



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GUILHERME PINHEIRO BARNABÉ

**UMA ABORDAGEM METAHEURÍSTICA PARA ALOCAÇÃO DE CHAVES E
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO
CONSIDERANDO FORMAÇÃO DE MICRORREDES COM FRONTEIRAS
FLEXÍVEIS**

FORTALEZA

2019

GUILHERME PINHEIRO BARNABÉ

UMA ABORDAGEM METAHEURÍSTICA PARA ALOCAÇÃO DE CHAVES E GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO CONSIDERANDO
FORMAÇÃO DE MICRORREDES COM FRONTEIRAS FLEXÍVEIS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Ph.D. Ruth Pastôra
Saraiva Leão

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B24a Barnabé, Guilherme Pinheiro.

Uma abordagem metaheurística para alocação de chaves e geração distribuída em rede de distribuição de média tensão considerando formação de microrredes com fronteiras flexíveis / Guilherme Pinheiro Barnabé. – 2019.

106 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.

Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

1. Algoritmos Genéticos. 2. Alocação de Chaves. 3. Formação de Microrredes. 4. Fronteiras Flexíveis. 5. Geração Distribuída. I. Título.

CDD 621.3

GUILHERME PINHEIRO BARNABÉ

UMA ABORDAGEM METAHEURÍSTICA PARA ALOCAÇÃO DE CHAVES E GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO CONSIDERANDO
FORMAÇÃO DE MICRORREDES COM FRONTEIRAS FLEXÍVEIS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva
Leão (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profa. MSc. Janaina Barbosa Almada
Universidade de Integração Internacional da
Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

Eng. Felipe Carvalho Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Aos meus pais, Liraneide e Hamilton. Ao meu irmão Henrique. A todos os meus familiares e amigos, que ainda estão comigo e também os que já foram, pelas boas experiências e por me fazerem quem eu sou hoje.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão pela sua orientação, pela oportunidade de poder desenvolver o trabalho no GPEC, um ambiente que contribuiu muito para o meu crescimento pessoal e profissional, pela oportunidade de poder trabalhar com uma licença educacional do DIGSILENT PowerFactory, determinante para a realização desse trabalho, pela liberdade que tive ao longo do caminho com a escolha do tema e os caminhos tomados, pela paciência, especialmente durante as etapas finais, e pelo apoio durante os momentos difíceis.

A Profa. MSc Janaína Almada Barbosa e ao Eng. Felipe Carvalho Sampaio, que fizeram parte da banca examinadora, por disponibilizarem o seu precioso tempo para ler e avaliar o trabalho, e também pelas valiosas observações, opiniões e conselhos dados para o enriquecimento do mesmo.

Aos amigos do Departamento de Engenharia Elétrica, sempre presentes nos momentos de dificuldades, descontração e alegrias, pessoas em que me orgulho de dizer que fazem parte da minha vida: Álvaro Jorge, Andresa Sombra, Breno Chaves, Bruno Almeida, Bruno Alves, Bruno Ferro, Caio Kerson, Cecília Gois, Cícero Alisson, Dário Macedo, Débora Damasceno, Felipe Sampaio, Gabriel Freitas, Hermínio Oliveira, Janaína Almada, Jefferson Maia, Jéssica Guimarães, José Janiere, José Willamy, Judá Santos, Juliano Pacheco, Kaio Martins, Kristian Pessoa, Luan Mazza, Marcus Anderson, Miguel Casemiro, Nathanael Duque, Pedro Augusto, Pedro Henrique, Raphael Fernandes, René Descartes, Rodnei Melo, Rosana Almeida, Samanta Gadelha, Samuel Queiroz e Welton Lima.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC pela contribuição dada durante a minha formação, especialmente aos professores Ruth Leão, Raimundo Sampaio, Lucas Silveira, Fernando Antunes, Fabrício Nogueira, Demercil Oliveira, Domenico Sgrò, Luis Henrique, Paulo Praça, Wilkley Bezerra e Carlos Gustavo.

Ao Doutorando em Engenharia Elétrica, Ednardo Moreira Rodrigues, e seu assistente, Alan Batista de Oliveira, aluno de graduação em Engenharia Elétrica, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC).

“Perfection is not attainable, but if we chase perfection we can catch excellence.”

(Vince Lombardi)

RESUMO

A geração distribuída tem crescido no Brasil e no mundo, transformando as redes de distribuição de energia elétrica em redes ativas. Microrredes são soluções práticas para a integração de recursos energéticos distribuídos (RED) e cargas locais, as quais podem operar em paralelo com a rede ou em modo ilhado. Formação de ilhas permite a recuperação de clientes durante cenários de contingência, melhorando os indicadores de confiabilidade do sistema. As redes do futuro serão formadas por múltiplas microrredes. Para a formação de microrredes é necessário a instalação de chaves elétricas e de REDs. A localização das chaves e dos REDs é um fator determinante para a formação de microrredes. Para a alocação de componentes da rede, foi aplicada à metaheurística Algoritmo Genético com uma função objetivo que define os custos das perdas elétricas, de investimento, de violação da tensão de regime e da interrupção no fornecimento de energia usando uma abordagem uniobjetiva. As interrupções representam uma grande parte dos custos totais do sistema, sendo então proposta a formação de microrredes com fronteiras flexíveis é proposta para melhorar o indicador de confiabilidade Custo da Energia Interrompida (CEI). O estudo foi desenvolvido no simulador *DIgSILENT PowerFactory* via *script* em linguagem *DPL (DIgSILENT Programming Language)*, e o desempenho do método testado no sistema de referência IEEE-33 barras radial. Foi avaliado um total de 1373000 combinações em 50 execuções do programa principal, armazenando a melhor combinação em cada execução. Muitos dos objetivos são conflitantes, por exemplo, a solução com o menor Custo de Operação do Sistema (COS) não apresenta o menor CEI, mostrando que investimentos são necessários para melhorar a confiabilidade do sistema. As soluções encontradas mostram, através de uma abordagem multiobjetivo utilizando Fronteira de Pareto, que é possível reduzir os objetivos COS e CEI em até 94,329% e 98,16% respectivamente. Esse trabalho mostra a relevância dos indicadores de confiabilidade para análises de custos de uma rede elétrica e propõe uma solução com um aproveitamento mais eficiente dos recursos através da formação de microrredes com fronteiras flexíveis.

Palavras-chave: Algoritmo Genético. Alocação de Chaves. Geração Distribuída. Formação de Microrredes. Fronteiras Flexíveis.

ABSTRACT

Distributed generation have grown in Brazil and in the world, transforming the distribution power grids into active networks. Microgrids are practical solutions to the distributed energy resources (DER) and local load integration, which can operate in parallel with the grid or in island mode. Island formation allows the recovery of customers during contingency scenarios, improving the system's reliability indexes. The active networks will be formed by multiple microgrids in the future. For the formation of the microgrids is necessary the installation of electrical switches and DERs. The location and amount of switches and DERs is crucial for the formation of microgrids. For the allocation of these components, it was applied the metaheuristic Genetic Algorithm with an objective function that defines the cost of the power losses, the investment, violations of the voltage limits and the Energy Interruption Cost (EIC) reliability index by using single-objective optimization approach. The interruptions represent a large part of the total system costs, so it's been proposed the formation of microgrids with dynamic boundaries to improve the EIC index. The study was developed on the simulator DIgSILENT PowerFactory through a DPL (DIgSILENT Programming Language) script, and the performance was tested on the IEEE-33 bus radial system. It was evaluated a total of 1373000 combinations during 50 executions of the main script, and on each execution it was extracted the best combination. Most of the individual objectives are conflicting, for example, the solution with minimal Total System Cost (TSC) differs from the solution that presents the minimal EIC, showing that investments are necessary to increase the system's reliability. By using a multiobjective analysis through Pareto's Front, comparing the tradeoffs between the objectives, the results show that it's possible, with a relatively low investment, to reduce the values of TSC and EIC by 94.329% and 98.16%, respectively. This work show the importance of the reliability indexes on the cost analysis of power grids and proposes a solution with a efficient usage of the allocated grid resources through the microgrid formation with dynamic boundaries.

Keywords: Distributed Generation. Dynamic Boundaries. Genetic Algorithm. Microgrid Formation. Switch Allocation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Exemplo de Curva ABC.	24
Figura 2 – Fluxograma - Algoritmo Genético.	27
Figura 3 – Fronteira de Pareto - Exemplo: $\min[f_1(x),f_2(x)]$	29
Figura 4 – PowerFactory - Análise de confiabilidade	31
Figura 5 – PowerFactory - Interface do Programa.	35
Figura 6 – <i>Load Flow Analysis - Voltage Profile</i> (Perfil de tensão).	38
Figura 7 – Confiabilidade - Objeto tipo linha.	38
Figura 8 – Confiabilidade - Objeto tipo carga.	39
Figura 9 – Sistema <i>CIGRE</i> de referência.	40
Figura 10 – PowerFactory - Interface de <i>Scripting DPL</i>	41
Figura 11 – <i>Short Circuit Calculation</i> (interface).	42
Figura 12 – <i>Short Circuit Calculation</i> - Tipos de curto circuito (<i>strings</i>).	42
Figura 13 – Sistema de referência IEEE radial de 33 barras.	46
Figura 14 – Fluxograma - Algoritmo de otimização global.	51
Figura 15 – Fluxograma - Algoritmo de análise de confiabilidade.	55
Figura 16 – Fluxograma - Algoritmo de otimização de fronteiras das ilhas.	57
Figura 17 – Exemplo - Cenário de expansão de fronteira da ilha	57
Figura 18 – Fluxograma - Algoritmo de decisão hierárquica	58
Figura 19 – Fronteira de Pareto (A) - Investimento [N] x EIC [USD/a]	63
Figura 20 – Solução 35 - Topologia	64
Figura 21 – Solução 35 - Perfil de Tensão	64
Figura 22 – Fronteira de Pareto (B) - Investimento [N] x Fitness [USD/a] (<i>fitness</i>)	65
Figura 23 – Solução 07 - Topologia	66
Figura 24 – Solução 07 - Perfil de Tensão	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo - Revisão Bibliográfica.	21
Tabela 2 – Exemplo de conjunto de dados para estudo de confiabilidade (Linhas) . . .	30
Tabela 3 – Exemplo de conjunto de dados para estudo de confiabilidade (Barras)	31
Tabela 4 – Dados de entrada do curto circuito para o <i>script</i> [Exemplo].	41
Tabela 5 – Segmento da planilha de saída do <i>script</i> [Exemplo].	43
Tabela 6 – Dados das barras do sistema da Figura 13.	47
Tabela 7 – Dados das linhas do sistema da Figura 13.	48
Tabela 8 – Classificação da tensão em regime permanente.	49
Tabela 9 – Tarifa - Interrupção de carga.	49
Tabela 10 – Correlação entre os objetivos.	62
Tabela 11 – Indicadores para configuração padrão do sistema IEEE 33 barras radial. . .	62
Tabela 12 – Fronteira de Pareto A - N ^o RCS x EIC	63
Tabela 13 – Fronteira de Pareto B - N ^o RCS x Fitness	65
Tabela 14 – Parâmetros de entrada do algoritmo de otimização	105
Tabela 15 – Melhores configurações encontradas	106
Tabela 16 – Indicadores referentes as configurações das soluções	107

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>ASAI</i>	<i>Average Service Availability Index</i>
<i>CAIDI</i>	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
<i>CIGRE</i>	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
<i>CSA</i>	<i>Cuckoo Search Algorithm</i>
<i>DPL</i>	<i>DIgSILENT Programming Language</i>
<i>DS</i>	<i>Differential Search</i>
<i>EIC</i>	<i>Energy interruption cost</i>
<i>ENS</i>	<i>Energy not supplied</i>
<i>FOE</i>	<i>Frequency Outage Expectancy</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
<i>ISFLA</i>	<i>Improved Shuffle Frog Leap Algorithm</i>
<i>MILP</i>	<i>Mixed-Integer Linear Programming</i>
<i>MOSP</i>	<i>Multi-Objective Switch Placement</i>
<i>MVA</i>	<i>Modified Viterbi Algorithm</i>
<i>PSO</i>	<i>Particle Swarm Optimization</i>
<i>RBTS</i>	<i>Roy Billinton Test System</i>
<i>RCS</i>	<i>(Remote Control Switch</i>
<i>SAIDI</i>	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
<i>SAIFI</i>	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
<i>VSI</i>	<i>Voltage Stability Index</i>
<i>AG</i>	<i>Algoritmo Genético</i>
<i>ANEEL</i>	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
<i>GD</i>	<i>Geração distribuída</i>
<i>PRODIST</i>	<i>Procedimentos de Distribuição</i>
<i>SEP</i>	<i>Sistemas Elétricos de Potência</i>
<i>SEP</i>	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
<i>SIN</i>	<i>Sistema Interligado Nacional</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

λ_i	Expectativa de frequência anual de falta no segmento i
a	Ano
h	Hora
CM	Carga morta
CNR	Carga não recuperada
CR	Carga recuperável
$CRec$	Carga recuperada
DA	Demanda atendida
DR	Resposta a demanda
EIC_i	<i>Energy Interruption Cost i</i> - Custo de interrupção da energia em cenário de contingência no segmento i
ENS_i	<i>Energy not Supplied i</i> - Carga não suprida em cenário de contingência no segmento i
F_{Invest}	Função objetivo: Investimento
F_{Loss}	Função objetivo: Perdas elétricas
F_{obj}	Função objetivo global
$F_{Penalty}$	Função objetivo: Penalização
I	Corrente elétrica
$Load_{0,95pu}$	Carga/Demanda atendida com tensão inferior a 0.95[p.u.]
$Loss_P$	Perdas ativas
$Loss_Q$	Perdas reativas
N_A	Número de consumidores atendidos
N_{DG}	Número de GDs implementadas
$\frac{N_h}{a}$	Número de horas em 1 ano (8760)
N_I	Número de consumidores interrompidos
N_{RCS}	Número de chaves elétricas
P	Potência ativa

Q	Potência reativa
rt	Duração da interrupção
R	Resistência
S	Potência aparente
$Tarif_j$	Tarifa temporal tipo j
T_I	Tempo de duração da interrupção
USD	Dólar americano
V	Tensão
V_{min}	Tensão mínima
X	Reatância
Z	Impedância

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Motivação	18
1.2	Revisão Literária Sobre Otimização em Redes Elétricas	19
1.3	Objetivos gerais e específicos	22
1.4	Estruturação do documento	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
2.1	Algoritmos Genéticos	24
2.2	Fronteira e Curva de Pareto	28
2.3	Indicadores de Confiabilidade em Sistemas Elétricos de Potência	29
2.4	Microrredes com Fronteiras Flexíveis	33
3	<i>DIGSILENT POWERFACTORY</i>	35
3.1	Interface gráfica	35
3.2	Funções e <i>Toolboxes</i>	36
3.2.1	<i>Função básica: Load Flow Analysis</i>	37
3.2.2	<i>Toolbox avançada: Reliability Analysis</i>	38
3.2.3	<i>Toolbox avançada: Scripting - Digsilent Programming Language</i>	39
3.2.3.1	<i>Exemplo de aplicação do DPL</i>	40
4	METODOLOGIA	45
4.1	Sistema de referência IEEE-33 barras radial	45
4.2	<i>Scripting DPL</i>	50
4.2.1	<i>Otimização - Algoritmo Genético</i>	50
4.2.2	<i>Análise de Confiabilidade</i>	54
4.2.2.1	<i>Fronteiras flexíveis: Abordagem hierárquica</i>	56
4.2.2.2	<i>Levantamento dos indicadores</i>	58
5	RESULTADOS	61
5.1	Abordagem A: Investimento x EIC	63
5.2	Abordagem B: Investimento x Fitness global	65
5.3	Considerações Finais	67
6	CONCLUSÕES	68
6.1	Sugestões de trabalhos futuros	69

REFERÊNCIAS	70
APÊNDICES	72
APÊNDICE A – Load Flow Analysis - Complete System Report (Exemplo)	72
APÊNDICE B – Script - Exemplo (CIGRÉ) para o item 3.2.3.1	79
APÊNDICE C – Script - Ferramenta de otimização através de algoritmo genético	83
APÊNDICE D – Resultados - Algoritmo de Otimização (Capítulo 5) . . .	105

1 INTRODUÇÃO

Antes mesmo do conceito de energia elétrica e eletricidade existirem, já haviam meios de transporte de energia em longas distâncias, como por exemplo os sistemas hidráulicos, que utilizam a força de pressão através de fluidos incompressíveis, e os sistemas pneumáticos, que utilizam a força de pressão através de fluidos compressíveis (ALLPORT *et al.*, 1888). Mas com a descoberta da eletricidade e estudos no aproveitamento da energia elétrica, esses meios começaram a ser substituídos pelos sistemas elétricos, que eram mais baratos e versáteis.

No período entre o fim do século 19 e início do século 20, ter acesso à energia elétrica significava luxo, onde apenas algumas fábricas e mansões tinham condições de usar o recurso. Esses SEPs, quando comparados com os sistemas atuais, eram sistemas que mesmo atendendo regiões mais reduzidas possuíam um grande porte físico para a sua implementação. Algumas das desvantagens no transporte da energia elétrica em corrente contínua são: à dificuldade de se variar o nível da tensão de atendimento, sendo necessárias várias linhas para atender cargas de grupos mais específicos; a dificuldade da produção da energia em alta tensão; os dispositivos transformadores não trabalham em corrente contínua.

Os estudos em aplicações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estavam começando e acreditava-se que somente era viável realizar essas aplicações através de corrente contínua. Esse conceito somente mudou após estudos de Willian Stanley e Nikola Tesla buscando modelos viáveis de transformadores e motores trabalhando em corrente alternada, que levaram à Guerra das Correntes (BLALOCK, 2013), e a predominância dos sistemas em corrente alternada sobre os em corrente contínua. Vale ressaltar que os sistemas em corrente contínua ainda são utilizados e existem estudos que mostram vantagens na transmissão em corrente contínua em altas tensões como mostra Center (2012).

Com a evolução das tecnologias de geração, transmissão, distribuição, proteção e com fortes contribuições da eletrônica de potência foi possível desenvolver os grandes sistemas elétricos de potência. Como exemplo, o Brasil possui o Sistema Interligado Nacional (SIN), que percorre grande parte do território brasileiro, atendendo cinco grandes regiões bem distintas em termos de sociedade e clima. Devido a sua grande dimensão e ao desenvolvimento desigual das regiões é possível encontrar mais de um único tipo de padrão de tensão de alimentação no SIN. Existem regiões atendidas em 127(110)/220V (tensão monofásica/tensão trifásica), enquanto outras regiões são atendidas em 220/380V.

Mesmo com a evolução dos SEPs, os equipamentos sempre estão sujeitos a sofrer

alguma forma de contingência, e esses eventos afetam o sistema elétrico de potência. Essas contingências podem ocorrer na forma de intermitência do fornecimento de energia, manutenções na rede elétrica, ou mesmo acidentes. É muito comum a ocorrência de um abarroamento de um veículo em um poste, fazendo com que equipamentos de distribuição sejam desconectados ou danificados, interrompendo o fornecimento de energia daquele trecho.

A interrupção do fornecimento de energia se traduz como custos adicionais para o sistema, sendo estes os custos da energia que não está sendo comercializada durante a contingência, de reparos do trecho defeituoso e também as penalizações e indenizações devidas a qualidade da prestação de serviços.

A região que sofre com a contingência deve ser isolada através do acionamento dos elementos de proteção mais próximos, podendo ser o rompimento de algum elo fusível ou abertura de alguma chave, a fim de preservar a operação do restante do sistema. Essas atuações provocam variação no fluxo de energia do sistema, conseqüentemente, variações nos níveis de tensão, no carregamento e nas perdas do sistema. Já se a topologia não possui nenhuma forma de recurso para atender os trechos jusantes à região faltosa, haverá clientes que terão o fluxo de energia interrompido até que os reparos na região faltosa sejam concluídos.

Em grandes sistemas como o SIN, a energia elétrica percorre distâncias enormes. Na ocorrência de uma falta em um trecho de um sistema ou subsistema radial, ao isolar a linha, todo o trecho jusante à isolação permanecerá sem atendimento o que pode vir a trazer enormes prejuízos para o operador do sistema.

As chaves elétricas, elementos que são fundamentais na proteção dos SEPs, são responsáveis apenas pela seccionalização das partes do sistema. Algumas soluções realistas para o atendimento dos trechos jusantes a isolação da contingência são a realização de manobras na rede, de modo a reconectar região com elementos geradores de energia, ou então, fazer uso da geração de energia local através de uma operação desconectada da rede principal, ou seja, modo de operação ilha.

Uma dessas soluções requer investimentos em um transmissão ou distribuição, enquanto a outra requer investimentos na geração de energia. Com a popularização da geração distribuída, do ponto de vista do operador, o sistema já dispõe de recursos de geração, implicando um menor nível de investimento necessário.

Não é possível ter certeza sobre o momento de ocorrência de uma contingência e o tipo de contingência, mas com base em séries históricas e estudos estatísticos podem ser

levantados os indicadores de confiabilidade do sistema, que podem ser utilizados para avaliações quantitativas, como os indicadores de frequência de ocorrência de faltas, e avaliações qualitativas, como estudos da resiliência da rede, que é a capacidade desta manter a operação normal durante esses eventos.

A energia elétrica é um produto, e este produto deve obedecer padrões de qualidade na geração, na transmissão e na distribuição para garantir um bom funcionamento do sistema como um todo. No Brasil, o órgão responsável pela regularização do setor elétrico é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a parte referente à qualidade da prestação de serviço da concessionária é tratada através do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), onde é feita uma avaliação do produto baseado nos indicadores de qualidade da energia elétrica (ANEEL, 2018).

1.1 Motivação

É comum o uso do termo microrrede para tratar de sistemas elétricos de menor porte, mas que possuem características e elementos similares a grandes sistemas de potência como geradores, linhas e cargas. As microrredes são gerenciadas localmente com o objetivo precípuo de manter o balanço entre capacidade de geração e demanda. São sistemas que podem ser gerenciados localmente e diferentes objetivos podem ser considerados como otimizar o intercâmbio de energia entre microrredes e entre microrredes e a rede principal, otimizar o custo da geração, uso dos recursos renováveis etc. Já as microrredes inteligentes são os sistemas que possuem gerenciamento de geração e demanda, possuem mecanismos que avaliam a precificação da energia elétrica e realizam comercialização com a distribuidora local.

As microrredes podem ser vistas como blocos, que possuem geração e carga, e esses blocos são gerenciados por controladores ou agentes, buscando operar como a rede elétrica. Enquanto os blocos operam conectados ao sistema de distribuição, eles trabalham em um modo de operação *online*, e quando eles operam desconectados do sistema de distribuição, eles trabalham em um modo de operação *offline* ou ilhado. Esses modos de operação são dinâmicos, cabendo ao gerenciador local e ao sistema de distribuição decidir manter os blocos conectados, ou se eles devem ser desconectados. A operação em modo ilhado é possível somente com presença de recursos energéticos distribuídos (IEEE, 2011).

Com o advento da eletrônica de potência, o desenvolvimento das tecnologias de geração de energia elétrica através de fontes renováveis, e também com a evolução das legislações,

o uso dos recursos energéticos distribuídos se popularizou. No Brasil, o principal gatilho para a implementação desses sistemas foi aprovação da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, que permite às unidades consumidoras de energia a não somente produzir a sua própria energia como também injetar energia elétrica no sistema em que estão conectados.

Do ponto de vista do consumidor, o uso da geração distribuída diminui a dependência total das grandes concessionárias de energia. Do ponto de vista da concessionária de energia, a inserção de geração distribuída tem como consequência a elevação no nível da tensão no local, o que pode ser benéfico para grandes centros urbanos que possuem carga muito elevada, ou maléfico para regiões mais isoladas com pouca carga. É algo que pode ser benéfico para ambas as partes, desde que seja bem implementado.

Uma grande vantagem da geração distribuída é a possibilidade do consumidor poder fornecer energia para a rede elétrica, o que é muito atrativo para a concessionária em regiões em que a rede está fraca ou está mais sujeita a interrupções, minimizando os custos referentes a interrupção. A capacidade de geração determina o limite de carga que a microrrede conseguirá atender. Através dos estudos de planejamento dos sistemas elétricos, baseando esses estudos com dados referentes à demanda máxima das cargas, são definidas as fronteiras para o atendimento da microrrede. Em geral, nos cenários de baixa produção de energia elétrica, o atendimento é mais restrito em termos de alcance, e nos cenários de alta produção de energia elétrica, o atendimento pode ser expandido para regiões vizinhas. Considerando a característica dinâmica dos sistemas de distribuição, durante uma operação ótima, faz sentido considerar uma característica flexível para as fronteiras de uma microrrede.

Em uma situação real, sabe-se que os recursos disponíveis para investimento em uma rede elétrica são limitados. Cabe ao proprietário do sistema distribuir seus recursos de forma ótima e eficiente. No entanto, existem diversos indicadores de dentro de uma rede elétrica, por exemplo, existem os indicadores elétricos, os indicadores financeiros e os indicadores de confiabilidade, e existem conflitos entre os indicadores. O planejamento deve ser realizado com objetivos específicos em foco de modo a minimizar os *tradeoffs* entre esses objetivos. Uma das maneiras de se realizar esse planejamento é através da aplicação de ferramentas de otimização.

1.2 Revisão Literária Sobre Otimização em Redes Elétricas

Nos últimos anos vários de trabalhos buscando uma otimização de objetivos em Sistemas Elétricos de Potência (SEP), utilizando diversas ferramentas e perspectivas foram

desenvolvidos e publicados na biblioteca do *Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)*.

