

Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Engenharia Elétrica

Welton Verly

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE REFINARIAS DE PETRÓLEO**

Juiz de Fora

2013

Welton Verly

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE REFINARIAS DE PETRÓLEO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.

Co-orientador: Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

Juiz de Fora

2013

Verly, Welton.

METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE REFINARIAS DE PETRÓLEO / Welton Verly. -- 2013.
115 f. : il.

Orientador: Leandro Ramos de Araujo

Coorientador: José Luiz Rezende Pereira

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de
Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica, 2013.

1. Sistemas Elétricos Industriais.. 2. Refinaria de
Petróleo. 3. Perdas Elétricas. 4. Algoritmo Genético. 5.
Dimensionamento de Condutores. I. Araujo, Leandro Ramos de ,
orient. II. Pereira, José Luiz Rezende , coorient. III. Título.

METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE REFINARIAS DE PETRÓLEO

WELTON VERLY

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc. – UFJF

Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D. – UFJF

Profa. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc. – UFJF

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc. – UFJF

Prof. Sandoval Carneiro Junior, Ph.D. – COPPE/UFRJ

Juiz de Fora, MG – Brasil.

Agosto de 2013

*A Deus, a minha esposa Jociete e meus filhos
Antonio e Luana pelo amor, carinho e compreensão,
Aos meus pais Roberto e Therezinha por serem à
base de tudo.*

Agradecimentos

A Deus por estar ao meu lado nesta caminhada conduzindo meus passos por mais este desafio.

Ao Professor Leandro Ramos de Araujo pela dedicação na orientação deste trabalho me fazendo acreditar que era possível. Um agradecimento em especial pela competência e disposição durante o desenvolvimento desta dissertação.

Ao professor José Luiz pela coorientação e pelos comentários que contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

A Professora Débora Rosana Ribeiro Penido Araújo pela seriedade e contribuições fundamentais nesta dissertação.

A minha amada esposa Jocielle e aos meus filhos Antonio e Luana pelo amor, paciência e compreensão necessários ao desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais Roberto e Therezinha pelo amor e carinho, sempre acreditando e incentivando cada passo da minha vida.

A minha irmã Geisielle pelo carinho e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus tios Samarone e Carla e primos Millena e Matheus, pelo apoio e carinho desde a graduação.

Ao gerente José Augusto de Miranda pela compreensão, dando o apoio necessário para a realização das disciplinas do Mestrado.

Ao Engenheiro e amigo Paulo Emydgio por acreditar neste trabalho e pela contribuição fundamental na modelagem dos cabos apresentada nesta dissertação.

Aos demais amigos e familiares que acreditaram e me apoiaram ao longo deste trabalho.

*Hoje desaprendo o que tinha apreendido até
ontem e que amanhã recomencarei a aprender.*

Cecília Meireles

Resumo da Dissertação apresentada à UFJF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE REFINARIAS DE PETRÓLEO

Welton Verly

Agosto/2013

Orientadores: Leandro Ramos de Araujo, D. Sc. – UFJF

José Luiz Rezende Pereira, Ph.D. – UFJF

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho propõe uma ferramenta computacional integrada que auxilia o engenheiro projetista durante a elaboração dos projetos de redes de distribuição industrial na fase de projeto conceitual e básico, apresentando uma metodologia para análise técnica e econômica de sistemas elétricos aplicados a refinarias de petróleo.

Dentro deste contexto destacam-se os seguintes pontos: construção de base de dados estruturada, dimensionamento dos equipamentos principais (painéis e transformadores), definição da topologia da rede primária de distribuição, modelagem detalhada dos cabos da rede primária a partir da aplicação da norma IEC 60287-1, análise de perdas, otimização dos CDs (Centros de Distribuição) com aplicação de AG (Algoritmo Genético), levantamento de quantitativo e estimativa de custo do projeto. A metodologia é aplicada em um sistema real de uma refinaria composta por 24 subestações de unidades de processo.

Abstract of Dissertation presented to UFJF as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

METHODOLOGY FOR TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF ELECTRICAL SYSTEMS FOR OIL REFINERY

Welton Verly

August/2013

Advisors: Leandro Ramos de Araujo, D. Sc

José Luiz Rezende Pereira, Ph.D. – UFJF

Department: Electrical Engineering

This work proposes an integrated computational tool to support the designer engineer during the elaboration of projects of industrial distribution networks during the conceptual and basic design, presenting the methodology for a technical and economic analysis of electrical systems applied to oil refineries.

In this context the following points are highlighted: building a structured database, sizing of major equipment (panels and transformers), definition of the primary distribution network topology, detailed modeling of cables of the primary network based on the IEC 60287-1 standard, loss analysis, optimization of DCs (Distribution Center) applying GA (Genetic Algorithm), project cost, equipments and materials estimation. The methodology is applied to a real system of a refinery, with 24 substations of process units.

Sumário

Capítulo I.....	1
Introdução	1
1.1 Considerações Gerais.....	1
1.2 Revisão Bibliográfica	2
1.3 Motivações.....	8
1.4 Objetivos.....	9
1.5 Principais contribuições do trabalho.....	10
1.6 Estrutura do Trabalho	11
Capítulo II.....	13
Definições e Fundamentação Teórica	13
2.1 Considerações Iniciais	13
2.2 Topologia Típica de um Sistema Elétrico de Refinaria.....	14
2.3 Dimensionamento de Condutores	19
2.3.1 Aspectos Construtivos	19
2.3.2 Características da Instalação.....	22
2.3.3 Dimensionamento por Ampacidade	26
2.3.4 Dimensionamento por Queda de Tensão.....	27
2.3.5 Dimensionamento por Curto-Circuito	28
2.4 Dimensionamento de Equipamentos	31
2.4.1 Transformadores de Potência	31
2.4.2 Painéis Elétricos Industriais	34
2.5 Metodologias Utilizadas para a Solução e Otimização de Sistemas.....	35
2.5.1 Fluxo de Potência - Método Newton Raphson.....	35
2.5.2 Metodologia de Análise de Curto-Circuito	38
2.5.3 Algoritmo Genético	39
Capítulo III.....	42
Metodologia Proposta	42
3.1 Introdução	42
3.2 Base de Dados.....	43
3.2.1 Dados do Sistema	43

3.2.2	Dados das Cargas	44
3.2.3	Dados de Cabos	45
3.2.4	Dados de Transformadores	46
3.2.5	Dados de Painéis.....	47
3.3	Topologia do Sistema Elétrico.....	47
3.4	Otimização da localização dos CDs com AG.....	49
3.5	Dimensionamento dos Equipamentos.....	52
3.6	Modelagem Térmica dos Cabos de Média Tensão.....	54
3.7	Modelagem dos Custos	64
3.7.1	Custos dos Condutores e da Instalação	66
3.7.2	Custos das Subestações de Unidade	68
3.7.3	Custos dos Centros de Distribuição.....	70
3.7.4	Custos de Perdas no Sistema	71
3.8	Metodologia para Análise Técnico-Econômica.....	72
Capítulo IV	77
Estudo de Casos	77
4.1	Introdução	77
4.2	Sistema 24 Subestações - Caso 1	78
4.2.1	Dimensionamento da Rede	78
4.2.2	Instalação em Envelope x Leito.....	83
4.2.3	Correção da resistência e os impactos nas perdas do sistema	85
4.2.4	Algoritmo Genético na Otimização dos CDs	87
4.3	Sistema 24 Subestações - Caso 2	88
4.4	Sistema 24 Subestações - Caso 3	90
4.5	Comparativo Caso 1 x Caso 2 x Caso 3.....	93
Capítulo V	95
Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	95
5.1	Considerações Finais	95
5.2	Desenvolvimentos Futuros	97
Referências Bibliográficas	98

Índice de Figuras

Figura 1 – Topologia típica da rede primária de uma refinaria.	15
Figura 2 – Topologia típica de uma subestação de unidade de uma refinaria.....	17
Figura 3 – Subestação de Unidade – Vista externa - Refinaria de Petróleo.....	18
Figura 4 – Subestação de Unidade – Vista interna - Refinaria de Petróleo.....	19
Figura 5 – Componentes de um cabo de média tensão (EP-DRY 105)	20
Figura 6 – Tabela 35 da NBR-14039	23
Figura 7 – Tabela 37 da NBR-14039	25
Figura 8 – Curto-circuito na carga.....	29
Figura 9 – Tabela 1 da IEC 60076-5 (2006).....	33
Figura 10 – Representação de um nó da rede.....	35
Figura 11 – Algoritmo do Fluxo de Potência pelo método de Newton.....	37
Figura 12 – Determinação da topologia – Alocação dos CDs.....	49
Figura 13 – Genes considerados no AG.	51
Figura 14 – Etapas do AG.	52
Figura 15 – Circuito térmico de um cabo.	55
Figura 16 – Correção da resistência do condutor.	64
Figura 17 – Algoritmo Proposto.....	73
Figura 18 – Topologia da Rede – 24 Subestações – Caso 1.....	79
Figura 19 – Localização CD – AG (sem heurística) – Caso 1.	87
Figura 20 – Localização CD – AG (com heurística) – Caso 1.....	88
Figura 21 – Topologia da Rede – 24 Subestações – Caso 2.....	89
Figura 22 – Localização CD – AG (com heurística) – Caso 2.....	90
Figura 23 – Topologia da Rede – 24 Subestações – Caso 3.....	91
Figura 24 – Localização CD - AG (com heurística) – Caso 3.....	92

Índice de Tabelas

Tabela 2-1 – Temperaturas máximas admissíveis (C°) em função da isolação.....	21
Tabela 2-2 – Múltiplos – Série R10 (IEC 60076-1, 2011).....	33
Tabela 3-1 – Entrada de dados – Dados Gerais	44
Tabela 3-2 – Entrada de dados – Cargas Elétricas.....	45
Tabela 3-3 – Base de dados – Cabos – Parte I.....	45
Tabela 3-4 – Base de dados – Cabos – Parte II.....	46
Tabela 3-5 – Base de dados – Cabos – Parte III	46
Tabela 3-6 – Base de dados – Transformadores	46
Tabela 3-7 – Base de dados – Painéis	47
Tabela 3-8 – Custos para o método de instalação por leito de cabos.....	66
Tabela 3-9 – Custos para o método de instalação em envelopes de concreto.....	67
Tabela 4-1 – Tensões nas Barras do Sistema – Caso 1.	80
Tabela 4-2 – Curto-Circuito nas Barras do Sistema – Caso 1.....	81
Tabela 4-3 – Transformadores de potência – Caso 1.	82
Tabela 4-4 – Instalação envelope x leitos – Dimensionamento de cabos – Caso 1.....	84
Tabela 4-5 – Instalação envelope x leitos – Custos – Caso 1	85
Tabela 4-6 – Correção da resistência em função da temp. de operação – Caso 1.	86
Tabela 4-7 – Perdas – Caso 1.....	86
Tabela 4-8 – Parâmetros – Algoritmo Genético.....	87
Tabela 4-9 – Instalação envelope x leitos – Custos – Caso 2	90
Tabela 4-10 – Instalação em envelope x leitos – Custos – Caso 3.....	92
Tabela 4-11 – Comparativo Caso 1 x Caso 2 x Caso 3– Características básicas.....	93
Tabela 4-12 – Comparativo Caso 1 x Caso 2 x Caso 3 – Custos com perdas.....	93
Tabela 4-13 – Comparativo Caso 1 x Caso 2 x Caso 3 – Custos sem perdas	94

Lista de Siglas e Abreviaturas

SIN	Sistema interligado nacional
CAFOR	Casa de força da refinaria
CD	Centro de distribuição
PVC	Cloreto de polivinila utilizado na cobertura dos cabos
EPR	Etileno propileno utilizado na isolação dos cabos
EPR 105	Composto termofixo de borracha etileno propileno com temperatura máxima de operação em regime contínuo de 105°C
CCM	Centro de controle de motores
CDC	Centro de distribuição de cargas
QGBT	Quadro geral de baixa tensão
FASE I	Fase inicial de um projeto denominada de “Identificação de oportunidade”
FASE II	Fase do projeto denominada “Projeto Conceitual”
FASE III	Fase do projeto denominada “Projeto Básico”
FASE IV	Fase do projeto denominada “Projeto de Detalhamento ou Projeto Executivo”
AG	Algoritmo Genético
$R_{ccmax(20^{\circ}C)}$	Resistência elétrica máxima do condutor em corrente contínua a 20 °C em Ω/km
T_{SCC}	Espessura da semicondutora do condutor
T_{ISOL}	Espessura coordenada de isolamento

T_{SCI}	Espessura da semicondutora do isolamento
T_{COB}	Espessura da cobertura do cabo
D_{EXT}	Diâmetro externo do cabo

Capítulo I

Introdução

1.1 Considerações Gerais

O planejamento de sistemas elétricos industriais é um problema complexo com múltiplas variáveis e restrições que nem sempre são facilmente identificadas e modeladas matematicamente. Restrições geográficas, restrições elétricas, restrições políticas, confiabilidade e complexidade na determinação dos cenários futuros de operação são alguns dos principais temas que envolvem o planejamento de redes elétricas de distribuição, inclusive as industriais.

Dentre os sistemas elétricos industriais pode-se destacar aqueles específicos para refinarias de petróleo. Com o crescimento da demanda mundial por derivados de petróleo, aliado a modernização das unidades de processamento, a necessidade por energia elétrica fica evidente com o inevitável aumento da complexidade do sistema elétrico das refinarias. Desta forma, o número crescente de grandes máquinas acionadas por energia elétrica em detrimento dos acionamentos a vapor, o aumento da capacidade e quantidade de unidades de processo, potências elevadas de geração interna e interligações com o sistema interligado nacional (SIN) tornam o planejamento de sistemas elétricos industriais de refinarias de petróleo no Brasil um grande desafio.

Com o compromisso de manter as condições de segurança da planta e ao mesmo tempo a continuidade operacional de forma a reduzir o lucro cessante (prejuízo financeiro com a parada de uma unidade de processamento), as refinarias empregam alta tecnologia baseadas nas normalizações nacionais e internacionais. Por

consequência, o dimensionamento de equipamentos e a topologia do sistema devem refletir a confiabilidade exigida.

É no contexto das grandes modernizações de refinarias com crescimento médio de duas vezes a demanda elétrica original das plantas, das novas refinarias que estão sendo ou ainda serão construídas e nos desafios impostos pelas descobertas de petróleo na camada pré-sal, que este trabalho busca ajudar no planejamento dos sistemas elétricos das refinarias de petróleo trazendo uma metodologia para análise técnica e econômica.

Os trabalhos desenvolvidos sobre planejamento da distribuição abordam em sua grande maioria o planejamento de redes elétricas de distribuição urbanas, e neste caso há uma vasta literatura sobre o tema. Contudo para sistemas elétricos industriais, inclusive de refinarias, não há tanta literatura, nem metodologias definidas, assim, este trabalho busca contribuir com uma abordagem para planejamento de sistemas elétricos industriais aplicado a refinarias de petróleo.

Resumidamente, este trabalho propõe uma metodologia para auxiliar o dimensionamento de uma rede de energia elétrica de uma refinaria a partir dos dados de consumo de utilidades das plantas de processo visando à minimização dos custos de equipamentos e operação, apresentando resultados como, por exemplo, o pré-dimensionamento de cabos, transformadores e painéis.

1.2 Revisão Bibliográfica

O planejamento de redes de distribuição, de maneira geral, é tema de uma vasta literatura que aborda este assunto principalmente sob três perspectivas: planejamento das redes primárias de distribuição (MT), planejamento das redes secundárias de distribuição (BT) e o planejamento completo do sistema de distribuição. O principal enfoque na literatura está voltado ao planejamento de redes de distribuição urbana, contudo vários conceitos podem ser adequados para utilização em redes de distribuição de sistemas industriais e foram utilizados na elaboração deste trabalho cujo foco são as grandes redes de distribuição industriais.

Dentre os pontos estudados no planejamento de redes de distribuição de energia elétrica, destaca-se a alocação ótima de subestações, a análise de confiabilidade do sistema, o dimensionamento ótimo de condutores e o dimensionamento das características nominais dos equipamentos. Para solucionar estes problemas, diversas técnicas computacionais são utilizadas, tais como, algoritmo genético, *branch-and-bound*, *simulated annealing*, busca tabu, metaheurísticas, dentre outras. Neste capítulo é apresentada uma revisão das principais referências bibliográficas que empregam algumas das técnicas citadas e que foram consideradas neste trabalho.

Wall *et al.* (1979) apresenta um modelo de planejamento de redes de distribuição radiais. No trabalho observa-se a preocupação com o tempo de processamento e por consequência a busca de algoritmos mais rápidos. A rede foi modelada com o objetivo de minimizar os custos e sujeita às restrições de conservação de potência nos nós e aos limites de capacidade das linhas. O método proposto por Wall foi avaliado com a implementação do corte de cargas e do método simplex.

Tram e Wall (1988) propõe um algoritmo de otimização de condutores em sistemas de distribuição radiais. A função objetivo é composta pela minimização do custo de investimento e do custo das perdas, sujeito às restrições de capacidade dos condutores, restrições de tensão do alimentador e por último a restrição chamada de “*conductor tapering*” que impõe que os condutores do final do ramal devem ter capacidade de condução menor que os condutores que estão mais próximos da fonte.

Khator e Leung (1997) apresenta uma revisão dos modelos relacionados ao planejamento de sistemas de distribuição dividindo o tema em duas abordagens: planejamento do sistema sob condições normais de operação e planejamento do sistema de distribuição sob condição de emergência. O planejamento sob condições normais pode ser modelado como um problema de estágio simples ou multiestágio seguindo características específicas de cada abordagem. O trabalho também apresenta as heurísticas e algoritmos utilizados na solução de problemas de planejamento de redes.

Rosado e Agustín (1998) aplicam a técnica de algoritmos genéticos na solução de sistemas de distribuição de grande porte. Baseado na programação inteira mista não linear, o trabalho busca o dimensionamento ótimo de cabos elétricos e a localização ótima das subestações podendo ser aplicada a formulação de um único estágio ou multiestágio. A partir do sistema existente, o algoritmo expande a rede de forma a atender a demanda futura considerando os limites de queda de tensão nos nós da rede.

Garcia *et al.* (2003) propõem um método GRASP para resolver o problema de planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica. O problema é subdividido em três subproblemas: localização dos transformadores, roteamento das redes secundárias e roteamento dos alimentadores primários. Para determinação dos circuitos secundários é adotada a abordagem dos caminhos mínimos, na qual se tenta conectar cada nó de demanda ao transformador mais próximo. Nesta solução utiliza-se o momento elétrico tanto para localização dos transformadores como para obter os traçados, nesta abordagem objetiva-se a minimizar as quedas de tensão.

Squaiella (2004) apresenta um planejamento da rede de distribuição que assume informações conhecidas da rede para sua elaboração. O objetivo do trabalho é gerar uma rede de distribuição de BT fictícia a partir da rede de MT para estimar de forma confiável o volume de investimentos necessários para o planejamento no horizonte de 10 anos. A metodologia proposta baseia-se na adoção de algumas regras para determinação de redes secundárias típicas associadas aos transformadores de distribuição. Neste trabalho foi desenvolvido um software de planejamento de investimento em redes secundárias.

Raimundo (2005) propõe a representação de ramos chaveáveis em estudo de fluxo de potência para redes modeladas no nível de subestação. O objetivo é o cálculo direto do fluxo de potência através de chaves e disjuntores, contudo para evitar os problemas numéricos foi utilizada a representação de ramos chaveáveis para estudos de estimação de estado proposta por Alsaç (1998). Desta forma, a principal aplicação da ferramenta é nos estudos de carregamento de barramentos, equipamentos das subestações e ramais alimentadores.

Souza (2006) aborda o planejamento de redes secundárias de distribuição utilizando otimização não linear através da Busca Tabu. Utiliza-se um algoritmo heurístico para obter soluções iniciais que reduzam o tempo do algoritmo de Busca Tabu. No planejamento são considerados: o balanceamento das cargas, dimensionamento de condutores de forma a minimizar os custos de investimento, localização, capacidade e quantidade das unidades de transformação. São impostas restrições de fluxo de potência, limites de tensão e capacidade de operação do transformador. Também são calculados os esforços mecânicos das redes aéreas, características de redes de distribuição “urbanas”.

Fletcher e Strunz (2007) apresenta trabalhos complementares com enfoque no planejamento ótimo do sistema de distribuição. No primeiro trabalho foi abordada a formulação do problema, onde foram conceituadas: a rede primária, rede secundária, características da carga, queda de tensão, perdas, variáveis de decisão, dependência entre as variáveis e suposições a cerca do problema, com aplicação direta em redes de distribuição urbanas. Na segunda parte do trabalho foram mostrados os estudos de caso considerando várias condições de densidade dos consumidores. Nesta abordagem é verificado também o impacto causado pelo dimensionamento dos condutores considerando o custo operacional do sistema no futuro.

Ribeiro (2009), mostra em seu trabalho uma abordagem do planejamento de redes de distribuição com restrições geográficas e elétricas. Para encontrar os possíveis caminhos, a triangulação de Delaunay é utilizada considerando os obstáculos naturais e político-sociais. Os alimentadores são dimensionados por fluxo de potência *Backward-Forward*, e para encontrar a solução inicial do problema é utilizado o método *branch exchange* juntamente com a triangulação de Delaunay. O problema de otimização é resolvido por duas metodologias: heurística *Hill-Climbing* e metaheurística *Simulated Annealing*.

Cossi (2008) propõe uma modelagem do planejamento integrado de redes de MT e BT, o qual é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM). Na metodologia proposta, o planejamento dos circuitos é dividido em duas partes: planejamento da rede de MT e planejamento da rede de BT. Na solução dos circuitos de MT o problema é formulado com PNLIM multi-objetivo, no qual são considerados os custos de investimento e os custos de confiabilidade da rede. Na solução do sistema de MT utiliza-se como ferramenta a busca Tabu com os conceitos de fronteira ótima de Pareto. Para a rede secundária (BT) o problema é dividido em três etapas: balanceamento dos circuitos, localização do transformador abaixador e definição das rotas com o dimensionamento dos cabos. Novamente o algoritmo de busca Tabu é utilizado para auxiliar na solução do problema. Para interligar os circuitos de MT e BT é proposta uma heurística baseada em regras encontradas na prática que determinam os possíveis caminhos de interligação entre os circuitos.

Rao (2010) propõe um algoritmo evolucionário para seleção ótima de condutores reduzindo as perdas em sistemas radiais de distribuição. O algoritmo é usado para selecionar o condutor ótimo para cada alimentador considerando os investimentos

iniciais e o custo das perdas. Baseado nos princípios da evolução natural, o algoritmo é altamente sensível aos valores da função aptidão sendo fundamentado nas operações básicas: mutação, reprodução e seleção. Com a utilização do algoritmo proposto foi constatado pelo autor uma redução de aproximadamente 17% das perdas nos sistemas analisados.

Thenepalle (2011) apresenta um estudo comparativo para seleção ótima de condutores utilizando a formulação convencional e uma formulação baseada em algoritmo genético. O objetivo é minimizar as perdas, mantendo as tensões dentro de limites aceitáveis. O autor indicou que o algoritmo genético mostrou-se melhor que a formulação convencional nos casos testados, reduzindo as perdas e obtendo uma melhor regulação de tensão.

IEEE 141 (1993) é uma norma IEEE/ANSI sobre “Planejamento de Sistemas Industriais” e é considerado um dos melhores guias de práticas recomendadas para o projeto elétrico de plantas industriais. Esta norma é dividida em 16 capítulos, sendo que os capítulos 2 “*Systems planning*” e 16 “*Cost estimating of industrial power systems*” estão diretamente relacionados com o presente trabalho. O capítulo 2 aborda tópicos importantes como as características principais a serem consideradas com relação aos diversos componentes do sistema, tais como, barramentos, cabos, entre outros. O capítulo 16 apresenta os requisitos necessários para preparar uma estimativa de custo, que pode ser dividida em três classes: estimativa preliminar (erro de -15% a +40%), estimativa de engenharia (-10% a +20%) e estimativa detalhada (± 5 a 10%).

A IEC 60287 é formada por uma série de normas da IEC que abordam o cálculo da corrente admissível em condutores, sendo dividida em três partes: IEC 60287-1 subdividida em mais três partes (60287-1-1, 60287-1-2 e 60287-1-3); IEC 60287-2 dividida em duas partes (60287-2-1, 60287-2-2) e IEC 60287-3 dividida em três partes (60287-3-1, 60287-3-2 e 60287-3-3). Nos parágrafos seguintes segue uma descrição de cada uma destas normas.

A IEC 60287-1-1 (2006) apresenta as equações para o cálculo da corrente nos alimentadores considerando fator de carga de 100% e também a modelagem das perdas. A formulação é dividida basicamente em três grupos de parâmetros: parâmetros relacionados à construção do cabo, parâmetros relacionados às condições do meio ambiente e os parâmetros que são resultados de acordos entre fabricantes e usuários.

A IEC 60287-1-2 (1993) fornece um método de cálculo das perdas por correntes parasitas (corrente de Foucault) nas blindagens metálicas dos cabos para dois circuitos na formação plana. São apresentadas considerações sobre o tipo de aterramento da blindagem que influenciam diretamente nas perdas por correntes parasitas.

A IEC 60287-1-3 (2002) apresenta o cálculo das correntes de fase e as perdas por correntes parasitas em cabos singelos em paralelo. O método pode ser aplicado para qualquer número de cabos em paralelo em qualquer arranjo de cabos.

A IEC 60287-2-1 (2006) apresenta a formulação das resistências térmicas do modelo dos condutores e conforme a IEC 60287-1-1 é formulada basicamente em três grupos de parâmetros: parâmetros relacionados à construção do cabo, parâmetros relacionados às condições do meio ambiente e os parâmetros que são resultados de acordos entre fabricantes e usuários.

