode-se garantir uma rede secundária quase sem desligamentos. Como, neste sistema, a rede trabalha em paralelo continuamente, os desligamentos no lado primário de um respectivo alimentador não são sentidos no lado secundário devido à permanência dos demais alimentadores ainda ligados. No caso, desligamentos na rede secundária devem ficar restritos à ocorrência de

defeitos nos cabos e conexões de baixa tensão. Para tanto, cada ramo da rede de baixa tensão é protegida por fusíveis, permitindo que no caso de defeito nos ramais de baixa tensão, o desligamento fique limitado somente ao respectivo trecho secundário.

O sistema primário de alimentação do sistema Network até os transformadores é também utilizado para atendimento de prédios através do sistema reticulado dedicado e o secundário reticulado é indicado para atendimento de regiões com alta densidade de carga distribuída em tensão secundária de distribuição.

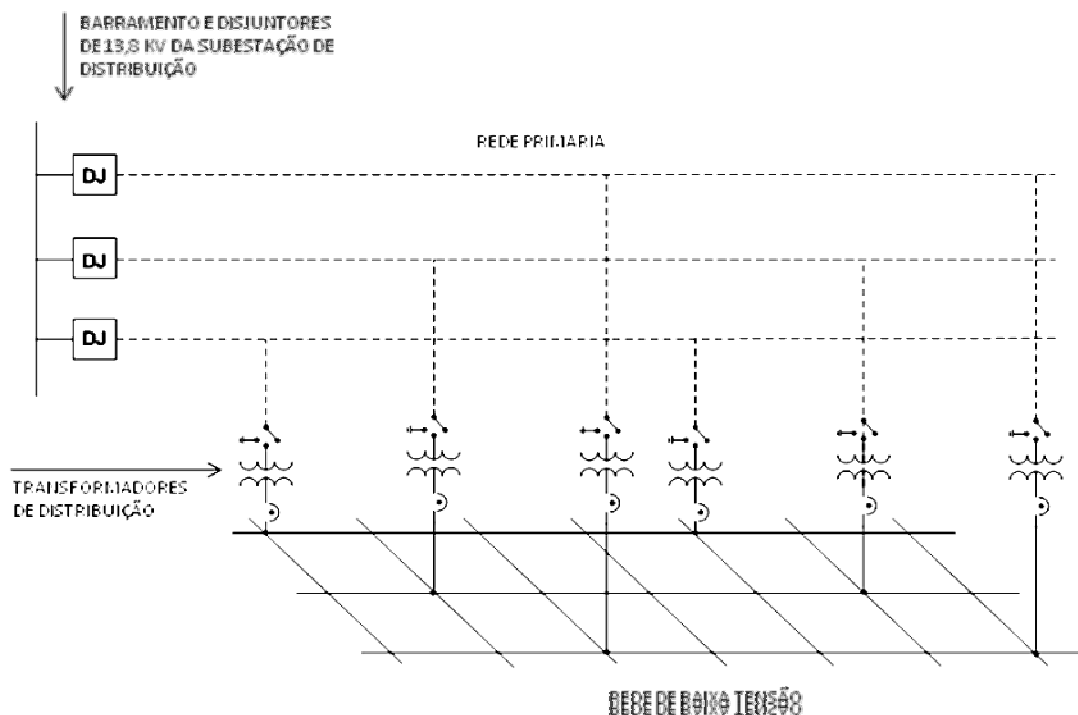


FIGURA 2.14 – SISTEMA RETICULADO GENERALIZADO

g) Sistema Reticulado Dedicado: é um de distribuição de altíssima confiabilidade para atendimento de cargas em baixa tensão. A Figura 2.15 mostra que o sistema reticulado, também conhecido como Spot Network, é composto por duas seções, sendo a média tensão que está conectada desde a subestação

através de alimentadores radiais até os transformadores de distribuição e a baixa tensão é um barramento de atendimento a um único prédio.

Esta composição de média e baixa tensão, assim como de um sistema reticulado generalizado, é importante para aumentar a confiabilidade do sistema Spot Network, pois, com mais de um alimentador no lado primário, pode-se obter um barramento quase sem desligamentos. A confiabilidade de um sistema Spot Network é considerada menor que um sistema Network devido à diferença na quantidade de alimentadores no lado primário, ou seja, quanto maior o número de alimentadores atendendo um Spot Network maior será a sua confiabilidade. Da mesma forma que um sistema secundário reticulado, este sistema trabalha com os alimentadores primários continuamente em paralelo, os desligamentos no lado primário de um respectivo alimentador não são sentidos no lado secundário devido à permanência dos demais alimentadores ainda ligados. No caso, desligamentos no Spot Network por defeitos no barramento secundário devem comprometer o atendimento de toda a sua carga.

O sistema reticulado dedicado é indicado para atendimento de altas concentrações de carga, como prédios comerciais e grandes consumidores numa região com alta densidade de carga já atendida por um sistema reticulado generalizado de distribuição.

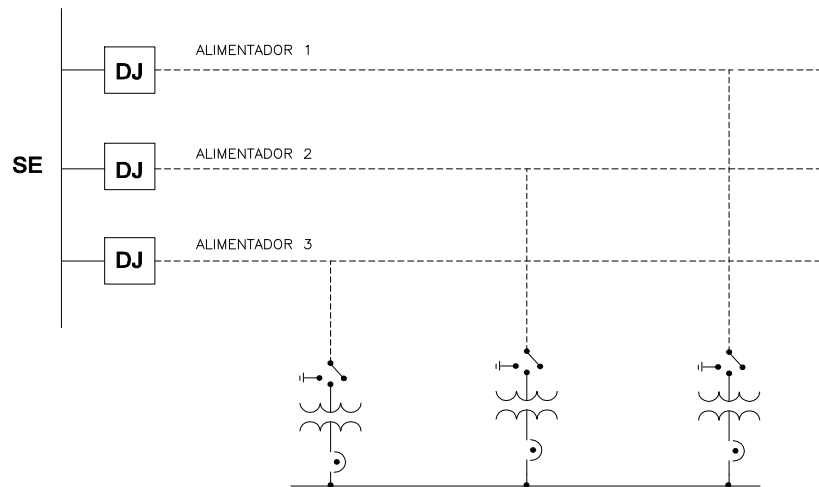

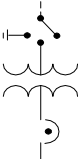


FIGURA 2.15 – SISTEMA RETICULADO DEDICADO

onde:  - disjuntor;

 - conjunto c/ chave primária, transformador de distribuição e protetor de rede.

h) Sistemas Híbridos: são sistemas que podem combinar diferentes formas de atendimento. Atualmente, devido à necessidade de atendimentos que melhor atendam as necessidades do cliente, estão surgindo configurações de redes e de atendimento de consumidores combinadas, conforme a Figura 2.16.

Na COPEL, o centro da cidade de Curitiba é atendido através de um sistema secundário reticulado de distribuição de energia e além deste sistema também são conectados consumidores com atendimento através de sistema reticulado dedicado e através de sistema primário. Alguns prédios de múltiplo uso apresentam maior diversidade de carga, ou seja, tem diferentes requerimentos de nível de continuidade dos serviços, como por exemplos, hotéis, grandes centros empresariais, apartamentos residenciais, escritórios e lojas. As cargas são

subdivididas de acordo com a confiabilidade adequada e, portanto, atendidos por um sistema que proporcione o nível de confiabilidade e custo compatíveis.

São atendidas por sistemas de transferência automática as cargas com menor necessidade de continuidade como sistemas de ar-condicionado central, iluminação e apartamentos. Os escritórios, hotéis, elevadores e sistemas de informação são conectados através dos sistemas Network ou Spot Network que proporcionam maior confiabilidade.

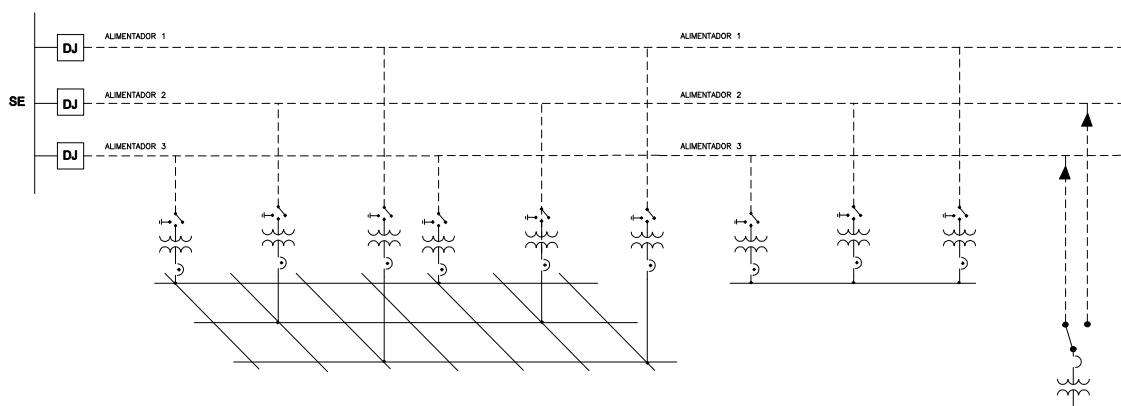


FIGURA 2.16 – SISTEMA HÍBRIDO SUBTERRÂNEO

2.4 SISTEMA RETICULADO DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA

Como apresentado acima, o reticulado é um sistema de distribuição de energia elétrica de altíssima confiabilidade devido ao fato de ter um único circuito de baixa tensão atendido por muitos transformadores de distribuição conectados em paralelo pelo lado secundário através de diferentes alimentadores primários, exemplificado na Figura 2.14 com a conexão de seis transformadores e três alimentadores. Estes sistemas possuem alimentadores que tem, geralmente, a

tensão de operação de 13,8 kV e as redes secundárias padronizadas em 216,5/125 V ou 480/277 V.

A operação de alimentadores em paralelo não é usual em sistemas radiais de distribuição de energia devido à falta de equipamentos de proteção que permitam a seletividade de circuitos durante a ocorrência de defeitos e desligamentos na rede primária, da elevação dos níveis de curto-circuito, descoordenação da proteção, e também pelas limitações de dimensionamento da rede elétrica devido aos fluxos de potência que podem se estabelecer durante o paralelismo de alimentadores. No entanto, a rede reticulada subterrânea foi criada devido ao desenvolvimento de um equipamento, chamado protetor de rede secundária reticulada, que desconecta o transformador de distribuição da malha secundária em caso de desligamento e surgimento de fluxo reverso da malha para a fonte primária. Após a re-energização do alimentador primário, o protetor de rede também religa o transformador de distribuição à rede de baixa tensão tão logo o relé interno verifique a diferença entre a tensão da rede e do transformador atinja um determinado valor pré-estabelecido.

A seguir, serão descritos os elementos que compõem um sistema reticulado de distribuição subterrânea de energia elétrica.

2.4.1 INFRAESTRUTURA CIVIL PARA SISTEMA SUBTERRÂNEO RETICULADO

Para abrigar a rede de distribuição subterrânea composta de cabos, suas emendas e conexões, os transformadores, chaves e protetores de rede são instalados dentro de uma infraestrutura civil.

A infraestrutura civil de rede subterrânea para sistema reticulado de distribuição de energia elétrica é composta de poços de inspeção, bancos de

dutos e câmaras subterrâneas. Os bancos de dutos, onde são instalados os cabos de média e baixa tensão, são constituídos de dutos de diâmetros variados, cada um deles com uma finalidade conforme a Figura 2.17. Os dutos localizados na parte de baixo do banco são de 100 mm de diâmetro e são destinados aos cabos de baixa tensão. Os dutos intermediários, de diâmetro 150 mm, são destinados aos cabos de média tensão com maior seção. Por fim, os dutos mais superiores são destinados à instalação de cabos de comunicação, fibra ótica, cabos de controle ou automação da rede de distribuição têm 75 mm de diâmetro.

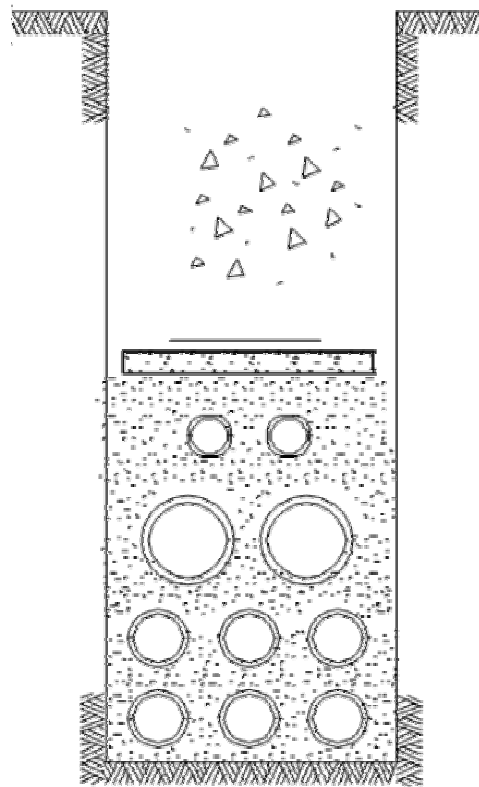


FIGURA 2.17 – BANCO DE DUTOS



FIGURA 2.18 – ACESSÓRIOS DESCONECTÁVEIS

Conforme apresentado na Figura 2.18, foto de conexões de cabos de média tensão, chamadas de acessórios desconectáveis, elas são abrigadas e fixadas nas paredes de poços de inspeção. As caixas têm algumas paredes destinadas aos dutos e outras destinadas à fixação dos cabos e conexões, conforme pode ser verificado na figura 2.19 – vista planificada do poço de inspeção. Devem ser construídas com capacidade necessária a resistir o fluxo de veículos leves e pesados, espaço necessário para a execução dos trabalhos com energia elétrica nas distâncias seguras e garantir a vida útil dos cabos e conexões

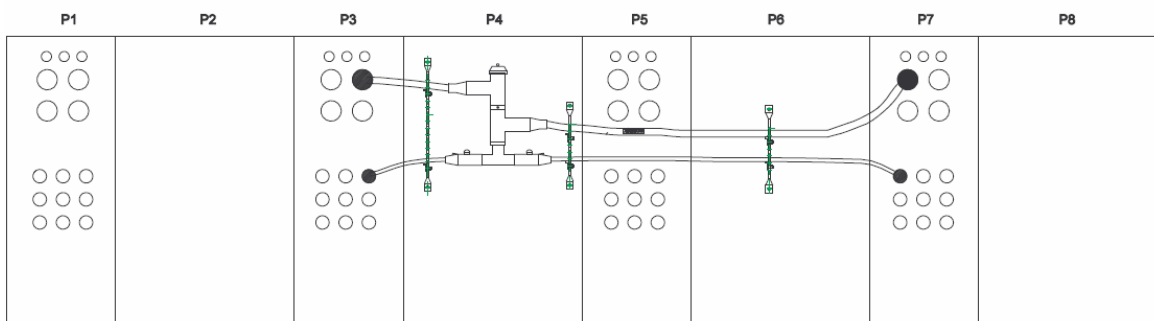


FIGURA 2.19 – VISTA PLANIFICADA DO POÇO DE INSPEÇÃO [4]

Os transformadores submersíveis são instalados em câmaras subterrâneas conforme apresentado nas Figuras 2.20 e 2.21, foto de instalação de transformador submersível e câmara subterrânea. O projeto da câmara subterrânea também considera a capacidade de tráfego pesado, o espaço necessário para a instalação dos equipamentos e cabos de conexão com a rede de distribuição e para o trabalho seguro. A capacidade de circulação de ar necessária para a refrigeração dos transformadores deve ser avaliada no dimensionamento das aberturas para o exterior, o formato interno e o esgotamento de águas infiltradas pelo solo.



FIGURA 2.20 – INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADOR SUBMERSÍVEL

[4] Na figura 2.18, vista interna e planejada de um poço octogonal utilizado no cadastro de redes subterrâneas da COPEL, é possível identificar as paredes internas através das indicações P1 até P8.

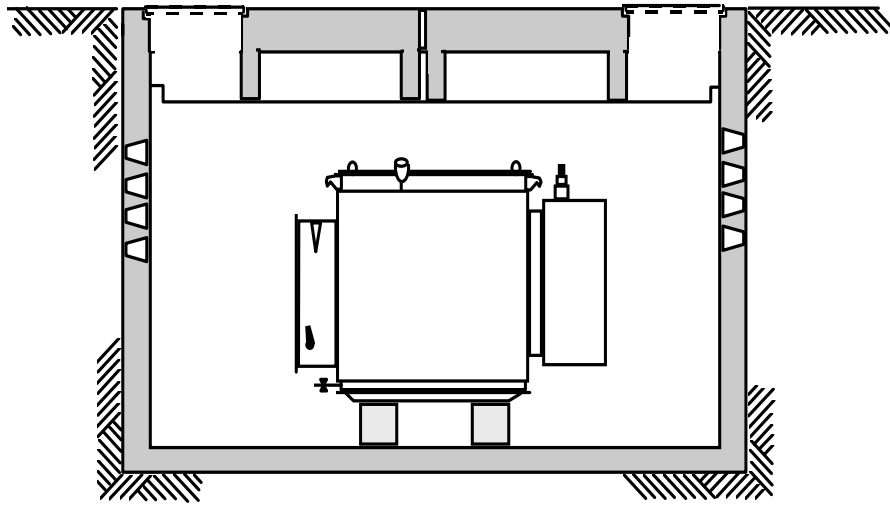


FIGURA 2.21 – CÂMARA SUBTERRÂNEA

2.4.2 REDE PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

A rede primária de um sistema reticulado de distribuição subterrânea de energia elétrica é composta de cabos de média tensão com isolamento integral. Diferente dos cabos utilizados nas redes aéreas, com cabos nus e protegidos, os cabos para rede subterrânea possuem isolamento plena, ou seja, os cabos possuem uma blindagem metálica circundando a isolamento do cabo, a qual é diretamente ligada a terra, mantendo potencial nulo no seu exterior. Os cabos protegidos, utilizados nas redes aéreas compactas, possuem apenas uma camada isolante que reduz o potencial no lado externo, porém, ainda possuem uma tensão perigosa na sua camada exterior porque não há blindagem conectada a terra.

A Figura 2.18 apresenta uma foto dos cabos isolados com conectores do tipo desconectáveis instalados dentro de um poço de inspeção de uma rede subterrânea de distribuição de energia elétrica.

A isolamento dos cabos pode ser representada eletricamente. No diagrama da Figura 2.22 – diagrama do cabo isolado, podemos verificar que a isolamento do

cabo é representada por uma capacitância e uma resistência e que a capa está equipotencializada com a terra.

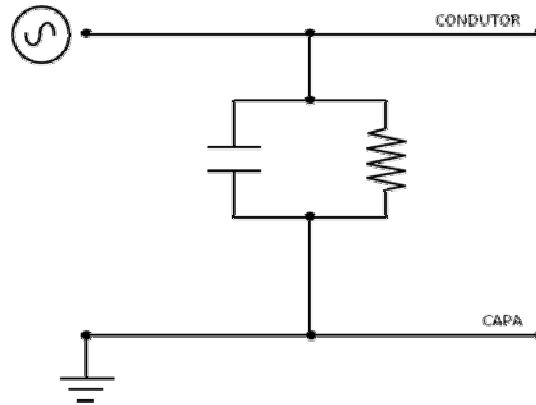
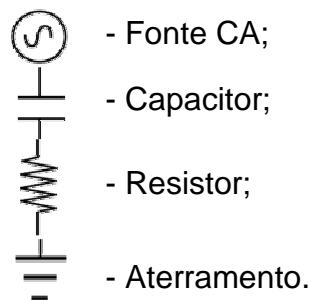


FIGURA 2.22 – DIAGRAMA CABO ISOLADO

Onde:



As tensões de isolamento padronizadas para cabos isolados são definidas de acordo com os critérios de projeto, tensão de operação do sistema elétrico, pelo tipo de ligação dos transformadores de alimentação da rede primária, delta ou estrela, do tipo de conexão com o aterramento ou existência de neutro isolado ou não-isolado e das categorias de proteção, definidas pelas características do tempo de atuação e número de religamentos definidos pelo sistema de proteção contra defeitos a terra. As categorias estão definidas na NBR 14.039 – Instalações Elétricas de Alta Tensão (ABNT, 2005) sendo: Categoria A para atuação em até 1

minuto; Categoria B para atuação em até 1 hora e; C estão classificados aqueles que não se enquadram nas demais acima.

Os cabos instalados nos bancos de duto conforme apresentado no item 2.4.1 são dispostos em formação tripolar por duto, ou em quadrifólio conforme apresentado na Figura 2.23. Considerando a taxa máxima de ocupação de 40 % definida na norma ABNT-NBR 14.039 – Instalações Elétricas de Alta Tensão (ABNT, 2005) os cabos são instalados nos dutos de diâmetro 150 ou 100 mm de acordo com a sua seção e tipo de isolamento.

Os parâmetros elétricos de um cabo de energia, por sua vez, são determinados pelo arranjo físico de instalação, pelas características do material da do condutor, frequência do sistema, da construção do condutor e sua isolamento e poderão ser verificados através na IEC-287.

2.4.3 REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

A rede secundária de distribuição é construída com cabos de isolamento 0,6/1 kV, podendo ser de cobre ou alumínio, de acordo com os critérios de projeto e as características do sistema elétrico. Algumas redes são construídas com aplicação de cabos de diferente seção que são aplicados em função do fluxo de potência indicado em cada trecho. Outras empresas utilizam cabos de uma única seção, sendo, a capacidade para transmissão do fluxo de potência nos trechos da rede de baixa tensão garantida com a instalação de múltiplos circuitos.

Em função dos critérios de proteção, a rede secundária também pode ser tipificada pela existência de fusíveis de proteção ou pode ser considerada uma rede de “queima livre” onde, em caso de falha da isolamento, os condutores devem manter o curto-circuito até a extinção dele próprio pela queima, ou fusão, de todo o material condutor até a isolamento do defeito.

Da mesma forma que a rede primária, a rede secundária é instalada em dutos com circuitos em formação de quadrifólio, ou seja, os quatro condutores (3 fases e 1 neutro) são instalados em apenas um duto, conforme a Figura 2.23, apresentada abaixo. Os ramos da rede de baixa tensão e os ramais de consumidores são conectados nas caixas de passagem através conectores isolados, conforme apresentado na Figura 2.24.

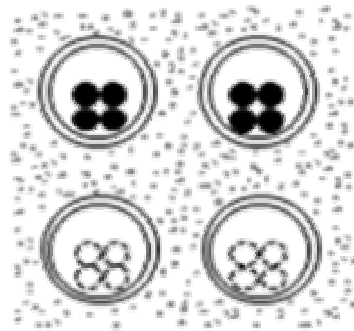


FIGURA 2.23 – CIRCUITOS DE CABOS SECUNDÁRIOS EM QUADRIFÓLIO

Também da rede secundária devem ser calculados os parâmetros dos cabos de forma a se obter as impedâncias para montagem de estudo para fluxo de potência da rede secundária que será descrito no item 2.5.



FIGURA 2.24 – DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

2.4.4 PROTETOR DE REDE SECUNDÁRIA RETICULADA

Os protetores de rede, que podem ser identificados na Figura 2.14 no lado secundário do transformador subterrâneo, são os principais equipamentos de um sistema reticulado. O protetor de rede é um equipamento de seccionamento em baixa tensão com um relé que comanda o disparo de abertura ou fechamento do seccionador principal em função de ajustes predefinidos de corrente e tensão, respectivamente, monitorando as tensões em ambos os lados de entrada e saída enquanto permanece aberto e monitorando a corrente de carga enquanto na posição de protetor de rede fechado, conforme a Figura 2.25 que apresenta o diagrama do transformador e o protetor de rede.

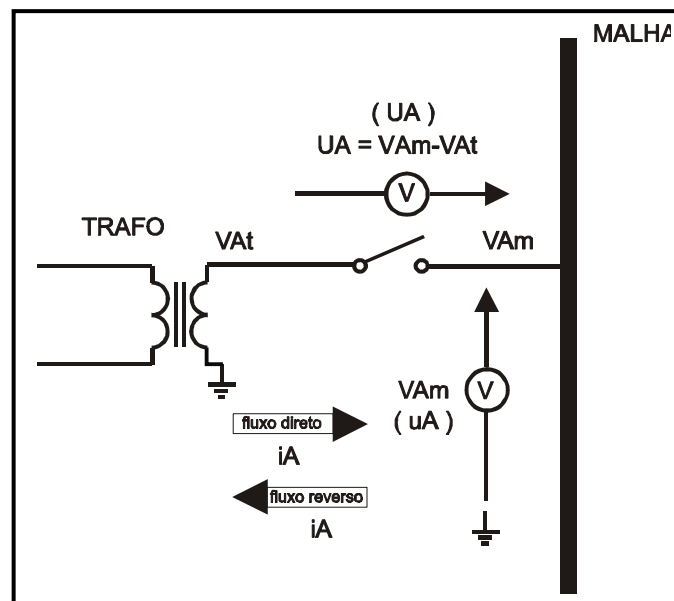


FIGURA 2.25 – DIAGRAMA TRANSFORMADOR C/ PROTETOR DE REDE

Onde:

U_A – Tensão entre os pólos de entrada e saída da fase A do protetor;

V_{Am} – Tensão da fase-terra da fase A do lado da malha;

VAt – Tensão fase-terra da fase A do lado do transformador;

IA – Corrente na fase A entre o transformador e a malha.

O protetor de rede, dos sistemas reticulados dedicados ou reticulados generalizados, através das funções e ajustes pré-estabelecidos no relé permite que os alimentadores primários e seus respectivos transformadores sejam conectados em paralelo pelo lado secundário através de um único barramento ou circuito de baixa tensão. Esta conexão em paralelo é mantida pelo protetor de rede na posição fechada, conforme a Figura 2.25. O protetor de mantém fechado se houver fluxo direto, ou seja, fluxo da fonte para a carga ou fluxo do transformador para a rede de baixa tensão. Neste momento, enquanto o protetor de rede estiver fechado, o relé está em flutuação.

Quando este fluxo inverte, ou seja, quando a corrente toma o sentido reverso alimentando carga no lado primário da rede, ou alimentando fontes de curto-circuito para o lado de entrada do protetor de rede através da rede secundária, o relé sensibilizado envia comando de abertura para protetor de rede.