Kavousi-Fard e Akbari-Zadeh (2013) buscam um rearranjo ótimo do sistema para melhorar as perdas elétricas e o perfil de tensão da rede, utilizando um novo método *Improved Shuffle Frog Leap Algorithm (ISFLA)*, que sugere modificação do algoritmo SFLA a fim de otimizar o custo computacional. O otimizador busca uma configuração ótima da rede tendo como foco os indicadores de confiabilidade da rede. Este estudo utiliza como sistema de referência *Baran and Wu 32-bus distribution test system*.

Boor e Hosseini (2014) utilizam GA para alocação e dimensionamento ótimo de GD a fim de melhorar as perdas elétricas e indicadores de confiabilidade, minimizando o custo de investimento. Esse trabalho destaca-se pela caracterização das cargas que são variantes no tempo e possuem classificações específicas como área. Foram realizados estudos utilizando as redes de referência IEEE 33-bus radial e IEEE 69-bus radial.

Bezerra J. R. (2015) desenvolve um algoritmo *Multi-Objective Switch Placement (MOSP)*, fundamentado em *Particle Swarm Optimization (PSO)*, para realizar o posicionamento das chaves buscando um ponto de equilíbrio entre objetivos conflitantes, sendo estes a confiabilidade do sistema e o custo das chaves. O estudo de caso é realizado no sistema *Roy Billinton Test System (RBTS) Bus 4*.

Patel *et al.* (2017) propõem uma Rede Neural de Hopfield para reconfiguração da rede buscando a redução das perdas elétricas e melhoria nos indicadores de confiabilidade nos pontos de carga. Os estudos neste artigo são feitos utilizando o sistema de referência IEEE 33-barras radial.

Priyadarshini *et al.* (2017) adaptam o *Cuckoo Search Algorithm (CSA)* para dimensionamento e alocação de GD na rede a fim de melhorar perfil de tensão e perdas. Este trabalho considera alocação de GD individual, de múltiplas GDs e também de GDs associadas com capacitores shunt. Foram utilizadas as redes de referência IEEE 33-bus radial e *29-bus real time system*.

Sannigrahi e Acharjee (2017) utilizam o indicador *Voltage Stability Index (VSI)* para identificar a posição mais adequada para alocação de vários tipos de GDs. O VSI é desenvolvido a fim de transformar um problema multiobjetivo em um problema de minimização de um único objetivo. De maneira similar, esse documento propõe uma representação de quatro objetivos através de variáveis do tipo "custo anual"[USD/a].

Yuan *et al.* (2017) utilizam de um *Modified Viterbi Algorithm (MVA)* para buscar uma melhor estratégia de recomposição da rede elétrica utilizando os próprios recursos da rede a fim de melhorar sua resiliência, sem fazer uma alocação de elementos na rede. São feitas aplicações do algoritmo tanto para o sistema de referência IEEE 33-bus radial quanto para o sistema IEEE 69-bus radial.

Mohsenzadeh *et al.* (2018) sugerem um método combinado Algoritmo Genético (AG) e *Mixed-Integer Linear Programming (MILP)* para uma otimização de dois estágios através da alocação de (*Remote Control Switch (RCS)*) e Geração distribuída (GD). Um dos principais diferenciais desse artigo é que também é considerada a resposta à demanda. O método é validado no sistema de referência IEEE 69-bus radial.

Ray *et al.* (2018) propõem o uso do algoritmo *Differential Search (DS)* para melhorar a confiabilidade através de uma alocação ótima econômica de *RCS* na rede e é feita a comparação do método com resultados obtidos pela aplicação de *PSO*. A aplicação é feita nos sistemas de referência IEEE 8-barras radial e IEEE 33-barras radial, onde além disso, na rede de 33 barras, os autores consideram uma pré-alocação de chaves fusível em quatro pontos-chave da rede.

Um resumo da revisão bibliográfica pode ser encontrado na Tabela 1. Durante a revisão bibliográfica deste trabalho, observou-se que muitos autores fizeram uso dos sistemas de referência IEEE radiais em suas aplicações, o que permite comparação de resultados com outras aplicações próximas. A principal referência deste trabalho é o estudo desenvolvido por Mohsenzadeh *et al.* (2018).

Tabela 1 – Resumo - Revisão Bibliográfica.

Autores	Ano	Objetivo de otimização	Ferramenta	Sistema de teste
Fard e Zadeh	2013	Recomposição da rede	<i>ISFLA</i>	IEEE-33 barras
Boor e Hosseini	2014	Alocação de GDs	AG	IEEE-33 barras e IEEE-69 barras
Bezerra	2015	Alocação de chaves	<i>MOSP</i>	<i>RBTS Bus 4</i>
Patel et al.	2017	Recomposição da rede	Hopfield	IEEE-69 barras
Priyadarkshini et al.	2017	Alocação de GDs	CSA	IEEE-33 barras e 29-bus <i>RTS</i>
Sannigrahi e Acharjee	2017	Alocação de GDs	<i>VSI</i>	<i>Baran and Wu 32-bus</i>
Yuan et al.	2017	Recomposição da rede	<i>MVA</i>	IEEE-33 barras e IEEE-69 barras
Mohsenzadeh et al.	2018	Alocação de chaves e GD	AG e <i>MILP</i>	IEEE-69 barras
Ray et al.	2018	Alocação de chaves e GD	<i>DS</i> e <i>PSO</i>	IEEE-8 barras e IEEE 33-barras

Fonte: autor.

Tomando em consideração as limitações da licença do software aplicado, *DIgSI-LENT PowerFactory*, optou-se pelo uso da rede IEEE 33-barras radial que será apresentada no Capítulo 4. O software dispõe de uma ferramenta de *scripting* que permite aplicações orientadas

ao objeto e também uma linguagem própria para o desenvolvimento desses *scripts*, o *DIgSILENT Programming Language (DPL)*, que pode ser usado para implementação de uma ferramenta de otimização. Neste trabalho optou-se por utilizar a ferramenta metaheurística AG devido a sua simplicidade de implementação. Com esse estudo foram então definidos os objetivos gerais e os objetivos específicos do trabalho.

1.3 Objetivos gerais e específicos

O objetivo geral do trabalho é realizar alocação otimizada de chaves elétricas e geradores distribuídos em redes de distribuição de energia elétrica, que permita, mediante contingência em linhas, a formação de microrredes para aumento da confiabilidade de suprimento do sistema. Os objetivos específicos são:

- Estudar aplicações e soluções na flexibilização de fronteiras de microrredes;
- Aplicação da metaheurística Algoritmo Genético para otimização de função objetivo;
- Validação do modelo proposto aplicado em sistema de referência IEEE-33 barras radial, usando a ferramenta computacional *DIgSILENT PowerFactory*.

1.4 Estruturação do documento

O Capítulo 2 apresenta uma fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento desse trabalho. Também será apresentado o mecanismo de otimização metaheurístico AG aplicado neste trabalho. Posteriormente será apresentada a fronteira de Pareto, que é uma ferramenta de análise gráfica aplicável em um problema multiobjetivo. É dada uma base sobre os conceitos de confiabilidade de um sistema elétrico de potência, apresentando os indicadores utilizados no Brasil, outros indicadores de aceitação global e como se realiza um estudo de confiabilidade. Por fim, são apresentados conceitos de microrredes com fronteiras flexíveis e mostradas possíveis contribuições.

O Capítulo 3 tem como foco o software *DIgSILENT PowerFactory*, ferramenta fundamental para a realização deste trabalho, tanto na parte de estudos simples de sistemas elétricos de potência como na parte de simulações via programação. Inicialmente é feita uma breve apresentação do *software*, mostrando as interfaces de banco de dados e representação da rede, apresentando as limitações do programa, descrevendo as ferramentas básicas e avançadas

utilizadas. Depois é dado um foco maior a parte de programação no próprio ambiente do *PowerFactory* em *DIgSILENT Programming Language* (DPL).

O Capítulo 4 apresenta o sistema IEEE 33 barras radial, que será a rede elétrica de referência para a realização dos estudos. A seguir, é explicado como funciona o mecanismo de otimização baseado em algoritmos genéticos que foi utilizado para a alocação de chaves e de geração distribuída, desenvolvido completamente em *DIgSILENT Programming Language* (DPL). Também é proposto nesse capítulo um método *offline* para fazer o cálculo do indicador de confiabilidade *Energy interruption cost* (EIC) por meio do indicador *Energy not supplied* (ENS), necessário tanto para aplicação na função objetivo, como para inclusão de um mecanismo para formação de microrredes com fronteiras flexíveis, a fim de contribuir com os indicadores.

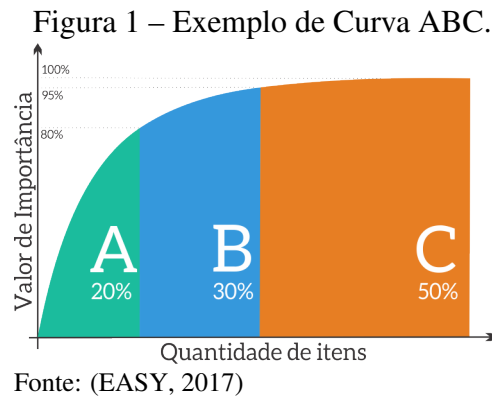
O Capítulo 5 mostra resultados viáveis para implementação obtidos ao longo da realização desse trabalho. O principal ponto desse capítulo está em mostrar que não existe uma única solução correta para implementação. São estudadas algumas abordagens visando objetivos distintos e suas melhorias para a operação do sistema através da alocação inteligente de chaves e geradores.

As conclusões desse estudo são apresentadas no Capítulo 6, juntamente com propostas para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O conceito de otimização de um sistema é similar ao conceito de eficiência, onde se busca a melhor característica de entrada de um sistema e a melhor saída para essa entrada. Por exemplo, em um problema que envolve uma relação investimento e lucro, nos quais estes são respectivamente a entrada e a saída do sistema, uma otimização buscará conciliar um valor máximo de saída e um valor mínimo para a entrada.

Os investimentos iniciais terão grande impacto e baixo custo, os investimentos intermediários terão impacto e custo médio, e os investimentos finais terão pouco impacto e custo alto. Por mais interessante que seja ter um sistema operando com equipamentos da melhor tecnologia existente, isso irá requerer investimentos muito elevados, e esse investimento pode ser muitas vezes superior aos prejuízos que existiriam com uma operação simples. A relação entre investimento e melhorias possui a mesma característica de uma curva ABC, como mostra a Figura 1.



2.1 Algoritmos Genéticos

A primeira ferramenta de aprendizado de máquina que inspirada em evolução foi inicialmente proposta por Turing (1950), mas foi somente após 1975 que os Algoritmos Genéticos se popularizaram através do trabalho de Holland (1975). O Algoritmo Genético consiste em um algoritmo de otimização metaheurístico baseado na seleção natural de Darwin (1859), que estabelece fatos como que os indivíduos mais aptos ao ambiente terão maiores chances de sobreviver e de passar suas qualidades para as gerações futuras.

Em uma população inicial, composta de cromossomos, indivíduos representam possíveis soluções do problema, cada indivíduo carrega um código genético que representa as

características de entrada para uma solução específica. Espera-se que na população existam indivíduos com diferentes características, apresentando então resultados de avaliação distintos.

Como a idéia da seleção natural sugere, os cromossomos melhor avaliados terão maiores chances de passar como herança suas características para as futuras gerações. Os métodos mais comuns para representar a seleção são: elitismo, em que somente os indivíduos mais aptos são selecionados para a etapa de cruzamento; roleta, em que todos os indivíduos têm uma chance, baseada em uma ponderação feita a partir de avaliações dos indivíduos da população, de ser selecionados para a próxima geração. Um indivíduo de maior aptidão terá maiores chances de ser selecionado pela roleta, mas ela não elimina completamente a chance dos outros competidores como faz o elitismo.

Após a seleção, com o objetivo de trazer características boas para uma nova geração ou de tentar obter um indivíduo ainda mais apto, são aplicados os operadores genéticos de cruzamento e mutação. A operação de cruzamento consiste na combinação da informação dos indivíduos selecionados para produzir um novo indivíduo distinto que apresenta informações dos indivíduos selecionados.

A operação de mutação introduz um fator de aleatoriedade para o resultado do operador cruzamento através da possibilidade de uma variação aleatória nos genes do novo indivíduo. Por exemplo, em um gene de codificação binária, uma mutação no gene seria a alteração de um valor 0 para 1 ou também de um valor 1 para 0.

Esse novo indivíduo é avaliado utilizando o mesmo critério de avaliação utilizado na população inicial. Ao longo do algoritmo, todos os indivíduos de todas as gerações são avaliados, guardando na memória o cromossomo mais apto avaliado até o momento. Quando se encontra um novo cromossomo mais apto que este armazenado, é feita uma atualização. Esse processo de registro do melhor valor é realizado ao longo de todas as gerações do algoritmo.

Esse novo indivíduo é então inserido em uma nova população, a fim de representar o histórico de cromossomos das gerações anteriores, e o processo se inicia novamente em um número finito de gerações, ou até atingir um critério de parada definido pelo programador, como um valores de erro médio quadrático ou variância por exemplo. Um exemplo de pseudocódigo para implementação de um algoritmo genético, escrito em alto nível, pode ser observado no Algoritmo 1 e fluxograma do AG aplicado neste trabalho se encontra na Figura 2:

O indivíduo é definido como sendo um vetor composto por 37 elementos, no qual os 32 primeiros elementos representam a alocação de RCS nas 32 linhas do sistema, e os últimos

Algoritmo 1: Algoritmo Genético - Pseudocódigo.

Entrada : Algoritmo (N, gen, Código Genético, Operadores) e Problema (Ex: Pesos, Topologia, Preços, F_{obj} , Referência...).

Saída : Melhor código genético e os respectivos indicadores.

```

1 i = 0;
2  $g_{best} \leftarrow$  Referência;
3 while (Critério de parada não atingido) ou ( $i \leq gen$ ) do
4   Nova população de N indivíduos aleatórios;
5   if  $i > 0$  then
6     | Substituir um indivíduo aleatório da população pelo último descendente;
7   end
8   for  $j=1,2,\dots,N$  do
9     | Avaliar Indivíduo  $j \rightarrow F_{obj}$ ;
10    | if  $F_{obj}(j) < g_{best}$  then
11      | |  $g_{best} \leftarrow F_{obj}(j)$ ;
12      | | Armazenar código genético e indicadores;
13    | end
14  end
15  Operador Seleção;
16  Operador Cruzamento;
17  Operador Mutação;
18  Avaliar descendente  $\rightarrow F_{obj}$ ;
19  if  $F_{obj}(descendente) < g_{best}$  then
20    |  $g_{best} \leftarrow F_{obj}(descendente)$ ;
21    | Armazenar código genético e indicadores;
22  end
23   $i = i + 1$ ;
24  Verificar critério de parada;
25 end
26 Aplicar o melhor código genético armazenado;

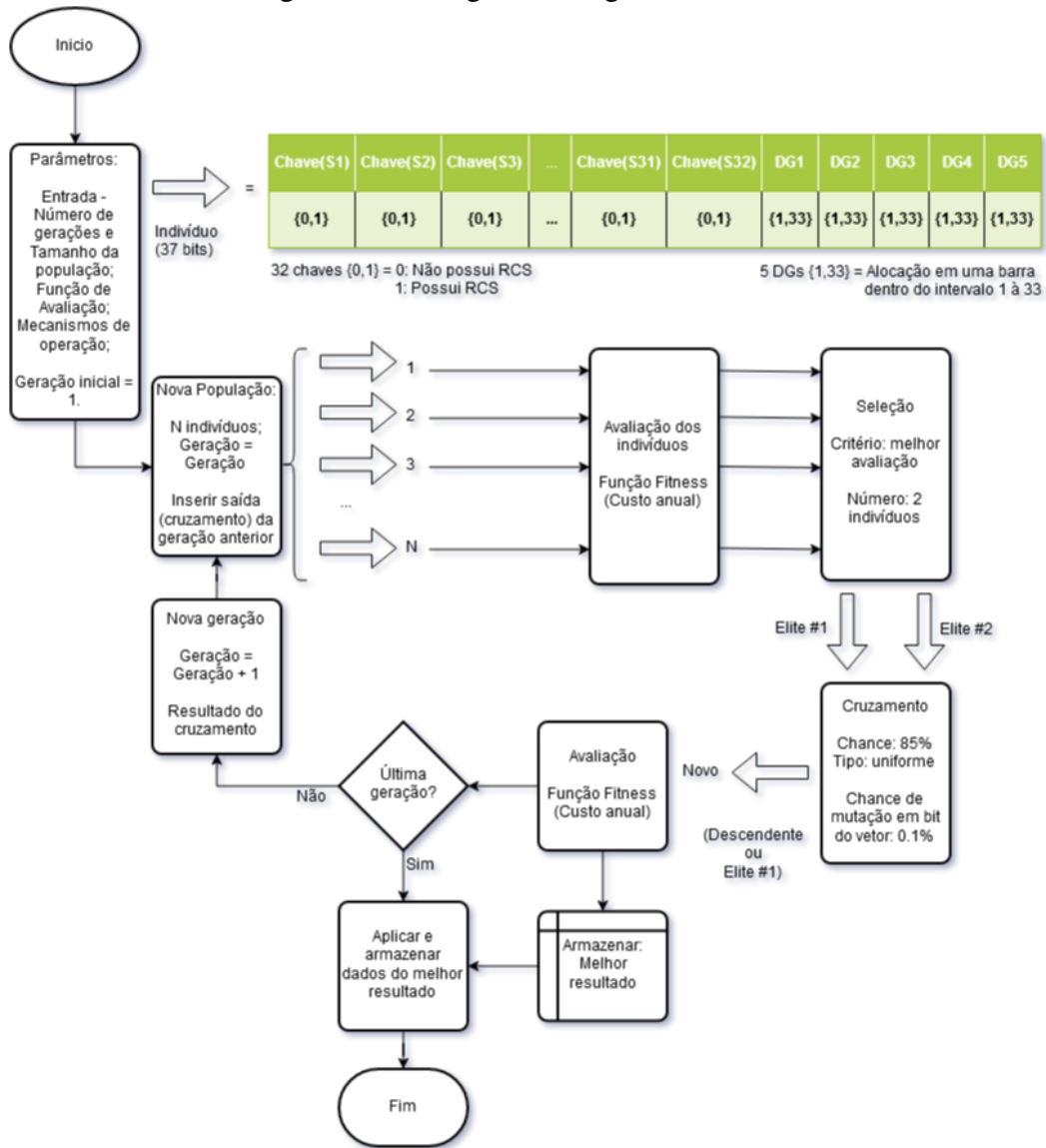
```

5 elementos representam a alocação de GDs nas barras. São gerados em uma população um total de N indivíduos e, havendo registros da geração anterior, o descendente de cruzamento da geração anterior substitui um indivíduo dessa população. Isso é feito para que as novas gerações tenham elementos representantes das gerações anteriores.

Através da função de avaliação, custo anual de operação do sistema, os indivíduos da população são classificados. O custo é composto de: Investimento de RCS e GD; Custo de perdas elétricas no sistema; EIC; Fator de penalização por nível de tensão mínimo em barramento inferior a 0,95[p.u.].

Faz-se então a seleção de indivíduos para o cruzamento, e esta seleção utiliza-se do elitismo, optando pelos indivíduos de melhor resultado na avaliação realizada.

Figura 2 – Fluxograma - Algoritmo Genético.



Fonte: autor.

Tem-se então 85% de chance de se realizar um cruzamento uniforme, onde cada elemento de informação dos parentes tem a mesma chance de ser reproduzido no descendente, e cada elemento tem 0,1% de chance de sofrer mutação, sendo esta mutação a substituição da informação em um gene por um número aleatório conforme os intervalos dos genes. Caso não ocorra cruzamento, o parente de melhor avaliação será reinserido no sistema.

O ciclo se repete pelo número de gerações especificado na entrada, sempre armazenando o melhor indivíduo encontrado. Após a análise da última geração, são aplicados os parâmetros do indivíduo melhor avaliado em todo o histórico do algoritmo, concluindo o algoritmo.

2.2 Fronteira e Curva de Pareto

Por tentativa e erro, a única maneira de confirmar se uma solução específica é a solução ótima é verificando todas as possibilidades, porém muitas vezes isso não é viável. As ferramentas de otimização heurística não necessariamente garantem uma solução ótima global, mas sim soluções locais de acordo com a região de busca do algoritmo. Se a ferramenta heurística é bem escolhida e parametrizada, essa solução local se aproxima da solução ótima global.

As ferramentas buscam várias soluções utilizando critérios para então determinar quais são as melhores para implementação. Quando se tem objetivos bem definidos, as soluções obtidas através de diversas execuções das ferramentas apresentam uma certa convergência. Gera-se então um conjunto de soluções, que buscam atender critérios específicos de acordo com uma função objetivo, e é feita uma investigação nesse conjunto de soluções para definir qual apresenta o melhor resultado ou seja, qual solução não é dominada pelas outras.

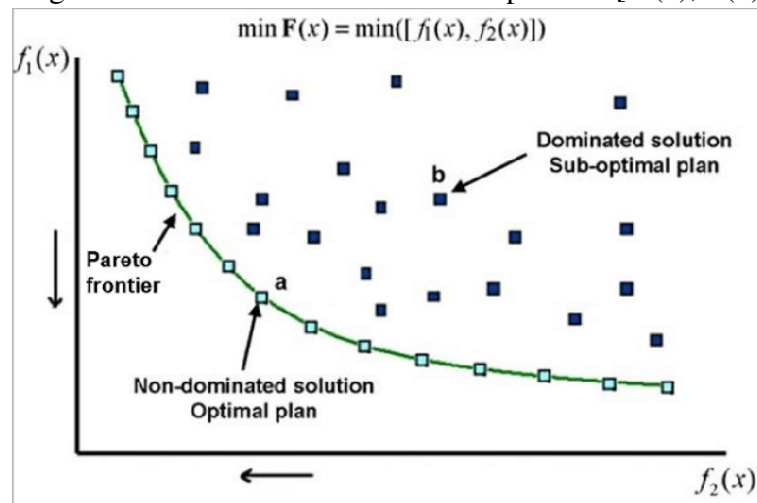
Na otimização multiobjetivo, é comum ter situações onde uma variável de entrada contribua positivamente para uma saída, porém contribua negativamente para outras saídas e entradas. Por exemplo, uma melhoria nos indicadores de segurança de um SEP é diretamente relacionado com uma elevação de custo de investimento e complexidade do sistema.

A Fronteira de Pareto é um dos mecanismos utilizado para fazer essa investigação do conjunto de soluções. Representa-se o conjunto solução em um gráfico, relacionando objetivos e observando quanto a variação em um objetivo afeta outros objetivos. Uma solução se localiza na fronteira quando se encontra um balanço entre os objetivos, não sendo mais possível melhorar um objetivo sem prejudicar outros objetivos e a avaliação global.

Nos problemas de otimização em SEP através de alocação de chaves ou geradores, mesmo fixando o número de elementos alocados, os resultados diferem devido as formas de alocação. A Fronteira de Pareto pode ser aplicada para verificar qual é a solução mais dominante encontrada, seja um problema de maximização ou minimização da função objetivo.

A Figura 3 mostra um cenário claro de definição de Fronteira de Pareto para um conjunto solução. O objetivo é a minimização, as soluções dominantes ,definem uma fronteira interna, enquanto as soluções dominadas estão localizado na região superior à esta curva.

Quando não se conhece toda a região de solução referente à função objetivo, pode-se definir uma Fronteira de Pareto através de observações realizadas entre objetivos conflitantes, determinando quais são as soluções dominadas e não-dominadas (BEZERRA, 2015). Quando se conhece todo conjunto solução pela função objetivo, a Fronteira de Pareto pode ser definida

Figura 3 – Fronteira de Pareto - Exemplo: $\min[f_1(x), f_2(x)]$ 

Fonte: (HUGGINS *et al.*, 2019)

através do limite da região formada pelo conjunto solução.

2.3 Indicadores de Confiabilidade em Sistemas Elétricos de Potência

O significado da palavra acidente está associado à ocorrência de eventos inesperados, normalmente envolvendo consequências negativas. Mesmo com um bom projeto de Sistema Elétrico de Potência (SEP), este ainda estará sujeito a possibilidade de sofrer falhas, sejam por motivos internos (erro de planejamento, projeto, operação, manutenção) ou outras causas externas (desastres naturais ou acidentes ocasionados pelo ser humano). Na ocorrência de uma falha, o SEP deve tomar medidas de proteção para tentar minimizar o efeito da falha e recuperar a maior parte possível dos clientes.

Uma grande dificuldade nos estudos de planejamento de SEP é que não é possível ter certeza sobre o acontecimento destes eventos. Por exemplo, é comum em grandes centros urbanos a ocorrência de colisões com os postes de distribuição de energia. Apesar de não ser um tipo de evento raro, é impossível ter uma garantia de quantos eventos desse tipo se tem ao longo de um ano, e mais complicado ainda determinar quando esses eventos irão ocorrer.

A partir de registros de eventos, utilizando uma abordagem estatística, é possível trabalhar com estimativas. Os estudos de análise de confiabilidade são avaliações estatísticas que utilizam como base de dados registros de eventos e elementos do sistema.

Para esse tipo de análise, uma base de dados mensal seria um período muito pequeno e específico, especialmente considerando que é desejável ter incorporado no montante final características de momentos distintos. Os indicadores de confiabilidade trabalham com bases de

dados e estimativas anuais, tanto para manter uma padronização como também ter um período de estudo que engloba bem essas variações de padrões.