A IEC 60287-2-2 (1995) fornece o método para cálculo dos fatores de correção para grupos de cabos ao ar livre protegidos de radiação solar. Este método possui restrições de aplicação de acordo com a geometria da formação e a quantidade de circuitos envolvidos.

A IEC 60287-3-1 (1999) apresenta algumas referências de condição de operação (nenhuma no Brasil), e informações necessárias para a correta especificação dos cabos.

A IEC 60287-3-2 (1995) apresenta a metodologia de cálculo para dimensionamento ótimo de condutores baseada nas perdas joules. A norma apresenta duas abordagens para o cálculo da seção econômica. A primeira metodologia considera que cada condutor tem uma grande variedade de correntes econômicas para determinadas condições de instalação, desta forma seleciona-se a seção que atende à carga dentro deste critério. A segunda metodologia apresenta o cálculo da seção ótima do condutor para a condição de carga analisada, considerando que o objetivo da norma é estabelecer o cálculo da seção econômica de um condutor que resulte em menor custo total de instalação e operação durante a vida econômica da instalação. A norma apresenta em seu anexo B um método para determinar a resistência em função da temperatura de operação do condutor.

A IEC 60287-3-3 (2007) apresenta a metodologia de cálculo para cabos que cruzam por áreas que apresentam outras fontes de calor. Considerando que a região no

entorno do cabo apresenta uma distribuição uniforme, o método da superposição pode ser aplicado.

A ABNT NBR 5410 é aplicável para instalações de baixa tensão ($< 1000 V_{ca}$ ou $1500 V_{cc}$), considerando instalações novas ou reformas em instalações existentes, a fim de garantir a segurança de pessoas e animais, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens. Desta forma, aborda os requisitos técnicos que devem ser considerados na elaboração de um projeto de baixa tensão.

A ABNT NBR 14039 é aplicável para o projeto e execução de instalações elétricas de média tensão, com tensão nominal de 1,0 kV a 36,2 kV, à frequência industrial, de modo a garantir segurança e continuidade de serviço. Neste trabalho, os requisitos técnicos estabelecidos por esta norma foram a base da modelagem das redes de distribuição em média tensão.

Nesta seção foram apresentados os principais trabalhos pesquisados durante o desenvolvimento desta dissertação, de forma a contextualizar o conteúdo dos próximos capítulos.

1.3 Motivações

Toda motivação é reação a um problema que precisa ser resolvido ou pelo menos investigado. É neste sentido, que este trabalho tenta mitigar o problema de planejamento de redes de distribuição industriais motivado pelos problemas do dia a dia do engenheiro projetista e busca conciliar a oportunidade de aplicação dos conceitos teóricos, aplicação das metodologias descritas nas normas e a inclusão da experiência de projeto.

Desta forma, a dificuldade de análise segregada dos problemas de planejamento e dimensionamento de equipamentos, juntamente com uma base de dados dispersa e a necessidade de um programa computacional que utilize os dados já no formato de trabalho do dia a dia, são os principais motivadores de desenvolvimento deste trabalho.

Assim, seria importante ter uma ferramenta para auxiliar o engenheiro projetista na análise das múltiplas alternativas de topologia e na obtenção dos dados necessários à

concepção do projeto, ressaltando que estas atividades demandam um tempo considerável da equipe de projeto. Dentre os principais produtos gerados por esta ferramenta seria interessante ter o dimensionamento dos equipamentos principais e a construção de alternativas tecnicamente factíveis. Estas necessidades e ideias são também motivadoras do presente trabalho.

1.4 Objetivos

Um objetivo deste trabalho é desenvolver uma ferramenta para o planejamento, dimensionamento e análise de sistemas elétricos industriais aplicados a refinarias de petróleo. Dentro deste contexto destacam-se os seguintes pontos principais: a construção e utilização de base de dados estruturada, dimensionamento dos equipamentos principais, levantamento de quantitativo e estimativa de custo do projeto.

Para cumprir os objetivos sabe-se que, a partir das cargas elétricas demandadas pelas unidades de processo e de uma base de dados de equipamentos e características das instalações, é possível traçar alternativas de topologia do sistema elétrico avaliando: o comportamento do sistema, o dimensionamento de equipamentos, a estimativa de quantitativo e a estimativa de custo da instalação. A ferramenta desenvolvida neste trabalho, sendo construída como uma ferramenta integrada, buscará subsidiar a tomada de decisão do engenheiro projetista durante a elaboração dos projetos de redes de distribuição industrial na fase de projeto conceitual e básico (FASE II e FASE III respectivamente).

O objetivo de construir uma base de dados estruturada é buscar agrupar em uma mesma plataforma todos os dados necessários ao desenvolvimento do projeto, reunindo informações indicadas em normas e em procedimentos específicos, assim como as informações dos catálogos dos fabricantes e estimativas de custo de equipamentos e instalações.

Outro ponto importante dentro dos objetivos é o pré-dimensionamento dos equipamentos principais que caracterizam o sistema elétrico em estudo, o qual serve como base para a estimativa de custo e levantamento de quantitativos.

Durante o desenvolvimento da ferramenta teve-se a ideia, que se incorporou aos objetivos, de que a saída de dados do programa, com as informações de custos e quantidades de equipamentos, pudesse ser aproveitada na etapa de levantamento de quantitativos. Esta etapa é necessária para mudança das fases do projeto, onde a viabilidade técnica e econômica é avaliada e uma estimativa de custo é obtida como parâmetro de referência para a avaliação de propostas no momento da contratação dos serviços de engenharia, construção e montagem.

Em resumo, todas as funcionalidades descritas anteriormente deverão ser obtidas automaticamente a partir do algoritmo desenvolvido neste trabalho. A partir da base de dados desenvolvida e da distribuição geográfica das cargas elétricas das unidades de processo, o programa constrói e dimensiona a rede primária do sistema elétrico alocando as possíveis subestações de distribuição.

Assim, de maneira mais geral, o objetivo deste trabalho é na realidade desenvolver e propor toda uma metodologia para ser utilizada em análises técnico-econômicas de sistemas elétricos de refinarias de petróleo, que por meio da utilização de uma ferramenta computacional e de outros aspectos anteriormente descritos, possa ser utilizada para o planejamento, dimensionamento e análise dos sistemas elétricos industriais.

1.5 Principais Contribuições do Trabalho

Considera-se que a principal contribuição deste trabalho é apresentar uma abordagem de planejamento de sistemas elétricos voltado a sistemas industriais de grande porte, tentando desta forma, enriquecer a literatura que aborda basicamente planejamento de redes elétricas urbanas.

Contudo é interessante ressaltar também quatro contribuições de ordem prática e aplicação imediata deste trabalho:

- Criação de uma base de dados para desenvolvimento de projetos;
- Criação de ferramenta computacional para auxiliar o planejamento de sistemas elétricos industriais na fase de projeto conceitual e projeto

básico. A ferramenta proposta indicará bons locais para instalação de subestações e apresentará indicações de tensões a serem utilizadas no dimensionamento inicial dos equipamentos visando a redução do custo;

- Levantamento de quantitativo para estimativa de preço do projeto;
- Análise do sistema elétrico do ponto de vista de estudos elétricos, tais como fluxo de carga e dimensionamento de equipamentos;
- Análise e modelo do desempenho térmico dos cabos de média tensão.

A base de dados desenvolvida neste trabalho concentra informações que no dia a dia estão dispersas em um universo de documentos, normas e catálogos que dificultam as análises. Desta forma, há uma padronização de informações que agora estão concentradas em um único local de fácil gerenciamento, mesmo que ainda seja necessário acrescentar informações de equipamentos e sistemas.

Com relação ao planejamento do sistema elétrico, principalmente na fase de projeto conceitual onde o grau de incerteza é elevado, a ferramenta desenvolvida traz uma segurança maior para a análise técnica e econômica, com uma base dados estruturada e a aplicação de procedimentos e normas.

Outra grande utilidade do programa desenvolvido é gerar o levantamento de quantitativo para a estimativa de custo do projeto, necessário nas passagens de fase dos projetos. O nível de detalhamento depende da base de dados implementada e do nível de detalhamento do sistema.

E por último, porém não menos importante, tem-se como resultados o dimensionamento de equipamentos e os estudos elétricos. Por exemplo, o fluxo de potência pode ser utilizado para definir o carregamento dos circuitos e os tapes dos transformadores.

1.6 Estrutura do Trabalho

O Capítulo II apresenta os conceitos teóricos utilizados no desenvolvimento deste trabalho, tais como dimensionamento de condutores e fluxo de potência.

O Capítulo III apresenta o desenvolvimento da metodologia proposta.

O Capítulo IV apresenta resultados encontrados com a aplicação da metodologia proposta.

O Capítulo V apresenta as conclusões deste trabalho, assim como aponta os itens que devem ser aprofundados em desenvolvimentos futuros.

Capítulo II

Definições e Fundamentação

Teórica

2.1 Considerações Iniciais

Ao longo deste capítulo serão apresentados os principais conceitos e a fundamentação teórica sobre alguns tópicos que foram a base de desenvolvimento desta dissertação, além disso, algumas definições (por exemplo, de características e parâmetros) adotadas na metodologia proposta neste trabalho também já serão apresentadas neste capítulo, pois estão intimamente ligadas as fundamentações teóricas aqui apresentadas.

Sempre destacando o aspecto prático deste trabalho, são apresentadas as características típicas de um sistema elétrico de uma refinaria seguida da metodologia de cálculo de dimensionamento de equipamentos de acordo com as normas vigentes e com as práticas de engenharia aplicadas atualmente em refinarias de petróleo. No dimensionamento de condutores é interessante ressaltar a aplicação da norma IEC 60287 na modelagem das perdas, visto a necessidade de um modelo detalhado que possa estimar de forma mais realista as perdas no sistema de distribuição mesmo nesta fase de planejamento (a modelagem pela IEC 60287 é apresentada no Capítulo III). Outro ponto importante é a abordagem do dimensionamento dos equipamentos principais (transformadores e painéis). Este capítulo também apresenta a modelagem do fluxo de potência implementado para análise do carregamento dos circuitos dimensionados e das tensões nas barras e uma metodologia de análise de curto-circuito

para avaliar as condições das subestações, sempre buscando atender as condições de projeto com equipamentos de mercado. E por fim é apresentada a teoria básica de algoritmos genéticos, que é utilizada em uma parte deste trabalho.

2.2 Topologia Típica de um Sistema Elétrico de Refinaria

O refino de petróleo é uma atividade complexa que exige alto nível de confiabilidade e apresenta lucro cessante elevado, ou seja, o tempo de parada de uma unidade de processamento representa um elevado prejuízo financeiro. Apenas para ilustrar, em refinarias de pequeno porte pode-se estimar um valor de R\$180.000,00 por hora por unidade parada. A confiabilidade do sistema elétrico é fundamental e pode ser observada na topologia do sistema elétrico de refinaria que dentre outras ações adota-se o critério N-1, ou seja, na falha de um equipamento o sistema deve continuar operando sem nenhum corte de carga (esta condição normalmente é atendida pela existência de redundância de equipamentos em refinarias de petróleo).

A demanda elétrica de uma refinaria é suprida por uma composição de geração própria e energia da rede externa. Muitas refinarias são autossuficientes em energia elétrica, contudo mantêm a conexão com o SIN, seja pela rede básica ou outros níveis de tensão. Estas duas fontes têm como objetivo o aumento da confiabilidade do sistema de suprimento de energia elétrica. A Figura 1 apresenta a topologia típica de um sistema de distribuição da rede primária de uma refinaria.

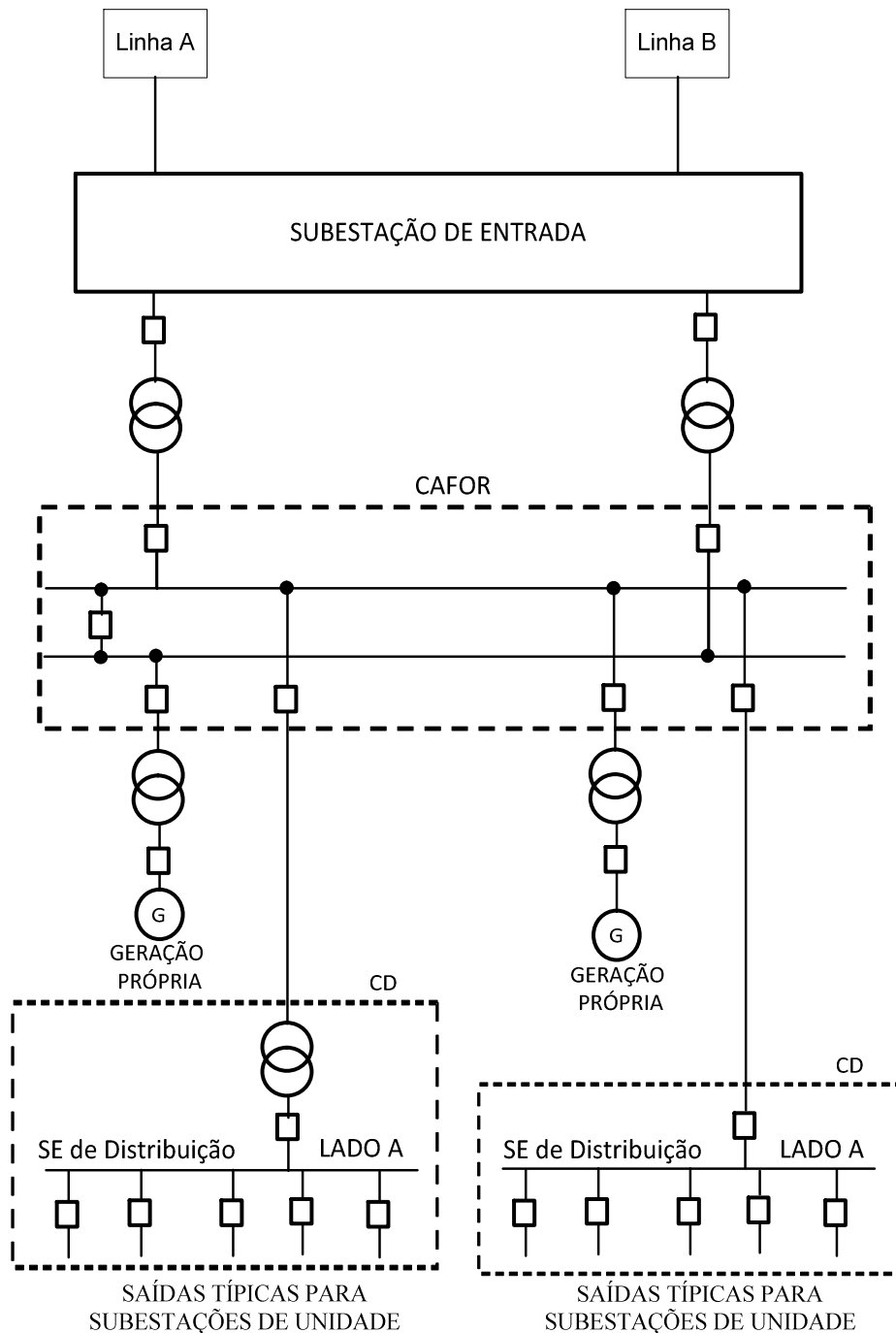


Figura 1 – Topologia típica da rede primária de uma refinaria.

A subestação de interface entre a refinaria e o SIN é denominada subestação de entrada (Figura 1). De acordo com a potência demandada pela refinaria esta conexão pode ser feita através da rede básica ou da rede de distribuição local. As tensões de 69 kV, 138 kV, 230 kV, 345 kV e 440 kV são exemplos das tensões de entrada do parque de refino instalado no Brasil. É interessante ressaltar que o tipo de configuração de entrada, seja barra dupla, disjuntor e meio ou barra simples depende basicamente das

exigências do ONS ou da concessionária local e da confiabilidade requerida pelo empreendimento.

Na sequência do unifilar (Figura 1) encontra-se a CAFOR (Casa de Força), considerada a subestação principal de uma refinaria. A CAFOR é a subestação que recebe a energia proveniente do SIN e a energia gerada internamente pela refinaria. É a partir da CAFOR que derivam os alimentadores das subestações de unidade e/ou alimentadores de centros de distribuição de carga.

Os centros de distribuição de carga (CDs), também chamados de ilhas de potência, são responsáveis pela alimentação das subestações de unidade podendo apresentar ou não seção de transformação. Os centros de distribuição, normalmente não apresentam o sistema de geração conectado diretamente na subestação e sua principal função é distribuir os ramais alimentadores de forma mais próxima a carga, além de não sobrecarregar fisicamente uma única subestação (CAFOR).

As subestações de unidade são responsáveis pela alimentação das cargas das unidades de processo e, em sua grande maioria, apresentam a topologia conforme apresentada na Figura 2. Os motores em 0,48 kV com potência menor que 55 kW são alocadas em CCMs e maiores que 75 kW e menores que 130 kW em CDCs conforme apresentado na Figura 2, os valores desta divisão são uma premissa de projeto.

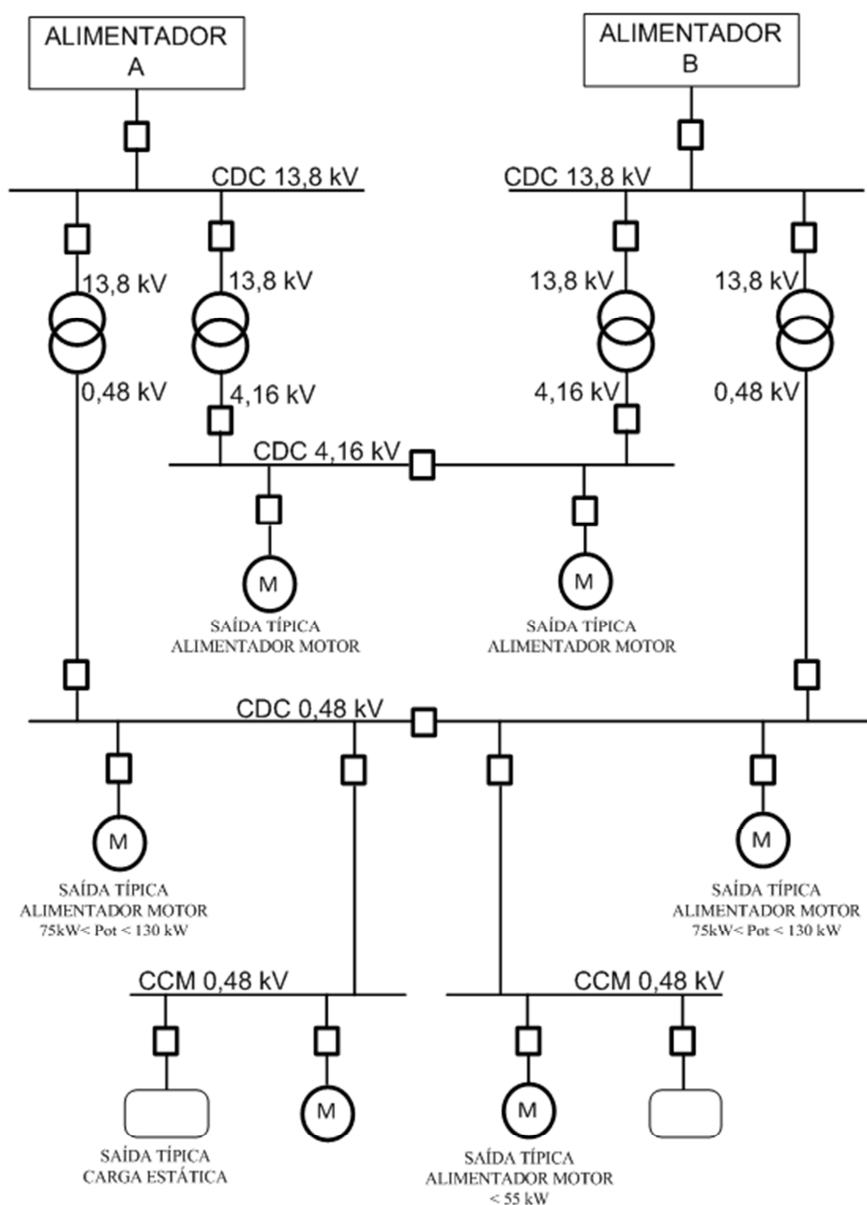


Figura 2 – Topologia típica de uma subestação de unidade de uma refinaria.

Como pode ser observado na Figura 2, por questões de confiabilidade e flexibilidade operacional, a topologia da subestação é em secundário seletivo (Beeman, 1957). Desta forma, as cargas podem ser alimentadas pela entrada A ou entrada B, ressaltando-se que esta transferência, caso necessário, é feita automaticamente de forma a manter a continuidade operacional, contemplando assim os requisitos operacionais do critério N-1.

Os níveis de tensão típicos para as subestações de unidade são 13,8 kV, 4,16 kV e 2,4 kV para média tensão, sendo o 2,4 kV típico de instalações antigas. Na baixa

tensão predomina o 0,48 kV. Na Figura 3 é apresentada a foto de uma subestação de unidade típica de uma refinaria de petróleo



Figura 3 – Subestação de Unidade – Vista externa - Refinaria de Petróleo.

Na Figura 3 é possível observar o porte de uma subestação industrial de refinaria, onde além dos equipamentos de potência abriga também os equipamentos de automação elétrica e de processo. Esta é uma subestação com tensão de entrada em 13,8 kV, 14,5 MVA instalado e aproximadamente 1475 m².



Figura 4 – Subestação de Unidade – Vista interna - Refinaria de Petróleo.

Na Figura 4 pode-se observar a sala de painéis elétricos de outra subestação de unidade, destaque para os Centro de Controle de Motores (CCM) de 0,48 kV a esquerda e o Centro de Distribuição de Carga (CDC) de 0,48 kV a direita.

2.3 Dimensionamento de Condutores

Este tópico apresenta as características construtivas dos cabos de média tensão e a metodologia utilizada neste trabalho para dimensionamento dos condutores, baseada nas normas NBR 14039 e IEC 60287.

2.3.1 Aspectos Construtivos

Responsáveis por transportar grande parte da energia que movimenta as unidades de processo em uma refinaria de petróleo, os condutores elétricos podem ser encontrados na forma de fios e cabos. Com ampla aplicação na indústria, os cabos são formados por um conjunto de fios encordoados, o que lhes asseguram uma boa

flexibilidade, resistência à tração e redução no peso total. Os cabos podem ser singelos ou unipolares, como também constituídos por dois ou mais condutores envolvidos por uma capa protetora, sendo conhecidos como multipolares.

Como regra geral e prática atualmente aplicada nas refinarias de petróleo, cabos de baixa tensão multipolares são aceitos até a bitola de 50mm^2 , acima deste valor são aceitos apenas cabos unipolares. Na média tensão são utilizados cabos unipolares dispostos em trifólio, sendo os cabos multipolares adotados apenas em casos específicos.

Construtivamente os cabos de potência podem ser nus, cobertos, revestidos ou isolados, sendo estes últimos usualmente aplicados em refinarias. Como um dos objetivos deste trabalho é o dimensionamento de cabos de média tensão da rede primária de distribuição, serão feitas nesta seção as considerações para os cabos de média tensão.

De forma geral, um cabo de potência totalmente isolado possui os seguintes componentes: condutor, blindagem do condutor, isolamento, blindagem da isolamento, blindagem metálica e cobertura conforme pode ser observado na Figura 5.

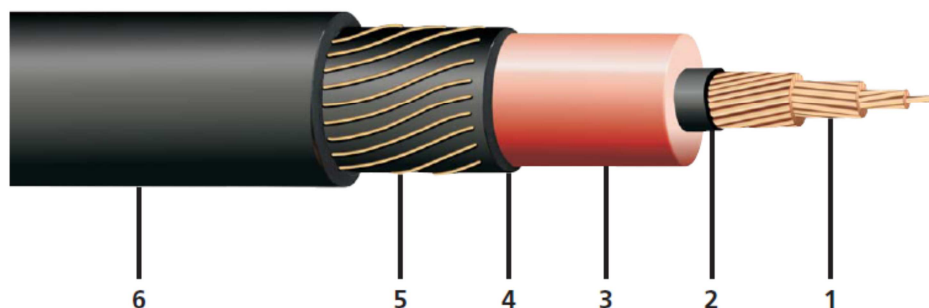


Figura 5 – Componentes de um cabo de média tensão (EP-DRY 105)
Fonte: FICAP, Cabos para Média Tensão EP-DRY 105 (Nexans, 2013)

A seguir são apresentadas os principais componentes do cabo de média tensão (Figura 5):

1) Nos cabos de potência isolados é mais comum o uso dos condutores de cobre em relação ao alumínio, pois o cobre possui menor resistividade elétrica, que se traduz em menor resistência em corrente alternada (CA) para uma mesma seção transversal e conseqüentemente menor aquecimento, possui maior flexibilidade e resistência a tração e é quimicamente inerte, não formando óxidos. Como exemplo, o

condutor da Figura 5 é de cobre, têmpera mole, encordoamento classe 2, compactado, conforme a NBR NM 280.

2) A blindagem do condutor é composta por uma camada semi-condutora fixada ao condutor através de um processo denominado extrusão, impedindo a formação de espaços vazios na superfície do condutor e possui a função de distribuir uniformemente o campo elétrico no condutor.

3) Atualmente os materiais mais utilizados para a isolação de condutores são os materiais termoplásticos e os termofixos. Os materiais termoplásticos são o cloreto de polivinila (PVC) e o polietileno (PE), e sua principal desvantagem é a instabilidade química para temperaturas mais elevadas. Já os materiais termofixos, que são o etileno-propileno (EPR) e o polietileno reticulado (XLPE), apresentam boa estabilidade química quando submetidos a temperaturas mais elevadas. As temperaturas máximas admissíveis são dadas na Tabela 2-1 da norma NBR 6251.