Após a abertura, enquanto as condições de tensão no lado primário não atingiram os parâmetros pré-estabelecidos, o protetor de rede apresentado na Figura 2.25, permanece nesta condição de flutuação para protetor aberto. Assim que as condições de tensão e normalidade no lado de entrada do protetor de rede permitam a alimentação da rede através de fluxo direto de corrente para rede secundária o relé envia o comando de fechamento para o protetor de rede.

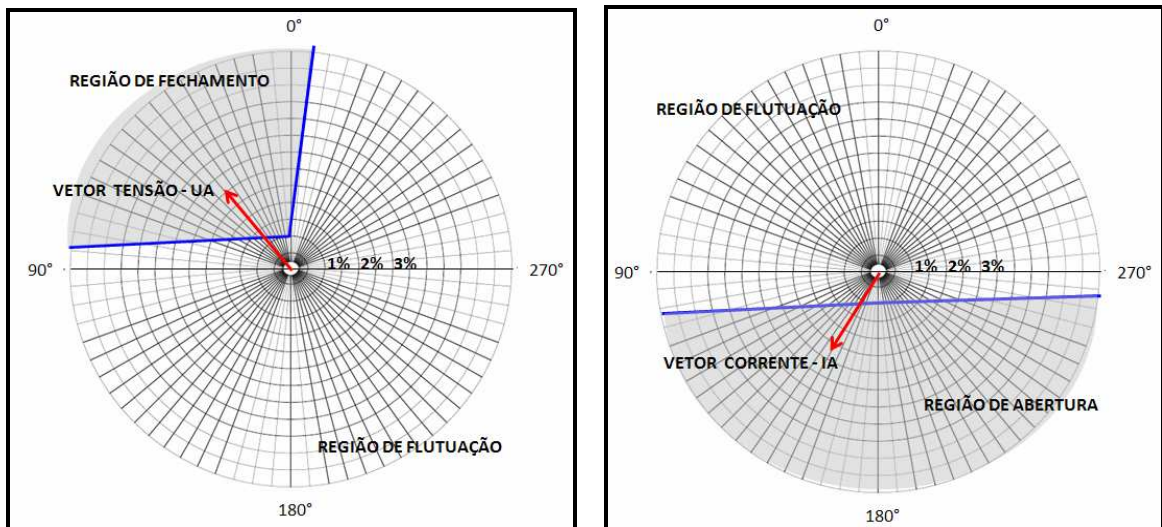


FIGURA 2.26 – GRÁFICOS DE FECHAMENTO E ABERTURA

2.4.5 TRANSFORMADOR SUBTERRÂNEO

Os transformadores subterrâneos utilizados em sistemas reticulados de distribuição de energia e instalados em câmaras subterrâneas são submersíveis, ou seja, apropriados para instalações abaixo do nível da rua em câmaras inundáveis, sendo fabricados de acordo com a NBR 9369 – Transformadores Subterrâneos (ABNT, 1989). Os transformadores, quando instalados em câmaras subterrâneas são diretamente acoplados no lado da baixa tensão através de um flange e possuem a chave de primária acoplada no lado de alta-tensão do transformador, conforme o desenho da Figura 2.27 e diagrama da Figura 2.28.

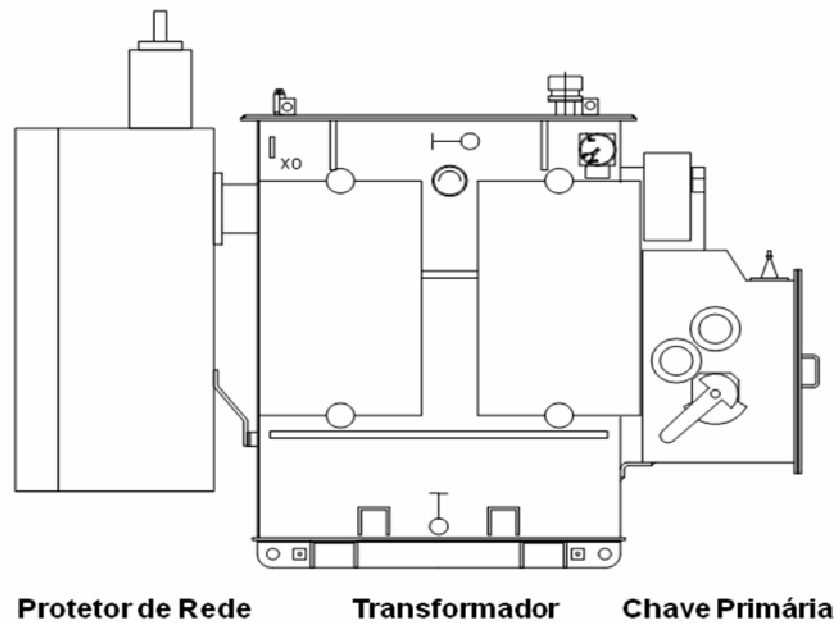


FIGURA 2.27 – TRANSFORMADOR COM CHAVE E PROTETOR DE REDE

Os transformadores têm as potências padronizadas de 150, 300, 500, 750 e 1000 kVA e fabricados nas tensões primárias de 13.800, 25.000 e 34.500 V com secundário variando nas tensões secundárias de 125 a 380 V. Para operação em paralelo, os transformadores subterrâneos devem possuir o mesmo defasamento angular, de acordo com o diagrama vetorial da Figura 2.30 e devem possuir a mesma impedância percentual, padronizada em 5%.

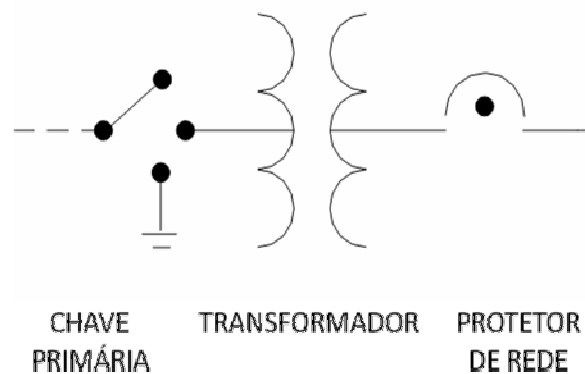


FIGURA 2.28 – DIAGRAMA UNIFILAR DO TRANSFORMADOR E PROTETOR

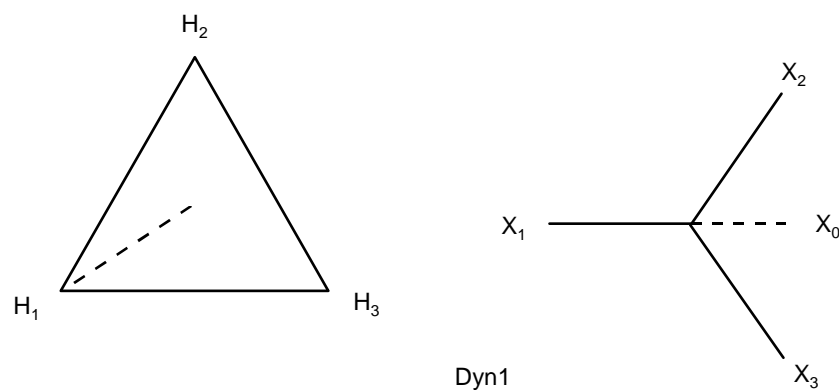


FIGURA 2.29 – DIAGRAMA VETORIAL

onde: H1, H2, H3 – terminais primários 1, 2 e 3 do transformador;
 X1, X2 e X3 – terminais secundários 1, 2 e 3 do transformador;
 X0 – terminal de neutro do secundário.

Com a nova norma brasileira de instalações elétricas de alta tensão, NBR 14.039 (ABNT, 2005), foi definido que não podem ser aplicados transformadores a óleo na área interna de edificações. Assim sendo, nas instalações de cabine de prédios e redes subterrâneas para montagem do sistema reticulado dedicado, são utilizados os transformadores a seco com protetores de rede ventilados contendo

diferente impedância quando comparada com os transformadores a óleo, porém, na mesma configuração de um sistema reticulado dedicado.

2.5 FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES RETICULADAS

Para aplicar a técnica de algoritmos genéticos (AG) é necessário realizar simulações de fluxo de potência (FP) da rede de distribuição com as proposições de localização dos transformadores sejam avaliadas. O FP é realizado através do programa MATPOWER, para tanto, é necessário que em cada nova simulação sejam obtidos os dados de carregamento dos trechos da rede de baixa tensão e transformadores, bem como, os valores de tensão em todas as barras da rede de baixa tensão do sistema reticulado. Estes dados serão fornecidos através do cálculo de fluxo de potência (FP) que após a simulação devolve ao operador um relatório da rede elétrica (Apêndice A, item A.1).

Pelas características do sistema reticulado, baixa tensão em malha, os vários pontos de injeção de potência que correspondem aos transformadores subterrâneos, e a grande quantidade de barras de carga são recomendadas a aplicação de um método iterativo de cálculo de FP. Para tanto, nestes sistemas são utilizados os métodos de Newton-Raphson e suas variantes: Método Desacoplado, Desacoplado-Rápido e, em alguns casos, o Fluxo de Potência Linear (Método CC) para obtenção dos primeiros resultados e inicialização do FP (MONTICELLI, 1983).

Na utilização do FP em sistemas reticulados, as simulações apresentam dificuldade de convergência devido ao problema de mau condicionamento das matrizes decorrente dos valores de baixa impedância e da relação X/R dos trechos da rede secundária, para tanto, deve ser utilizada a potência de base adequada a fim de solucionar o problema mencionado.

Atualmente, são utilizados também Fluxo de Potência Ótimo (FPO) que buscam a solução das condições de otimalidade da rede estabelecidas pelo analista da rede. O FPO pode ser utilizado na simulação e análise de sistemas que admitem uma faixa para variação de parâmetros quando estabelecidas as restrições de igualdade e desigualdade, conforme apresentado nos apêndices, para o qual, o FPO estabelece limites de geração de ativos e reativos das máquinas do sistema, bem como, ajusta tap de transformadores e reguladores automáticos a fim de se obter os resultados para operação do SEP dentro das restrições estabelecidas.

Um sistema reticulado de distribuição de energia elétrica, no entanto, não possui máquinas onde possam ser estabelecidos limites de geração ativa e reativa, também não é possível trabalhar com variação de taps de transformadores porque são fixos e não há compensadores automáticos ou chaves para abertura das linhas, neste caso, as linhas são os trechos da rede de baixa tensão.

Um sistema reticulado, para efeito de modelagem para cálculo do FP, é composto de uma única barra fonte, as linhas de média tensão com transformadores de distribuição (transformadores rebaixadores) com tap fixo, as linhas secundárias conectadas aos transformadores e interligadas entre si alimentando barras de carga, representadas pelas caixas de conexão de consumidores em baixa tensão. Ou seja, um sistema reticulado não possui elementos para controle fluxo de carga em linhas ou controle de máxima potência fornecida pela barra fonte, pois, se trata de um sistema mais estático quando comparado com o sistema de linhas de transmissão e usinas de geração do SEP.

As análises realizadas a partir dos resultados obtidos nas simulações de FP para este tipo de rede subterrânea são utilizadas para determinar a necessidade de inclusão de novos transformadores de alimentação da rede secundária, para análise de contingências em caso de perdas de linhas primárias, secundárias e transformadores, análises para determinação da necessidade de

reforço ou inclusão de novas linhas em função do aumento da carga do sistema ou devido à inclusão de novas barras de carga.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado um histórico do desenvolvimento das redes subterrâneas mostrando quando elas iniciaram e expandiram. Também foi discutido sobre o desenvolvimento dos sistemas aéreos e seu impacto sobre a expansão das redes subterrâneas.

Resgatou-se o início da aplicação dos sistemas reticulados e o desenvolvimento do modelo do sistema elétrico brasileiro e as transformações ocorridas nos últimos anos.

Foram apresentados os diferentes tipos de redes subterrâneas com uma descrição e uma breve comparação com as redes aéreas. As configurações para rede subterrâneas de distribuição também foram apresentadas permitindo uma visão do grau de confiabilidade de cada sistema e os locais indicados para a sua aplicação.

Foi feita uma descrição completa do sistema reticulado de distribuição de energia, incluindo a infraestrutura civil composta de caixas de passagem, banco de dutos e câmaras subterrâneas, as características da rede de média e baixa tensão, transformadores e o funcionamento do protetor de rede que é o coração do sistema reticulado.

Junto com as suas características foi possível descrever como é realizada a análise da rede utilizando o FP, determinação de obras para diferentes finalidades, e porque não é conveniente se utilizar o FPO.

CAPÍTULO 3 – ALGORITMOS GENÉTICOS

Neste capítulo são descritos e comparados os sistemas evolutivos computacionais, bem como, são apresentados a estrutura dos AG e os seus principais operadores genéticos.

3.1 INTRODUÇÃO

Os métodos de otimização e busca estocástica baseados nos princípios e modelos da evolução biológica natural têm recebido crescente interesse nas últimas décadas, devido principalmente a sua facilidade de adaptação para o tratamento de problemas complexos. O desenvolvimento de modelos computacionais, inspirados nos mecanismos evolutivos, caracteriza-se pela configuração de algoritmos de otimização robustos e sistemas adaptativos.

Os algoritmos evolucionários (AE) que formam uma classe de métodos regidos por princípios oriundos do “mundo biológico” são baseados na teoria da evolução Darwiniana, tentando abstrair e imitar alguns dos mecanismos evolutivos à resolução de problemas que requerem adaptação, busca e otimização.

Nos AE, os pontos no espaço de busca são manipulados através de indivíduos de uma mesma população que interagem no espaço artificial, alocando-se um dado número de soluções para busca em várias regiões. A chance de o melhor indivíduo ser selecionado depende da aptidão do indivíduo (ou função de aptidão).

Das técnicas de computação evolucionária podem-se citar as Estratégias Evolucionárias (EE), a Programação Evolucionária (PE), a Programação Genética (PG) e os Algoritmos Genéticos (AG).

Os AG são algoritmos evolutivos, que selecionam os indivíduos com boas características genéticas, atuando sobre uma população de indivíduos baseados no fato de que as boas características genéticas têm maiores chances de sobrevivência e de produzirem indivíduos cada vez mais aptos, enquanto os indivíduos menos aptos tendem a desaparecer. Vale lembrar que os AG são uma classe de procedimentos, com um conjunto de passos distintos e bem especificados, na qual cada um destes passos possui muitas variações possíveis.

Nos AG, normalmente, cada indivíduo da população, chamado cromossomo, corresponde a uma solução para um dado problema. Um mecanismo de reprodução, baseado em processo evolutivo, é aplicado sobre a população atual com o objetivo de explorar o espaço de busca e determinar melhores soluções para o problema.

Os AG diferem dos métodos tradicionais de busca e otimização, porque trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros, com um espaço de busca onde estão todas as possíveis soluções do problema, utilizam informação de custo ou recompensa e as regras de transição probabilísticas.

Os AG são eficientes para busca de soluções ótimas, ou aproximadamente ótimas, em uma grande variedade de problemas, pois não impõem muitas das limitações encontradas nos métodos de busca tradicionais. Baseiam-se na evolução biológica e são capazes de identificar e explorar fatores ambientais e convergir para soluções ótimas em níveis globais, contornando a ocorrência de ótimos locais. Além de seguir uma estratégia de gerar e testar soluções muito elegantes são capazes de identificar e explorar aspectos do ambiente onde o problema está inserido e convergir globalmente para soluções ótimas ou aproximadamente ótimas (HOLLAND, 1975; GOLDBERG, 1997).

3.2 TERMINOLOGIA

Conforme a teoria da evolução, o meio ambiente é o responsável pela seleção em cada geração dos seres vivos mais aptos de uma população. Desta forma, os mais aptos conseguem passar suas características genéticas para as demais gerações, fazendo com que os seres menos adaptados sejam eliminados, caracterizando o processo de seleção natural. No processo de reprodução são aplicados os operadores genéticos de mutação e cruzamento, entre outros, que atuam sobre o material genético armazenado nos cromossomos e, com isso, tem-se a variabilidade dos indivíduos na população.

Os termos utilizados nos AG são semelhantes aos da biologia devido a sua influência nos métodos computacionais. A Tabela 3.1 apresenta a terminologia da biologia também adotada pela computação juntamente com o seu significado do ponto de vista dos AG.

TABELA 3.1 – TERMINOLOGIA VERSUS CONCEITO DA COMPUTAÇÃO

| Terminologia | Computação |
|---------------------|---|
| Gene | Parâmetro codificado no cromossomo, ou seja, um elemento do vetor que representa o indivíduo. |
| Cromossomo | Representa a estrutura de dados que codifica uma solução para um problema. |
| Genótipo | Informação contida em uma solução. |
| Fenótipo | É a decodificação do indivíduo, especificado por um genótipo, formando um objeto, estrutura ou organismo. |
| Indivíduo | Solução no espaço de busca. |
| População | Conjunto de soluções (indivíduos) no espaço de busca. |
| Geração | Iteração completa do AG que produz uma nova população. |

3.3 ESTRUTURA BÁSICA DE UM AG

Para os problemas de otimização sempre existe um ou vários objetivos a serem alcançados, neste trabalho são utilizados múltiplos objetivos, que são representados por uma função objetivo (FO). A avaliação desta função permite calcular a aptidão de cada indivíduo.

Os AG, conforme descrito no item 3.1, procuram melhorar a população, ou seja, buscam os indivíduos de melhor aptidão, seja para uma FO de maximização ou minimização, e se utilizam de diversas etapas e operadores genéticos conforme o fluxograma básico apresentado na Figura 3.1.

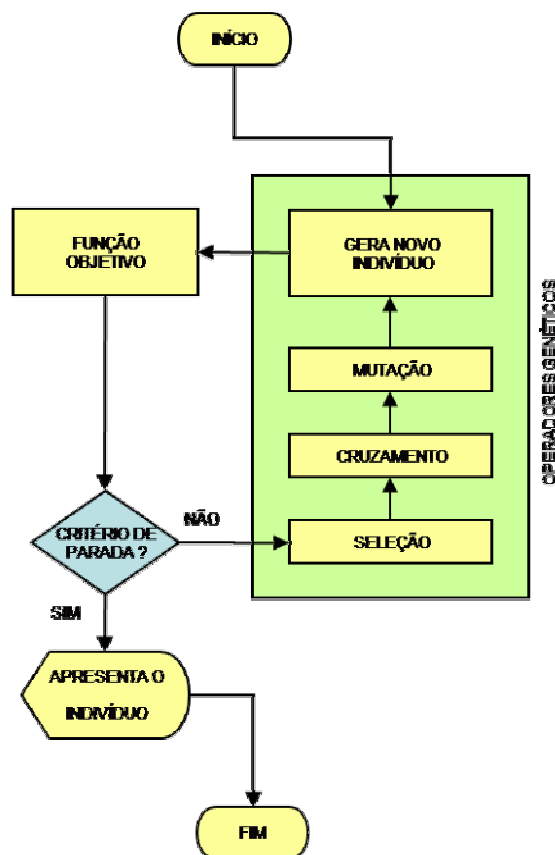


FIGURA 3.1 – FLUXOGRAMA BÁSICO DE UM AG

Embora possa parecer simples o fluxograma acima, comparando com sistemas biológicos, esses algoritmos são extremamente complexos. Observa-se que os AG baseiam-se inicialmente na criação de uma população inicial, gerada aleatoriamente e desenvolvida para o problema em questão, composta por indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções do problema.

Durante o processo evolutivo esta rotina é repetida e na qual uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados até obtenção do melhor indivíduo. Os membros mantidos por um processo de seleção podem sofrer modificações em suas características, através de mutações, gerando descendentes para a próxima geração.

Este processo é repetido até que o melhor indivíduo em conjunto com a limitação do número de gerações ou tempo de simulação ou uma tolerância de erro admissível seja encontrado, caracterizando a convergência para uma solução satisfatória.

3.4 OPERADORES GENÉTICOS

Os operadores genéticos transformam a população e seus indivíduos buscando melhorar a aptidão. Os operadores genéticos são necessários para que a população se diversifique mantendo as suas melhores características adquiridas nas gerações anteriores, para tanto, os AG utilizam três operadores: seleção, cruzamento e mutação.

3.4.1 SELEÇÃO

O operador de seleção emprega o princípio de sobrevivência dos indivíduos mais aptos de acordo com o grau de adaptação do indivíduo ao ambiente. O objetivo básico do operador de seleção é enfatizar as melhores soluções que constituem uma população. O operador não cria nenhuma nova solução. Este operador seleciona as soluções relativamente mais aptas do que outras, removendo as soluções menos aptas dentro de um conjunto de soluções remanescentes.

A verificação de uma solução apta para nova população é baseada no valor da função de aptidão da referida solução. Desta forma, para que uma solução tenha maior aptidão deve ter uma alta probabilidade de seleção. Contudo, os AG operam com número fixo de indivíduos e os operadores de seleção diferem na maneira que as cópias são designadas para serem as melhores soluções.

O operador de seleção caracteriza-se por um parâmetro de pressão seletiva que quando é elevada faz com que a população perca a diversidade rapidamente, ocasionando uma convergência prematura, para uma solução inadequada. Contudo, operadores de seleção com baixa pressão seletiva, apresentam baixa capacidade de convergência e permite aos operadores de cruzamento e mutação iterações suficientes à busca no espaço de soluções. A pressão seletiva está relacionada com a velocidade de obtenção da melhor solução na população inicial.

3.4.2 CRUZAMENTO

O princípio básico dos operadores de cruzamento, inspirado na natureza, tem, por objetivo, criar novas soluções na população e transformar a população através de sucessivas gerações, estendendo a busca até chegar a um resultado satisfatório. Os operadores de cruzamento são necessários para que a população se diversifique e mantenha características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores. Durante a fase de reprodução, selecionam-se indivíduos da população que recombinados formam descendentes e, por sua vez, constituirão a geração seguinte. Os pares são selecionados aleatoriamente, usando-se um método que favoreça os indivíduos melhor adaptados. Logo que escolhidos os pares, seus cromossomos se mesclam e se combinam. O cruzamento é o operador responsável pela recombinação de características dos pais durante o processo reprodutivo, permitindo que as próximas gerações herdem estas características. Ele é considerado o operador genético predominante, por isso é aplicado com probabilidade dada pela taxa de cruzamento entre 70 e 100% (ÁVILA, 2002). Quanto maior for essa taxa, mais rapidamente novas estruturas são introduzidas na população. Mas se for muito alta, estruturas com boas aptidões podem ser retiradas mais rapidamente que a capacidade da seleção em criar melhores estruturas. Se a taxa for muito baixa, a busca pode estagnar.

3.4.3 MUTAÇÃO

O operador de mutação é necessário para a introdução e manutenção da diversidade genética da população, alterando arbitrariamente um ou mais

componentes de uma estrutura escolhida, o que fornece meios para introdução de novos elementos na população.

Desta maneira, a mutação assegura que a probabilidade de chegar a qualquer ponto do espaço de busca nunca é zero, além de contornar o problema de mínimos locais, pois este mecanismo altera levemente a direção da busca. O operador de mutação é aplicado aos indivíduos com uma probabilidade dada pela taxa de mutação que comumente varia de 0,1 a 10%. Uma baixa taxa de mutação previne que a busca fique estagnada em sub-regiões do espaço de busca. Além disso, possibilita que qualquer ponto do espaço de busca seja atingido. Com uma taxa muito alta a busca se torna essencialmente aleatória.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Como proposto no início deste capítulo, foi possível apresentar as principais características dos AG comparando seu processo com os sistemas biológicos. Os AG apresentam-se como uma grande ferramenta para uso em diversos tipos de problemas de único ou múltiplo objetivos. Os operadores genéticos, instrumentos dos AG, auxiliam na busca por melhores soluções. A seleção escolhe os indivíduos mais competentes em cada geração, os cruzamentos auxiliam na criação de novos bons indivíduos a partir dos elementos selecionados pelo operador de seleção e o de mutação, por sua vez, altera os indivíduos e estes novos elementos evitam o problema de parada em mínimos locais.

CAPÍTULO 4 – MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo serão apresentados os principais materiais necessários para execução do FP. Os dados da rede para compor os casos, as condições de carga que a rede é operada, as diferentes situações e as premissas básicas para elaboração dos casos.

As formulações das parcelas que comporão a função objetivo e como são utilizados os AG na elaboração da metodologia proposta neste trabalho representam os métodos abordados neste capítulo.

4.1 MATERIAIS

4.1.1 DADOS PARA O FLUXO DE POTÊNCIA

Para modelagem dos circuitos primários e secundários da rede utilizaram-se os cálculos de impedância de circuito descritos no capítulo 2 e item 2.4.

Os dados são formatados segundo a padronização definida no MATPOWER para realizar os cálculos de FP. Após, para realizar os cálculos da FO foi desenvolvido um algoritmo de otimização da rede secundária de um sistema reticulado de distribuição de energia elétrica no ambiente do software MATLAB. Os cálculos de FP executados pelo programa MATPOWER utilizam o método de Newton-Raphson com o uso das equações A.5 e A.6 descritas no Apêndice A desta dissertação.

Da modelagem foram excluídos os equipamentos de manobra, como disjuntores de alimentadores da subestação, chaves primárias, conectores,

protetores de rede e ramais de ligação de consumidores, com a finalidade de se obter uma simplificação, bem como, evitar problemas de mau condicionamento. Os dados utilizados pelo FP são os valores de impedância dos trechos da rede primária e de baixa tensão, as impedâncias, tap e potência de base dos transformadores de distribuição, as cargas dos consumidores diversificadas e totalizadas nas barras da rede de baixa tensão, conforme diagrama reduzido representado na Figura 4.1.

