Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Fabício Bonfim Rodrigues de Oliveira

Redução de Perdas de Sistemas de Distribuição através do Dimensionamento Ótimo de Bancos de Capacitores via Entropia Cruzada

São Carlos
2016

Fabício Bonfim Rodrigues de Oliveira

Redução de Perdas de Sistemas de Distribuição através do Dimensionamento Ótimo de Bancos de Capacitores via Entropia Cruzada

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em ciências, Programa de Engenharia Elétrica¹.

Área de Concentração: Sistema Elétrico de Potência

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

¹Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica

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

B126r BONFIM RODRIGUES DE OLIVEIRA, FABRÍCIO
REDUÇÃO DE PERDAS DE SISTEMAS DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DO DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE BANCOS
DE CAPACITORES VIA ENTROPIA CRUZADA / FABRÍCIO BONFIM
RODRIGUES DE OLIVEIRA; orientador EDUARDO NOBUHIRO
ASADA. São Carlos, 2016.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2016.

1. REDUÇÃO DE PERDAS. 2. ENTROPIA CRUZADA. 3.
OPENDSS. 4. PYTHON. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **FABRICIO BONFIM RODRIGUES DE OLIVEIRA.**

Título da dissertação: "Redução de perdas de sistemas de distribuição através do dimensionamento ótimo de bancos de capacitores via entropia cruzada".

Data da defesa: 21/11/2016.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **Eduardo Nobuhiro Asada (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Rubén Augusto Romero Lázaro**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP – Ilha Solteira)

APROVADO

Profa. Dra. **Fernanda Caseño Trindade Arioli**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luis Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luis Fernando Costa Alberto**

*Ao meu avô,
Eng. Dr. Edward Bonfim.*

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a minha esposa Vanessa, aos meus pais Divino e Indiara e minha avó Edna por oferecerem essa oportunidade de ampliar meus conhecimentos e pelo apoio incondicional. Agradecimento especial, ao meu avô, Eng. Dr. Edward Bonfim, por ter sido, e sempre será, meu eterno mentor, sem seus conselhos nada do que me tornei hoje seria possível.

Agradeço, imensamente, o Professor Dr. Eduardo Asada por ter confiado em mim, acreditar que conseguiria realizar este trabalho. Pela paciência nos momentos mais difíceis da realização deste projeto. Agradeço ao Dr. Benvindo pelas sugestões e orientações, que sem elas ficaria muito mais difícil atingir o objetivo final.

Ao meu irmão Frederico pelo apoio, por estar sempre aconselhando e também por dividir os momentos de dificuldade.

Agradeço aos meus amigos Jason e Diego, por me ajudarem de todas as formas, ter dividido as dificuldades e alegrias deste momento. E todos os outros amigos e familiares que de alguma forma puderam contribuir com a realização deste trabalho.

Agradeço a todos os professores: Dr. José Carlos, Dr. Benvindo, Dr. Eduardo Werley, que contribuíram com seus conhecimentos ministrando disciplinas necessárias para cumprimento dos créditos. E a todos os colegas do grupo de trabalho LASEE.

Por fim, agradeço a Universidade de São Paulo, as agências de fomento CAPES e FAPESP (proc. 2014/27342-1) por terem disponibilizados as condições necessárias e de extrema importância, pois sem elas o desenvolvimento deste projeto de pesquisa não teria alcançado seu objetivo.

SUMÁRIO

Resumo	xiii
Abstract.....	xv
Lista de Siglas e Abreviaturas	xvii
Lista de Figuras.....	xix
Lista de Símbolos.....	xxiii
1 Introdução.....	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Estrutura do Trabalho.....	2
2 Métodos de Redução de Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	5
3 Método Entropia Cruzada	9
3.1 Exemplo Numérico	12
4 Metodologia da Abordagem de Solução	17
4.1 Formulação Matemática do Problema.....	17
4.2 Modelagem do Problema	19
4.3 Implementação da Abordagem de Solução	22
5 Resultados e Discussões	25
5.1 Sistema 36 barras balanceado.....	25
5.1.1 Cargas do Sistema	26
5.1.2 Subestação.....	27
5.1.3 Geradores Distribuídos.....	28
5.1.4 Bancos de Capacitores.....	28
5.1.5 Simulações	29
5.1.6 Bancos de Capacitores Fixos e Período de Maior Demanda – Caso 1	30
5.1.7 Bancos de Capacitores Ajustáveis e Período de Maior Demanda – Caso 2.....	32
5.1.8 Bancos de Capacitores Fixos e Período de Menor Demanda – Caso 3.....	37
5.1.9 Bancos de Capacitores Ajustáveis e Período de Menor Demanda – Caso 4.....	39
5.1.10 Discussão dos Casos 1 ao 4	44
5.1.11 Seleção de N e Nel para demais simulações	46
5.1.12 Simulação Geração Distribuída e Regulador de Tensão.....	49
5.1.13 Sistema com curva de carga de 10 pontos.....	52
5.2 Sistema IEEE 13 barras desbalanceado	59
5.3 Sistema IEEE 123 barras desbalanceado.....	64
6 Conclusões	75
Referências Bibliográficas	77
Apêndice	81

Software OpenDSS 81

Comunicação Python-OpenDSS 83

Resumo

Oliveira, F. B. R. **Redução de Perdas de Sistemas de Distribuição através do Dimensionamento Ótimo de Bancos de Capacitores via Entropia Cruzada.** Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

Os Sistemas de Distribuição são responsáveis pelo fornecimento da energia elétrica aos consumidores residenciais, industriais e comerciais com padrões de qualidade regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Assim, as concessionárias monitoram seu sistema para verificar o perfil de tensão na rede elétrica e as perdas técnicas do sistema. Este último critério de desempenho é extremamente relevante, pois representa o desperdício em energia e diminuição na capacidade de receita da empresa. Portanto, há interesse em fornecer a energia elétrica dentro das especificações regidas pela ANEEL e com as menores perdas elétricas possível. Contudo, técnicas como reconfiguração de linhas, recondutoramento, alocação de capacitores e geradores distribuídos são aplicadas. Em especial, a alocação de capacitores é uma técnica que visa identificar a quantidade, localização e tipo dos bancos de capacitores (BCs) que serão alocados no sistema com o intuito de minimizar as perdas, levando em consideração custos de implantação e operação. Para tal, métodos computacionais são utilizados para definir a melhor configuração dos BCs. As metaheurísticas têm sido aplicadas na solução deste problema, cuja função objetivo é a minimização das perdas técnicas do sistema de distribuição. Desta forma, este trabalho tem o objetivo de propor uma abordagem de solução utilizando a metaheurística Entropia Cruzada implementada

no software Python para redução das perdas de sistemas elétricos modelados no OpenDSS. A abordagem se mostrou uma importante ferramenta de análise de sistemas de distribuição, proporcionando resultados extremamente satisfatórios.

Palavras Chave: *Entropia Cruzada, Redução de Perdas, OpenDSS, Python.*

Abstract

Oliveira, F. B. R. **Losses Reduction of Distribution Systems through Optimal Dimensioning of Capacitor Banks via Cross Entropy**. Dissertation (Master Degree) – School Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2016.

The distribution systems are responsible for providing electricity to residential, industrial and commercial consumers under quality standards regulated by the National Electric Energy Agency (ANEEL). Thus, utilities monitor the system to check the voltage profile in the grid and system technical losses. The latter quantity is an extremely important performance criterion, as it represents energy losses and decrease in revenue capacity of the company. Therefore, there is interest in providing electricity within specification stated by ANEEL with the lowest possible electrical losses. Techniques such as topology reconfiguration, reconductoring, allocation of capacitors and distributed generators are usually proposed in technical studies. Particularly, the allocation of capacitors is a technique that aims to identify the amount, location and type of capacitor banks (CBs), which are allocated in the system in order to minimize the losses, taking into consideration the implementation and operation costs. For this purpose, computational methods are used to determine the best configuration of CBs. Metaheuristics have been applied for the solution of this problem, with the objective to minimize the technical losses of distribution systems. This document shows the development of a solution method using the Cross Entropy metaheuristic implemented in Python programming language to reduce the losses of electrical systems modeled in OpenDSS program. The

developed approach resulted in an important analysis tool for distribution systems, providing extremely satisfactory results.

Keywords: Cross Entropy, Loss Reduction, *OpenDSS*, *Python*.

Lista de Siglas e Abreviaturas

SEP	Sistema Elétrico de Potência
GD	Geração Distribuída
BC	Banco de Capacitor
EC	Entropia Cruzada
μ	Média dos valores da amostra
σ	<i>Desvio padrão da amostra inicial</i>
N	Amostra inicial
Nel	Amostra de elite

Lista de Figuras

Figura 3.1 – Algoritmo Genérico para Entropia Cruzada [24].	12
Figura 3.2 – Procedimento da Entropia Cruzada descrita pela função $f(x)$ [21].	13
Figura 3.3 – Algoritmo Matlab de Otimização da função S [21].	14
Figura 3.4 – Ilustração da evolução do algoritmo entropia cruzada.	15
Figura 4.1 – Fluxo de Potência entre as barras p e q [11].	17
Figura 4.2 – Modelagem do método de entropia cruzada para dimensionamento ótimo de bancos de capacitores.	21
Figura 4.3 – Diagrama de solução.	23
Figura 5.1 – Diagrama unifilar do Sistema Elétrico de 36 barras [26].	26
Figura 5.2 – Caso 2 para $N=20$, $N_{el}=4$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=9 e Perdas Totais=687,544 kW.	32
Figura 5.3 – Caso 2 para $N=40$, $N_{el}=12$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=13 e Perdas Totais=681,369 kW.	34
Figura 5.4 – Caso 4 para $N=20$, $N_{el}=4$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=11 e Perdas Totais=747,800 kW.	39
Figura 5.5 – Caso 4 para $N=40$, $N_{el}=12$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=13 e Perdas Totais=741,023 kW.	41
Figura 5.6 – Consolidado de resultados.	44
Figura 5.7 – Média de Perdas Elétricas por Elitização.	48
Figura 5.8 – Média de Perdas Elétricas por Elitização.	48
Figura 5.9 – Comportamento algoritmo geração distribuída e regulador de tensão.	49
Figura 5.10 – Carregamento x Perdas – Sistema 36 barras.	54
Figura 5.11 – Tensão (pu) nas barras por carregamento – Sistema 36 barras.	56
Figura 5.12 – Carregamento x Potência Reativa Total dos Bancos de Capacitores – Sistema 36 barras.	57
Figura 5.13 – Sistema IEEE 13 barras.	59
Figura 5.14 – Carregamento x Perdas – Sistema 13 barras.	60

Figura 5.15 – Carregamento x Potência Total Bancos de Capacitores – Sistema 13 barras.	61
Figura 5.16 – Tensão Fase-Neutro em pu – Carregamento 10% - Sistema 13 barras.	62
Figura 5.17 – Sistema IEEE 123 barras.	64
Figura 5.18 – Comportamento Algoritmo Otimização para Sistema IEEE 123 barras.	65
Figura 5.19 – Identificação das tensões nas barras. Azul: barras com tensão acima de 1,02 pu. Verde: barras com tensão entre 1,0 e 1,02 pu. Vermelho: barras com tensão abaixo de 1,0 pu.	66
Figura A.1 – Vantagens do OpenDSS.	81
Figura A.2 – Aplicações do OpenDSS.	82
Figura A.3 – Verificação da Interface Python-OpenDSS.	83
Figura A.4 – Configuração comunicação Python-OpenDSS.	84

Lista de Tabelas

Tabela 5.1 – Cargas do Sistema Elétrico por período.....	27
Tabela 5.2 – Parâmetros da Subestação	27
Tabela 5.3 – Parâmetros dos Geradores	28
Tabela 5.4 – Localização dos Bancos de Capacitores.....	29
Tabela 5.5 – Tensões resultantes do cálculo de fluxo de carga para o caso 1.	31
Tabela 5.6 – Tensões resultantes do cálculo de fluxo de carga para N=20, Nel=4, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=9 e Perdas Totais=687,544 kW.....	33
Tabela 5.7 – Banco de Capacitores para N=20, Nel=4, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=9 e Perdas Totais=687,544 kW.....	34
Tabela 5.8 – Banco de Capacitores para N=40, Nel=12, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=9 e Perdas Totais=681,369 kW.....	35
Tabela 5.9 – Tensões resultantes do cálculo de fluxo de carga para N=40, Nel=12, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=9 e Perdas Totais=681,369 kW.....	36
Tabela 5.10 – Banco de Capacitores para caso 3.....	37
Tabela 5.11 – Tensões resultantes do cálculo de fluxo de carga do caso 3.	38
Tabela 5.12 – Tensões do cálculo de fluxo de carga para N=20, Nel=4, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=9 e Perdas Totais=747,800 kW.....	40
Tabela 5.13 – Banco de Capacitores para N=20, Nel=4, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=9 e Perdas Totais=747,800 kW.....	41
Tabela 5.14 – Banco de Capacitores para N=40, Nel=12, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=15 e Perdas Totais=741,023 kW.....	42
Tabela 5.15 – Tensões resultantes do cálculo de fluxo de carga para N=40, Nel=12, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, erro=50 kVAR, iterações=15 e Perdas Totais=741,023 kW.....	43
Tabela 5.16 – Resultados simulação taxas de elitização 10%, 20 e 30%.....	47
Tabela 5.17 – Simulação geração distribuída e reguladores de tensão.....	50

Tabela 5.18 – Perfil de tensão sem (V1) e com (V1') geração distribuída e reguladores de tensão.....	51
Tabela 5.19 – Curva de carga de 10 pontos por barra do sistema com valores percentuais do nível de carregamento.	53
Tabela 5.20 – Tensão (pu) nas barras por carregamento – Sistema 36 barras.....	55
Tabela 5.21 – Bancos de capacitores por carregamento – Sistema 36 barras.	58
Tabela 5.22 – Bancos de capacitores por carregamento – Sistema 13 barras.	61
Tabela 5.23 – Tensão (pu) nas barras por carregamento – Sistema 13 barras.....	63
Tabela 5.24 – Tensão fase-neutro e fase-fase para o sistema 123 barras.....	67

Lista de Símbolos

Conjuntos:

Ω_l	Conjunto dos ramos.
Ω_b	Conjunto dos nós.
Ω_{aa}	Conjunto das chaves abertas.
Ω_{af}	Conjunto das chaves fechadas.
Ω_h	Conjunto dos circuitos fictícios.

Variáveis:

P_{ij}	Fluxo de potência ativa no ramo ij .
Q_{ij}	Fluxo de potência reativa no ramo ij .
I_{ij}^{sqr}	Quadrado da magnitude do fluxo de corrente no ramo ij .
P_i^G	Geração de potência ativa no nó i .
Q_i^G	Geração de potência reativa no nó i .
V_i^{sqr}	Quadrado da magnitude de tensão no nó i .
a_{ij}	Variável auxiliar usado na modelagem no estado do ramo ij .
H_{ij}	Fluxo de potência artificial no ramo ij .
H_i^G	Geração de potência artificial no nó i .
$\vec{V}_i$	Fasor tensão no nó i .
$\vec{I}_{ij}$	Fasor corrente no ramo ij .
I_{ij}^2	Quadrado da magnitude da corrente no ramo ij .
θ_i	Ângulo de fase da barra i .
V_i^2	Quadrado da magnitude de tensão no nó i .