Tabela 2-1 – Temperaturas máximas admissíveis (C°) em função da isolação

LIMITES TÉRMICOS (°C)	PVC	PE	EPR	EPR 105	XLPE
PERMANENTE	70	70	90	105	90
SOBRECARGA	100	100	130	140	130
CURTO-CIRCUITO	160	160	250	250	250

Os cabos de média tensão atualmente utilizados nas instalações das refinarias são isolados em EPR, sendo o EPR 105 uma tendência, visto que para uma mesma bitola possui uma maior capacidade de condução de corrente. É interessante ressaltar, que apesar da isolação em PVC predominar para os cabos de baixa tensão, também há uma tendência recente na utilização de cabos de baixa tensão isolados com EPR.

4) A blindagem da isolação é composta por uma camada semi-condutora tornando o campo elétrico radial e uniforme. Desta forma há uma distribuição radial e simétrica de campo elétrico fazendo com que o dielétrico seja uniformemente solicitado, além disso, proporciona uma capacitância uniforme entre o condutor e a terra.

5) A blindagem metálica da isolação é formada por fita ou fios de cobre, confinando as linhas de campo apenas à isolação e criando uma blindagem eletrostática que impede a interferência em circuitos ou equipamentos que possam estar próximos desse cabo. Além disso, propiciam um caminho de baixa impedância para um curto-circuito fase-terra e mantêm o efeito capacitivo uniforme entre o condutor e a terra. Possui a seção mínima de 6 mm² conforme NBR 6251.

6) A cobertura é a camada mais externa do cabo, tem a função de proteção do cabo e deve apresentar boa resistência mecânica, impermeabilidade, resistência a

chamas, baixa emissão de fumaça e gases tóxicos e ácidos durante eventual queima, estabilidade térmica, resistência ao ataque de agentes químicos e atmosféricos e flexibilidade. Os materiais empregados na sua fabricação são o PE e o PVC, sendo este último o mais utilizado.

2.3.2 Características da Instalação

Antes de iniciar o dimensionamento de condutores, é necessário abordar aspectos básicos dos métodos de instalações elétricas utilizados em refinarias de petróleo. Ressaltando que este trabalho aborda o dimensionamento apenas da rede de distribuição primária e a norma que define os modos de instalação para cabos de 1 kV até 36,2 kV é a norma ABNT NBR 14039.

Apesar de existirem cabos de média tensão instalados diretamente enterrados nas refinarias, os dois métodos de instalação mais utilizados para cabos de média tensão são: (i) instalação em bandejas ou leitos e (ii) instalação em bancos de eletrodutos em envelopes de concreto. Estes métodos interferem diretamente no dimensionamento dos condutores, e seus aspectos mais relevantes serão apresentados a seguir.

O método de instalação em bandejas ou leitos apresenta os seguintes aspectos que devem ser observados quando for definida a opção por este método:

- Melhor troca térmica entre o condutor e o meio ambiente em relação ao método de bancos de eletrodutos em envelopes de concreto, possibilitando redução das bitolas dos condutores;
- Necessidade de suportes adequados para os leitos ou bandejas. O grau de complexidade dependerá da altura necessária para não ocasionar interferências em travessias de ruas e nas áreas destinadas a entrada e retirada de equipamentos das unidades de processo;
- Os cabos estão mais expostos quando comparados à solução de eletrodutos em envelopes de concreto tornando a confiabilidade desta solução inferior que o encaminhamento por envelopes de concreto;
- Caso o encaminhamento dos leitos ou bandejas atravesse uma região sujeita a risco de fogo deve-se adotar medidas para evitar danos aos

cabos no caso da ocorrência de incêndio. Neste caso, a utilização de proteção passiva é necessária em determinados trechos dos cabos que atravessam as unidades de processo, aumentando o custo da instalação e podendo implicar no sobredimensionamento dos cabos devido a menor troca térmica e elevando ainda mais os custos.

Para ilustrar os fatores de correção a serem aplicados para o método de instalação em bandejas, segue abaixo a tabela 35 extraída da norma NBR-14039.

Tabela 35 — Fatores de correção para cabos unipolares em trifólio ao ar livre a serem aplicados às capacidades de condução de corrente do método de referência A

Agrupamento de cabos em sistemas trifásicos, instalados em ambientes abertos e ventilados. Estes valores são válidos, desde que os cabos mantenham as disposições de instalação propostas		Número de temas			
		1	2	3	
Instalação em bandejas		Número de bandejas	Fator de correção (fa)		
		1	1,00	0,98	0,96
		2	1,00	0,95	0,93
		3	1,00	0,94	0,92
		6	1,00	0,93	0,90
Instalação vertical		1,00	0,93	0,90	
Casos onde não há necessidade de correção		Número qualquer de temas			
NOTAS 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos de cabos uniformemente carregados. 2 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.					

Figura 6 – Tabela 35 da NBR-14039

A Figura 6 mostra os fatores de correção que devem ser considerados no dimensionamento dos condutores quando utilizado o método de instalação em bandejas.

Estes fatores variam de acordo com o número de bandejas e ternas que compõem o circuito.

Já o método de instalação de eletrodutos em envelopes de concreto apresenta os seguintes aspectos que devem ser observados:

- Pior troca térmica entre o condutor e o meio ambiente em relação ao método de instalação em bandejas ou leitos ocasionando na maioria dos casos o sobredimensionamento dos cabos;
- Custo relativamente alto de abertura e recomposição de valas para a instalação do banco de eletrodutos em envelopes de concreto;
- Os cabos estão mais protegidos e, portanto, aumenta-se a confiabilidade desta solução sendo amplamente utilizada nas refinarias para os alimentadores da rede primária. Ressaltando novamente que o lucro cessante (custo da perda de produção em uma refinaria) é muito elevado, necessitando de alta confiabilidade das instalações;
- Obstáculos naturais ou interferência principalmente de tubulações, rede de drenagem e outros envelopes podem dificultar a execução da instalação e elevar os custos dos serviços.

Para ilustrar os fatores de correção a serem aplicados no método de instalação em envelopes, segue abaixo a tabela 37 extraída da norma NBR-14039.

Tabela 37 — Fatores de correção para cabos unipolares e cabos tripolares em banco de dutos a serem aplicados às capacidades de condução de corrente dos métodos de referência F e G

Multiplicar pelos valores do método de referência G (um cabo unipolar por duto)			
Até seção 95 mm ² inclusive	1,00	0,90	0,82
Acima de 95 mm ²	1,00	0,87	0,77
Multiplicar pelos valores do método de referência F (três cabos unipolares em trifólio por duto)			
Até seção 95 mm ² inclusive	0,91	0,85	0,79
Acima de 95 mm ²	0,88	0,81	0,73
Multiplicar pelos valores do método de referência F (1 cabo tripolar por duto)			
Até seção 95 mm ² inclusive	0,91	0,85	0,79
Acima de 95 mm ²	0,88	0,81	0,73
NOTAS			
1 Os valores indicados são aplicáveis para uma resistividade térmica do solo de 0,9 K.m/W. São valores médios para as mesmas dimensões dos cabos utilizados nas colunas F e G das tabelas 28 a 31. Os valores médios arredondados podem apresentar erros de 10% em certos casos. Se forem necessários valores mais precisos ou para outras configurações, deve-se recorrer à ABNT NBR 11301.			
2 Dimensões: a = 76 cm, b = 48 cm, c = 20 cm, d = 68 cm.			

Figura 7 – Tabela 37 da NBR-14039

A Figura 7 mostra os fatores de correção por agrupamento que devem ser considerados no dimensionamento dos condutores quando utilizado o método de instalação em envelopes de concreto. Estes fatores variam de acordo com a quantidade de eletrodutos no envelope, assim como distância entre os eletrodutos e profundidade da instalação.

É interessante destacar que para cabos de alta tensão, 69 kV e 138 kV por exemplo, a instalação em canaleta de concreto é muito comum nas refinarias de petróleo. Neste tipo de instalação há uma melhor troca térmica quando comparado a instalação em envelope de concreto, contudo ainda se tem o custo de abertura e recomposição de valas sendo a canaleta normalmente enterrada ficando a tampa no nível do solo.

2.3.3 Dimensionamento por Ampacidade

O dimensionamento pelo critério da ampacidade avalia a suportabilidade dos condutores em transportar a corrente elétrica de acordo com as características da instalação e do meio ambiente. A principal limitação dos cabos, seja em regime permanente, regime de sobrecarga ou regime de curto circuito, é a temperatura de operação. Com o aumento da temperatura os cabos começam a perder suas propriedades mecânicas e elétricas. De acordo com os materiais isolantes utilizados em regime contínuo de operação os condutores suportam no máximo os valores de temperaturas descritos na Tabela 2-1.

O primeiro passo no dimensionamento de condutores em uma refinaria de petróleo é a obtenção da lista de consumo de utilidades que é a origem da lista de cargas elétricas da unidade de processo. A partir da lista de cargas é calculada a corrente requerida por cada circuito.

Após determinada a corrente requerida deve-se aplicar os fatores de correção por temperatura (F_T) e os fatores de correção por agrupamento (F_A) que consideram as características da instalação. Estes valores podem ser encontrados nas tabelas 32, 33,34, 35, 36,37 e 38 da NBR 14039 (2005).

Desta forma tem-se:

$$I_C = \frac{I_N}{F_T \times F_A} \quad (2-1)$$

Onde:

I_N é a corrente nominal do circuito;

F_T é o fator de correção por temperatura;

F_A é o fator de correção por agrupamento;

I_C é a corrente corrigida que deve ser utilizada para fazer a pré-seleção do cabo através das capacidades de corrente tabeladas na NBR 14039.

Ainda relacionada a estas questões, a metodologia utilizada para corrigir o valor da resistência em função da temperatura de operação do condutor será apresentada no Capítulo III.

2.3.4 Dimensionamento por Queda de Tensão

Após o dimensionamento da seção dos condutores pelo método da Ampacidade, é necessário verificar se a seção escolhida está apropriada para que as quedas de tensões nos circuitos estejam dentro dos limites admissíveis.

Para o cálculo da queda de tensão em circuitos trifásicos a equação (2-2) deve ser aplicada (Mamede, 2007):

$$\Delta_{V_{3\phi}} = \left(\frac{\sqrt{3} \times I_N \times L \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{V_{ff} \times N_{cf}} \right) \times 100 \quad (2-2)$$

Onde:

$\Delta_{V_{3\phi}}$ é a queda de tensão trifásica percentual;

I_N é a corrente nominal do circuito, em ampères (A);

L é o comprimento do cabo, em quilômetros (km);

R é a resistência do cabo, em ohms por quilômetro (Ω/km);

X é a reatância indutiva do cabo, em ohms por quilômetro (Ω/km);

V_{ff} é a tensão entre fase e fase, em volts (V);

$\cos \varphi$ é o fator de potência;

N_{cf} é o número de cabos por fase.

Neste trabalho foi adotada a queda de tensão máxima permitida de 2% na rede primária de distribuição (entre subestações).

As distâncias entre as subestações foram calculadas pelo teorema de Pitágoras considerando a localização geográfica das subestações. De forma a considerar as interferências, subidas e descidas e o roteamento dos cabos, adotou-se como regra geral uma folga de 30% no comprimento dos condutores.

2.3.5 Dimensionamento por Curto-Circuito

Após considerar o dimensionamento pelos critérios de ampacidade e queda de tensão, a próxima etapa é verificar se a seção do cabo escolhida atende os critérios de curto-circuito. O objetivo é verificar se a seção adotada suporta o curto-circuito na extremidade do cabo considerando o tempo de atuação do dispositivo de proteção.

Inicialmente calcula-se o limite de corrente de curto-circuito suportado pelo cabo escolhido conforme equação (2-3) da IEC 949(1988).

$$I_{CC_{CABO}} = \frac{k \times S}{\sqrt{t}} \times \sqrt{\log \frac{\beta_o + T_f}{\beta_o + T_i}} \quad (2-3)$$

Onde:

$I_{CC_{CABO}}$ é a corrente de curto-circuito que o cabo suporta, em quiloampéres (kA);

k é igual a 0,34 para cobre e 0,22 para alumínio;

S é a seção do cabo, em milímetros quadrados (mm²);

t é o tempo de eliminação do defeito (abertura do dispositivo de proteção), em segundos (s);

β_o é igual a 234,5 para cobre e 228,1 para alumínio;

T_f é igual a temperatura máxima de curto-circuito suportada pela isolação do cabo, em graus celsius (°C);

T_i é a temperatura máxima admissível pelo cabo em regime normal de operação, em graus celsius (°C).

Em seguida deve-se calcular a corrente a que o cabo será submetido para um curto-circuito em suas extremidades, ou seja, nos terminais da carga (um curto-circuito no meio danificaria o cabo que na maioria dos casos deve ser substituído, além disso, os defeitos nos terminais da carga são as causas mais comuns de curtos-circuitos). A equação para o cálculo do curto-circuito trifásico é dada pela equação **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, que é referente a Figura 8.

$$I_{CC_{CARGA}} = \frac{V_{ff}}{1000 \times \sqrt{\left[\left(R \times \frac{L}{1000} \right) + R_s \right]^2 + \left[\left(X \times \frac{L}{1000} \right) + XL_s \right]^2} \times \sqrt{3} \times N_{cf}} \quad (2-4)$$

Onde:

V_{ff} é a tensão entre fase e fase, em volts (V);

R é a resistência do cabo, em ohms por quilômetro (Ω/km);

X é a reatância indutiva do cabo, em ohms por quilômetro (Ω/km);

R_s é a resistência equivalente do sistema (Ω);

XL_s é a reatância indutiva equivalente do sistema (Ω);

N_{cf} é o número de cabos por fase;

L é o comprimento do cabo (km).

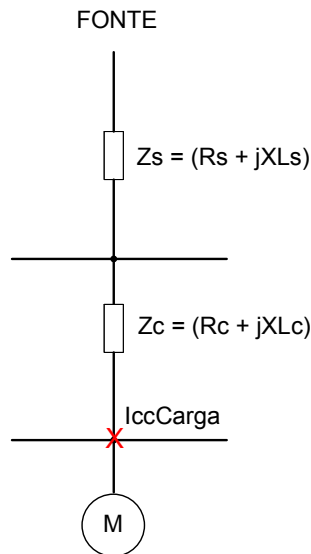


Figura 8 – Curto-circuito na carga.

Após estes dois cálculos verificar se a condição abaixo é atendida:

$$I_{CC_{CABO}} \geq I_{CC_{CARGA}} \quad (2-5)$$

Se esta condição não for atendida, deve-se escolher a próxima seção ou inserir mais condutores por fase.

De forma semelhante deve-se avaliar o curto-circuito na blindagem do cabo para uma falta fase-terra. O cálculo do curto-circuito suportado pela blindagem é calculado conforme a equação (2-6) da IEC 949 (1988).

$$I_{CC_{BLIND}} = \frac{k \times S}{\sqrt{t}} \times \sqrt{\log \frac{\beta_o + T_f}{\beta_o + T_i}} \quad (2-6)$$

Onde:

$I_{CC_{BLIND}}$ é a corrente de curto-circuito que a blindagem suporta, em quilo ampéres (kA);

k é função das características do material da blindagem, e é igual a 0,34 para cobre e 0,22 para alumínio;

S é a seção da blindagem do cabo, em milímetros quadrados (mm²);

t é o tempo de eliminação do defeito (abertura do dispositivo de proteção), em segundos (s);

β_o é igual a 234,5 para cobre e 228,1 para alumínio. Temperatura deduzida para resistência ôhmica da blindagem nula (°C abaixo de zero);

T_f é igual a temperatura máxima de curto-circuito suportada pela blindagem, em graus celsius (°C);

T_i é a temperatura máxima admissível pela blindagem em regime normal de operação, em graus celsius (°C);

Após o cálculo acima é verificado se a condição apresentada em (2-7) é atendida.

$$I_{CC_{BLIND}} \geq I_{CC_{1f}} \quad (2-7)$$

Onde:

$I_{CC_{1f}}$ é a corrente de curto-circuito monofásica.

Caso esta condição não for atendida o programa sinaliza ao usuário a necessidade de uma análise específica, ressaltando que esta violação é atípica na maior parte dos projetos.

2.4 Dimensionamento de Equipamentos

Neste tópico são apresentados os conceitos gerais sobre o dimensionamento de equipamentos elétricos de uma refinaria com foco nos transformadores de potência e nos painéis elétricos de média tensão. Ressalta-se a importância do pré-dimensionamento destes equipamentos na fase de projeto conceitual e projeto básico que são as fases do projeto de aplicação principal deste trabalho. São nestas fases de desenvolvimento do projeto que as incertezas e análises das diversas topologias demandam uma análise técnica e econômica consistente para auxiliar a tomada de decisão de implantação do empreendimento.

2.4.1 Transformadores de Potência

Os transformadores de potência são equipamentos fundamentais no sistema elétrico e apresentam como função principal a adequação dos níveis de tensão de um sistema elétrico. Destaca-se também que em refinarias é comum utilizarem impedância de dispersão dos transformadores para definir e/ou limitar a corrente de curto-circuito no lado secundário. Nesta seção serão apresentados os critérios básicos de especificação e projeto.

Com relação ao tipo de transformador, existem duas categorias: transformadores a seco e transformadores a óleo. Os transformadores a seco, por limitações técnicas e de mercado, são utilizados para tensões iguais ou inferiores a 34,5 kV e/ou potências iguais ou inferiores a 25 MVA (a utilização de potências entre 10 e 25 MVA são recentes e devem ser tratadas com cautela, devido principalmente a problemas como vibração e ruído) e atualmente são os mais adotados nas instalações do refino. Acima destes limites utilizam-se os transformadores a óleo que encontram sua grande aplicação nas subestações de entrada.

Os transformadores das subestações de entrada normalmente utilizam o dispositivo OLTC (“*On Load Tap Changer*”) para o ajuste automático de tensão sob carga. Para os transformadores a seco das subestações de unidade de processo utiliza-se tape fixo normalmente de $2 \times \pm 2,5\%$ instalados no lado primário onde a corrente é menor.

Outra característica importante é a utilização da ventilação forçada para o aumento da potência dos transformadores. Sobre o sistema de resfriamento a seguinte nomenclatura é utilizada:

- Circulação natural de óleo (ON);
- Ventilação natural (AN);
- Circulação forçada de óleo (OF);
- Ventilação forçada (AF).

As potências mínimas praticadas para as unidades de refino são de 1 MVA para transformadores com secundário em 4,16 kV e 0,5 MVA para transformadores com secundário em 0,48 kV. Já a potência máxima para transformadores com secundário em 0,48 kV é normalmente fixada em 2 MVA (AN), esta limitação é necessária para manter o nível de curto-circuito no sistema de 0,48 kV dentro do limite especificado que em geral é de 50 kA. Este fato tem como base que um transformador de 2 MVA pode apresentar um valor de corrente de curto-circuito trifásico no secundário de até 40 kA (2-8). Um transformador de 2,5 MVA pode apresentar um valor de corrente de curto-circuito trifásico de até 50,11 kA (2-9) ultrapassando neste caso o limite dos painéis normalmente praticados no mercado e por consequência aumentando o risco para o operador do sistema e equipamentos. Para estes cálculos considerou-se a impedância de dispersão igual a 6%, conforme IEC 60076-5 (2006).

$$I_{cc,2MVA} = \frac{2MVA/0,06}{\sqrt{3} 0,48kV} = 40,1kA \quad (2-8)$$

$$I_{cc,2,5MVA} = \frac{2,5MVA/0,06}{\sqrt{3} 0,48kV} = 50,11kA \quad (2-9)$$

Neste trabalho, além de obedecer às regras de projeto descritas acima, o dimensionamento dos transformadores também obedece ao limite de potência estabelecido para as subestações de acordo com o nível de tensão. As premissas adotadas na metodologia proposta nesta dissertação são listadas a seguir:

- A potência das subestações (CDs) em 34,5 kV está limitada da seguinte maneira: $63 \text{ MVA} < \text{POT} \leq 125 \text{ MVA}$. Desta forma o transformador está limitado a 100/125 MVA (ONAN/ONAF);

- A potência das subestações em 13,8 kV está limitada da seguinte maneira: $POT \leq 63$ MVA. Desta forma o transformador está limitado a 50/63 MVA;
- A potência das subestações em 4,16 kV está limitada da seguinte maneira: $POT \leq 16$ MVA. Desta forma o transformador está limitado a 12,5/16 MVA;

A potência dos transformadores são definidas como múltiplos da série R10 (IEC 60076-1, 2011) reproduzida abaixo, onde os valores indicados podem ser múltiplos de 10. Por exemplo, o valor 1,25 pode indicar potências de 1,25 MVA; 12,5 MVA; 125 MVA.

Tabela 2-2 – Múltiplos – Série R10 (IEC 60076-1, 2011)

SÉRIE R10 ISO 3:1973									
1	1,25	1,6	2	2,5	3,15	4	5	6,3	8

Outro parâmetro definido pelo dimensionamento é a impedância de curto-circuito dos transformadores, de acordo com os limites estabelecidos na norma IEC-60076-5 (2006) reproduzidos abaixo.

Short-circuit impedance at rated current	
Rated power kVA	Minimum short-circuit impedance %
25 to 630	4,0
631 to 1 250	5,0
1 251 to 2 500	6,0
2 501 to 6 300	7,0
6 301 to 25 000	8,0
25 001 to 40 000	10,0
40 001 to 63 000	11,0
63 001 to 100 000	12,5
above 100 000	>12,5

NOTE 1 Values for rated power greater than 100 000 kVA are generally subject to agreement between manufacturer and purchaser.

NOTE 2 In the case of single-phase units connected to form a three-phase bank, the value of rated power applies to three-phase bank rating.

Figura 9 – Tabela 1 da IEC 60076-5 (2006).

É interessante ressaltar que o termo “*Rated Power*” é definido pela IEC como a maior potência do transformador, desta forma a impedância deve ser referida a ventilação forçada do transformador, quando aplicável.

2.4.2 Painéis Elétricos Industriais

Os painéis elétricos podem receber diversas denominações a depender da sua aplicação. A nomenclatura comumente utilizada para os painéis elétricos principais das plantas indústrias das refinarias de petróleo são:

- Centro de Controle de Motores (CCM);
- Centro de Distribuição de Cargas (CDC);
- Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT).

Considerando que este trabalho aborda o dimensionamento de redes elétricas industriais de média tensão, o foco será nos centros de distribuição de cargas (CDC) de média tensão (4,16 kV, 13,8 kV e 34,5 kV).

Os centros de distribuição de carga de média tensão são formados por colunas em invólucros metálicos. Cada coluna contém um conjunto de manobra, geralmente um disjuntor do tipo extraível associado com controle, medição e proteção. A finalidade destes painéis é distribuir a energia às subestações consumidoras e/ou prover alimentação elétrica aos grandes motores.

A metodologia desenvolvida neste trabalho seleciona os painéis elétricos tipo CDC basicamente por três características: classe de isolamento, corrente nominal e corrente de curto-circuito suportada. Para a classe de isolamento normalmente utiliza-se 7,2 kV para tensão nominal de 4,16 kV; 17,5 kV para tensão nominal de 13,8 kV; e 36 kV para tensão nominal de 34,5 kV.

Para os painéis de 4,16 kV e 13,8 kV, os valores de corrente de curto-circuito r.m.s. simétrica de 25 kA e 31,5 kA são típicos, já para os painéis de 34,5 kV o valor de 25 kA é típico. Com relação às correntes nominais, o valor de 1250 A é um valor típico das instalações. A partir da definição destes parâmetros, é possível incluir o custo destes equipamentos na análise de custo global da instalação.

2.5 Metodologias Utilizadas para a Solução e Otimização de Sistemas

Neste tópico serão apresentadas as metodologias utilizadas como ferramentas para a solução e otimização dos sistemas elétricos industriais abordados neste trabalho.

2.5.1 Fluxo de Potência - Método de Newton Raphson

Para validar a topologia da rede primária construída através do algoritmo, que faz parte da metodologia proposta que será apresentada no próximo capítulo, foi utilizada a formulação do fluxo de potência não-linear pelo método de Newton Raphson, com o objetivo de determinar as tensões, a distribuição de fluxos e o cálculo das perdas. A formulação básica (somente as equações principais) do fluxo de potência é apresentada em seguida, maiores detalhes sobre esta metodologia podem ser vistos, por exemplo, em Monticelli (1983).

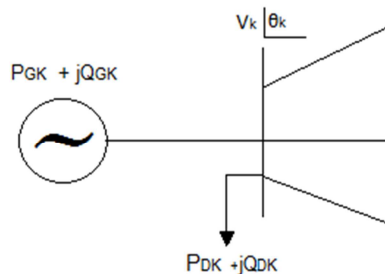


Figura 10 – Representação de um nó da rede.

As equações básicas de fluxo de potência são descritas conforme (2-10) e (2-11).

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2-10)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2-11)$$

Onde:

P_k é a potência ativa líquida injetada na barra k;

Q_k é a potência reativa líquida injetada na barra k;

V_k é o módulo da tensão na barra k;

V_m é o módulo da tensão na barra m;

G_{km} é a condutância entre as barras k e m;

B_{km} é a susceptância entre as barras k e m;

θ_{km} é a diferença angular entre as barras k e m.

Para cada barra do sistema existem duas equações e quatro variáveis, desta forma devem-se especificar duas variáveis em cada barra para que o sistema tenha solução. As barras podem ser classificadas em barras de carga (PQ), barras de geração (PV) e a barra de referência (V θ) que serve como referência angular para o sistema e para fechar o balanço de potência.

A formulação do fluxo de potência pelo método de Newton é apresentada na equação

(2-12).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2-12)$$

Onde:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{calc}(\theta, V) \quad (2-13)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i^{calc}(\theta, V) \quad (2-14)$$

Onde:

P_i^{esp} é a potência ativa líquida especificada na barra i;

Q_i^{esp} é a potência reativa líquida especificada na barra i;

P_i^{calc} é a potência ativa injetada (calculada) nas barras PQ e PV;

Q_i^{calc} é a potência reativa injetada (calculada) nas barras PQ.

A aplicação do método de Newton consiste em determinar o vetor de correção a partir da equação (2-15) e posteriormente atualizar as variáveis de estado (2-16) até alcançar a convergência com ΔP e ΔQ menores que um valor de tolerância (Monticelli, 1983).