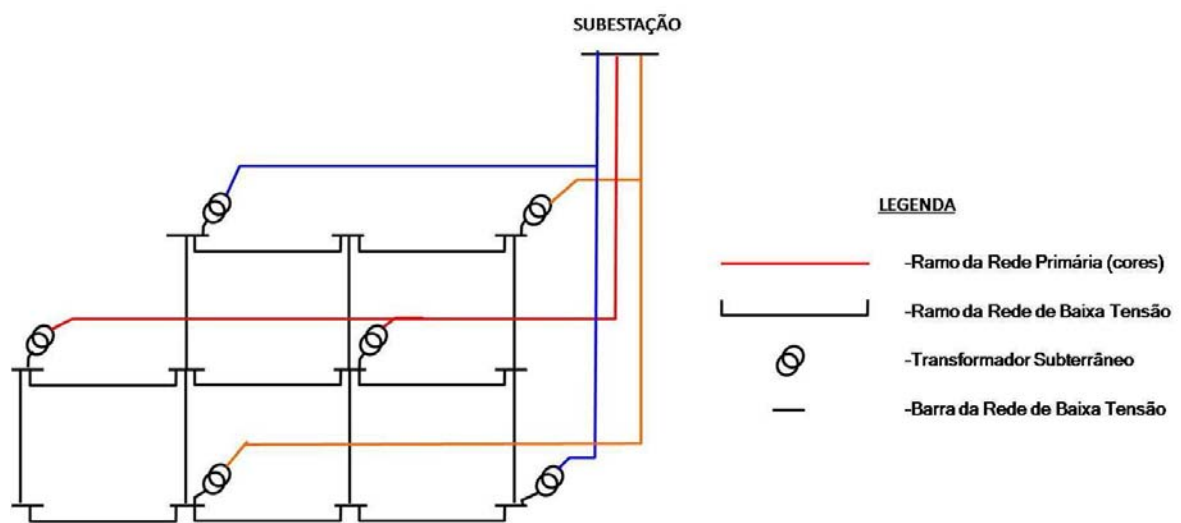


FIGURA 4.1 – DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO SISTEMA
RETICULADO

Os dados da rede são organizados conforme padrão estabelecido para formato de entrada do programa de FP do MATPOWER (apresentados a seguir). Os dados são montados em um arquivo no qual devem ser obedecidas regras de posicionamento de linhas e colunas. Em cada linha deve ser adicionado os dados de um determinado ramo, barra ou transformador e em colunas específicas devem ser colocados os dados, como: números das barras origem e destino, impedância (reatância e susceptância), carga da barra (ativa e reativa), a potência nominal e

máxima de sobrecarga, tap e outras, conforme exemplos apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2.

TABELA 4.1 – DADOS DE BARRAS (EXEMPLO)

| barra | tipo | Pd | Qd | Gs | Bs | área | Vm | Va | base | zona | Vmax | Vmin |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 001 | 3 | 5.00 | 1.50 | 0.00 | 0.00 | 1 | 1.00 | 0.00 | 13.8 | 1 | 1.00 | 1.00 |
| 041 | 2 | 4.00 | 0.50 | 0.00 | 0.00 | 1 | 1.00 | 0.00 | 0.22 | 1 | 1.00 | 0.94 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |

- onde:
- barra – número que representa a barra;
 - tipo – representação do tipo de barra – PV(1), PQ(2) ou V θ (3);
 - Pd – potência ativa demandada na barra [kW];
 - Qd – potência reativa demandada na barra [kvar];
 - Gs – condutância shunt (demandada) a um p.u. [kW];
 - Bs – susceptância shunt (injetada) a um p.u. [kvar];
 - área – número da área da barra;
 - Vm – módulo da tensão na barra [p.u.];
 - Va – ângulo da tensão na barra [graus];
 - base – tensão de base da barra [kV];
 - zona – zona da perdas;
 - Vmax – tensão máxima na barra [p.u.];
 - Vmin – tensão mínima na barra [p.u.].

TABELA 4.2 – DADOS DE LINHAS E TRANSFORMADORES (EXEMPLO)

| barra origem | barra destino | r | x | b | limite A | limite B | limite C | tap | ângulo | estado |
|--------------|---------------|------|-------|------|----------|----------|----------|------|--------|--------|
| 041 | 327 | 1.00 | 10.00 | 0.00 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 041 | 528 | 1.00 | 10.00 | 0.00 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |

Onde:

- barra origem – número da barra origem da linha;
- barra destino – número da barra destino da linha;
- r – resistência do ramo ou transformador [p.u];
- x – reatância do ramo ou transformador [p.u];
- b – susceptância total do ramo [p.u];
- limite A – capacidade de regime permanente em [kVA];
- limite B – capacidade temporária em [kVA];
- limite C – capacidade em emergência em [kVA];
- tap – tap do transformador (quando de ramos = 0);
- ângulo – defasagem angular do transformador [graus];
- estado – estado do ramo ou transformador (ligado ou desligado).

Durante o processo iterativo de cálculo do FP os valores de tensão (em p.u.) nas barras são atualizados e, ao final, são obtidos os valores de carregamentos e perdas nas linhas e transformadores do sistema em análise.

Os estudos regulares para determinar obras de reforço, expansão ou melhoria em função do crescimento da carga e de novas ligações para atendimento de consumidores são realizados com uma ferramenta de cálculos de FP e análises dos resultados, que são feitas por um profissional habilitado. Os cálculos de FP também são utilizados para a elaboração de estudos de operação do sistema, que podem ter inúmeras finalidades, entre eles: manobras para manutenção ou desligamentos emergenciais.

4.1.2 CONDIÇÕES DE CARGA

Para cada finalidade, acima descrita, pode ser realizado estudo utilizando um patamar de carga específico. Os casos são montados com arquivos de dados da rede com determinadas características alteradas, a fim de simular uma condição específica do sistema elétrico. Em cada caso, podem ser efetuadas inúmeras alterações na rede, entre elas: alteração de cargas P e Q de uma determinada barra, exclusão, inclusão ou alteração das impedâncias de um ramo, exclusão ou adição de transformadores, ou mesmo uma combinação delas.

Os patamares de carga frequentemente utilizados para preparação dos casos a serem simulados são:

- Carga Pesada;
- Carga Média;
- Carga Leve;

O patamar de carga pesada pode ser utilizado para realizar os estudos de operação em tempo real, desligamentos, situações de contingência do sistema e manobras na rede para análise de situações que ocorrem durante os horários de máxima carga do sistema subterrâneo reticulado. Nos casos montados com este patamar de carga o técnico, geralmente, busca identificar e analisar trechos com excesso de carregamento, transformadores com carregamento acima do permitido ou transformadores com baixo carregamento, barras com queda de tensão superior ao permitido pela legislação, bem como, os meios para contornar dos problemas ou melhorar a distribuição de carga e fluxo pela rede de forma a se evitar futuras falhas decorrentes destas condições encontradas.

Para testar a aplicação da metodologia que será apresentada no capítulo seguinte, utilizaremos as curvas diárias de carga de um dos sistemas reticulado da rede subterrânea de Curitiba que estão apresentadas nos gráficos das Figuras 4.2, 4.3 e 4.4. Estas curvas são rapidamente identificadas e podem ser facilmente compreendidas à medida que correlacionamos com os tipos de consumidores e

seu hábito de consumo ao longo do dia. Os sistemas de distribuição que atendem regiões de grande parcela de consumidores residenciais possuem uma forte característica para apresentar uma ponta de carga após as 17 ou 18 horas, dependendo da parcela de consumidores comerciais no mesmo alimentador. Esta característica se deve à coincidência de ocorrência das cargas comerciais com a carga residencial e da utilização dos sistemas de iluminação.

Desta forma, a curva diária não apresenta a ponta de carga no final do dia, mas sim, no meio da tarde e logo decrescendo ao início da noite, como apresentado no gráfico da Figura 4.4.

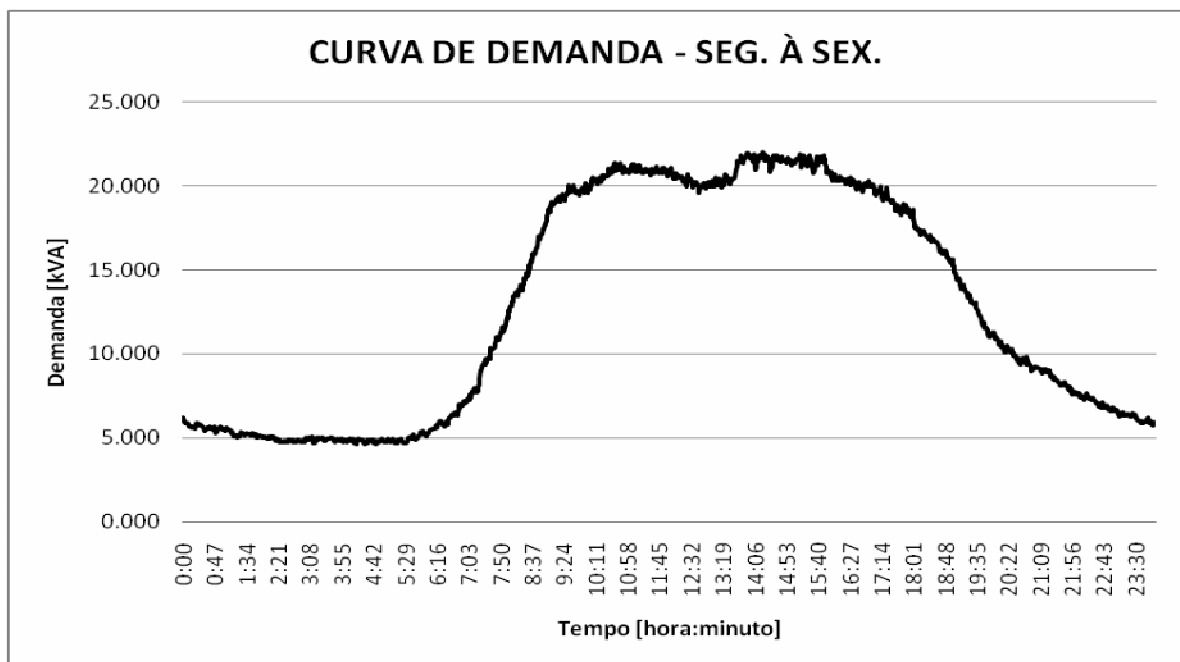


FIGURA 4.2 – GRÁFICO DA CURVA DIÁRIA DE CARGA DO SISTEMA RETICULADO – SEGUNDA À SEXTA-FEIRA

No mesmo gráfico pode ser constatado que durante os dias úteis, logo no início da manhã a carga se altera rapidamente atingindo o nível próximo ao patamar de carga pesada matendo-se durante quase todo o dia. Esta característica afeta diretamente a forma de operação da rede restringindo a

programação de desligamentos de maior impacto a outras faixas horárias, assim como, as ações de manutenção e emergência para os mesmos períodos.

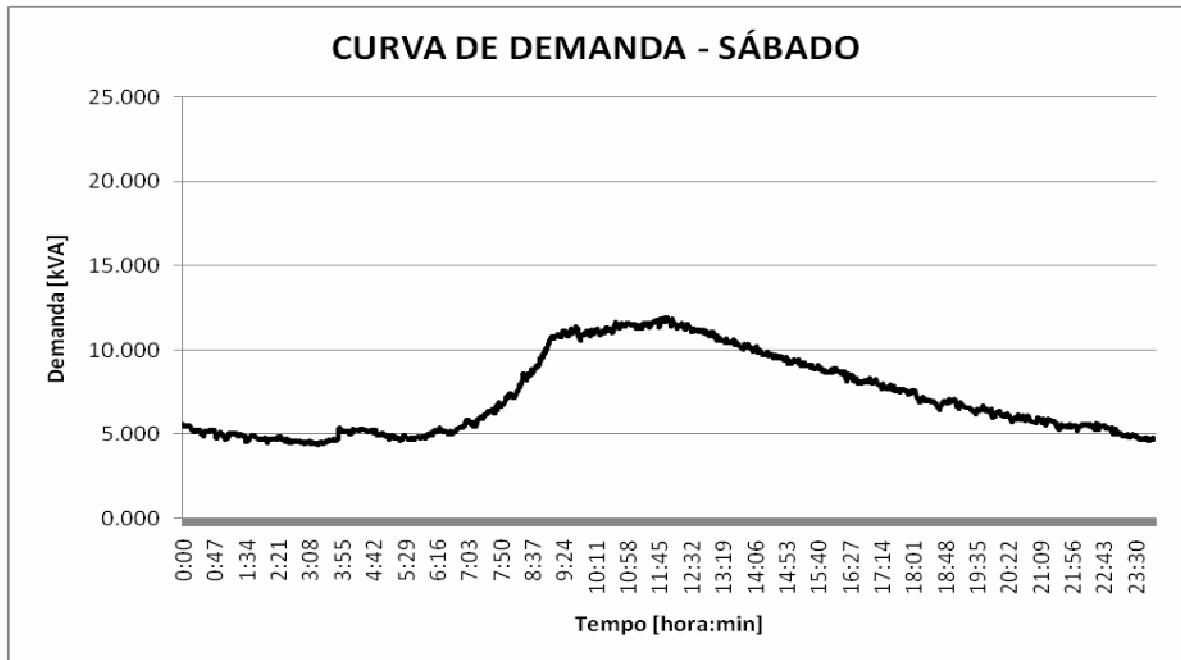


FIGURA 4.3 – GRÁFICO DA CURVA DIÁRIA DE CARGA DO SISTEMA RETICULADO - SÁBADO

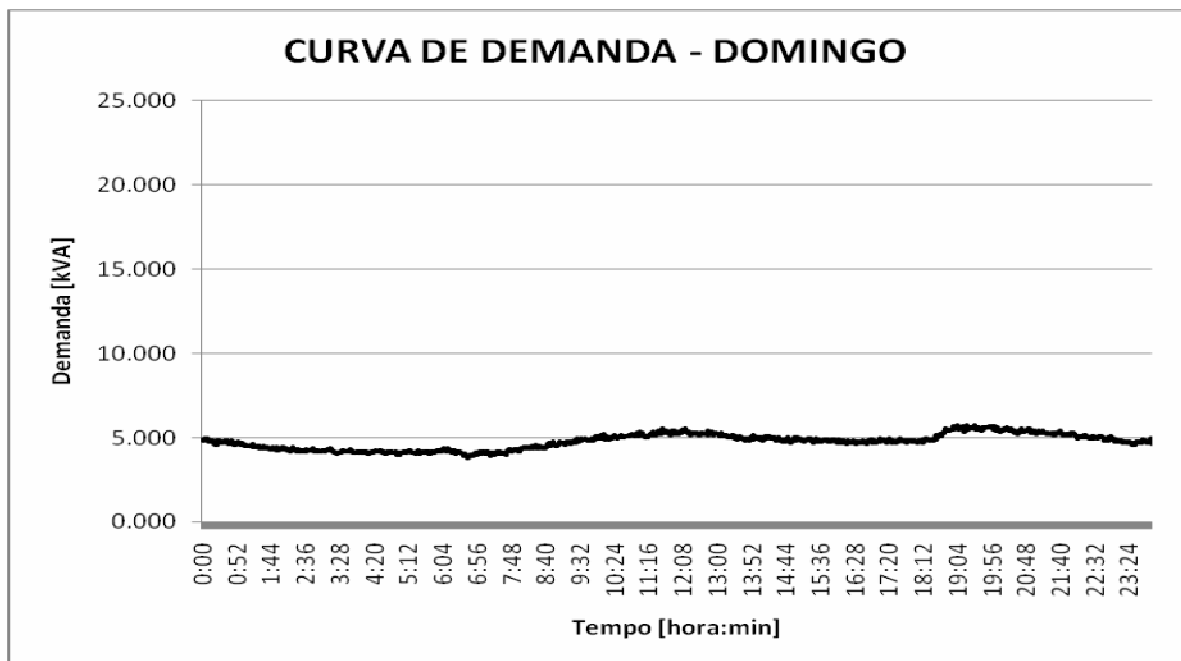


FIGURA 4.4 – GRÁFICO DA CURVA DIÁRIA DE CARGA DO SISTEMA RETICULADO - DOMINGO

Os patamares de carga média e leve são, respectivamente, definidos pelas demandas máximas do sábado e domingos e são utilizados para montagem de casos com as finalidades de estudos de proteção, desligamentos e outros e são apresentados nas Figuras 4.5 e 4.6.

Em uma análise mais convencional é considerada a duração dos patamares de carga em cada dia da semana e o número de dias em que se repetem em um ano, conforme apresentado nas Tabelas 4.3 e 4.4 deste trabalho.

TABELA 4.3 – NÚMERO DE HORAS DIÁRIAS PARA CADA CONDIÇÃO DE CARGA

| Número de Horas - $Horas_{i,j}$ | | | |
|---------------------------------|----------|--------|-----------------|
| Carga (i) | Dia Útil | Sábado | Domingo/Feriado |
| Pesada | 11 | - | - |
| Média | - | 8 | - |
| Leve | 13 | 16 | 24 |

TABELA 4.4 – NÚMERO DE DIAS POR TIPO AO ANO

| Número de Dias - $Dias_j$ | |
|---------------------------|-----|
| Dia Útil | 247 |
| Sábado | 52 |
| Domingo/Feriado | 64 |

Para cálculo da FO, abordada à frente, é considerado o impacto das contingências nas diferentes condições de carga, para tanto, são considerados o tempo e quantidade dos desligamentos, representados na Tabela 4.5 pela duração e frequência média de interrupção dos alimentadores da rede subterrânea

reticulada (os dados são da rede subterrânea de Curitiba) em seus respectivos dias e patamares de carga.

TABELA 4.5 – DURAÇÃO (h) E FREQUÊNCIA ANUAL MÉDIA DE DESLIGAMENTOS POR ALIMENTADOR SUBTERRÂNEO

| Dia | Patamar de Carga | Duração (h/interrupção) | Frequência (interrupções/ano) |
|-----------------|------------------|----------------------------|----------------------------------|
| Dia Útil | Pesada | 3,23 | 2,30 |
| | Leve | 0,89 | 0,45 |
| Sábado | Média | 0,35 | 0,05 |
| | Leve | 0,15 | 0,10 |
| Domingo/Feriado | Leve | 4,50 | 0,95 |

Os valores deverão ser obtidos de um sistema de controle e registro de desligamentos da rede subterrânea em análise.

Neste caso, os dados acima foram obtidos através da análise dos dados de medição dos alimentadores do sistema subterrâneo de Curitiba, através do sistema GASA – Gerência de Alimentadores e Subestações Automatizadas da COPEL, no período de 2008 até 2009.

Da quantidade de horas e dias dos patamares de carga em condições normais da rede, ou seja, sem ocorrência de desligamento dos alimentadores, são excluídas a duração e frequência média das interrupções dos alimentadores subterrâneos apresentados na Tabela 4.5 resultando na Tabela 4.6.

TABELA 4.6 – NÚMERO DE HORAS/DIA PARA CADA CONDIÇÃO DE REDE

| Número de Horas - $Horas_{i,j}$ | | | | | | |
|---------------------------------|----------|--------|-------------------|---------------------------|--------|-------------------|
| Condição de Carga (i) | Normal | | | Contingências/Alimentador | | |
| | Dia Útil | Sábado | Domingo e Feriado | Dia Útil | Sábado | Domingo e Feriado |
| Pesada | 10,55 | - | - | 0,15 | - | - |
| Média | - | 8,00 | - | - | - | - |
| Leve | 12,97 | 16,00 | 23,01 | 0,01 | - | 0,33 |

O custo das perdas e violação de tensão, para busca da FO, também devem ser calculados para as condições de rede normal e em contingências, ou seja, deve ser considerada a quantidade de horas/dia e dias/ano para cada dia e respectivo patamar de carga e contingência conforme apresentados na Tabela 4.6.

4.2 PREMISSAS DE ESTUDOS DE PLANEJAMENTO

Para execução de estudos de planejamento do sistema elétrico com vistas à verificação das condições da rede para determinação de necessidade de realização de reforços ou ampliação da capacidade da rede foi montado um caso no qual é feito uma projeção da carga no horizonte de 7 anos de rede. Esta projeção é realizada utilizando-se a taxa de crescimento verificada na região da carga atendida e o horizonte de planejamento pelas equações 4.1 e 4.2.

$$Pd_{futura} = Pd_{atual} \times \left(1 + \frac{i}{100}\right)^j, \text{ dada em [kW]} \quad (4.1)$$

onde: Pd_{futura} - potência ativa demandada futura em [kW];
 Pd_{atual} - potência ativa demandada atual em [kW];
 i - taxa de crescimento da carga em [%];
 j - horizonte de planejamento em [anos].

$$Qd_{futura} = Qd_{atual} \times \left(1 + \frac{i}{100}\right)^j, \text{ dada em [k var]} \quad (4.2)$$

onde: Qd_{futura} - potência reativa demandada futura em [kvar];
 Qd_{atual} - potência reativa demandada atual em [kvar];
 i - taxa de crescimento da carga em [%];
 j - horizonte de planejamento em [anos].

4.3 FORMULAÇÃO DA FUNÇÃO OBJETIVO

O problema otimização da rede secundária de sistemas reticulados de distribuição consiste-se em resolver uma função objetivo não linear. Uma solução clássica de projeto de redes secundárias radiais faz o uso do método do centro de carga para definição do local do transformador com auxílio do cálculo dos momentos elétricos, reduzindo as perdas e minimizando a queda de tensão.

A otimização da rede secundária de sistemas reticulados também obedece este método, porém, este define apenas o ponto de conexão do transformador à rede secundária. Nos sistemas reticulados também é importante a escolha do alimentador primário ao qual será conectado o transformador, que é o objetivo deste trabalho. Esta escolha é obtida com a busca da solução de menor custo das

perdas de energia. Paralelamente deve ser respeitada a Resolução nº 505 (ANEEL, 2001) que atribui os níveis adequados de tensão de fornecimento, bem como, a penalização para ocorrência de violação de tensão de fornecimento em níveis precários ou críticos.

Assim, os elementos da função objetivo são:

- Custo das Perdas;
- Custo da Violação de Tensão;

Desta forma, a FO a ser minimizada durante o processo de alocação dos transformadores é apresentada abaixo e as respectivas parcelas de custo descritas nos itens seguintes.

$$FO = f_1 + f_2 \quad (4.3)$$

onde: FO - função objetivo expressa em [R\$/ano];

f_1 - função custo das perdas de energia expressa em [R\$/ano];

f_2 - função custo da violação de tensão expressa em [R\$/ano].

4.3.1 CUSTO DAS PERDAS DE ENERGIA

O cálculo para obtenção das perdas de potência pode obedecer a qualquer das inúmeras formulações possíveis obtidas a partir dos FP. Considerando a Figura A.1, que representa um sistema e duas barras interligados por um ramo da rede elétrica, as perdas de potência correspondentes as parcelas de fluxo de potência ativo e reativo nos ramos são obtidas através da soma das equações de A.5 com A.7 apresentadas no apêndice A.

$$P_{perdas} = P_{km} + P_{mk} \quad (4.4)$$

onde: P_{perdas} - potência de perdas ativas no ramo entre as barras k e m ;
 P_{km} - fluxo de potência ativa da barra k para a barra m ;
 P_{mk} - fluxo de potência ativa da barra m para a barra k ;

No MATPOWER, calculam-se as perdas de potência em função do módulo da corrente circulante pelo ramo multiplicando-se pela resistência do mesmo, conforme demonstrado nas equações 4.5.

$$P_{perdas} = |I_{km}|^2 \times r_{km} \quad (4.5)$$

onde: P_{perdas} - potência de perdas ativas no ramo entre as barras k e m ;
 $|I_{km}|$ - módulo da corrente que circula da barra k para a barra m ;
 r_{km} - resistência do ramo entre as barras k e m ;

Para o cálculo da energia, primeiramente, são obtidos os valores de perdas de potência de toda a rede, ou seja, somando-se as perdas de todos os ramos e transformadores da rede secundária, segundo a equação 4.6.

$$Perdas_{potência} = \sum P_{perdas} \quad (4.6)$$

onde: P_{perdas} - potência de perdas ativas no ramo entre as barras k e m ;

O custo da energia é determinado para o período de um ano. Para tanto, são considerados os dias e horários dos patamares de carga média, leve e pesada em condições normais e durante a ocorrência de contingências na rede, ou seja, a avaliação da energia é fortemente realizada com base nas variações e tempo

médio dos desligamentos de alimentadores primários destas contingências, porém, sem deixar de lado a análise durante a operação normal da rede.

A energia decorrente das perdas na rede, então, pode ser obtida em 4.7.

$$Energia_{perdas} = \sum_i \sum_j \sum_l Perdas_{potência_{il}} \times Horas_{ijl} \times Dias_j \quad (4.7)$$

onde:

- $Energia_{perdas}$ - energia das perdas total anual da rede em [kWh];
- $Perdas_{potência_{il}}$ - perdas de potência nos ramos da rede BT e Transformadores em [kW]
- $Horas_{ijl}$ - tempo de cada patamar de carga (i) considerado para cada tipo de dia (j) e condição da rede (l) em [h/dia];
- $Dias_j$ - quantidade de dias para cada tipo de dia (j) em [dias/ano];
- i - número que corresponde a cada período de carga;
- j - número que corresponde aos tipos de dias;
- l - número que corresponde aos tipos de condições da rede.

Os valores de horas e do número de dias, apresentados na Tabela 4.1, são obtidos do histórico anual de desligamento dos alimentadores nos respectivos patamares de carga descritos neste capítulo.

Como tratamos aqui de um problema de distribuição das perdas na rede secundária de um sistema reticulado de distribuição de energia, para efetuar os cálculos do custo das perdas utiliza-se o valor da tarifa de fornecimento de energia para o grupo B (tensão secundária de distribuição) até 2,3 kV, correspondente ao custo da energia e da taxa de uso do sistema de distribuição (TUSD).

$$Custo_{perdas} = Energia_{perdas} \times Tarifa_{GrupoB} \quad (4.8)$$

Onde:

$Custo_{perdas}$ - custo das perdas da rede secundária em [R\$/ano];

$Energia_{perdas}$ - energia das perdas total da rede em [kWh/ano];

$Tarifa_{GrupoB}$ - valor da tarifa de fornecimento de energia para atendimento em tensão secundária de distribuição em [R\$].