Nos estudos de confiabilidade, não se considera para compor a base de dados os eventos locais, como problemas nos pontos de conexões, barramentos e cargas. O banco de dados é alimentado com os eventos que ocorrem nas linhas e as consequências desse impacto na rede, como mostra a Tabela 2 com o indicador *Frequency Outage Expectancy (FOE)*. Já dados como a classificação da carga, área e número de clientes no ponto de conexão são informações mais voltadas para uma análise de impacto financeiro.

Como mostra a Figura 9, primeiramente entra-se com características da topologia do sistema e os padrões de falha dos elementos da rede. Posteriormente são definidos os estados da rede, que são os possíveis cenários de operação da rede em situação de falta, aplicando faltas nas linhas e observando as consequências dessas faltas no sistema. Quando uma falta ocorre em um SEP, a primeira medida de proteção é o isolamento da falta, verifica-se então no sistema a carga que ainda consegue ser atendida pela rede, e a carga que perdeu conexão com a rede.

Tabela 2 – Exemplo de conjunto de dados para estudo de confiabilidade (Linhas)

Linha	Início	Fim	Comprimento [km]	R [Ohms]	X [Ohms]	λ^* [1/a]
S01	Bus01	Bus02	1	0.0922	0.0470	0.1000000
S02	Bus02	Bus03	1	0.4930	0.2511	0.1495176
S03	Bus03	Bus04	1	0.3660	0.1864	0.1338258
S04	Bus04	Bus05	1	0.3811	0.1941	0.1356919
S05	Bus05	Bus06	1	0.8190	0.7070	0.2077226
...
S31	Bus31	Bus32	1	0.3105	0.3619	0.1411045
S32	Bus32	Bus33	1	0.3410	0.5302	0.1580090

Fonte: autor.

*: λ = Expectativa da frequência anual de interrupções

Com base nos dados apresentados nas Tabelas 1 e 2, que ditam as taxas de falha e carga, respectivamente, e a topologia do SEP, pode-se realizar a análise das falhas através do procedimento apresentado na Figura 9. Pode-se então verificar os indicadores de confiabilidade através da regulamentação da norma 1366 da ??). Os indicadores desta norma mais utilizados nos estudos de confiabilidade em sistemas elétricos são:

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) - O indicador de frequência média de interrupção de suprimento no sistema é calculado pela Equação (2.1).

$$SAIFI = \frac{\sum N_I}{N_A} \quad (2.1)$$

Tabela 3 – Exemplo de conjunto de dados para estudo de confiabilidade (Barras)

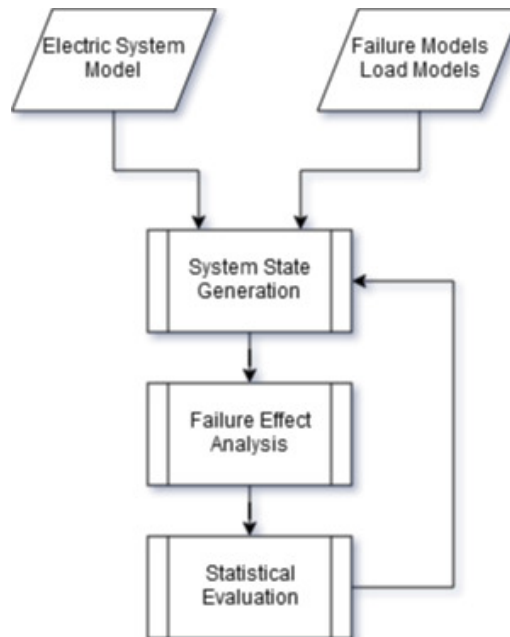
Barra	P [kW]	Q [kvar]	Área	Prioridade*	DR** [%]
Bus01	0	0	Residencial	1	0
Bus02	100	60	Residencial	1	25
Bus03	90	40	Residencial	1	0
Bus04	120	80	Residencial	1	25
Bus05	60	30	Residencial	1	0
...
Bus32	210	100	Comercial	2	0
Bus33	60	40	Comercial	1	0

Fonte: autor.

*: Índice de prioridade para definição de barras/cargas essenciais (Maior o indicador significa uma maior prioridade).

** : Programa de resposta a demanda: Capacidade de corte de carga [%]

Figura 4 – PowerFactory - Análise de confiabilidade



Fonte: Adaptado de GmbH (2019).

N_I representa o total de consumidores interrompidos e N_A representa o total de consumidores atendidos na área.

System Average Interruption Duration Index (SAIDI) - Duração em que um consumidor médio conectado ao sistema é afetado por uma falta, calculado pela Equação (2.2).

$$SAIDI = \frac{\sum rt \times N_I}{N_A} = \frac{\sum T_I}{N_A} \quad (2.2)$$

rt representa a duração da restauração para cada evento de interrupção e T_I representa o tempo de duração da interrupção sustentada do consumidor.

Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI) - Tempo médio para a restauração do serviço para um consumidor, que pode ser calculado através da relação entre o SAIDI e o SAIFI, como mostra a Equação (2.3).

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.3)$$

Average Service Availability Index (ASAI) - Disponibilidade de energia que o consumidor possui durante um período de avaliação determinado, representado como fração ou percentual, calculado como mostra a Equação (2.4).

$$ASAI = \frac{N_A \times \frac{N_h}{a} - SAIDI \times N_A}{N_A \times \frac{N_h}{a}} \quad (2.4)$$

$\frac{N_h}{a}$ representa o número de horas em um ano, que é um total de 8760 horas para anos com 365 dias ou 8784 horas para anos bissextos com 366 dias.

Pode-se fazer estimativas de montantes de energia interrompido ao longo de um ano e o seu custo equivalente a partir dos modelos de interrupções dos elementos da rede (Baruah *et al.*, 2015). Estes índices são:

ENS - Estimativa do total de energia não suprida ao sistema ao longo de um ano, calculado de acordo com a Equação (2.5).

$$ENS = \sum_{i=1}^n \lambda_i * Unsup_i \quad (2.5)$$

λ_i representa a expectativa de frequência de desligamento da linha ao longo de um ano e $Unsup_i$ representa a demanda não atendida durante a condição de contingência na linha i , valor medido através de resultados computacionais de análise de fluxo de carga.

EIC - Estimativa do custo das interrupções ao longo de um ano, calculado a partir do ENS como mostra a Equação (2.6).

$$EIC = \sum_{j=type} ENS_j * Tariff_j \quad (2.6)$$

Tariff representa a tarifa do custo de energia e j corresponde à classificação da área, podendo esta ser a tarifa residencial, comercial, industrial ou uma tarifa média.

Vale mencionar que no Brasil a ANEEL tem o seu próprio mecanismo de avaliação de confiabilidade através do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018) que tem como foco a

qualidade da energia elétrica. Os indicadores individuais - DIC, FIC e DMIC - e coletivos - DEC e FEC - propostos pelo PRODIST são baseados nos indicadores *SAIDI* e ao *SAIFI* propostos pela IEEE (2012).

Este trabalho desenvolve uma otimização cujos objetivos são representados função objetivo é o custo anual de operação. indicadores que são aplicados no estudo realizado são: *ENS*, que é gerado através de um *script* de programação, e o *EIC* que é calculado através do *ENS* e dos dados de tarifação do sistema, considerando que o tempo de recuperação de uma falta no sistema é padronizado para fins de estudo.

2.4 Microrredes com Fronteiras Flexíveis

Devido à incerteza e a intermitência na produção de energia elétrica através de recursos renováveis, como as fontes solar e eólica, não é eficiente tratar as microrredes como elementos de fronteiras definidas.

Fronteiras bem definidas são melhor aplicadas em sistemas com características mais estáticas. Em sistemas mais dinâmicos, com carga e geração variável, passam a existir cenários de capacidade de geração de energia insuficiente para atendimento da demanda, ou cenários em que ocorre uma geração excedente, implicando em um baixo aproveitamento da capacidade de geração e elevação da tensão na microrrede.

Os sistemas que utilizam fronteiras bem definidas necessitam de ferramentas auxiliares para tratar variações e incertezas. Uma delas é a utilização de sistemas de armazenamento de energia, em que se busca fazer um aproveitamento da energia no cenário em que há geração excedente no cenário de geração insuficiente. Mas nem sempre isso é suficiente, sendo muitas vezes necessário solicitar socorro para sistemas vizinhos, o que mostra dependência da rede local e quebra o conceito de fronteiras bem delimitadas.

Já em microrredes com fronteiras flexíveis existe a possibilidade de fazer uma expansão ou redução no limite da fronteira, acarretando em elevação ou redução de carga e geração para manter o balanço de energia (Nassar; Salama, 2016).

Essa expansão ou redução na fronteira é realizada através do controle das chaves elétricas dispostas na rede. Através de uma pré-definição, ou através de um sistema de controle, as chaves recebem sinal para fechar ou abrir de acordo com a necessidade do sistema. A quantidade de chaves dispostas no sistema contribui para o aproveitamento da geração, buscando atender a maior demanda de carga possível enquanto busca-se um balanço entre geração e demanda, e

também contribui para a confiabilidade do sistema, pois permite que um maior número de cargas seja atendido em cenários de contingência, o que é algo atrativo tanto para a concessionária de energia como os consumidores (MOHSENZADEH *et al.*, 2018).

Esse controle das fronteiras pode ser centralizado, como a metodologia hierárquica apresentada no Capítulo 4, que busca melhorar objetivos e satisfazer restrições, de modo similar à aplicação feita por Mohsenzadeh *et al.* (2018). O controle também pode ser descentralizado, tomando as decisões de controle através do consenso de vários agentes sensores, o que é mais adequado para sistemas de grande complexidade e dimensão.

Este trabalho aplica o conceito de formação de fronteiras de microrredes flexíveis com o objetivo de aumentar a eficiência na operação da rede durante os cenários de contingência. É uma abordagem adequada para trabalhar em um cenário real e dinâmico, em que se pode reduzir ou aumentar o número de clientes atendidos pelas GDs locais através de abertura e fechamento de chaves, que acontece conforme variação na carga e variação na geração, buscando sempre atender um maior número de consumidores e fazer o melhor aproveitamento possível das GDs. Isso não somente contribui para os indicadores de confiabilidade

3 DIGSILENT POWERFACTORY

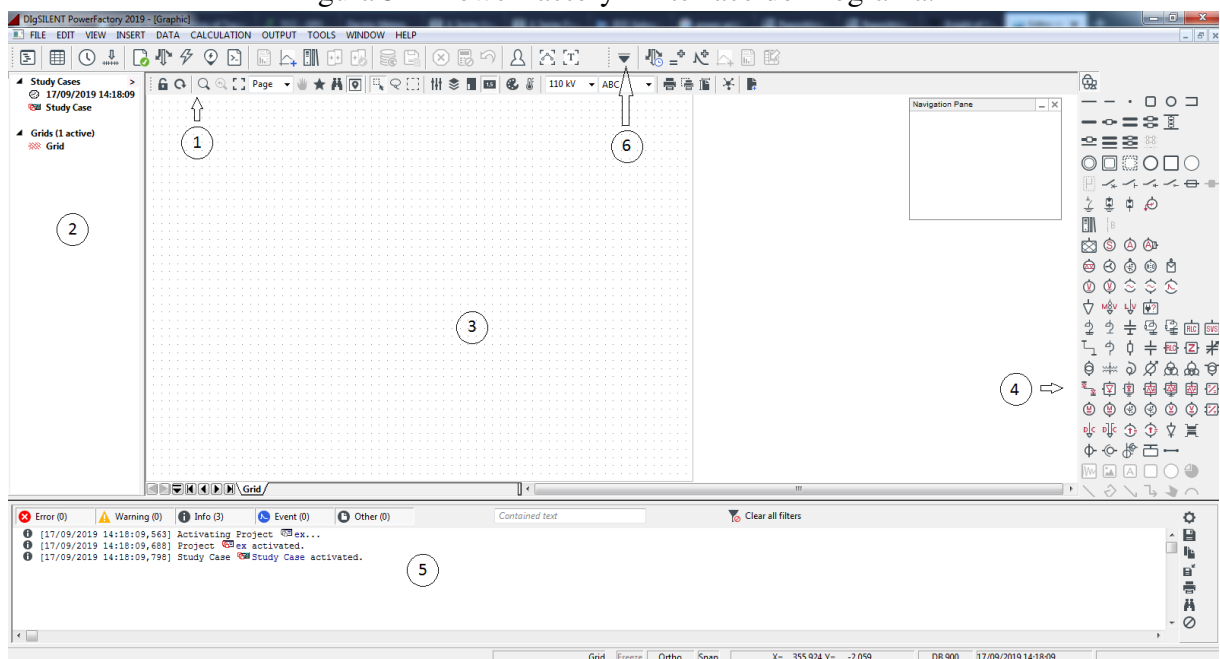
Desenvolvido pela empresa alemã DlgSILENT GmbH, fundada em 1985 por Martin Schmiegl, o *software* PowerFactory hoje é referência na área de sistemas elétricos de potência nos estudos de geração, transmissão, distribuição, parques industriais e energias renováveis.

Tomando como referência os trabalhos publicados na biblioteca do *IEEE*, que possui um acervo bem conceituado e utilizado no mundo, observou-se que existem um total de 881 trabalhos que tem a palavra chave DlgSILENT, sendo 68 somente em 2019, dado coletado em setembro de 2019, o que mostra que o uso do software tem uma boa aceitação nas empresas e na academia.

3.1 Interface gráfica

O PowerFactory é uma ferramenta desenvolvida para atender as necessidades básicas e avançadas do setor. Foi um dos primeiros softwares que trouxe para o usuário uma interface com diagrama unifilar integrado, onde é possível fazer o desenho e edição de diagramas e cálculos para as análises estáticas e dinâmicas de um sistema elétrico. A interface é apresentada na Figura 5 a seguir, e nesta pode-se notar seis regiões de destaque:

Figura 5 – PowerFactory - Interface do Programa.



Fonte: Adaptado da interface do PowerFactory.

1 - *Basic Package* - Pacote de funções básicas, interface, gerenciador de dados e

projetos, funções de análise do fluxo de carga e análise de curto circuito;

2 - *Study Case Overview* - Todo projeto trabalha com um *Study Case* (estudo de caso), onde estão os sistemas estudados, podendo ser estes dependentes ou não de outros estudos de casos registrados, e é possível registrar *Operation Scenarios* (Cenários de Operação) distintos para facilitar o estudo;

3 - *Grid* - Ambiente onde se pode desenhar o diagrama unifilar equivalente de um sistema e observar em abas secundárias gráficos referentes à resultados;

4 - *Model Blocks* - São os modelos dos blocos para implementação no *Grid* e outras ferramentas gráficas;

5 - *Output Window* - Janela onde o programa escreve respostas ao usuário, informando execução de funções ou programas, mensagens de erro, possível comunicação de programas executados e emissão de relatórios;

6 - *Toolbox* : Seleção de uma caixa de ferramentas avançadas específica (ex: *Power Quality and Harmonic Analysis*) e suas respectivas funções.

A interface é bem intuitiva e organizada, o que facilita para o usuário, separando banco de dados, arquitetura da rede, *toolboxes* com funções, editor de programação, plotagem de gráficos, janela de saída para comunicação com o usuário e apresentação de resultados. Além disso, o programa apresenta um gerenciador de dados (*Data Manager*) que permite fácil acesso aos elementos do sistema estudado e seus parâmetros.

3.2 Funções e *Toolboxes*

O pacote básico contempla toda a parte de dados e interface necessárias para a representação dos elementos de uma rede estudada. As ferramentas básicas são:

- *Load Flow Analysis* - Análise do fluxo de carga;
- *Short-Circuit Analysis* - Análise de curto circuito;
- *Load Flow Sensitivities* - Sensibilidade do fluxo de carga;
- *Basic MV/LV Network Analysis* - Análise básica de sistema de média e baixa tensão;
- *Power Equipment Models* - Modelos de equipamentos de sistemas de potência;
- *Network Representation* - Interface para representação de uma rede;
- *Network Model Management* - Gerenciador de dados de uma rede;

- *Network Diagrams and Graphic Features* - Ferramentas para visualização de sistemas elétricos;
- *Results and Reporting* - Cálculo de variáveis para diversos parâmetros locais e globais e mecanismos para exibição de resultados;
- *Data Converter* - Comunicação, importação e exportação de informação e modelos.

A licença disponibilizada durante a realização deste trabalho é uma licença do tipo educacional, que permite o uso simultâneo de até 25 usuários e permite um limite de até 50 nós de carga em um mesmo projeto, distribuídos entre uma ou mais redes ativas no projeto.

As ferramentas disponíveis no PowerFactory para esta licença são: *PowerFactory Basic Package, Contingency Analysis, Quasi-Dynamic Simulation, Network Reduction, Time-Overcurrent Protection, Distance Protection, Power Quality and Harmonic Analysis, Distribution Network Tools, Reliability Analysis Functions, Optimal Power Flow (Reactive Power Optimisation, Economic Dispatch), Techno-Economical Analysis, Stability Analysis Functions (RMS), Electromagnetic Transients (EMT), Small Signal Stability (Eigenvalue Analysis), Scripting and Automation e Outage Planning.*

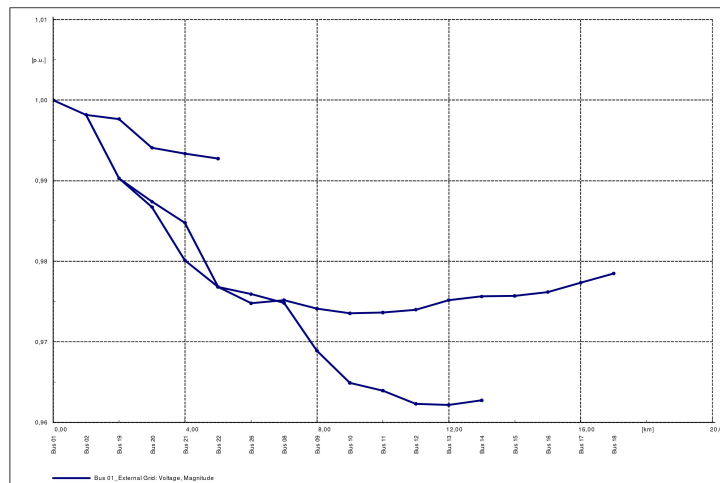
Os manuais do PowerFactory dispõem de informações detalhadas sobre as funções e sobre a ferramenta de *scripting*. As principais ferramentas usadas nesse trabalho são *Load Flow Analysis, Reliability Analysis Functions e Scripting and Automation.*

3.2.1 Função básica: Load Flow Analysis

A função *Load Flow Analysis* é utilizada para analisar em um instante de tempo específico, por isso chamado de estático, as condições de operação do sistema em regime permanente, através do método de Newton-Raphson. É uma ferramenta muito utilizada para verificar as tensões elétricas nos barramentos, os patamares de corrente elétrica no sistema, o carregamento nas linhas, e como o nome sugere o sentido do fluxo de potência elétrica na rede.

Após o cálculo do fluxo de carga, o PowerFactory permite a emissão de relatórios que detalham resultados do fluxo de carga e informações que podem ser interessantes para a análise, como mostra o Apêndice A. A Figura 6 mostra um exemplo de representação do perfil da tensão de uma rede de um dos recursos gráficos da função.

Figura 6 – *Load Flow Analysis - Voltage Profile* (Perfil de tensão).



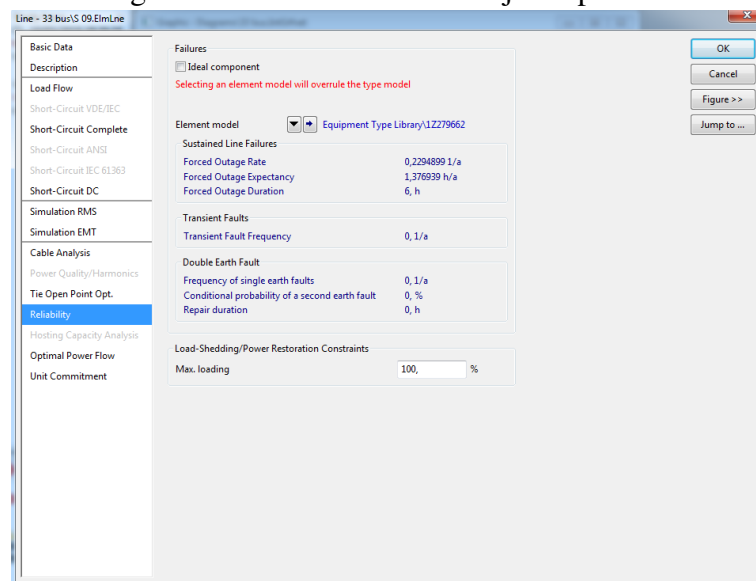
Fonte: Interface do PowerFactory.

3.2.2 *Toolbox avançada: Reliability Analysis*

A toolbox da função *Reliability Assessment* faz uso de indicadores de confiabilidade conforme a norma IEEE 1366_{TM} IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE, 2012) a partir de aplicações de contingências na rede na forma de interrupções.

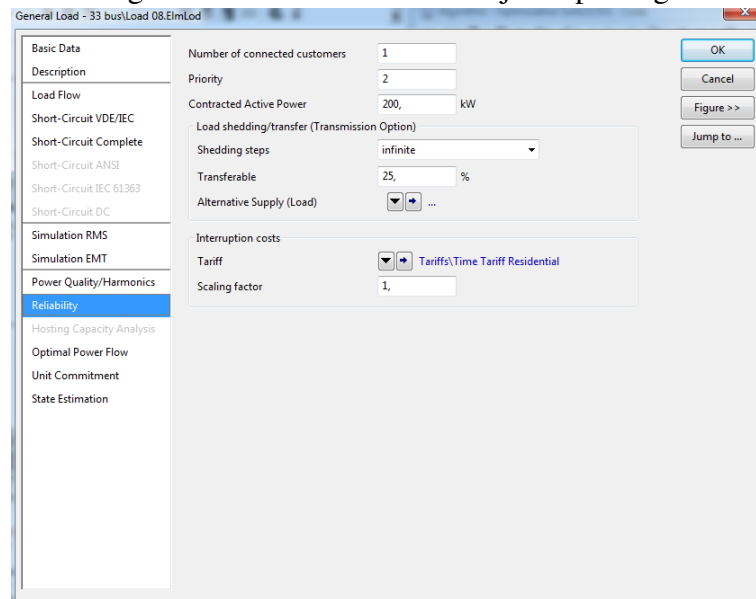
O software não dispõe somente de uma *toolbox* própria para tratar indicadores de confiabilidade, como os componentes possuem em sua descrição dados específicos a respeito da confiabilidade, como mostram as Figuras 7 e 8.

Figura 7 – Confiabilidade - Objeto tipo linha.



Fonte: Interface do PowerFactory.

Figura 8 – Confiabilidade - Objeto tipo carga.



Fonte: Interface do PowerFactory.

O estudo é realizado através da combinação de aplicação de contingências e análise de fluxo de carga. Para cada trecho da rede, é aplicada uma contingência e em seguida aplicado um fluxo de carga. É feita então uma isolação da contingência e o desligamento das fontes de energia nessa região, para então poder levantar dados de demandas supridas e não supridas, e quando combinados com os parâmetros de confiabilidade definidos nos elementos são levantados os indicadores locais e globais de confiabilidade. Essa função não pode ser aplicada em redes não radiais, assim não é possível estudar o sistema em conjunto com as linhas de recurso adicionais.

3.2.3 *Toolbox avançada: Scripting - DIgSILENT Programming Language*

O PowerFactory oferece um grande conjunto de funções e ferramentas para análise de sistemas de potência, mas várias aplicações requerem informações de múltiplas análises, tais como: realizar comunicação com outros programas de coleta ou armazenamento de dados, uma dinâmica na parametrização de entrada e aplicações em algoritmos de alta complexidade. Uma ferramenta que permite o desenvolvimento dessas aplicações é a toolbox avançada de *Scripting*, que pode ser realizado tanto em *Python* como em *DIgSILENT Programming Language (DPL)*.