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2-15)$$

$$\begin{bmatrix} \theta^{h+1} \\ V^{h+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^h \\ V^h \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\theta^h \\ \Delta V^h \end{bmatrix} \quad (2-16)$$

Na Figura 11 é apresentado um algoritmo simplificado para a solução do problema de fluxo de potência utilizando o método de Newton Raphson.

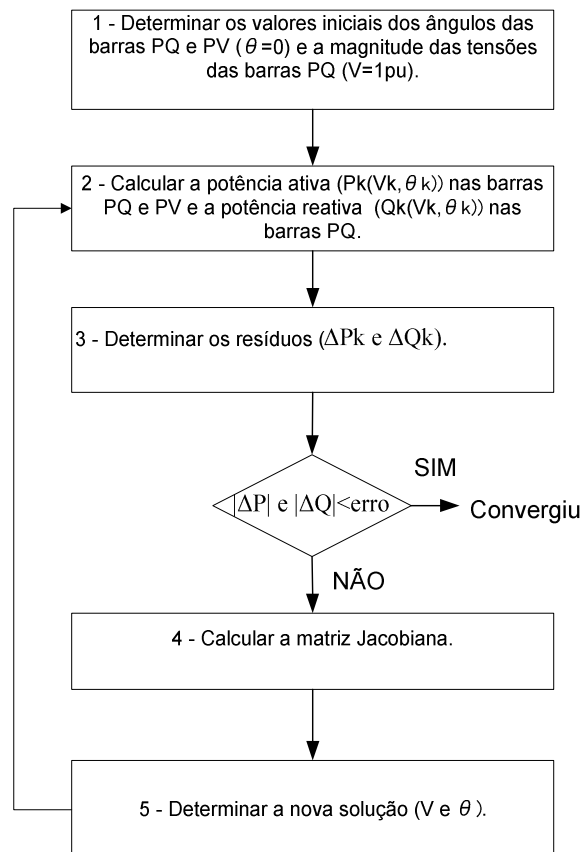


Figura 11 – Algoritmo do Fluxo de Potência pelo método de Newton-Raphson.

Desta forma, o algoritmo descrito na Figura 11 foi implementado nesta dissertação para auxiliar a análise da rede de distribuição dimensionada.

2.5.2 Metodologia de Análise de Curto-Circuito

A metodologia de análise de curto circuito considerada no algoritmo proposto tem como objetivo determinar as correntes de curto-circuito nas barras e verificar se os equipamentos dimensionados atendem as condições especificadas. Neste trabalho será adotada uma abordagem matricial com formulação nodal, denominada metodologia Z_{barra} , apresentada por Anderson (1973). Nas fases II e III de projetos de refinarias de petróleo necessita-se apenas de uma estimativa das correntes de curto-circuito trifásicas, deste modo utilizou-se apenas as componentes de sequência positiva para calcular as correntes de defeito nas barras do sistema.

Ressalta-se que nos sistemas industriais estudados neste trabalho de tensão iguais ou inferiores a 34,5 kV, os transformadores são aterrados por resistência, logo as correntes do curto-circuito monofásico não impactam no dimensionamento dos painéis e barramentos, por isto estudos de defeitos monofásicos não serão apresentados. Porém, na fase IV (projeto de detalhamento) são necessários estudos detalhados do curto circuito, especialmente para o ajuste da proteção, mas estes tópicos não estão no escopo deste trabalho.

A matriz Z_{barra} apresenta as impedâncias em cada barra com relação a uma barra de referência arbitrada. Além disso, a matriz Z_{barra} apresenta as impedâncias de transferência entre as barras do sistema em relação ao nó de referência. A impedância de Thevenin de uma determinada barra é dada pelo elemento diagonal correspondente da matriz Z_{barra} .

A matriz Z_{barra} utilizada neste trabalho para calcular o curto circuito trifásico é calculada pela inversão da matriz admitância nodal Y_{barra} (Monticelli, 1983). Assim, antes da inversão explícita da matriz Y_{barra} , a linha e coluna referente a barra $V\theta$ é eliminada, o processo utilizado para a eliminação consiste em zerar os termos das colunas e linhas correspondentes às barras $V\theta$ e colocar o valor 1 na diagonal.

A equação (2-17) mostra a matriz Z_{barra} considerando que a barra $V\theta$ está na barra 1.

$$Z_{barra} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & Z_{22} & \cdots & Z_{2p} & \cdots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & Z_{p2} & \cdots & Z_{pp} & \cdots & Z_{pn} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & Z_{n2} & \cdots & Z_{np} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (2-17)$$

A partir do equacionamento apresentado, as correntes de falta são calculadas em cada barra do sistema conforme indicado em (2-18), e a necessidade deste cálculo é verificar se as características do sistema dimensionado suportam as correntes de falta. Indica-se também que podemos utilizar a impedância dos elementos diagonais da matriz Z_{barra} para calcular a relação X/R (parte reativa / parte resistiva) em cada ponto de interesse do sistema.

$$I_{cc3f,k} = \frac{V_{pre-falta,k}}{Z_{kk}} \quad (2-18)$$

Onde:

$V_{pre-falta,k}$ é a tensão pré-falta no barramento onde é calculado o curto. Neste trabalho foi considerada a tensão pré-falta como 1,1 V_n (tensão nominal) conforme tabela 1 da IEC 60909-0 (2001) correspondente a sistema de média tensão entre 1 e 35 kV. Os motivos para a introdução deste fator 1,1(chamado fator c) são:

- variações da tensão;
- mudanças de tapes dos transformadores;
- omissão das cargas e capacitâncias;
- comportamento subtransitório dos geradores e motores.

O algoritmo de cálculo de curto-circuito apresentado nesta seção foi desenvolvido neste trabalho e faz parte da metodologia proposta nesta dissertação.

2.5.3 Algoritmo Genético

Nesta seção serão apresentados os conceitos básicos relativos à metodologia de Algoritmos Genéticos, visto que esta técnica foi utilizada no algoritmo proposto para

otimizar a localização dos CDs. Maiores detalhes sobre Algoritmos Genéticos podem ser obtidos em Kagan (2009).

Os Algoritmos Genéticos (AG) são modelos computacionais baseados na genética natural e no processo evolutivo. Basicamente, inicia-se com uma população, na qual se aplicam operadores de seleção e recombinação para gerar novos pontos em um espaço de busca. Nas subseções a seguir serão apresentados alguns elementos básicos, que fazem parte da estrutura do algoritmo genético.

Codificação: O cromossomo biológico é composto de genes, que são responsáveis por determinadas características do indivíduo, como por exemplo, cor dos olhos, altura e cor da pele. Através de uma analogia é possível construir um cromossomo artificial. Num processo químico cada gene representará um determinado parâmetro que será otimizado como, por exemplo: temperatura, tempo, coordenadas.

A forma mais simples de representar as informações relativas a cada parâmetro que será otimizado é codificando-as em números binários. Assim cada cromossomo artificial será representado por uma sequência de zeros e uns (forma binária para cada parâmetro). Esse tipo de codificação apresenta inúmeras vantagens no decorrer do processo de otimização como tornar as operações genéticas mais fáceis de serem executadas; tornar possível o trabalho com variáveis que assumam valores contínuos; facilitar a variação da faixa de trabalho dos parâmetros; além de apresentar relativa simplicidade na variação da precisão dos valores de cada parâmetro.

Aptidão: A partir da aptidão deve-se encontrar o valor associado ao desempenho de cada cromossomo, relacionado ao sistema de interesse. A avaliação da resposta de cada cromossomo é o resultado mais importante no procedimento do algoritmo genético.

A resposta (aptidão) é uma característica intrínseca ao indivíduo. Esta indicará, a nível biológico, qual é a habilidade que um indivíduo possui para sobreviver a predadores, pestes e a outros obstáculos para a subsequente reprodução. Transportando para o algoritmo matemático, qual seria sua habilidade de produzir a melhor resposta.

Em alguns algoritmos, será esta resposta que irá determinar qual a probabilidade com que um determinado cromossomo irá cruzar. Neste caso, determinados indivíduos poderão realizar mais de um cruzamento durante uma mesma geração.

Reprodução: O processo de reprodução é baseado tipicamente nos valores de aptidão dos indivíduos de uma geração. Normalmente, os indivíduos são escolhidos através de um algoritmo de escolha dirigida, que utiliza probabilidades diferenciadas de escolha de soluções para formarem novas gerações de acordo com sua avaliação. Ao contrário do cruzamento, aqui não há “cruzamento de indivíduos”, apenas a seleção de quais as soluções sobreviverão na próxima geração.

Cruzamento: Consiste na criação de novos indivíduos através da troca de partes dos genes de duas soluções distintas. É importante determinar o ponto em que os cromossomos serão quebrados para o cruzamento, de forma a gerar indivíduos válidos e, preferencialmente, mais capazes. Comumente, existe uma probabilidade associada à ocorrência de cruzamentos, determinada experimentalmente.

Mutação: Durante o processo de reprodução, pode ocorrer uma perturbação das informações contidas dentro dos genes ocorrendo uma mutação. Esta promove alterações no código genético de uma pequena parcela da população, onde muitas vezes pode atuar de forma benéfica. Se a alteração gerar indivíduos mais adaptados, estas novas características serão transmitidas para os demais indivíduos ao longo das próximas gerações.

Este mecanismo ajuda a solucionar o problema do confinamento a mínimos locais na otimização, pois promove alterações que direcionam a pesquisa para outros locais da superfície de resposta.

O AG utilizado neste trabalho foi baseado no algoritmo apresentado em Goldberg (1989).

Capítulo III

Metodologia Proposta

3.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os tópicos principais da metodologia desenvolvida neste trabalho para análise técnica e econômica de sistema elétricos industriais, reunindo modelos matemáticos, base de dados desenvolvida, regras de projeto e a experiência do autor na elaboração e fiscalização de projetos elétricos para refinarias de petróleo. A metodologia proposta busca a partir de uma base de dados estruturada e um conjunto de regras de projeto definir os seguintes aspectos:

- Topologia do sistema elétrico com alocação de centros de distribuição de cargas;
- Dimensionamento dos cabos da rede primária;
- Dimensionamento de todos os transformadores de força a partir da CAFOR;
- Dimensionamento dos painéis de entrada das subestações de unidade;
- Fluxo de potência (cálculo de tensão nos barramentos e correntes nos ramais) para verificar a viabilidade do sistema proposto;
- Análise dos níveis de curto-circuito em todas as barras do sistema;
- Perdas elétricas no sistema proposto;
- Custos da instalação;

- Otimização dos CDs, por meio da aplicação de algoritmo genético.

Toda a implementação computacional foi desenvolvida em Matlab, porém a base de dados foi construída em Excel buscando facilidade de manipulação e atualização.

A seguir são destacados os principais aspectos da metodologia proposta e o algoritmo desenvolvido para auxiliar a análise técnica e econômica de sistemas elétricos industriais aplicados a refinarias de petróleo.

3.2 Base de Dados

Considera-se que a maior dificuldade na elaboração de um projeto é reunir todas as informações necessárias para o desenvolvimento das análises, ou seja, a criação de uma base de dados, daí salienta-se a importância desta tarefa. Esta seção apresenta a base de dados desenvolvida neste trabalho.

A principal dificuldade na criação da base de dados foi reunir informações, que normalmente encontram-se dispersas em diversos documentos, tais como normas e catálogos de fabricantes, em uma mesma base de forma estruturada e de fácil atualização das informações. Também foram inseridos custos de equipamentos, que são normalmente uma informação difícil de ser obter. Os dados de custo foram obtidos diretamente com fabricantes de equipamentos.

A base de dados desenvolvida é dividida em diversas partes conforme apresentado a seguir.

3.2.1 Dados do Sistema

Nesta parte da base de dados são agrupadas as características de projeto que não são enquadradas nas categorias de dados de equipamentos. Na Tabela 3-1 são apresentadas as características gerais necessárias para a definição do sistema elétrico, sendo a segunda coluna preenchida com dados típicos, nota-se que o usuário deve ou pode definir diversas características do sistema, como os requisitos elétricos

necessários, temperatura ambiente, características de materiais, tipo de instalação a ser estudada, etc.

Tabela 3-1 – Entrada de dados – Dados Gerais

CARACTERÍSTICA	GRANDEZA
Valor máximo de queda de tensão dE, %	2,00
Duração máxima para defeitos 3Φ e 1Φ, s	0,50
Comprimentos de cabos: folga mínima, %	1,30
Tipo de instalação (1 envelope - 2 bandeja)	2
Resistividade térmica do solo R_{HOT} , K.m/W	2,5000
Temperatura média do solo T_{ASOLO} , °C	25,00
Temperatura ambiente, °C	40,00
Resistividade ρ_{20} @ 20°C, $\Omega.m$	1,7241E-08
Coef. α_{20} p/ resit. @ 20°C, 1/°C	3,9293E-03
Coeficiente p/ efeito Skin, Ks	1,00
Coeficiente p/ efeito de proximidade, Kp	0,80
Vida útil da instalação NP, anos	30,00
Custo atual da energia gerada CE, R\$/MWh	149,99
Taxa Mínima de Atratividade TMA, %A.A	8,80

3.2.2 Dados das Cargas

Na construção de uma nova planta ou em uma nova unidade de processo, as cargas elétricas são basicamente bombas e compressores que atendem as necessidades do processo em questão. A partir da “lista de consumo de utilidades” definida pelo processo (engenheiros mecânicos e de processamento), dimensionam-se os motores que acionarão as bombas e os compressores, junto a isto, acrescentam-se outras cargas, tais como iluminação, tomadas, sistema de corrente contínua, além de outras cargas necessárias dependendo da especificidade do projeto em análise.

A subestação que alimenta estas unidades de processo é denominada de “subestação de unidade” (Figura 2), sendo que em geral uma refinaria possui mais de 20 subestações de unidade com diferentes potências e podendo apresentar tensões de alimentação diferentes dependendo da topologia do sistema elétrico.

Neste trabalho, cada subestação de unidade foi modelada como uma carga “puntiforme” subdividida com base nas tensões nominais das cargas e com suas coordenadas de localização de acordo com o arranjo geral da refinaria. Cabe ressaltar, que normalmente as subestações de unidade não possuem diversas possibilidades de

localização, pois devem estar o mais próximo possível do centro da carga, ou seja, ao lado das unidades de processo.

Na Tabela 3-2 é apresentado um exemplo da base de dados de cargas utilizadas no programa computacional. Neste trabalho foram consideradas cargas apenas nos níveis de tensão de 13,8 kV, 4,16 kV e 0,48 kV, pois estas são as usuais nas refinarias no Brasil. Convém ressaltar que o programa desenvolvido também aceita outros valores de tensões, bastando criar campos relativos aos níveis de tensão na Tabela 3-2 e atualizar os dados de equipamentos para as novas tensões.

Tabela 3-2 – Entrada de dados – Cargas Elétricas

BARRA	COORD		POTÊNCIA											
	X (km)	Y (km)	POT TOTAL			0,48 kV			4,16 kV			13,8 kV		
			S MVA	P MW	Q Mvar	S MVA	P MW	Q Mvar	S MVA	P MW	Q Mvar	S MVA	P MW	Q Mvar
3	720,1	7491,8	15,1	13,6	6,6	4,4	4,0	1,9	1,7	1,5	0,7	9,0	8,0	4,0

3.2.3 Dados de Cabos

Os cabos são responsáveis por transportar grande parte da energia que “movimenta” uma refinaria de petróleo e sua representação nos estudos elétricos é de fundamental importância. Este trabalho buscou representar os cabos detalhadamente e assim, modelar com mais precisão sua influência no sistema elétrico da refinaria.

Os dados de cabos foram divididos nas seguintes tabelas, Tabela 3-3, Tabela 3-4 e Tabela 3-5, para facilitar a visualização. As tabelas estão preenchidas com exemplos de dados.

Tabela 3-3 – Base de dados – Cabos – Parte I

01- Tensão (kV)	02- Seção (mm ²)	03- Corrente máxima (kA)	04- Resistência (ohms/km)	05- Reatância Indutiva (ohms/km)	06- Reatância Capacitiva (ohms.km)	07- Tangente de Perdas	08- Custo fixo (MR\$)	09- Custo Variável (R\$/km)
13,80	300	0,3690	0,085	0,112	4636	0,0400	0	103.204

Tabela 3-4 – Base de dados – Cabos – Parte II

10- Ti(°C)	11- Tf (°C)	12- Tsobrec (°C)	13- R _{ccmax(20°C)} (Ω/km)	14- Dc (mm)	15- T _{scc} (mm)	16- T _{isol} (mm)	17- T _{sci} (mm)	18- T _{cob} (mm)	19- D _{ext} (mm)	PESO LIQ. (kg/km)	ACOND. BOBINA (m)
105	250	140	0,06	20,4	0,5	3,5	0,5	1,8	35,5	3482	250

Tabela 3-5 – Base de dados – Cabos – Parte III

Blindagem externa seção nominal(mm2)	ISOLAÇÃO	Formação	DATA	MODELO	FABRICANTE
6,16	8,7/15	UNIPOLAR	31/05/2013		

É interessante ressaltar que, considerando a informação do acondicionamento da bobina de cabo dada pelo fabricante, o programa é capaz de estimar a quantidade de emendas que o cabo pode necessitar em seu percurso de lançamento.

3.2.4 Dados de Transformadores

O banco de dados de transformadores consolida diversas informações fornecidas pelos fabricantes e é utilizado para dimensionamento de todos os transformadores de força a partir da CAFOR até as subestações de unidade. Um exemplo da base de dados dos transformadores é apresentado na Tabela 3-6.

Tabela 3-6 – Base de dados – Transformadores

TENSÃO PRIM. (kV)	TENSÃO SEC. (kV)	POT AN (MVA)	POT AF (MVA)	Z (%)	R (%)	X (%)	X/R	CUSTO (R\$)	TIPO	DATA	FABRIC.
13,8	4,16	12,5	16	8	0,44	7,99	18,36	1.028,00	SECO	31/05/2013	

3.2.5 Dados de Painéis

Utilizado para dimensionar os painéis de entrada das subestações de unidade, o banco de dados de painéis está organizado conforme exemplificado na tabela abaixo.

Tabela 3-7 – Base de dados – Painéis

TIPO	TENSÃO (kV)	Corrente Nominal (A)	Corrente de Curto-Circuito (kA)	CUSTO/COLUNA (R\$)	DATA	FABRICANTE
1	13,8	1250	31,5	R\$ 82.125,00	31/05/2013	

O custo apresentado refere-se ao valor de uma coluna típica aplicada nas subestações das refinarias. Este preço já inclui relé de proteção, disjuntor, TCs, TPs e demais equipamentos necessários ao correto funcionamento do cubículo.

Com relação à base de dados de todos os equipamentos mencionados neste trabalho, observa-se a existência dos campos Data e Fabricante objetivando a rastreabilidade das informações e facilitar o processo de atualização dos dados.

3.3 Topologia do Sistema Elétrico

A determinação da topologia da rede primária de distribuição é extensamente debatida na literatura, geralmente sobre um enfoque de redes de distribuição urbanas. Este trabalho aborda a determinação da topologia da rede primária de distribuição aplicada a grandes redes industriais, especificamente refinarias de petróleo. Neste contexto, o algoritmo proposto busca conciliar a modelagem matemática e as regras de projeto aplicadas atualmente na indústria do petróleo.

A ideia é propor uma metodologia para indicar uma boa localização das subestações de distribuição, além de fornecer dados de estudos elétricos e econômicos em nível de projeto conceitual e projeto básico, com o objetivo de auxiliar o engenheiro projetista na definição da topologia da planta industrial.

Neste trabalho os CDs são limitados aos três níveis de tensão mais comuns nas refinarias: 34,5 kV, 13,8 kV e 4,16 kV. Os centros de distribuição estão limitados a uma

máxima potência conforme nível de tensão, de forma a tornar viável sua alimentação por cabos. Os limites adotados neste trabalho estão descritos no Capítulo II

As subestações de unidade são alimentadas pelos centros de distribuição em um raio de 3 km, além disso, subestações de unidade podem ser alimentadas diretamente pela CAFOR desde que a potência ou a distância justifiquem. Isto é uma premissa que foi adotada neste trabalho.

Na metodologia proposta, através de um processo iterativo o algoritmo calcula as distâncias entre as subestações de unidade e a CAFOR e entre as subestações de unidade e o centro de distribuição proposto. A decisão de conexão das subestações de unidade aos CDs segue o critério da menor distância, ou seja, a subestação da unidade é conectada ao CD mais próximo (as barreiras físicas que por ventura possam existir não são consideradas). As subestações de unidade são representadas por suas cargas puntiformes (P_1, P_2, \dots, P_n) e identificadas por suas respectivas coordenadas X e Y (coordenadas do ponto de carga). O centro de carga para a instalação do primeiro Centro de Distribuição (CD) é calculado com base no equacionamento abaixo (Mamede, 2007).

$$x = \frac{X_1P_1 + X_2P_2 + X_nP_n}{P_1 + P_2 + P_n} \quad (3-1)$$

$$y = \frac{Y_1P_1 + Y_2P_2 + Y_nP_n}{P_1 + P_2 + P_n} \quad (3-2)$$

Esta formulação consiste em encontrar o centro de carga de modo que cada subestação de unidade seja conectada ao centro de distribuição mais próximo e que a soma dos momentos elétricos seja minimizada. Por momento elétrico entre um CD e uma subestação de unidade entende-se o produto da demanda deste nó pela distância mínima que os separa.

As coordenadas x e y apontam o local adequado para a instalação do Centro de Distribuição (CD). Contudo a localização definitiva deve considerar outros parâmetros,

tais como interferência com as unidades de processo e relevo do terreno, que não fazem parte do algoritmo proposto e deve ser avaliada posteriormente à definição da topologia do sistema. Caso seja necessária a relocação de algum CD, o programa pode ser utilizado novamente considerando fixas as novas coordenadas, ou seja, a localização dos CDs pode ser calculada pelo algoritmo ou informada pelo usuário.

A cada novo CD inserido novas coordenadas são calculadas para o novo centro de cargas das subestações de unidade que ainda não se conectaram. O processo iterativo termina quando todas as cargas das subestações de unidade são atendidas pelo(s) centro(s) de distribuição. Esta função é ilustrada pelo diagrama de blocos da Figura 12.

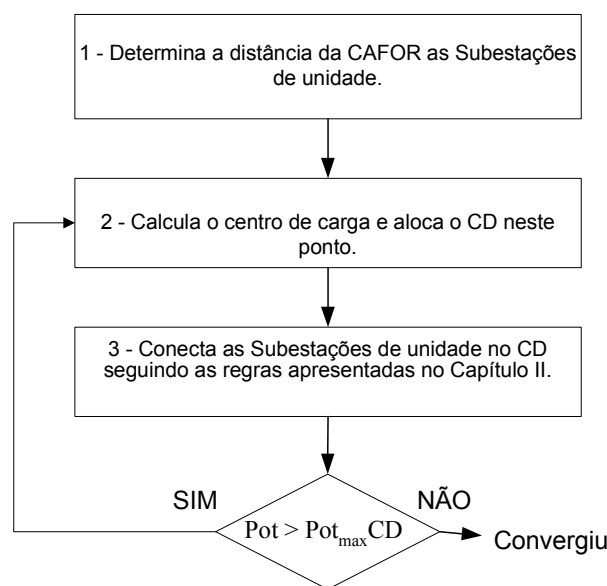


Figura 12 – Determinação da topologia – Alocação dos CDs.

Neste ponto do algoritmo a topologia do sistema elétrico está definida e os demais equipamentos podem ser dimensionados.

3.4 Otimização da localização dos CDs com AG

Este tópico apresenta uma aplicação de algoritmo genético desenvolvida no trabalho para otimização da localização dos CDs, obtidos inicialmente pela metodologia heurística. Através do algoritmo heurístico desenvolvido, obtém-se uma solução de localização dos CDs que é utilizada para inicializar o algoritmo genético. Desta forma,

reduz-se o espaço de busca para o algoritmo genético, reduzindo o esforço computacional que é em geral elevado neste tipo de algoritmo e encontrando boas soluções.

Este trabalho utilizou como base um algoritmo apresentado por Goldberg (1989), contudo foram feitas algumas modificações no código original para adaptar o algoritmo ao sistema proposto.

A seguir serão apresentadas as características principais do algoritmo genético aplicado neste trabalho.

Função Objetivo:

A função objetivo representa a qualidade de uma configuração, neste caso específico ela avalia as distâncias entre as subestações de unidades de processo e o centro de distribuição. Os algoritmos genéticos convencionais são formulados como problemas de maximização, como o problema proposto tem o propósito de minimizar a função objetivo foi realizada uma transformação para um problema equivalente de maximização, e testadas duas alternativas, representadas nas equações a seguir:

$$\min fob \Leftrightarrow \max \frac{1}{fob} \tag{3-3}$$

$$\min fob \Leftrightarrow \max - fob \tag{3-4}$$

$$fob = \sum \sqrt{(X_{CD} - X_{SE})^2 + (Y_{CD} - Y_{SE})^2} \tag{3-5}$$

Onde:

fob é a função objetivo

X_{CD} é a coordenada X do centro de distribuição;

Y_{CD} é a coordenada Y do centro de distribuição;

X_{SE} é a coordenada X da subestação de unidade;

Y_{SE} é a coordenada Y da subestação de unidade;

Para a análise os genes foram definidos conforme apresentado na Figura 13.

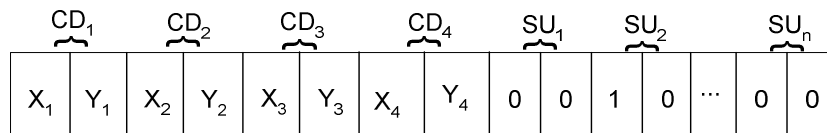


Figura 13 – Genes considerados no AG.