4.3.2 CUSTO DA VIOLAÇÃO DE TENSÃO

A ANEEL definiu os níveis de tensão de fornecimento em regime permanente através da publicação da resolução nº 505 (ANEEL, 2001), bem como, nela estabelece os limites inferiores e superiores para valores de tensão, classificando-os como adequado, precário e crítico. A tensão de atendimento é definida como a tensão eficaz medida no ponto de entrega, que é o ponto de conexão ou limite físico entre as instalações do consumidor e da concessionária, que pode ser expresso em unidades de volts [V] ou kilovolts [kV]. Na referida resolução estão definidos os procedimentos para verificação de procedência da reclamação de queda de tensão formulada pelo consumidor, como e onde deve ser realizada a medição de tensão, os prazos para resolução dos problemas constatados e a fórmula de penalização da concessionária de distribuição de energia elétrica em caso de constatado o problema da violação dos limites de tensão.

A concessionária deve apurar as reclamações por um período de 7 dias através de medição com intervalos de 10 minutos. Este período deve gerar um conjunto de 1008 leituras que são utilizadas nas equações 4.9 e 4.10 dos indicadores individuais DRP e DRC que serão utilizados na equação do custo de violação de tensão:

I - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP), utilizando a seguinte fórmula:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 \quad (4.9)$$

onde: nlp - número de leituras situadas nas faixas precárias.

II - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100 \quad (4.10)$$

onde: nlc - número de leituras situadas nas faixas críticas.

Na resolução nº 505 (ANEEL, 2001) está definido a equação para cálculo da compensação pelo serviço inadequado (Valor). Desta forma, verifica-se a tensão de cada barra do sistema reticulado para possível cálculo do custo de violação. O custo da violação passa a ser a equação do “valor de compensação” definido na resolução nº 505 (ANEEL, 2001) e devidamente particularizada para determinar o custo anual de violação de tensão ($C_{\text{violação}}$) de consumidores da rede secundária de distribuição, apresentado na equação 4.11.

Na equação abaixo, os valores de DRP e DRC estão em representação percentual para permitir excluir 3 % e 0,5 % das leituras decorrentes dos limites admissíveis nas condições precária e crítica.

$$C_{\text{violação}} = \sum_i \sum_j \sum_l \left\{ \left[\left(\left(\frac{DRP - 3}{100} \right) \times 3 \right) + \left(\left(\frac{DRC - 0,5}{100} \right) \times 7 \right) \right] \times k3 \times DkW_{ijl} \right\} \quad (4.11)$$

Onde: DRP - é a duração relativa das transgressões de tensão precária;
 DRC - é a duração relativa das transgressões de tensão crítica;
 $k3$ - é a taxa de uso do sistema de distribuição em [R\$/kWh];
 DkW_{ij} - é a demanda dos consumidores no ponto de medição em [kW];
 i - corresponde a cada período de carga (média, leve ou pesada) em [horas/dia];
 j - correspondem aos tipos de dias (dias úteis, sábados, domingos/feriados) em [dias/ano];
 l - correspondem aos tipos de condições da rede [normal e contingências].

4.4 METODOLOGIA DE OTIMIZAÇÃO DA REDE SECUNDÁRIA

Estabelecidos os correspondentes custos de violação de tensão, decorrentes da forma de penalização estabelecida na resolução nº 505/2001 (ANEEL), e dos custos das perdas de energia que compõem a função objetivo proposta neste trabalho, bem como, as técnicas de Algoritmos Genéticos e de FP utilizado nos estudos de expansão e operação do sistema elétrico, cabe apresentar a metodologia para utilização dos AG para busca da solução de alocação proposta por este trabalho, conforme apresentado no diagrama da Figura 4.5.

As simulações de FP devem considerar os diferentes patamares de carga nas suas respectivas condições de rede normal e contingências, conforme apresentado na Figura 4.6.

Esta metodologia busca determinar em qual das barras da rede primária deve ser conectado cada transformador de distribuição da rede secundária reticulada em função do controle dos custos de perdas de energia e de violação de

tensão verificados durante os diferentes patamares de carga e condições de rede descritas nas Tabelas do item 4.3 deste trabalho.

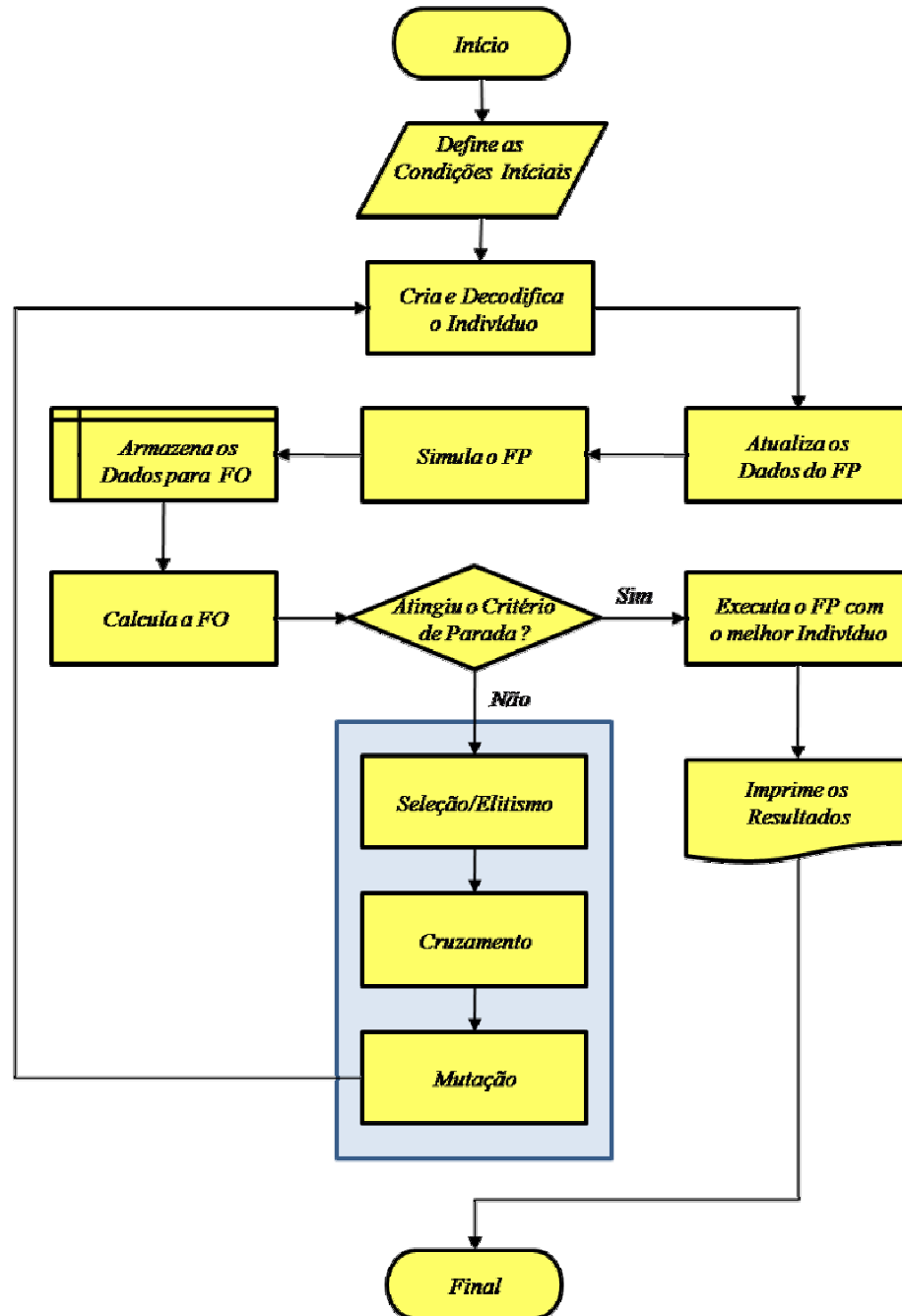


FIGURA 4.5 – FLUXOGRAMA GERAL DA METODOLGIA

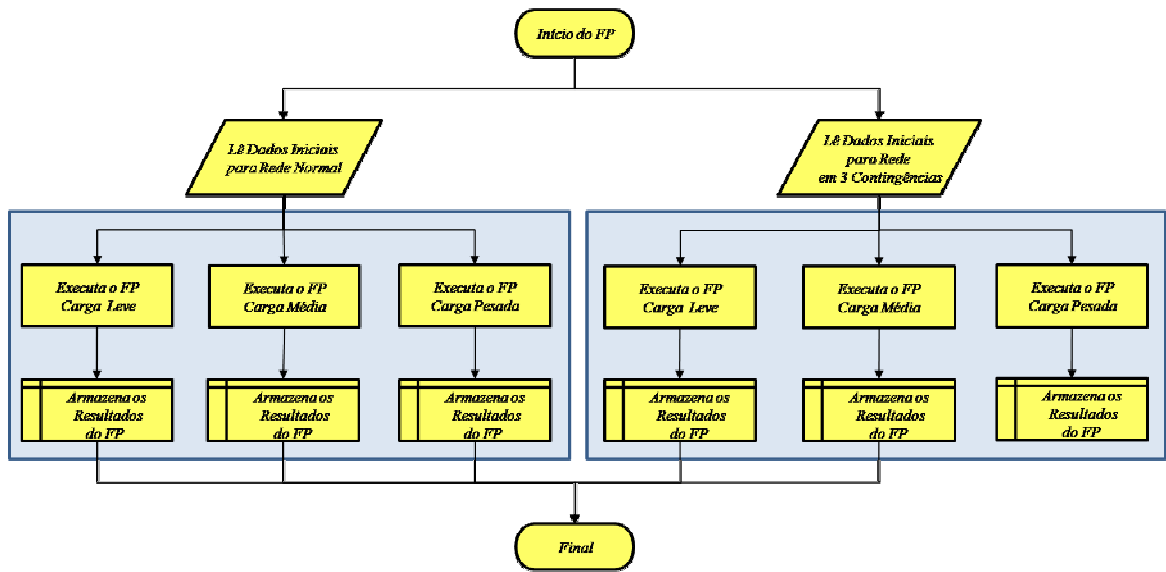


FIGURA 4.6 – FLUXOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA PARTICULARIZADO PARA O CASO

4.4.1 CODIFICAÇÃO DOS INDIVÍDUOS

Os indivíduos codificados na forma de uma sequência de números reais são fundamentais para aplicação dos algoritmos genéticos. A representação destes elementos, da forma mais reduzida possível, ajuda a limitar a quantidade de gerações auxiliando na rapidez de obtenção da solução do problema de alocação de transformadores.

A má codificação dos indivíduos pode fazer com que os AG realizem um esforço computacional maior que necessária, trazendo dificuldade de obtenção da solução ótima e dispensando maior tempo total das simulações.

Neste trabalho foi realizada a codificação da barra primária ao qual é conectado o transformador de distribuição da malha secundária, conforme exemplo apresentado na Figura 4.8. Com esta codificação, os algoritmos genéticos alternam a ligação da barra de AT com a barra de BT buscando a

melhor configuração para a rede de distribuição, ou seja, com menores perdas e violação de tensão.

| Codificação da Barra Primária para Conexão dos Transformadores | | | |
|---|------------------------|------------------------|--------------------------|
| <i>Transformador 1</i> | <i>Transformador 2</i> | <i>Transformador 3</i> | <i>Transformador ...</i> |
| X X X | X X X | X X X | . . . |

FIGURA 4.7 – EXEMPLO DE CODIFICAÇÃO DO INDIVÍDUO BARRAS

A decodificação do indivíduo apresenta uma lista de barras relacionadas com os transformadores ao quais devem ser conectadas, tais quais apresentadas no exemplo da Figura 4.9.

TABELA 4.7 – EXEMPLO DE DECODIFICAÇÃO DO INDIVÍDUO

| fbus | tbus | r | x | b | rateA | rateB | rateC | ratio | angle | status |
|------|------|---|----|---|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 41 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 0 |
| 41 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 41 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 41 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | X | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |

| fbus | tbus | r | x | b | rateA | rateB | rateC | ratio | angle | status |
|------|------|---|----|---|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 41 | 327 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 0 |
| 41 | 578 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 41 | 433 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 41 | 505 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | 252 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | 308 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | 549 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | 507 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | 304 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | 346 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | 476 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | 410 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |

4.4.2 PARÂMETROS DOS ALGORITMOS GENÉTICOS

Na Tabela 4.5 são apresentadas as principais características dos AG utilizados na metodologia desenvolvida para otimização da rede secundária e conexão de transformadores de distribuição.

TABELA 4.8 – CONFIGURAÇÃO DOS AG

| Características | Parâmetros | Configuração |
|-----------------|---------------------|---------------------------------|
| Indivíduo | Codificação | Real |
| | Número de Variáveis | 12 |
| População | Tamanho | 20 |
| | Inicial | Aleatória |
| Seleção | Elitismo | 2 indivíduos |
| | Método | Roleta |
| Cruzamento | Tipo | Média Ponderada Aritmética |
| | Taxa | 80% |
| Mutação | Tipo | Uniforme |
| | Taxa | 5% |
| Parada | Critério | 200 gerações/final da população |

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Apresentar a formulação matemática do problema de otimização de uma rede subterrânea de distribuição do tipo reticulada foi o objetivo deste capítulo.

Semelhante ao utilizado na avaliação das redes aéreas com as mais diferentes finalidades, os cálculos de custo de perdas e de violação de tensão foram particularizados para avaliação da rede subterrânea de distribuição do tipo reticulada, na qual os desligamentos de alimentadores primários são freqüentes e tem grande impacto sobre a distribuição do fluxo de potência na rede secundária.

A condição descrita acima é que permite a aplicação deste método e permite realizar a otimização da rede elétrica e avaliar a melhor conexão para transformadores já instalados e outras novas instalações a cada obra a ser executada, ou mesmo, durante um estudo geral de longo prazo deste sistema elétrico.

Os testes, resultados e análises serão apresentados no capítulo seguinte.

CAPÍTULO 5 – TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados o planejamento dos testes e os resultados das simulações realizadas. Os testes iniciais para parametrização dos AG, os resultados das simulações com e sem a otimização através dos AG e a validação da metodologia.

Para comprovar a técnica desenvolvida, o caso atual foi alterado modificando-se as ligações dos transformadores para uma situação de má distribuição, permitindo que os AG possam realizar a busca de solução e avaliação da função objetivo e se evidencie os resultados finais.

5.1 SISTEMA TESTE

A metodologia proposta pode ser utilizada com qualquer sistema de distribuição de energia elétrica do tipo reticulado. Para tanto, os arquivos de dados da rede deverão ser adequados para o formato do MATLAB e estabelecidos o número de contingências admissíveis para este sistema e, respectiva quantidade de alimentadores primários.

Para fins de realização dos testes deste trabalho foram utilizados os dados reais da rede subterrânea de Curitiba como exemplo da metodologia, conforme apresentado na figura 5.1 obtida do cadastro de redes da COPEL. Este trecho da rede, apresentado na Figura B.2, retirada do sistema de cadastro georeferenciado de redes da COPEL (GEO), contém todos os dados reais de impedância de cabos e carga das barras. O número de alimentadores foi reduzido para facilitar a análise e compreensão do caso inicial, no entanto, foram mantidos o mesmo número de transformadores, ramos da rede secundária e as barras com respectivas cargas.

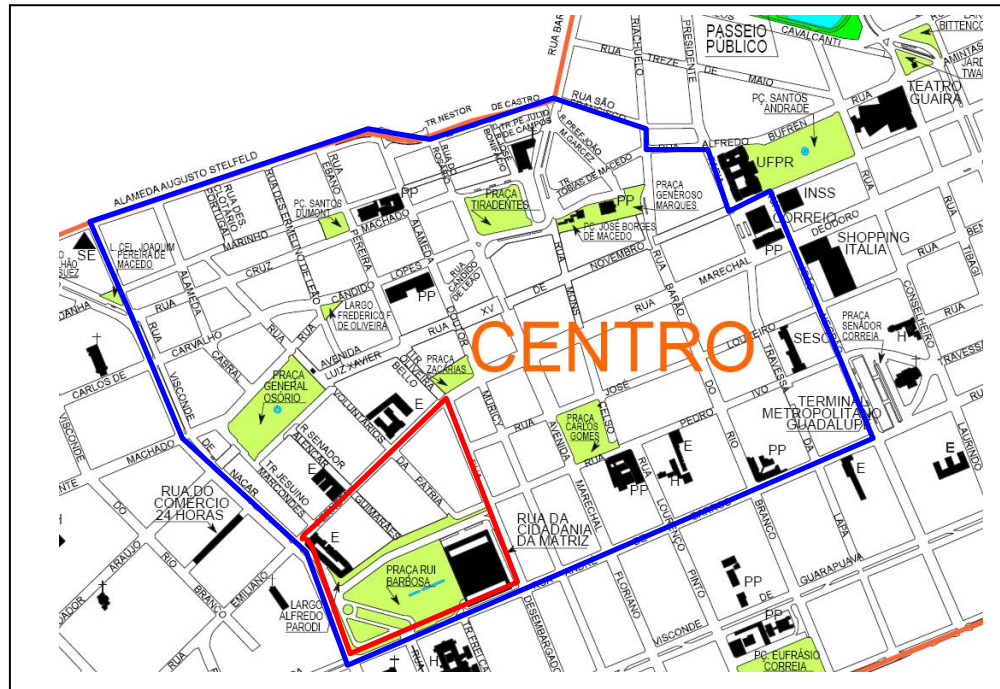


FIGURA 5.2 – MAPA DA REGIÃO CENTRAL DE CURITIBA (IPPUC)

O sistema de cadastro possui uma simbologia própria desenvolvida internamente na COPEL, para atender a necessidade de representação de todos os seus padrões construtivos.

Desta maneira, para facilitar a visualização, é redesenhado o trecho da rede subterrânea com 81 barras e 96 ramos, na Figura 5.3 utilizando a mínima representação para entendimento da rede reticulada que é objeto dos testes e simulações do algoritmo de alocação de transformadores subterrâneos proposto.

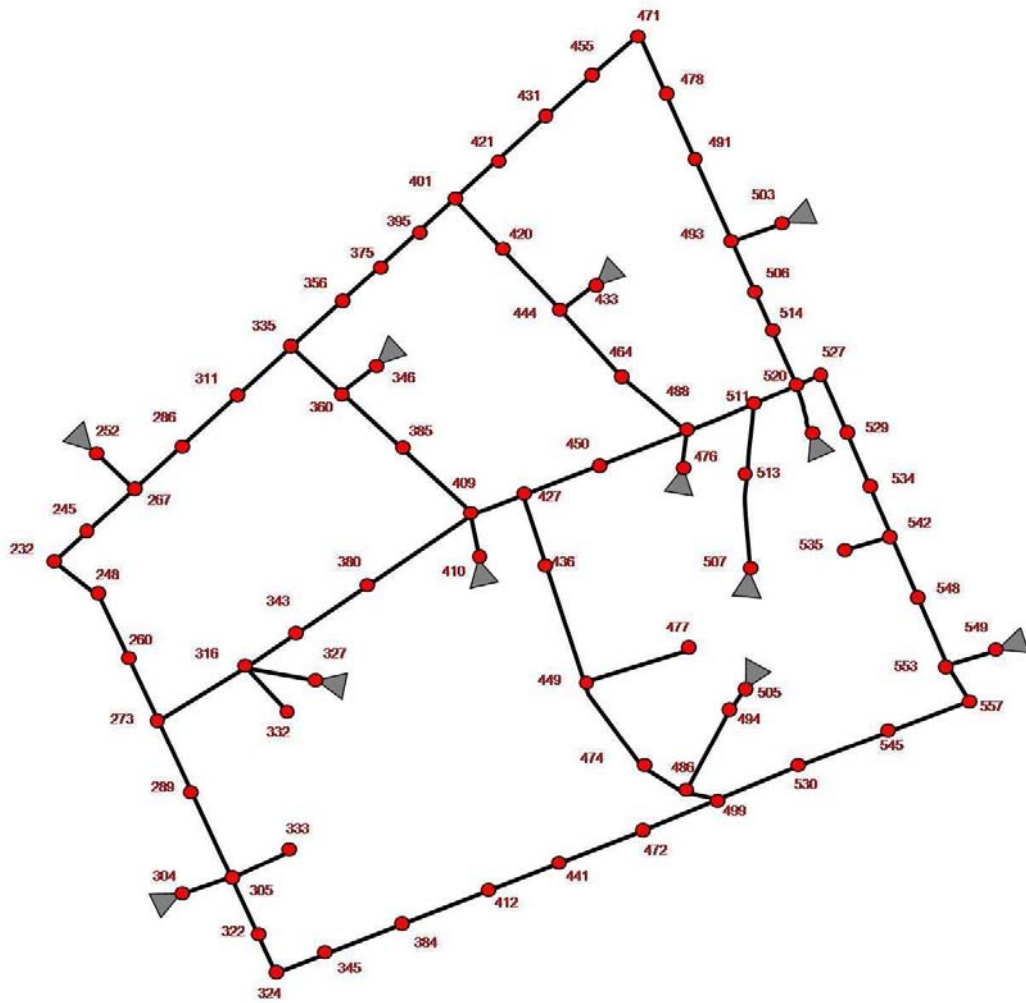


FIGURA 5.3 – TRECHO DA REDE SUBTERRÂNEA SIMPLIFICADA

5.2 PLANEJAMENTO DAS SIMULAÇÕES

Como planejamento das simulações, com objetivo de validar a metodologia desenvolvida para otimização da rede secundária reticulada de distribuição de energia elétrica, foi definido que primeiramente seriam realizados ensaios para fazer a parametrização. A seguir são realizadas as simulações sem utilização dos AG e, na sequência, com a utilização dos AG para permitir a

comparação entre os resultados e, conseqüentemente, a avaliação de que o método proposto confere a melhoria geral da rede secundária com base nas fórmulas de avaliação das perdas e violações de tensão, descritas na função objetivo.

Assim, para cada simulação são calculados pelo FP e calculados os custos das perdas e de violação de tensão nas seguintes condições e patamares de carga da rede, sendo 1 para cada contingência e em condição normal da rede nos 3 respectivos patamares, conforme:

- Caso Normal:
 - Leve, Média e Pesada 3
 - Contingências:
 - Alimentador A: Leve, Média Pesada 3
 - Alimentador B: Leve, Média Pesada 3
 - Alimentador C: Leve, Média Pesada 3
- Total: 12

Ao final são apresentados os resultados, considerações e avaliações da metodologia proposta.

5.3 TESTES INICIAIS PARA AJUSTE DE PARÂMETROS DOS AG.

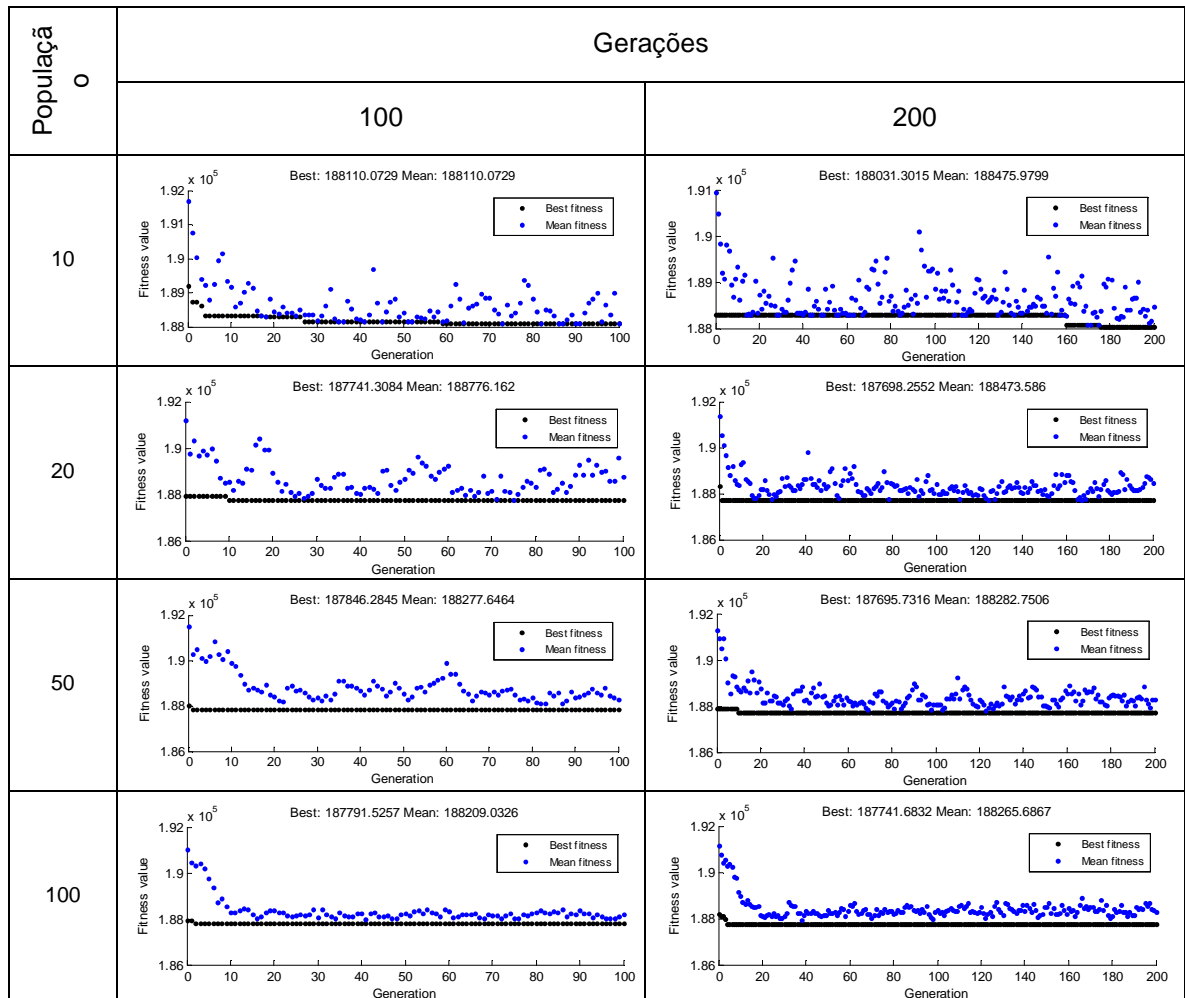
Foram realizados testes iniciais com a finalidade de verificar o comportamento dos AG, frente a diferentes parâmetros, das grandezas da FO e da facilidade de obtenção da solução. Estes primeiros resultados foram necessários para definir alguns dos parâmetros dos AG, conforme apresentados na Tabela 5.1.