1 Introdução

O sistema de distribuição de energia é aquele que se confunde com a própria topografia das cidades, ramificado ao longo de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão, ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais da energia elétrica [1]. A conexão, o atendimento e a entrega efetiva de energia elétrica ao consumidor do ambiente regulado ocorrem por parte das distribuidoras de energia. A energia distribuída, portanto, é a energia efetivamente entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição, podendo ser rede de tipo aérea (suportada por postes) ou de tipo subterrânea (com cabos ou fios localizados sob o solo, dentro de dutos subterrâneos). Do total da energia distribuída no Brasil, dentre as Distribuidoras associadas à Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), o setor privado é responsável pela distribuição de, aproximadamente, 60% da energia, enquanto as empresas públicas se responsabilizam por, aproximadamente, 40% [1].

Pode-se dizer que o setor de distribuição é um dos mais regulados e fiscalizados do setor elétrico. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) edita Resoluções, Portarias e outras normas para o funcionamento adequado do setor de Distribuição, sendo muito rigorosa com sua fiscalização. Um exemplo são os Procedimentos de Distribuição (Prodist), o qual dispõe disciplinas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão,

operação e medição da energia elétrica. O Prodist, ainda, estabelece critérios e indicadores de qualidade para consumidores e produtores, distribuidores e agentes importadores e exportadores de energia [1].

Com o aumento das preocupações com os níveis de qualidade de energia estabelecidos pela ANEEL, o gerenciamento da potência reativa tem se tornado cada vez mais importante para as empresas fornecedoras de energia. No entanto, o crescimento das cargas longe dos centros geradores, as extensas linhas e as perdas técnicas e não técnicas resultam em variações de tensão nas barras, e assim comprometem a qualidade da energia elétrica fornecida. O alto nível de potência reativa indutiva demandada nos sistemas de distribuição também causa problemas como a queda de tensão, o aumento das perdas, distorções no fator de potência e gastos com equipamentos mais robustos, causando dificuldades no controle da tensão [2].

1.1 Objetivos

Neste contexto, o presente trabalho tem por objetivo propor uma abordagem de solução utilizando técnica metaheurística para minimizar as perdas técnicas dos sistemas de distribuição pelo dimensionamento ótimo dos bancos de capacitores. Duas plataformas *opensource* OpenDSS e Python foram utilizadas e são explicadas no apêndice deste documento. A técnica Entropia Cruzada foi selecionada como algoritmo de otimização.

1.2 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2 é apresentado o levantamento bibliográfico dos métodos utilizados para redução das perdas elétricas em sistemas de distribuição de energia

elétrica. No Capítulo 3 há a conceituação do método de entropia cruzada que será aplicado no algoritmo de otimização deste trabalho. No Capítulo 4, a formulação do problema e a abordagem de solução são descritas. Os resultados das simulações realizadas, bem como suas análises, são encontrados no Capítulo 5. Por fim, no Capítulo 6 têm-se a conclusão deste estudo e os trabalhos futuros que serão executados.

2 Métodos de Redução de Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

A crescente alta nos custos de distribuição devido ao aumento das perdas nos Sistemas de Distribuição motiva os engenheiros a melhorarem seus conhecimentos a respeito dos Sistemas de Energia Elétrica e aplicá-los na operação desses. Algumas formas básicas de redução das perdas no sistema podem ser citadas: recondutoramento, reconfiguração da rede e adição de bancos de capacitores ou gestão das cargas [3].

É sabido que as perdas no sistema de distribuição podem ser reduzidas diariamente, semanalmente e/ou sazonalmente através da reconfiguração do sistema tirando vantagens da diversidade de cargas. Cargas residenciais, industriais e comerciais diferem entre si e este comportamento pode ser observado em suas curvas de cargas. Quando possível, as cargas podem ser transferidas de um alimentador para outro com a finalidade de obter vantagem na redução de perdas do sistema pelas suas naturais diversidades, assim utilizando o sistema em sua total capacidade de operação. A reconfiguração manual é uma alternativa na redução das perdas, no entanto custos na capacitação de equipe especializada, combustível para transporte e tempo de manobra podem dificultar na obtenção do real benefício da reconfiguração [3]. Ainda, é possível melhorar o perfil de tensão e reduzir as perdas dos Sistemas de Distribuição através do ajuste adequado dos dispositivos de controle.

Os bancos de capacitores (BC) são componentes cada vez mais aplicados nos sistemas de distribuição. Sua instalação torna-se frequentemente necessária, pois visa não só a redução das perdas ativas e reativas e melhoria nos perfis de tensão, mas também o controle do fluxo de potência, melhoria da estabilidade do sistema, redução do custo de operação dos sistemas, correção de fator de potência, compensação da potência reativa – produzida por cargas indutivas e pelas reatâncias das linhas, redução das cargas aparentes liberando capacidade para ligação de cargas adicionais e redução da componente atrasada da corrente [2][4]. Os benefícios reais obtidos com a instalação de capacitores em sistemas de distribuição dependem das características dos equipamentos e da forma como é feita essa instalação. Especificamente, dependem do número e tamanho dos capacitores, de sua localização, do tipo (fixos ou chaveados) e do esquema de controle utilizado. Muitas pesquisas já foram feitas no que tange à localização ótima de capacitores em sistemas de distribuição de energia balanceados [4].

A compensação por potência reativa tem sido estudada por muitos anos. Considerando esta como a função objetivo do problema, a minimização das perdas no sistema ou maximização da qualidade da tensão pode ser aplicadas, como mostrado em [5]. Neste âmbito, técnicas analíticas para otimizar a função objetivo perdas, como formulado em [6] através da reconfiguração da topologia do sistema, são utilizadas. Em contraste com estas técnicas, as metaheurísticas vêm se popularizando como alternativa eficiente de solução de problemas de otimização, possuindo o propósito de diminuir o exaustivo espaço de busca da solução para um conjunto factível de busca que possua a solução ótima do problema. O objetivo dessas técnicas é determinar a ótima localização, tamanho e número de capacitores alocados nos nós para atingir a máxima economia na implantação com a mínima

perda [7]. A alocação combinada de GDs e BCs ao longo da rede pode ser aplicada para este fim, conforme realizado em [8]. Ainda, as condições de cargas devem ser levadas em consideração no tratamento do problema, com mostrado em [9][10][11].

As metaheurísticas representam um conjunto de técnicas de otimização adaptadas para lidar com problemas complexos e que apresentam a característica da explosão combinatória. Essas técnicas foram desenvolvidas nas duas décadas passadas e são consideradas como as técnicas que devem apresentar maior evolução e utilização na resolução de problemas de otimização matemática complexa e que requerem tempo de processamento elevado [12].

A ideia fundamental de uma metaheurística consiste em analisar um espaço de busca considerado grande. Portanto, uma metaheurística é uma estratégia que especifica a forma em que deve ser realizada a busca de forma inteligente, isto é, a forma em que devem ser realizadas as transições através do espaço de busca partindo de um ponto inicial ou de um conjunto de pontos. Assim, a diferença entre as metaheurísticas é a estratégia usada por cada uma delas. A melhor metaheurística para determinado tipo de problema é aquela que encontra soluções de melhor qualidade para um número especificado de avaliações de espaço de busca [13]. Esses problemas são os seguintes:

1. Especificar uma forma de identificar ou representar um elemento do espaço de busca, isto é, uma proposta de solução do problema;
2. Especificar a forma de encontrar a função objetivo ou seu equivalente para cada proposta de solução;
3. Especificar a vizinhança da solução corrente;

4. Especificar se a forma de realizar as transições de uma proposta de solução para outra deve ser realizada a partir de uma única referência ou de um conjunto de referências;
5. Se o processo de busca deve ser realizado através de soluções factíveis ou podem ser consideradas também soluções infactíveis no processo de busca.

Ainda, pode-se citar importantes metaheurísticas aplicadas para solução de problemas combinatórios, como a técnica *Simulated Annealing* idealizada por Metropolis e baseada no processo de construção de cristais perfeitos [14][15]; o Algoritmo Genético formulado usando os mecanismos da evolução e da genética natural [16]; e o método proposto em [17] e [18] por Fred Glover na década de 80, Busca Tabu, desenvolvido a partir dos conceitos usados na inteligência artificial e, diferentemente, de outros métodos, não teve sua origem relacionada a processos de otimização biológicos ou físicos [15].

Este trabalho de pesquisa, como mencionado no Capítulo 1, possuiu por objetivo realizar o dimensionamento ótimo de bancos de capacitores para redução das perdas elétricas em sistemas de distribuição. Desta forma, a metaheurística entropia cruzada foi escolhida para compor o algoritmo de otimização que definiu a melhor configuração dos bancos de capacitores. A justificativa da seleção da técnica está na estrutura da metaheurística entropia cruzada, um algoritmo probabilístico baseado na densidade de probabilidade das variáveis do sistema. Além disto, foi de fácil implementação, possuiu aderência com a abordagem de solução e flexibilidade para se ajustar ao tamanho dos sistemas elétricos estudados e número de variáveis analisadas.

3 Método Entropia Cruzada

Desenvolvido por Rubinstein em 1997, a entropia cruzada (EC) se demonstra eficiente para solução de problemas combinatórios complexos [19]. Pode ser dividido em duas fases:

1. Geração aleatória dos dados da amostra de acordo com específico mecanismo;
2. Atualização dos parâmetros do mecanismo para geração da melhor amostra na próxima iteração.

O método de entropia cruzada é uma abordagem para solução de problemas combinatórios, otimização de sistemas e simulação de ocorrências de eventos raros. Isto é, é aplicado em:

- Avaliação de riscos em projetos de expansão de linhas de transmissão, proporcionando identificação de cenários não favoráveis para o investimento [20].
- Planejamento ótimo da expansão da geração, levando em consideração o custo de investimento, demanda, viabilidade e segurança do projeto [21].
- Planejamento do “mix” no portfolio de fontes de energias renováveis com base no cenário econômico, político e ambiental [22].

A EC é uma adaptação do algoritmo de estimação de probabilidade de ocorrência de eventos raros em uma rede estocástica complexa. A melhor maneira de estimar essa probabilidade é encontrar a probabilidade da amostra de interesse,

que é uma técnica de redução de variância, em que o sistema é simulado sob um conjunto diferente de parâmetros - ou, mais geralmente, uma probabilidade diferente de distribuição - de modo a fazer a ocorrência do evento raro mais provável [23].

Considere o problema de determinar a probabilidade, θ , do evento raro Ψ definido como a ocorrência de,

$$S(X) \leq \gamma \quad (3.1)$$

$S(X)$ é uma função desempenho de uma determinada amostra aleatória X e $\gamma, \gamma \in \mathfrak{R}$, que representa o limiar da região de interesse do espaço amostral X sob $f(; u)$. $X = (x_1, x_2, \dots, x_N)$ é um vetor de N números aleatórios pertencente a X .

A probabilidade θ pode ser expressa como,

$$\theta = P_u\{S(X) \geq \gamma\} \quad (3.2)$$

E a função teste $H(X)$ como,

$$H(X) = I_{\{S(X) \geq \gamma\}} \quad (3.3)$$

onde $I_{\{S(X) \geq \gamma\}}$, o operador Indicador, é definido como,

$$I_{\{S(X) \geq \gamma\}} = \begin{cases} 1 & \text{se } S(X) \geq \gamma \\ 0 & \text{se } S(X) < \gamma \end{cases} \quad (3.4)$$

Utilizando simulação Monte Carlo convencional, θ pode ser estimada, em $f(; u)$, utilizando simulações por:

$$\theta = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\{S(X) \geq \gamma\}} \quad (3.5)$$

No entanto, como o evento é raro, será necessário um elevado número de simulações e, conseqüentemente, alto esforço computacional para obter uma estimativa de θ com um coeficiente de variação dentro de uma tolerância aceitável. À medida que o evento θ torna-se mais raro, esse esforço será ainda maior. Desta forma, para tornar possível a simulação de eventos raros dentro de limites de tempo praticáveis, pode-se utilizar um estimador por meio de amostragem por importância, i.e., IS (*Interest Sample*).

Considere a sequência de números aleatórios $X = (x_1, x_2, \dots, x_N)$ gerados em X sob a função massa de probabilidade (pmf) g , sendo g a função que associa cada possível ocorrência de uma variável aleatória uma probabilidade. Nessas condições θ , será estimado através de IS por:

$$\theta' = LR\{\theta\} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\{S(X) \geq \gamma\}} W(X) \quad (3.6)$$

Onde,

$$W(X) = \frac{f(X)}{g(X)} \quad (3.7)$$

LR é o estimador utilizado para obter θ' e o parâmetro $W(X)$ é denominado razão de verossimilhança. O problema de estimar θ torna-se, então, determinar a pmf. Nesse sentido, como θ' deve ser o mais próximo possível de θ , deve-se obter uma função g cuja distância estatística de f seja mínima. Uma medida da distância

estatística entre f e g pode ser obtida pela distância de Kullback-Leibler, também conhecida como Entropia Cruzada entre f e g .

Pode-se sintetizar os procedimentos da Entropia Cruzada através da descrição do algoritmo genérico retratado na Figura 3.1.

Algoritmo Genérico para Entropia Cruzada	
1.	Defina $t = 1$.
2.	Defina v_0 (média e desvio padrão inicial da amostra).
3.	Gerar a amostra inicial $X_1, \dots, X_N$, de tamanho N , com densidade de probabilidade $f(\cdot; v_{t-1})$, sendo v_t : média e desvio padrão da amostra corrente.
4.	Obter função objetivo para cada $X_1, \dots, X_N$.
5.	Determinar a amostra elite, dos $(N - \pi)$ indivíduos da amostra inicial com melhores resultados, sendo $\pi \in [1; 2; \dots; N-1]$.
6.	Determinar a densidade de probabilidade $g(\cdot; v_{t-1})$ através da amostra de elite, sendo v_t : média e desvio padrão da amostra de elite.
7.	Repetir passos 3 à 6 até se atingir o critério de parada escolhido.

Figura 3.1 – Algoritmo Genérico para Entropia Cruzada [24].

3.1 Exemplo Numérico

Considere a otimização da função S dada por [19]:

$$S(x) = e^{-(x-2)^2} + 0.8e^{-(x+2)^2}, x \in \Re \quad (3.8)$$

Como observado na Figura 3.2, S tem máximo local em -2.00 e máximo global em 2.00 . Considere ainda, que $f(x)$ seja a densidade de probabilidade da amostra corrente cuja média representa o valor de x que maximiza a função S . Inicialmente $f(x)$ está definida por:

- Média: $\mu_0 = -6$;
- Desvio padrão: $\sigma_0 = 100$;
- Dimensão amostra de elite: $N^{elite} = 10$;
- Dimensão amostra total: $N = 100$;
- Critério de parada: $\varepsilon = 0.05$.