Os primeiros campos são relativos a posição geográfica dos CDs e os campos seguintes indicam a que CD uma determinada subestação da unidade (SU) está conectada. As conexões são representadas da seguinte forma caso existam quatro CDs: valor "00" se SU_n conectada ao CD_1 , valor "01" se SU_n conectada ao CD_2 , valor "10" se SU_n conectada ao CD_3 e valor "11" se SU_n conectada ao CD_4 .

As posições geográficas são representadas por dois genes de 8 bits para as coordenadas X e Y e as conexões dos CDs as subestações são representadas por dois genes de 1 bit para cada subestação. É interessante ressaltar que pela Figura 13 é possível analisar uma topologia com até quatro CDs, contudo os genes são criados conforme o número de CDs.

Parâmetros de Controle:

Apesar dos bons resultados encontrados através do emprego do algoritmo genético, alguns assuntos ainda permanecem em aberto: (i) a escolha dos parâmetros de controle; (ii) a função exata do cruzamento e mutação. No trabalho em questão, foram utilizados os seguintes parâmetros típicos: população entre 50 e 100; taxa de mutação entre 0,05 e 0,08; taxa de cruzamento entre 0,8 e 0,9.

Principais Etapas do Algoritmo Genético Proposto:

As principais etapas do algoritmo genético proposto são apresentadas na Figura 14.

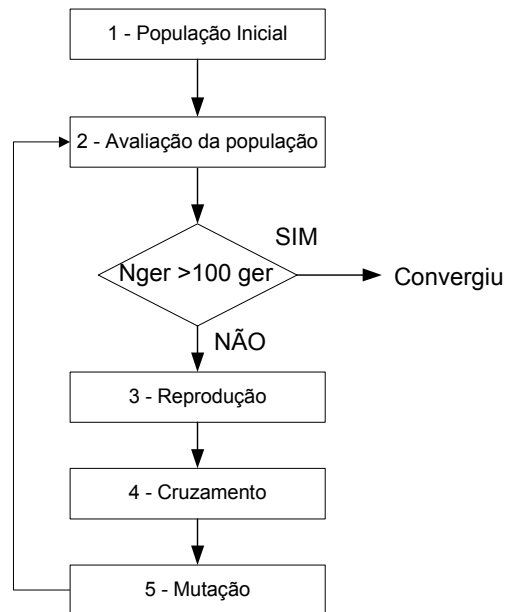


Figura 14 – Etapas do AG proposto.

Uma aplicação desta metodologia é apresentada no Capítulo IV. Ressalta-se que esta etapa também é opcional, pois em alguns empreendimentos industriais os CDs possuem locais previamente definidos com base no leiaute da planta.

3.5 Dimensionamento dos Equipamentos

Após a definição da localização e dos níveis de tensões dos CDs, considera-se a topologia da rede primária definida, e com isto, o programa inicia o dimensionamento de todos os transformadores de potência da planta, até inclusive os transformadores com secundário em 0,48 kV. Com a definição dos transformadores é possível dimensionar os painéis principais tipo CDC das subestações de unidade.

Transformadores:

O dimensionamento de transformadores obedece às regras de projeto e às características normativas que foram apresentadas de forma resumida no Capítulo II. Além da modelagem dos parâmetros elétricos dos transformadores, importantes no estudo de fluxo de potência e curto-circuito, o dimensionamento destes equipamentos é

fundamental para o levantamento de quantitativos da planta e análise de custos (necessário nas mudanças de fase dos projetos, onde a viabilidade econômica é reavaliada).

Um ponto interessante para ressaltar é que a metodologia permite a utilização da impedância do transformador como forma de mitigar correntes de curto-circuito elevadas. Caso as correntes de curto-circuito superem valores de mercado para os painéis elétricos e sejam considerados riscos ao operador, a impedância do transformador pode ser aumentada (sempre obedecendo os padrões e valores normatizados), para que como consequência a corrente de curto-circuito se reduza no secundário do transformador. Esta avaliação é sempre realizada após o cálculo de curto-circuito e caso seja necessário modificar a impedância de algum transformador, um novo cálculo de fluxo de potência e curto-circuito é realizado. Este processo é realizado até a convergência do programa (todas as premissas iniciais foram respeitadas) ou um número de iterações seja alcançada, que neste caso é a não convergência. No caso de não convergência uma mensagem é apresentada ao usuário informado o problema. É importante ressaltar que esta funcionalidade é opcional e pode ser habilitada dependendo da análise desejada.

O número de transformadores em uma subestação é definido de acordo com o total de cargas a serem alimentados, por exemplo, em uma subestação na qual o quantitativo de cargas alimentadas em 0,48 kV seja 6 MVA, logo serão utilizados 3 transformadores de 2/2,5 MVA. Os transformadores são dimensionados para atender toda a carga na configuração L (cargas totalmente atendidas por apenas um alimentador) em condição normal (AN), a potência da ventilação forçada (AF) foi considerada para atender a expansão futura da unidade de processo.

Painéis Elétricos:

Para o dimensionamento dos painéis elétricos foi utilizada a premissa que a topologia de todas as subestações é em secundário seletivo. A partir deste ponto são contabilizadas as colunas de entrada e coluna(s) referente(s) ao disjuntor de interligação (TIE) e as colunas referentes às saídas.

Para os painéis tipo CDC a quantidade de colunas está de acordo com a topologia do sistema proposto.

Como esta dissertação não abordou detalhadamente o sistema de baixa tensão, as seguintes premissas foram adotadas:

- CDC de 0,48 kV alimentam dois CCMs de 0,48 kV (lado A e lado B);
- CCM com corrente superior a 1000 A foi considerado com 9 colunas;
- CCM com corrente inferior a 1000 A foi considerado com 5 colunas;

Esta aproximação é válida para a estimativa de custo nas fases de projeto conceitual e básico (FASE II e FASE III) e está baseada em dados práticos obtidos de refinarias.

3.6 Modelagem Térmica dos Cabos de Média Tensão

As perdas nos condutores elétricos são uma parcela significativa da energia consumida nas refinarias e representam uma parcela considerável no custo operacional de uma planta industrial. Como as perdas são basicamente a dissipação de potência causada pela circulação de corrente através da resistência dos condutores e considerando que esta resistência varia em função da temperatura de operação do condutor, este trabalho apresenta a metodologia de representação desta resistência baseada nos cálculos apresentados na IEC 60287.

Basicamente existem três grupos de parâmetros a serem considerados na modelagem térmica dos cabos:

- Parâmetros relacionados à construção do cabo (por exemplo, resistências térmicas do material isolante);
- Parâmetros relacionados às condições do meio circundante, que podem variar amplamente, esta seleção depende da localidade onde os cabos estão instalados;
- Parâmetros resultantes de acordos entre fabricantes e usuários, que envolvem margens de segurança e serviço (por exemplo, temperatura máxima do condutor).

Em uma visão geral o condutor aquece por efeito joule na proporção do quadrado da corrente passante, o isolamento aquece por perdas dielétricas, a blindagem metálica aquece por correntes parasitas e os cabos interagem entre si ocasionando o aquecimento mútuo. De forma análoga aos circuitos elétricos é possível representar o circuito térmico e as resistências térmicas associadas ao cabo e sua vizinhança conforme pode ser ilustrado na Figura 15.

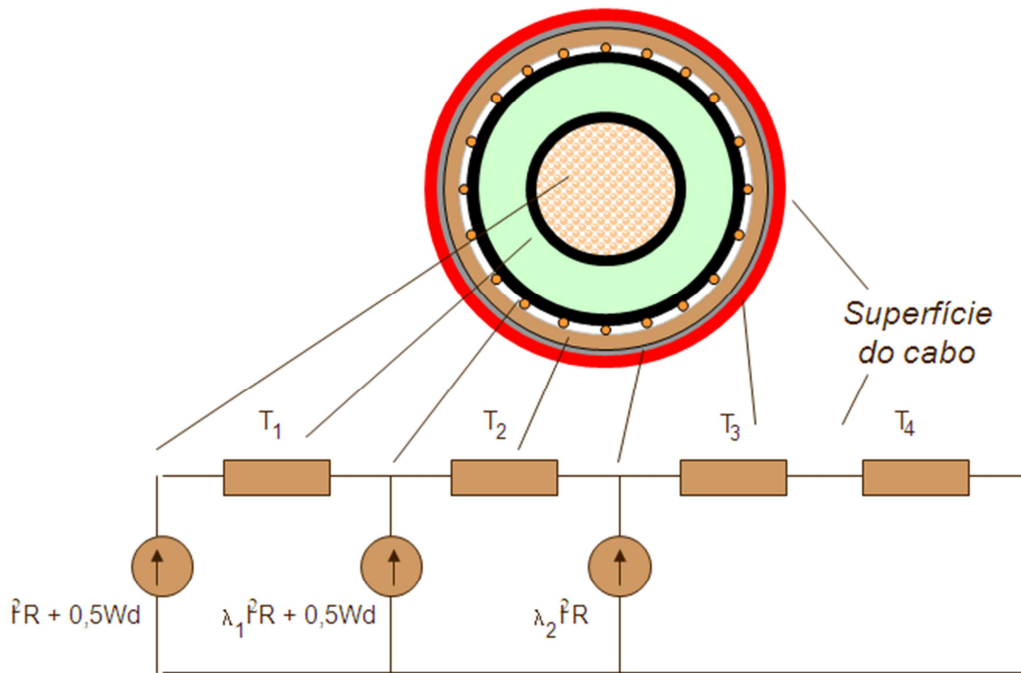


Figura 15 – Circuito térmico de um cabo.

A magnitude e o sentido do fluxo de calor são determinados pela diferença entre a temperatura do condutor e a temperatura ambiente, quanto maior esta diferença, maior é o fluxo de calor. Já as resistências térmicas dependem da geometria e das resistividades térmicas dos materiais de cada camada atravessada pelo fluxo de calor até chegar ao ambiente externo.

Com base neste modelo térmico, este trabalho buscou representar os cabos de forma detalhada evidenciando sua importância dentro das plantas industriais. A seguir será apresentada toda a formulação referente aos cabos utilizada no algoritmo desenvolvido.

Para condições padronizadas e bem definidas, conforme pode ser encontrado nos catálogos dos fabricantes e na norma NBR 14039, a aplicação de fatores de correção da ampacidade de acordo com a resistividade térmica do solo, do arranjo, do número de cabos do agrupamento e da temperatura ambiente são comumente utilizados.

Alternativamente, a IEC-60287 apresenta as equações para o cálculo da corrente nos alimentadores considerando fator de carga 100%, ou seja, a corrente que produz a máxima temperatura no condutor em regime permanente, além de modelar as perdas. Considerando que as resistências dos cabos apresentadas em catálogos são indicadas para 100% da carga e referidas a temperatura de 20 °C, a seguir são apresentadas as equações necessárias para aplicação da correção da resistência dos cabos em função da temperatura de operação.

A resistência em corrente alternada do condutor na sua máxima temperatura de operação é dada pela Equação (3-6):

$$R_{AC} = R_{DC} \cdot (1 + \gamma_s + \gamma_p) \quad (3-6)$$

Onde:

R_{AC} é a resistência AC na temperatura máxima de operação do condutor [Ω/m];

R_{DC} é a resistência DC do condutor [Ω/m];

γ_s é o fator do efeito pelicular;

γ_p é o fator do efeito de proximidade.

A resistência DC pode ter seu valor corrigido para o valor da temperatura máxima de operação, a partir do seu valor a 20° C:

$$R_{DC} = R_o [1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] \quad (3-7)$$

Onde:

R_o é a resistência DC a 20°C [Ω/m];

α_{20} é o coeficiente de variação da resistência DC com a temperatura [$1/^\circ\text{C}$];

θ é a temperatura máxima de operação [$^\circ\text{C}$].

O fator de efeito pelicular é dado por:

$$\gamma_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4} \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right) \cdot 2,9 \quad (3-8)$$

Onde:

d_c é o diâmetro do condutor [mm];

s é a distância entre os núcleos dos condutores [mm];

Onde:

$$x_s^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R_{DC}} \cdot 10^{-7} \cdot k_s \quad (3-9)$$

Onde:

x_s é o argumento da função de Bessel utilizado no cálculo do efeito pelicular;

k_s é uma constante tabelada pela norma IEC 60287-1 (tabela 2 da norma).

O fator do efeito de proximidade é dado por:

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 \cdot \left[0,312 \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\left(\frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4}\right) + 0,27} \right] \quad (3-10)$$

Onde:

$$x_p^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R_{DC}} \cdot 10^{-7} \cdot k_p \quad (3-11)$$

k_p é uma constante tabelada pela norma IEC 60287-1 (tabela 2 da norma).

Onde as distâncias entre os condutores não são iguais, o valor de s é dado por:

$$s = \sqrt{s_1 + s_2} \quad (3-12)$$

As perdas dielétricas são proporcionais a tensão aplicada no material isolante. A IEC-60287-1 apresenta em sua tabela 3 os níveis de tensão aos quais estas perdas tornam-se significativas, contudo este trabalho incorporou esta modelagem conforme equacionamento a seguir:

$$W_d = \omega \cdot C \cdot U_o^2 \cdot \tan \delta \quad [W/m] \quad (3-13)$$

Onde:

$\omega = 2\pi f$ é a frequência angular da rede;

C é a capacitância por unidade de comprimento [F/m];

U_o é a tensão fase-terra.

O valor de $\tan \delta$ é a perda dielétrica da isolação na frequência industrial e na temperatura de operação. Seu valor é tabelado pela IEC 60287-1 e pode ser obtido na tabela 3 da referida norma.

A capacitância para condutores circulares é dada por:

$$C = \frac{\varepsilon}{18 \ln \left(\frac{D_i}{d_c} \right)} \cdot 10^{-9} \left[\frac{F}{m} \right] \quad (3-14)$$

Onde:

ε é a permissividade relativa da isolação;

D_i é o diâmetro externo da isolação (excluindo a blindagem) [mm];

D_c é o diâmetro externo do condutor, incluindo a camada semicondutora se existir [mm];

Os condutores apresentam também são as perdas na blindagem do cabo causadas por correntes circulantes (λ'_1) e correntes parasitas (λ''_1), dadas por :

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 \quad (3-15)$$

Será usada a modelagem para cabos unipolares e os efeitos dos caminhos de retorno pela terra serão negligenciados. É interessante ressaltar que para as aplicações industriais o (λ''_1) pode ser ignorado, visto que não são utilizados grandes condutores com construção segmentada.

O cálculo de λ_1 é dado pela (3-17).

$$\lambda'_1 = \frac{R_S}{R} \frac{1}{1 + \left(\frac{R_S}{X} \right)^2} \quad (3-16)$$

Onde:

R_S é a resistência da blindagem

X é a reatância da blindagem

De acordo com a IEC 60287-2-1 e conforme ilustrado na Figura 15, para definir a ampacidade de um cabo é preciso satisfazer o modelo térmico do mesmo em operação. Inicialmente são calculadas as resistências térmicas relacionadas às partes

internas do cabo, os valores de resistividades térmicas dos materiais usados são tabelados na norma IEC 60287 e mundialmente aceitos, embora sejam bastante gerais. As fitas metálicas da blindagem do cabo são consideradas como parte do condutor ou da capa metálica e as camadas semicondutoras são consideradas como parte do isolamento, para efeitos térmicos.

O valor da resistência térmica entre o condutor e a capa metálica de proteção do cabo é dado por:

$$T_1 = \frac{\rho_1}{2\pi} \cdot \ln \left[1 + \left(\frac{2t_1}{d_c} \right) \right] \quad [\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}] \quad (3-17)$$

Onde:

ρ_1 é a resistividade térmica da isolação [K·m/W];

d_c é o diâmetro do condutor, dado em [mm];

t_1 é a espessura da entre o condutor e da capa metálica de proteção [mm], conforme descrito abaixo:

$$t_1 = T_{\text{SCC}} + T_{\text{ISOL}} + T_{\text{SCI}} \quad (3-18)$$

Onde:

T_{SCC} é a blindagem do condutor [mm];

T_{ISOL} é a isolação [mm];

T_{SCI} é a blindagem da isolação [mm];

O valor da resistência térmica entre a capa metálica e a armação externa do cabo é dado por:

$$T_2 = \frac{1}{2\pi} \cdot \rho_2 \cdot \ln \left[1 + \left(\frac{2t_2}{D_s} \right) \right] \quad [\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}] \quad (3-19)$$

Onde:

t_2 é a espessura da camada em questão, dada em [mm];

D_s é o diâmetro externo da camada metálica de proteção [mm].

Como cabos armados não são comuns em instalações elétricas de refinarias de petróleo o valor de T_2 será desprezado.

O cálculo da resistência térmica da cobertura externa do cabo é calculada conforme equação a seguir:

$$T_3 = \frac{1}{2\pi} \cdot \rho_3 \cdot \ln \left[1 + \left(\frac{2t_3}{D_c} \right) \right] \quad [\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}] \quad (3-20)$$

Onde:

ρ_3 é a resistividade térmica da cobertura [K·m/W];

D_c é o diâmetro sob a cobertura [mm];

t_3 é a espessura da cobertura [mm];

A espessura da cobertura é dada pela seguinte fórmula:

$$t_3 = T_{\text{COB}} + T_{\text{BLD}} \quad (3-21)$$

Onde:

T_{COB} é a espessura da cobertura [mm];

T_{BLD} é o diâmetro dos fios da blindagem [mm].

O diâmetro sob a cobertura pode ser descrito pela equação a seguir:

$$D_c = d_c + 2 \times (T_{\text{SCC}} + T_{\text{ISOL}} + T_{\text{SCI}}) \quad (3-22)$$

Na norma IEC 60287-2-1 há equacionamentos envolvendo casos de cabos expostos à radiação solar e casos de cabos ao ar livre, mas protegidos da radiação solar. Como o escopo deste trabalho é apresentar as soluções mais utilizadas em refinarias de petróleo, será apresentada a modelagem para instalação ao ar livre protegidas da radiação solar direta e instalação em bancos de eletrodutos enterrados (o programa desenvolvido permite a escolha entre estes dois métodos de instalação). Primeiramente será calculada a resistência térmica para a instalação em bandejas ou leitos com tampas (cabos protegidos da radiação solar direta).

$$T_4 = \frac{1}{\pi D_e^* h (\Delta\theta_S)^{1/4}} \quad [\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}] \quad (3-23)$$

$$h = \frac{Z}{(D_e^*)^g} + E \quad (3-24)$$

Onde:

D_e^* é o diâmetro externo do cabo [mm]

h é o coeficiente de dissipação de calor [$W/m^2 (K)^{5/4}$]

Z , E e g são constantes obtidas da tabela 2 da IEC 60287-2-1 ou das curvas 7a,7b ou 7c da referida norma.

$\Delta\theta_s$ é a diferença entre a temperatura da superfície do cabo e o meio ambiente.

Para cabos em dutos ou eletrodutos a resistência térmica externa consiste em três parcelas:

- a resistência térmica do espaço entre a superfície do cabo ou veia, e a superfície interna do duto ou eletroduto (T_4');
- a resistência térmica do duto ou eletroduto (T_4''). A resistência térmica de um eletroduto ou tubo metálico é desprezível;
- a resistência térmica externa do duto ou eletroduto (T_4''').

O valor de T_4 é dado pela soma das parcelas:

$$T_4 = T_4' + T_4'' + T_4''' \quad (3-25)$$

Neste trabalho foi considerada apenas a parcela referente a resistência térmica do espaço entre a superfície do cabo e a superfície interna do eletroduto que é dada pela fórmula a seguir.

$$T_4' = \frac{n_x U}{1 + 0,1(V + Y\theta_m)D_e} \quad (3-26)$$

n_x é o número de cabos ou veias no duto ou eletroduto;

U , V , Y são constantes que dependem da instalação e os valores são dados pela tabela 4 da IEC 60287-2-1;

D_e é o diâmetro externo do grupo de cabos. Para três cabos temos:

$$D_e = 2,15 D_e \quad (3-27)$$

θ_m é a temperatura média do meio no interior do duto ou eletroduto [C°].

Adicionalmente, a resistência térmica do próprio duto é dada pela seguinte fórmula:

$$T_4'' = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln\left(\frac{D_o}{D_d}\right) \quad (3-28)$$

Onde:

D_o é o diâmetro externo do duto, dado em [mm];

D_d é o diâmetro interno do duto, dado em [mm];

ρ_T é a resistividade térmica do material, dada em [K·m/W]. Seu valor para dutos metálicos pode ser considerado nulo, caso contrário seu valor está tabelado na norma IEC 60287-2-1 para cada material e tais valores são internacionalmente aceitos.

A norma considera o caso do cálculo da resistência térmica externa aos dutos para dutos envelopados em concreto, entretanto tal consideração foge do escopo deste trabalho.

Considerando todos os parâmetros descritos acima a corrente no condutor é descrita pela seguinte equação:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d \cdot [0,5 \cdot T_1 + n \cdot (T_2 + T_3 + T_4)]}{R_{AC} \cdot T_1 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1) \cdot T_2 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_1) \cdot (T_3 + T_4)}} \quad (3-29)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \Delta\theta = & (I^2 R_{AC} + 0,5 W_d) T_1 + [I^2 R_{AC} (1 + \lambda_1) + W_d] n T_2 \\ & + [I^2 R_{AC} (1 + \lambda_1 + \lambda_1) + W_d] n (T_3 + T_4) \end{aligned} \quad (3-30)$$

$\Delta\theta$ é a diferença entre a temperatura do condutor e a temperatura ambiente, dada em [°K].

Após manipulação algébrica pode-se chegar a seguinte equação para a temperatura de operação do condutor:

$$\theta_c = \frac{\theta_A + \frac{F_C^2 \cdot (\theta_{C1} - \theta_A) \cdot (1 - 20 \cdot \alpha_{20})}{[1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_{C1} - 20)]}}{1 - \frac{F_C^2 \cdot (\theta_{C1} - \theta_A) \cdot \alpha_{20}}{[1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_{C1} - 20)]}} \quad (3-31)$$

Onde:

θ_C é a temperatura de operação do condutor;

θ_{CI} é a temperatura de operação do condutor para a corrente máxima;

θ_A é a temperatura ambiente;

F_c é a relação entre a corrente que passa no condutor e a capacidade de condução do condutor.

A equação (3-31) representa uma manipulação matemática a partir da IEC 60287 para obtenção da temperatura de operação do condutor em função da corrente passante.

Assim, na metodologia implementada, com o valor da temperatura de operação do condutor atualiza-se as resistências em corrente alternada em um processo iterativo para obter a resistência do condutor na temperatura de operação do cabo, conseguindo desta forma uma melhor representação das perdas.

De forma a sintetizar o algoritmo de cálculo da correção da resistência dos condutores em função da temperatura de operação, segue a Figura 16 com o diagrama de blocos.

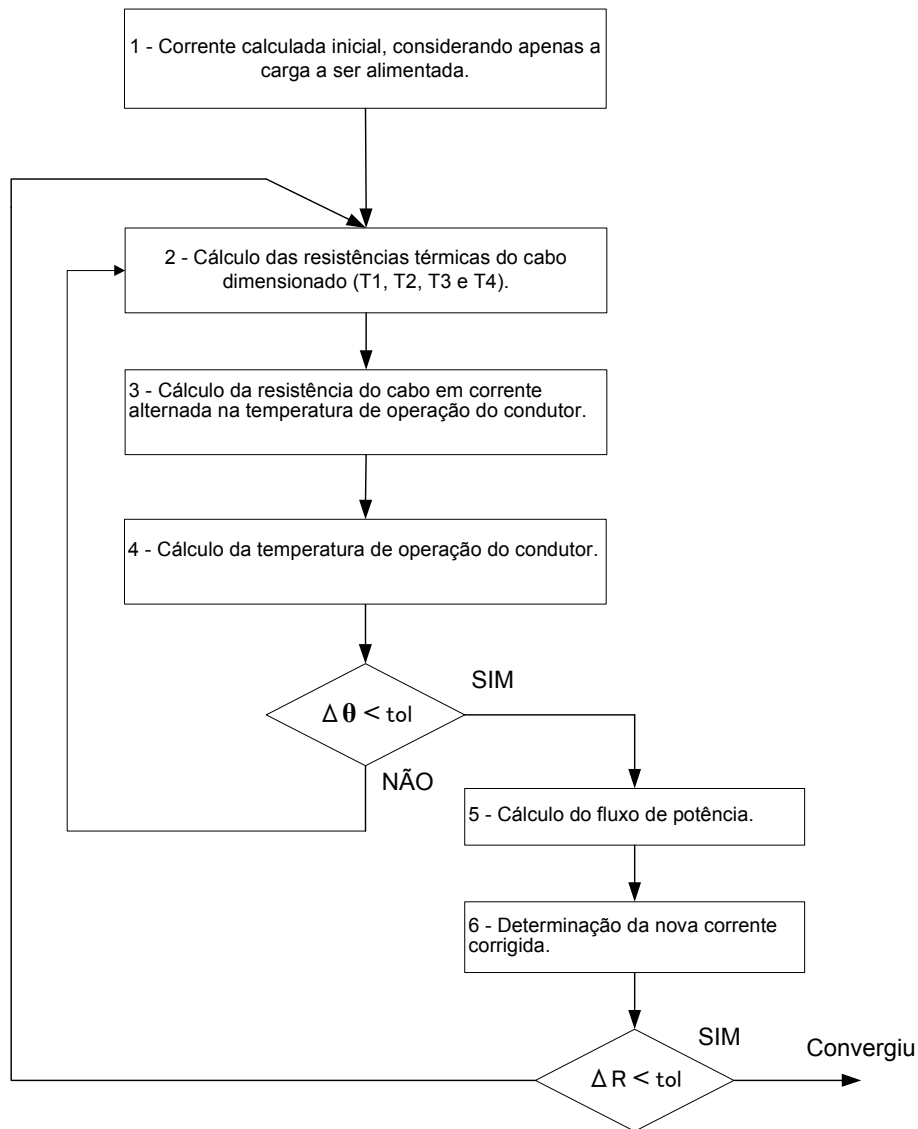


Figura 16 – Correção da resistência do condutor.