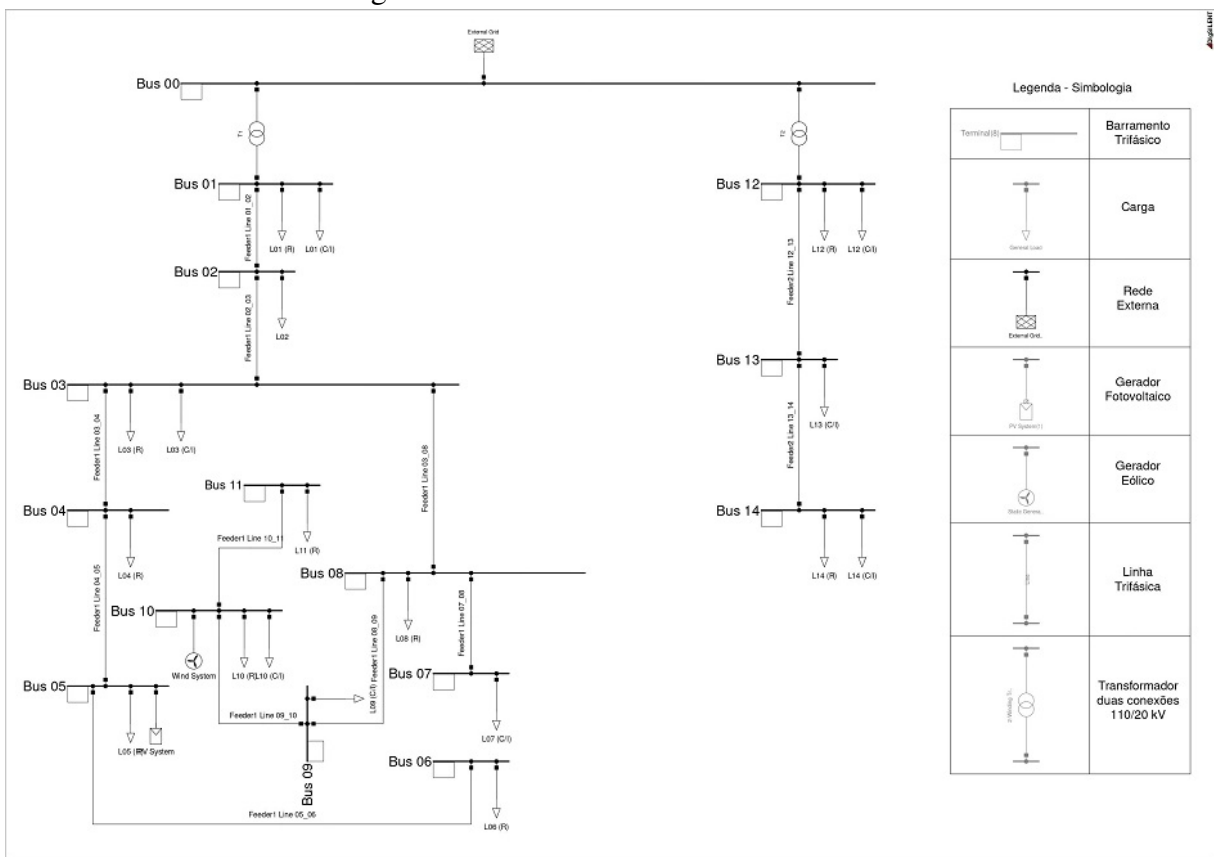
Como o nome sugere, o *DPL* é a linguagem própria da plataforma DIgSILENT, que permite o acesso direto às ferramentas e objetos no próprio programa. É uma linguagem de programação orientada ao objeto, com sintaxe próxima ao da linguagem C++, com a qual é possível interagir com objetos em um sistema desenhado, editar variáveis dos objetos, alterar parâmetros de entrada das funções, executar funções e subrotinas, realizar a leitura de resultados

etc. O software dispõe de manuais próprios para o desenvolvimento de *scripts* em *DPL* e em linguagem Python, apresentando detalhadamente os objetos e os respectivos comandos que podem ser aplicados.

3.2.3.1 Exemplo de aplicação do DPL

Sampaio *et al.* (2019) desenvolvem um programa em *DPL* aplicação de curto circuito em linhas em um alimentador do sistema de referência *Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE)*, na configuração europeia de média tensão, apresentado na Figura 9. Conforme entradas fornecidas em uma planilha de *MS Excel*, o programa permitirá verificar os níveis de tensão nas barras do sistema e reportar os resultados obtidos. Os parâmetros referentes do sistema de referência apresentado podem ser encontrados em CIGRÉ (2014).

Figura 9 – Sistema *CIGRE* de referência.

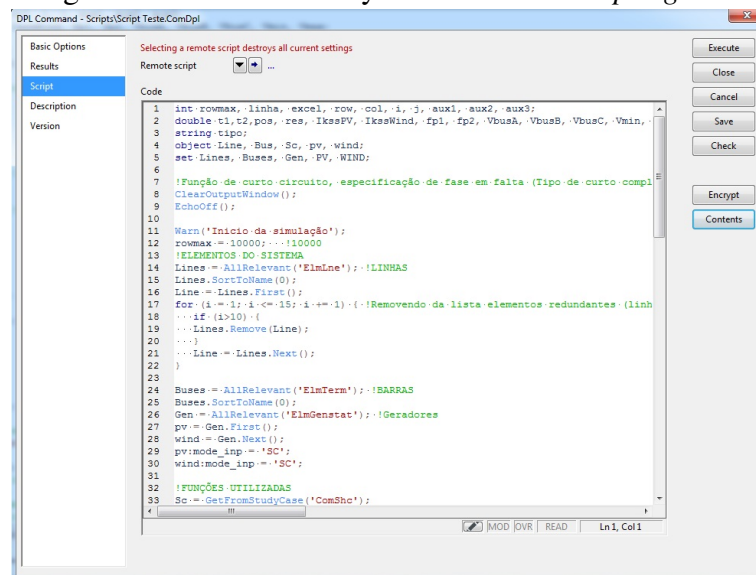


Fonte: Interface do PowerFactory.

A interface de *scripting* em linguagem *DPL* é apresentada na Figura 10. As abas *Basic Options* e *Results* são abas em que se pode definir respectivamente variáveis de entrada e saída para o *script*. Em *scripts* simples, que podem ser executados em uma única rotina, pode-se

trabalhar somente na aba *Script*. Já em *scripts* mais complexos, que envolvem a aplicação de múltiplos *scripts* e *subscripts*, havendo uma necessidade de troca de informações entre esses *scripts*, essas abas são fundamentais para estabelecer essa comunicação. O *script* apresentado na Figura 10 e detalhado no Apêndice B consiste em um único código, portanto, não há necessidade de utilizar essas abas. Os dados de entrada são lidos através de uma tabela com o mesmo formato da Tabela 4.

Figura 10 – PowerFactory - Interface de *Scripting DPL*.



Fonte: Interface do PowerFactory.

Tabela 4 – Dados de entrada do curto circuito para o *script* [Exemplo].

Linha [1-10]	Tipo de curto [str]	Posição na linha [%]	Z Falta [Ohms]	PV [A]	WIND [A]
2	2psc	33.4455	2.6949	0	5.1933
3	spgf	65.2225	2.5604	33.6056	0
8	spgf	5.331	3.3434	18.3907	91.4716
1	spgf	97.8401	2.261	18.3907	39.5155
6	spgf	20.8719	2.7422	18.3907	3.3516

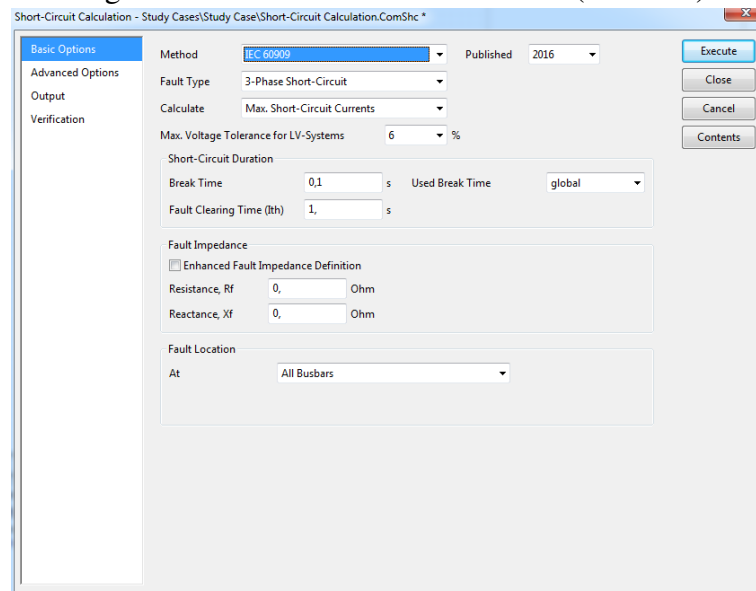
Fonte: autor.

- Linha - Linha correspondente, baseada na ordem alfabética do nome do objeto inserido na rede, na qual será aplicado o curto circuito (variável tipo inteira);
- Tipo de curto - Tipo de curto circuito aplicado (variável tipo *string*, onde o significado das strings é explicado na Figura 22);
- Posição na linha - Posição de aplicação do curto circuito na linha de transmissão relativa à distância da barra montante para a barra jusante (variável tipo real);
- Z Falta - Impedância da falta em ohms (variável tipo real);

- *PV* - Contribuição do gerador fotovoltaico para o curto, em ampéres (variável tipo real);
- *WIND* - Contribuição do gerador eólico para o curto, em ampéres (variável tipo real).

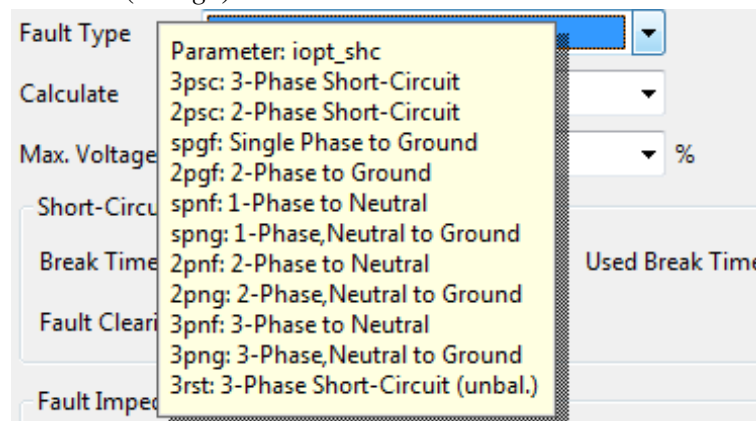
Este exemplo aplica o cálculo de curto circuito sugerido pela norma *IEC 60909* (IEC, 2016), porém o PowerFactory dispõe de outras normas e métodos para o cálculo. Esses métodos estão descritos no manual na parte dedicada a função de calculo de curto circuito. As Figuras 11 e 12 mostram a interface de parâmetros e os tipos de curto circuito que podem ser aplicados, respectivamente.

Figura 11 – *Short Circuit Calculation* (interface).



Fonte: Interface do PowerFactory.

Figura 12 – *Short Circuit Calculation* - Tipos de curto circuito (*strings*).



Fonte: Interface do PowerFactory.

Segundo o *script* no Apêndice B, são declaradas variáveis dos tipos *int*, *double*, *string*, *object* e *set* nas linhas 2 a 6, que representam, respectivamente, números inteiros, números reais, caracteres, objetos do sistema, que podem ser desde elementos do sistema até mesmo comandos e funções, e conjunto de objetos. Inicialmente são definidos parâmetros de simulação, funções e elementos da rede que serão trabalhados nas linhas 11 a 30, como o número máximo de linhas que será lido em uma planilha, conjuntos de objetos e objetos individuais, função de curto circuito. Então é inicializado o processo de interface com o *MS Excel* através do comando *xlStart()* na linha 31, e selecionada uma planilha específica já existente através do comando *xlOpenWorkbook('Endereço da planilha')*.

Para cada linha da planilha do *MS Excel*, através de um laço de repetição *for*, é feita a coleta dos parâmetros da através do comando *xlGetValue* (coluna,linha,variável do *script* que será registrado o valor) e a aplicação desses valores nos parâmetros da função de curto circuito e nas unidades de geração fotovoltaica e eólica, através dos comandos entre as linhas 36 a 63. Esses valores que irão definir os parâmetros do curto circuito serão aplicados sobre uma variável tipo objeto, que representa a função *Short Circuit Calculation*, e após isso será executada a função através do comando *Sc.Execute()* na linha 64.

O objetivo do programa é verificar o nível de tensão nas três fases dos barramentos durante a condição de curto circuito, registrando o menor valor encontrado nas fases. Após a execução da função de análise de curto circuito, devidamente parametrizada, os resultados de interesse são coletados e armazenados na planilha através do comando *xlSetValue* (coluna,linha,valor escrito na coluna e linha da planilha). Após preencher os resultados, a planilha é salva através do comando *xlSaveWorkbook()* e o processo de interface com o *MS Excel* é encerrado com o comando *xlTerminate()*, assim concluindo a execução do *script*. A planilha de resultados se apresenta como mostra a Tabela 5.

Tabela 5 – Segmento da planilha de saída do *script* [Exemplo].

Barra00	Barra01	Barra02	...	Barra 14	Tempo de cálculo
Vmin [p.u.]	Vmin [p.u.]	Vmin [p.u.]	...	Vmin [p.u.]	[s]
1.09311409	0.80275988	0.49827964	...	1.09314320	0.033
1.09761582	0.99726122	0.99726122	...	1.09768558	0.022
1.09775897	1.01177579	1.01177579	...	1.09797612	0.018
1.09531551	0.92277849	0.92277849	...	1.09568619	0.018
1.09764277	1.00145859	1.00145859	...	1.09775872	0.019

Fonte: autor.

Esse exemplo mostra a ferramenta utilizada para verificar as Variações de Tensão

de Curta Duração (VTCD) provocadas por curto circuito por Sampaio *et al.* (2019), que foi desenvolvido em paralelo com este trabalho.

A possibilidade de desenvolver programas, na própria interface do PowerFactory, expande o potencial do *software* e é fundamental na execução deste trabalho. Foram trabalhados programas em *DPL* para a implementação de *RCS* e de unidades de geração distribuída (GD) em um sistema radial, de modo a melhorar os indicadores elétricos e financeiros da rede, minimizando o custo de operação anual da rede e trazendo uma maior segurança para o sistema.

4 METODOLOGIA

Este capítulo tem por objetivo apresentar um modelo para alocação otimizada de chaves elétricas e geração distribuída, que permita a formação de microrredes de fronteiras flexíveis. O capítulo apresenta inicialmente o sistema teste IEEE-33 barras para aplicação e teste da proposta desenvolvida, o modelo de alocação otimizada de chaves e GD através da metaheurística AG, apresentada no Capítulo 2, e um método para o cálculo dos indicadores de confiabilidade *ENS* e *EIC*, necessários para a função objetivo da metaheurística, onde este método considera a formação de microrredes com fronteiras flexíveis durante cenários de contingência na rede elétrica, buscando melhorar esses indicadores de confiabilidade.

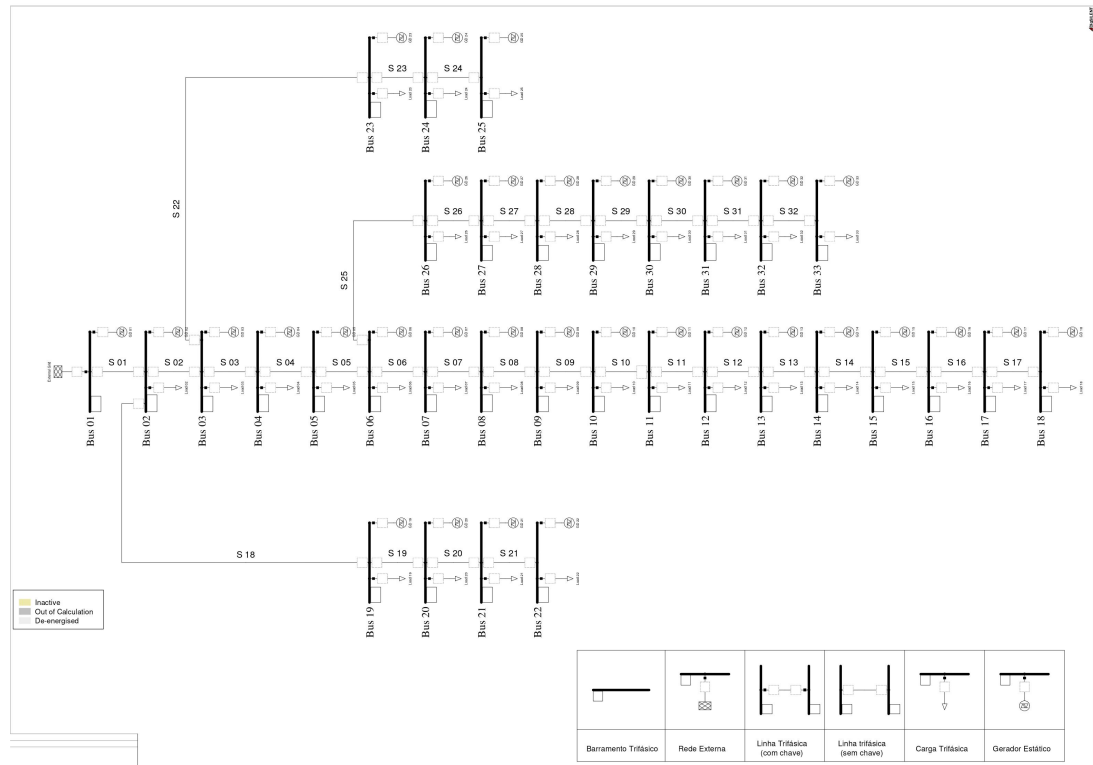
4.1 Sistema de referência IEEE-33 barras radial

O sistema de referência, apresentado na Figura 13, possui 33 barras dispostas em uma topologia radial pura, ou seja, não possui convergência de caminhos. Esta é uma rede europeia, sendo atendida com uma tensão de 12.66 kV e frequência de 50 Hz através de um ponto de conexão com sistemas externos, sendo este localizado na barra 01. Ao longo de sua topologia observa-se três pontos de derivação de caminhos que ocorrem nas barras 02-03-06, e quatro finais de curso que ocorrem nas barras 18-22-25-33. A rede possui uma demanda de carga total de 3,715MW e 1,8Mvar, distribuídos nas barras conforme mostra a Tabela 6. As linhas S01 e S02, que compreendem o trecho de entrada, possuem uma capacidade de condução de 400 A, enquanto as demais linhas do sistema possuem uma capacidade de condução de corrente de 200A. As características das linhas da rede são apresentadas na Tabela 7.

Não foi encontrado nas referências informação sobre o comprimento das linhas de transmissão, mas somente a respectiva impedância total das linhas. Para a representação no PowerFactory, foi feita uma padronização dos comprimentos das linhas para 1km, e cada linha do sistema tem a sua respectiva impedância por unidade de comprimento, em ohms por quilometro, para obter valores de impedância conforme especificado na Tabela 7.

Para garantir cenários em que não haja geração superior à demanda nas ilhas formadas no sistema, considera-se que todas as unidades geradoras implementadas na otimização são despacháveis. Em situações de ilhas trabalhando com múltiplos geradores, caso não haja um controle do despacho dos geradores, o PowerFactory buscará maximizar o despacho nas máquinas mais distantes da referência e, com as máquinas mais próximas da referência, buscará

Figura 13 – Sistema de referência IEEE radial de 33 barras.



Fonte: Interface do PowerFactory.

controlar o despacho dessas para atender a demanda sem desperdício de recursos.

Para o estudo de confiabilidade, é necessário conhecer a frequência anual das faltas nas linhas para obter os indicadores apresentados no Capítulo 3. Os estudos nas referências bibliográficas como Kavousi-Fard e Akbari-Zadeh (2013) mostram que essa informação pode ser estimada com base no comprimento das linhas. Como os dados do comprimento das linhas do sistema IEEE 33 barras não estavam disponíveis, foram feitas considerações baseadas nas impedâncias das linhas, que é uma característica associada diretamente com o comprimento das linhas.

Foi considerado que as linhas de maior impedância possuem uma maior probabilidade desta sofrer algum tipo de falha. Utilizando esta ideia, Kavousi-Fard e Akbari-Zadeh (2013) propuseram uma escala linear para a estimação de frequência anual de faltas em que a linha de maior impedância possui uma frequência anual de 0,4 faltas por ano, enquanto a linha de menor impedância apresenta uma frequência anual de 0,1 faltas por ano. Admitindo que o tempo de reparo para uma falha é de 6 horas em qualquer ponto nesse sistema, torna-se então possível realizar os estudos considerando expectativas de falhas nos trechos do sistema.

Tabela 6 – Dados das barras do sistema da Figura 13.

Barra	P [kW]	Q [kvar]	Área	Prioridade*	DR** [%]
Bus01	0	0	Residencial	1	0
Bus02	100	60	Residencial	1	25
Bus03	90	40	Residencial	1	0
Bus04	120	80	Residencial	1	25
Bus05	60	30	Residencial	1	0
Bus06	60	20	Residencial	1	0
Bus07	200	100	Residencial	2	25
Bus08	200	100	Residencial	2	25
Bus09	60	20	Residencial	1	0
Bus10	60	20	Residencial	1	0
Bus11	45	30	Residencial	1	0
Bus12	60	35	Residencial	1	0
Bus13	60	35	Residencial	1	0
Bus14	120	80	Residencial	1	25
Bus15	60	10	Residencial	1	0
Bus16	60	20	Residencial	1	0
Bus17	60	20	Residencial	1	0
Bus18	90	40	Residencial	1	0
Bus19	90	40	Industrial	2	0
Bus20	90	40	Industrial	2	0
Bus21	90	40	Industrial	1	0
Bus22	90	40	Industrial	1	0
Bus23	90	50	Industrial	1	25
Bus24	420	200	Industrial	2	25
Bus25	420	200	Industrial	1	0
Bus26	60	25	Comercial	1	0
Bus27	60	25	Comercial	1	0
Bus28	60	20	Comercial	1	0
Bus29	120	70	Comercial	1	0
Bus30	200	600	Comercial	1	0
Bus31	150	70	Comercial	1	0
Bus32	210	100	Comercial	2	0
Bus33	60	40	Comercial	1	0

Fonte: Adaptado de IEEE.

Nota: $S_{base} = 100MVA$; $V_{base} = 12.66kV$.

*: Índice de prioridade para definição de barras/cargas essenciais (Maior o indicador significa uma maior prioridade).

** : Programa de resposta a demanda: Capacidade de corte de carga [%].

As cargas também foram classificadas em grupos de acordo com a barra em que estão localizadas: as cargas localizadas nas barras 1 à 18 são residenciais, as cargas localizadas nas barras 19 à 25 são classificadas como industriais e as cargas localizadas nas barras 26 à 33 são classificadas como comerciais. Esses grupos diferem no quesito do custo de interrupção de energia (BOOR; HOSSEINI, 2014).

Para compor o estudo da otimização das ilhas, foi estabelecido que as cargas nas barras 7, 8, 19, 20, 24 e 32 são cargas essenciais para o sistema. Também foi estabelecido que as cargas nas barras 2, 4, 7, 8, 14, 23 e 24 participam de um programa de resposta a demanda e

Tabela 7 – Dados das linhas do sistema da Figura 13.

Linha	Início	Fim	Comprimento [km]	R [Ohms]	X [Ohms]	FOE** [1/a]
S01	Bus01	Bus02	1	0.0922	0.0470	0.1000000
S02	Bus02	Bus03	1	0.4930	0.2511	0.1495176
S03	Bus03	Bus04	1	0.3660	0.1864	0.1338258
S04	Bus04	Bus05	1	0.3811	0.1941	0.1356919
S05	Bus05	Bus06	1	0.8190	0.7070	0.2077226
S06	Bus06	Bus07	1	0.1872	0.6188	0.1597820
S07	Bus07	Bus08	1	0.7114	0.2351	0.1717367
S08	Bus08	Bus09	1	1.0300	0.7400	0.2282354
S09	Bus09	Bus10	1	1.0440	0.7400	0.2294899
S10	Bus10	Bus11	1	0.1966	0.0650	0.1114034
S11	Bus11	Bus12	1	0.3744	0.1298	0.1322327
S12	Bus12	Bus13	1	1.4680	1.1550	0.2942515
S13	Bus13	Bus14	1	0.5416	0.7129	0.1871736
S14	Bus14	Bus15	1	0.5910	0.5260	0.1757103
S15	Bus15	Bus16	1	0.7463	0.5450	0.1903463
S16	Bus16	Bus17	1	1.2890	1.7210	0.3253311
S17	Bus17	Bus18	1	0.7320	0.5740	0.1910178
S18	Bus02	Bus19	1	0.1640	0.1565	0.1135638
S19	Bus19	Bus20	1	1.5042	1.3554	0.3115229
S20	Bus20	Bus21	1	0.4095	0.4784	0.1579359
S21	Bus21	Bus22	1	0.7089	0.9373	0.2179882
S22	Bus03	Bus23	1	0.4512	0.3083	0.1487698
S23	Bus23	Bus24	1	0.8980	0.7091	0.2145780
S24	Bus24	Bus25	1	0.8960	0.7011	0.2138605
S25	Bus06	Bus26	1	0.2030	0.1034	0.1136878
S26	Bus26	Bus27	1	0.2842	0.1447	0.1237174
S27	Bus27	Bus28	1	1.0590	0.9337	0.2440414
S28	Bus28	Bus29	1	0.8042	0.7006	0.2060301
S29	Bus29	Bus30	1	0.5075	0.2585	0.1513098
S30	Bus30	Bus31	1	0.9744	0.9630	0.2394325
S31	Bus31	Bus32	1	0.3105	0.3619	0.1411045
S32	Bus32	Bus33	1	0.3410	0.5302	0.1580090
R01*	Bus08	Bus21	1	2.0000	2.0000	0.4000000
R02*	Bus09	Bus15	1	2.0000	2.0000	0.4000000
R03*	Bus12	Bus22	1	2.0000	2.0000	0.4000000
R04*	Bus18	Bus33	1	0.5000	0.5000	0.1664549
R05*	Bus25	Bus29	1	0.5000	0.5000	0.1664549

Fonte: Adaptado de IEEE.

Nota: $S_{base} = 100MVA$; $V_{base} = 12.66kV$.

*: Recurso do sistema. Estas linhas não são utilizadas no estudo.

** : Considera-se para o FOE uma escala linear conforme a impedância da linha onde.

$$0.1 (Z_{min}) \leq FOE \leq 0.4 (Z_{max})$$

caso o sistema local necessite, elas admitem uma redução de até 25%.

O preço da energia é padronizado para 0,12USD/kWh, e esse valor é utilizado como referência para a avaliação de custos referentes a perdas e para penalização referente a nível de tensão precário, como mostra a Tabela 8. A tarifação referente à interrupção do fornecimento de energia difere para cada classificação de cliente e esta é apresentada na Tabela 9. Com base nos três tipos de tarifas, foi estimada uma curva tarifária média para simplificação do problema,

Tabela 8 – Classificação da tensão em regime permanente.

Classificação	Faixa de Tensão [p.u.]
Adequada	$0,95 \leq V \leq 1,05$
Precária	$0,9 \leq V < 0,95$
Crítica	$V < 0,9$ ou $V > 1,05$

Fonte: autor.