O procedimento da Entropia Cruzada é comparado a “saltos” da densidade de probabilidade $f(x)$ da amostra de elite. Estes “saltos”, como mostrado na Figura 3.2, são através da variação da média e desvio padrão, isto é, a medida que o algoritmo evolui, a média da amostra se aproxima do máximo global de $S(x)$, x igual a 2.00. Observa-se que o vetor (μ, σ) converge rapidamente para $(2.00, 0.00)$.

Figura 3.2 – Procedimento da Entropia Cruzada descrita pela função $f(x)$ [21].

Uma possível implementação em MATLAB para a otimização desta função é descrita na Figura 3.3 [21], Sendo:

- ***mu*** a média;
- ***sigma*** o desvio padrão;
- ***N*** o tamanho da amostra inicial;
- ***Nel*** o tamanho da amostra de elite;
- ***eps*** o critério de parada;
- ***x*** a amostra inicial;
- ***SX*** a função objetivo;
- ***Xel*** a amostra de elite.

Algoritmo Matlab de Otimização da função S

```

1. S = inline('exp(-(x-2).^2) + 0.8*exp(-(x+2).^2)');
2. mu = -6;
3. sigma = 10;
4. Nel = 10;
5. N = 100;
6. eps = 1E-8;
7. tic
8. t=0;
9. while sigma > eps
10. t = t+1;
11. x = mu + sigma*randn(N,1);
12. SX = S(x);
13. sortSX = sortrows([x SX],2);
14. Xel = sortSX((N - Nel + 1):N,1);
15. mu = mean(Xel);
16. sigma = std(Xel);
17. fprintf('%g %6.9f %6.9f %6.9f\n', t, S(mu),mu, sigma)
18. end
19. mu
20. toc

```

Figura 3.3 – Algoritmo Matlab de Otimização da função S [21].

Podemos ilustrar o método para melhor entendimento na Figura 3.4. A condição inicial é dada pela média e desvio padrão (μ , σ) que irão definir cada indivíduo X_N da amostra inicial. Por sua vez, a função objetivo $f(X_N)$ é calculada e os melhores valores são ordenados de forma crescente. Por fim, a amostra de elite é composta pelos indivíduos X_N com os melhores valores para a função objetivo, nesta

nova amostra se obtém a média e desvio padrão. À medida que o algoritmo evolui, a média tenderá ao ponto ótimo do sistema e o desvio padrão ao critério de parada.

Figura 3.4 – Ilustração da evolução do algoritmo entropia cruzada.

No próximo Capítulo, serão descritas a formulação matemática do problema de redução de perdas em sistemas de distribuição, a abordagem de solução deste trabalho de pesquisa e a modelagem dos parâmetros da metaheurística entropia cruzada para o dimensionamento ótimo de bancos de capacitores. Além disto, serão apresentados os dois softwares utilizados, *Python* e *OpenDSS*.

4 Metodologia da Abordagem de Solução

4.1 Formulação Matemática do Problema

O problema de alocação e dimensionamento de bancos de capacitores é importante, pois seu projeto inadequado resulta em diminuição da eficiência do sistema, aumento dos custos de operação e das perdas do sistema [11]. Desta forma, este estudo propõe uma nova abordagem de solução para o problema de minimização das perdas técnicas (P_L) dos Sistemas de Distribuição através do ajuste ótimo dos bancos de capacitores para cada período de carregamento [11].

Considere a linha conectada entre as barras p e q de um sistema de distribuição mostrado na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Fluxo de Potência entre as barras p e q [11].

O Fluxo de Potência entre os nós p e q é dado por:

$$P_{pq} = P_q^F + P_q^L + \frac{R_{pq}}{V_p^2} (P_{pq}^2 + Q_{pq}^2) \quad (4.1)$$

$$Q_{pq} = Q_q^F + Q_q^L + \frac{X_{pq}}{V_p^2} (P_{pq}^2 + Q_{pq}^2) - Q_q^C \quad (4.2)$$

$$V_q^2 = V_p^2 - 2(P_{pq}R_{pq} + Q_{pq}X_{pq}) + \frac{R_{pq}^2 + X_{pq}^2}{V_p^2} (P_{pq}^2 + Q_{pq}^2) \quad (4.3)$$

Sendo,

$$P_q^F = \sum_{i,j=q} P_{ij} \text{ e } Q_q^F = \sum_{i,j=q} Q_{ij} \quad (4.4)$$

Onde P_{pq} e Q_{pq} são os fluxos de potência ativa e reativa entre p e q . Q_q^C é a injeção de potência reativa e P_q^L e Q_q^L são potência ativa e reativa, respectivamente, demandada pela carga na barra q . P_q^F e Q_q^F são a soma de potência ativa e reativa de todas as barras conectadas à barra q .

Ainda, a corrente entre p e q é:

$$I_{pq} = \sqrt{\frac{P_{pq}^2 + Q_{pq}^2}{V_p^2}} \quad (4.5)$$

Portanto, a função objetivo do problema em questão é dada matematicamente por:

$$\text{Min } P_L = \sum_{p,q \in S} I_{pq}^2 R_{pq} \quad (4.6)$$

4.2 Modelagem do Problema

Como mencionado nos Capítulos anteriores, deseja-se minimizar as perdas elétricas através do dimensionamento ótimo de bancos de capacitores já alocados previamente no sistema. Para tal, algumas considerações são necessárias para a modelagem adequado do problema:

1. A configuração dos bancos de capacitores (**BCO**) é a variável do problema de minimização das perdas elétricas, caso dimensionamento ótimo seja alcançado, tem-se as menores perdas.
2. O tamanho da amostra inicial N é definido como a quantidade de valores X_N em kVAr para cada banco de capacitor C_N .
3. O tamanho da amostra de elite N_{el} é definido como a quantidade de valores X_N em kVAr para cada banco de capacitor C_N que resultaram nas menores perdas elétricas.
4. A configuração inicial dos bancos de capacitores é dada pela média μ_0 .
5. O desvio padrão da configuração inicial é dado por σ_0 .
6. A lei de geração dos possíveis valores X_N em kVAr de um dado banco de capacitor C_N é dada por $\mathbf{X}$, sendo este descrito pela soma

entre a média μ dos valores X_N de um banco de capacitor C_N e o desvio padrão σ desta amostra. Matematicamente, temos: $X = \mu_{cN} + \text{random. } \sigma_{cN}$.

7. O critério de parada do algoritmo é dado por ε , sendo este em kVAr. Caso o desvio padrão σ da amostra corrente seja menor que ε , algoritmo convergiu.

Para ilustração do método descrito acima, considere-se um sistema elétrico com doze bancos de capacitores inicialmente de 1200 kVAr cada e já alocados nas barras.

Assim temos:

- Quantidade de bancos de capacitores, BCO igual a 12;
- Tamanho da amostra C_N , N igual a 5;
- Tamanho da amostra de elite, Nel igual a 3;
- Valor inicial do banco de capacitor C_N , μ_0 igual a 1200 kVAr;
- Desvio padrão do valor inicial do banco de capacitor C_N , σ_0 igual a 600 kVAr;
- Critério de parada ε igual a 50 kVAr.

A Figura 4.2 mostra a modelagem citada. Inicialmente, todos os bancos de capacitores possuem valores iguais a 1200 kVAr. Em procedimentos temos:

1. Para cada banco, haverá geração de cinco (**N igual a 5**) valores de X_N , com base na lei de geração $X = \mu_{cN} + \text{random. } \sigma_{cN}$;
2. As perdas elétricas serão obtidas para cada indivíduo, ou seja: $(X_1^{c1}, X_1^{c2}, X_1^{c3}, \dots, X_1^{c12}) \rightarrow f.o. Perdas_1$;
3. As perdas elétricas obtidas são colocadas em ordem crescente;

4. As configurações de bancos de capacitores X_5^{Cn}, X_3^{Cn} e X_1^{Cn} que produziram as menores perdas elétricas são selecionadas;
5. As médias μ_{Cn} e desvios padrão σ_{Cn} para cada banco de capacitor C_N são calculados.
6. Caso todos os desvios padrão σ_{Cn} sejam menores que o critério de parada ε igual a 50 kVAr, algoritmo convergiu.

12 BCO, $N = 5$, $Nel = 3$, $\mu_0 = 1200 \text{ kVAr}$, $\sigma_1 = 600 \text{ kVAr}$, $\varepsilon = 50 \text{ kVAr}$

$X = \mu_{cN} + \text{random} \cdot \sigma_{cN}$

	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	C_{12}	f.o.
amostra inicial	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	Perdas 1
	X_2	X_2	X_2	X_2	X_2	X_2	X_2	X_2	X_2	X_2	X_2	X_2	Perdas 2
	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	Perdas 3
	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	Perdas 4
	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	Perdas 5
ordem crescente de Perdas	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	C_{12}	f.o.
	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	Perdas 5
	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	Perdas 3
	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	Perdas 1
	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4	Perdas 4
elitização 3/5	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	C_{12}	f.o.
	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	X_5	Perdas 5
	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3	Perdas 3
	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1	Perdas 1
	μ_{c1}	μ_{c2}	μ_{c3}	μ_{c4}	μ_{c5}	μ_{c6}	μ_{c7}	μ_{c8}	μ_{c9}	μ_{c10}	μ_{c11}	μ_{c12}	
	σ_{c1}	σ_{c2}	σ_{c3}	σ_{c4}	σ_{c5}	σ_{c6}	σ_{c7}	σ_{c8}	σ_{c9}	σ_{c10}	σ_{c11}	σ_{c12}	

Figura 4.2 – Modelagem do método de entropia cruzada para dimensionamento ótimo de bancos de capacitores.

4.3 Implementação da Abordagem de Solução

Para implementação do método de entropia cruzada e sistemas elétricos que foram analisados, se utilizou dois softwares:

1. No *OpenDSS* foram implementados os Sistemas Elétricos que serão descritos com mais detalhe no Capítulo 5. Esta ferramenta possui a estrutura *COM Serve* que permite sua comunicação externa com softwares, como *MATLAB*, *Python*, *C++* e *VB*.
2. O software *Python* foi selecionado por ser uma plataforma *opensource* para implementação da metaheurística Entropia Cruzada.

A Figura 4.3 mostra o diagrama da estrutura proposta. Os sistemas elétricos foram modelados no *OpenDSS*, levando-se em consideração a quantidade de barras, localização dos bancos de capacitores e cargas, presença de geradores distribuídos e topologia da linha. Através da estrutura *COM Serve*, o software *Python* comunica-se com o *OpenDSS* para informar qual a configuração adequada dos bancos de capacitores. Após isto, o *OpenDSS* calcula a perda total do sistema e a envia ao *Python* para que o algoritmo de Entropia Cruzada verifique se o valor de perdas está de acordo com o critério de parada e critérios de desempenho (limites do perfil de tensão). Em caso afirmativo, o algoritmo é finalizado, e no caso contrário, um novo ajuste é calculado e repassado novamente ao *OpenDSS*.

Figura 4.3 – Diagrama de solução.

5 Resultados e Discussões

Nas próximas sessões serão mostrados os sistemas elétricos utilizados para simulações neste trabalho e os resultados obtidos com a metodologia descrita no Capítulo 4. Ressalta-se ainda que os testes realizados tiveram como objetivo avaliar a Metaheurística Entropia Cruzada e os Softwares de Análise OpenDSS e Python. Optou-se, para os testes, Sistemas Elétricos completos o suficiente para se perceber a influência de elementos externos à rede, como geradores distribuídos e banco de capacitores, na qualidade do perfil de tensão, no fluxo de potência e nas perdas totais do sistema.

5.1 Sistema 36 barras balanceado

O Sistema Elétrico [26] é composto por 36 barras mais o barramento infinito que representa a subestação de 13,8 kV, quatro transformadores, dois grupos de Geração Distribuída e doze bancos de capacitores. As cargas são trifásicas e balanceadas, estão distribuídas ao longo das barras do sistema e apresentam valores específicos para cada período analisado, maior e menor demanda, noite e madrugada, respectivamente. Na Figura 5.1, são representados, em diagrama unifilar, os elementos do sistema.

Tabela 5.1 – Cargas do Sistema Elétrico por período

Barra	Período de Carga do Sistema			
	Noite (Maior Demanda)		Madrugada (Menor Demanda)	
	kW	kVAr	kW	kVAr
1031	30	10	20	10
1032	620	200	300	100
1061	200	100	10	0
1062	130	40	60	20
1071	210	70	110	40
1072	790	260	370	120
1073	90	30	50	20
1081	910	300	440	150
1021	260	90	140	50
1022	1590	520	780	250
1023	820	270	400	130
1024	1990	65	980	320
1041	340	110	170	60
1042	2210	730	1090	360
1043	1680	550	750	250
1051	640	210	330	110
1052	450	150	200	70
1053	90	30	40	10
1054	1030	340	470	150
1091	2110	690	1030	340
1092	2480	810	1230	400
1093	330	110	180	60

5.1.2 Subestação

O barramento infinito 1000 (Figura 4.1) representa a subestação do sistema com 88 kV de tensão nominal, 428,25 MVA e 237,72 MVA de potência trifásica e monofásica de curto-circuito, respectivamente, como mostrado na Tabela 5.2. Esta subestação está interligada a todas as cargas do sistema.

Tabela 5.2 – Parâmetros da Subestação

	Parâmetros Subestação
	SP - B1000
Potência Monofásica de Curto-Circuito (MVA)	237.72
Potência Trifásica de Curto-Circuito (MVA)	482.25
Tensão Nominal (kV)	88

5.1.3 Geradores Distribuídos

Os geradores estão representados pelos grupos 1 e 2 conectados, respectivamente, às barras 2300 e 2400. Cada grupo possui 12 máquinas com potência nominal de 1,156 MVA e tensão nominal de 0,48 kV. Na saída de cada grupo há transformadores (TR3 e TR4, conforme Figura 5.1) de elevação de 0,48 kV para 13,8 kV – tensão nominal da linha. A Tabela 5.3 representa os parâmetros destes geradores.

Tabela 5.3 – Parâmetros dos Geradores

	Parâmetros Geradores	
	G1 - B2300	G2 - B2400
Potência Nominal (MVA)	1.156	1.156
Potência Nominal (MW)	0.875	0.875
Número de Unidades	12	12
Fator de Potência	0.85	0.85
Tensão Nominal (kV)	0.48	0.48

5.1.4 Bancos de Capacitores

No caso de estudo há um total de 12 bancos de capacitores espalhados ao longo dos alimentadores. No primeiro momento, estes elementos são fixos e apresentam valores de 1200 kVAR. Na Tabela 5.4 pode se observar a localização destes bancos de capacitores no sistema.

Tabela 5.4 – Localização dos Bancos de Capacitores

Barra	Capacitor
	kVAr
1941	1200
1042	1200
1051	1200
1991	1200
1092	1200
1931	1200
1971	1200
1921	1200
1922	1200
1073	1200
1072	1200
1061	1200

Estes valores para os BC são iniciais. Uma vez que se deseja realizar o ajuste ótimo destes BC para cada período de carga, como descrito no Capítulo 4, utilizou-se a Metaheurística Entropia Cruzada para identificar uma solução local adequada para este objetivo. Isto é, a Metaheurística propôs qual a configuração, dada pela combinação dos valores dos 12 BC, para minimizar as perdas do Sistema Elétrico em cada período.