3.7 Modelagem dos Custos

A estimativa de custos de uma instalação é uma tarefa difícil que envolve um conhecimento detalhado das instalações e uma fonte de dados confiáveis que refletem os custos reais praticados no mercado.

Na metodologia proposta neste trabalho estima-se o custo das instalações elétricas industriais de refinarias de petróleo limitando-se aos seguintes critérios:

- Os custos são computados a partir da CAFOR;

- Os custos referentes a CAFOR e subestação de entrada não são computados;
- Os custos dos cabos e infraestrutura (leitos, suportes, eletrodutos, concreto, etc) da rede primária são considerados;
- Os custos dos transformadores de força e painéis principais são considerados;
- As instalações de *on-site*, ou seja, as instalações elétricas na área de processo não são consideradas (motores, encaminhamento, etc);
- Não são considerados os custos referentes à instalação de proteção passiva contra fogo;
- É aplicado um fator de correção, conforme variação do IGP-M (Índice Geral de Preços de Mercado - <http://portalibre.fgv.br>) de forma a apresentar todos os custos referidos a um mesmo mês (nos resultados das simulações apresentadas no próximo capítulo foi considerado o mês de maio de 2013), ou seja, o fator de correção deve ser calculado com base no campo "Data" da base de dados.

Assim, na metodologia proposta, de acordo com as considerações citadas, o custo total da instalação é dado pela seguinte formulação:

$$C_{total} = C_{tot_cabo} + C_{CD} + C_{SEUNID} + C_{perdas_cab} \quad (3-32)$$

Onde,

C_{tot_cabo} refere-se aos custos dos cabos e aos custos da instalação dos cabos;

C_{CD} refere-se aos custos dos centros de distribuição;

C_{SE_UNID} refere-se aos custos das subestações de unidade de processo;

C_{perdas_cab} refere-se aos custos das perdas nos condutores da rede primária (média tensão) durante o horizonte de funcionamento da planta.

Nas próximas seções são apresentados os detalhes dos procedimentos utilizados para calcular os custos dos componentes das instalações considerados na formulação proposta.

3.7.1 Custos dos Condutores e da Instalação

Os valores considerados nesta seção englobam os custos dos condutores da rede primária (C_{cabo}) e o custo de instalação dos cabos (C_{inst_cabo}) conforme o método de instalação adotado. Os custos são compostos de acordo com a equação (3-33). O procedimento de cálculo destes custos está apresentado na sequencia.

$$C_{tot_cabo} = C_{inst_cabo} + C_{cabo} \quad (3-33)$$

Custo de Instalação (C_{inst_cabo}):

Para calcular o custo de instalação é necessário definir o método que será utilizado. Neste trabalho foram inicialmente considerados os dois métodos de instalação que são mais utilizados para a rede primária das refinarias, sejam eles: envelope de concreto e leitos. Na Tabela 3-8 são apresentados os campos de dados necessários para o cálculo dos custos envolvidos no método de instalação por leitos.

Tabela 3-8 – Custos para o método de instalação por leito de cabos

1 - Custo do Leito de cabos com tampa					
R\$/ m de leito	Nº de Leitos/m (UNID)	Comp. (m)	Custo (R\$)		
2 - Custo da instalação do Leito de cabos com tampa					
R\$/ m de leito	Nº de Leitos/m (UNID)	Comp. (m)	Custo (R\$)		
3 - Custo da instalação dos cabos					
R\$/ m de cabo	Nº de Cabos/f (UNID)	Nº de Cargas (UN)	Comp. (m)	Custo (R\$)	
4 - Custo das estruturas metálicas de aço para suporte dos Leitos					
R\$/ kg de peça	Nº de Peças (UNID)	Kg/ Peça	Custo (R\$)		
5 - Custo da Instalação das estruturas metálicas de aço para suporte dos Leitos					
R\$/ kg de peça	Nº de Peças (UNID)	Kg/ Peça	Custo (R\$)		
6 - Custo do material Civil das bases de suporte e instalação					
Atividade	R\$/ m ³	Total (m ³)	Nº de Bases (UN)	Dim. (HxLxP)	Custo (R\$)
Bases					
Escavação					
Reaterro					

Conforme descrito na Tabela 3-8 a composição dos custos referentes ao método de instalação por leitos envolve diversas atividades que devem ser consideradas para que o custo seja estimado adequadamente. De acordo com o comprimento dos cabos e as regras de projeto adotadas nas refinarias de petróleo é possível calcular os parâmetros

acima e por consequência o custo do método de instalação em leitos. Os custos das atividades são dados de entrada e compõem a base de dados desenvolvida.

Nesta composição o custo e instalação dos leitos são determinados de acordo com o número de circuitos dimensionados. Já os custos das estruturas metálicas e obras civis seguem como referência instalações semelhantes e regras de projeto, como por exemplo, suportação de 2 em 2m.

De forma similar a Tabela 3-9 apresenta a composição dos custos relativos ao método de instalação em envelopes de concreto.

Tabela 3-9 – Custos para o método de instalação em envelopes de concreto

1- Custo dos eletrodutos de aço:							
Diâmetro	R\$/ m	Comp. (m)/ Alim.	Nº de Cargas (Alim.)			Custo (R\$)	
2- Custo instalação dos eletrodutos de aço:							
Atividade	R\$/ m ³	Vol. (m ³)	Nº de Peças (UN)	R\$/ m	Comp. (m)	Custo (R\$)	
Escavação							
Reat. e recomp.							
Concreto							
Eletroduto							
3- Custo da instalação dos cabos:							
Bitola	R\$/ m	Comp (m)	Nº de Cabos/f (UNID)	Nº de Cargas (Alim.)			Custo (R\$)

De acordo com a Tabela 3-9 a composição dos custos referentes ao método de instalação em envelope de concreto também envolve diversas atividades que devem ser consideradas para que o custo seja estimado adequadamente. Os custos das atividades são dados de entrada e compõem a base de dados desenvolvida.

Os custos e instalação dos eletrodutos são determinados de acordo com o número de circuitos dimensionados. Já os custos das obras civis seguem como referência instalações semelhantes e regras de projeto, como por exemplo, espaçamento entre eixos de eletrodutos iguais a 140mm no envelope de concreto.

Custo dos Cabos (C_{cabo}):

Os custos referentes aos condutores da rede primária estão diretamente relacionados às distâncias envolvidas entre as subestações, potência transmitida pelos cabos e método de instalação. Estes parâmetros por sua vez definem as seções dos condutores.

É interessante ressaltar que o parque de refino brasileiro está baseado em um sistema elétrico redundante conforme se pode ver na Figura 2 (Capítulo II). O algoritmo proposto considerou para o dimensionamento dos cabos que as cargas devem ser totalmente atendidas por apenas um alimentador (modo de operação conhecido como operação em “L”), condição mais severa para o dimensionamento do sistema, ou seja, cada um dos alimentadores deve conseguir atender plenamente a carga.

De forma geral o custo dos condutores pode ser representado por uma função que depende de múltiplas variáveis conforme a seguir.

$$C_{cabo} = \sum_{i=1}^n C_{variável}^i(V_i, S_i, X_i, Y_i) \quad (3-34)$$

Onde:

V_i é a tensão da rede em que o cabo deve ser dimensionado;

S_i é a potência a ser transmitida pelo condutor;

X_i, Y_i são as coordenadas que determinam o comprimento dos cabos;

n é a quantidade de circuitos do sistema modelado.

Portanto, o custo dos condutores depende da tensão do circuito, da potência a ser transmitida e do comprimento do circuito. A partir destas definições e com o custo R\$/km cadastrado na base de dados é possível obter o custo dos cabos.

É interessante ressaltar que a análise dos custos pode ser feita de forma global ou de custos individuais para cada trecho da instalação. Desta forma, pode-se identificar as partes das instalações que impactam em maior custo para o projeto, e se possível fazer algum tratamento específico.

3.7.2 Custos das Subestações de Unidade

A determinação dos custos das subestações de unidade envolve diversos fatores e está diretamente relacionada às cargas a serem acionadas. Considera-se que o modelo proposto ainda é limitado, contudo propõe-se a apresentar uma estimativa dentro das faixas aceitáveis para projetos nas fases de projeto conceitual (fase II) e básico (fase III).

Dentre os fatores que influenciam nos custos das subestações de unidade destacam-se os seguintes:

- Tensão de entrada da subestação;
- Quantidade de transformadores e níveis de tensões intermediárias;
- Quantidade e potência das cargas a serem alimentadas.

Na metodologia proposta neste trabalho o modelo matemático utilizado para calcular os custos das subestações é dado por (3-35).

$$C_{SE_UNID} = \sum_{i=1}^n C^i (V_i, NP_i(NC_i), NT_i(NC_i)) \quad (3-35)$$

Onde:

C_{SE_UNID} é o custo total da subestação de unidade;

V_i é a tensão de entrada da subestação;

NC_i é a quantidade de cargas a serem alimentadas;

NP_i são os painéis elétricos a serem instalados na subestação (somatório dos painéis de cada subestação);

NT_i são os transformadores de potência a serem instalados na subestação (somatório dos transformadores de cada subestação);

n é o número de subestações de unidade.

O modelo proposto representa de forma detalhada os transformadores de potência e os painéis de entrada da subestação, contudo para a tensão de 0,48 kV os painéis tipo CCM (Centro de Controle de Motores) são estimados, visto que a proposta deste trabalho não se aprofunda no dimensionamento da rede secundária. A estimativa da quantidade destes painéis é obtida através da experiência em projetos e está relacionada diretamente a potência a ser atendida pelos transformadores conforme exposto na seção 3.4.

3.7.3 Custos dos Centros de Distribuição

Os centros de distribuição (CDs) determinados na etapa de definição da topologia do sistema são modelados considerando basicamente os mesmos fatores que influenciam os custos das subestações de unidade:

- Tensão de entrada da subestação;
- Quantidade de transformadores e níveis de tensões intermediárias;
- Quantidade de cargas a serem alimentadas.

Contudo, neste cenário as cargas são as próprias subestações de unidade e, portanto, estão bem definidas.

$$C_{CD} = \sum_{i=1}^n C^i (V_i, NP_i(NC), NT_i(NC_i)) \quad (3-36)$$

Onde:

C_{CD} é o custo total dos centros de distribuição;

V_i é a tensão de entrada da subestação;

NC_i é a quantidade de cargas a serem alimentadas;

NP_i são os painéis elétricos a serem instalados na subestação (somatório dos painéis de cada subestação);

NT_i são os transformadores de potência a serem instalados na subestação (somatório dos transformadores de cada subestação);

n é o número de CDs.

O modelo proposto representa apenas o painel de distribuição principal e os transformadores de entrada, se existirem. Os sistemas auxiliares em outro nível de tensão, como 0,48 kV, não foram considerados, porém não afetam tanto o resultado pois representam uma parcela reduzida do custo dos painéis da subestação.

3.7.4 Custos de Perdas no Sistema

Considera-se que um dos pontos principais deste trabalho foi o nível de detalhe implementado para o modelo dos cabos, parcela fundamental na composição das perdas elétricas do sistema.

Portanto cabe destacar o motivo pelo qual é importante considerar este nível de detalhe em estudos da Fase II e Fase III, foco deste trabalho.

Este nível de detalhe busca retratar de forma mais real as perdas no sistema, que em geral são negligenciadas na fase de projeto ou superestimadas. Portanto, a representação detalhada dos condutores contribui para uma melhor representação das perdas, inclusive avaliando seu impacto financeiro ao longo da vida útil da planta.

Na metodologia proposta neste trabalho as perdas são obtidas através do fluxo de potência modelado pelo método de Newton Raphson.

E ainda, para considerar o impacto destas perdas ao longo dos anos calcula-se o valor presente da série uniforme de pagamentos referentes ao custo anual das perdas para o período estimado de vida útil da instalação, considerando uma taxa de retorno compatível com o custo de oportunidade de investimentos.

Para considerar o custo das perdas durante a operação da planta foi utilizada a formulação do valor presente líquido (VPL) descrita em (3-37).

$$VPL = \sum_{t=1}^t \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (3-37)$$

Onde:

VPL é o valor presente líquido;

t é o tempo de vida útil da planta, considerada 30 anos neste trabalho;

i é o custo do capital, ou seja, a taxa de retorno de investimento;

FC é o fluxo de caixa no período, neste caso são os custos das perdas anuais.

É interessante ressaltar que o cálculo considerou a disponibilidade da planta durante o seu ciclo de vida, utilizando como base fatores típicos de refinarias (de forma conservativa no caso em estudo foi utilizado o fator de 0,93).

3.8 Metodologia para Análise Técnico-Econômica

Esta seção tem como objetivo sintetizar a metodologia proposta. Cada bloco representa pelo menos uma função implementada em Matlab. O algoritmo a seguir apresenta a sequência dos cálculos considerados para a aplicação da metodologia proposta. Na sequência as etapas do algoritmo serão descritas, resumidamente, pois já foram explicadas em seções anteriores.

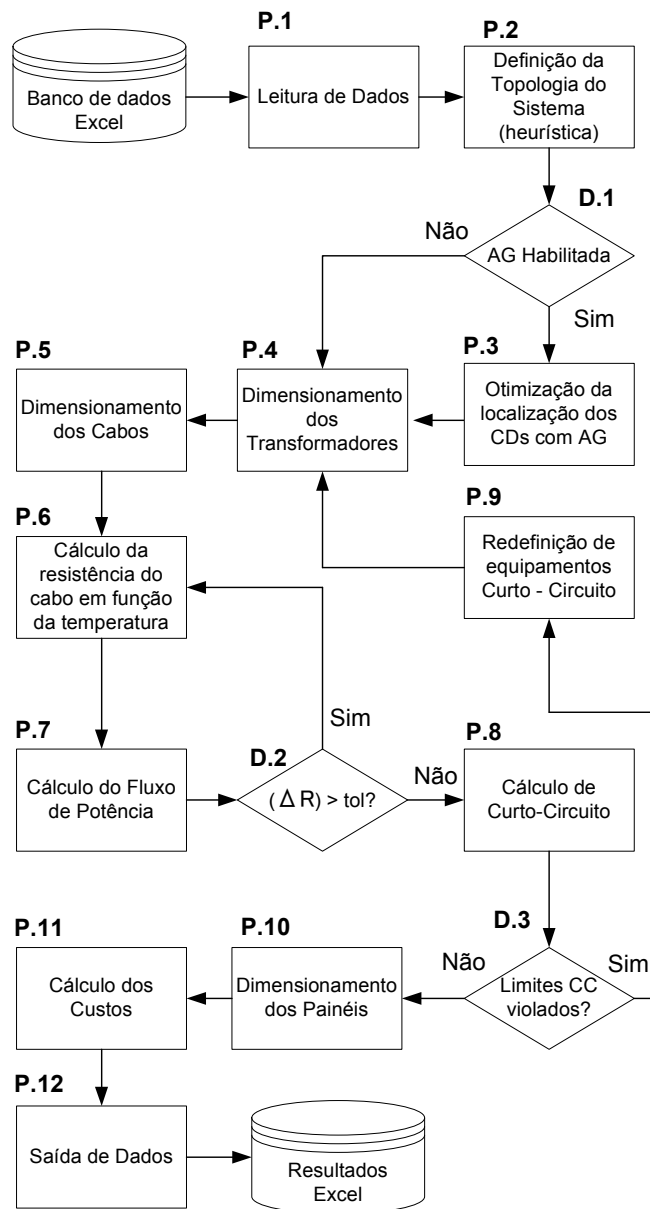


Figura 17 – Algoritmo Proposto.

P.1 - Leitura da Dados

A primeira etapa do algoritmo desenvolvido em Matlab começa com a captura dos dados que estão estruturados em Excel. Os dados são armazenados em vetores que são divididos por dados de carga, dados gerais e tipos de equipamentos. A partir destas informações se inicia o processo de definição da topologia do sistema. A base de dados utilizada está apresentada na seção 3.2.

P.2 – Definição da Topologia do Sistema

Neste ponto a metodologia heurística determina a tensão e localização do(s) centro(s) de distribuição, assim como quais subestações de unidade estão conectadas a cada CD. O procedimento utilizado neste módulo está apresentado na seção 3.3. A partir desta informação a topologia do sistema elétrico está determinada e os transformadores de potência da planta podem ser dimensionados com base nas cargas elétricas das unidades de processo.

P.3 – Otimização da localização dos CDs com AG

Caso a função AG for habilitada pelo usuário, nesta etapa é aplicada uma função baseada em algoritmo genético que busca otimizar os resultados de localização dos CDs obtidos pela metodologia heurística, nesta etapa as conexões entre CDs e subestações de unidade podem ser refeitas conforme indicado na seção 3.7.

P.4 – Dimensionamento dos transformadores

Com a topologia definida, os transformadores da planta são dimensionados de acordo com os níveis de tensão já determinados e com as potências das cargas distribuídas por tensão conforme base de dados. Este módulo é realizado conforme apresentado na seção 3.4.

P.5 – Dimensionamento dos cabos

Após esta modelagem são calculados os cabos da rede primária da instalação respeitando os limites técnicos de ampacidade, curto-circuito e queda de tensão. As distâncias entre as subestações são calculadas a partir dos dados geográficos de localização das subestações de unidade.

P.6 – Cálculo da resistência do cabo em função da temperatura

De forma a representar melhor a modelagem dos cabos e por consequência a estimativa das perdas elétricas no sistema, após o dimensionamento dos cabos é determinada a resistência dos cabos em função da temperatura de operação do condutor conforme apresentado na seção 3.5.

P.7 – Cálculo do fluxo de potência

Nesta etapa com todos os parâmetros elétricos definidos é possível montar a matriz de dados de barra e dados de linha do sistema.

De posse dos dados de barra e linha é realizado o cálculo do fluxo de potência (seção 2.5.1). Um teste de convergência (D.2) é realizado para garantir a correção adequada da resistência dos cabos, visto que a correção da resistência em função da temperatura de operação do cabo é um processo iterativo.

P.8 – Cálculo de curto-circuito

Após a convergência da resistência e cálculo do fluxo de potência é calculado o curto-circuito trifásico em todas as barras do sistema (seção 2.5.2).

P.9 – Redefinição de equipamentos devido ao nível de curto-circuito

Neste ponto há uma decisão a ser tomada com base nos níveis de curto-circuito encontrados. Caso os níveis de curto estejam dentro dos limites pré-estabelecidos o algoritmo passa para a etapa seguinte, senão é proposto um aumento na impedância dos transformadores onde o curto-circuito excedeu os limites. Neste caminho o algoritmo retorna ao passo P.4 para redimensionamento dos transformadores. Esta redefinição é feita 2 vezes, caso o algoritmo não ache uma solução viável o processamento é abortado e é apresentada uma mensagem ao usuário alertando a não convergência.

P.10 – Dimensionamento dos painéis

Nesta etapa, após não existir barramentos com níveis de curtos-circuitos violados, os painéis elétricos principais das subestações são dimensionados conforme apresentado na seção 3.4. Com a definição dos transformadores e cabos é possível determinar os painéis com base nas correntes nominais e níveis de curto-circuito dos barramentos.

P.11 – Cálculo dos Custos

Com o sistema definido são calculados os custos: cabos, encaminhamento, transformadores e painéis. Nesta etapa também são calculados os custos das subestações. Estes custos são calculados conforme as equações (3-33), (3-34), (3-35), (3-36) e (3-37).

P.12 – Saída de dados

E por fim a rotina de saída de dados agrupa as informações de interesse e exporta para o Excel em formato de planilhas para facilitar a manipulação e análise dos resultados.

Desta forma, com a metodologia proposta resumida no algoritmo da Figura 17 é possível a partir dos dados de entrada definir uma topologia para o sistema, dimensionando cabos, transformadores e painéis, além de propor uma análise de custos para comparação de alternativas para serem utilizadas, por exemplo, nas etapas de projeto conceitual e básico de um empreendimento, ou até mesmo em outras possíveis análises.

Capítulo IV

Estudo de Casos

4.1 Introdução

Os capítulos anteriores deste trabalho descrevem a fundamentação teórica desta dissertação assim como a metodologia proposta para análise técnica e econômica dos sistemas elétricos industriais aplicados a refinarias de petróleo. Desta forma, o objetivo deste capítulo é apresentar os resultados obtidos com a aplicação da metodologia desenvolvida, indicando as diversas funcionalidades do programa elaborado.

De forma a exemplificar as diversas funcionalidades da ferramenta desenvolvida, os seguintes temas serão abordados:

- Dimensionamentos da rede de distribuição de energia da refinaria (topologia);
- Comparação entre instalação dos condutores em envelope de concreto x instalação dos condutores em leitos;
- Impacto da modelagem detalhada dos cabos nas perdas do sistema;
- Comparativo com a aplicação de algoritmo genético na otimização dos CDs x heurística de alocação dos CDs .

As informações utilizadas neste capítulo são baseadas em dados reais referentes a uma planta industrial de refinaria com 24 subestações de unidade e carga aproximada de 170 MVA. Para esta refinaria serão analisados três casos:

- Caso 1 – Tensões dos CDs definidas pela a heurística implementada;

- Caso 2 – Definição de três Centros de Distribuição;
- Caso 3 – Tensões dos CDs definidas como dados iniciais do algoritmo.

Ao final do Capítulo IV será apresentada a comparação entre os três casos, evidenciando a diferença de custo entre as três soluções.

4.2 Sistema 24 Subestações - Caso 1

O sistema estudado nesta seção apresenta 24 subestações de unidade de processo, uma subestação da casa de força (CAFOR) e uma subestação de entrada conectada a rede básica do SIN. As subestações estão distribuídas em uma área de aproximadamente 12 km². Os CDs são definidos pelo algoritmo desenvolvido e serão apresentados a seguir.

4.2.1 Dimensionamento da Rede

A partir da localização das 24 subestações de unidade dentro da área de 12 km² com suas respectivas cargas é possível para o algoritmo traçar a topologia deste sistema. Nesta análise foi inibida a possibilidade de conexão direta das subestações de unidade na CAFOR e desta forma, considerando a alocação determinada pelo algoritmo, obteve-se a topologia com dois centros de distribuição (CDs) conforme representado na Figura 18. O algoritmo determina a quantidade de CDs de acordo com a carga e nível de tensão de distribuição. Neste caso estudado não é possível alocar apenas um centro de distribuição, visto que um único CD não suporta toda a carga da planta (170 MVA) na tensão de 34,5 kV (os valores indicados dos CDs são apresentados na seção 2.4.1).

Considerando que o desenvolvimento considera todos os transformadores de força a partir da CAFOR, o algoritmo cria as barras primárias e secundárias para cada transformador. Neste sentido o sistema estudado possui 117 barras incluindo a CAFOR (estas barras são definidas e calculadas pelo programa). É interessante ressaltar que as subestações de unidade também são em secundário seletivo, o que pode ser observado

na Figura 18 com alimentação dupla a partir do CD, por exemplo, do CD 26 (barra A e Barra B) para a subestação de unidade de número 4.

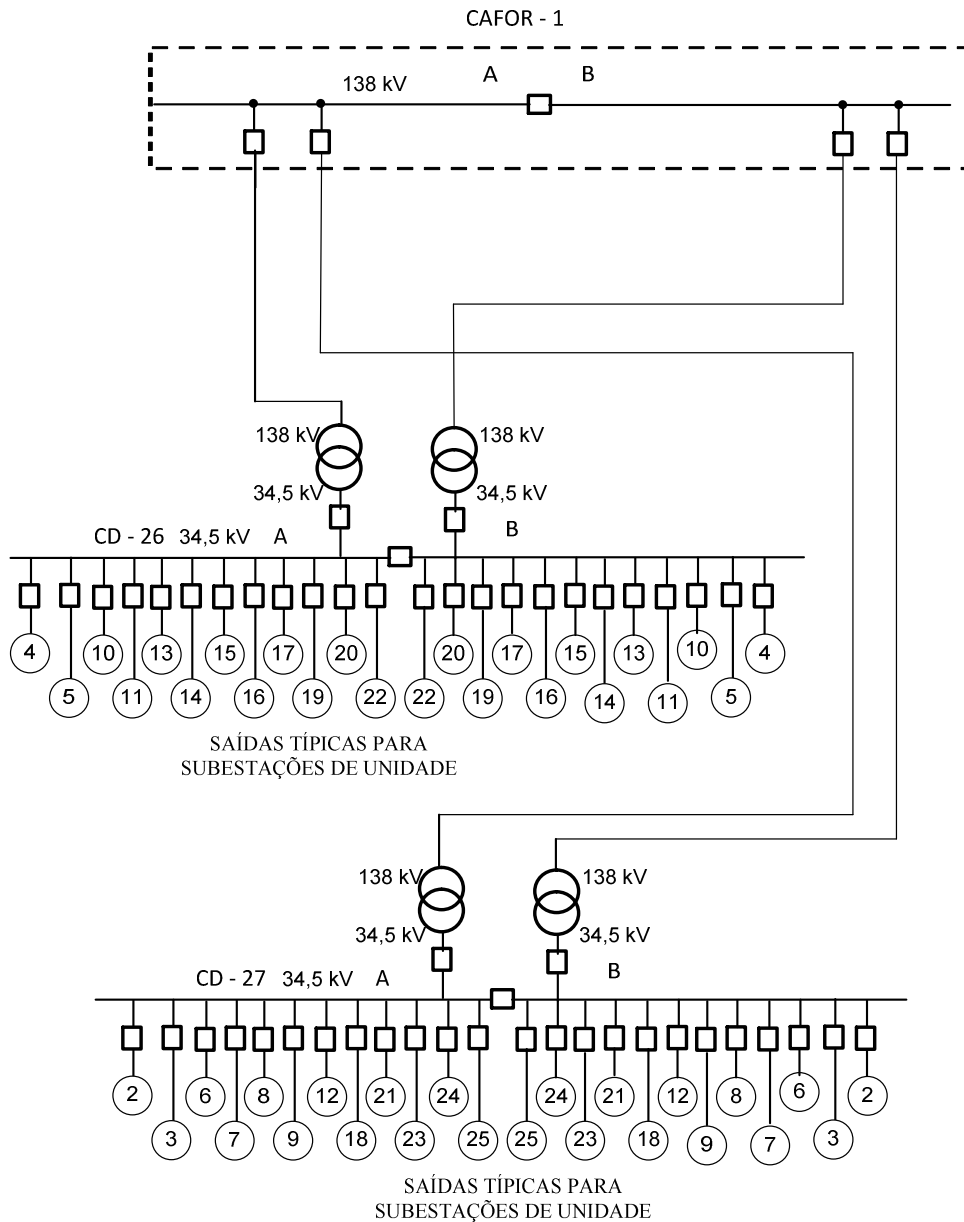


Figura 18 – Topologia da Rede – 24 Subestações – Caso 1.