Nota: Tensão de referência = 1 [p.u.].

obtida através de uma ponderação com base no carregamento das respectivas áreas, de acordo com as Equações 4.1 e 4.2.

Tabela 9 – Tarifa - Interrupção de carga.

Duração (min)	Comercial [USD/kW]	Industrial [USD/kW]	Residencial [USD/kW]
0	0	0	0
1	0.38	1.62	0
20	2.96	3.868	0.09
60	8.55	9.58	0.48
240	31.31	25.16	4.91
360	57.155	39.48	10.30
480	83.00	53.80	15.69

Fonte: adaptado de Boor e Hosseini (2014).

Nota: Tempo de reparo adotado = 6h (360min).

$$Tariff_{med,6h} = \frac{\sum_{i=C,R,I} P_i * Tariff_{i,6h}}{\sum P_i} \quad (4.1)$$

$$Tariff_{med,6h} = \frac{P_C * Tariff_{C,6h} + P_R * Tariff_{R,6h} + P_I * Tariff_{I,6h}}{\sum_{i=C,R,I} P_i} \quad (4.2)$$

Onde, P_C , P_R e P_I , valores de potência ativa das respectivas regiões, são 920 kW, 1505 kW e 1290 kW respectivamente, totalizando os 3715 kW da rede. Substituindo os valores das potencias e tarifas na Equação 4.2, calcula-se então a tarifa média ponderada na Equação 4.3.

$$Tariff_{med,6h} = 32,1697 \left(\frac{USD}{kW} \right) \quad (4.3)$$

O custo anual de implementação de uma chave RCS em uma das linhas de transmissão é fixado 3000\$ (MOHSENZADEH *et al.*, 2018). O custo de implementação das unidades de geração também é fixado em 1250USD/kVA por ano considerando uma vida útil de 14 anos (BOOR; HOSSEINI, 2014). A penalização devido às condições de energia suprida é baseado na

quantidade de carga no sistema atendida em condições precárias e críticas segundo a exigência da Tabela 8.

Outra consideração a respeito dos geradores é que estes operam com fator de potência unitário, sendo levado em consideração somente a produção de potência ativa. Quando estes operam desconectados da rede elétrica, eles possuem um mecanismo de compensação de reativos que atende o sistema isolado em que participam.

4.2 *Scripting DPL*

O desenvolvimento de *scripts* realizado neste trabalho consiste em dois programas. O programa principal é um otimizador metaheurístico, que utiliza um algoritmo genético para orientar a implementação de RCS e GDs a fim de reduzir custo anual do sistema, que leva em consideração o custo da chave, custo da GD e penalizações pelo desvio da tensão de regime permanente. Este *script*, descrito pelo fluxograma apresentado na Figura 14, se encontra disponível no Apêndice C e o processo é apresentado na próxima seção.

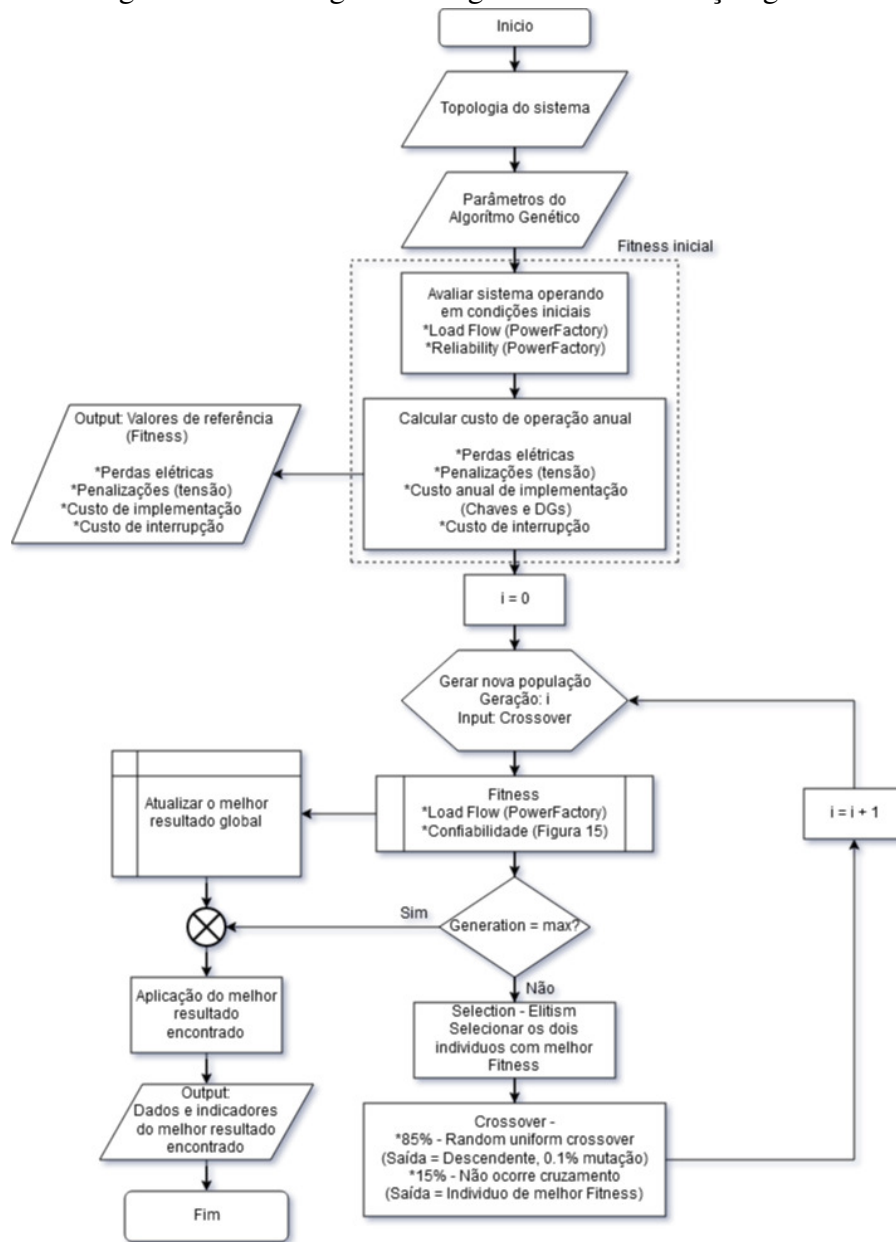
O outro programa, fundamental para a execução do primeiro, trata-se de uma função de análise de confiabilidade que, diferente da ferramenta já disponível no PowerFactory, orienta a formação otimizada de fronteiras flexíveis de microrredes a jusante da falta, definidas pela alocação das chaves e capacidade de geração nas ilhas.

4.2.1 *Otimização - Algoritmo Genético*

O processo de otimização se baseia em um algoritmo genético que utiliza como referência resultados e indicadores obtidos através das funções *Load Flow Analysis*, *Reliability Assessment* do próprio PowerFactory e também a função de Análise de Confiabilidade desenvolvida neste trabalho.

Gera-se então, aleatoriamente, uma população inicial, composta por N vetores de 37 elementos que ditam a alocação de RCS e GDs, e é feita a avaliação desta população utilizando as funções *Load Flow Analysis* e Análise de Confiabilidade. A avaliação é feita levantando o custo anual das perdas elétricas no sistema, da penalização referente aos níveis de tensão exigidos pelas normas, aos custos de implementação das GDs e RCS e também ao EIC total, como descrevem as Equações 4.4 à 4.11. A Equação 4.4 a seguir mostra como se calcula o custo

Figura 14 – Fluxograma - Algoritmo de otimização global.



Fonte: autor.

referente às perdas elétricas no sistema.

$$\mathbf{F}_{\text{Loss}} = \sqrt{\text{Loss}_P^2 + \text{Loss}_Q^2} \times (\text{Tariff}_{kWh}) \times (1\text{ano}) \quad (4.4)$$

F_{Loss} representa a função objetivo referente ao custo das perdas de potência ativa (Loss_P) e perdas de potência reativa (Loss_Q) representam respectivamente as perdas ativas e perdas reativas e Tariff_{kWh} representa o preço do kWh de energia. Traduzindo a equação para analisar o custo anual das perdas chega-se na Equação 4.5.

$$\mathbf{F}_{\text{Loss}} = \sqrt{\text{Loss}_P^2 + \text{Loss}_Q^2} \times 0.12 \left(\frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right) \times 24 \times 365 \left(\frac{h}{d} \cdot \frac{d}{a} \right) \quad (4.5)$$

Um dos objetivos do problema é a minimização do investimento realizado, que é calculado através da Equação 4.6.

$$\mathbf{F}_{Invest} = N_{DG} \times (P_{unit}) \times Price_{kW} \left(\frac{USD}{kVA} \cdot \frac{1}{a} \right) + N_{RCS} \times Price_{SW} \left(\frac{USD}{a} \right) \quad (4.6)$$

F_{Invest} representa a função objetivo referente ao custo de investimento dos elementos RCS e GD alocados na rede elétrica, em que N_{DG} e N_{RCS} representam respectivamente o número de elementos tipo GD e RCS inseridos na rede, P_{unit} representa a potência ativa nominal de uma unidade de GD, $Price_{kW}$ representa o preço para a GD produzir 1kW durante 1 ano, e $Price_{SW}$ representa o custo de implementação de uma chave elétrica que permite um controle remoto.

Um dos objetivos na alocação de GDs no sistema é melhorar o perfil de tensão da rede, que na sua configuração base possui níveis de tensão em condição precária. Também considera-se uma função objetivo correspondendo à penalização baseado no perfil de tensão. A Equação 4.7 mostra como é calculada a penalização para o atendimento em níveis de tensão precária:

$$\mathbf{F}_{Penalty} = \sum [Load_{V < 0.95[p.u.]}] \times (Tariff_{kWh}) \times (1ano) \quad (4.7)$$

$F_{Penalty}$ representa a penalização aplicada para cenários de perfil de tensão apresentando níveis de tensão precários, $Load_{V_{min} < 0.95[p.u.]}$ representa toda a carga atendida em uma condição de tensão precária. Em períodos anuais, que é o padrão para intervalo de tempo para dados de confiabilidade, considerando uma manutenção de cenários por um ano chega-se nas Equações 4.8 e 4.9:

$$\mathbf{F}_{Penalty} = \sum [Load_{0.95[p.u.]}] (kW) \times 0.12 \left(\frac{USD}{kWh} \right) \times 24 \times 365 \left(\frac{h}{d} \cdot \frac{d}{a} \right) \quad (4.8)$$

$$\mathbf{F}_{Penalty} = \sum [Load_{0.95[p.u.]}] \times 1051.2 \left(\frac{USD}{kWh} \cdot \frac{h}{a} \right) \quad (4.9)$$

A Equação 4.10 mostra como é calculado o indicador *EIC*.

$$\mathbf{EIC} = \sum \left[ENS \left(\frac{kWh}{a} \right) \times TimeTariff_{6h} \left(\frac{USD}{kWh} \right) \right] \quad (4.10)$$

Calcula-se o *EIC* com base no *ENS* e na tarifa de interrupção, considerando interrupções padronizadas de 6 horas de duração.

Adotando um sistema de precificação, as equações mostram que é possível a associação de todos os objetivos individuais em um objetivo final, que é o custo anual de operação. Isso permite que seja realizado uma abordagem tanto uniobjetiva, através dessa implementação, como multiobjetiva, observando os objetivos individualmente. O custo anual de operação é calculado através da Equação 4.11:

$$F_{obj} = F_{Loss} + F_{Invest} + F_{Penalty} + EIC \left(\frac{USD}{a} \right) \quad (4.11)$$

F_{obj} é a função objetivo final, sendo esta composta pela contribuição dos quatro objetivos individuais apresentados nas equações anteriores, resultando em um custo de operação anual.

Tendo bem definida a função objetivo, pode-se então aplicar a ferramenta metaheurística AG. Primeiramente define-se os parâmetros de entrada fixos do algoritmo das referências de preços da energia, implementação e operação das GDs, custo de implementação de chaves, potência das GDs, quantidade de GDs e número de linhas na rede que podem receber chaves elétricas. Depois define-se alguns parâmetros variáveis, sendo estes o tamanho da população, o número de gerações que será executado o algoritmo e a semente de geração de números aleatórios no programa para ser possível reproduzir resultados.

Inicialmente gera-se aleatoriamente uma população inicial de N indivíduos e é realizada a avaliação destes indivíduos através da função objetivo proposta na Equação (4.11). A seleção é realizada através de elitismo, sendo assim escolhidos os dois indivíduos de melhor avaliação da população e existe uma probabilidade de 85% de que haja o cruzamento destes indivíduos. O cruzamento gera um novo indivíduo que pode herdar características dos dois parentes, sendo que cada gene possui 50% de chance de receber informação do parente 1, 50% de chance de receber informação do parente 2 e esta informação tem 0,1% de chance de sofrer mutação.

Isto se repete por G gerações e, ao final da execução, será utilizado o indivíduo de melhor avaliação em todo histórico de análise como um possível resultado ótimo. Não é viável realizar a análise completa dos 122 quatrilhões de possibilidades, mas o mecanismo de cruzamento busca levar para as gerações futuras as melhores características locais como herança para as gerações futuras e, tanto a aleatoriedade das novas populações quanto a possibilidade de mutação dos indivíduos no cruzamento garantem uma maior área de busca efetiva, evitando que o algoritmo fique preso em um ótimo local.

4.2.2 *Análise de Confiabilidade*

Apesar da praticidade da *toolbox Reliability Analysis* esta possui suas limitações. Essa função não permite o controle adequado das regiões jusante a isolação da contingência. A função baseia-se em aplicações de fluxo de carga, sendo assim a região jusante a contingência esta isolada da rede externa. Caso as fontes de energia nesse bloco jusante a rede externa estejam funcionando sem trabalhar como maquinas de referencia, a função fluxo de carga não enxergara essas fontes, já se essas fontes de energia estejam atuando como máquinas de referência, estas funcionarão como barras *slack*, barras de referência, e tentarão atender toda a região, ignorando os limites operacionais das maquinas.

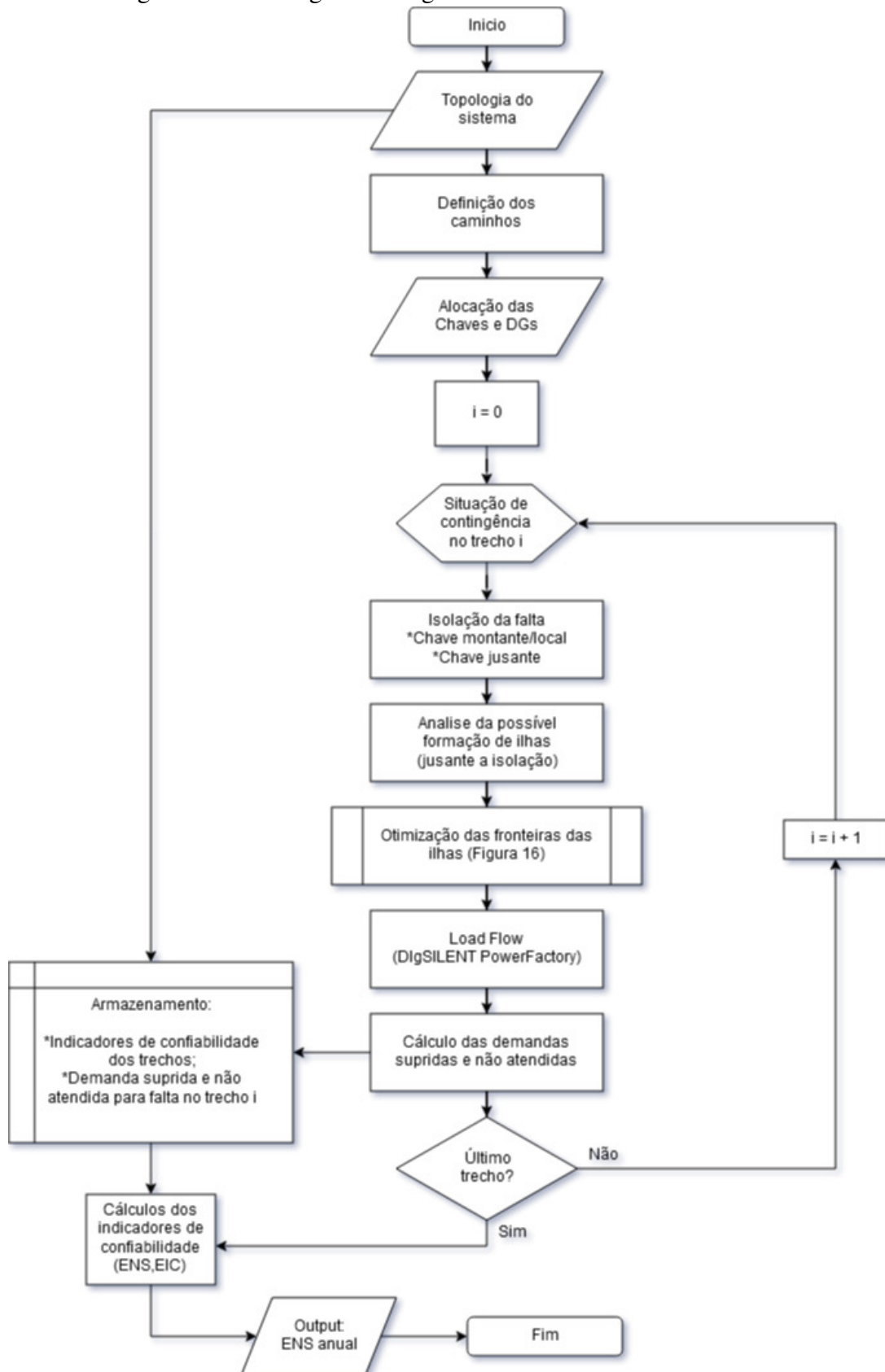
Visando fazer um estudo com um tratamento correto dessa região jusante a isolação da contingência, foi necessário desenvolver uma *script* de análise de confiabilidade que trate essas regiões.

Esta etapa é desenvolvida através de uma metodologia *offline*, sem executar cálculos de fluxo de carga para usar como referência no programa, conforme o algoritmo proposto na Figura 15. É aplicada uma condição de falta em uma das 32 linhas da rede. Então isola-se a falta através da abertura das RCS mais próximas à falta. Se a falta ocorre em um local com RCS, apenas a respectiva linha será aberta, já se a falta ocorre em um local que não possui RCS, a isolação será feita através da abertura da chave montante e da chave jusante, afetando as barras localizadas entre esses limites. Em faltas ocorrendo após a última chave existente em um determinado trecho, a isolação será feita apenas através da abertura da chave montante.

Após feita a isolação, é determinada quanta carga a rede ainda consegue atender, quanta carga está morta, ou seja, dentro da região em falta, e quanta carga é recuperável, ou seja, carga que está jusante à isolação da falta e "pode vir" a ser atendida por uma ou mais unidades de GD. Dentro da região em falta não é possível o atendimento via GD, portanto as unidades presentes na região morta também serão desconectadas. Havendo unidades GD jusante à região em falta, é possível o atendimento de cargas através da formação de ilhas, e ainda havendo reserva ou deficiência na capacidade das GDs locais, é necessário flexibilizar as fronteiras das ilhas, expandindo ou contraindo, de modo a operar da maneira mais segura e eficiente possível.

Primeiramente, é feita a divisão das possíveis regiões com base na alocação das chaves de acordo com o indivíduo implementado, e verificar quais são as regiões que possuem geração local, propiciando condições para uma operação local como microrrede em modo ilhado, para a respectiva situação de contingência estudada. Após o levantamento das regiões e fronteiras

Figura 15 – Fluxograma - Algoritmo de análise de confiabilidade.



Fonte: autor.

das ilhas iniciais, para cada uma delas são coletados dados que podem ser relevantes para a análise de fronteiras que é proposta pelas Figuras 16 e 18: Carregamento; Capacidade de geração; Capacidade de resposta à demanda via corte de carga (DR); Saldo final (Geração - Carregamento + DR); Número de clientes; Demanda essencial.

4.2.2.1 *Fronteiras flexíveis: Abordagem hierárquica*

Inicialmente aciona-se somente as ilhas que possuem saldo final positivo. A partir dos dados das ilhas é inicializado um subalgoritmo que faz a otimização dos sistemas segundo o fluxograma da Figura 16, onde nessa otimização é trabalhada a possibilidade de conexão das ilhas acionadas com as vizinhas com base na capacidade de geração reserva. Caso a capacidade reserva seja superior ao Saldo Final da ilha vizinha, é possível fazer a expansão da ilha.

Vale ressaltar que existe possibilidade de ocorrer uma situação como mostra a Figura 17. A ilha 2 possui capacidade de geração total de 150kW e o saldo reserva é suficiente para atender as ilhas 1 e 3, porém não ambas ao mesmo tempo.

Foi desenvolvido um algoritmo simples de tomada de decisão que, através de uma simples análise hierárquica, decide o sentido de expansão da microrrede. A hierarquia é definida através das informações das microrredes vizinhas sobre: Demanda essencial; Capacidade de Geração; Capacidade de Resposta à Demanda; e Carregamento.

O primeiro critério é a verificação de carga essencial. Se a carga essencial da ilha 1 for maior do que a da ilha 3, será atendida a ilha 1, caso menor, será então atendida a ilha 3. Já se as cargas essenciais sejam iguais, o atendimento será decidido pelo segundo critério.

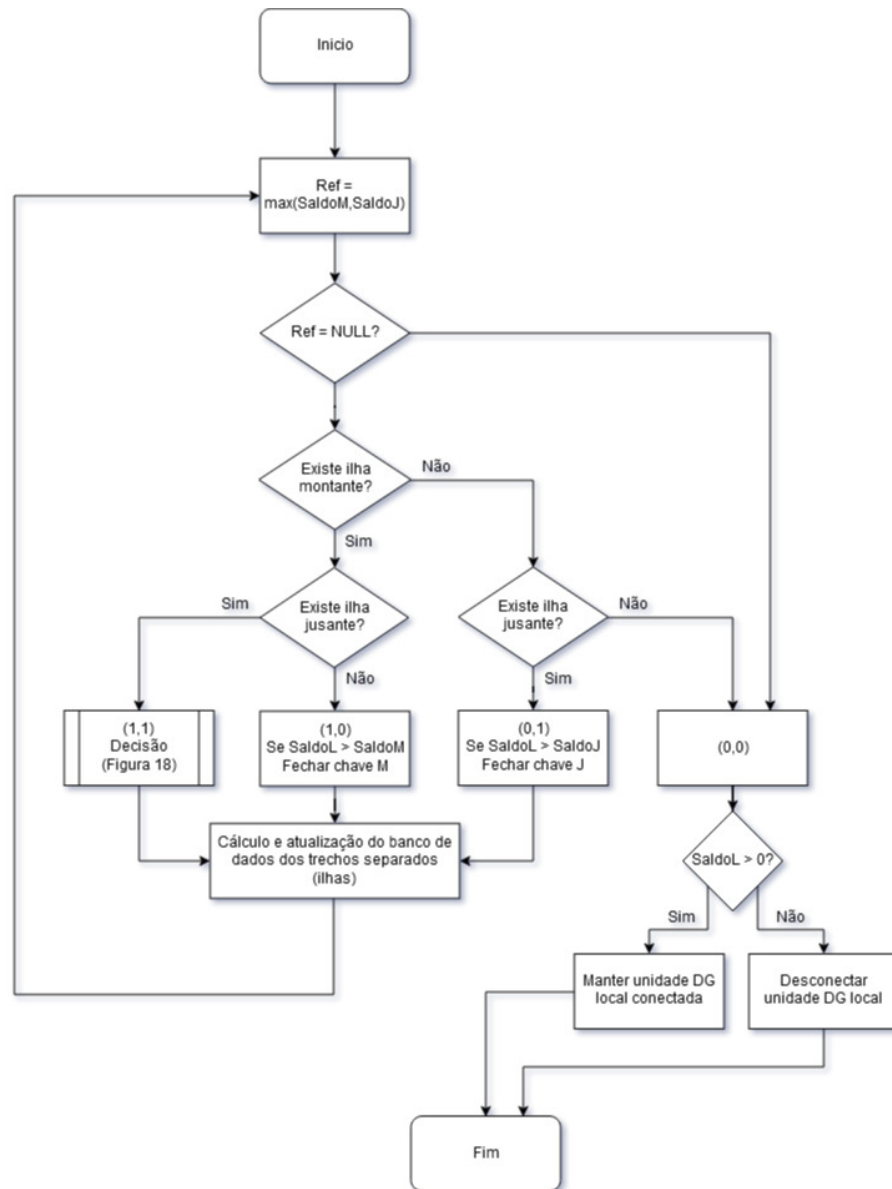
De maneira similar, se a capacidade de geração da ilha 1 for maior do que a da ilha 3, será atendida a ilha 1, caso menor, será então atendida a ilha 3, e caso as capacidades sejam iguais, a decisão será feita através do terceiro critério.

Se a capacidade de resposta à demanda da ilha 1 for maior do que a da ilha 3, será atendida a ilha 1, caso menor, será então atendida a ilha 3, e caso as capacidades de corte de carga sejam iguais, será decidido pelo quarto e último critério;

Enfim, se o carregamento da ilha 1 for maior do que o da ilha 3, será atendida a ilha 1, caso menor ou igual, será então atendida a ilha 3. Em um cenário em que há empate nos quatro critérios, a microrrede local buscará a carga mais distante da concessionária de energia. Assim, as etapas do processo hierárquico podem ser representadas através da Figura 18.