5.1.5 Simulações

O Sistema Elétrico foi implementado em código Python [22] e OpenDSS [23], como descrito. Os elementos subestação, cabos, barramentos, bancos de capacitores e geradores distribuídos foram declarados em código OpenDSS. O método de otimização Entropia Cruzada foi implementado em código Python. Uma vez definido os elementos fixos do Sistema Elétrico no OpenDSS, os parâmetros variáveis podem ser facilmente controlados no ambiente Python. Desta forma, há a

automação das simulações desejadas com o artifício proposto pela interface Python-OpenDSS.

Após a implementação do sistema, este foi simulado nos sete casos de estudo abaixo:

1. Bancos de Capacitores fixos e período de maior demanda (Caso 1);
2. Bancos de Capacitores ajustáveis e período de maior demanda (Caso 2);
3. Bancos de Capacitores fixos e período de menor demanda (Caso 3);
4. Bancos de Capacitores ajustáveis e período de menor demanda (Caso 4);
5. Seleção de N e Nel para demais simulações (Caso 5);
6. Simulação Geração Distribuída e Regulador de Tensão (Caso 6);
7. Sistema com curva de carga de 10 pontos (Caso 7).

Em cada simulação, foi obtido o fluxo de carga, perdas totais e configuração proposta dos BCs.

5.1.6 Bancos de Capacitores Fixos e Período de Maior Demanda – Caso 1

A Tabela 5.5 mostra o fluxo de carga para o Caso 1, com valores para a tensão em kV e pu. De acordo com os limites de operação adequada regidos pela ANEEL, tensão no intervalo 0,93 e 1,05 pu, as barras do sistema, neste caso, violam esta zona de operação. Além disto, as perdas totais do sistema foram **1470,50 kW** e a configuração dos Bancos de Capacitores é a mostrada na Tabela 5.4.

Tabela 5.5 – Tensões resultantes do cálculo de fluxo de carga para o caso 1.

Barra	V1 (kV)	V1 (pu)
1000	52.69	1.037
1300	8.918	1.119
1200	9.078	1.139
2300	0.3384	1.221
2400	0.3254	1.174
2100	9.549	1.199
2200	9.209	1.156
1061	9.006	1.13
1062	9.12	1.145
1931	9.068	1.138
1032	9.21	1.156
1031	8.978	1.127
1073	9.394	1.179
1072	9.272	1.164
1071	9.211	1.156
1971	9.18	1.152
1081	9.422	1.183
1051	9.508	1.193
1054	9.476	1.189
1052	9.497	1.192
1053	9.493	1.192
1041	9.483	1.19
1941	9.455	1.187
1042	9.299	1.167
1043	9.189	1.153
1021	9.172	1.154
1921	9.082	1.14
1022	9.055	1.137
1023	8.965	1.125
1922	9.048	1.136
1024	8.935	1.121
1091	9.152	1.149
1991	9.033	1.137
1092	8.942	1.126
1093	8.853	1.114

5.1.7 Bancos de Capacitores Ajustáveis e Período de Maior Demanda – Caso 2

Neste caso é introduzido o módulo de otimização implementado em Python e representado pela Entropia Cruzada. Realizaram-se duas simulações, variando os parâmetros N (tamanho da amostra) e Nel (tamanho da amostra elite). A condição inicial dos Bancos de Capacitores, μ , é 1200 kVAr, o desvio padrão, σ , é 600 kVAr e erro igual a 50 kVAr (parâmetros da metaheurística entropia cruzada).

Para $N=20$ e $Nel=4$, o algoritmo convergiu em 9 iterações e as perdas totais do sistema foram **687,544 kW**, como se pode observar no comportamento da Entropia Cruzada na Figura 5.2.

Figura 5.2 – Caso 2 para $N=20$, $Nel=4$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAr, $\text{erro}=50$ kVAr, iterações=9 e Perdas Totais=687,544 kW.

A Tabela 5.6 mostra o Fluxo de Carga para esta simulação, com valores para a tensão em kV e pu. As barras do sistema estão na zona de operação adequada de operação.

Tabela 5.6 – Tensões resultantes do cálculo de fluxo de carga para $N=20$, $Nel=4$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, $\text{erro}=50$ kVAR, iterações=9 e Perdas Totais=687,544 kW.

Barra	V1 (kV)	V1 (pu)
1000	50.76	0.9991
1300	7.964	0.9995
1200	7.893	0.9906
2300	0.2765	0.9976
2400	0.2763	0.9968
2100	7.968	1.0000
2200	7.921	0.9942
1061	7.966	0.9999
1062	7.938	0.9963
1931	7.946	0.9973
1032	8.017	1
1031	7.956	0.9985
1073	7.943	0.9969
1072	7.92	0.9941
1071	7.908	0.9925
1971	7.903	0.992
1081	7.931	0.9955
1051	7.926	0.9949
1054	7.897	0.9911
1052	7.916	0.9935
1053	7.913	0.9931
1041	7.854	0.9858
1941	7.796	0.9785
1042	7.633	0.958
1043	7.523	0.9442
1021	7.752	0.973
1921	7.676	0.9634
1022	7.639	0.9588
1023	7.547	0.9472
1922	7.621	0.9565
1024	7.504	0.9419
1091	7.835	0.9833
1991	7.756	0.9734
1092	7.679	0.9637
1093	7.602	0.9540

Além disto, a configuração resultante dos Bancos de Capacitores é a mostrada na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Banco de Capacitores para $N=20$, $Nel=4$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, $\text{erro}=50$ kVAR, $\text{iterações}=9$ e $\text{Perdas Totais}=687,544$ kW.

Barra	Capacitor
	kVAr
1941	700
1042	1200
1051	1200
1991	700
1092	1100
1931	600
1971	0
1921	0
1922	0
1073	400
1072	500
1061	1200

Para $N=40$ e $Nel=12$, o algoritmo convergiu em 13 iterações e as perdas totais do sistema foram **681,369 kW**, como se pode observar no comportamento da Entropia Cruzada na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Caso 2 para $N=40$, $Nel=12$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, $\text{erro}=50$ kVAR, $\text{iterações}=13$ e $\text{Perdas Totais}=681,369$ kW.

A Tabela 5.9 mostra o Fluxo de Carga para esta simulação, com valores para a tensão em kV e pu. As barras do sistema estão na zona de operação adequada de operação. Além disto, a configuração dos Bancos de Capacitores é a mostrada na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Banco de Capacitores para $N=40$, $Nel=12$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, $\text{erro}=50$ kVAR, $\text{iterações}=9$ e $\text{Perdas Totais}=681,369$ kW.

Barra	Capacitor
	kVAr
1941	700
1042	1200
1051	1200
1991	1000
1092	1000
1931	200
1971	200
1921	0
1922	0
1073	200
1072	0
1061	100

36 Tabela 5.9 – Tensões resultantes do cálculo de fluxo de carga para $N=40$, $Nel=12$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, $\text{erro}=50$ kVAR, $\text{iterações}=9$ e $\text{Perdas Totais}=681,369$ kW.

Barra	V1 (kV)	V1 (pu)
1000	50.69	0.9977
1300	7.912	0.993
1200	7.871	0.9879
2300	0.2764	0.9973
2400	0.2761	0.9963
2100	7.954	0.9984
2200	7.893	0.9907
1061	7.903	0.9919
1062	7.896	0.9911
1931	7.894	0.9908
1032	7.974	1
1031	7.904	0.992
1073	7.909	0.9927
1072	7.883	0.9895
1071	7.878	0.9887
1971	7.877	0.9886
1081	7.916	0.9935
1051	7.913	0.9932
1054	7.883	0.9894
1052	7.902	0.9918
1053	7.899	0.9915
1041	7.841	0.9841
1941	7.783	0.9768
1042	7.619	0.9563
1043	7.509	0.9425
1021	7.724	0.9699
1921	7.648	0.9599
1022	7.612	0.9554
1023	7.520	0.9438
1922	7.593	0.9531
1024	7.477	0.9385
1091	7.813	0.9806
1991	7.734	0.9707
1092	7.657	0.9610
1093	7.580	0.9514

5.1.8 Bancos de Capacitores Fixos e Período de Menor Demanda – Caso 3

A Tabela 5.11 mostra o Fluxo de Carga para o Caso 3, com valores para a tensão em kV e pu. De acordo com os limites de operação adequada regidos pela ANEEL, tensão no intervalo 0,93 e 1,05 pu, as barras do sistema, neste caso, violam esta zona de operação. Além disto, as perdas totais do sistema foram **2681,20 kW** e a configuração dos Bancos de Capacitores é a mostrada na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Banco de Capacitores para caso 3.

Barra	Capacitor
	kVAr
1941	1200
1042	1200
1051	1200
1991	1200
1092	1200
1931	1200
1971	1200
1921	1200
1922	1200
1073	1200
1072	1200
1061	1200

Tabela 5.11 – Tensões resultantes do cálculo de fluxo de carga do caso 3.

Barra	V1 (kV)	V1 (pu)
1000	54.05	1.064
1300	9.555	1.199
1200	9.771	1.226
2300	0.3812	1.376
2400	0.3649	1.317
2100	10.68	1.341
2200	10.25	1.286
1061	9.763	1.225
1062	10.06	1.263
1931	9.921	1.245
1032	10.160	1.2756
1031	9.705	1.218
1073	10.35	1.299
1072	10.14	1.272
1071	10.02	1.257
1971	9.954	1.249
1081	10.47	1.313
1051	10.68	1.34
1054	10.66	1.338
1052	10.67	1.34
1053	10.67	1.339
1041	10.73	1.347
1941	10.77	1.351
1042	10.71	1.345
1043	10.66	1.338
1021	10.33	1.296
1921	10.23	1.284
1022	10.22	1.283
1023	10.17	1.276
1922	10.22	1.283
1024	10.14	1.273
1091	10.27	1.288
1991	10.16	1.275
1092	10.06	1.262
1093	9.96	1.249

5.1.9 Bancos de Capacitores Ajustáveis e Período de Menor Demanda – Caso 4

Neste caso, como no Caso 2, é introduzido o módulo de otimização implementado em Python e representado pela Entropia Cruzada. Realizaram-se duas simulações, variando os parâmetros N (tamanho da amostra) e Nel (tamanho da amostra elite). A condição inicial dos Bancos de Capacitores, μ , é 1200 kVAr, o desvio padrão, σ , é 600 kVAr e erro igual a 50 kVAr.

Para $N=20$ e $Nel=4$, o algoritmo convergiu em 11 iterações e as perdas totais do sistema foram **747,800 kW**, como se pode observar no comportamento da Entropia Cruzada na Figura 5.4.

Figura 5.4 – Caso 4 para $N=20$, $Nel=4$, $\mu=1200$ KVar, $\sigma=600$ kVar, erro=50 kVar, iterações=11 e Perdas Totais=747,800 kW.

A Tabela 5.12 mostra o Fluxo de Carga para esta simulação, com valores para a tensão em kV e pu. As barras do sistema estão na zona de operação adequada de operação.

Tabela 5.12 – Tensões do cálculo de fluxo de carga para $N=20$, $Nel=4$, $\mu=1200$ KVAR, $\sigma=600$ kVAR, $\text{erro}=50$ kVAR, $\text{iterações}=9$ e $\text{Perdas Totais}=747,800$ kW.

Barra	V1 (kV)	V1 (pu)
1000	50.7	0.9979
1300	7.854	0.9858
1200	7.811	0.9803
2300	0.2768	0.9989
2400	0.2766	0.998
2100	8.031	1.008
2200	7.981	1.002
1061	7.909	0.9927
1062	7.971	1
1931	7.944	0.9971
1032	8.050	1.01
1031	7.891	0.9904
1073	7.979	1.001
1072	7.93	0.9953
1071	7.886	0.9898
1971	7.865	0.9871
1081	7.97	1
1051	8.022	1.007
1054	8.009	1.005
1052	8.017	1.006
1053	8.016	1.006
1041	8.098	1.016
1941	8.018	1.006
1042	7.998	1.004
1043	7.993	1.003
1021	7.942	0.996
1921	7.864	0.987
1022	7.967	1
1023	7.897	0.9912
1922	7.852	0.9855
1024	7.832	0.9831
1091	7.821	0.9816
1991	7.742	0.9717
1092	7.665	0.9620
1093	7.588	0.9524

Além disto, a configuração dos Bancos de Capacitores é a mostrada na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 – Banco de Capacitores para $N=20$, $Nel=4$, $\mu=1200$ KVar, $\sigma=600$ kVar, $\text{erro}=50$ kVar, $\text{iterações}=9$ e $\text{Perdas Totais}=747,800$ kW.

Barra	Capacitor
	kVar
1941	600
1042	600
1051	1000
1991	500
1092	800
1931	500
1971	0
1921	0
1922	0
1073	800
1072	400
1061	800

Para $N=40$ e $Nel=12$, o algoritmo convergiu em 15 iterações e as perdas totais do sistema foram **741,023 kW**, como se pode observar no comportamento da Entropia Cruzada na Figura 5.5.

Figura 5.5 – Caso 4 para $N=40$, $Nel=12$, $\mu=1200$ KVar, $\sigma=600$ kVar, $\text{erro}=50$ kVar, $\text{iterações}=13$ e $\text{Perdas Totais}=741,023$ kW.

A Tabela 5.15 mostra o Fluxo de Carga para esta simulação, com valores para a tensão em kV e pu. As barras do sistema estão na zona de operação adequada de operação. Além disto, a configuração dos Bancos de Capacitores é a mostrada na Tabela 5.14.

Tabela 5.14 – Banco de Capacitores para $N=40$, $Nel=12$, $\mu=1200$ KVar, $\sigma=600$ kVar, $\text{erro}=50$ kVar, $\text{iterações}=15$ e $\text{Perdas Totais}=741,023$ kW.

Barra	Capacitor
	kVar
1941	600
1042	600
1051	1100
1991	700
1092	600
1931	200
1971	100
1921	0
1922	0
1073	300
1072	100
1061	0

Tabela 5.15 – Tensões resultantes do cálculo de fluxo de carga para N=40, Nel=12, um=1200 KVar, sigma=600 kVar, erro=50 kVar, iterações=15 e Perdas Totais=741,023 kW.

Barra	V1 (kV)	V1 (pu)
1000	50.64	0.9967
1300	7.812	0.9805
2300	0.2767	0.9985
2400	0.2764	0.9975
2100	8.035	1.0085
2200	7.956	0.9986
1061	7.859	0.9864
1062	7.936	0.9961
1931	7.902	0.9918
1032	7.92	0.9941
1031	7.849	0.9851
1073	7.934	0.9959
1072	7.888	0.99
1071	7.851	0.9854
1971	7.832	0.983
1081	7.952	0.9981
1051	8.009	1.005
1054	7.996	1.004
1052	8.004	1.005
1053	8.003	1.004
1041	7.983	1.002
1941	7.903	0.9919
1042	7.824	0.9820
1043	7.848	0.985
1021	7.943	0.9969
1921	7.827	0.9823
1022	7.807	0.9799
1023	7.728	0.9701
1922	7.796	0.9785
1091	7.928	0.9951
1024	7.718	0.9687
1091	7.876	0.9886
1991	7.797	0.9787
1092	7.719	0.9689
1093	7.642	0.9592

5.1.10 Discussão dos Casos 1 ao 4

Os casos de estudo se dividiram em dois grupos. Caso 1 e 2 consideram o carregamento na maior demanda, enquanto que os Casos 3 e 4 analisam o período de menor demanda da carga. Por sua vez, estes grupos são subdivididos em simulações com bancos de capacitores fixos (Casos 1 e 3) e capacitores chaveados (Casos 2 e 4). Nos Casos 2 e 4, o algoritmo de Entropia Cruzada está presente, ou seja, ocorre minimização da função objetivo perdas do sistema elétrico. A Figura 5.6 resume as simulações que foram realizadas.