A Tabela 4-1 apresenta as tensões nas barras do sistema dimensionado (com aplicação do AG e instalação em envelope de concreto).

Tabela 4-1 – Tensões nas Barras do Sistema – Caso 1.

Nº BARRA	TENSÃO NOMINAL (kV)	TENSÃO (p.u.)	Nº BARRA	TENSÃO NOMINAL (kV)	TENSÃO (p.u.)	Nº BARRA	TENSÃO NOMINAL (kV)	TENSÃO (p.u.)
1	138	1,000	40	0,48	0,967	79	0,48	0,922
2	13,8	0,982	41	0,48	0,963	80	0,48	0,962
3	13,8	0,967	42	4,16	0,975	81	0,48	0,953
4	13,8	0,981	43	0,48	0,973	82	4,16	0,951
5	13,8	0,983	44	0,48	0,961	83	0,48	0,967
6	13,8	0,988	45	0,48	0,956	84	4,16	0,956
7	13,8	0,977	46	0,48	0,960	85	0,48	0,973
8	13,8	0,975	47	0,48	0,918	86	0,48	0,973
9	13,8	0,975	48	4,16	0,964	87	0,48	0,964
10	13,8	0,977	49	0,48	0,960	88	4,16	0,984
11	13,8	0,989	50	0,48	0,916	89	0,48	0,968
12	13,8	0,988	51	4,16	0,965	90	0,48	0,926
13	13,8	0,979	52	0,48	0,962	91	4,16	0,979
14	13,8	0,978	53	0,48	0,962	92	34,5	0,996
15	13,8	0,977	54	0,48	0,942	93	34,5	0,995
16	13,8	0,972	55	4,16	0,968	94	34,5	0,997
17	13,8	0,981	56	0,48	0,967	95	34,5	0,996
18	13,8	0,978	57	0,48	0,975	96	34,5	0,996
19	13,8	0,995	58	0,48	0,960	97	34,5	0,996
20	13,8	0,984	59	4,16	0,952	98	34,5	0,996
21	13,8	0,978	60	0,48	0,964	99	34,5	0,996
22	13,8	0,977	61	0,48	0,964	100	34,5	0,995
23	13,8	0,980	62	0,48	0,953	101	34,5	0,994
24	13,8	0,988	63	4,16	0,968	102	34,5	0,996
25	13,8	0,983	64	0,48	0,962	103	34,5	0,997
26	34,5	0,997	65	0,48	0,942	104	34,5	0,996
27	34,5	0,996	66	0,48	0,961	105	34,5	0,995
28	0,48	0,966	67	0,48	0,926	106	34,5	0,993
29	0,48	0,966	68	0,48	0,968	107	34,5	0,996
30	0,48	0,938	69	0,48	0,930	108	34,5	0,996
31	4,16	0,978	70	4,16	0,973	109	34,5	0,997
32	0,48	0,954	71	0,48	0,962	110	34,5	0,997
33	0,48	0,954	72	0,48	0,932	111	34,5	0,995
34	0,48	0,913	73	4,16	0,974	112	34,5	0,996
35	4,16	0,956	74	0,48	0,974	113	34,5	0,995
36	0,48	0,963	75	4,16	0,991	114	34,5	0,996
37	4,16	0,958	76	0,48	0,968	115	34,5	0,996
38	0,48	0,967	77	4,16	0,976	116	138	0,990
39	0,48	0,967	78	0,48	0,963	117	138	0,990

A Tabela 4-2 abaixo mostra os valores de curto-circuito para as barras do sistema.

Tabela 4-2 – Curto-Circuito nas barras do sistema – Caso 1.

Nº BARRA	CURTO (kA)	TENSÃO (kV)	Nº BARRA	CURTO (kA)	TENSÃO (kV)	Nº BARRA	CURTO (kA)	TENSÃO (kV)
2	5,95	13,8	41	39,83	0,48	80	36,57	0,48
3	8,63	13,8	42	8,86	4,16	81	26,64	0,48
4	3,06	13,8	43	33,66	0,48	82	2,93	4,16
5	14,23	13,8	44	33,64	0,48	83	33,55	0,48
6	3,01	13,8	45	29,19	0,48	84	2,75	4,16
7	3,00	13,8	46	33,66	0,48	85	45,10	0,48
8	3,01	13,8	47	13,89	0,48	86	45,10	0,48
9	3,00	13,8	48	2,76	4,16	87	30,89	0,48
10	4,99	13,8	49	33,65	0,48	88	11,44	4,16
11	20,89	13,8	50	13,89	0,48	89	39,76	0,48
12	2,97	13,8	51	2,76	4,16	90	14,83	0,48
13	3,06	13,8	52	39,84	0,48	91	7,91	4,16
14	5,02	13,8	53	39,84	0,48	92	13,70	34,5
15	3,00	13,8	54	22,35	0,48	93	13,77	34,5
16	7,32	13,8	55	5,71	4,16	94	17,51	34,5
17	7,60	13,8	56	33,48	0,48	93	13,77	34,5
18	8,70	13,8	57	33,52	0,48	94	17,51	34,5
19	24,96	13,8	58	29,39	0,48	95	17,77	34,5
20	3,06	13,8	59	2,91	4,16	96	13,98	34,5
21	2,98	13,8	60	39,90	0,48	97	13,60	34,5
22	3,77	13,8	61	39,90	0,48	98	14,00	34,5
23	2,98	13,8	62	26,92	0,48	99	13,87	34,5
24	8,61	13,8	63	5,41	4,16	100	14,67	34,5
25	4,95	13,8	64	33,65	0,48	101	13,78	34,5
26	18,32	34,5	65	20,26	0,48	102	12,06	34,5
27	14,79	34,5	66	43,69	0,48	103	17,86	34,5
28	41,70	0,48	67	15,34	0,48	104	15,42	34,5
29	41,70	0,48	68	44,04	0,48	105	12,97	34,5
30	18,85	0,48	69	15,39	0,48	106	14,01	34,5
31	8,61	4,16	70	6,48	4,16	107	17,39	34,5
32	45,12	0,48	71	45,19	0,48	108	14,24	34,5
33	45,12	0,48	72	19,53	0,48	109	17,60	34,5
34	15,51	0,48	73	11,49	4,16	110	17,26	34,5
35	5,21	4,16	74	33,69	0,48	111	12,27	34,5
36	29,38	0,48	75	13,00	4,16	112	16,89	34,5
37	2,91	4,16	76	29,37	0,48	113	12,42	34,5
38	48,60	0,48	77	4,48	4,16	114	13,63	34,5
39	48,60	0,48	78	33,53	0,48	115	14,26	34,5
40	48,60	0,48	79	13,87	0,48			

É interessante ressaltar que os valores próximos a 50 kA na Tabela 4-2 são referentes a algumas barras de 0,48 kV que estão nos secundários dos transformadores de 2/2,5 kA cuja a impedância foi corrigida pelo programa.

Uma das funções do algoritmo desenvolvido é auxiliar o levantamento de quantitativo de equipamentos elétricos da instalação e ajudar no dimensionamento em nível de Fase II e Fase III. Na Tabela 4-3 abaixo é possível verificar os transformadores dimensionados na planta com suas características básicas.

Nota-se que foram necessários 90 transformadores (calculados pelo programa) e que a metodologia detectou que algumas barras apresentavam alta corrente de curto-circuito e redimensionou os transformadores durante o processo iterativo. Como pode ser observado os transformadores com potência secundária em 2,5MVA (0,48kV) tiveram a impedância de dispersão elevada para 7%.

Tabela 4-3 – Transformadores de potência – Caso 1.

DE	PARA	TENSÃO DE (kV)	TENSÃO PARA (kV)	POT AN (MVA)	POT AF (MVA)	Z (%)	DE	PARA	TENSÃO DE (kV)	TENSÃO PARA (kV)	POT AN (MVA)	POT AF (MVA)	Z (%)
2	28	13,8	0,48	2	2,5	7	18	73	13,8	4,16	8	10	8
2	29	13,8	0,48	2	2,5	7	19	74	13,8	0,48	1,25	1,6	6
2	30	13,8	0,48	0,63	0,8	5	19	75	13,8	4,16	6,3	8	8
2	31	13,8	4,16	6,3	8	8	20	76	13,8	0,48	1,6	2	6
3	32	13,8	0,48	2	2,5	7	20	77	13,8	4,16	2,5	3,15	6
3	33	13,8	0,48	2	2,5	7	21	78	13,8	0,48	2	2,5	7
3	34	13,8	0,48	0,5	0,5	4	21	79	13,8	0,48	0,5	0,5	4
3	35	13,8	4,16	2	2,5	6	22	80	13,8	0,48	2	2,5	7
4	36	13,8	0,48	1,6	2	6	22	81	13,8	0,48	1,25	1,6	6
4	37	13,8	4,16	1,25	1,6	6	22	82	13,8	4,16	1	1,25	5
5	38	13,8	0,48	2	2,5	7	23	83	13,8	0,48	2	2,5	7
5	39	13,8	0,48	2	2,5	7	23	84	13,8	4,16	1	1,25	5
5	40	13,8	0,48	2	2,5	7	24	85	13,8	0,48	2	2,5	7
5	41	13,8	0,48	1,6	2	6	24	86	13,8	0,48	2	2,5	7
5	42	13,8	4,16	4	5	7	24	87	13,8	0,48	1,25	1,6	6
6	43	13,8	0,48	2	2,5	7	24	88	13,8	4,16	8	10	8
7	44	13,8	0,48	2	2,5	7	25	89	13,8	0,48	2	2,5	7
7	45	13,8	0,48	1,6	2	6	25	90	13,8	0,48	0,5	0,5	4
8	46	13,8	0,48	2	2,5	7	25	91	13,8	4,16	6,3	8	8
8	47	13,8	0,48	0,5	0,5	4	92	2	34,5	13,8	10	12,5	8
8	48	13,8	4,16	1	1,25	5	93	3	34,5	13,8	16	20	8
9	49	13,8	0,48	2	2,5	7	94	4	34,5	13,8	4	5	7

9	50	13,8	0,48	0,5	0,5	4	95	5	34,5	13,8	40	50	11
9	51	13,8	4,16	1	1,25	5	96	6	34,5	13,8	4	5	7
10	52	13,8	0,48	2	2,5	7	97	7	34,5	13,8	4	5	7
10	53	13,8	0,48	2	2,5	7	98	8	34,5	13,8	4	5	7
10	54	13,8	0,48	0,8	1	5	99	9	34,5	13,8	4	5	7
10	55	13,8	4,16	3,15	4	7	100	10	34,5	13,8	8	10	8
11	56	13,8	0,48	1,25	1,6	6	101	11	34,5	13,8	6,3	8	7
12	57	13,8	0,48	2	2,5	7	102	12	34,5	13,8	4	5	7
13	58	13,8	0,48	1,6	2	6	103	13	34,5	13,8	4	5	7
13	59	13,8	4,16	1,25	1,6	6	104	14	34,5	13,8	8	10	8
14	60	13,8	0,48	2	2,5	7	105	15	34,5	13,8	4	5	7
14	61	13,8	0,48	2	2,5	7	106	16	34,5	13,8	12,5	16	8
14	62	13,8	0,48	1	1,25	5	107	17	34,5	13,8	12,5	16	8
14	63	13,8	4,16	2,5	3,15	6	108	18	34,5	13,8	16	20	8
15	64	13,8	0,48	2	2,5	7	109	19	34,5	13,8	6,3	8	7
15	65	13,8	0,48	0,8	1	5	110	20	34,5	13,8	4	5	7
16	66	13,8	0,48	2	2,5	7	111	21	34,5	13,8	4	5	7
16	67	13,8	0,48	0,5	0,5	4	112	22	34,5	13,8	5	6,3	7
17	68	13,8	0,48	2	2,5	7	113	23	34,5	13,8	4	5	7
17	69	13,8	0,48	0,5	0,5	4	114	24	34,5	13,8	16	20	8
17	70	13,8	4,16	3,15	4	7	115	25	34,5	13,8	8	10	8
18	71	13,8	0,48	2	2,5	7	116	26	138	34,5	100	125	12,5
18	72	13,8	0,48	0,63	0,8	5	117	27	138	34,5	80	100	12,5

4.2.2 Instalação em Envelope x Leito

Nesta seção serão comparados dois métodos de instalação de cabos que são atualmente os mais utilizados no parque do refino brasileiro. O objetivo desta seção é fazer um comparativo entre as soluções do ponto de vista da influência no dimensionamento dos cabos e do custo comparativo entre as duas soluções. Ressaltando que o Capítulo II (seção 2.3.2) aborda os aspectos relevantes de cada método de instalação.

A Tabela 4-4 abaixo mostra a comparação entre os métodos de instalação (envelope x leito) do ponto de vista de dimensionamento dos condutores.

Tabela 4-4 – Instalação envelope x leitos – Dimensionamento de cabos – Caso 1.

DE	PARA	TIPO DE INSTALAÇÃO			
		ENVELOPE		LEITO	
		Nº COND/FASE	SEÇÃO (mm ²)	Nº COND/FASE	SEÇÃO (mm ²)
1	116	1	300	1	300
1	117	1	300	1	300
27	92	1	120	1	95
27	93	1	240	1	185
26	94	1	50	1	50
26	95	2	300	2	240
27	96	1	50	1	50
27	97	1	50	1	50
27	98	1	50	1	50
27	99	1	50	1	50
26	100	1	70	1	70
26	101	1	50	1	50
27	102	1	50	1	50
26	103	1	50	1	50
26	104	1	70	1	50
26	105	1	50	1	50
26	106	1	120	1	120
26	107	1	120	1	95
27	108	1	240	1	185
26	109	1	50	1	50
26	110	1	50	1	50
27	111	1	50	1	50
26	112	1	50	1	50
27	113	1	50	1	50
27	114	1	185	1	150
27	115	1	70	1	50

É interessante observar a variação do dimensionamento dos cabos em função do método de instalação, os cabos onde ocorreram variações da seção estão sinalizados em cinza na Tabela 4-4. O motivo deste aumento de seção consiste porque o método de instalação por eletrodutos em envelopes de concreto ocasiona a necessidade um “sobredimensionamento” nos cabos, visto que a dissipação térmica é prejudicada neste tipo de instalação.

A Tabela 4-5 faz um comparativo de custos entre os dois métodos de instalação de cabos e considera o cálculo das perdas para os 30 anos de vida útil da planta industrial, considerando a disponibilidade da planta (seção 3.7.4), correção da

resistência com a temperatura e o valor do custo da energia elétrica. Desta forma, como os cabos possuem seções maiores para a instalação em envelope e por consequência menores resistências, o custo das perdas na instalação em envelope é inferior. O ponto principal neste comparativo é observar que o custo da instalação em envelopes é quase 2 vezes superior a instalação em leitos, contudo ressalta-se novamente que a instalação em envelope de concreto traz uma maior confiabilidade para o encaminhamento dentro da planta industrial. A instalação em envelope de concreto, considerando todos os custos envolvidos, foi aproximadamente 28 % superior a solução em leitos.

Tabela 4-5 – Instalação envelope x leitos – Custos – Caso 1

CUSTOS	TIPO DE INSTALAÇÃO	
	ENVELOPE	LEITO
CUSTO DAS PERDAS NOS CONDUTORES	R\$ 19.915.126	R\$ 21.559.576
CUSTO DOS CONDUTORES	R\$ 9.043.769	R\$ 8.447.117
CUSTO DO ENCAMINHAMENTO	R\$ 32.876.621	R\$ 18.231.451
CUSTO TOTAL	R\$ 61.835.518	R\$ 48.238.145

4.2.3 Correção da resistência e os impactos nas perdas do sistema

As perdas dos sistemas são diretamente proporcionais a resistência dos condutores. Neste trabalho, conforme demonstrado anteriormente, os cabos são modelados detalhadamente e desta forma as perdas são computadas de forma mais real podendo melhorar a escolha entre alternativas.

Na Tabela 4-5 é apresentado um comparativo da resistência dos condutores considerando a variação de resistência em função da temperatura. Verifica-se que, com a modelagem proposta, a resistência dos condutores é menor. Este fato deve-se aos condutores trabalharem em temperaturas inferiores as temperaturas máximas de operação em que as resistências são indicadas nos catálogos dos fabricantes. As perdas calculadas são apresentadas na Tabela 4-7 e neste caso nota-se uma redução superior a 15% das perdas quando a modelagem considera a variação da resistência em função da temperatura de operação do condutor.

Tabela 4-6 – Correção da resistência em função da temp. de operação – Caso 1.

DE	PARA	RESISTÊNCIA (Ω)			
		ENVELOPE		LEITO	
		SEM CORREÇÃO	COM CORREÇÃO	SEM CORREÇÃO	COM CORREÇÃO
1	116	0,0945	0,0819	0,0945	0,0804
1	117	0,0252	0,0217	0,0252	0,0213
27	92	0,1479	0,1156	0,1859	0,1458
27	93	0,0835	0,0694	0,1084	0,0944
26	94	0,1325	0,1026	0,1325	0,1023
26	95	0,0479	0,0381	0,0593	0,0475
27	96	0,2031	0,1560	0,2031	0,1556
27	97	0,2940	0,2284	0,2940	0,2278
27	98	0,1965	0,1536	0,1965	0,1532
27	99	0,2293	0,1791	0,2293	0,1786
26	100	0,4921	0,3931	0,4921	0,3920
26	101	0,7100	0,6088	0,7100	0,6078
27	102	0,6809	0,5237	0,6809	0,5223
26	103	0,0767	0,0596	0,0767	0,0594
26	104	0,3838	0,3056	0,5538	0,4471
26	105	0,9020	0,7019	0,9020	0,7000
26	106	0,4227	0,3721	0,4227	0,3714
26	107	0,0805	0,0665	0,1013	0,0860
27	108	0,0443	0,0348	0,0575	0,0458
26	109	0,1180	0,0913	0,1180	0,0911
26	110	0,1718	0,1331	0,1718	0,1327
27	111	0,6229	0,4830	0,6229	0,4818
26	112	0,2299	0,1814	0,2299	0,1810
27	113	0,5858	0,4535	0,5858	0,4523
27	114	0,1186	0,0919	0,1477	0,1143
27	115	0,1052	0,0821	0,1518	0,1190

Tabela 4-7 – Perdas – Caso 1.

PERDAS (MW)			
ENVELOPE		LEITO	
SEM CORREÇÃO	COM CORREÇÃO	SEM CORREÇÃO	COM CORREÇÃO
0,15	0,13	0,17	0,14

4.2.4 Algoritmo Genético na Otimização dos CDs

O programa desenvolvido nesta dissertação é baseado em uma metodologia heurística que foi fundamentada em regras de projeto e experiência na fiscalização e elaboração de projetos para refinarias. Com o objetivo de otimizar a localização dos centros de distribuição de cargas, foi empregado um algoritmo genético com inicialização a partir da heurística desenvolvida.

Para esta simulação foram utilizados os parâmetros descritos na Tabela 4-8.

Tabela 4-8 – Parâmetros – Algoritmo Genético

PARÂMETROS AG	VALORES
TAMANHO DA POPULAÇÃO	100
PROBABILIDADE DE CROSSOVER (%)	0,9
PROBABILIDADE DE MUTAÇÃO (%)	0,08
Nº DE GERAÇÕES	50

A Figura 19 abaixo mostra a localização das subestações de unidade, dos CDs e da CAFOR com aplicação do algoritmo genético, porém sem a utilização da heurística.

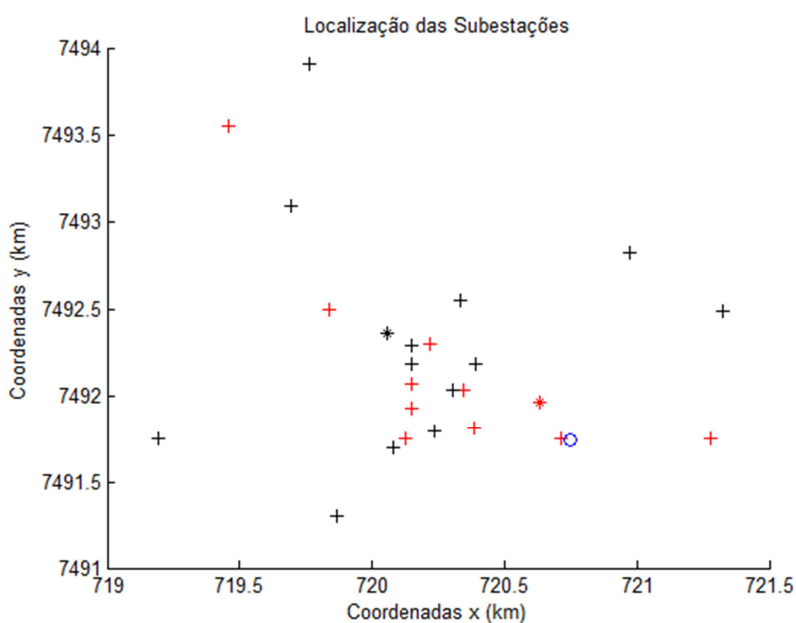


Figura 19 – Localização CD – AG (sem heurística) – Caso 1.

As coordenadas dos CDs obtidas pelo algoritmo genético estão representadas por asterisco (preto-CD1 e vermelho-CD2). Os pontos em preto representam as

subestações conectadas ao CD1, os pontos em vermelho representam as subestações conectadas ao CD2 e o círculo em azul representa a CAFOR.

Com o objetivo de melhorar a solução de alocação dos CDs, a Figura 20 abaixo mostra a localização das subestações de unidade, da CAFOR e dos CDs com aplicação do genético associado ao algoritmo heurístico desenvolvido neste trabalho, para a instalação em envelope de concreto.

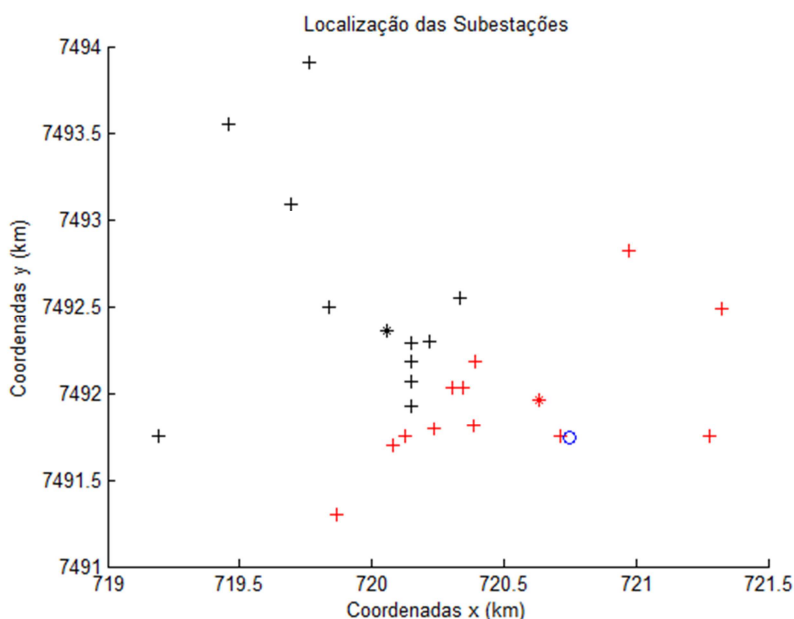


Figura 20 – Localização CD – AG (com heurística) – Caso 1.

É interessante ressaltar que o algoritmo genético está baseado na minimização das distâncias entre o CD e as subestações de unidade e foi simulado 33 vezes informando o melhor resultado. Desta forma, o algoritmo genético em conjunto com a metodologia heurística desenvolvida conseguiu obter boa solução de forma a orientar o engenheiro projetista sobre a topologia da rede de distribuição.

4.3 Sistema 24 Subestações - Caso 2

Para este estudo são consideradas as mesmas características do Caso 1, porém agora impondo a condição de utilização de três CDs. Para este caso obteve-se a topologia da Figura 21.