Estes testes foram realizados variando a quantidade de gerações, o número de população de cada geração, o tempo e número de gerações limites para finalização do programa e obtenção da resposta para o problema de otimização da rede secundária reticulada de distribuição de energia elétrica.

As simulações contaram com populações de 10, 20, 50 e 100 indivíduos para 100 e 200 gerações, sem limites de tempo para obtenção das respostas com a finalidade de verificar a melhor resposta com a simulação de todas as gerações. Identificou-se que a utilização de populações com 20 indivíduos apresentam boa capacidade de criar novas gerações com taxa de 5% de mutação.

Outros parâmetros como a taxa e tipo de mutação, seleção e elitismo foram simulados, porém, não apresentaram ganhos na velocidade ou precisão na resposta.

TABELA 5.1 – RESULTADOS DOS TESTES INICIAIS



Foi observado que a capacidade de convergência e a obtenção do melhor resultado na função objetivo, porém, apesar das simulações apresentarem a capacidade de atingir a resposta rapidamente, todas elas obtiveram resultado diferente e grande dificuldade de escapar de um provável mínimo local não caracterizando o atingimento do mínimo global.

Depois de realizadas as simulações, descritas acima, partiu-se para a realização de duas simulações de 1000 e 5000 gerações para verificar se haveria melhoria dos resultados, apresentados nas Figuras 5.1 a 5.2. Todavia, verificamos que nestas duas simulações não houve alterações demonstrando que a melhor resposta poderia ser obtida com um pouco mais de 200 gerações.

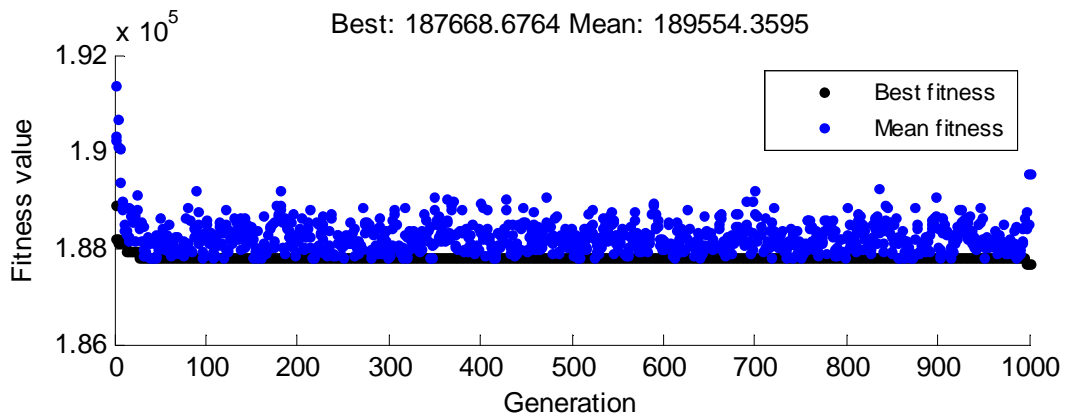


FIGURA 5.4 – DESEMPENHO DO AG – 1.000 GERAÇÕES

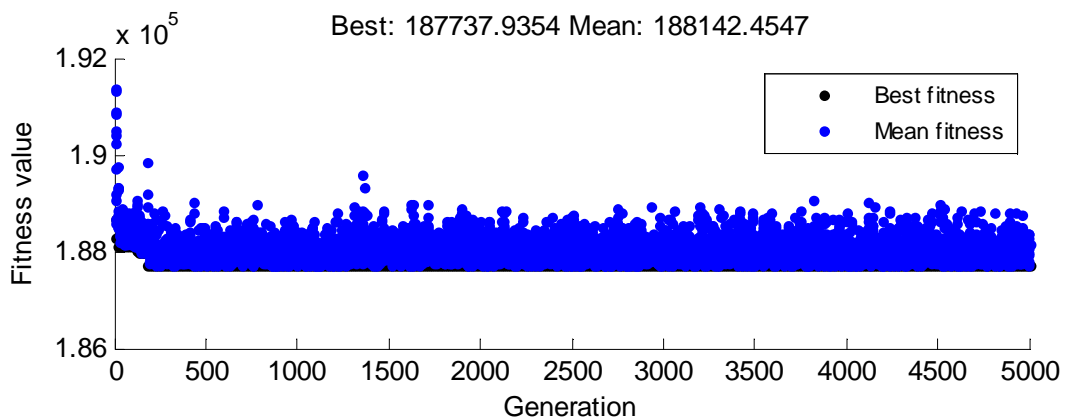


FIGURA 5.5 – DESEMPENHO DO AG – 5.000 GERAÇÕES

Assim, adotou-se para as próximas simulações, a população de 20 indivíduos e execução de 500 gerações.

5.4 RESULTADOS DO CASO ALTERADO COM E SEM ALOCAÇÃO

Neste item, está descrito e são apresentados os resultados das simulações do caso alterado. Neste caso, as ligações dos transformadores foram alteradas para simular uma má distribuição na rede reticulada, da função objetivo e verificar quanto os AG conseguem promover a melhoria da rede. Diz-se que as ligações foram alteradas porque o caso original é oriundo das condições reais de carga e linhas da rede subterrânea de Curitiba.

Após executar o FP, com o caso alterado, foi executados a metodologia de otimização com os AG para verificar o desempenho do mesmo. Na Tabela 5.2 é possível verificar o custo da FO para a simulação do caso alterado e as demais simulações realizadas com a utilização dos AG se pode verificar que houve a redução da FO.

Além do melhor valor da função objetivo ou da função de avaliação dos indivíduos obtidos durante as simulações, os AG apresentam o melhor indivíduo obtido em cada simulação.

Os indivíduos decodificados representam conjuntos de transformadores a serem conectados nos respectivos alimentadores A, B ou C do sistema elétrico em análise. Neste caso, as respostas de cada simulação podem apresentar os mesmos conjuntos de transformadores variando entre os alimentadores A, B ou C porque o cálculo da FO leva em consideração o desligamento de conjuntos de transformadores.

TABELA 5.2 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES E DA FUNÇÃO OBJETIVO COM O CASO ALTERADO

| <i>Simulação</i> | <i>Custo</i> _{perdas} [R\$ \times 1000] | <i>Custo</i> _{violação} [R\$ \times 1000] | <i>Custo</i> _{FO} [R\$ \times 1000] | <i>Tempo</i> <i>Simulação</i> [s] | <i>Alimentador</i> A | <i>Alimentador</i> B | <i>Alimentador</i> C |
|---------------------------|---|---|---|---|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| <i>Simulação s/ AG</i> | 201,23 | 0,26 | 201,49 | 1,74 | 327 - 252 304 - 346 | 433 - 503 528 - 507 | 505 - 549 476 - 410 |
| <i>1ª Simulação c/ AG</i> | 187,42 | 0,26 | 187,68 | 3.638,60 | 327 - 549 476 - 346 | 505 - 252 507 - 503 | 410 - 433 304 - 528 |
| <i>2ª Simulação c/ AG</i> | 187,48 | 0,26 | 187,74 | 3.667,50 | 476 - 507 252 - 549 | 433 - 410 528 - 304 | 503 - 327 346 - 505 |
| <i>3ª Simulação c/ AG</i> | 187,48 | 0,26 | 187,74 | 3.808,50 | 252 - 549 476 - 507 | 304 - 410 433 - 528 | 505 - 503 346 - 327 |
| <i>4ª Simulação c/ AG</i> | 187,61 | 0,26 | 187,87 | 3.891,40 | 505 - 327 503 - 476 | 304 - 346 528 - 433 | 507 - 410 252 - 549 |
| <i>5ª Simulação c/ AG</i> | 187,44 | 0,26 | 187,70 | 3.817,90 | 505 - 528 346 - 327 | 507 - 304 433 - 410 | 503 - 549 252 - 476 |

Nos gráficos seguintes também podemos constatar a melhoria dos carregamentos da rede, da redução das perdas e da redução das violações de tensão a cada barra, conforme as Figuras 5.3 à 5.14.

As barras vermelhas nos gráficos correspondem aos resultados do caso básico e as barras azuis indicam os dados de carregamento, perdas ou tensão obtidas com a simulação da melhor resposta indicada ao final das simulações dos AG.

Os gráficos com as tensões das barras indicam perfeitamente a melhoria que os AG quando em situação de contingência conseguiram proporcionar ao sistema em análise em todas as contingências, ou seja, durante as contingências de A, B e C.

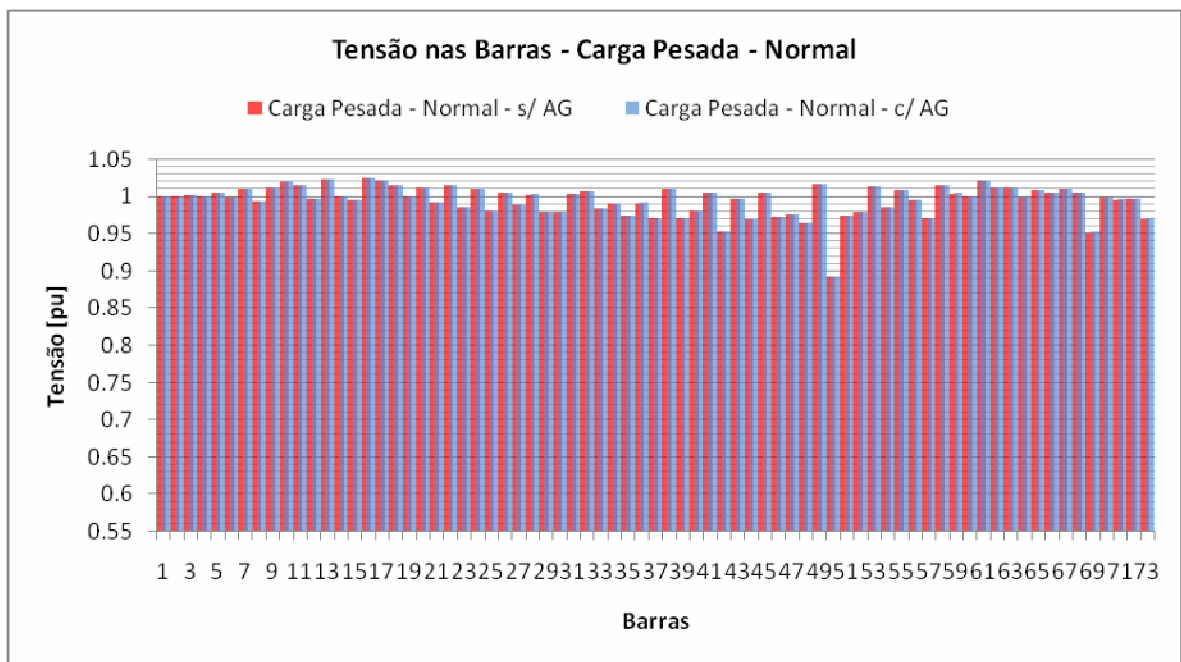


FIGURA 5.6 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CASO ALTERADO

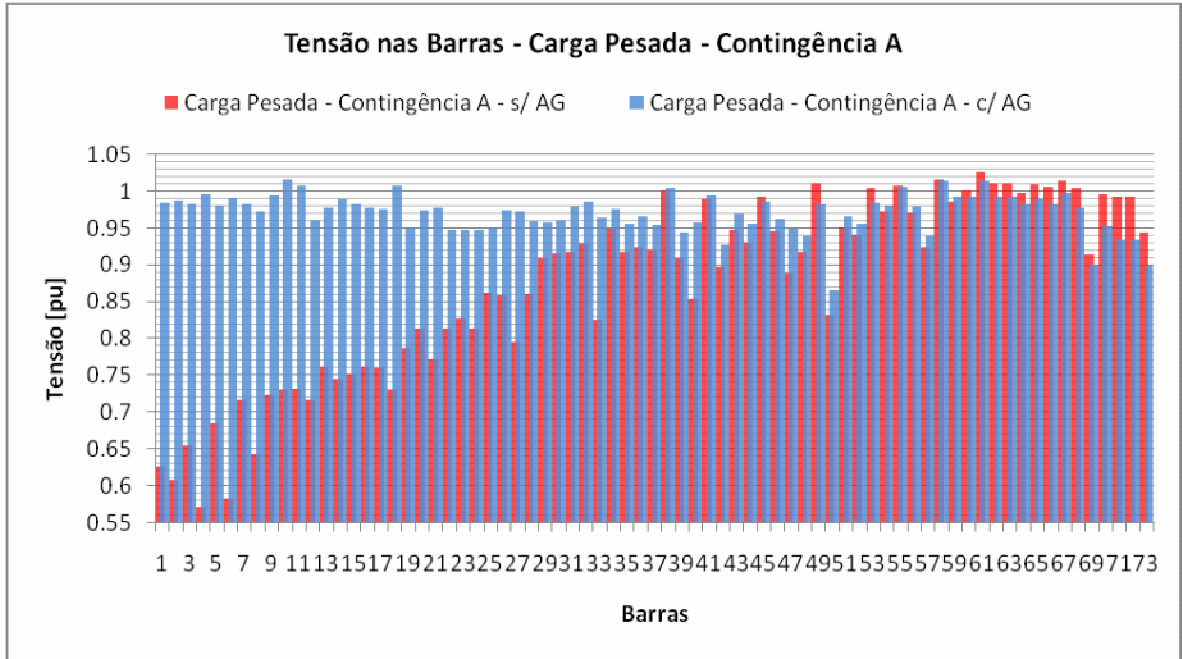


FIGURA 5.7 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CASO ALTERADO

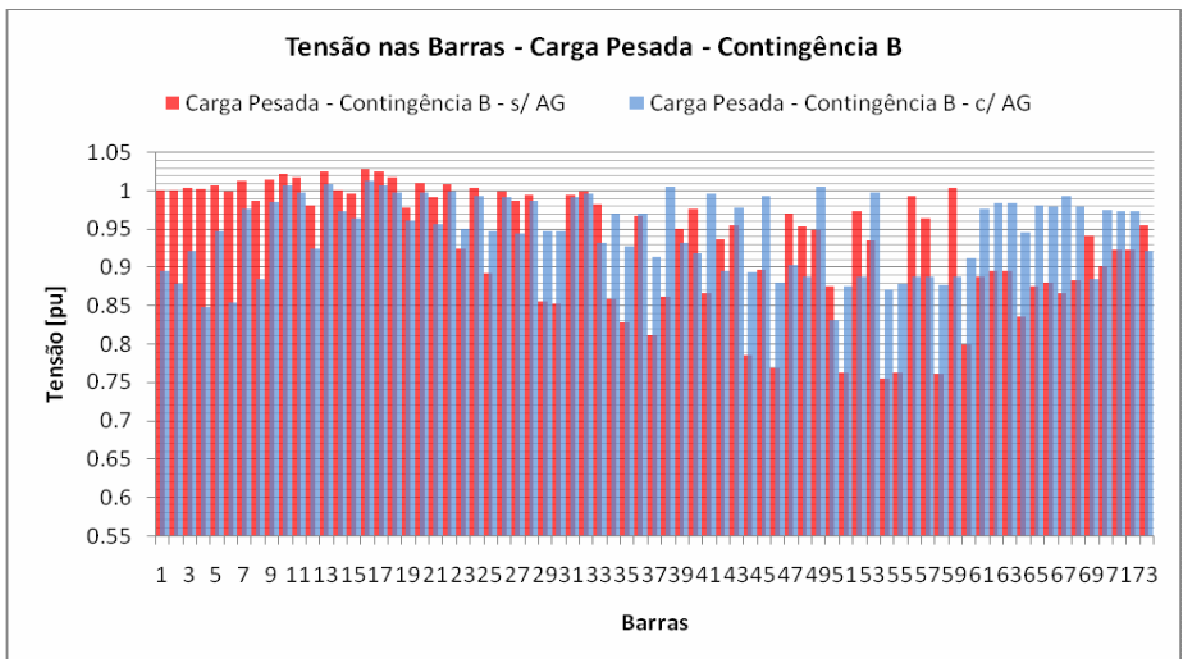


FIGURA 5.8 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CASO ALTERADO

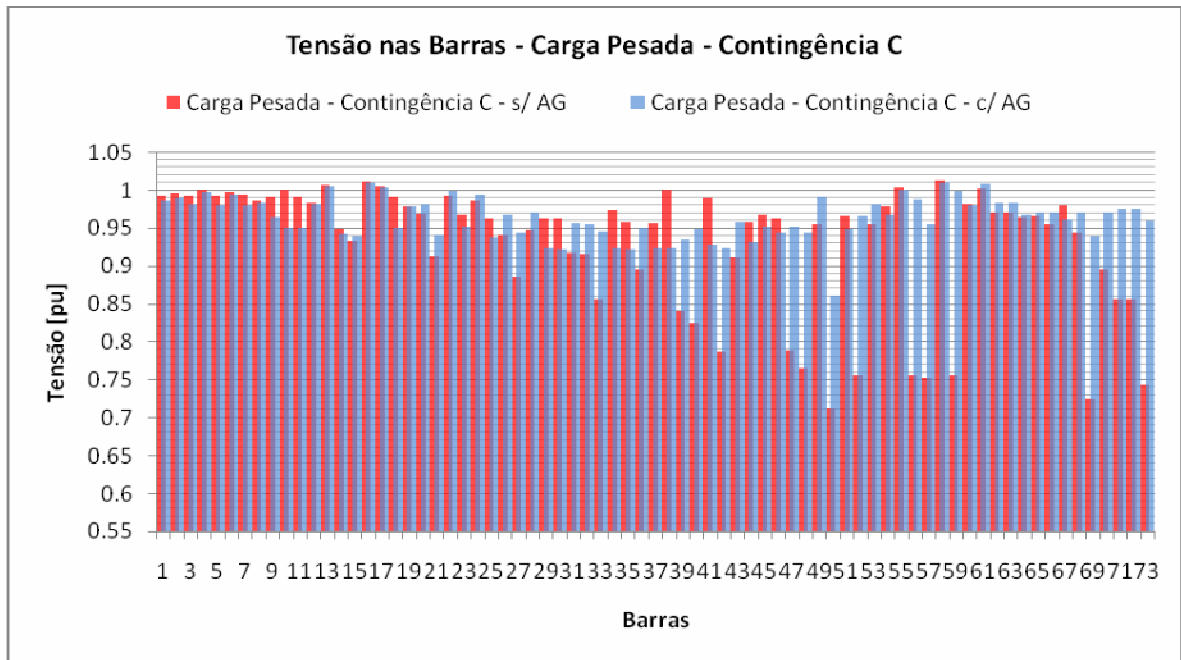


FIGURA 5.9 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C- CASO ALTERADO

Da mesma forma, as barras vermelhas nos gráficos correspondem aos resultados do caso básico e as barras azuis indicam os dados de perdas obtidos com a simulação da melhor resposta indicada ao final das simulações dos AG.

Como esperado, os resultados com e sem a utilização dos AG durante a condição normal de operação da rede mantém os mesmos níveis de perdas, tensão ou carregamento de linhas, pois, as variações do sistema elétrico ocorrem somente durante as contingências. No entanto, nas simulações em condição de contingência da rede, foi possível evidenciar a redução nas perdas durante o desligamento dos alimentadores A e C.

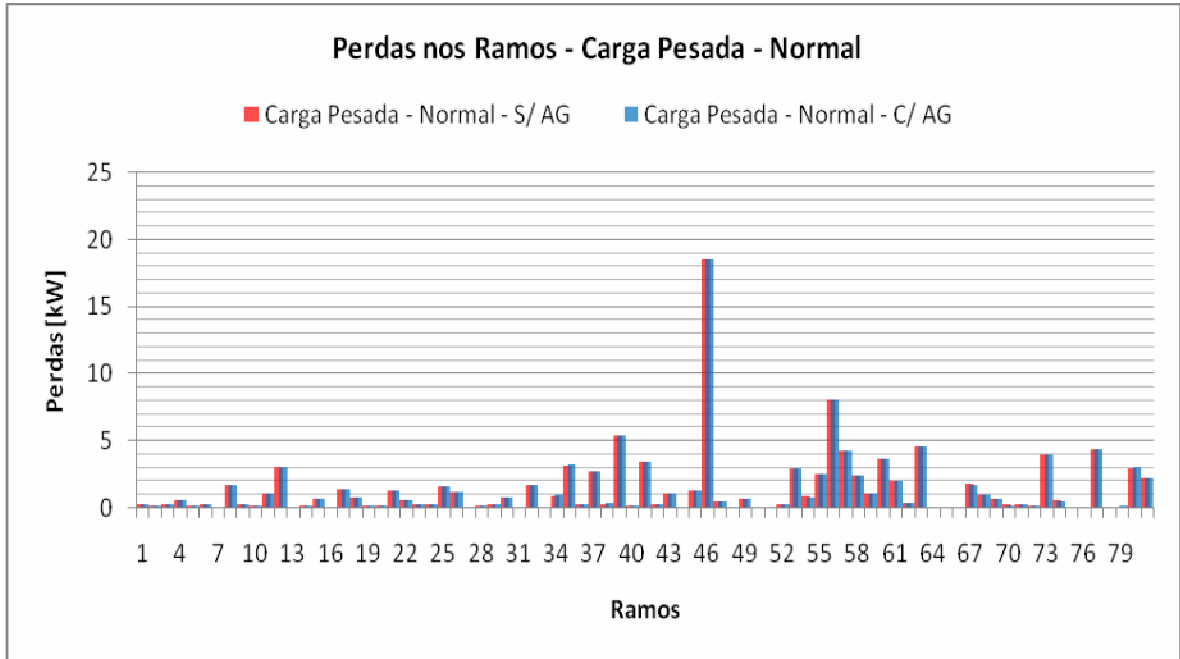


FIGURA 5.10 – PERDAS NOS RAMOS – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CASO ALTERADO

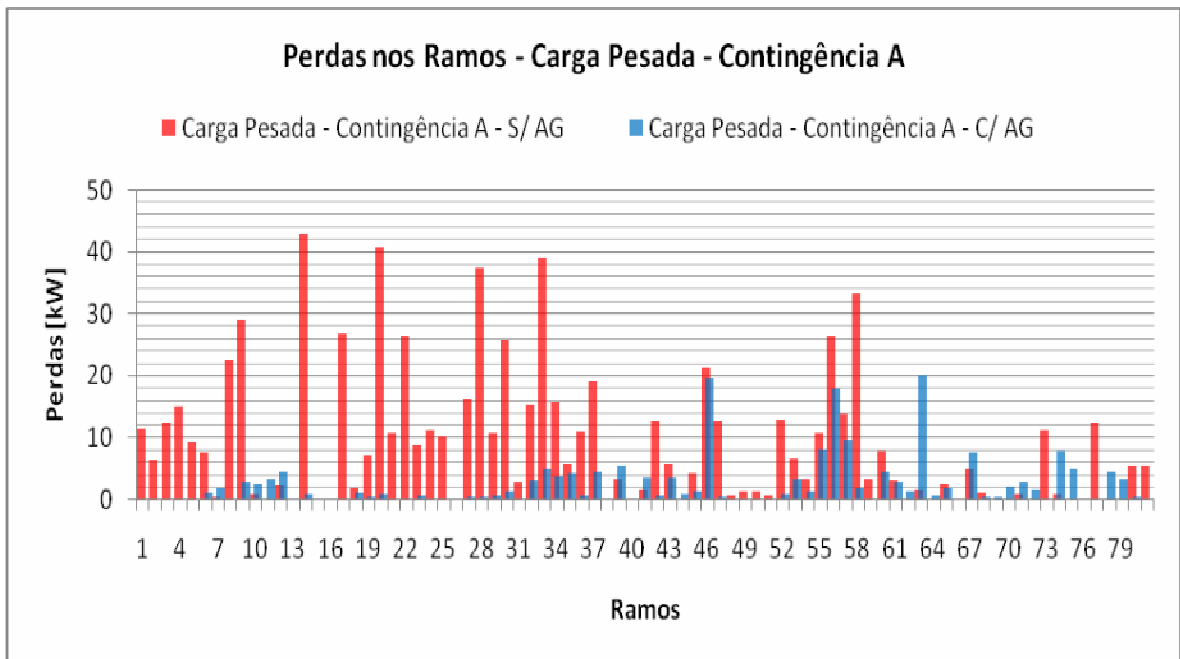


FIGURA 5.11 – PERDAS NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CASO ALTERADO

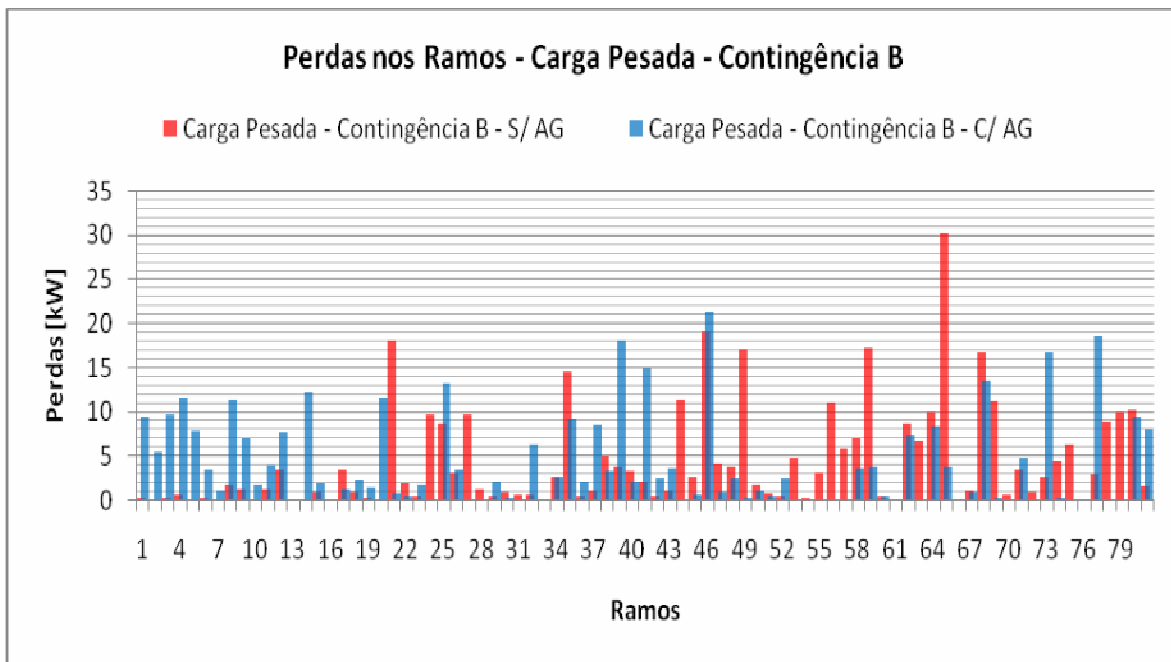


FIGURA 5.12 – PERDAS NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CASO ALTERADO