		Período	
		Maior Demanda	Menor Demanda
Tipo de Capacitor	Chaveado	Caso 2 2 simulações N=20: Perdas 687,54 kW N=40: Perdas 681,37 kW	Caso 4 2 simulações N=20: Perdas 747,80 kW N=40: Perdas 741,02 kW
	Fixo	Caso 1 Perdas 1470,50 kW	Caso 3 Perdas 2681,20 kW

Figura 5.6 – Consolidado de resultados.

Como pode ser observado na Figura 5.6, quando é acoplado ao OpenDSS o método de otimização Entropia Cruzada, há diminuição significativa nas perdas totais do sistema, ou seja, há aproximadamente 72% de queda no seu valor (comparação entre Caso 3 e Caso 4 para N igual a 40). Além disto, nos casos onde

os capacitores são chaveados, as tensões da rede elétrica permanecem dentro do limite de operação adequada, como visto nas Tabelas 5.6, 5.9, 5.12 e 5.15. Observa-se, também, que há uma relação entre tamanho da amostra N com o valor de perdas obtido, o que deve ser melhor analisado considerando o tamanho da amostra de elite em cada simulação.

Para este sistema de 36 barras, o algoritmo teve o mínimo de 9 iterações (Figura 4.2) e o máximo de 15 iterações (Figura 4.5). O tempo computacional em todas simulações foi de aproximadamente 1 minuto o que é justificado pelo critério de parada de 50 kVAr. Isto é, os bancos de capacitores podem apresentar valores múltiplos de 100 kVAr, dentro da faixa de variação 0 a 1200 kVAr, assim o desvio padrão da amostra de convergência deve possuir sigma menor ou igual a 50 kVAr para que o algoritmo finalize. Com critério de parada de 50 kVAr, os “saltos” do algoritmo são maiores e chegam rapidamente ao ótimo local do problema, o que levaria um tempo maior caso os bancos de capacitores possuíssem faixa de variação contínua e o critério de parada fosse 0,001, por exemplo.

Por fim, é importante explicar os resultados não esperados obtidos, onde as perdas no período de menor demanda, em todas as simulações, foram maiores do que o período de maior demanda. O motivo para isto se baseia na presença exacerbada de bancos de capacitores (12 BCO) que no estado de alívio de carga (menor demanda) tornam o sistema capacitivo, de tal forma, que a potência reativa injetada na linha de distribuição é mais do que o necessário para compensação energética. Uma solução simples, para sanar este problema, seria a retirada dos bancos de capacitores C8 e C9 e o ajuste do valor de μ de 1200 kVAr para 600 kVAr.

5.1.11 Seleção de N e Nel para demais simulações

Conforme observado nos casos de estudos citados nas seções anteriores, os resultados para perdas elétricas e fluxo de carga são sensíveis a relação tamanho da amostra (N) e amostra de elite (Nel). Com o propósito de obter o melhor ajuste nos parâmetros do sistema de otimização, realizaram-se simulações para taxas de elitização de 10%, 20% e 30%.

Desta forma, na Tabela 5.16 mostram-se todos resultados alcançados e nas Figuras 5.7 e 5.8 a sumarização dos mesmos. Para taxa de elitização de 10%, o algoritmo convergiu mais rápido (média de 8 iterações) e obtiveram-se menores perdas (433 kW na relação N igual a 50 e Nel igual a 5). No entanto, na taxa de elitização de 20% a média de perdas elétricas foi menor (440 kW). Por fim, em 30% de elitização, os valores foram intermediários em relação às duas outras taxas. Como o tempo de todas as simulações foi menor do que 1 minuto, optou-se por escolher a taxa de elitização de 20%, tamanho da amostra N igual a 50 e amostra de elite igual a 10, conforme destacado em amarelo na Tabela 5.16 e nas Figuras 5.7 e 5.8. Acrescenta-se, que, exceto na simulação 1, os valores para os capacitores 8 e 9 são sempre iguais a 0 kVAr.

Tabela 5.16 – Resultados simulação taxas de elitização 10%, 20 e 30%

N/Nel	Simulação	N	Nel	Iterações	Perdas (kW)	Bancos de Capacitores											
						C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12
10%	1	10	1	1	491	200	500	800	1200	800	1200	1200	1200	0	1200	1200	400
	2	20	2	5	438	500	1200	1200	600	1200	900	800	0	0	900	300	600
	3	30	3	7	440	100	1200	300	900	800	1000	300	0	0	1200	1100	900
	4	40	4	9	438	900	200	1000	1100	800	600	400	0	0	1200	1000	600
	5	50	5	10	433	800	1200	1000	400	1200	400	500	0	0	1200	700	800
	6	100	10	13	436	700	900	1000	600	900	800	300	0	0	1200	700	900
					Média	500	900	900	800	950	800	600	200	0	1150	800	700
20%	7	10	2	4	457	200	200	1100	1000	600	900	800	0	0	1100	1100	1000
	8	20	4	10	437	600	1000	1100	500	900	600	800	0	0	1100	500	900
	9	30	6	11	438	300	1000	800	800	1100	800	500	0	0	1200	700	900
	10	40	8	15	437	600	800	900	800	900	800	700	0	0	1200	700	600
	11	50	10	13	435	700	700	1100	600	1100	600	600	0	0	1200	600	800
	12	100	20	17	438	600	1000	1000	600	700	600	700	0	0	1200	800	800
					Média	500	800	1000	700	900	700	700	0	0	1200	700	800
30%	13	10	3	7	456	700	300	1200	900	700	600	800	0	0	1100	1100	1000
	14	20	6	11	436	300	800	1200	300	1200	600	1000	0	0	1200	500	700
	15	30	9	14	434	700	1000	800	600	1100	400	700	0	0	1200	500	1000
	16	40	12	15	438	600	800	900	800	1000	1100	300	0	0	1200	800	600
	17	50	15	23	440	600	600	1000	800	900	800	600	0	0	1200	400	1100
	18	100	30	21	440	700	700	1100	700	600	500	800	0	0	1200	700	900
					Média	600	700	100	700	900	700	700	0	0	1200	700	900

Figura 5.7 – Média de Perdas Elétricas por Elitização.

Figura 5.8 – Média de Perdas Elétricas por Elitização.

5.1.12 Simulação Geração Distribuída e Regulador de Tensão

De acordo com a Figura 5.1, o sistema com 36 barras possui dois grupos geradores localizados, respectivamente, nas barras 2100 e 2200. Acrescentaram-se 8 reguladores de tensão nas barras 1200, 1300, 1051, 1041, 1021, 1091, 2100 e 2200 e simulou-se o sistema em dois pontos de operação (com geração distribuída e regulador de tensão; sem geração distribuída e regulador de tensão).

Resultados para as perdas elétricas estão na Tabela 5.17 e Figura 5.9. Como observado, quando sistema opera sem geração distribuída e regulador de tensão, as perdas elétricas são menores (416 kW). Interessante destacar que com e sem GD e RT, o comportamento do algoritmo é similar em ambas as simulações, provendo redução nas perdas elétricas de até 20% (ou 102kW). Nos dois casos, também, o valor do banco de capacitores C8 e C9 dimensionado é 0 kVAr. Uma justificativa para operar o sistema com GD e RT, seria a melhoria do perfil de tensão nas barras do sistema, houve um aumento médio de 4% na tensão, o que é mostrado na Tabela 5.18.

Figura 5.9 – Comportamento algoritmo geração distribuída e regulador de tensão.

Tabela 5.17 – Simulação geração distribuída e reguladores de tensão.

Simulação	Iteração	Perdas (kW)	Bancos de Capacitores											
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12
Sem GD Sem RT	1	518	600	400	100	200	0	800	100	0	0	500	100	600
	2	452												
	3	439												
	4	426												
	5	421												
	6	420												
	7	419												
	8	417												
	9	417												
	10	416												
	11	416												
	12	416												
	13	416												
	14	416												
	15	416												
	16	416												
Com GD Com RT	1	511	800	700	900	400	1100	700	400	0	0	1200	400	900
	2	443												
	3	431												
	4	430												
	5	430												
	6	429												
	7	429												
	8	429												
	9	428												
	10	429												
	11	428												
	12	428												
	13	428												
	14	429												
	15	427												

Tabela 5.18 – Perfil de tensão sem (V1) e com (V1') geração distribuída e reguladores de tensão.

Barra	V1 (pu)	V1' (pu)	V1'/V1
1000	0,9921	1,001	1%
1300	0,9894	1,019	3%
1200	0,9857	1,014	3%
1061	0,9803	1,014	3%
1062	0,9657	1,002	4%
2200	0,9606	0,9986	4%
1032	0,9685	1,004	4%
1931	0,9725	1,007	4%
1031	0,9806	1,012	3%
2100	0,955	0,9923	4%
1073	0,9646	1,003	4%
1072	0,9692	1,004	4%
1071	0,975	1,008	3%
1971	0,9784	1,01	3%
1081	0,9605	0,9959	4%
1051	0,9521	0,9916	4%
1054	0,9504	0,9899	4%
1052	0,9515	0,991	4%
1053	0,9514	0,9909	4%
1041	0,9434	0,9805	4%
1941	0,9368	0,9738	4%
1042	0,9249	0,9616	4%
1043	0,9189	0,9554	4%
1021	0,9593	0,9975	4%
1921	0,9486	0,9882	4%
1022	0,9462	0,9861	4%
1023	0,9406	0,9806	4%
1922	0,9449	0,9851	4%
1024	0,9364	0,9767	4%
1091	0,9543	0,9951	4%
1991	0,9532	0,9945	4%
1092	0,9491	0,9916	4%
1093	0,944	0,9866	5%

5.1.13 Sistema com curva de carga de 10 pontos

De acordo com as sessões anteriores, os valores escolhidos para número da amostra inicial N e amostra de elite N_{el} , são respectivamente, 50 e 10, isto é, uma taxa de elitização de 20%. A justificativa para tal escolha é porque as perdas elétricas são menores nesta configuração. Foi mostrada também, a diferença dos resultados quando o sistema opera na presença e ausência de geradores distribuídos e reguladores de tensão. Na primeira opção, as perdas elétricas são maiores, porém a tensão nas barras do sistema apresentam valores mais próximos de 1 pu, o que é invertido no segundo ponto de operação, isto é, perdas menores e valores mais distantes de 1 pu são obtidos, quando o sistema de 36 barras é simulado sem GD e RT.

Partindo deste entendimento – taxa de elitização de 20% (N igual a 50 e N_{el} igual a 10) e geradores distribuídos e reguladores de tensão presentes no sistema – construiu-se 22 curvas, com dados fictícios, para as 22 cargas trifásicas e balanceadas.

Na Tabela 5.19, há os valores de potência ativa (kW) e potência reativa (kVAr) para cada carregamento. Considera-se que 10% é o carregamento leve da linha e 100% se aplica ao carregamento de plena carga. Para cada nível de carregamento, simulou-se o sistema, obtendo a configuração dos bancos de capacitores, perdas elétricas e tensão em pu nas barras. Mais um vez, a interface OpenDSS-Python se mostrou prática e simples quanto ao manuseio dos dados adquiridos e implementação dos ajustes mencionados.

Tabela 5.19 – Curva de carga de 10 pontos por barra do sistema com valores percentuais do nível de carregamento.

Barra	10%		20%		30%		40%		50%		60%		70%		80%		90%		100%	
1031	3	1	6	2	9	3	12	4	15	5	18	6	21	7	24	8	27	9	30	10
1032	62	20	124	40	186	60	248	80	310	100	372	120	434	140	496	160	558	180	620	200
1061	20	10	40	20	60	30	80	40	100	50	120	60	140	70	160	80	180	90	200	100
1062	13	4	26	8	39	12	52	16	65	20	78	24	91	28	104	32	117	36	130	40
1071	21	7	42	14	63	21	84	28	105	35	126	42	147	49	168	56	189	63	210	70
1072	79	26	158	52	237	78	316	104	395	130	474	156	553	182	632	208	711	234	790	260
1073	9	3	18	6	27	9	36	12	45	15	54	18	63	21	72	24	81	90	30	30
1081	91	30	182	60	273	90	364	120	455	150	546	180	637	210	728	240	819	270	910	300
1021	26	9	52	18	78	27	104	36	130	45	156	54	182	63	208	72	234	81	260	90
1022	159	52	318	104	477	156	636	208	795	260	954	312	1113	364	1272	416	1431	468	1590	520
1023	82	27	164	54	246	81	328	108	410	135	492	162	574	189	656	216	738	243	820	270
1024	199	6.5	398	13	597	19.5	796	26	995	32.5	1194	39	1393	45.5	1592	52	1791	58.5	1990	65
1041	34	11	68	22	102	33	136	44	170	55	204	66	238	77	272	88	306	99	340	110
1042	221	73	442	146	663	219	884	292	1105	365	1326	438	1547	511	1768	584	1989	657	2210	730
1043	168	55	336	110	504	165	672	220	840	275	1008	330	1176	385	1344	440	1512	495	1680	550
1051	64	21	128	42	192	63	256	84	320	105	384	126	448	147	512	168	576	189	640	210
1052	45	15	90	30	135	45	180	60	225	75	270	90	315	105	360	120	405	135	450	150
1053	9	3	18	6	27	9	36	12	45	15	54	18	63	21	72	24	81	27	90	30
1054	103	34	206	68	309	102	412	136	515	170	618	204	721	238	824	272	927	306	1030	340
1091	211	69	422	138	633	207	844	276	1055	345	1266	414	1477	483	1688	552	1899	621	2110	690
1092	248	81	496	162	744	243	992	324	1240	405	1488	486	1736	567	1984	648	2232	729	2480	810
1093	33	11	66	22	99	33	132	44	165	55	198	66	231	77	264	88	297	99	330	110

Na Figura 5.10, há a sintetização das perdas elétricas por nível de carregamento da linha. Quando carregamento está entre 10% e 50%, as perdas ótimas foram as mesmas, 411 kW. Temos diferentes valores entre 60% e 100%, sendo que neste último, as perdas elétricas foram as maiores registradas, 427 kW. Destaca-se que em todos os níveis de carregamento houve o ajuste, pelo algoritmo de otimização, da configuração dos bancos de capacitores, o que representou redução média de 20% nas perdas elétricas do sistema.

Figura 5.10 – Carregamento x Perdas – Sistema 36 barras.