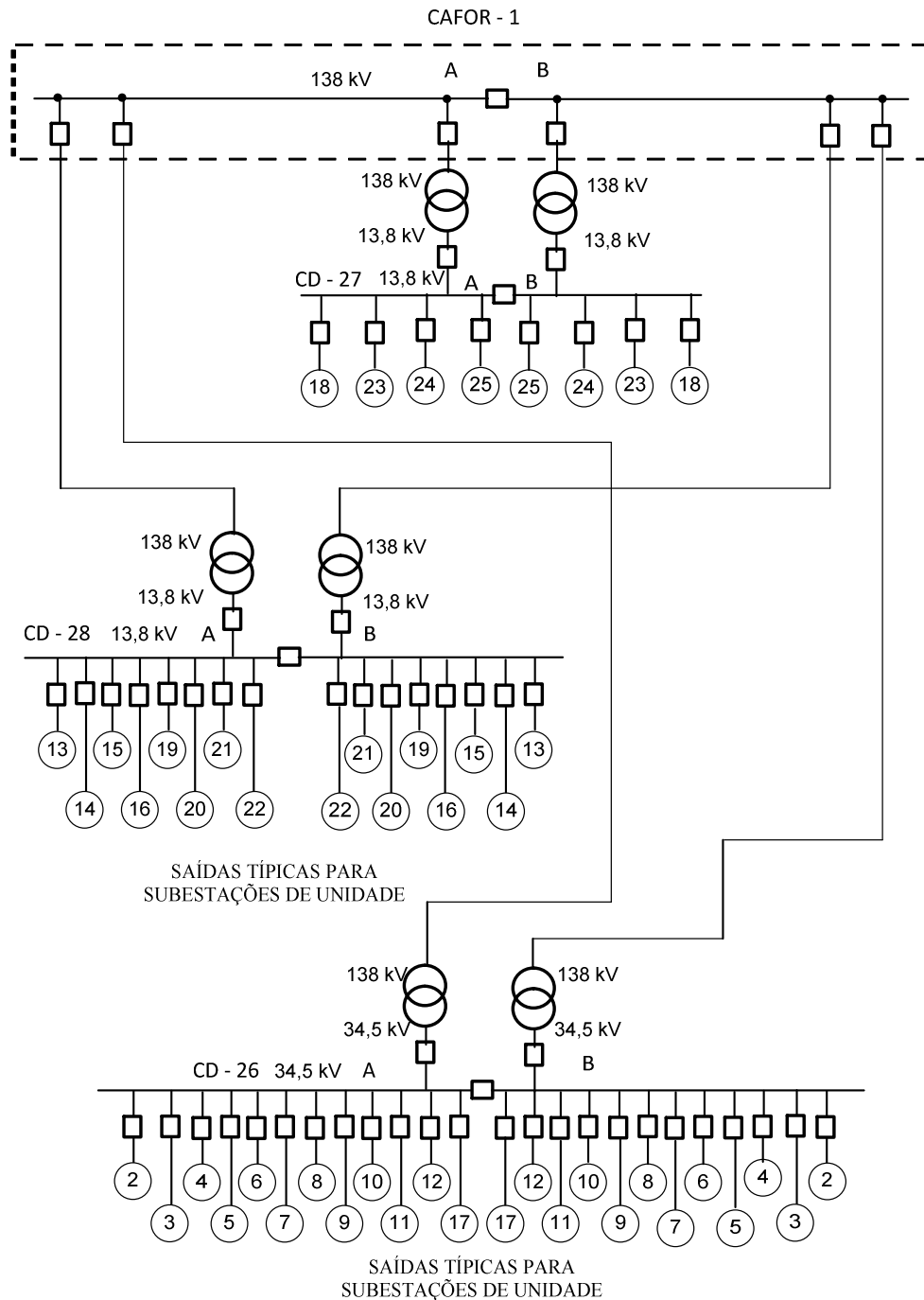


Figura 21 – Topologia da Rede – 24 Subestações – Caso 2.

A Tabela 4-9 abaixo faz um comparativo de custos entre os métodos de instalação de cabos em envelope de concreto e através de leitos. A instalação em envelope de concreto, considerando todos os custos envolvidos, foi aproximadamente 15,7 % superior à solução em leitos.

Tabela 4-9 – Instalação envelope x leitos – Custos – Caso 2

CUSTOS	TIPO DE INSTALAÇÃO	
	ENVELOPE	BANDEJA/LEITO
CUSTO DAS PERDAS NOS CONDUTORES	R\$ 25.949.337	R\$ 30.217.065
CUSTO DOS CONDUTORES	R\$ 13.120.745	R\$ 12.559.671
CUSTO DO ENCAMINHAMENTO	R\$ 33.228.283	R\$ 19.733.506
CUSTO TOTAL	R\$ 72.298.367	R\$ 62.510.244

A partir da Figura 22 abaixo é possível observar a localização das subestações de unidade, dos CDs e da CAFOR para o Caso 2.

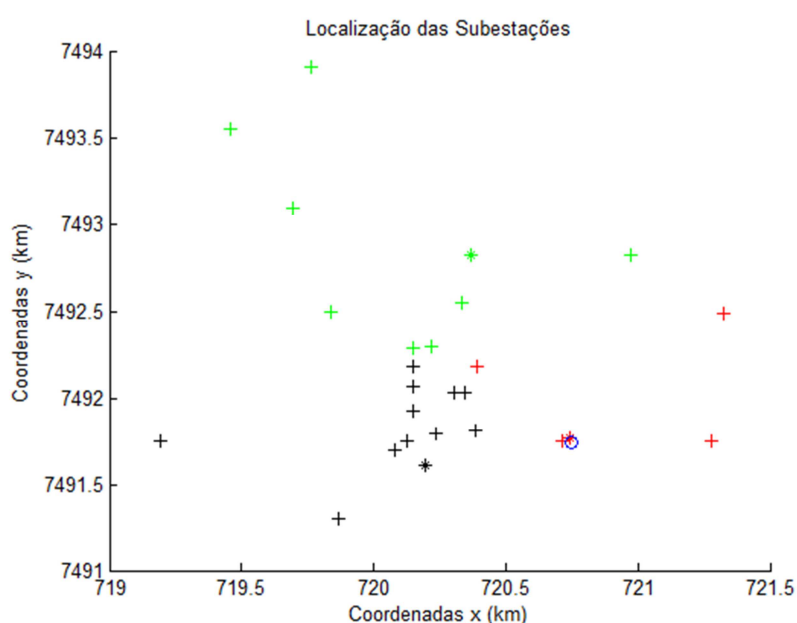


Figura 22 – Localização CD – AG (com heurística) – Caso 2.

As coordenadas obtidas pelo algoritmo genético estão representadas por asterisco e as cores das subestações estão relacionadas ao CD em que estão conectadas.

4.4 Sistema 24 Subestações - Caso 3

Para este estudo são consideradas as mesmas características do Caso 1, porém agora impondo a condição de utilização de CDs apenas na tensão de 13,8 kV uma versatilidade do algoritmo. Para este caso específico, considerando a alocação determinada pelo algoritmo, obteve-se a topologia da Figura 23.

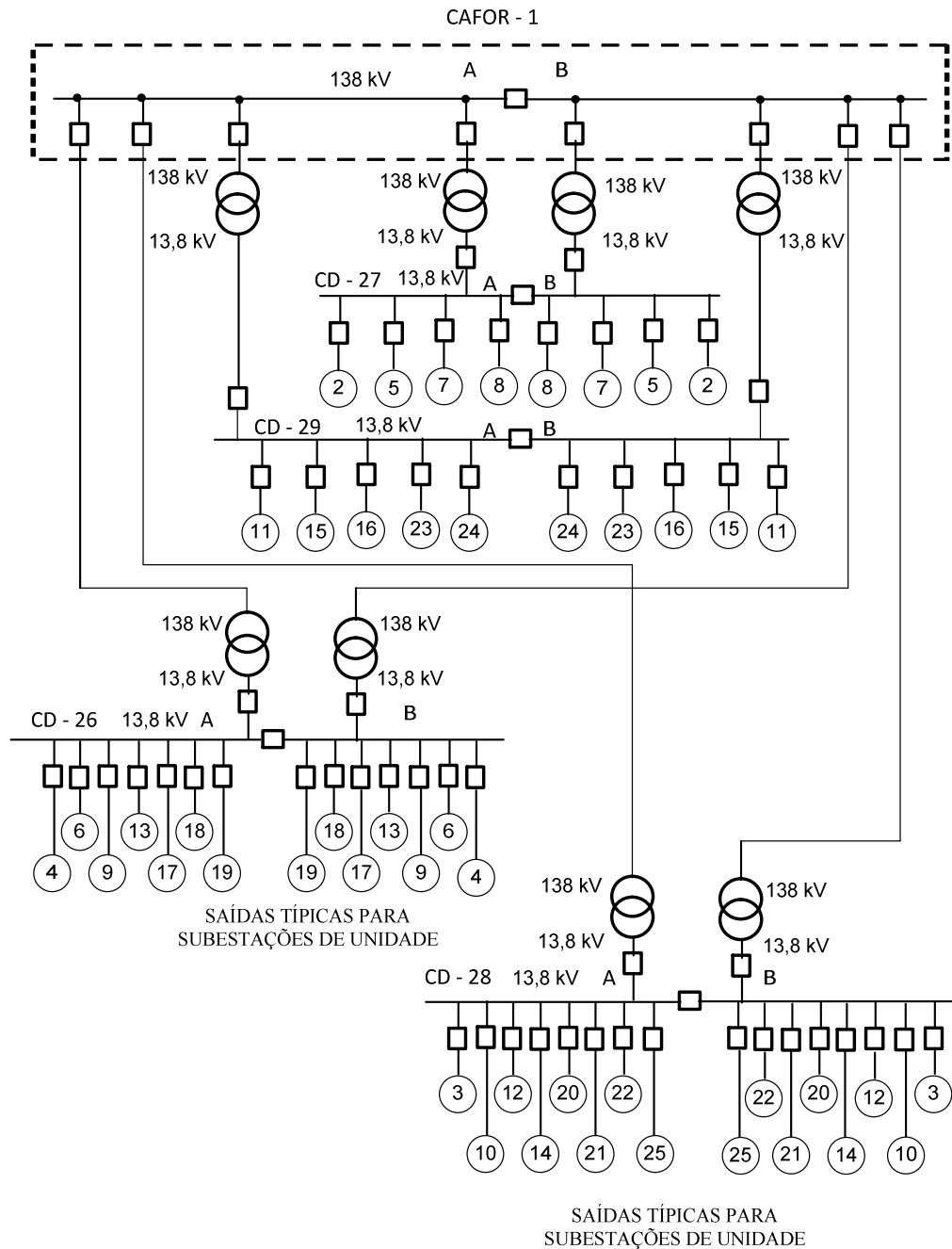


Figura 23 – Topologia da Rede – 24 Subestações – Caso 3.

Conforme descrito na figura acima foram dimensionadas 4 subestações de distribuição (CD) (como a tensão está definida em 13,8kV neste caso, para atender a carga o algoritmo definiu 4 subestações) para atender as 24 subestações de unidade de processo. Para este sistema foram totalizadas 97 barras incluindo a CAFOR e 96 linhas.

A Tabela 4-10 apresenta a comparação entre os métodos de instalação em envelope de concreto e leito de cabos.

Tabela 4-10 – Instalação em envelope x leitos – Custos – Caso 3

CUSTOS	TIPO DE INSTALAÇÃO	
	ENVELOPE	BANDEJA/LEITO
CUSTO DAS PERDAS NOS CONDUTORES	R\$ 34.706.808	R\$ 41.902.942
CUSTO DOS CONDUTORES	R\$ 23.160.768	R\$ 21.982.446
CUSTO DO ENCAMINHAMENTO	R\$ 41.289.739	R\$ 26.251.738
CUSTO TOTAL	R\$ 99.157.316	R\$ 90.137.127

Novamente o custo de instalação em envelope de concreto mostrou-se superior ao método de instalação em leito de cabos. Neste caso a solução em envelope foi 10% superior à solução em leitos.

A partir da Figura 24 abaixo é possível observar a localização das subestações de unidade, dos CDs e da CAFOR para o Caso 3.

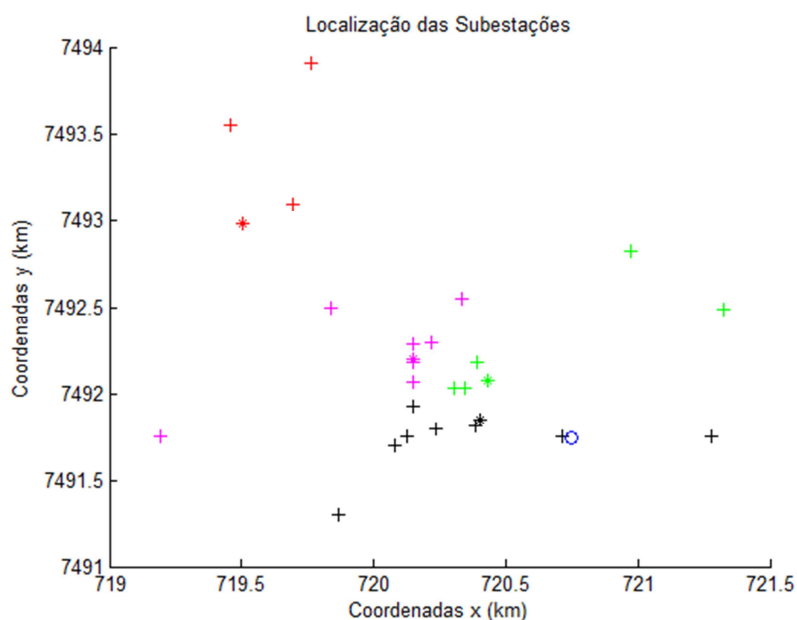


Figura 24 – Localização CD - AG (com heurística) – Caso 3.

As coordenadas obtidas pelo algoritmo genético estão representadas por asterisco e as cores das subestações estão relacionadas ao CD em que estão conectadas.

4.5 Comparativo Caso 1 x Caso 2 x Caso 3

Este item apresenta uma comparação direta entre os casos analisados, e o objetivo é demonstrar a utilização da ferramenta na comparação de alternativas. A Tabela 4-11 apresenta as características básicas que diferem as três alternativas.

Tabela 4-11 – Comparativo Caso 1 x Caso 2 x Caso 3– Características básicas

Características	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Nível de tensão dos CDs (kV)	34,5	34,5 e 13,8	13,8
Quantidade CDs	2	3	4
Quantidade de Transformadores	90	63	68

Conforme a Tabela 4-11 o nível de tensão dos CDs é o fator principal que influencia toda a topologia da planta, como por exemplo, o número de CDs. É interessante ressaltar que o Caso 1 apresenta um número maior de transformadores, visto que optou-se por adotar transformadores de entrada nas subestações de unidade (34,5/13,8kV) ao invés de instalar painéis de 34,5 kV na entrada destas subestações. Os painéis de 34,5 possuem o custo elevado e justificam esta escolha.

A Tabela 4-12 abaixo mostra o comparativo de custo entre as soluções.

Tabela 4-12 – Comparativo Caso 1 x Caso 2 x Caso 3 – Custos com perdas

Tipo	Custos (R\$)		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Perdas nos condutores	R\$ 19.915.126	R\$ 25.949.337	R\$ 34.706.808
Condutores	R\$ 9.043.769	R\$ 13.120.745	R\$ 23.160.768
Encaminhamento	R\$ 32.876.621	R\$ 33.228.283	R\$ 41.289.739
Subestações de unidade	R\$ 232.419.313	R\$ 223.675.022	R\$ 212.844.697
Centros de Distribuição	R\$ 8.840.000	R\$ 15.267.667	R\$ 10.615.334
Total	R\$ 303.094.831	R\$ 311.241.057	R\$ 322.617.349

Conforme a Tabela 4-12 o Caso 1 apresentou um custo 2,7% inferior ao Caso 2 e 6,4% inferior ao caso 3, indicando que a solução com dois CDs em 34,5 kV, considerando os aspectos analisados, é economicamente melhor. Contudo, vale ressaltar que as perdas nos condutores influenciaram significativamente no custo total analisado.

As perdas são inferiores no Caso 1, pois nesta alternativa o nível de tensão é maior e como consequência as correntes e as bitolas são menores, influenciando desta forma no custo do encaminhamento e de condutores.

Com relação as subestações de unidade o Caso 1 apresentou um custo superior, isto deve-se principalmente pelo custo dos transformadores de entrada das subestações de unidade para o Caso 1.

A consideração das perdas nos condutores é fundamental para a análise de alternativas de topologia conforme Tabela 4-12. De forma a evidenciar esta importância a Tabela 4-13 mostra um comparativo sem considerar as perdas.

Tabela 4-13 – Comparativo Caso 1 x Caso 2 x Caso 3 – Custos sem perdas

Tipo	Custos (R\$)		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Condutores	R\$ 9.043.769	R\$ 13.120.745	R\$ 23.160.768
Encaminhamento	R\$ 32.876.621	R\$ 33.228.283	R\$ 41.289.739
Subestações de unidade	R\$ 232.419.313	R\$ 223.675.022	R\$ 212.844.697
Centros de Distribuição	R\$ 8.840.000	R\$ 15.267.667	R\$ 10.615.334
Total	R\$ 274.135.935	R\$ 272.170.974	R\$ 264.749.772

Com base na Tabela 4-13, sem considerar as perdas nos condutores, é possível observar que a alternativa em 13,8 kV (caso 3) torna-se a economicamente mais atrativa, destacando novamente a importância da consideração das perdas.

Para utilização dos resultados apresentados, os seguintes aspectos devem ser observados nesta comparação:

- As simulações foram consideradas para o método de instalação em envelope de concreto com correção da resistência e com aplicação de algoritmo genético;
- Nas subestações somente os equipamentos principais foram considerados nesta análise (painéis e transformadores), ressaltando que os sistemas auxiliares são pouco influenciados pelo nível de tensão da subestação e a influência é irrelevante para o propósito de comparação;
- Este trabalho considerou os níveis de tensão mais comuns do parque de refino brasileiro, contudo outros níveis de tensão podem ser analisados diferentes dos apresentados no Capítulo II.

Capítulo V

Conclusões e Desenvolvimentos

Futuros

5.1 Considerações Finais

Esta dissertação apresentou uma metodologia para análise técnica e econômica de sistemas elétricos de refinarias de petróleo. Este enfoque é pouco abordado na literatura o que ressalta a importância deste trabalho, além de apresentar uma ferramenta computacional importante para auxiliar o engenheiro projetista na avaliação dos sistemas elétricos industriais.

Com uma base de dados estruturada reunindo as características técnicas principais e os custos dos equipamentos, o algoritmo apresenta grande versatilidade para analisar diversas configurações. A construção dos dados do sistema (dados de linha e de barras) é realizada automaticamente a partir dos dados de localização geográfica e potência das subestações de unidade.

Como produto da metodologia desenvolvida, são dimensionados os cabos da rede primária de alimentação das subestações, todos os transformadores de força da planta a partir da Casa de Força (CAFOR), além dos painéis elétricos fundamentais na composição do levantamento de quantitativos e na composição do custo das subestações.

Com a topologia da rede definida é possível verificar as tensões em todas as barras do sistema, assim como obter o nível de curto-circuito de cada nó da rede. Desta forma, é possível analisar a viabilidade técnica da topologia proposta para o sistema.

Um dos pontos importantes desta dissertação foi a modelagem detalhada dos cabos a partir da aplicação da norma IEC 60287-1. A partir do modelo térmico dos cabos foi possível considerar a resistência dos condutores com correção em função da temperatura de operação.

O trabalho abordou a importância da consideração das perdas na análise comparativa entre alternativas de topologias do sistema elétrico. Neste sentido, com base na modelagem térmica dos cabos, as perdas do sistema foram representadas de forma mais precisa contribuindo para adequada análise dos custos da topologia proposta.

Neste trabalho, de forma a exemplificar a metodologia proposta e destacar algumas funcionalidades do algoritmo desenvolvido, foi utilizada a base de dados real de uma refinaria composta de 24 subestações de unidades de processo, uma subestação da CAFOR, além da subestação de entrada conectada a rede básica. Os resultados apresentaram-se consistentes e de acordo com as análises propostas. Ressalta-se a importância da análise econômica na comparação de alternativas, destacando o desenvolvimento de uma base de dados que atualmente já está sendo utilizada para análise de outros empreendimentos.

De forma complementar ao trabalho, foi utilizado um algoritmo genético na otimização da localização dos Centros de Distribuição (CDs) a partir dos parâmetros obtidos pela metodologia heurística, conforme indicado na seção 3.7. Através do algoritmo heurístico desenvolvido, obtém-se uma solução de localização dos CDs que é utilizada para inicializar o algoritmo genético. A associação do Algoritmo Genético com a heurística conseguiu uma melhora na localização dos CDs determinados considerando apenas AG, mostrando desta maneira a importância da heurística desenvolvida para busca de bons resultados.

5.2 Desenvolvimentos Futuros

De forma a complementar este trabalho, a seguir estão listados alguns tópicos para estudos futuros:

- Modelar a rede secundária (BT) até o nível da carga. Desta forma, por exemplo, podem-se computar as perdas em BT (parcela mais significativa);
- Inserir análise de confiabilidade da topologia proposta pelo algoritmo;
- Considerar restrições geográficas para alocação dos centros de distribuição (CDs);
- Implementar um fluxo de potência ótimo em substituição do fluxo de potência convencional;
- Desenvolver uma metodologia para estimar os custos dos sistemas auxiliares da subestação;
- Considerar os custos operacionais de manutenção dos equipamentos;
- Desenvolver uma metodologia para estimar a área das subestações, de forma a considerar as obras civis no custo total de cada subestação.

Referências Bibliográficas

- ABNT NBR 14039, “Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV”, Norma Brasileira, 2005.
- ABNT NBR 5410, “Instalações elétricas de baixa tensão”, Norma Brasileira, 2004.
- ABNT NBR NM 280, “Condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD)”, Norma Brasileira, 2011.
- ABNT NBR 6251, “Cabos de potência com isolação extrudada para tensões de 1 kV a 35 kV — Requisitos construtivos”, Norma Brasileira, 2012.
- Alsaç O., Vempati, N., Stott, B., Monticelli, A, “ Generalized State Estimation ”, IEEE Trans. on Power Systems, 13(3):1069 -1075, Agosto, 1998.
- Anderson Paul M. “Analysis of Faulted Power Systems”, IEEE Press Power Systems Engineering Series, 1973.
- Beeman Donald “Industrial Power Systems Handbook”, Mc Graw-Hill, New York City, 1955.
- Cossi A.M., “Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão”. Tese de Doutorado, UNESP. Ilha Solteira, Brasil, 2008.
- Fletcher R.H., Strunz K., “Optimal Distribution System Horizon Planning – Part I: Formulation”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, nº2, May, 2007.
- Fletcher R.H., Strunz K., “Optimal Distribution System Horizon Planning – Part II: Application”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, nº2, May, 2007.
- Garcia V. J., França P. M., Gonzales J. F. V., Yoshimoto E., Filho C. L., “Grasp para o Problema de Planejamento de Redes Secundárias de Distribuição de Energia Elétrica”. XXXV SBPO, 2003.
- Goldberg, David E. "Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning" Addison-Wiley Publishing Company, Inc., 1989
- IEC 60076-1, “Power transformers – Part 1: General”, International Standard, 2011.
- IEC 60076-5, “Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit”, International Standard, 2006.
- IEC 60287-1-1, “Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses – general”, International Standard, 2006.
- IEC 60287-1-2, “Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses – Sheath eddy current loss factors for two circuits in flat formation”, International Standard, 1993.

- IEC 60287-1-3, “Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses – Current sharing between parallel single-core cables and calculation of circulating current losses, 2002.
- IEC 60287-2-1, “Thermal resistance – calculation of thermal resistance”, International Standard 2006.
- IEC 60287-2-2, “Thermal resistance – A method for calculating reduction factors for groups of cables in free air, protected from solar radiation”, International Standard 1995.
- IEC 60287-3-1, “Calculation of the current rating – Part 3-1: Sections on operating conditions – Reference operating conditions and selection of cable type”, International Standard 1999.
- IEC 60287-3-2, “Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3 – Sections on operating conditions – Section 2: Economic optimization of power cable size”, International Standard, 1995.
- IEC 60287-3-3, “Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3 – Sections on operating conditions – Part 3-3: Sections on operating conditions – Cables crossing external heat sources”, International Standard, 2007.
- IEC 60909-0, “Short-circuit currents in three-phases a.c.systems – Part 0: Calculation of currents”, International Standard, 2001.
- IEC 949, “Calculation of thermally permissible short-circuit currents,taking into account non-adiabatic heating effects”, International Standard, 1988.
- IEEE Std 141, “Electric Power Distribution for Industrial Plants”, 1993.
- Kagan Nelson “ Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência”, Ed. Blucher, São Paulo, 2009.
- Khator S. K., Leung L.C., “Power Distribution Planning: A Review of Models and Issues”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, n °. 3, August 1997.
- Mamede J. Filho “Instalações Elétrica Industriais”, LTC, Rio de Janeiro,2007.
- Monticelli A. J. “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, Ed. Edgard Blücher Ltda, São Paulo, 1983.
- Raimundo R.P.J., “Fluxo de Potência em Redes Modeladas no Nível de Subestação”. Dissertação de Mestrado, UFP. Paraná, Brasil, 2005.
- Rao R.Srinivasa., “Optimal Conductor Selection for Loss Reduction in Radial Distribution Systems Using Differential Evolution”. International Journal of Engineering Science and Technology,Vol. 2(7), 2010, 2829-2838.
- Ribeiro G. V., “Planejamento de Rede de Distribuição de Energia Elétrica com Restrições Geográficas e Elétricas”. Dissertação de Mestrado. UFG. Goiás, Brasil, 2009.
- Rosado I.J.R., Agustín J.L.B., “Genetic Algorithms Applied to the Design of Large Power Distribution Systems”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, nº2, May 1998.

Referências Bibliográficas

Souza C. H., “Planejamento e Projeto de circuitos Secundários de Distribuição de Energia Elétrica por meio de Algoritmo Busca Tabu”. Dissertação de Mestrado, UNESP. Ilha Solteira, Brasil, 2006.

Squaiella D. J. F., “Planejamento Agregado em Redes de Distribuição Secundária – Modelo Alternativo para Empresas com Cadastro de Redes Reduzido”. Dissertação de Mestrado, USP. São Paulo, Brasil, 2004.

Thenepalle M., “A Comparative Study on Optimal Conductor Selection for Radial Distribution Network using Conventional and Genetic Algorithm Approach”. International Journal of Computer Applications, Vol. 17– No.2, March 2011 (0975 – 8887).

Tram H. N., Wall D. L., “Optimal conductor selection in planning radial distribution systems”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, n°. 1, February 1988.

Wall D. L., Thompsom G. L. and Northcote-Green J. E. D, “An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, n°.3, pp. 1061-1068, 1979.

(<http://portalibre.fgv.br> – acessado em 05/2013).

(www.nexans.com.br – acessado em 05/2013).