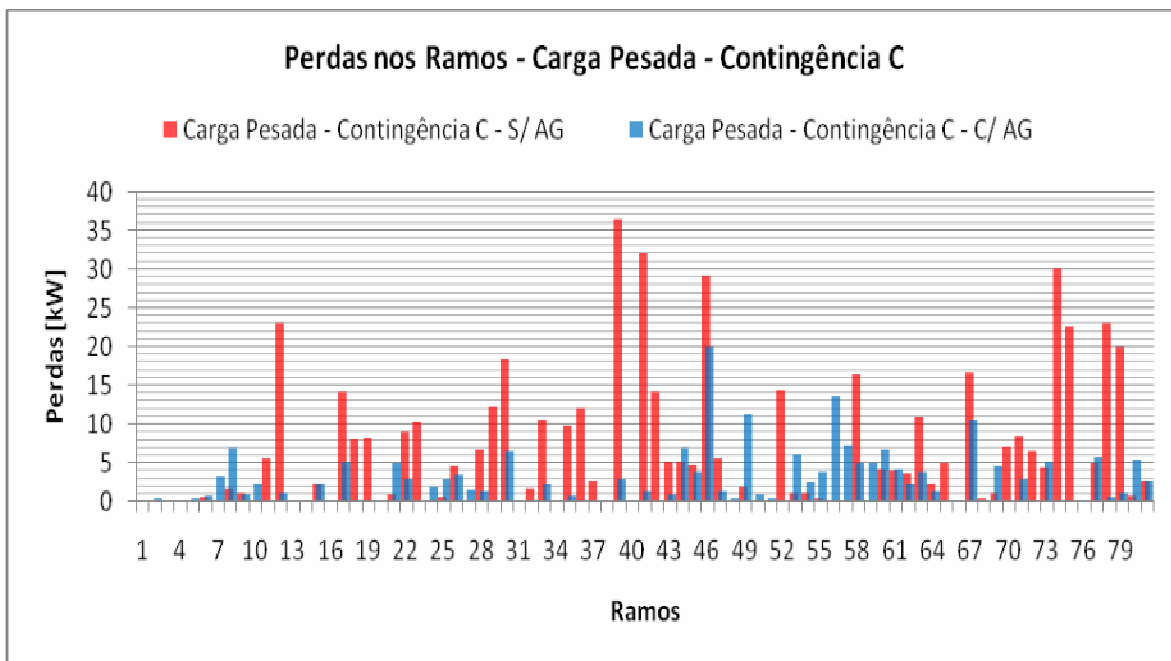


FIGURA 5.13 – PERDAS NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C – CASO ALTERADO

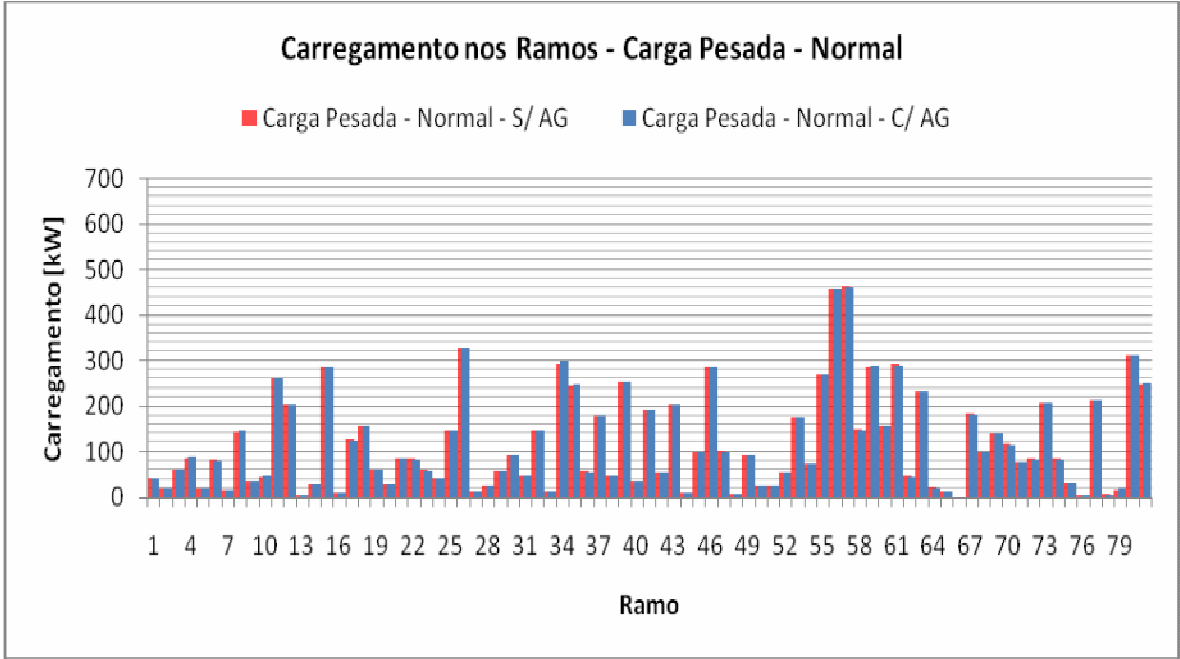


FIGURA 5.14 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CASO ALTERADO

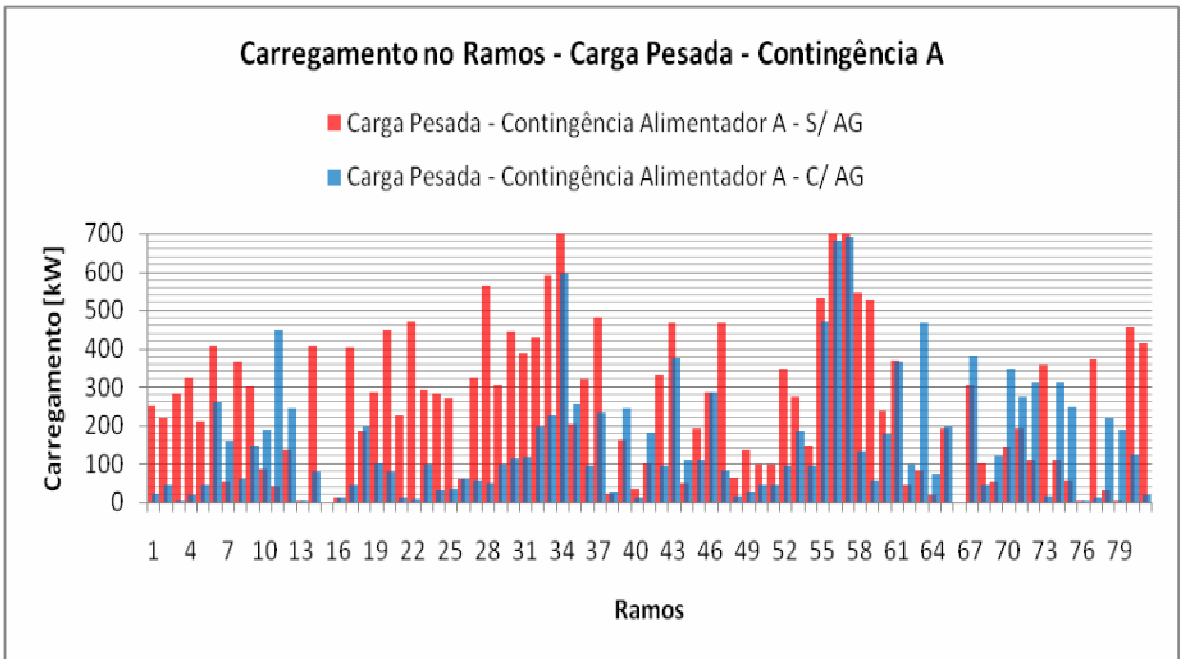


FIGURA 5.15 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CASO ALTERADO

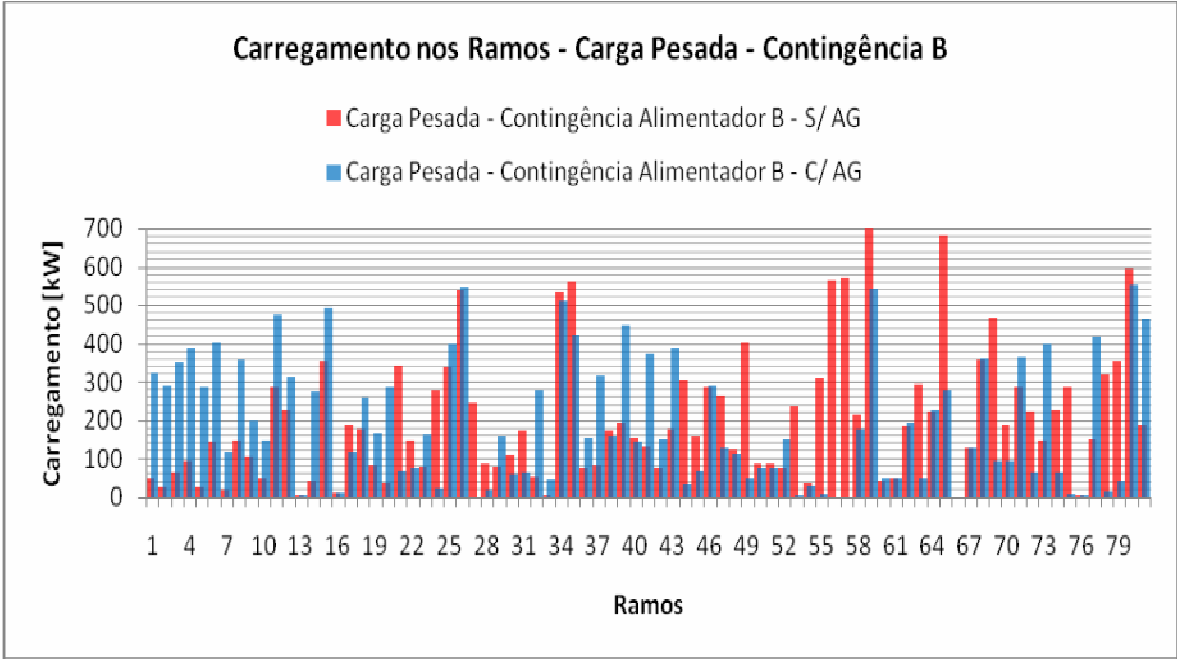


FIGURA 5.16 – PERDAS NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CASO ALTERADO

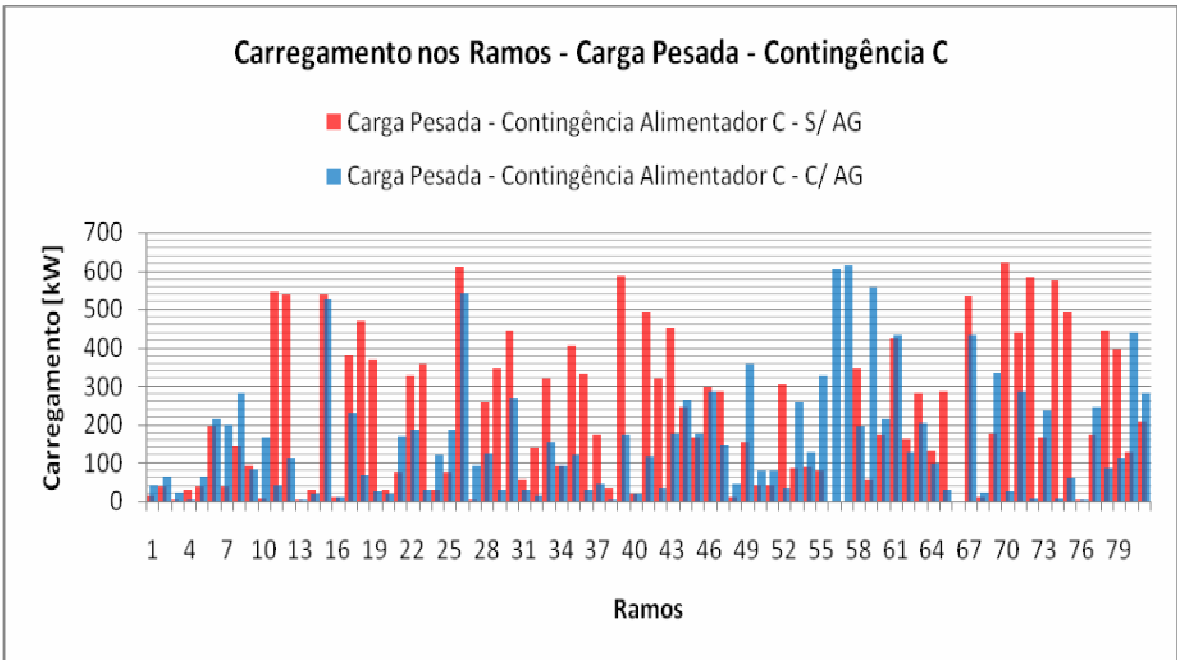


FIGURA 5.17 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C – CASO ALTERADO

5.5 RESULTADOS DO CIRCUITO ATUAL COM E SEM ALOCAÇÃO

Utilizando os dados reais da rede subterrânea de Curitiba foi feita a simulação do caso básico e realizada uma avaliação da aplicação prática da metodologia. Neste caso, então, foi realizada uma comparação da mesma resposta dos AG obtida com a rede alterada com a nova avaliação do caso básico. Lembrando que no caso alterado haviam sido mudadas apenas as ligações dos transformadores com a rede primária, permanecendo as mesmas características de carga e linhas da rede secundária.

Como pode ser constatado na Tabela 5.3 há uma pequena redução no custo da FO representado pela redução das perdas.

TABELA 5.3 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES E DA FUNÇÃO OBJETIVO COM O CASO ATUAL

| <i>Simulação</i> | <i>Custo</i> _{perdas} [R\$×1000] | <i>Custo</i> _{violação} [R\$×1000] | <i>Custo</i> _{FO} [R\$×1000] | <i>Tempo</i> <i>Simulação</i> [s] | <i>Alimentador</i> A | <i>Alimentador</i> B | <i>Alimentador</i> C |
|---------------------------|--|--|--|---|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| <i>Simulação s/ AG</i> | 188,33 | 0,26 | 188,59 | 2.35 | 327 - 528 433-505 | 252 - 503 549 - 507 | 304 - 346 476 - 410 |
| <i>1º Simulação c/ AG</i> | 187,42 | 0,26 | 187,68 | 3.638,60 | 327 - 549 476 - 346 | 505 - 252 507 - 503 | 410 - 433 304 - 528 |
| <i>2º Simulação c/ AG</i> | 187,48 | 0,26 | 187,74 | 3.667,50 | 476 - 507 252 - 549 | 433 - 410 528 - 304 | 503 - 327 346 - 505 |
| <i>3º Simulação c/ AG</i> | 187,48 | 0,26 | 187,74 | 3.808,50 | 252 - 549 476 - 507 | 304 - 410 433 - 528 | 505 - 503 346 - 327 |
| <i>4º Simulação c/ AG</i> | 187,61 | 0,26 | 187,87 | 3.891,40 | 505 - 327 503 - 476 | 304 - 346 528 - 433 | 507 - 410 252 - 549 |
| <i>5º Simulação c/ AG</i> | 187,44 | 0,26 | 187,70 | 3.817,90 | 505 - 528 346 - 327 | 507 - 304 433 - 410 | 503 - 549 252 - 476 |

Esta constatação demonstra que a metodologia consegue reproduzir o trabalho do especialista que é a boa condição que se encontra a rede subterrânea de Curitiba, mas, ainda realizando uma pequena melhoria geral quando comparado com o caso real.

Nas Figuras 5.15 a 5.26, gráficos comparativos de resultados das simulações com e sem a utilização de AG demonstram que apesar de não haver redução dos custos de violação de tensão que incidem apenas sobre barras com ultrapassagem dos valores críticos e precários, a mudança de topologia para ligação dos transformadores subterrâneos do sistema reticulado apresentou uma melhoria geral do perfil de tensão nas barras durante as contingências de alimentadores A, B e C.

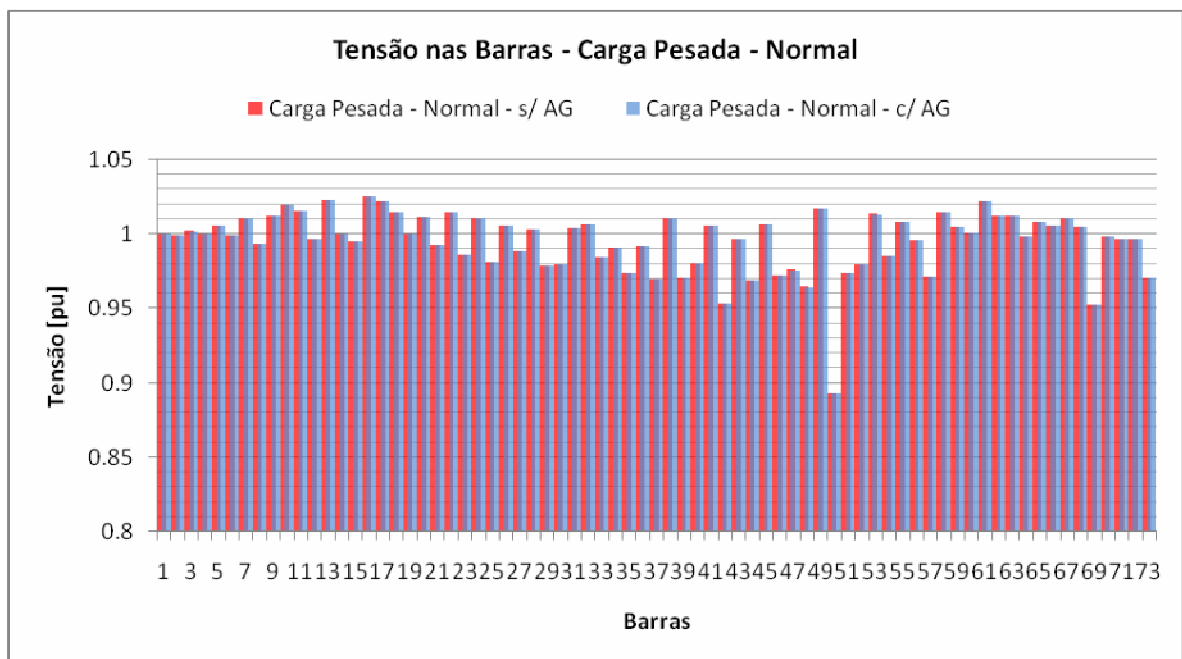


FIGURA 5.18 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CIRCUITO ATUAL

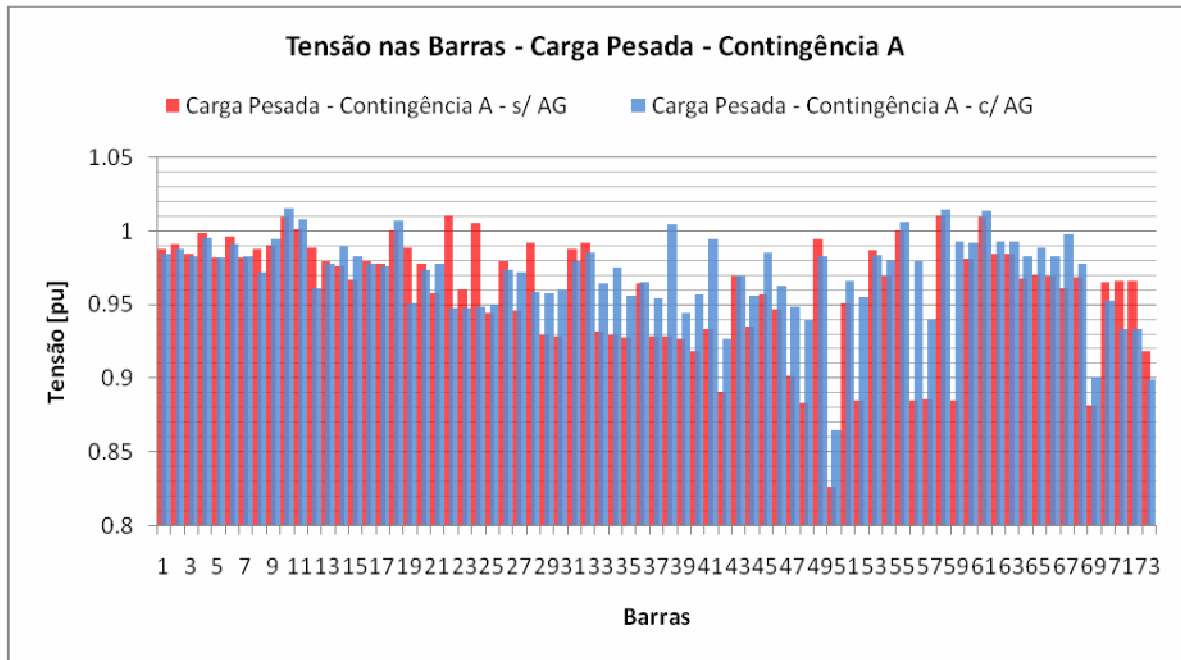


FIGURA 5.19 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CIRCUITO ATUAL

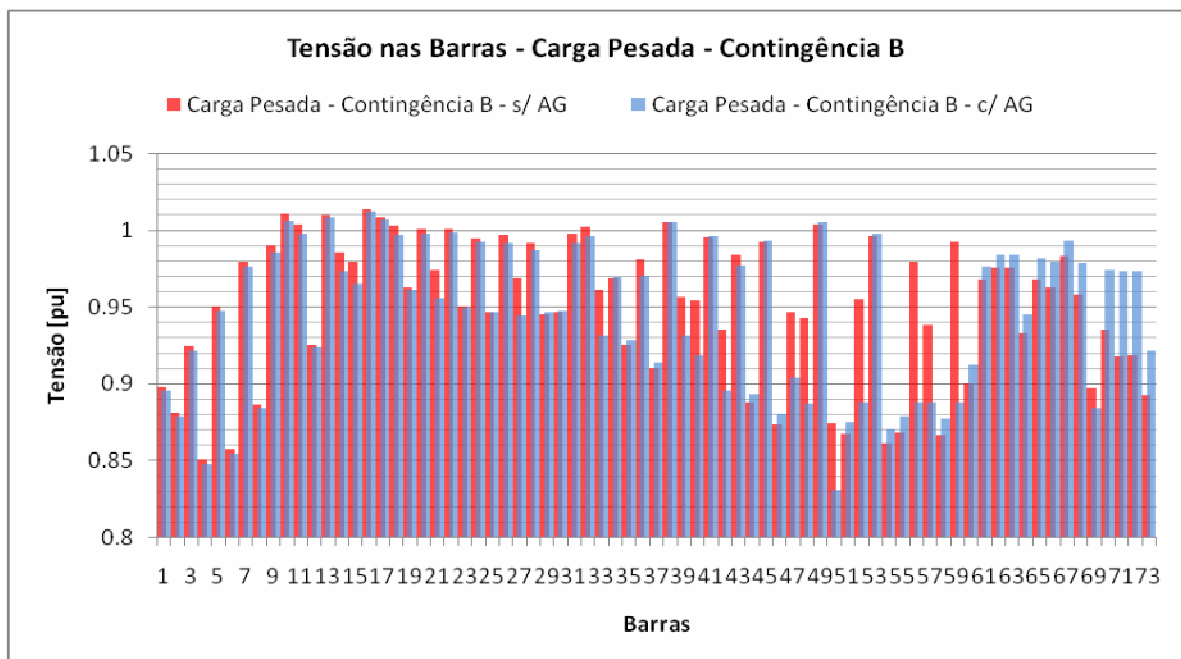


FIGURA 5.20 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CIRCUITO ATUAL

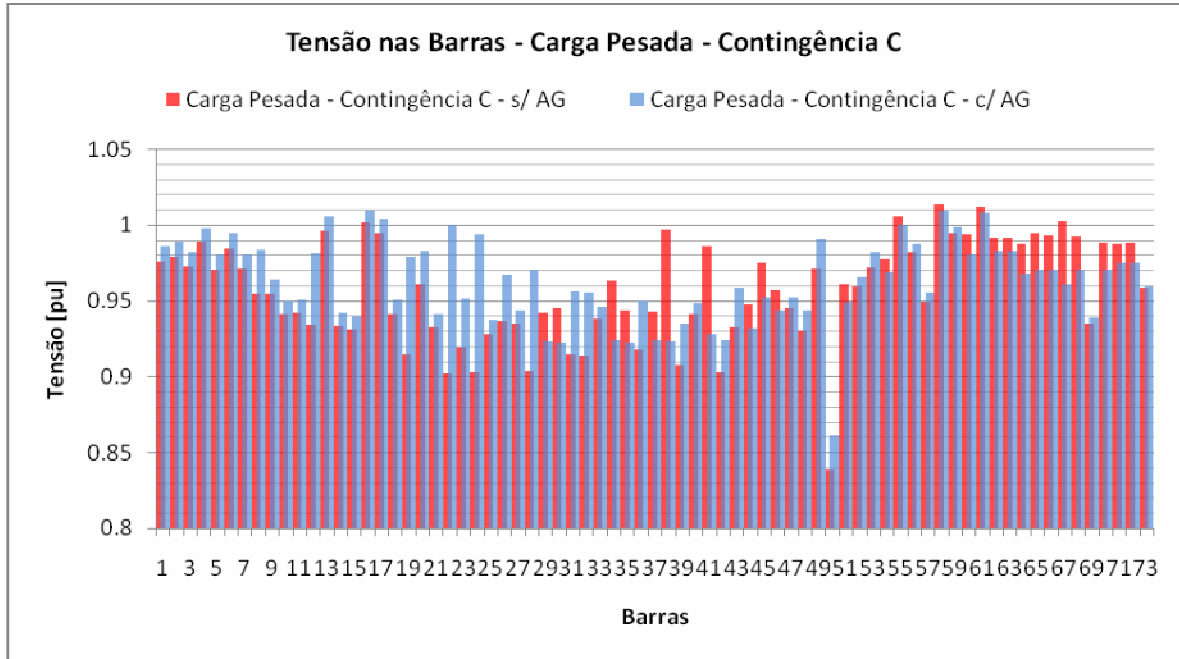


FIGURA 5.21 – TENSÃO NAS BARRAS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C – CIRCUITO ATUAL

Na simulação da rede normal, como pode ser verificado nos gráficos de tensão em barras, não se esperava qualquer melhoria, pois, neste momento estão todos os transformadores suprindo à rede secundária.