Além disto, obteve-se, para cada nível de carregamento, a tensão nas barras do sistema. Na Tabela 5.20 e Figura 5.11 isto pode ser observado. A menor tensão em pu, de acordo com a Figura 5.11, é registrada na barra 1043 quando o mesmo se encontra a 30% de sua plena carga, sendo o valor igual a 0,9120 pu. Em plena carga, 100%, o valor de tensão registrada nesta mesma barra é de 0,9554. Em contrapartida, a barra com maior tensão é a 1300, com valor em pu de 1,019.

Tabela 5.20 – Tensão (pu) nas barras por carregamento – Sistema 36 barras.

Barra	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1000	0,9905	0,9903	0,9899	0,9899	0,9899	0,991	0,9934	0,9963	0,9979	1,001
1300	0,9802	0,9792	0,9805	0,9805	0,9805	0,9841	0,9909	1	1,008	1,019
1200	0,9839	0,9837	0,9797	0,9797	0,9797	0,9835	0,9937	1,004	1,007	1,014
1061	0,9704	0,9693	0,9708	0,9708	0,9708	0,9746	0,9819	0,993	1,002	1,014
1062	0,9542	0,9529	0,9548	0,9548	0,9548	0,959	0,9671	0,9785	0,9883	1,002
2200	0,9478	0,9464	0,9486	0,9486	0,9486	0,9532	0,9618	0,9734	0,9839	0,9986
1032	0,9558	0,9546	0,9564	0,9564	0,9564	0,9611	0,9698	0,9806	0,9902	1,004
1931	0,9598	0,9586	0,9604	0,9603	0,9603	0,9651	0,9738	0,9843	0,9937	1,007
1031	0,9699	0,9688	0,9703	0,9703	0,9703	0,9744	0,982	0,9919	1	1,012
2100	0,9554	0,9552	0,9486	0,9486	0,9486	0,9538	0,9669	0,9773	0,9835	0,9923
1073	0,9633	0,9631	0,9578	0,9578	0,9578	0,9626	0,9763	0,9888	0,9935	1,003
1072	0,9671	0,9669	0,9621	0,9621	0,9621	0,9667	0,9795	0,9913	0,9956	1,004
1071	0,9728	0,9726	0,9681	0,9681	0,9681	0,9724	0,9844	0,9962	1	1,008
1971	0,9761	0,9759	0,9715	0,9715	0,9715	0,9757	0,9872	0,999	1,002	1,01
1081	0,9604	0,9603	0,9543	0,9543	0,9543	0,9592	0,9716	0,9819	0,9875	0,9959
1051	0,9536	0,9534	0,9458	0,9458	0,9458	0,9515	0,9653	0,9752	0,9825	0,9916
1054	0,9518	0,9517	0,9441	0,9441	0,9441	0,9498	0,9635	0,9735	0,9808	0,9899
1052	0,953	0,9528	0,9452	0,9452	0,9452	0,9509	0,9646	0,9746	0,9819	0,991
1053	0,9528	0,9526	0,945	0,945	0,945	0,9508	0,9645	0,9744	0,9817	0,9909
1041	0,9437	0,9436	0,9371	0,9371	0,9371	0,9423	0,9552	0,9655	0,9716	0,9805
1941	0,9372	0,937	0,9306	0,9306	0,9306	0,9357	0,9485	0,9587	0,9649	0,9738
1042	0,9253	0,9251	0,9188	0,9188	0,9188	0,9238	0,9365	0,9465	0,9526	0,9616
1043	0,9193	0,9192	0,9129	0,9129	0,9129	0,9179	0,9304	0,9404	0,9464	0,9554
1021	0,9463	0,9448	0,9471	0,9471	0,9471	0,9517	0,9603	0,9721	0,9827	0,9975
1921	0,9336	0,9321	0,9344	0,9348	0,9348	0,9393	0,9483	0,9609	0,9726	0,9882
1022	0,9312	0,9298	0,932	0,9326	0,9326	0,937	0,9459	0,9587	0,9705	0,9861
1023	0,9257	0,9243	0,9265	0,9271	0,9271	0,9315	0,9404	0,9531	0,9649	0,9806
1922	0,9299	0,9285	0,9307	0,9313	0,9313	0,9358	0,9447	0,9576	0,9694	0,9851
1024	0,9216	0,9202	0,9224	0,923	0,923	0,9274	0,9363	0,949	0,9609	0,9767
1091	0,9416	0,9398	0,9428	0,9424	0,9424	0,9473	0,9562	0,968	0,979	0,9951
1991	0,9405	0,9386	0,9418	0,9413	0,9413	0,9462	0,9553	0,9671	0,9782	0,9945
1092	0,9355	0,9333	0,9364	0,9357	0,9357	0,9412	0,9504	0,9623	0,974	0,9916
1093	0,9304	0,9283	0,9314	0,9307	0,9307	0,9361	0,9453	0,9572	0,969	0,9866

Figura 5.11 – Tensão (pu) nas barras por carregamento – Sistema 36 barras.

A configuração dos bancos de capacitores por carregamento está na Tabela 5.21. Interessante notar que para níveis menores de carregamento, a configuração dos BC é pouco alterada, o que não ocorre com carregamento entre 60% e 100%. Além disto, de acordo com a Figura 5.12, a potência reativa total dos bancos de capacitores decresce no trecho 10%-30% com a manutenção das perdas elétricas de 411 kW, se mantém constante no trecho 30%-50% e é ascendente no carregamento de 60% ao 100%, com aumento das perdas.

Estes resultados mostram uma sensibilidade maior do algoritmo de otimização para níveis elevados de carregamento e um comportamento não convencional quando o sistema está com menor demanda. Para correção desta não conformidade, seria importante realizar ajustes manuais na configuração dos bancos de capacitores. Por fim, em todos os níveis de carregamento, a potência reativa registrada dos BC C8 e C9, é 0 kVAr, resultado já encontrado em outras sessões.

Figura 5.12 – Carregamento x Potência Reativa Total dos Bancos de Capacitores – Sistema 36 barras.

Tabela 5.21 – Bancos de capacitores por carregamento – Sistema 36 barras.

Carregamento	Perdas (kW)	Bancos de Capacitores												Novas Configurações
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	
10%	411	100	100	100	100	100	300	100	0	0	900	500	200	
20%	411	100	100	100	100	100	300	100	0	0	900	500	100	1
30%	411	100	100	100	100	100	300	100	0	0	500	700	100	2
40%	411	100	100	100	100	100	300	200	0	0	500	700	0	1
50%	411	100	100	100	100	100	300	200	0	0	500	700	0	0
60%	412	300	100	100	200	100	300	200	0	0	700	600	200	5
70%	416	600	200	400	400	100	400	200	0	0	900	600	300	7
80%	421	600	900	800	200	600	400	400	0	0	700	600	300	6
90%	422	700	600	700	400	800	600	400	0	0	1100	500	500	9
100%	427	800	700	900	400	1100	700	400	0	0	1200	400	900	8

5.2 Sistema IEEE 13 barras desbalanceado

Os próximos resultados se basearam nos dados do sistema IEEE 13 barras, mostrado na Figura 5.13, que se caracteriza por ser trifásico, desbalanceado, tensão fase-fase da subestação de 115 kV e possuir 15 cargas espalhadas ao longo de sua topologia. No mesmo, não há transformadores e geradores distribuídos, apenas um regulador de tensão na barra RG60 e dois bancos de capacitores, C1 trifásico de 600 kVAr na barra 675 e C2 monofásico de 100 kVAr na barra 611 fase C.

Simulou-se o sistema para curva de carga de 10 pontos (10% carga leve e 100% plena carga), obteve-se a perdas elétricas, configuração dos bancos de capacitores e tensão fase-neutro nas barras.

Figura 5.13 – Sistema IEEE 13 barras.

Ajustou-se os parâmetros N, tamanho da amostra, e Nel, amostra de elite, do algoritmo de otimização para 20 e 5, respectivamente, com taxa de elitização de 25%. Esta necessidade de um novo *setup*, foi devido ao comportamento inadequado do algoritmo com os parâmetros N e Nel configurados anteriormente para o sistema 35 barras. Isto é, tal necessidade identifica que o algoritmo é sensível ao tamanho do sistema e quantidade de variáveis controladas.

Na Figura 5.14 temos os valores das perdas elétricas por carregamento. No trecho 10%-80%, registrou-se 104 kW, enquanto que no trecho 90%-100%, as perdas tiveram um aumento de 1 kW.

Figura 5.14 – Carregamento x Perdas – Sistema 13 barras.

A Tabela 5.22 mostra a configuração dos bancos C1 e C2 para cada carregamento. Assim como nas perdas, não houve alteração nos valores entre 10% e 80%. Apenas o banco C1 ajustou-se para 800 kVAr tanto no carregamento de 90% quanto no de 100%. A potência reativa total dos bancos de capacitores é apresentada na Figura 5.15. Para os carregamento entre 10% e 80%, 1400 kVAr (104 kW de perdas), e para os carregamentos 90% e 100%, 1300 kVAr (105 kW de perdas).

Tabela 5.22 – Bancos de capacitores por carregamento – Sistema 13 barras.

Carregamento	Perdas (kW)	Bancos de Capacitores		Novas Configurações
		C1	C2	
10%	104	900	500	
20%	104	900	500	0
30%	104	900	500	0
40%	104	900	500	0
50%	104	900	500	0
60%	104	900	500	0
70%	104	900	500	0
80%	104	900	500	0
90%	105	800	500	1
100%	105	800	500	0

Figura 5.15 – Carregamento x Potência Total Bancos de Capacitores – Sistema 13 barras.

A tensão fase-neutro, ângulo de fase, tensão fase-fase e ângulo entre fases nas barras para carregamento 10%, 50% e 100% se encontram na Tabela 5.23. O nível de carregamento pouco interfere no fluxo de carga do sistema e não há violação dos limites de operação 0,93 e 1,05 pu em todos casos.

Percebe-se o desbalanceamento do sistema pela diferença entre os módulos das tensões de uma mesma barra. Isto fica melhor explicado, analisando a Figura 5.16. Nesta, todas as tensões fase-neutro em pu da fase a, b e c são registradas. O desbalanceamento de tensão é mais crítico na barra 675, onde se observa 5% entre fase a e b, 1% entre fase b e c e 4% entre fase a e c. O ângulo entre as fases é 120° .

Figura 5.16 – Tensão Fase-Neutro em pu – Carregamento 10% - Sistema 13 barras.

Tabela 5.23 – Tensão (pu) nas barras por carregamento – Sistema 13 barras.

Barra	Ângulo (°)	V _m (pu)	Ângulo (°)	V _f (pu)	Ângulo (°)	V _m (pu)	Ângulo (°)	V _f (pu)	Ângulo (°)	V _m (pu)	Ângulo (°)	V _f (pu)
Subestação - a	30	0,99999	60	1	30	0,99999	60	1	30	0,99998	60	1
Subestação - b	-90	1	-60	1	-90	1	-60	1	-90	1	-60	1
Subestação - c	150	0,99999	180	0,99997	150	0,99999	180	0,99997	150	0,99999	180	0,99997
650 - a	0	0,99994	30	0,99996	0	0,99994	30	0,99996	0	0,99993	30	0,99995
650 - b	-120	1	-90	1	-120	1	-90	1	-120	1	-90	1
650 - c	120	1	150	0,99997	120	1	150	0,99997	120	1	150	0,99996
RG60 - a	0	1,0561	29,7	1,0467	0	1,0561	29,7	1,0467	0	1,0561	29,7	1,0467
RG60 - b	-120	1,0374	-89,9	1,0406	-120	1,0374	-89,9	1,0406	-120	1,0374	-89,9	1,0406
RG60 - c	120	1,0437	150,2	1,0499	120	1,0437	150,2	1,0499	120	1,0437	150,2	1,0499
633 - a	-2	1,0143	28	1,0189	-2	1,0143	28	1,0189	-2	1,0131	28	1,0176
633 - b	-122,2	1,0213	-92,5	1,0255	-122,2	1,0213	-92,5	1,0255	-122,2	1,0199	-92,5	1,0239
633 - c	117,1	1,0222	147,4	1,0134	117,1	1,0222	147,4	1,0134	117,1	1,0206	147,4	1,012
634 - a	-2,7	0,99023	27,5	0,99646	-2,7	0,99023	27,5	0,99646	-2,6	0,989	27,6	0,99517
634 - b	-122,7	1,0026	-93	1,0067	-122,7	1,0026	-93	1,0067	-122,7	1,0012	-93	1,0051
634 - c	116,6	1,0035	146,7	0,9932	116,6	1,0035	146,7	0,9932	116,6	1,0019	146,8	0,99177
671 - a	-4,1	0,9878	27,1	1,0039	-4,1	0,9878	27,1	1,0039	-4,1	0,98537	27,1	1,0014
671 - b	-123,2	1,0293	-94,4	1,035	-123,2	1,0293	-94,4	1,035	-123,1	1,0265	-94,4	1,0318
671 - c	114,7	1,0192	144,8	0,99751	114,7	1,0192	144,8	0,99751	114,8	1,0159	144,8	0,99468
645 - b	-122,3	1,014	144,8	0,99751	-122,3	1,014	144,8	0,99751	-122,3	1,0126	144,8	0,99468
645 - c	117,1	1,0229			117,1	1,0229			117,1	1,0212		
646 - b	-122,4	1,0123	117,1	0,59055	-122,4	1,0123	117,1	0,59055	-122,4	1,0109	117,1	0,58962
646 - c	117,1	1,0208			117,1	1,0208			117,2	1,0192		
692 - a	-4,1	0,9878	27,1	1,0039	-4,1	0,9878	27,1	1,0039	-4,1	0,98537	27,1	1,0014
692 - b	-123,2	1,0293	-94,4	1,035	-123,2	1,0293	-94,4	1,035	-123,1	1,0265	-94,4	1,0318
692 - c	114,7	1,0192	144,8	0,99751	114,7	1,0192	144,8	0,99751	114,8	1,0159	144,8	0,99468
675 - a	-4,4	0,98201	26,9	1,0021	-4,4	0,98201	26,9	1,0021	-4,3	0,97935	27	0,99937
675 - b	-123,4	1,0322	-94,6	1,0351	-123,4	1,0322	-94,6	1,0351	-123,4	1,0291	-94,5	1,0316
675 - c	114,7	1,0183	144,5	0,99552	114,7	1,0183	144,5	0,99552	114,7	1,0148	144,6	0,99242
611 - c	113,9	1,0261			113,9	1,0261			113,9	1,0228		
652 - a	-3,9	0,98017			-3,9	0,98017			-3,9	0,97777		
670 - a	-2,6	1,0078	27,7	1,0154	-2,6	1,0078	27,7	1,0154	-2,6	1,0062	27,7	1,0137
670 - b	-122,5	1,0244	-93,2	1,0296	-122,5	1,0244	-93,2	1,0296	-122,5	1,0225	-93,2	1,0274
670 - c	116,2	1,0216	146,6	1,0087	116,2	1,0216	146,6	1,0087	116,2	1,0194	146,6	1,0069
632 - a	-1,9	1,0173	28,1	1,0215	-1,9	1,0173	28,1	1,0215	-1,9	1,0161	28,1	1,0202
632 - b	-122,2	1,0233	-92,5	1,028	-122,2	1,0233	-92,5	1,028	-122,1	1,0218	-92,5	1,0264
632 - c	117,1	1,0248	147,5	1,0159	117,1	1,0248	147,5	1,0159	117,1	1,0232	147,5	1,0145
680 - a	-4,1	0,9878	27,1	1,0039	-4,1	0,9878	27,1	1,0039	-4,1	0,98537	27,1	1,0014
680 - b	-123,2	1,0293	-94,4	1,035	-123,2	1,0293	-94,4	1,035	-123,1	1,0265	-94,4	1,0318
680 - c	114,7	1,0192	144,8	0,99751	114,7	1,0192	144,8	0,99751	114,8	1,0159	144,8	0,99468
684 - a	-4	0,98574			-4	0,98574			-4	0,98332		
684 - c	114,3	1,0226	144,5	0,99561	114,3	1,0226	144,5	0,99561	114,4	1,0193	144,6	0,99278

5.3 Sistema IEEE 123 barras desbalanceado

Com o propósito de se estudar o comportamento do algoritmo de otimização para sistemas maiores, implementou-se no OpenDSS o sistema IEEE 123 barras. Sua topologia pode ser observada na Figura 5.17. Este sistema é trifásico e desbalanceado, possui 114 cargas trifásicas distribuídas ao longo da rede. A subestação de 4,16 kV se encontra na barra 150. Bancos de capacitores de 600 kVAr cada estão presentes nas barras 83 (C1), 88 (C2), 90 (C3) e 92 (C4). Além disso, há quatro reguladores de tensão localizados nas barras 150R, 9R, 25R e 160R.