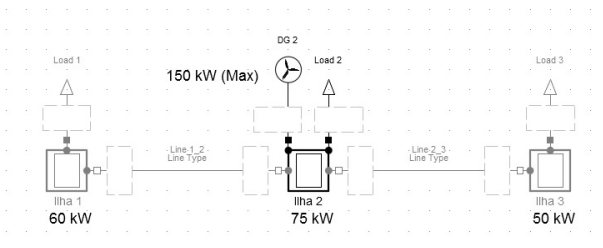
Estes critérios foram escolhidos nessa ordem para priorizar cargas essenciais, que

Figura 16 – Fluxograma - Algoritmo de otimização de fronteiras das ilhas.



Fonte: autor.

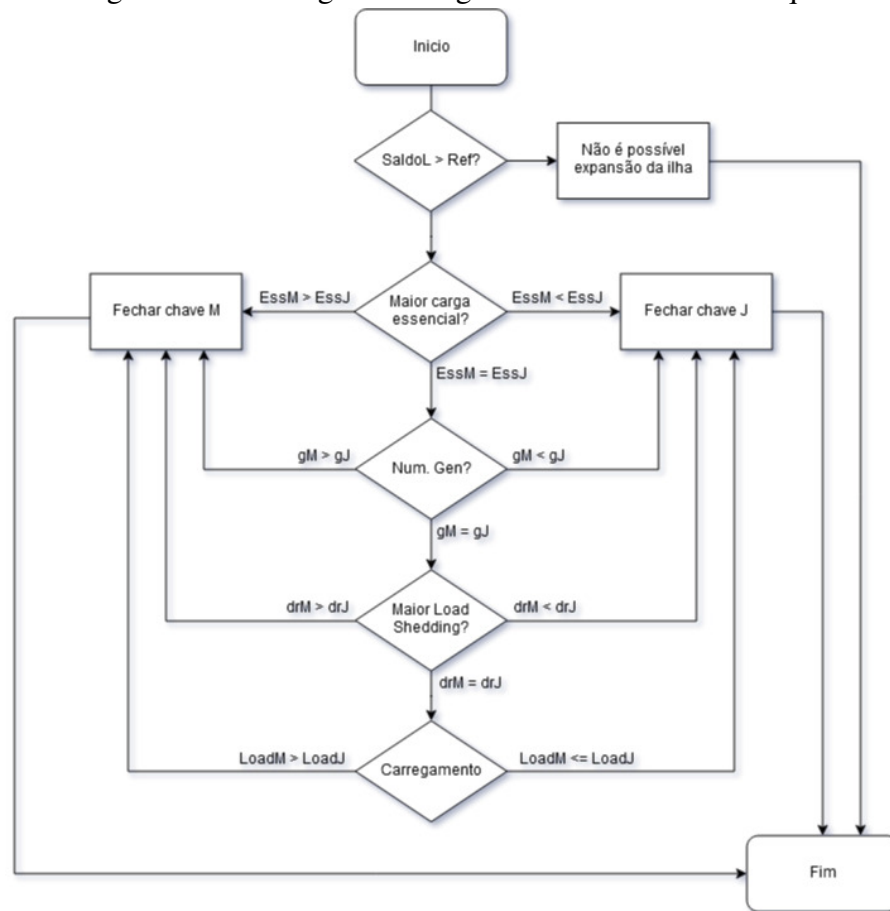
Figura 17 – Exemplo - Cenário de expansão de fronteira da ilha



Fonte: Interface do PowerFactory.

permitem o funcionamento de serviços vitais, por exemplo serviços de suporte à vida como hospitais, depois priorizar a capacidade de geração, para garantir que todas as unidades implementadas

Figura 18 – Fluxograma - Algoritmo de decisão hierárquica



Fonte: autor.

no sistema sejam aproveitadas, priorizar a capacidade de corte de carga, para recompensar aqueles que estejam envolvidos em programas de resposta a demanda, e finalmente carregamento, visando sempre recuperar maior quantidade de carga e clientes possíveis do sistema.

Enquanto a unidade geradora tiver capacidade de atender os blocos de carga vizinhos, o mecanismo de otimização se repete. Após a expansão da ilha, são gerados os indicadores do carregamento do sistema durante a respectiva condição de falta para realizar o cálculo *offline* dos indicadores de confiabilidade, sendo eles:

4.2.2.2 Levantamento dos indicadores

- Carga atendida pela rede (CA) - Toda a carga a montante da isolação da falta, que ainda pode ser atendida pela rede externa;

- Carga morta (CM) - Carga dentro da isolação da falta. Em cenários em que a falta é aplicada em trechos que possuem chave RCS, a carga morta é zero, já em cenários em que a falta é aplicada em trechos que não possuem chave RCS, é necessário a atuação das chaves mais

próximas, e toda a carga dentro desse segmento de isolamento não pode ser recuperado por geração externa;

- Carga recuperável (CR) - Carga a jusante do segmento isolado. É possível separar a região faltosa através do acionamento das chaves mais próximas a montante e a jusante da região de falta. O trecho a montante da isolamento pode ser atendido pela rede externa, e o trecho a jusante pode vir a ser atendido dependendo da localização e capacidade de geração distribuída;

- Carga Recuperada (CRec) - Carga em região recuperável atendida por geração distribuída;

- Carga Não Recuperada (CNR) - Carga na região recuperável que os geradores não conseguem atender, calculado através da Equação 4.12;

$$CNR = CR - CRec \quad (4.12)$$

- *Frequency Outage Expectation* (λ) - Expectativa de desligamento de um trecho por falta ou manutenção, em horas por ano;

- *Energy not Supplied local* (ENS_i) - Energia não suprida ao sistema durante condição de falta no segmento "i". O método offline de calculo utiliza dos dados de carga morta (CM) e de carga não recuperada (CNR) para determinar a demanda não atendida, como mostra a Equação 4.13;

$$ENS_i = (CM_i + CNR_i) \times \lambda_i \quad (4.13)$$

- *Energy not Supplied total* (ENS) - Energia não suprida ao sistema considerando todos os cenários de contingência, calculado através da Equação (4.14);

$$ENS = \sum_{i=1}^n ENS_i = \sum_{i=1}^n (CM_i + CNR_i) \times \lambda_i \quad (4.14)$$

- *Energy Interruption Cost local* (EIC_i) - Custo da energia não suprida durante a condição de falta no segmento "i", obtido através do ENS_i e da tarifa de interrupção adotada $Tariff$, como mostra a Equação (4.15);

$$EIC_i = ENS_i \times Tariff \quad (4.15)$$

- *Energy Interruption Cost* total (*EIC*) - Custo da energia não suprida considerando todos os cenários de contingência, como mostra a Equação (4.16);

$$EIC = \sum_{i=1}^n EIC_i \quad (4.16)$$

Após gerar os indicadores para uma condição de falta no trecho *i* é realizada uma análise onde se considera todas as possíveis condições de falta nas linhas do sistema e por fim são levantados os indicadores otimizados globais através da soma dos indicadores locais.

O indicador ENS é retornado para o algoritmo de otimização primário para então ser aplicado na função de otimização. A função de avaliação também utiliza como referência as perdas do sistema, que são calculadas através de um simples fluxo de carga, e o custo de investimento, determinado através do número de chaves RCS que estão sendo implementadas e do número e capacidade dos geradores alocados nas barras. A função de avaliação também inclui um fator de penalização referente à condição do nível de tensão na barra.

A avaliação é realizada para todos os membros da população da geração trabalhada. Quanto menor o valor da avaliação, menor o custo de operação anual do sistema e maior é a atratividade da solução associada, estabelecendo assim como objetivo a minimização da função de avaliação na região de busca.

O descendente do cruzamento dos indivíduos de uma geração representam uma combinação das melhores características da respectiva geração, assim possibilitando uma seleção das melhores características locais e a representação de toda uma geração através de um único indivíduo.

Para que o algoritmo não fique preso em um resultado mínimo local, dependendo completamente da geração atual, é necessário constantemente incrementar a região de busca e inserir fatores de aleatoriedade no algoritmo. Isso é feito através da implementação de novas populações de indivíduos aleatórios, durante o cruzamento e com a operação de mutação.

O algoritmo global deve ser executado várias vezes, variando os parâmetros de entrada, sendo os mais importantes o tamanho da população e o número de execuções do algoritmo, e as soluções finais das execuções do algoritmo serão armazenadas e plotadas em gráficos para comparar os objetivos com os custos e investimentos através de uma abordagem multiobjetiva utilizando fronteira de pareto, e desta curva serão selecionadas as soluções não-dominadas como um conjunto de soluções viáveis para implementação.

5 RESULTADOS

Este capítulo busca fazer um estudo de caso considerando uma alocação simultânea de chaves e geração distribuída em uma rede de distribuição de média tensão. Os estudos foram feitos em cima da rede de referência IEEE-33 barras radial, apresentada no Capítulo 4.

Os resultados foram coletados através de simulações no *software DIGSILENT PowerFactory*. O computador portátil tipo PC disponibilizado para a realização deste trabalho possui um processador Core i7-4760, memória RAM de 8GB (2x4GB) e sistema operacional Windows 7 64bits SP1.

O número total de possibilidades para alocação de chaves nas 32 linhas é de aproximadamente $4,29 \times 10^9$, e o total de combinações para a alocação dos cinco pontos de GD é de $2,84 \times 10^7$, resultando em um total de $1,22 \times 10^{17}$ possíveis soluções. Cada avaliação de indivíduo pelo algoritmo especificado leva aproximadamente 1,1 segundos, portanto, estudar esses 10000 indivíduos levaria 11000 segundos, aproximadamente três horas. O estudo de todas as possíveis soluções, nessas condições e trabalhando de maneira ideal, levaria mais de 4 bilhões de anos, o que é algo impraticável.

Devido a dimensão do espaço de possíveis soluções, fez-se necessário desenvolver estudos em uma grande quantidade de indivíduos. Grandes populações e um grande número de gerações implicam em elevados custos computacionais, especialmente quando trabalhados com um mecanismo de avaliação complexo. É importante que haja um balanço entre esses números com o tempo de simulação para manter a viabilidade do estudo.

Uma alternativa plausível para a solução do problema foi a aplicação de uma ferramenta de otimização para orientar essa busca através de uma função objetivo. Como explicado no Capítulo 4, foram definidos vários objetivos, porém, através da precificação dos objetivos, foi adotada uma abordagem uniobjetivo para aplicação da função objetivo, que é o custo anual de operação do sistema. A ferramenta de otimização adotada foi a metaheurística AG.

Buscou-se trabalhar com uma faixa de 20000 à 60000 indivíduos por execução de código, com populações variando entre 50 e 200 indivíduos, e um total de gerações variando entre 150 e 500. É necessário trabalhar com números elevados de indivíduos para explorar mais o conjunto solução, mas o aumento desses valores implicam em grandes custos computacionais. Devido ao longo tempo de execução do algoritmo de otimização, o estudo se restringe geração de 50 soluções, que foram coletadas ao longo de um mês e estão apresentadas no Apêndice D. Todas as soluções propostas são soluções viáveis para implementação, mas avaliações são

necessárias para decidir qual solução deve ser adotada.

Para a otimização optou-se por uma abordagem uniobjetiva para simplificação do problema, já na análise de resultados, optou-se por uma abordagem multiobjetiva. Uma abordagem multiobjetiva permite estudar os *trade-offs* entre os objetivos individuais e assim identificar as melhores soluções para esses objetivos. A Tabela 10 apresenta as relações que possuem *trade-off* entre os objetivos para a aplicação específica.

Tabela 10 – Correlação entre os objetivos.

Objetivo	Investimento	Perdas	EIC	Vmin	F_{obj}
Investimento	-	0	1	0	1
Perdas	0	-	0	0	1
EIC	1	0	-	0	1
Vmin	0	0	0	-	1
F_{obj}	1	1	1	1	-

Fonte: autor.

Nota: 0 = Não existe *trade-off*; 1 = Existe *trade-off*.

Existem múltiplos objetivos, mas poucos possuem correlação. Isso ocorre por conta da consideração adotada na alocação de GDs, que foi fixada na implementação de cinco unidades de 371,5 kW cada. O objetivo referente ao investimento considera a alocação das GDs, mas nesta implementação este é um custo fixo para o objetivo, ao contrário da alocação de chaves que é variável, e os objetivos referentes as perdas elétricas e ao nível de tensão em regime permanente dependem somente dessa alocação. Mas ainda assim é possível analisar outras correlações, como a relação do investimento com custo anual de operação e com o *Energy Interruption Cost (EIC)*, que são fatores de interesse para o operador do sistema. Os indicadores de referência para o sistema de referência IEEE 33 barras radial são descritos na Tabela 11.

Tabela 11 – Indicadores para configuração padrão do sistema IEEE 33 barras radial.

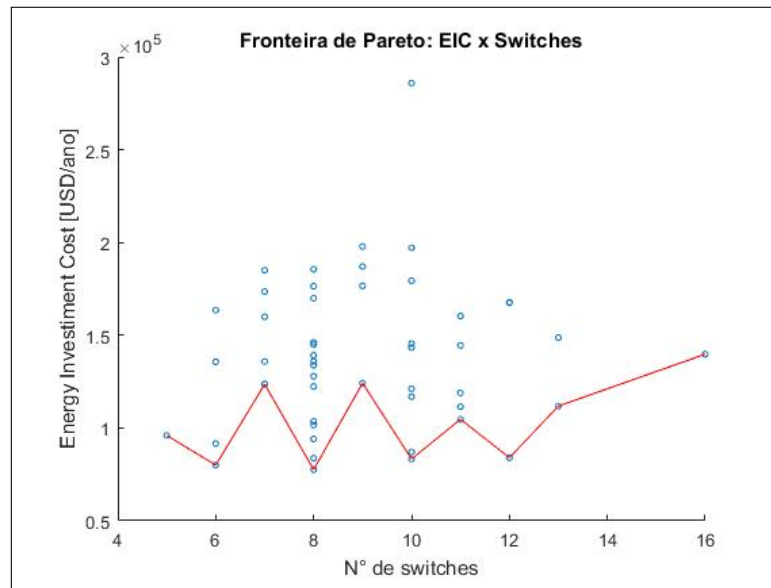
Indicador	Valor
Número de RCS	0
Número de GDs	0
ENS [kWh/a]	131043.4
EIC [USD/a]	4215625.5296
LossP [kW]	210.479141
LossQ [kvar]	140.464611
Vmin [p.u.]	0.912897
Carga precária [kW]	2055
Penalidade [USD/a]	2160216
Fitness [USD/a]	6641842.433581

Fonte: autor.

5.1 Abordagem A: Investimento x EIC

Essa abordagem busca os resultados que oferecem uma maior segurança para a rede. Os pontos que determinam a fronteira de Pareto são apresentados na Figura 19 e na Tabela 12.

Figura 19 – Fronteira de Pareto (A) - Investimento [N] x EIC [USD/a]



Fonte: autor.

Tabela 12 – Fronteira de Pareto A - Nº RCS x EIC

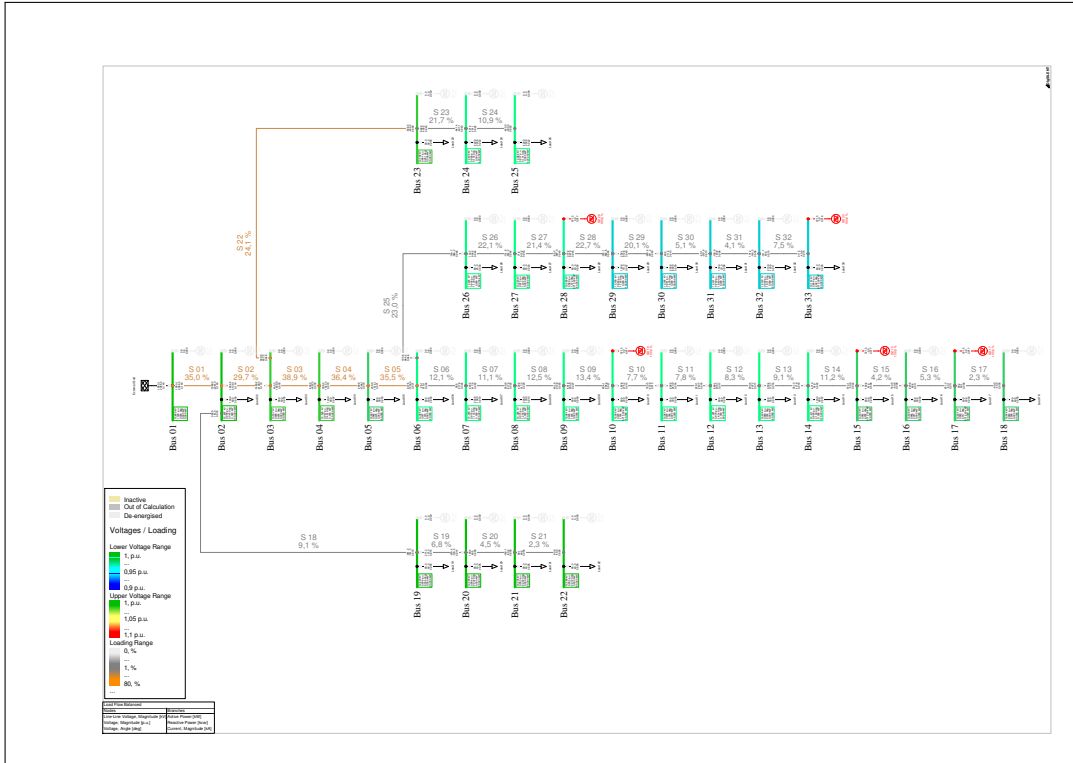
Nº RCS	EIC [USD/a]	Solução
05	96007.05038	40
06	79994.80785	07
07	123585.88980	31
08	77561.03014	35
09	124179.19690	49
10	83302.95364	11
11	104699.95800	02
12	83999.91513	26
13	111821.47940	10
16	139788.91380	34

Fonte: autor.

Quando comparados com os indicadores de um sistema de referência sem dispositivos RCS e GDs, com EIC da ordem de 4,2 milhões de dólares ao ano, observa-se uma redução nesse custo na ordem de 95%, indicando a atratividade para esse tipo de investimento. A solução mais atraente no quesito EIC é a solução 35 que consegue obter um EIC de 77561,03 USD ao ano, representando uma melhora de 98% no índice. A topologia da solução 35, implementada através

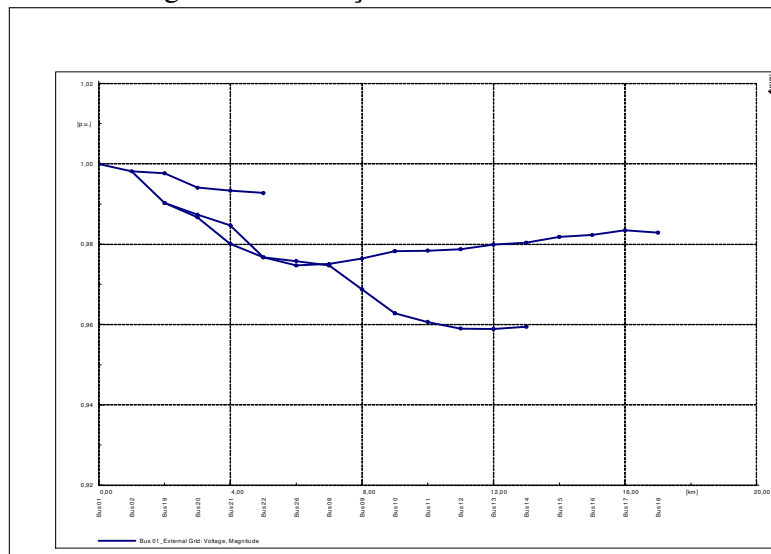
do PowerFactory, pode ser observada na Figura 20 e o perfil da tensão em regime é apresentada na Figura 21.

Figura 20 – Solução 35 - Topologia



Fonte: autor.

Figura 21 – Solução 35 - Perfil de Tensão

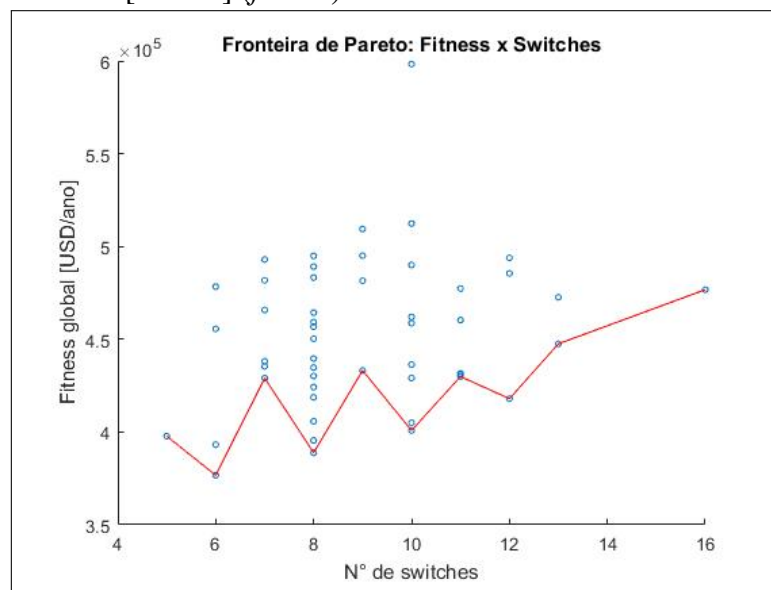


Fonte: autor.

5.2 Abordagem B: Investimento x Fitness global

Essa abordagem tem uma grande relevância para o investidor pois o objetivo é a minimização do custo anual, descrito pela Equação (4.9), que trabalha todos os custos do sistema. Essa abordagem propõe com isso a transformação de um problema multiobjetivo em mono objetivo, na forma de custo de operação anual. Os pontos que determinam a fronteira de Pareto são apresentados na Figura 22 e na Tabela 13.

Figura 22 – Fronteira de Pareto (B) - Investimento [N] x Fitness [USD/a] (*fitness*)



Fonte: autor.

Tabela 13 – Fronteira de Pareto B - N° RCS x Fitness

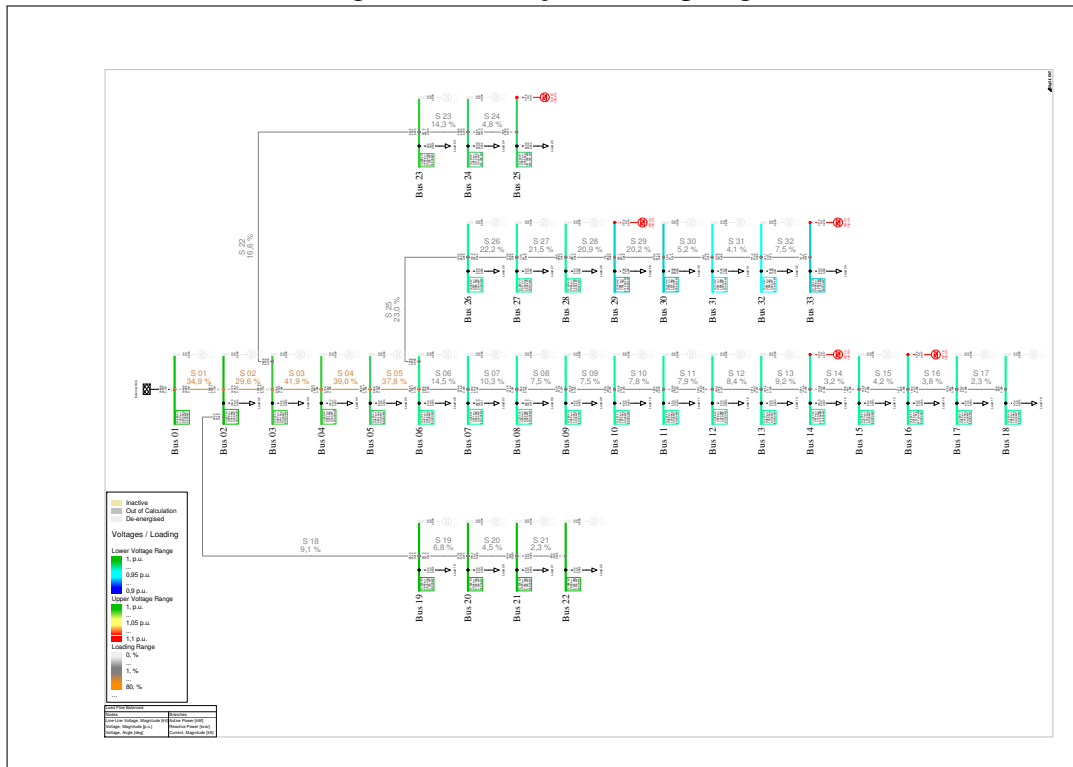
N° RCS	Fitness [USD/a]	Solução
05	397767.3346	40
06	376656.3607	07
07	429019.9583	31
08	388856.7851	35
09	433148.4808	49
10	400799.3481	11
11	429909.0368	02
12	417926.3915	26
13	447542.4101	10
16	476720.2238	34

Fonte: autor.