A alteração de fonte primária dos transformadores de distribuição também não proporciona qualquer redução nas perdas nos ramos, como pode ser verificado na Figura 5.19.

Nas Figuras seguintes são apresentados os gráficos das perdas nos ramos da rede secundária, sempre utilizando barras vermelhas (simulação s/ AG) e azuis (simulação c/ AG) para comparar a situação antes e depois da utilização dos AG.

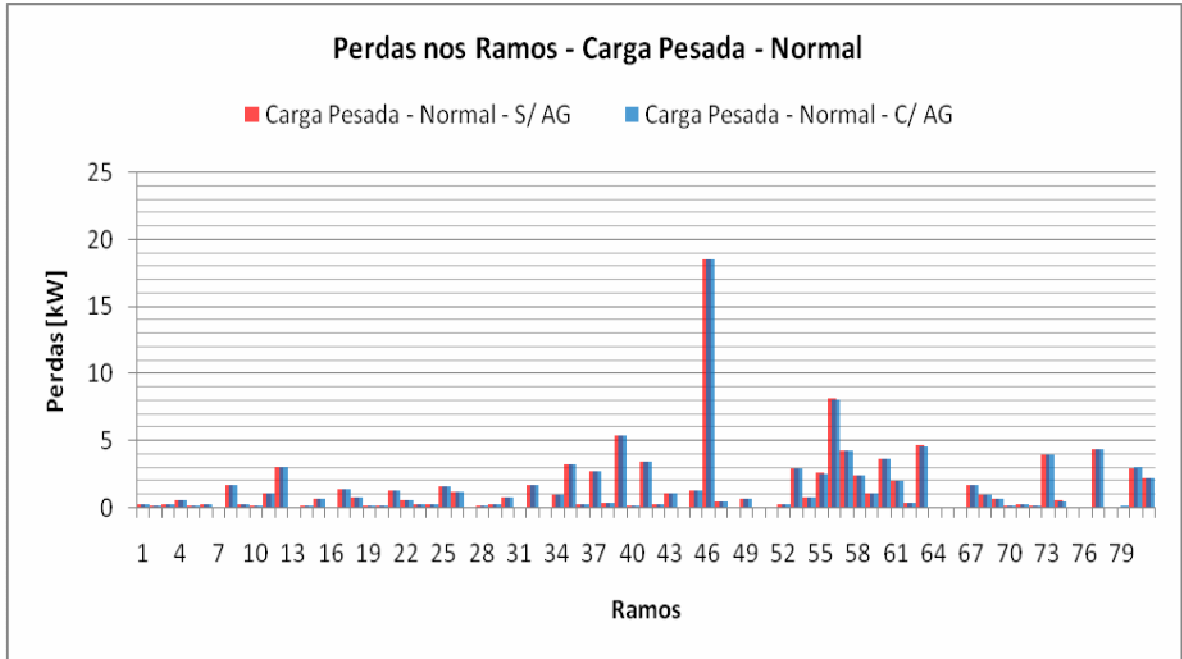


FIGURA 5.22 – PERDAS NOS RAMOS DA REDE SECUNDÁRIA – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CIRCUITO ATUAL

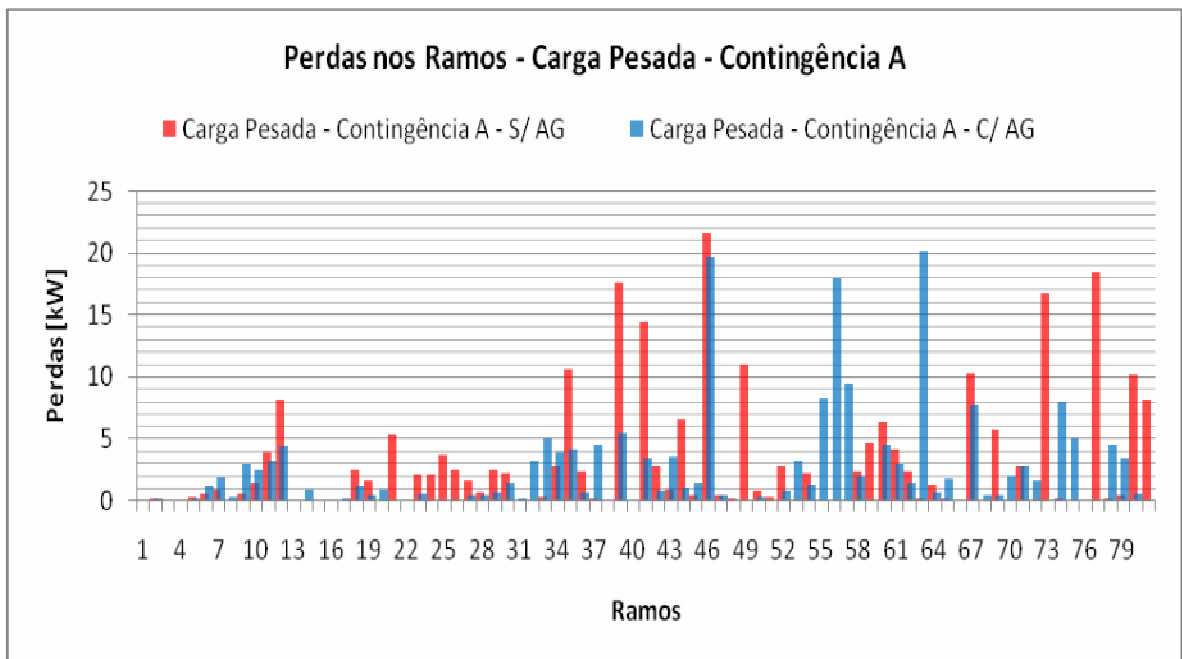


FIGURA 5.23 – PERDAS NOS RAMOS DA REDE SECUNDÁRIA – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CIRCUITO ATUAL

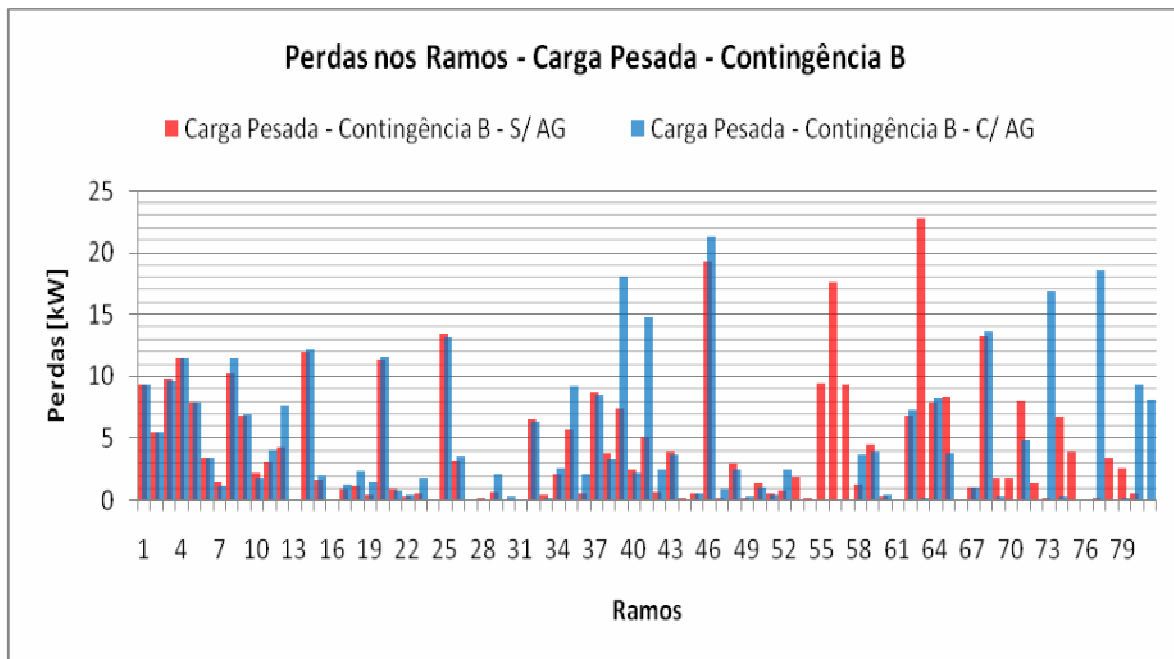


FIGURA 5.24 – PERDAS NOS RAMOS DA REDE SECUNDÁRIA – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CIRCUITO ATUAL

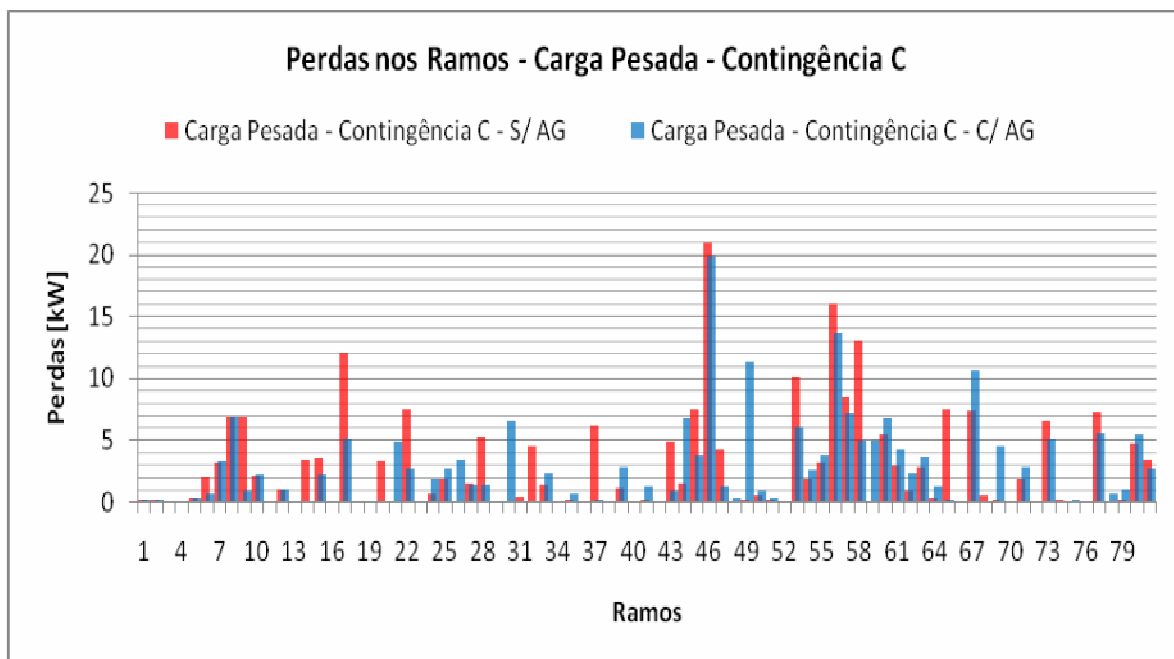


FIGURA 5.25 – PERDAS NOS RAMOS DA REDE SECUNDÁRIA – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C – CIRCUITO ATUAL

Todavia, apesar das simulações com a utilização dos AG terem obtido apenas uma pequena redução nos custos totais da FO, pode ser constatado que as alterações promovidas pelos AG modificaram a topologia dos transformadores proporcionando, também, a redução dos carregamentos e proporcionando uma melhor distribuição do fluxo de potência em toda a rede, conforme pode ser verificado nas Figuras 5.24 á 5.26.

A melhoria apresentada pela FO pode ainda ser superior em caso de baixo desempenho ou altos índices de interrupção da rede primária.

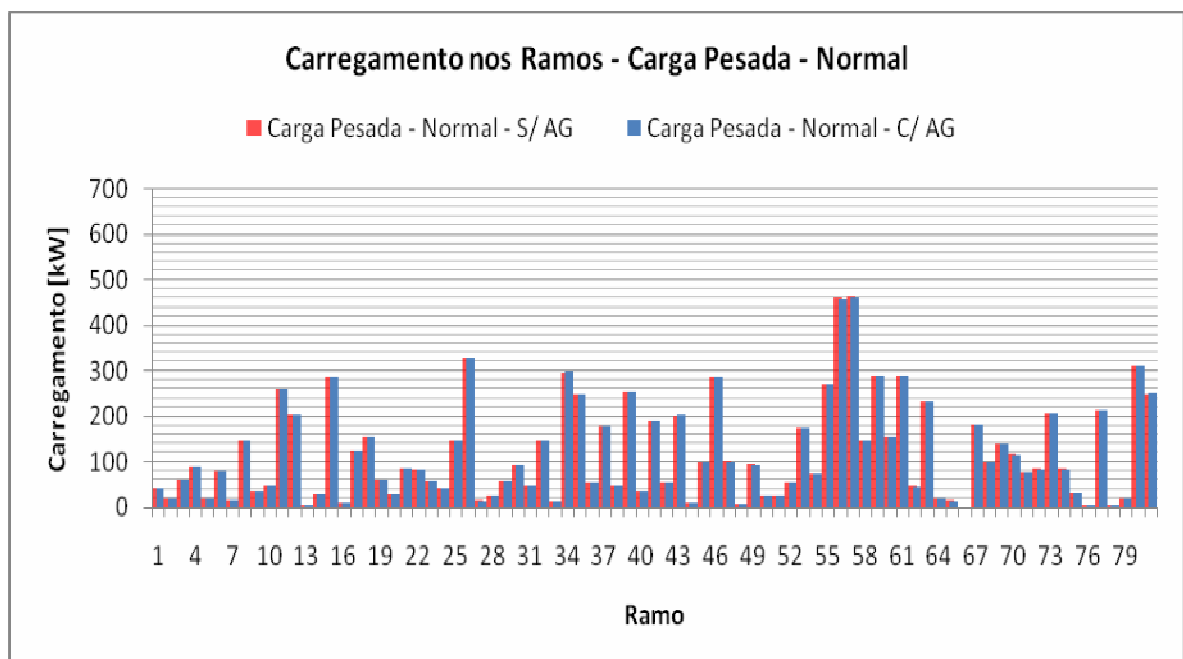


FIGURA 5.26 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO NORMAL DA REDE PRIMÁRIA – CIRCUITO ATUAL

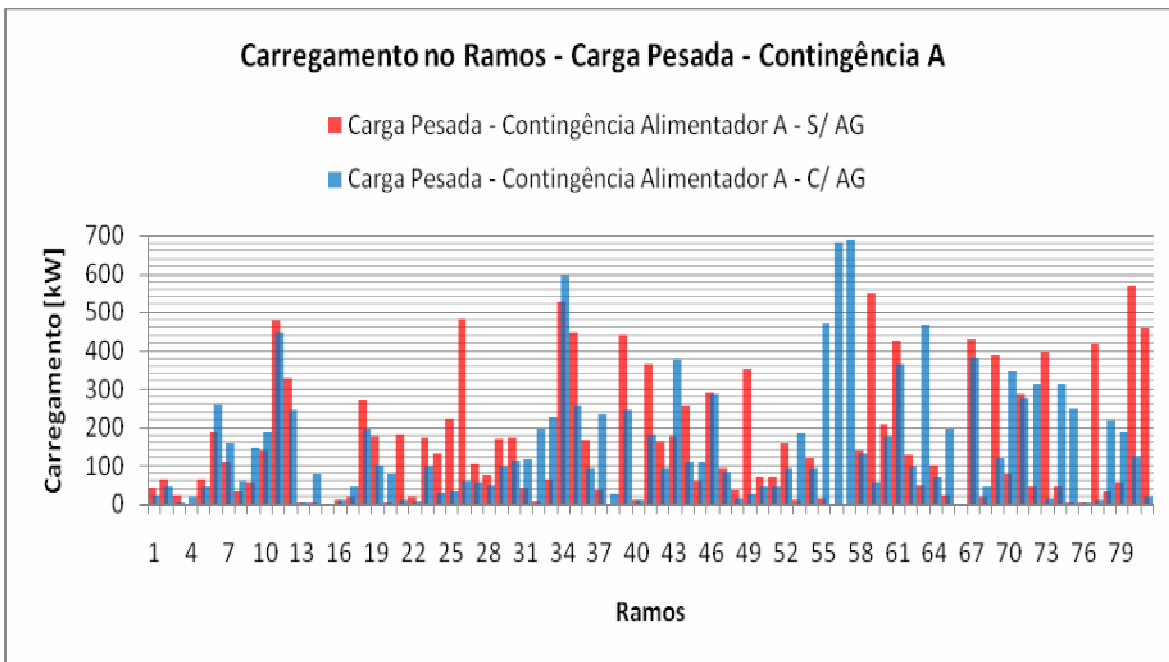


FIGURA 5.27 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR A – CIRCUITO ATUAL

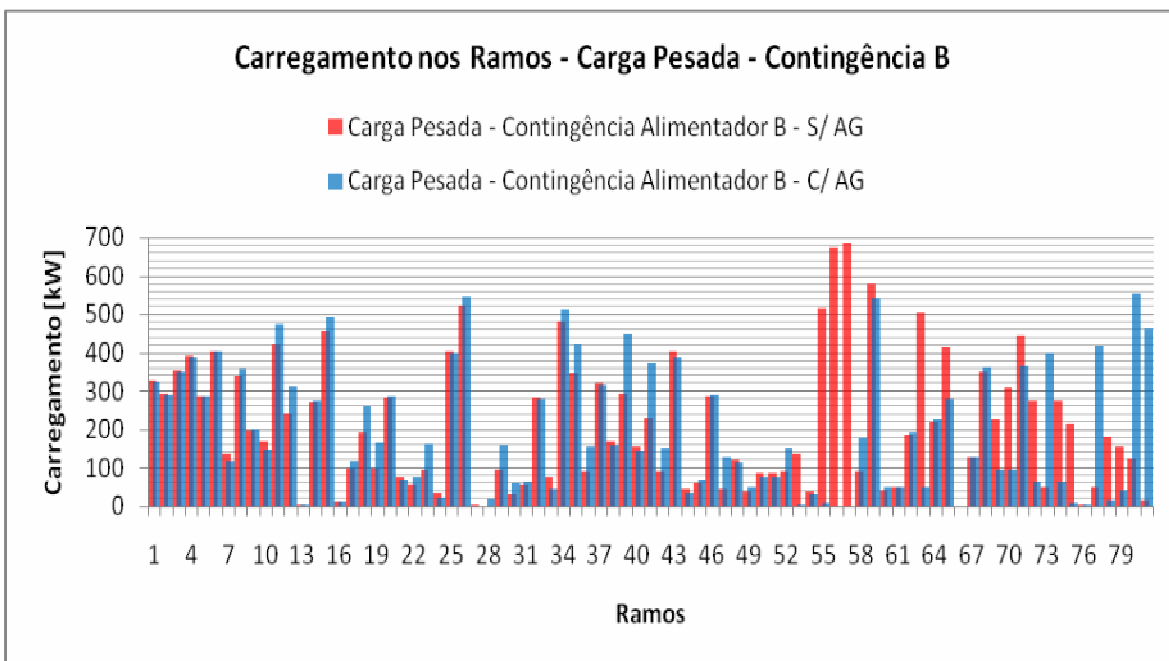


FIGURA 5.28 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR B – CIRCUITO ATUAL

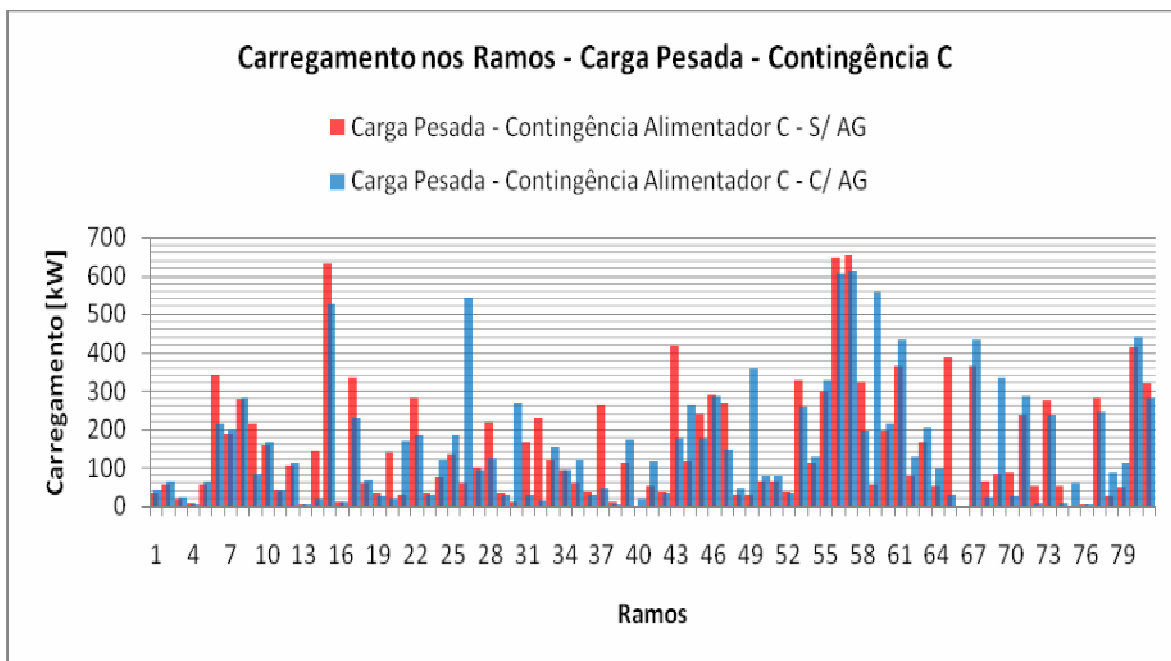


FIGURA 5.29 – CARREGAMENTO NOS RAMOS – CONDIÇÃO DE CONTINGÊNCIA DA REDE PRIMÁRIA – ALIMENTADOR C – CIRCUITO ATUAL

Na prática, a metodologia apresenta uma nova distribuição para os transformadores que no exemplo da COPEL deverão se redistribuir conforme o desenho da Figura 5.27.

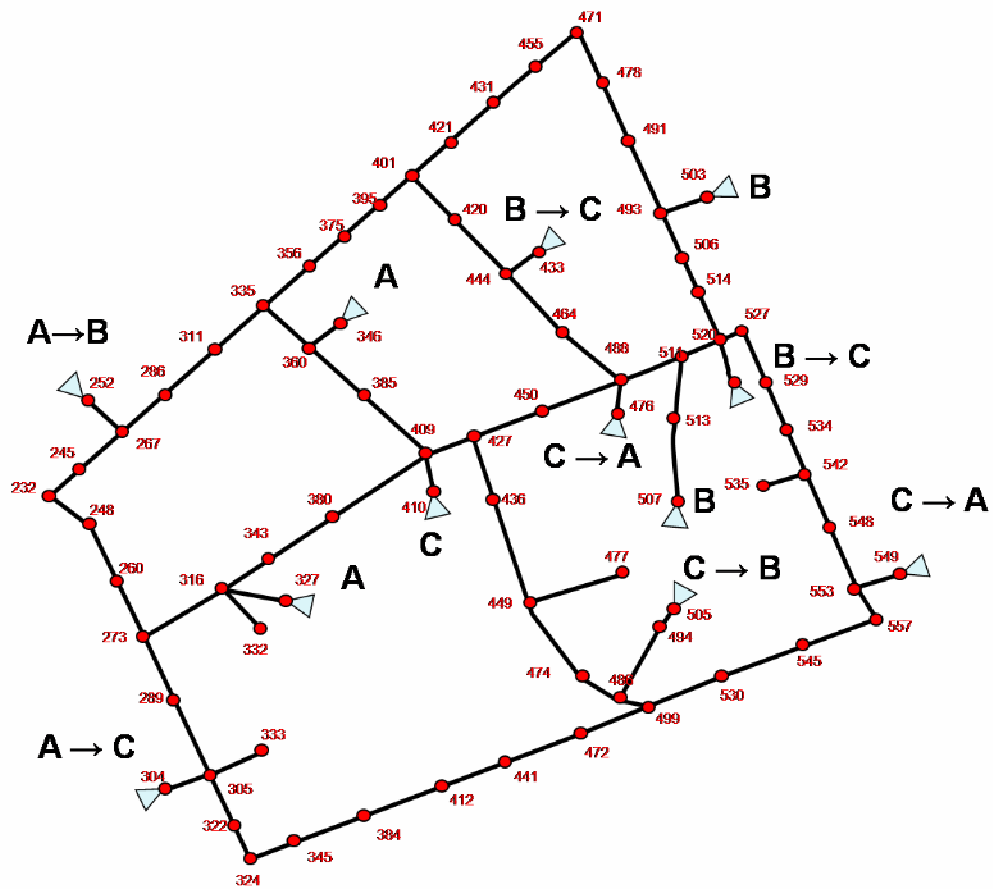


FIGURA 5.30 – MUDANÇA DE CONEXÃO DE TRANSFORMADORES

Onde: $A \rightarrow B$ - representa que o transformador conectado em A deve mudar para B.

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Como proposto no início deste capítulo, foram realizadas as simulações e apresentados os seus resultados. Nas primeiras delas, foi possível determinar os parâmetros dos AG, os quais foram utilizados nas simulações seguintes.

Também se realizaram as simulações do circuito real do sistema reticulado da COPEL sem a utilização dos AG para o qual as simulações proporcionaram uma pequena melhoria. Esta resposta deu-se devido a que o planejamento e

definição dos transformadores realizados pela COPEL foram capazes de chegar à distribuição próxima do ótimo.