Simulou-se o sistema, obtendo tensão nas barras, comportamento do algoritmo, perdas elétricas e configuração dos bancos de capacitores.

Figura 5.17 – Sistema IEEE 123 barras.

Com taxa de elitização de 20%, ou seja, N , tamanho da amostra inicial, igual a 50 e N_{el} , tamanho da amostra de elite, igual a 10, o comportamento do algoritmo de otimização é mostrado na Figura 5.18. O algoritmo convergiu com dez iterações, registrando 258 kW de perdas iniciais e convergindo para 97 kW de perdas elétricas totais do sistema. Nesta situação, a potência reativa dos bancos de capacitores foi de 500 kVAr (C1), 300 kVAr (C2), 200 kVAr (C3) e 300 kVAr (C4). Nota-se que o algoritmo de otimização proporcionou redução de 62,40% nas perdas elétricas do sistema. Não houve pontos espúrios nesta simulação como evidenciado nos resultados anteriores, mas sempre um direcionamento para menores perdas em cada iteração. Os dados consideram o sistema operando em plena carga.

Figura 5.18 – Comportamento Algoritmo Otimização para Sistema IEEE 123 barras.

Na Figura 5.19 é identificado por cores as tensões nas barras do sistema. Em azul, barras com tensão acima de 1,02 pu. Em verde, barras com tensão entre 1,0 e 1,02 pu. Em vermelho, barras com tensão abaixo de 1,0 pu. Nas barras dos bancos de capacitores, os valores estão acima entre 1,0 pu e 1,02 pu. Os reguladores de tensão 25R e 160R registraram tensões abaixo de 1,0 pu. Na Tabela 5.24 estão as tensões fase-neutro e fase-fase de todas as barras do sistema.

Portanto, os resultados foram de acordo com o esperado, não havendo necessidade de ajuste nos parâmetros N e Nel (taxa de elitização). Mesmo para um sistema com quantidade maior de barras, o algoritmo de otimização convergiu em aproximadamente um minuto.

Figura 5.19 – Identificação das tensões nas barras. Azul: barras com tensão acima de 1,02 pu. Verde: barras com tensão entre 1,0 e 1,02 pu. Vermelho: barras com tensão abaixo de 1,0 pu.

Tabela 5.24 – Tensão fase-neutro e fase-fase para o sistema 123 barras.

Barra	Ângulo (°)	Vfn (pu)	Ângulo (°)	Vff (pu)
SUBESTAÇÃO a	0	0,99999	30	0,99999
SUBESTAÇÃO b	-120	1	-90	1
SUBESTAÇÃO c	120	1	150	1
150R a	0	1,0375	30	1,0375
150R b	-120	1,0375	-90	1,0375
150R c	120	1,0375	150	1,0375
149 a	0	1,0375	30	1,0375
149 b	-120	1,0375	-90	1,0375
149 c	120	1,0375	150	1,0375
1 a	-0,7	1,0275	29,6	1,0295
1 b	-120,3	1,0353	-90,5	1,0337
1 c	119,5	1,0306	149,4	1,0302
2 b	-120,3	1,0351		
3 c	119,5	1,029		
7 a	-1,2	1,0201	29,3	1,0238
7 b	-120,6	1,0338	-90,8	1,0312
7 c	119,2	1,0264	148,9	1,0254
a c	119,5	1,0284		
5 c	119,5	1,0277		
6 c	119,5	1,027		
8 a	-1,5	1,0153	29,2	1,02
8 b	-120,7	1,0328	-91	1,0295
8 c	119	1,0236	148,6	1,0222
12 b	-120,7	1,0325		
9 a	-1,6	1,0138		
12 a	-2	1,0092	28,9	1,0148
12 b	-121	1,0308	-91,3	1,027
12 c	118,7	1,0195	148,2	1,0177
9R a	-1,6	1,0075		
14 a	-1,6	1,0058		
34 c	118,6	1,0185		
18 a	-2,4	1,0002	28,6	1,0074
18 b	-121,2	1,0267	-91,6	1,0203
18 c	118,6	1,0121	147,9	1,0112
11 a	-1,6	1,0052		
10 a	-1,6	1,0055		
15 c	118,6	1,0181		
16 c	118,6	1,0172		
17 c	118,6	1,0177		

Barra	Ângulo (°)	Vfn (pu)	Ângulo (°)	Vff (pu)
19 a	-2,4	0,99886		
21 a	-2,5	0,99962	28,6	1,0069
21 b	-121,2	1,0267	-91,6	1,0198
21 c	118,6	1,0109	147,9	1,0105
20 a	-2,5	0,99801		
22 b	-121,3	1,0253		
23 a	-2,5	0,9992	28,6	1,0065
23 b	-121,2	1,0271	-91,6	1,0196
23 c	118,6	1,0098	147,9	1,0099
24 c	118,5	1,0084		
25 a	-2,6	0,99854	28,6	1,006
25 b	-121,2	1,0276	-91,6	1,0195
25 c	118,6	1,0089	147,8	1,0094
25R a	-2,6	1,0048		
25R c	118,6	1,0026	148	1,0094
26 a	-2,6	1,0045		
26 c	118,6	1,0021	148	1,0091
28 a	-2,6	0,99817	28,6	1,0058
28 b	-121,2	1,0278	-91,6	1,0194
28 c	118,6	1,0086	147,8	1,0092
27 a	-2,6	1,0042		
27 c	118,6	1,0021	148	1,009
31 c	118,5	1,0015		
33 a	-2,6	1,0028		
29 a	-2,6	0,998	28,6	1,0057
29 b	-121,2	1,028	-91,6	1,0193
29 c	118,6	1,0081	147,8	1,009
30 a	-2,6	0,99826	28,6	1,0057
30 b	-121,2	1,0279	-91,7	1,0192
30 c	118,5	1,0077	147,8	1,0088
250 a	-2,6	0,99826	28,6	1,0057
250 b	-121,2	1,0279	-91,7	1,0192
250 c	118,5	1,0077	147,8	1,0088
32 c	118,5	1,0011		
35 a	-2,5	0,9974	28,5	1,0047
35 b	-121,3	1,0241	-91,6	1,0183
35 c	118,5	1,011	147,8	1,0094
36 a	-2,5	0,99646	28,5	1,0042
36 b	-121,4	1,0237		

Barra	Ângulo (°)	Vfn (pu)	Ângulo (°)	Vff (pu)
40 a	-2,5	0,99588	28,5	1,0035
40 b	-121,4	1,023	-91,6	1,0172
40 c	118,5	1,01	147,8	1,0081
37 a	-2,5	0,99568		
38 b	-121,4	1,023		
39 b	-121,4	1,0226		
41 c	118,5	1,0096		
42 a	-2,6	0,99428	28,5	1,0022
42 b	-121,4	1,0219	-91,7	1,0162
42 c	118,5	1,0091	147,7	1,0068
43 b	-121,4	1,0205		
44 a	-2,6	0,99319	28,5	1,0013
44 b	-121,4	1,0212	-91,7	1,0154
44 c	118,4	1,0083	147,7	1,0058
45 a	-2,6	0,99266		
47 a	-2,6	0,99215	28,4	1,0003
47 b	-121,5	1,0201	-91,8	1,0145
47 c	118,4	1,0073	147,6	1,0047
46 a	-2,6	0,99226		
48 a	-2,6	0,99187	28,4	1
48 b	-121,5	1,0198	-91,8	1,0142
48 c	118,4	1,007	147,6	1,0044
49 a	-2,6	0,99187	28,4	0,9999
49 b	-121,5	1,0196	-91,8	1,0141
49 c	118,4	1,007	147,6	1,0043
50 a	-2,6	0,99185	28,4	0,9998
50 b	-121,5	1,0196	-91,8	1,0141
50 c	118,3	1,0066	147,6	1,0041
51 a	-2,6	0,99169	28,4	0,99973
51 b	-121,5	1,0197	-91,8	1,0141
51 c	118,3	1,0066	147,6	1,0041
151 a	-2,6	0,99169	28,4	0,99973
151 b	-121,5	1,0197	-91,8	1,0141
151 c	118,3	1,0066	147,6	1,0041
52 a	-2,4	1,0058	28,6	1,0117
52 b	-121,2	1,0299	-91,6	1,0263
52 c	118,3	1,0183	147,8	1,0158
53 a	-2,6	1,0043	28,4	1,0103
53 b	-121,3	1,0292	-91,8	1,026

Barra	Ângulo (°)	Vfn (pu)	Ângulo (°)	Vff (pu)
53 c	118,2	1,0177	147,6	1,0149
54 a	-2,7	1,0036	28,3	1,0095
54 b	-121,4	1,0288	-91,9	1,0258
54 c	118,1	1,0174	147,4	1,0144
55 a	-2,7	1,0034	28,3	1,0094
55 b	-121,4	1,0287	-91,9	1,0257
55 c	118,1	1,0175	147,4	1,0144
57 a	-3	1,0027	28	1,0074
57 b	-121,7	1,0263	-92,1	1,0244
57 c	117,8	1,0165	147,1	1,0137
56 a	-2,7	1,0034	28,3	1,0094
56 b	-121,4	1,0285	-91,9	1,0257
56 c	118,1	1,0176	147,4	1,0144
58 b	-121,7	1,0256		
60 a	-3,8	1,0011	27,4	1,003
60 b	-122,1	1,022	-92,6	1,0218
60 c	117,2	1,014	146,5	1,0122
59 b	-121,7	1,0253		
61 a	-3,8	1,0011	27,4	1,003
61 b	-122,1	1,022	-92,6	1,0218
61 c	117,2	1,014	146,5	1,0122
62 a	-3,8	1,0003	27,4	1,002
62 a	-122,1	1,0209	-92,6	1,0204
62 c	117,1	1,0119	146,5	1,0107
63 a	-3,7	0,9997	27,4	1,0013
63 b	-122,1	1,02	-92,6	1,0195
63 c	117,1	1,0109	146,5	1,0098
64 a	-3,7	0,99936	27,4	1,0001
64 b	-122	1,0182	-92,6	1,0178
64 c	117,1	1,0088	146,5	1,0082
65 a	-3,7	0,99865	27,5	0,99932
65 b	-122	1,0178	-92,6	1,0164
65 c	117,1	1,0058	146,6	1,0064
66 a	-3,8	0,99888	27,5	0,99929
66 b	-122	1,0181	-92,7	1,0159
66 c	117,1	1,0043	146,6	1,0059
67 a	-4	1,0388	26,9	1,0306
67 b	-122,3	1,0408	-92,8	1,0406
67 c	116,9	1,0324	146,6	1,0406

Barra	Ângulo (°)	Vfn (pu)	Ângulo (°)	Vff (pu)
68 a	-4,1	1,0373		
72 a	-4,1	1,0409	26,7	1,0314
72 b	-122,4	1,0402	-92,9	1,0411
72 c	116,8	1,0335	146,4	1,0419
97 a	-4,1	1,0378	26,8	1,0297
97 b	-122,3	1,0403	-92,8	1,04
97 c	116,9	1,0317	146,5	1,0399
69 a	-4,1	1,0356		
70 a	-4,1	1,0343		
70 a	-4,1	1,0336		
73 c	116,7	1,0313		
76 a	-4,2	1,0421	26,6	1,032
76 b	-122,5	1,0399	-93	1,0416
76 c	116,7	1,035	146,3	1,0432
74 c	116,7	1,0295		
75 c	116,7	1,0285		
77 a	-4,3	1,043	26,5	1,0329
77 b	-122,6	1,0407	-93,1	1,0424
77 c	116,6	1,0356	146,3	1,0439
86 a	-4,3	1,046	26,4	1,0345
86 b	-122,8	1,0393	-93,1	1,0437
86 c	116,5	1,0402	146,2	1,0472
78 a	-4,3	1,0432	26,5	1,0332
78 b	-122,6	1,0411	-93,1	1,0426
78 c	116,6	1,0357	146,3	1,044
79 a	-4,3	1,0429	26,5	1,033
79 b	-122,6	1,0412	-93,1	1,0426
79 c	116,6	1,0357	146,3	1,044
80 a	-4,3	1,045	26,5	1,0347
80 b	-122,7	1,0424	-93,2	1,0438
80 c	116,5	1,0363	146,2	1,045
81 a	-4,4	1,0457	26,4	1,0353
81 b	-122,7	1,0431	-93,2	1,0443
81 c	116,5	1,0364	146,2	1,0453
82 a	-4,4	1,0463	26,4	1,0361
82 b	-122,7	1,0442	-93,2	1,0452
82 c	116,4	1,037	146,2	1,046
84 c	116,4	1,0338		
83 a	-4,4	1,0474	26,4	1,0371