Observa-se uma tendência muito similar entre as Fronteiras de Pareto das soluções para EIC e Fitness. Isso acontece devido ao grande impacto do EIC na função objetivo global,

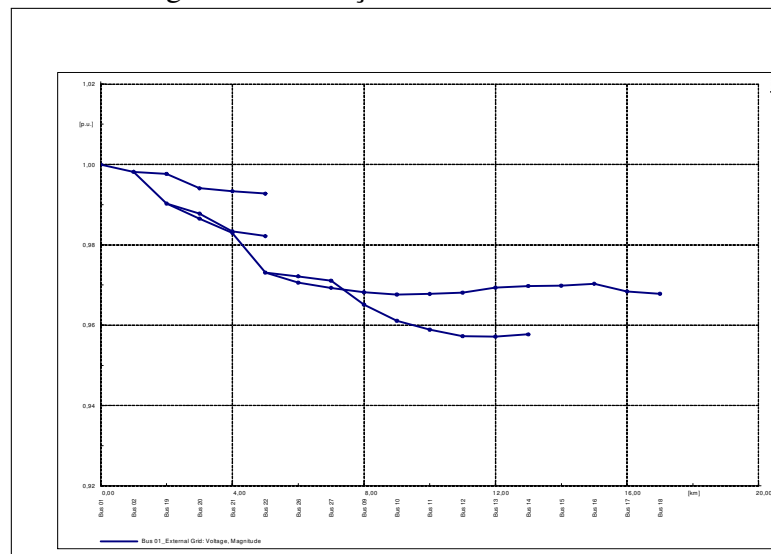
representando 63% do montante inicial, assim já espera-se que as soluções para o problema sejam próximas. Nota-se um potencial para redução no custo total de operação de até 94,329%. A topologia da solução 07, implementada através do PowerFactory, pode ser observada na Figura 20 e o perfil da tensão em regime é apresentada na Figura 21.

Figura 23 – Solução 07 - Topologia



Fonte: autor.

Figura 24 – Solução 07 - Perfil de Tensão



Fonte: autor.

5.3 Considerações Finais

Este capítulo discute as soluções geradas pelo algoritmo que são apresentadas no Apêndice D. São apresentadas duas abordagens que podem ser adotadas baseadas em metas específicas, sendo estas a relação entre investimento e o custo de interrupção de energia, que busca uma maior segurança durante a operação da rede elétrica, e a relação entre o custo de investimento e o custo total de operação anual, que busca minimizar os custos do investidor.

Segundo as Tabelas 12 e 13, que representam as fronteiras de Pareto para as abordagens A e B obtidas, as soluções que determinam as fronteiras são as mesmas, mas as classificações quanto a objetivos são diferentes. A abordagem A aponta para a implementação da solução 35, já a abordagem B sugere a implementação da solução 07. Ambas são soluções corretas, cabendo ao investidor escolher o que é mais interessante para ele, minimizar o custo total, ou investir em equipamentos a fim de obter maior confiabilidade no sistema.

A Tabela 11 mostra que o nível de tensão em regime permanente tem um elevado impacto no custo global, com a penalidade representando 32% do custo total, e todas as soluções encontradas buscam manter o perfil de tensão em toda a rede dentro da faixa adequada, acima de 0,95 [p.u.], assim zerando o fator de penalização quanto à magnitude de energia, indicando um sucesso nesse aspecto. A alocação de GDs contribui para a redução das perdas elétricas no sistema, apresentando uma redução média 55%, o que também é uma contribuição significativa para a operação da rede.

Devido a dimensão do conjunto solução e a dependência dos elementos para as contribuições de confiabilidade, torna-se difícil a identificação de padrões na alocação das chaves, mas ainda é possível observar tendências para localização das GDs. O algoritmo busca fazer a alocação das GDs no fim dos trechos residenciais, no fim dos trechos comerciais, e no centro de carga. que são os mais extensos e mais afetados pela queda de tensão, também buscando contribuir para a redução das perdas.

Sendo aplicado uma ferramenta metaheurística, devido ao total de soluções possíveis, não é possível garantir que no conjunto de soluções obtidas apresente uma solução ótima, mas obteve-se bons resultados quando comparados com os custos de referência iniciais.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a modelagem, o desenvolvimento e a implementação por simulação computacional de um método de alocação otimizada de chaves elétricas e geração distribuída visando a formação de microrredes de fronteiras flexíveis para aumento da confiabilidade de suprimento mediante condição de contingência. Mesmo havendo uma necessidade de investimento em equipamentos, o sistema como um todo é beneficiado através da redução das perdas elétricas, da melhoria no perfil de tensão da rede e principalmente através da redução do custo de energia interrompida, sendo o último o maior contribuidor para o custo anual de operação da rede.

A maior dificuldade encontrada na realização deste trabalho foi na aplicação de uma ferramenta de cálculo de indicadores de confiabilidade, considerando formação de microrredes com fronteiras flexíveis. Nos estudos iniciais, quando o algoritmo de otimização do sistema considerava a função *Reliability Assessment* disponível no *PowerFactory*, a qualidade dos resultados era bem reduzida devido à mitigação ou extrapolação da influência causada pelas unidades de geração inseridas no sistema.

Em um cenário de contingência, se um gerador acoplado à rede possui condições para atender uma carga local que se encontra desconectada da rede elétrica, este passa a ser a referência local. A função *Reliability Assessment* do *PowerFactory* não realiza um controle dessa geração, ignorando os limites operacionais da máquina gerando extrapolações nos estudos das fronteiras das possíveis microrredes, apresentando resultados errôneos para os indicadores de confiabilidade do sistema.

Durante os estudos realizados no software, percebeu-se esse problema e a necessidade de uma função de confiabilidade que faça um tratamento adequado da região jusante à isolação do trecho faltoso para aplicação na metaheurística. Foi desenvolvido em *DPL* um método offline, que trabalha utilizando os dados disponíveis da topologia da rede e condições do sistema operando em regime permanente, que leva em consideração a possibilidade de operação de GD quando isolada da rede elétrica e os limites dessa GD. São permitidas que essas unidades GD expandam as suas fronteiras, representadas pelas chaves elétricas alocadas no sistema, atendendo as regiões vizinhas que são determinadas utilizando critérios de prioridade seguindo uma hierarquia.

Dessa forma, os geradores alocados contribuem com os indicadores de confiabilidade de uma forma mais próxima da realidade. Por outro lado, isto afeta significativamente o espaço de

soluções e aumenta a complexidade do algoritmo de otimização. O tempo necessário para avaliar um único indivíduo aumentou de aproximadamente 0,13s para 1,1s, cerca de 10 vezes maior, limitando as fronteiras do estudo. Por exemplo, na solução 35 foram avaliados 20000 indivíduos, sendo para isso necessário aproximadamente 6 horas, enquanto a solução 08 que estuda 60000 indivíduos necessita de aproximadamente 18 horas, sem levar em consideração outros custos como memória e processamento contínuo. Estima-se que para gerar os 50 resultados foram avaliados um total de 1373000 indivíduos, sendo necessário aproximadamente 420 horas (17 dias e meio), sem considerar interrupções ou contingências.

Quando considerado o número de possíveis soluções, não é possível garantir uma solução ótima global através deste método, mas é possível obter boas soluções. Foram estudados ao todo 50 soluções, através de uma abordagem multiobjetiva, onde foi possível determinar as combinações mais interessantes para implementação, que são as soluções 07 e 35, que priorizam o custo anual de operação e o custo de interrupção da energia, respectivamente, cabendo ao investidor determinar qual solução será implementada. Nota-se em ambas as soluções uma grande redução nos custos de operação, mostrando de uma maneira clara a atratividade financeira do investimento, uma redução significativa nas perdas elétricas e também o nível de tensão em regime permanente se encontra dentro dos limites especificados.

6.1 Sugestões de trabalhos futuros

Para expansão, aprofundamento e melhorias da proposta implementada são apresentadas as seguintes sugestões:

- Substituir o mecanismo de hierarquia de prioridade na flexibilidade das fronteiras das ilhas por uma ferramenta de otimização ou sistema multiagente para oferecer um melhor serviço para a rede;
- Modelagem dinâmica dos componentes da rede para estudo de cenários dinâmicos no PowerFactory, considerando variações ao longo do dia e em períodos do ano.
- Aplicar o conceito de formação de fronteiras flexíveis por um método hierárquico em uma simulação dinâmica ou quasi-dinâmica;
- Melhorar o tempo de execução do algoritmo e incluir o cálculo de outros indicadores de confiabilidade;
- Testar outras ferramentas e abordagens para otimização.

REFERÊNCIAS

- ALLPORT, S. J.; CHATWOOD, S.; COATES, J.; SMITH, R. H.; WEBSTER, J. J.; ELLINGTON, E. B.; ; ARMSTRONG, W. G.; HARRISON, T. E. Correspondence. the distribution of hydraulic power in london. **Minutes of the Proceedings of the Institution of Civil Engineers**, v. 94, n. 1888, p. 77–85, 1888. Disponível em: <<https://doi.org/10.1680/imotp.1888.20881>>.
- ANEEL, A. N. de E. E. **Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2018. 1-88 p.
- Baruah, B.; Das, S.; Ghosh, M. Optimal placement of protective devices in a distributed power system. In: **2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.
- BEZERRA, J. R. Doutorado em Engenharia Elétrica, **Contribuições para Posicionamento Eficiente de CHaves e Restauração Automática de Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2015. 115 f. Fortaleza: [s.n.], 2015. (5, v. 4).
- BEZERRA J. R., B. G. C. L. R. P. S. e. S. R. F. Multiobjective optimization algorithm for switch placement in radial power distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Abril 2015.
- BLALOCK, T. J. **The Rotary Era - Early AC-to-DC Conversion: Part 1**. IEEE Power and Energy Magazine, 2013. Disponível em: <<https://magazine.ieee-pes.org/septemberoctober-2013/history-9/>>. Acesso em: 22 sep. 2019.
- BOOR, Z.; HOSSEINI, S. M. Optimal placement of dg units for loss reduction and reliability improvement in distribution system considering time varying loads. **International Journal of Mechatronics, Electrical and Computer Technology**, Jan 2014.
- CENTER, E. T. **HVDC**. 2012.
- CIGRÉ. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources**. [S.l.: s.n.], 2014. Task Force C6.04.02. 33-38 p.
- DARWIN, C. **On the Origin of Species**. [S.l.: s.n.], 1859.
- EASY, E. **Curva ABC no Excel: Como criar?** 2017.
- GMBH, D. **PowerFactory 2019 - User Manual**. [S.l.: s.n.], 2019.
- HOLLAND, J. H. **Adaptation in Natural and Artificial Systems**. [S.l.: s.n.], 1975.
- HUGGINS, B.; DAVIS, W. R.; FRANZON, P. D. Estimating pareto optimum fronts to determine knob settings in electronic design automation tools. **20th International Symposium on Quality Electronic Design (ISQED)**, p. 304–310, 2019.
- IEC. **Short circuit currents in three phase A.C. systems - Part 0: Calculation of currents**. [S.l.: s.n.], 2016.
- IEEE. Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. **IEEE Std 1547.4-2011**, p. 1–54, July 2011.
- IEEE. **IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**. [S.l.: s.n.], 2012. 1-43 p.

KAVOUSI-FARD, A.; AKBARI-ZADEH, M.-R. Reliability enhancement using optimal distribution feeder reconfiguration. **Neurocomputing**, v. 106, p. 1 – 11, 2013. ISSN 0925-2312. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0925231212007515>>.

MOHSENZADEH, A.; PANG, C.; HAGHIFAM, M. Determining optimal forming of flexible microgrids in the presence of demand response in smart distribution systems. **IEEE SYSTEMS JOURNAL**, v. 12, Dec 2018.

Nassar, M. E.; Salama, M. M. A. Adaptive self-adequate microgrids using dynamic boundaries. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 1, p. 105–113, Jan 2016.

Patel, V. S.; Chakrabarti, S.; Singh, S. N. A hopfield neural network based reconfiguration algorithm for power distribution systems. In: **2017 IEEE Region 10 Symposium (TENSYP)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.

Priyadarshini, R.; Kori, S.; Rekha, C. M. Cuckoo search algorithm based multiple dg placement and voltage profile improvement in a radial distribution system. In: **2017 Second International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.

RAY, S.; BHATTACHARJEE, S.; BHATTACHARYA, A. Optimal allocation of remote control switches in radial distribution network for reliability improvement. **Ain Shams Engineering Journal**, 2018.

SAMPAIO, F. C.; FONSECA, J. M. L.; BARNABÉ, G. P.; MACHADO, L. A.; LEÃO, R. P. S.; SAMPAIO, R. F. Comparação dos métodos de monte carlo e estimação por pontos para avaliação de vtcd em rede de distribuição com geração pv e eólica. **XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, nov 2019.

Sannigrahi, S.; Acharjee, P. A stability index based analytical technique for optimal placement of various dg types in distribution networks. In: **2017 14th IEEE India Council International Conference (INDICON)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.

TURING, A. M. I.—COMPUTING MACHINERY AND INTELLIGENCE. **Mind**, LIX, n. 236, p. 433–460, 10 1950. ISSN 0026-4423. Disponível em: <<https://doi.org/10.1093/mind/LIX.236.433>>.

YUAN, C.; ILLINDALA, M. S.; KHALSA, A. S. Modified viterbi algorithm based distribution system restoration strategy for grid resiliency. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY**, VOL. 32, Feb 2017.

APÊNDICE A – LOAD FLOW ANALYSIS - COMPLETE SYSTEM REPORT (EXEMPLO)

					DigSILENT PowerFactory 2019 SP1	Project:				
					Date: 21/09/2019					
Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange										
AC Load Flow, balanced, positive sequence					Automatic Model Adaptation for Convergence				Yes	
Automatic tap adjustment of transformers					Max. Acceptable Load Flow Error for				1,00 kVA	
Consider reactive power limits					Nodes Model Equations				0,10 %	
Area: Residential					Study Case: IEEE 33 bus			Annex: / 13		
Volt. Level [kV]	Generation [kW]/[kvar]	Motor Load [kW]/[kvar]	Load [kW]/[kvar]	Compen-sation [kW]/[kvar]	External Infeed [kW]/[kvar]	Interchange to	Power Interchange [kW]/[kvar]	Total Losses [kW]/[kvar]	Load Losses [kW]/[kvar]	No load Losses [kW]/[kvar]
12,66	743,00 -0,00	0,00 0,00	1505,00 740,00	0,00 0,00	1946,10 2358,86			63,86 39,75	59,37 37,16	4,49 2,59
						Industrial	924,84 615,20	2,41 1,83	1,66 1,18	0,75 0,65
						Commercial	195,45 963,93	1,89 0,96	1,29 0,66	0,59 0,30
Total:	743,00 -0,00	0,00 0,00	1505,00 740,00	0,00 0,00	1946,10 2358,86		1120,29 1579,13	63,86 39,75	59,37 37,16	4,49 2,59
						Industrial	924,84 615,20	2,41 1,83	1,66 1,18	0,75 0,65
						Commercial	195,45 963,93	1,89 0,96	1,29 0,66	0,59 0,30

					DigSILENT PowerFactory 2019 SP1	Project:			
					Date: 21/09/2019				
Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange									
AC Load Flow, balanced, positive sequence					Automatic Model Adaptation for Convergence				Yes
Automatic tap adjustment of transformers					Max. Acceptable Load Flow Error for				1,00 kVA
Consider reactive power limits					Nodes Model Equations				0,10 %
Area Summaries					Study Case: IEEE 33 bus			Annex: / 14	
Generation [kW]/[kvar]	Motor Load [kW]/[kvar]	Load [kW]/[kvar]	Compen-sation [kW]/[kvar]	External Infeed [kW]/[kvar]	Inter Area Flow [kW]/[kvar]	Total Losses [kW]/[kvar]	Load Losses [kW]/[kvar]	No load Losses [kW]/[kvar]	
\User\IEEE 69 Adaptado\Network Model\Network Data\Areas\Commercial									
743,00 -0,00	0,00 0,00	920,00 950,00	0,00 0,00	0,00 0,00	-195,45 -963,93	18,55 14,01	16,71 12,71	1,83 1,30	
\User\IEEE 69 Adaptado\Network Model\Network Data\Areas\Industrial									
371,50 0,00	0,00 0,00	1290,00 610,00	0,00 0,00	0,00 0,00	-924,84 -615,20	6,35 5,20	5,08 4,03	1,26 1,17	
\User\IEEE 69 Adaptado\Network Model\Network Data\Areas\Residential									
743,00 -0,00	0,00 0,00	1505,00 740,00	0,00 0,00	1946,10 2358,86	1120,29 1579,13	63,86 39,75	59,37 37,16	4,49 2,59	

		DigSILENT PowerFactory 2019 SP1	Project: Date: 21/09/2019
--	--	---------------------------------------	------------------------------

Load Flow Calculation				Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange			
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	Yes				
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA				
Consider reactive power limits	No	Model Equations	0,10 %				

Area: Commercial						Study Case: IEEE 33 bus			Annex: / 11	
Volt. Level [kV]	Generation [kW]/[kvar]	Motor Load [kW]/[kvar]	Load [kW]/[kvar]	Compen-sation [kW]/[kvar]	External Infeed [kW]/[kvar]	Interchange to	Power Interchange [kW]/[kvar]	Total Losses [kW]/[kvar]	Load Losses [kW]/[kvar]	No load Losses [kW]/[kvar]
12,66	743,00 -0,00	0,00 0,00	920,00 950,00	0,00 0,00	0,00 0,00	Residential	-195,45 -963,93	18,55 14,01	16,71 12,71	1,83 1,30
Total:	743,00 -0,00	0,00 0,00	920,00 950,00	0,00 0,00	0,00 0,00	Residential	-195,45 -963,93	18,55 14,01	16,71 12,71	1,83 1,30

		DigSILENT PowerFactory 2019 SP1	Project: Date: 21/09/2019
--	--	---------------------------------------	------------------------------

Load Flow Calculation				Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange			
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	Yes				
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA				
Consider reactive power limits	No	Model Equations	0,10 %				

Area: Industrial						Study Case: IEEE 33 bus			Annex: / 12	
Volt. Level [kV]	Generation [kW]/[kvar]	Motor Load [kW]/[kvar]	Load [kW]/[kvar]	Compen-sation [kW]/[kvar]	External Infeed [kW]/[kvar]	Interchange to	Power Interchange [kW]/[kvar]	Total Losses [kW]/[kvar]	Load Losses [kW]/[kvar]	No load Losses [kW]/[kvar]
12,66	371,50 0,00	0,00 0,00	1290,00 610,00	0,00 0,00	0,00 0,00	Residential	-924,84 -615,20	6,35 5,20	5,08 4,03	1,26 1,17
Total:	371,50 0,00	0,00 0,00	1290,00 610,00	0,00 0,00	0,00 0,00	Residential	-924,84 -615,20	6,35 5,20	5,08 4,03	1,26 1,17

		DigSILENT PowerFactory 2019 SP1	Project: Date: 21/09/2019
--	--	---------------------------------------	------------------------------

Load Flow Calculation				Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange			
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic tap adjustment of transformers		Automatic Model Adaptation for Convergence		Yes	
Consider reactive power limits		No		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		1,00 kVA 0,10 %	

Grid: 33 bus		System Stage: 33 bus			Study Case: IEEE 33 bus			Annex: / 9		
Volt. Level [kV]	Generation [kW]/[kvar]	Motor Load [kW]/[kvar]	Load [kW]/[kvar]	Compen-sation [kW]/[kvar]	External Infeed [kW]/[kvar]	Interchange to	Power Interchange [kW]/[kvar]	Total Losses [kW]/[kvar]	Load Losses [kW]/[kvar]	No load Losses [kW]/[kvar]
12,66	1857,50 -0,00	0,00 0,00	3715,00 2300,00	0,00 0,00	1946,10 2358,86			88,75 58,96	81,17 53,91	7,59 5,06
Total:	1857,50 -0,00	0,00 0,00	3715,00 2300,00	0,00 0,00	1946,10 2358,86		0,00 0,00	88,75 58,96	81,17 53,91	7,59 5,06

		DigSILENT PowerFactory 2019 SP1	Project: Date: 21/09/2019
--	--	---------------------------------------	------------------------------

Load Flow Calculation				Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange			
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic tap adjustment of transformers		Automatic Model Adaptation for Convergence		Yes	
Consider reactive power limits		No		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		1,00 kVA 0,10 %	

Total System Summary					Study Case: IEEE 33 bus			Annex: / 10	
Generation [kW]/[kvar]	Motor Load [kW]/[kvar]	Load [kW]/[kvar]	Compen-sation [kW]/[kvar]	External Infeed [kW]/[kvar]	Inter Area Flow [kW]/[kvar]	Total Losses [kW]/[kvar]	Load Losses [kW]/[kvar]	No load Losses [kW]/[kvar]	
\\User\IEEE 69 Adaptado\Network Model\Network Data\33 bus	1857,50 -0,00	0,00 0,00	3715,00 2300,00	0,00 0,00	1946,10 2358,86	0,00 0,00	88,75 58,96	81,17 53,91	7,59 5,06
Total:	1857,50 -0,00	0,00 0,00	3715,00 2300,00	0,00 0,00	1946,10 2358,86		88,75 58,96	81,17 53,91	7,59 5,06

		DigSILENT PowerFactory 2019 SP1	Project: Date: 21/09/2019
--	--	---------------------------------------	------------------------------

Load Flow Calculation				Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange			
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic tap adjustment of transformers		No	Automatic Model Adaptation for Convergence		Yes
Consider reactive power limits				No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		1,00 kVA 0,10 %

Grid: 33 bus	System Stage: 33 bus				Study Case: IEEE 33 bus				Annex: / 7	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	Bus - voltage [kV]	deg	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
Bus 01	12,66	1,000	12,66	0,00						
Bus 02	12,66	0,998	12,64	0,05						
Bus 03	12,66	0,990	12,54	0,29			■			
Bus 04	12,66	0,987	12,49	0,45			■			
Bus 05	12,66	0,983	12,44	0,62			■			
Bus 06	12,66	0,973	12,32	0,93			■			
Bus 07	12,66	0,971	12,29	0,88			■			
Bus 08	12,66	0,969	12,27	0,98			■			
Bus 09	12,66	0,968	12,26	1,12			■			
Bus 10	12,66	0,965	12,22	1,17			■			
Bus 11	12,66	0,965	12,21	1,18			■			
Bus 12	12,66	0,964	12,21	1,21			■			
Bus 13	12,66	0,962	12,18	1,29			■			
Bus 14	12,66	0,961	12,17	1,32			■			
Bus 15	12,66	0,961	12,17	1,37			■			
Bus 16	12,66	0,962	12,18	1,42			■			

Grid: 33 bus	System Stage: 33 bus				Study Case: IEEE 33 bus				Annex: / 8	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	Bus - voltage [kV]	deg	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
Bus 17	12,66	0,960	12,15	1,35			■			
Bus 18	12,66	0,959	12,14	1,34			■			
Bus 19	12,66	0,998	12,63	0,03						
Bus 20	12,66	0,994	12,59	-0,03			■			
Bus 21	12,66	0,993	12,58	-0,05			■			
Bus 22	12,66	0,993	12,57	-0,07			■			
Bus 23	12,66	0,988	12,51	0,30			■			
Bus 24	12,66	0,983	12,45	0,31			■			
Bus 25	12,66	0,982	12,43	0,37			■			
Bus 26	12,66	0,972	12,31	0,99			■			
Bus 27	12,66	0,971	12,29	1,09			■			
Bus 28	12,66	0,965	12,22	1,43			■			
Bus 29	12,66	0,959	12,14	1,60			■			
Bus 30	12,66	0,957	12,12	1,74			■			
Bus 31	12,66	0,955	12,09	1,80			■			
Bus 32	12,66	0,955	12,09	1,83			■			
Bus 33	12,66	0,955	12,09	1,82			■			

Grid: 33 bus		System Stage: 33 bus				Study Case: IEEE 33 bus				Annex: / 5	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
Bus 23											
Cub_3 /Lod	12,66	0,99	12,51	0,30	90,00	50,00	0,87	0,00		P10: 90,00 kW	Q10: 50,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 23		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 2,31 kW	cLod: -0,08 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 23		471,16	402,10	0,76	0,03	14,30	Pv: 1,74 kW	cLod: -0,16 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 22		-561,16	-452,10	-0,78	0,03	16,64		
Bus 24											
Cub_3 /Lod	12,66	0,98	12,45	0,31	420,00	200,00	0,90	0,02		P10: 420,00 kW	Q10: 200,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 24		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 2,31 kW	cLod: -0,08 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 23		-468,85	-400,27	-0,76	0,03	14,30	Pv: 0,35 kW	cLod: -0,08 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 24		48,85	200,27	0,24	0,01	4,78		
Bus 25											
Cub_3 /Lod	12,66	0,98	12,43	0,37	420,00	200,00	0,90	0,02		P10: 420,00 kW	Q10: 200,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 25		371,50	0,00	1,00	0,02	100,00	Pv: 0,35 kW	cLod: -0,08 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 24		-48,50	-200,00	-0,24	0,01	4,78		
Bus 26											
Cub_3 /Lod	12,66	0,97	12,31	0,99	60,00	25,00	0,92	0,00		P10: 60,00 kW	Q10: 25,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 26		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 2,11 kW	cLod: -0,22 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 26		133,56	937,97	0,14	0,04	22,22	Pv: 1,89 kW	cLod: -0,30 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 25		-193,56	-962,97	-0,20	0,05	23,05		
Bus 27											
Cub_3 /Lod	12,66	0,97	12,29	1,09	60,00	25,00	0,92	0,00		P10: 60,00 kW	Q10: 25,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 27		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 2,11 kW	cLod: -0,22 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 26		-131,46	-936,89	-0,14	0,04	22,22	Pv: 5,94 kW	cLod: -0,07 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 27		71,46	911,89	0,08	0,04	21,48		
Bus 28											
Cub_3 /Lod	12,66	0,97	12,22	1,43	60,00	20,00	0,95	0,00		P10: 60,00 kW	Q10: 20,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 28		371,50	0,00	1,00	0,02	100,00	Pv: 5,94 kW	cLod: -0,07 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 27		-65,52	-906,65	-0,07	0,04	21,48	Pv: 5,10 kW	cLod: -0,09 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 28		377,00	886,67	0,39	0,05	22,76		