No entanto, para verificação do sistema, ainda simulou-se novos casos comparativos com um caso hipotético que teve seus dados alterados e para o qual os AG apresentaram nova resposta com melhorias quanto ao caso alterado.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES

6.1 CONCLUSÕES

Como fundamentado neste documento, a gestão dos ativos das redes é o objeto de busca de excelência das concessionárias dos serviços de distribuição de energia elétrica. Assim como as redes, as redes subterrâneas devem se desenvolver quer seja pela demanda da sociedade ou pela imposição de condições técnicas mínimas de desempenho, para tanto, as pesquisas e desenvolvimentos de metodologias para a busca de otimização das redes subterrâneas têm suma importância.

O sistema de distribuição de energia elétrica subterrânea tipo reticulado é o sistema que apresenta o maior índice de continuidade quando comparado com os demais sistemas subterrâneos e aéreos, mas, simultaneamente considerado o sistema de maior custo inicial comparado com os demais sistemas e configurações. No entanto, a gestão dos serviços de distribuição de energia tem como princípio básico a busca pela modicidade da tarifa, portanto, dentro deste contexto, é um tipo de sistema que merece maior atenção e busca de soluções para minimizar o custo inicial, bem como, apresentar o menor custo de valor presente quando capitalizado dentro do horizonte de análise.

Neste trabalho foram utilizados os AG, técnicas evolutivas para busca de solução que reproduzem a teoria da seleção natural Darwiniana, que demonstraram alta capacidade de busca de solução para um problema multiobjetivo. Também, os AG demonstraram capacidade de buscar a solução num conjunto de 4 mil indivíduos num intervalo de aproximadamente 1 hora que se apresenta bem adequado para o universo de 479 milhões de combinações possíveis para o caso utilizado como exemplo.

A função objetivo formulada, que representa a soma do custo anual das perdas e de violação de tensão, conseguiu determinar a melhor configuração de conexão de alimentadores com transformadores do sistema reticulado. Os resultados e os gráficos comprovaram que as soluções, na comparação com o caso alterado, demonstraram excelente melhoria, diminuindo sensivelmente a queda de tensão nas barras e as perdas e carregamentos nos ramos da rede secundária durante as contingências dos alimentadores primários, e obtendo solução superiormente melhor que a configuração definida pelo planejador da rede da COPEL (rede utilizada como exemplo para as simulações teste).

A simulação do caso atual da COPEL, que foi utilizado para exemplificar a aplicação da metodologia, demonstrou que a redução da FO foi pequena, mas, em casos de redes primárias com baixo índice de continuidade, a melhoria poderá ser ainda maior.

Ressalta-se que a metodologia aplicada com as técnicas de Inteligência Artificial replicaram o conhecimento do especialista e ainda melhoraram a resposta em relação ao caso atual.

Apesar da boa distribuição dos transformadores na rede, a metodologia apresenta solução para novas distribuições com melhoria de perdas e carregamentos da rede secundária.

6.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como apresentado nas pesquisas deste trabalho, não foram identificados muitos trabalhos relacionados ao tema de otimização de redes de distribuição de energia elétrica do tipo reticulado. No entanto, o mercado de energia necessita do desenvolvimento de novos projetos e propostas para otimização e viabilidade das redes subterrâneas de distribuição.

Para novos trabalhos, além de novos estudos dos sistemas reticulados, sugere-se a aplicação de metodologias de análise da rede considerando o desempenho simultâneo da rede primária e secundária, entre os seguintes:

- Alocação de transformadores na baixa tensão utilizando a capitalização de perdas e violações na rede secundária;
- Metodologia de análise de melhorias na rede secundária utilizando a busca através dos AG;
- Otimização da rede secundária considerando o desempenho das redes primárias, secundárias e transformadores.
- Metodologia para inclusão de novos transformadores nos sistemas reticulados analisando o custo de implantação das alternativas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; 2000. *Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*, Resolução Normativa ANEEL N° 456. 29 de Novembro, Brasília, DF.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; 2001. *Disposições Relativas à Conformidade dos Níveis de Tensão de Energia Elétrica em Regime Permanente*, Resolução Normativa ANEEL N°505. 13 de Fevereiro, Brasília, DF.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; 2007. *Atendimento de Loteamentos Urbanos*, Resolução Normativa ANEEL N° 250. 13 de Fevereiro, Brasília, DF.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - NBR 14.039 – *Instalações Elétricas de Alta Tensão*, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - NBR 9369 – *Transformadores Subterrâneos*, 1989.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - NBR 5410: *Instalações Elétricas de Baixa Tensão – Procedimento*, 2004.

ÁVILA, S. L.; 2002. *Algoritmos Genéticos Aplicados na Otimização de Antenas Refletoras*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC

BEAMENT, IAN; MOORE, DAVID; SCOTT, GILES; 1999. *Watts under London – Chairman's Address delivered to IEEE Power Division*; October.

BURK, CALIB A.; BALA, JUAN L., JR.; GIBSON, JOHN Z.; 2007. *Electric Secondary Distribution System Design. 2007 - 39th North American Power Symposium (NAPS 2007)*.

BOLETIM INFORMATIVO DE PRODUTO; 2005. *Transformador tipo pedestal protegido com Magnex nº B201-03053EA*; Agosto; Cooper Power Systems.

CPFL ENERGIA. *Manual de Montagem de Estruturas Básicas de Rede Primária Compacta de 15 kV e 25 kV*. 2005

CPFL ENERGIA. *Manual de Montagem de Estruturas para Rede Convencional Primária e Secundária*. 2005

GANGEL, MARTIN W.; SCHULTZ, NORMAN R.; SIMPSON, JAMES W., JR.; 1970; *Predicting Underground Distribution System Availability. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. Pas-89, No. 2, February Pp. 268-274.

GOLDBERG, D. E.; 1997. Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning. *John Wiley & Sons*, United States of America.

HOLLAND, J. H.; 1975. Adaptation in Natural and Artificial Systems. University of Michigan Press.

IEC 287-3-2: Electric Cables - *Calculation of the current rating* Part III - Section on operating condition, Section II: Economic Optimization of Power Cable Size, 1995.

LANDMAN, R. J.: 2007; Underground secondary AC networks, a brief history. *IEEE Conference on the History of Electric Power 2007*, Newark, NJ, USA.

Manual Técnico de Distribuição - NOR-TDE-118 - *ATENDIMENTO A EDIFÍCIO DE USO COLETIVO ATRAVÉS DE CÂMARAS DE TRANSFORMAÇÃO* - ENERSUL/2001.

MONTICELLI, A.; 1983. *Fluxo de Carga em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. Editora Edgard Blücher.

Norma Técnica COPEL - PROJETO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO URBANA – 3ª edição - DEZEMBRO/1999.

NTE-026 MONTAGEM DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA URBANA TRIFÁSICA – 13,8 E 34,5 kV – CEMAT – NOVEMBRO/2008.

NTE-06 – *MONTAGEM DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA URBANA TRIFÁSICA – 13,8 KV E 34,5 KV*, Norma Técnica; 7ª Edição; CEMAT/2008.

PIEPIORA, R. J.; 2006. Power Network System Overview. Consolidated Edison Of New York. Apresentação realizada no ENSC, *Eastern Network System Conference 2006*.

PANSINI, ANTHONY J. e SMALLING, KENNETH D. - *UNDERGROUNDING ELECTRIC LINES*, 2ND Edition (1993).

RAJAKANTHAN, THURAIRAJAH; MEYER, ALAN S.; DWOLATZKY; 2000; Computer Generated Transformer Zones as Part of Township Electrification Design Software. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, No. 3, July Pp. 1067-1072.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO COMPACTA – 15 KV – PADRÃO TÉCNICO – PD-4.009; ELETROPAULO/2008.

SHAO, JINQIU; RAO, NUTAKKI D.; ZHANG, YIMIN; 1991; Na Expert System for Secondary Distribution System Design. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, No. 4, October Pp. 1607-1615.

VANTAGENS NA APLICAÇÃO DE SISTEMAS EM REDES RETICULADAS (SISTEMAS NETWORK) E SOLUÇÕES AVANÇADAS PARA INFRA-ESTRUTURAS NOVAS E ANTIGAS, CENTRADAS EM CONFIABILIDADE, SEGURANÇA,

MANUTENÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE SISTEMAS EXISTENTES. Faulkner, Mark A., EATON ELECTRICAL, GREENWOOD, ESTADOS UNIDOS – Apresentação realizada no *II Conferência e Exposição de Tecnologias para Redes Subterrâneas de Distribuição* 2008.

ANEXO A – FLUXOS DE POTÊNCIA

A1. O PROBLEMA DO FLUXO DE POTÊNCIA

O problema do Fluxo de Potência – FP consiste na obtenção das condições de operação, ou seja, magnitude e ângulo das tensões nodais, a partir dos quais podem ser determinados os fluxos de potência ativa e reativa em regime permanente de uma rede de energia elétrica com topologia, níveis de geração e consumo conhecidos.

Na formulação básica do problema do FP são associadas quatro variáveis a cada barra, conforme apresentado na Figura A.1 a qual apresenta duas barras (k e m) de um sistema qualquer.

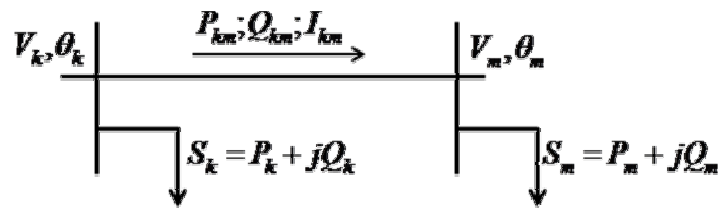


FIGURA A.1 – RAMO DE UM SISTEMA ELÉTRICO

onde:

V_k - módulo da tensão da barra k;

θ_k - ângulo da tensão da barra k;

P_k - potência ativa da barra k;

Q_k - potência reativa da barra k.

Por outro lado, aos ramos da rede, cujas barras extremas são k e m para a Figura A.1, associam-se as seguintes variáveis:

I_{km} - corrente da barra k para a barra m;

P_{km} - fluxo de potência ativa da barra k para a barra m;

Q_{km} - fluxo de potência reativa da barra k para a barra m.

No fluxo de carga convencional, definem-se três tipos de barras, em função das variáveis conhecidas, conforme a Tabela A.1.

TABELA A.1 – TIPOS DE BARRAS DE FLUXO DE POTÊNCIA

| Tipo de Barra | Notação | Dados | Incógnitas |
|---------------------|------------|--------------------|--------------------|
| Barra de Carga | PQ | P_k e Q_k | V_k e θ_k |
| Barra Regulada | PV | P_k e V_k | θ_k e Q_k |
| Barra de Referência | V θ | V_k e θ_k | P_k e Q_k |

De modo geral, para o sistema reticulado de distribuição de energia elétrica, com exceção da Barra de Referência – V θ , representada pelo barramento geral da subestação, as demais barras são do tipo Barras de Carga – PQ que aparecem em muito maior número e representam as caixas de baixa tensão onde são conectados os consumidores à rede de distribuição. As barras V θ do sistema modelo é a barra de 13,8 kV onde são conectados os alimentadores de média tensão, sendo a única barra imprescindível na formulação do problema de FP em função dos dois fatores (MONTICELLI, 1983):

- 1) Necessidade matemática de estipular um ângulo de referência;
- 2) Para fechar o balanço de potência da rede, pois, as perdas de distribuição não são conhecidas, ou seja, somente serão conhecidas apenas ao final dos cálculos do FP, então, podem ser obtidos os valores de injeção de potência resultado da soma das perdas calculadas e das cargas.

De acordo com estas definições e como consequência da imposição da 1ª Lei de Kirchoff da soma das correntes, para uma barra qualquer do SEP, tem-se que a potência líquida injetada nesta barra é igual à soma dos fluxos de potência que deixam esta barra, ou seja, têm-se duas equações:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (\text{A.1})$$

e

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (\text{A.2})$$

onde:

k - índice de cada barra do SEP;

Ω_k - conjunto de barras ligadas à barra k ;

Q_k^{sh} - potência reativa devido ao elemento shunt da barra k ;

b_k^{sh} - susceptância shunt na barra k .

Nas equações A.1 e A.2 os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas, ou seja, nos trechos da rede de distribuição e nos transformadores obedecem às seguintes expressões gerais:

$$P_{km} = (a_{km} \times V_k)^2 \times g_{km} - (a_{km} \times V_k) \times V_m \times [g_{km} \times \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \times \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \quad (\text{A.3})$$

$$Q_{km} = -(a_{km} \times V_k)^2 \times (b_{km} + b_{km}^{sh}) - (a_{km} \times V_k) \times V_m \times [g_{km} \times \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \times \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \quad (\text{A.4})$$

Onde:

a_{km} - tap do transformador no ramo km;

θ_{km} - diferença angular entre as barras k e m;

φ_{km} - ângulo de defasamento no ramo km;

g_{km} - condutância série no ramo km;

b_{km} - susceptância série no ramo km;

b_{km}^{sh} - susceptância shunt no ramo km.

Considerando que as linhas de distribuição são curtas e que não há transformadores defasadores, as equações podem ser reescritas da forma abaixo restando resolver o sistema de equações A.5 e A.6.

$$P_{km} = V_k^2 \times g_{km} - V_k \times V_m \times [g_{km} \times \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \times \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \quad (\text{A.5})$$

$$Q_{km} = -V_k^2 \times b_{km} - V_k \times V_m \times [g_{km} \times \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \times \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \quad (\text{A.6})$$

Analogamente, para determinar o FP da barra m para a barra k, temos:

$$P_{mk} = V_m^2 \times g_{km} - V_k \times V_m \times [g_{km} \times \cos(\theta_{mk} + \varphi_{mk}) + b_{km} \times \text{sen}(\theta_{mk} + \varphi_{mk})] \quad (\text{A.7})$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 \times b_{km} - V_k \times V_m \times [g_{km} \times \text{sen}(\theta_{mk} + \varphi_{mk}) + b_{km} \times \cos(\theta_{mk} + \varphi_{mk})] \quad (\text{A.8})$$

A2. ALGORITMO DE FLUXO DE CARGA – NEWTON RAPHSON

Abaixo está apresentado o algoritmo básico para fluxo de carga pelo método de Newton-Raphson da apostila da disciplina de Análise de Sistemas de Potência – ASP da Universidade do Estado de Santa Catarina elaborada por Haffner, Sergio (2008).

| Fluxo de carga pelo método de Newton-Raphson – Algoritmo | |
|---|--|
| i. | Fazer $\nu = 0$ e escolher os valores iniciais dos ângulos das tensões das barras PQ e PV ($\underline{\theta} = \underline{\theta}^\nu = \underline{\theta}^0$) e as magnitudes das tensões das barras PQ ($\underline{V} = \underline{V}^\nu = \underline{V}^0$). |
| ii. | Calcular: $P_k(\underline{V}, \underline{\theta})$ para as barras PQ e PV $Q_k(\underline{V}, \underline{\theta})$ para as barras PQ e determinar o vetor dos resíduos (“mismatches”) $\Delta \underline{P}^\nu$ e $\Delta \underline{Q}^\nu$. |
| iii. | Testar a convergência: se $\max_{k \in \{PQ+PV\}} \{ \Delta P_k^\nu \} \leq \epsilon_P$ e $\max_{k \in \{PV\}} \{ \Delta Q_k^\nu \} \leq \epsilon_Q$, o processo convergiu para a solução ($\underline{V}^\nu, \underline{\theta}^\nu$); caso contrário, continuar. |
| iv. | Calcular a matriz Jacobiana: $J(\underline{V}^\nu, \underline{\theta}^\nu) = - \begin{bmatrix} H(\underline{V}^\nu, \underline{\theta}^\nu) & N(\underline{V}^\nu, \underline{\theta}^\nu) \\ M(\underline{V}^\nu, \underline{\theta}^\nu) & L(\underline{V}^\nu, \underline{\theta}^\nu) \end{bmatrix}$ |
| v. | Determinar a nova solução ($\underline{V}^{\nu+1}, \underline{\theta}^{\nu+1}$), onde: $\underline{\theta}^{\nu+1} = \underline{\theta}^\nu + \Delta \underline{\theta}^\nu$ $\underline{V}^{\nu+1} = \underline{V}^\nu + \Delta \underline{V}^\nu$ sendo $\Delta \underline{V}^\nu$ e $\Delta \underline{\theta}^\nu$ obtidos com a solução do seguinte sistema linear: $\begin{bmatrix} \Delta \underline{P}^\nu \\ \Delta \underline{Q}^\nu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H(\underline{V}^\nu, \underline{\theta}^\nu) & N(\underline{V}^\nu, \underline{\theta}^\nu) \\ M(\underline{V}^\nu, \underline{\theta}^\nu) & L(\underline{V}^\nu, \underline{\theta}^\nu) \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta \underline{P}^\nu \\ \Delta \underline{Q}^\nu \end{bmatrix}$ |
| vi. | Fazer $\nu = \nu + 1$ e voltar para o Passo (ii). |

ANEXO B – DADOS DO SISTEMA RETICULADO

No desenvolvimento de ferramentas ou novos métodos de análise de sistemas de potência são utilizados os sistemas de barras do IEEE. Porém, como não há um sistema padrão de barras para sistema reticulado, serão utilizados os dados do sistema subterrâneo de Curitiba.

B.1 BARRAS

TABELA B.1 – DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA RETICULADO

| bus | type | Pd | Qd | Gs | Bs | area | Vm | Va | baseKV | zone | Vmax | Vmin |
|-----|------|-------|------|----|----|------|----|----|--------|------|------|------|
| 1 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 13.8 | 1 | 1 | 1 |
| 41 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 53 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 126 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 232 | 1 | 15.1 | 5.4 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 245 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 248 | 1 | 11.3 | 4 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 252 | 1 | 267.3 | 95.6 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 260 | 1 | 18.2 | 6.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 267 | 1 | 43.5 | 15.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 273 | 1 | 48.1 | 17.2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 286 | 1 | 42.5 | 15.2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 289 | 1 | 20 | 7.1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 304 | 1 | 27.2 | 9.7 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 305 | 1 | 2.2 | 0.7 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 311 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 316 | 1 | 1.5 | 0.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 322 | 1 | 30.1 | 10.8 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 324 | 1 | 62.6 | 22.4 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 327 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 332 | 1 | 7.8 | 2.8 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 333 | 1 | 2.8 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |

| | | | | | | | | | | | | |
|-----|---|-------|------|---|---|---|---|---|------|---|---|------|
| 335 | 1 | 20.2 | 7.2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 343 | 1 | 26.5 | 9.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 345 | 1 | 1.2 | 0.4 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 346 | 1 | 41.3 | 14.8 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 356 | 1 | 28.7 | 10.2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 360 | 1 | 57.3 | 20.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 375 | 1 | 17.6 | 6.3 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 380 | 1 | 38.8 | 13.8 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 384 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 385 | 1 | 70.3 | 25.1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 395 | 1 | 41.5 | 14.8 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 401 | 1 | 32.6 | 11.6 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 409 | 1 | 40.6 | 14.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 410 | 1 | 62.1 | 22.2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 412 | 1 | 1.8 | 0.6 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 420 | 1 | 19.9 | 7.1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 421 | 1 | 8.9 | 3.2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 427 | 1 | 60.2 | 21.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 431 | 1 | 18.7 | 6.7 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 433 | 1 | 117.8 | 42.1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 436 | 1 | 37.9 | 13.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 441 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 444 | 1 | 21.1 | 7.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 449 | 1 | 0.1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 450 | 1 | 29.5 | 10.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 455 | 1 | 21.4 | 7.6 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 466 | 1 | 55.7 | 19.9 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 471 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 472 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 474 | 1 | 49.4 | 17.6 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 476 | 1 | 37.5 | 13.4 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 477 | 1 | 178.2 | 63.7 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 478 | 1 | 31.3 | 11.2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 486 | 1 | 3.1 | 1.1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 488 | 1 | 21 | 7.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 491 | 1 | 52.7 | 18.8 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 493 | 1 | 56.7 | 20.2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 494 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 499 | 1 | 60 | 21.4 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 503 | 1 | 33.9 | 12.1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 505 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 506 | 1 | 17.4 | 6.2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 507 | 1 | 84.6 | 30.2 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 511 | 1 | 36.3 | 13 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 513 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |

| | | | | | | | | | | | | |
|-----|---|-------|-------|---|---|---|---|---|------|---|---|------|
| 514 | 1 | 79.2 | 28.3 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 520 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 527 | 1 | 21 | 7.5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 528 | 1 | 188.5 | 67.4 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 529 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 530 | 1 | 287.2 | 102.7 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 534 | 1 | 35.3 | 12.6 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 535 | 1 | 2.3 | 0.8 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 542 | 1 | 15.7 | 5.6 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 545 | 1 | 1.3 | 0.4 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 548 | 1 | 15.9 | 5.6 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 549 | 1 | 84.2 | 30.1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 553 | 1 | 26.9 | 9.6 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |
| 557 | 1 | 22.6 | 8.1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0.22 | 1 | 1 | 0.94 |

B.2 RAMOS

TABELA B.2 – DADOS DAS LINHAS E TRANSFORMADORES DO SISTEMA
RETICULADO

| fbus | tbus | r | x | b | rateA | rateB | rateC | ratio | angle | status |
|------|------|------|------|---|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 41 | 327 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 0 |
| 41 | 528 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 41 | 433 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 41 | 505 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | 252 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | 503 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | 549 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 53 | 507 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | 304 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | 346 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | 476 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 126 | 410 | 0 | 10 | 0 | 500 | 500 | 570 | 0.97 | 0 | 1 |
| 1 | 41 | 0.2 | 0.2 | 0 | 2500 | 2500 | 2500 | 0 | 0 | 1 |
| 1 | 53 | 0.2 | 0.2 | 0 | 2500 | 2500 | 2500 | 0 | 0 | 1 |
| 1 | 126 | 0.2 | 0.2 | 0 | 2500 | 2500 | 2500 | 0 | 0 | 1 |
| 232 | 248 | 6.91 | 1.81 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 245 | 232 | 4.74 | 1.24 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 248 | 260 | 6.5 | 1.7 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |

| | | | | | | | | | | |
|-----|-----|-------|------|---|-----|-----|-----|---|---|---|
| 260 | 273 | 6.61 | 1.73 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 267 | 245 | 6.78 | 1.77 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 267 | 252 | 1.37 | 0.36 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 273 | 289 | 7.46 | 1.95 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 273 | 316 | 8.41 | 2.2 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 286 | 267 | 11.9 | 3.11 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 289 | 305 | 7.1 | 1.86 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 305 | 304 | 1.66 | 0.43 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 305 | 322 | 7.12 | 1.86 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 305 | 333 | 12.01 | 3.14 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 311 | 286 | 11.97 | 3.13 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 316 | 327 | 0.81 | 0.21 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 316 | 332 | 8.49 | 2.22 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 316 | 343 | 9.38 | 2.45 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 322 | 324 | 3.01 | 0.79 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 324 | 345 | 4.89 | 1.28 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 335 | 311 | 11.4 | 2.98 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 335 | 356 | 14.28 | 3.73 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 343 | 380 | 7.6 | 1.98 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 345 | 384 | 6.1 | 1.59 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 356 | 375 | 10.38 | 2.71 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 360 | 335 | 7.16 | 1.87 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 360 | 346 | 1.05 | 0.27 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 375 | 395 | 12.65 | 3.31 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 380 | 409 | 8.58 | 2.24 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 384 | 412 | 7.26 | 1.9 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 385 | 360 | 7.9 | 2.06 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 395 | 401 | 1.61 | 0.42 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 401 | 420 | 7.03 | 1.84 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 409 | 385 | 7.94 | 2.07 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 409 | 410 | 0.83 | 0.22 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 409 | 427 | 4.58 | 1.2 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 412 | 441 | 7.31 | 1.91 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 420 | 444 | 7.64 | 1.99 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 421 | 401 | 10.84 | 2.83 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 427 | 436 | 7.6 | 1.98 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 431 | 421 | 8.6 | 2.25 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 436 | 449 | 8.32 | 2.17 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 441 | 472 | 8.54 | 2.23 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 444 | 433 | 2.33 | 0.61 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 444 | 466 | 7.96 | 2.08 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 449 | 474 | 9.59 | 2.51 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 449 | 477 | 18.34 | 4.79 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 450 | 427 | 4.93 | 1.29 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 455 | 431 | 15.27 | 3.99 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |

| | | | | | | | | | | |
|-----|-----|-------|------|---|-----|-----|-----|---|---|---|
| 466 | 488 | 7.58 | 1.98 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 471 | 455 | 13.83 | 3.61 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 471 | 478 | 5.65 | 1.48 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 472 | 499 | 8.69 | 2.27 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 474 | 486 | 7.64 | 1.99 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 478 | 491 | 13.72 | 3.59 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 486 | 499 | 2.8 | 0.73 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 486 | 494 | 3.17 | 0.83 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 494 | 505 | 1.67 | 0.44 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 488 | 450 | 10.99 | 2.87 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 488 | 476 | 1.26 | 0.33 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 491 | 493 | 13.6 | 3.56 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 493 | 503 | 2.19 | 0.57 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 493 | 506 | 14.21 | 3.71 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 499 | 530 | 7.09 | 1.85 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 506 | 514 | 12.58 | 3.29 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 511 | 488 | 4.75 | 1.24 | 0 | 330 | 330 | 330 | 0 | 0 | 1 |
| 511 | 513 | 2.88 | 0.75 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 511 | 507 | 5.46 | 1.43 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 514 | 520 | 8.94 | 2.34 | 0 | 165 | 165 | 165 | 0 | 0 | 1 |
| 520 | 511 | 3.32 | 0.87 | 0 | 330 | 330 | 330 | 0 | 0 | 1 |
| 520 | 527 | 1.53 | 0.4 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 520 | 528 | 2.92 | 0.76 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 527 | 529 | 1.57 | 0.41 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 530 | 545 | 7.73 | 2.02 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 534 | 529 | 7.24 | 1.89 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 542 | 534 | 6.67 | 1.74 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 542 | 535 | 5.95 | 1.56 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 1 |
| 545 | 557 | 8.43 | 2.2 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 548 | 542 | 7.62 | 1.99 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 553 | 548 | 7.46 | 1.95 | 0 | 220 | 220 | 220 | 0 | 0 | 1 |
| 553 | 549 | 2.6 | 0.68 | 0 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 1 |
| 557 | 553 | 3.17 | 0.83 | 0 | 275 | 275 | 275 | 0 | 0 | 1 |