Barra	Ângulo (°)	Vfn (pu)	Ângulo (°)	Vff (pu)
83 b	-122,7	1,0452	-93,3	1,0461
83 c	116,4	1,0376	146,1	1,0467
85 c	116,4	1,0326		
87 a	-4,3	1,0485	26,2	1,0362
87 b	-122,9	1,0394	-93,2	1,0453
87 c	116,3	1,0431	146,1	1,0495
88 a	-4,5	1,0505		
89 a	-4,3	1,0474	26,2	1,0367
89 b	-123	1,0398	-93,2	1,0465
89 c	116,3	1,0459	146	1,0498
90 b	-123,1	1,0414		
91 a	-4,2	1,047	26,2	1,0365
91 b	-123	1,0388	-93,3	1,0472
91 c	116,2	1,0481	146	1,0501
92 c	116	1,0516		
93 a	-4,2	1,0466	26,2	1,0363
93 b	-123,1	1,0386	-93,3	1,0471
93 c	116,2	1,0482	146	1,05
94 a	-4,3	1,046		
95 a	-4,2	1,0466	26,2	1,0363
95 b	-123,1	1,0383	-93,3	1,0469
95 c	116,2	1,0484	146	1,05
96 b	-123,1	1,038		
98 a	-4,1	1,0376	26,8	1,0295
98 b	-122,3	1,04	-92,8	1,0397
98 c	116,9	1,0315	146,5	1,0397
99 a	-4,1	1,0379	26,8	1,0294
99 b	-122,3	1,0392	-92,9	1,0393
99 c	116,9	1,0311	146,5	1,0394
100 a	-4,1	1,0381	26,8	1,0293
100 b	-122,3	1,0392	-92,9	1,0392
100 c	116,8	1,0307	146,5	1,0392
450 a	-4,1	1,0381	26,8	1,0293
450 b	-122,3	1,0392	-92,9	1,0392
450 b	116,8	1,0307	146,5	1,0392
197 a	-4,1	1,0378	26,8	1,0297
197 b	-122,3	1,0403	-92,8	1,04
197 c	116,9	1,0317	146,5	1,0399
101 a	-4,1	1,037	26,8	1,0291

Barra	Ângulo (°)	Vfn (pu)	Ângulo (°)	Vff (pu)
101 b	-122,3	1,04	-92,9	1,0395
101 c	116,9	1,0311	146,5	1,0394
102 c	116,9	1,0297		
105 a	-4,2	1,0357	26,8	1,0283
105 b	-122,4	1,0399	-92,9	1,0392
105 c	116,9	1,0314	146,5	1,0392
103 c	116,8	1,028		
104 c	116,8	1,0262		
106 b	-122,4	1,0387		
108 a	-4,2	1,0342	26,8	1,0276
108 b	-122,4	1,0405	-92,9	1,0392
108 c	117	1,0313	146,4	1,0389
107 b	-122,4	1,0373		
109 a	-4,3	1,0301		
300 a	-4,2	1,0342	26,8	1,0276
300 b	-122,4	1,0405	-92,9	1,0392
300 c	117	1,0313	146,4	1,0389
110 a	-4,3	1,0281		
111 a	-4,4	1,0274		
112 a	-4,4	1,0275		
113 a	-4,4	1,0254		
114 a	-4,4	1,025		
135 a	-2,4	1,0002	28,6	1,0074
135 b	-121,2	1,0267	-91,6	1,0203
135 c	118,6	1,0121	147,9	1,0112
152 a	-2	1,0092	28,9	1,0148
152 b	-121	1,0308	-91,3	1,027
152 c	118,7	1,0195	148,2	1,0177
160R a	-3,8	1,0386	27,1	1,0311
160R b	-122,1	1,0412	-92,6	1,0409
160R c	117,2	1,033	146,8	1,0406
160 a	-3,8	1,0011	27,4	1,003
160 b	-122,1	1,022	-92,6	1,0218
160 c	117,2	1,014	146,5	1,0122
615 a	-3,8	1,0011	27,4	1,003
615 b	-122,1	1,022	-92,6	1,0218
615 c	117,2	1,014	146,5	1,0122
1000 a	-2,6	0,99169	28,4	0,99973
1000 b	-121,5	1,0197	-91,8	1,0141

Barra	Ângulo (°)	Vfn (pu)	Ângulo (°)	Vff (pu)
1000 c	118,3	1,0066	147,6	1,0041
944 a	-2,7	1,0036		
610 a	-3,2	1,0029	27,4	1,003
610 b	-122,3	1,0125	-92,6	1,0218
610 c	116,8	1,0216	146,5	1,0122

6 Conclusões

A análise dos dados mostrados no Capítulo 5 evidencia dois resultados positivos, independente das características do sistema elétrico simulado: a configuração ótima dos bancos de capacitores proporciona ao sistema menores perdas elétricas e melhoria na qualidade da tensão nas barras. No melhor caso, a perda total no sistema de 36 barras foi reduzida para mais de 70%, quando este se encontra no período de menor demanda.

Resultados não esperados foram retratados na Figura 5.6, onde as perdas no período de menor demanda são maiores do que no de maior demanda. Isto indicou necessidade de se estudar mais profundamente os parâmetros da metaheurística entropia cruzada.

A Tabela 5.16 consolidou este estudo. Como foi observado, o melhor ajuste para o algoritmo se estabelece na taxa de elitização de 20%, quando tamanho da amostra N é igual a 50 e amostra de elite N_{el} é igual a 10. Através desta alteração, os resultados não esperados foram eliminados, como foi mostrado na Figura 5.10 (perdas no período de menor demanda menores do que no de maior demanda). Ainda, estes parâmetros se mostraram sensíveis ao nível de carregamento da rede, tamanho do sistema simulado e quantidade de variáveis (no caso, quantidade de bancos de capacitores). Importante também destacar que o algoritmo não é sensível ao desbalanceamento do sistema, como simulado nos casos 16 e 123 barras.

Portanto, os resultados alcançados mostram a importância da presença do algoritmo de otimização, representado pela metaheurística entropia cruzada, no dimensionamento de bancos de capacitores em projetos de sistemas de distribuição de energia elétrica.

A funcionalidade permitida pelo OpenDSS, através da interface COM Server, proporciona ao trabalho praticidade e flexibilidade no controle das variáveis de análise. Além disto, por ser uma ferramenta *opensource* com notoriedade nas fontes de apoio a programação, o software Python corrobora para sua escolha em futuros trabalhos de pesquisa.

A metaheurística Entropia Cruzada se mostrou aderente ao problema de minimização da função objetivo perdas e adaptável às variáveis de controle e tamanho do sistema. Estas características somadas ao OpenDSS, tornam a abordagem de solução uma relevante ferramenta para análise de sistemas de distribuição de energia elétrica. No entanto, é importante destacar que a escolha adequada dos parâmetros iniciais da metaheurística é fundamental para se obter resultados esperados.

Em trabalhos futuros propõe-se realizar a configuração dos parâmetros da metaheurística através de métodos de otimização para se automatizar esta etapa, isto é, a seleção dos parâmetros será com base em análise combinatório de critérios de desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, como perfil de tensão, limite de perdas elétricas, desbalanceamento de tensão, etc. Além disto, propõem-se, também, a simulação da abordagem de solução em sistemas maiores, como IEEE 1000 barras.

Referências Bibliográficas

- [1] Portal Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) – A Distribuição de Energia. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>> Acesso em 2 de agosto de 2015.
- [2] BEÊ, R. T. “Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos”. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná, Marçõ, 2007.
- [3] PAULA, C. P. “Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada”. Tese (doutorado em energia – Programa Interunidades de Pós-Graduação EP, FEA, IEE, IF) – Universidade de São Paulo, 2004.
- [4] SUBRAHMANYAM, J. B. V. “Optimal Capacitor Placement in Unbalanced Radial Distribution Networks”. Journal of Theoretical and Applied Information Technology, Vol. 6, No. 1, pp 106-105, 2009.
- [5] PEREIRA, B. R., COSSI, M. A., MANTOVANI, J. R. S. “Alocação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo”. Grupo de Pesquisa em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista – Unesp.
- [6] BROOKS, C. L., LEE, R. E. “A Method and Its Application to Evaluate Automated Distribution Control”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, 1988.

- [7] ABDEL AZIZ, M. M., KHALIL, T. M., YOUSSEF, H. K. M. "Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Feeders in Presence of Nonlinear Loads using Binary Particple Swarm Optimization". 19^o Internation Conference on Elecitricity Distribution, pp 180, Vienna, 21-24 May, 2007.
- [8] ZENG, Y., ZHANG, C. "Voltage and Reactive Power Control Method for Distribution Grid". Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), IEEE PES Asia-Pacific, 2013.
- [9] CIVANLAR, S., GRAINGER, J. J., YIN, H., LEE, S. S. H. "Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, April 1988, pp. 1217.
- [10] CHIS, M., JAYARAM, S., SALAMA, M. M. A. "Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies". IEE Proc-Gener. Transm. Distrib., Vol. 144, No. 3, May 1997.
- [11] GOPIYA NAIK, S., KHATOD, D. K., SHARMA, M. P. "Optimal allocation of combined DG and capacitor for real power loss minimization in distribution networks". Electrical Power and Energy Systems 53 (2013) 967–973.
- [12] ABDEL-SALAM, T. S., CHIKHANI, A. Y., HACKAM, R. "A New Technique for Loss Reduction Using Compensating Capacitors Applied to Distribution Systems With Varying Load Condition". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, April 1994.
- [13] BARAN, M. E., WU F. F. "Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, January 1989, pp. 725.
- [14] MATIN, J. A., GIL, A. J. "A new heuristic approach for distribution systems loss reduction". Electric Power Systems Research 78 (2008) 1953–1958.

- [15] MANTOVANI, J. R. S., ROMERO, R. "Introdução a Metaheurísticas". Anais do 3º Congresso Temático de Dinâmica e Controle da SBMAC; 31-maio a 3-junho de 2004; UNESP – Campus de Ilha Solteira.
- [16] CERGY, V. "Thermodynamical Approach to the Traveling Salesman Problem: An Efficient Simulation Algorithm", Journal of Optimization Theory and Application, 45(1), pp. 41-51, 1985.
- [17] KIRKPATRICK, S.; GELATT, Jr. C.D.; VECCHI M. "Optimization by Simulated Annealing", Science, 220(4598), pp. 498-516, 1983.
- [18] MICHALEWICZ, Z. "Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs". 3ed.
- [19] CLOVER, F.; TAILARD, E.; WERRA, D. "A Users Guide to Tabu Search", Annals of Operations Research, Vol. 41, 1993.
- [20] GLOVER, F.; LAGUNA, M. "Tabu Search", Kluwer Academic Publishers, 1997.
- [21] BOER, P., KROESE D. P., MANNOR, S., RUBINSTEIN, R. Y. "A Tutorial on the Cross-Entropy Method". Annals of Operations Research 134, pg. 19-67, 2005, Springer Science + Business Media, Inc. Manufactured in The Netherlands.
- [22] KIM, J., LEE, J., JOO, S. "Assessment of Conditional Value at Risk (CVaR) in Transmission Investment Using Cross Entropy Method". IEEE T&D Asia 2009.
- [23] KOTHARI, R., KROESE, D. P. "Optimal Generation Expansion Planning via The Cross-Entropy Method. Proceedings of the 2009 Winter Simulation Conference.
- [24] JALOCON, C. L., NERVES, A. C. "Renewable Energy Portfolio Planning Using the Cross-Entropy Method". IEEE Transction 2013.
- [25] CASTRO, J. F. C. "Dimensionamento da Reserva Operativa Considerando Restrições de Transmissão via Método da Entropia Cruzada". Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá.

- [26] SILVA, S. B. “Análise de operação de sistemas de distribuição utilizando o OpenDSS”. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo – USP.
- [27] Portal Python. Disponível em: <<https://www.python.org/>> Acesso em 2 de agosto de 2015.
- [28] Portal Electric Power Research Institute (EPRI) – Smart Grid Center. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>> Acesso em 2 de agosto de 2015.
- [29] “Aprimoramento da Metodologia de Cálculo de Perdas na Distribuição – PRODIST – Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição”. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, revisado em 11/07/2014. BOMPARD, E., CARPANETO, E., CHICCO, G., NAPOLI, R., PIGLIONE, F. “Computations and Users of the Energy Flows For the Distribution System Analysis Over Time Intervals”. IEEE 10th Porto Power Tech Conference, Setembro 2001.

Apêndice

Software OpenDSS

O OpenDSS é uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos aplicável ao segmento de distribuição. Seu desenvolvimento data de 1997 quando era denominado apenas Distribution System Simulator – DSS. O DSS foi adquirido pela Electric Power Research Institute – EPRI, que em 2008 lançou o OpenDSS sob uma licença de código aberto [24].

O OpenDSS possui código aberto e é uma plataforma opensource. Além disto, apresenta uma série de vantagens que potencializam sua escolha para este estudo. Algumas de suas vantagens e aplicações podem ser observadas nas Figuras A.1 e A.2, respectivamente.

Código Aberto
Customizável
Expansível
<i>OpenSource</i>
Material de apoio – Wiki
Suporte Técnico

Figura A.1 – Vantagens do OpenDSS.

Fluxo de Carga
Geração Distribuída
Distorções Harmônicas
Planejamento
Qualidade de Energia
Estimação de Estado
Cálculo de Perdas

Figura A.2 – Aplicações do OpenDSS.

Com vista à permitir que os usuários possam desenvolver e executar novas soluções customizadas a partir de programas externos, o OpenDSS disponibiliza a interface Component Object Model (COM). A partir dessa interface o programa pode ser acionado de forma totalmente independente de qualquer banco de dados ou arquivo de texto fixo que defina um circuito [24]. Por exemplo, o programa pode ser inicializado a partir de uma ferramenta MS Office, ou se qualquer outro programa de análise que pode suportar COM. Os usuários geralmente acionam o OpenDSS por meio dos programas MATLAB, Python, C, R, dentre outros. Isto possibilita a utilização de recursos analíticos externos, bem como outras formas gráficas para exibição dos resultados. Esse aspecto é fundamental para a viabilidade da utilização do OpenDSS no cálculo de perdas na distribuição pela ANEEL, pois permite que o procedimento de cálculo seja realizado de modo iterativo em decorrência da contabilização das perdas técnicas devido às perdas não técnicas [24].

Para este trabalho, escolheu-se o Python (x,y) 2.7 como programa externo ao OpenDSS para efetuar os comandos e instruções. O Python é um software que possui praticidade, flexibilidade quanto a escolha do ambiente de desenvolvimento e sua plataforma também é opensource.

Comunicação Python-OpenDSS

A comunicação OpenDSS com Python é realizada através da estrutura OpenDSSEngine.DLL registrada automaticamente no RegEdit do Windows quando o OpenDSS.exe é instalado. Desta forma, apenas é necessário verificar se a interface está disponível entre os dois programas. Com dois simples comandos executados no Console do Python isto pode ser verificado, conforme observado na Figura A.3.

```
Python 2.7.6 (default, Nov 10 2013, 19:24:18) [MSC v.1500 32
Type "help", "copyright", "credits" or "license" for more in

Imported NumPy 1.8.1, SciPy 0.14.0, Matplotlib 1.3.1
+ guidata 1.6.1, guiqt 2.3.2
Type "scientific" for more details.
>>> import win32com.client
>>> win32com.client.Dispatch("OpenDSSEngine.DSS")
<COMObject OpenDSSEngine.DSS>
>>>
```

Figura A.3 – Verificação da Interface Python-OpenDSS.

Após esta validação, no ambiente de desenvolvimento do Python, neste estudo, no Spider, se configura a comunicação. Os comandos para isto são mostrados na Figura A.4.

```
1 # -*- coding: utf-8 -*-
2
3 # Configuração
4 import win32com.client
5 import numpy
6 import csv
7 import math
8
9 try:
10     DSSObj = win32com.client.Dispatch("OpenDSSEngine.DSS")
11 except:
12     print "Unable to start the OpenDSS Engine"
13     raise SystemExit
14 DSSText = DSSObj.Text
15 DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit
16 DSSSolution = DSSCircuit.Solution
```

Figura A.4 – Configuração comunicação Python-OpenDSS.