Grid: 33 bus		System Stage: 33 bus				Study Case: IEEE 33 bus				Annex: / 6	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
Bus 29											
Cub_4 /Lod	12,66	0,96	12,14	1,60	120,00	70,00	0,86	0,01		P10: 120,00 kW	Q10: 70,00 kvar
Cub_5 /Genstat			GD 29		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 5,10 kW	cLod: -0,09 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 28		-371,89	-882,23	-0,39	0,05	22,76	Pv: 2,72 kW	cLod: -0,12 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 29		251,91	812,22	0,30	0,04	20,22		
Bus 30											
Cub_3 /Lod	12,66	0,96	12,12	1,74	200,00	600,00	0,32	0,03		P10: 200,00 kW	Q10: 600,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 30		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 2,72 kW	cLod: -0,12 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 29		-249,19	-810,84	-0,29	0,04	20,22	Pv: 0,39 kW	cLod: -0,08 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 30		49,26	210,88	0,23	0,01	5,16		
Bus 31											
Cub_3 /Lod	12,66	0,96	12,09	1,80	150,00	70,00	0,91	0,01		P10: 150,00 kW	Q10: 70,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 31		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 0,39 kW	cLod: -0,08 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 30		-48,88	-210,50	-0,23	0,01	5,16	Pv: 0,26 kW	cLod: -0,23 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 31		-101,10	140,50	-0,58	0,01	4,13		
Bus 32											
Cub_3 /Lod	12,66	0,96	12,09	1,83	210,00	100,00	0,90	0,01		P10: 210,00 kW	Q10: 100,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 32		371,50	-0,00	1,00	0,02	100,00	Pv: 0,26 kW	cLod: -0,23 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 31		101,36	-140,19	0,59	0,01	4,13	Pv: 0,14 kW	cLod: -0,20 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 32		60,13	40,21	0,83	0,00	1,73		
Bus 33											
Cub_3 /Lod	12,66	0,95	12,09	1,82	60,00	40,00	0,83	0,00		P10: 60,00 kW	Q10: 40,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 33		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 0,14 kW	cLod: -0,20 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line			S 32		-59,99	-40,00	-0,83	0,00	1,73		

Grid: 33 bus		System Stage: 33 bus				Study Case: IEEE 33 bus				Annex: / 3	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
Bus 11											
Cub_3 /Lod	12,66	0,96	12,21	1,18	45,00	30,00	0,83	0,00	0,00	P10: 45,00 kW	Q10: 30,00 kvar
Cub_4 /Genstat					0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		
Cub_1 /Line			S 10		-185,73	-271,78	-0,56	0,02	7,79	Fv: 0,83 kW	cLod: -0,23 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 11		140,73	241,78	0,50	0,01	6,61	Fv: 0,55 kW	cLod: -0,12 kvar L: 1,00 km
Bus 12											
Cub_4 /Lod	12,66	0,96	12,21	1,21	60,00	35,00	0,86	0,00	0,00	P10: 60,00 kW	Q10: 35,00 kvar
Cub_5 /Genstat			GD 12		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		
Cub_1 /Line			S 11		-140,18	-241,59	-0,50	0,01	6,61	Fv: 0,55 kW	cLod: -0,12 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 12		80,18	206,59	0,36	0,01	5,24	Fv: 0,55 kW	cLod: -0,05 kvar L: 1,00 km
Bus 13											
Cub_3 /Lod	12,66	0,96	12,18	1,29	60,00	35,00	0,86	0,00	0,00	P10: 60,00 kW	Q10: 35,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 13		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		
Cub_1 /Line			S 13		-79,64	-206,16	-0,36	0,01	4,08	Fv: 0,55 kW	cLod: -0,05 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 13		19,64	171,16	0,11	0,01	4,08	Fv: 0,21 kW	cLod: -0,13 kvar L: 1,00 km
Bus 14											
Cub_3 /Lod	12,66	0,96	12,17	1,32	120,00	80,00	0,83	0,01	0,00	P10: 120,00 kW	Q10: 80,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 14		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		
Cub_1 /Line			S 13		-19,44	-170,98	-0,11	0,01	4,08	Fv: 0,21 kW	cLod: -0,13 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 14		-100,55	90,89	-0,74	0,01	3,22	Fv: 0,21 kW	cLod: -0,12 kvar L: 1,00 km
Bus 15											
Cub_4 /Lod	12,66	0,96	12,17	1,37	60,00	10,00	0,99	0,00	0,00	P10: 60,00 kW	Q10: 10,00 kvar
Cub_5 /Genstat			GD 15		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		
Cub_1 /Line			S 14		100,76	-90,70	0,74	0,01	3,22	Fv: 0,21 kW	cLod: -0,12 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 15		-160,76	80,69	-0,89	0,01	4,27	Fv: 0,29 kW	cLod: -0,09 kvar L: 1,00 km
Bus 16											
Cub_3 /Lod	12,66	0,96	12,18	1,42	60,00	20,00	0,95	0,00	0,00	P10: 60,00 kW	Q10: 20,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 16		371,50	-0,00	1,00	0,02	100,00		
Cub_1 /Line			S 15		161,05	-80,48	0,89	0,01	4,27	Fv: 0,29 kW	cLod: -0,09 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 16		150,43	60,50	0,93	0,01	3,84	Fv: 0,27 kW	cLod: -0,06 kvar L: 1,00 km

Grid: 33 bus		System Stage: 33 bus				Study Case: IEEE 33 bus				Annex: / 4	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
Bus 17											
Cub_3 /Lod	12,66	0,96	12,15	1,35	60,00	20,00	0,95	0,00	0,00	P10: 60,00 kW	Q10: 20,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 17		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		
Cub_1 /Line			S 16		-150,16	-60,14	-0,93	0,01	3,84	Fv: 0,27 kW	cLod: -0,06 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 17		90,16	40,14	0,91	0,00	2,34	Fv: 0,17 kW	cLod: -0,10 kvar L: 1,00 km
Bus 18											
Cub_1 /Genstat	12,66	0,96	12,14	1,34	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	P10: 90,00 kW	Q10: 40,00 kvar
Cub_2 /Lod			GD 18		90,00	40,00	0,91	0,00	0,00		
Cub_3 /Line			S 17		-89,99	-40,00	-0,91	0,00	2,34	Fv: 0,17 kW	cLod: -0,10 kvar L: 1,00 km
Bus 19											
Cub_6 /Genstat	12,66	1,00	12,63	0,03	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	P10: 90,00 kW	Q10: 40,00 kvar
Cub_7 /Lod			GD 19		90,00	40,00	0,91	0,00	0,00		
Cub_1 /Line			S 19		271,28	121,28	0,91	0,01	6,79	Fv: 0,89 kW	cLod: -0,05 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 18		-361,28	-161,28	-0,91	0,02	9,06	Fv: 0,67 kW	cLod: -0,49 kvar L: 1,00 km
Bus 20											
Cub_3 /Lod	12,66	0,99	12,59	-0,03	90,00	40,00	0,91	0,00	0,00	P10: 90,00 kW	Q10: 40,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 20		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		
Cub_2 /Line			S 20		180,39	80,47	0,91	0,01	4,53	Fv: 0,26 kW	cLod: -0,19 kvar L: 1,00 km
Cub_5 /Line			S 19		-270,39	-120,47	-0,91	0,01	6,79	Fv: 0,89 kW	cLod: -0,05 kvar L: 1,00 km
Bus 21											
Cub_4 /Lod	12,66	0,99	12,58	-0,05	90,00	40,00	0,91	0,00	0,00	P10: 90,00 kW	Q10: 40,00 kvar
Cub_5 /Genstat			GD 21		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		
Cub_1 /Line			S 20		-180,12	-80,16	-0,91	0,01	4,53	Fv: 0,26 kW	cLod: -0,19 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line			S 21		90,12	40,16	0,91	0,00	2,26	Fv: 0,12 kW	cLod: -0,11 kvar L: 1,00 km
Bus 22											
Cub_3 /Lod	12,66	0,99	12,57	-0,07	90,00	40,00	0,91	0,00	0,00	P10: 90,00 kW	Q10: 40,00 kvar
Cub_4 /Genstat			GD 22		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		
Cub_1 /Line			S 21		-90,00	-40,00	-0,91	0,00	2,26	Fv: 0,12 kW	cLod: -0,11 kvar L: 1,00 km

		DigSILENT PowerFactory 2019 SP1	Project: Date: 21/09/2019
--	--	---------------------------------------	------------------------------

Load Flow Calculation				Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange, Area Interchange			
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence	Yes		
Automatic tap adjustment of transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA		
Consider reactive power limits	No			Model Equations	0,10 %		

Grid: 33 bus	System Stage: 33 bus	Study Case: IEEE 33 bus	Annex: / 1						
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
Bus 01	12,66	1,00	12,66	0,00					
Cub_4 /Lod	/Xnet	External Grid		1946,10	2358,86	0,64	0,14		Sk*: 10000,00 MVA
Cub_5 /Genstat	GD 01			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 6,75 kW cLod: -0,70 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line	S 01			1946,10	2358,86	0,64	0,14	34,86	
Bus 02	12,66	1,00	12,64	0,05					
Cub_4 /Lod	Load 02			100,00	60,00	0,86	0,01		P10: 100,00 kW Q10: 60,00 kvar
Cub_5 /Genstat	GD 02			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 6,75 kW cLod: -0,70 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line	S 01			-1939,35	-2355,41	-0,64	0,14	34,86	Pv: 21,04 kW cLod: -0,13 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line	S 02			1477,40	2133,50	0,57	0,12	29,64	Pv: 0,67 kW cLod: -0,49 kvar L: 1,00 km
Cub_3 /Line	S 18			361,95	161,92	0,91	0,02	9,06	
Bus 03	12,66	0,99	12,54	0,29					
Cub_4 /Lod	Load 03			90,00	40,00	0,91	0,00		P10: 90,00 kW Q10: 40,00 kvar
Cub_5 /Genstat	GD 03			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 21,04 kW cLod: -0,13 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line	S 02			-1456,35	-2122,78	-0,57	0,12	29,64	Pv: 8,02 kW cLod: -0,17 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line	S 03			803,46	1629,50	0,44	0,08	41,83	Pv: 1,74 kW cLod: -0,16 kvar L: 1,00 km
Cub_3 /Line	S 22			562,89	453,28	0,78	0,03	16,64	
Bus 04	12,66	0,99	12,49	0,45					
Cub_3 /Lod	Load 04			120,00	80,00	0,83	0,01		P10: 120,00 kW Q10: 80,00 kvar
Cub_4 /Genstat	GD 04			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 8,02 kW cLod: -0,17 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line	S 03			-795,44	-1625,41	-0,44	0,08	41,83	Pv: 7,27 kW cLod: -0,16 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line	S 04			675,44	1545,41	0,40	0,08	38,98	

Grid: 33 bus	System Stage: 33 bus	Study Case: IEEE 33 bus	Annex: / 2						
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
Bus 05	12,66	0,98	12,44	0,62					
Cub_3 /Lod	Load 05			60,00	30,00	0,89	0,00		P10: 60,00 kW Q10: 30,00 kvar
Cub_4 /Genstat	GD 05			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 7,27 kW cLod: -0,16 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line	S 04			-668,17	-1541,71	-0,40	0,08	38,98	Pv: 14,15 kW cLod: -0,09 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line	S 05			608,17	1511,71	0,37	0,08	37,80	
Bus 06	12,66	0,97	12,32	0,93					
Cub_4 /Lod	Load 06			60,00	20,00	0,95	0,00		P10: 60,00 kW Q10: 20,00 kvar
Cub_5 /Genstat	GD 06			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 14,15 kW cLod: -0,09 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line	S 05			-594,02	-1495,49	-0,37	0,08	37,80	Pv: 0,54 kW cLod: -0,22 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line	S 06			338,58	515,56	0,55	0,03	14,45	Pv: 1,89 kW cLod: -0,30 kvar L: 1,00 km
Cub_3 /Line	S 25			195,45	963,93	0,20	0,05	23,05	
Bus 07	12,66	0,97	12,29	0,88					
Cub_3 /Lod	Load 07			200,00	100,00	0,89	0,01		P10: 200,00 kW Q10: 100,00 kvar
Cub_4 /Genstat	GD 07			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 0,54 kW cLod: -0,22 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line	S 06			-338,04	-513,79	-0,55	0,03	14,45	Pv: 1,09 kW cLod: -0,06 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line	S 07			138,05	413,79	0,32	0,02	10,25	
Bus 08	12,66	0,97	12,27	0,98					
Cub_4 /Lod	Load 08			200,00	100,00	0,89	0,01		P10: 200,00 kW Q10: 100,00 kvar
Cub_5 /Genstat	GD 08			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 1,09 kW cLod: -0,06 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line	S 07			-136,97	-413,41	-0,31	0,02	10,25	Pv: 0,80 kW cLod: -0,07 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line	S 08			-63,02	313,41	-0,20	0,02	7,52	
Bus 09	12,66	0,97	12,26	1,12					
Cub_4 /Lod	Load 09			60,00	20,00	0,95	0,00		P10: 60,00 kW Q10: 20,00 kvar
Cub_5 /Genstat	GD 09			371,50	0,00	1,00	0,02	100,00	Pv: 0,80 kW cLod: -0,07 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line	S 08			63,82	-312,84	0,20	0,02	7,52	Pv: 1,12 kW cLod: -0,07 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line	S 09			247,67	292,85	0,65	0,02	9,03	
Bus 10	12,66	0,97	12,22	1,17					
Cub_3 /Lod	Load 10			60,00	20,00	0,95	0,00		P10: 60,00 kW Q10: 20,00 kvar
Cub_4 /Genstat	GD 10			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 1,12 kW cLod: -0,07 kvar L: 1,00 km
Cub_1 /Line	S 09			-246,55	-292,06	-0,65	0,02	9,03	Pv: 0,83 kW cLod: -0,23 kvar L: 1,00 km
Cub_2 /Line	S 10			186,55	272,05	0,57	0,02	7,79	

APÊNDICE B – SCRIPT - EXEMPLO (CIGRÉ) PARA O ITEM 3.2.3.1

```

1 !Codigo (DPL) - Script de calculo de curto circuito a
   partir de dados de planilha do MS Excel
2 !Autor: Guilherme Pinheiro Barnabe
3 !Departamento de Engenharia Eletrica
4 !Curso de Graduacao em Engenharia Eletrica - UFC
5
6 int rowmax, linha, excel, row, col, i, j, aux1, aux2, aux3;
7 double t1,t2,pos, res, IkssPV, IkssWind, fp1, fp2, VbusA,
   VbusB, VbusC, Vmin, Vmax;
8 string tipo;
9 object Line, Bus, Sc, pv, wind;
10 set Lines, Buses, Gen, PV, WIND;
11
12 ClearOutputWindow();
13 EchoOff();
14
15 Warn( Inicio da simulacao );
16 rowmax = 10000;    !10000 !Linha limite da planilha
17 !ELEMENTOS DO SISTEMA
18 Lines = AllRelevant( ElmLne ); !LINHAS
19 Lines.SortToName(0);
20 Line = Lines.First();
21 for (i = 1; i <= 15; i += 1) { !Removendo da lista
   elementos redundantes (linhas normalmente abertas)
22     if (i>10) {
23         Lines.Remove(Line);
24     }
25     Line = Lines.Next();
26 }

```



```

27
28 Buses = AllRelevant ( ElmTerm ); !BARRAS
29 Buses.SortToName(0);
30 Gen = AllRelevant ( ElmGenstat ); !Geradores
31 pv = Gen.First();
32 wind = Gen.Next();
33 pv:mode_inp = SC ;
34 wind:mode_inp = SC ;
35
36 !FUN ES UTILIZADAS
37 Sc = GetFromStudyCase ( ComShc ); !Short Circuit Calculation
38
39 xlStart(); !Inicio de operacao em planilha xls
40 excel = xlOpenWorkbook ( c:\Users\User\Desktop\montecarlo2 )
    ; !Abrir planilha
41 !Leitura de dados
42 for (row = 1+3; row <= rowmax+3; row += 1) {
43     t1 = GetTime(6); !Tempo de inicio da iteracao
44     ! printf ( Iteracao #%i , row);
45     xlGetValue(1,row,linha); !Numero da linha
46     !printf ( Curto aplicado na linha #%i , linha);
47     xlGetValue(2,row,tipo); !Tipo de curto circuito (3psc
        = trifasico)
48     !printf ( Tipo de curto: %s , tipo);
49     Sc:iopt_shc = tipo;
50     xlGetValue(3,row,pos); !Posicao do curto na linha
51     !printf ( Posicao do curto: %f%% , pos);
52     Sc:ppto = pos;
53     xlGetValue(4,row,res); !Resistencia de falta (Rf)
54     !printf ( Resistencia da falta: %f , res);
55     Sc:Rf = res;
56     xlGetValue(5,row,IkssPV); !Geracao PV

```

```
57     IkssPV = IkssPV/1000;
58     !printf( Geracao PV: %f [W] ,IkssPV);
59     fp1 = 1;
60     !Fonte PV
61     pv:Ikss3PF = IkssPV; !Contribuicao de corrente em falta
        trifasica
62     pv:Ikss2PF = IkssPV; !Contribuicao de corrente em falta
        bifasica
63     pv:Ikss1PF = IkssPV; !Contribuicao de corrente em falta
        monofasica
64     pv:cosgini = fp1; !Fator de potencia
65         xlGetValue(6,row,IkssWind); !Geracao Eolica
66         IkssWind = IkssWind/1000;
67         !printf( Geracao Eolica: %f [W] ,IkssWind);
68         fp2 = 1;
69         !Fonte Eolica
70         wind:Ikss3PF = IkssWind; !Contribuicao de corrente em
            falta trifasica
71         wind:Ikss2PF = IkssWind; !Contribuicao de corrente em
            falta bifasica
72         wind:Ikss1PF = IkssWind; !Contribuicao de corrente em
            falta monofasica
73         wind:cosgini = fp2; !Fator de potencia
74
75     j = 0;
76     for (Line = Lines.First(); Line; Line = Lines.Next()) {
77         j += 1;
78         if (j = linha) {
79             Sc:shcobj = Line;
80         }
81     }
82
```

```
83 Sc.Execute(); !Aplicacao do curto
84 col = 8;
85 for (Bus = Buses.First(); Bus; Bus = Buses.Next()) {
86     VbusA = Bus:m:u:A; !Tensao FT (fase A)
87     VbusB = Bus:m:u:B; !Tensao FT (fase B)
88     VbusC = Bus:m:u:C; !Tensao FT (fase C)
89     xlSetValue(col,row,VbusA); !col, row, VbusX
90     xlSetValue(col+1,row,VbusB); !col, row, VbusX
91     xlSetValue(col+2,row,VbusC); !col, row, VbusX
92     Vmin = min(VbusA,VbusB,VbusC);
93     Vmax = max(VbusA,VbusB,VbusC);
94     xlSetValue(col+3,row,Vmin); !col, row, VbusX
95     xlSetValue(col+4,row,Vmax); !col, row, VbusX
96     col += 5;
97 }
98
99 t2 = GetTime(6); !Tempo do fim da iteracao
100 xlSetValue(col,row,t2-t1);
101 }
102 xlSaveWorkbook();
103 xlTerminate(); !Fim de operacao em planilha xls
104 Warn( Fim da simulacao );
```

**APÊNDICE C – SCRIPT - FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO ATRAVÉS DE
ALGORITMO GENÉTICO**

```

1 !Codigo (DPL) - Algoritmo de otimizacao por GA de custo de
   operacao anual atraves de alocao de RCS e DG
   utilizando
2 !Autor: Guilherme Pinheiro Barnabe
3 !Departamento de Engenharia Eletrica
4 !Curso de Graduacao em Engenharia Eletrica - UFC
5
6     int seed, row, col, rand, worst, mut, mut_c, gene, e1,
   e2, size, i, j, k, count, count_max, N, sw, dgs, n_sw;
7     double maxfit, minfit, gd, v1, v0, Bgen, Bload, r1, r2,
   gen, fit, fit1, fit2, fit3, fit4, LV_power, inertia,
   sw_price, dg_price, en_price, c1, c2, w1, w2, w3, w4,
   gbest, SAIFI, SAIDI, ENS, EIC, PerdasP, PerdasQ, Vmin,
   Vbus, Vavg, Vmax, aux, aux1, aux2, aux3, aux4, aux5;
8     object Cub1, Cub2, Ldf, Rel, Opf, Bus, DG, grid, Switch
   , Client;
9     set Buses, Lines, DGs, Grid, Clients;
10
11     !!!CONSIDERACOES
12     !Todos os switches ativos
13     !DGs possiveis em todas as barras e de valor unico (100
   kW)
14     ! --> Vetores de populacao contem valores binarios
15     !     s (0 = aberto, 1 = fechado)
16     !     dg (X = Alocao de 371.5 kW na Barra X)
17
18     !Inicio do algoritmo de otimiza o na linha 225
19

```

```
20 ClearOutputWindow();
21 EchoOff();
22
23 xlStart(); !Inicio de operacao em planilha xls
24 xlOpenWorkbook( c:\Users\User\Desktop\GA IEEE 33bus -
Copy ); !Abrir planilha
25
26 !Declaracao de tipos de objetos utilizados
27 Lines = AllRelevant( ElmLne );
28 Lines.SortToName(0);
29 DGs = AllRelevant( ElmGenstat );
30 DGs.SortToName(0);
31 Buses = AllRelevant( ElmTerm );
32 Buses.SortToName(0);
33 Grid = AllRelevant( ElmNet
34 grid = Grid.First();
35 Clients = AllRelevant( ElmLod );
36 Clients.SortToName(0);
37
38 !Funcoes do PowerFactory utilizadas
39 Ldf = GetFromStudyCase( ComLdf ); !Fun o Load Flow
Analysis
40 Rel = GetFromStudyCase( ComRel3 ); !Fun o
Reliability Assessment
41 Opf = GetFromStudyCase( ComOpf ); !Fun o Optimal
Power Flow (shedding)
42
43 count_max = 200; !Numero maximo de iteracoes
44 N = 100; !Numero de individuos
45 sw = 32; !Numero de op es de chaves (linhas)
46 dgs = 5; !Numero de op es de dgs (barras)
47 gd = 0.3715; !Potencia DGs alocadas (MVA)
```

```
48     sw_price = 3000; !Switch price (3000USD per unit)
49     en_price = 1051.2; !Annual Energy price (0.12USD/h*24h
*365d)
50     dg_price = 1250*1/14; !DG investment price (1250USD per
kVA , 14 years)
51
52     for (seed = 95; seed <= 96; seed += 1) {
53
54         w1 = 1;
55         w2 = 1;
56         w3 = 1;
57         w4 = 1;
58         row = seed+7;
59         RndSetup(0,seed,0,0);
60
61         !Preenchimento dos parametros (col,row,value)
62         xlSetValue(1,row,seed); !Seed
63         xlSetValue(2,row,N); !N
64         xlSetValue(3,row,count_max); !Count max crossover
65         xlSetValue(4,row,sw); !Lines (sw)
66         xlSetValue(5,row,dgs); !DGs
67         xlSetValue(6,row,gd); !GD unit value
68         xlSetValue(7,row,dg_price); !GD Annual price
69         xlSetValue(8,row,en_price); !Energy price
70         xlSetValue(9,row,sw_price); !Switch unit price
71
72         gbest = 10000000;
73         !Condicoes iniciais
74         !Elementos do sistema
75
76
77         !Vetores e matrizes auxiliares
```

```
78 population.Init(N,sw+dgs); !Matriz populacao
79 Pbest.Init(N); !Particle best (Fitness)
80 Pbest_pop.Init(N,sw+dgs); !Particle best (population)
81 Genbest.Init(count_max); !Global best (Fitness history)
82 Gbest_pop.Init(sw+dgs); !Global best (population)
83 Param.Init(N,12); !n_sw, gen, SAIFI, SAIDI, ENS, EIC,
Ploss, Qloss, Vmin, Vavg, Vmax, LV_Power
84 Fitness.Init(N,6); !Fitness (current population)
85 L_G.Init(N,dgs); !Relacao Geracao/Carga nas barras com
dgs alocadas
86 L_G.SetColumnLabel(1, DG1 );
87 L_G.SetColumnLabel(5, DG5 );
88 Sw_positions.Init(1);
89 L_Gbest.Init(5);
90 child_elite.Init(sw+dgs);
91 Load_class.Init(sw,sw);
92
93 Load_class.SetColumnLabel(1, sw1 );
94 Load_class.SetColumnLabel(2, sw2 );
95 Load_class.SetColumnLabel(3, sw3 );
96 Load_class.SetColumnLabel(4, sw4 );
97 Load_class.SetColumnLabel(5, sw5 );
98 Load_class.SetColumnLabel(6, sw6 );
99 Load_class.SetColumnLabel(7, sw7 );
100 Load_class.SetColumnLabel(8, sw8 );
101 Load_class.SetColumnLabel(9, sw9 );
102 Load_class.SetColumnLabel(10, sw10 );
103 Load_class.SetColumnLabel(11, sw11 );
104 Load_class.SetColumnLabel(12, sw12 );
105 Load_class.SetColumnLabel(13, sw13 );
106 Load_class.SetColumnLabel(14, sw14 );
107 Load_class.SetColumnLabel(15, sw15 );
```

```
108 Load_class.SetColumnLabel(16, sw16 );
109 Load_class.SetColumnLabel(17, sw17 );
110 Load_class.SetColumnLabel(18, sw18 );
111 Load_class.SetColumnLabel(19, sw19 );
112 Load_class.SetColumnLabel(20, sw20 );
113 Load_class.SetColumnLabel(21, sw21 );
114 Load_class.SetColumnLabel(22, sw22 );
115 Load_class.SetColumnLabel(23, sw23 );
116 Load_class.SetColumnLabel(24, sw24 );
117 Load_class.SetColumnLabel(25, sw25 );
118 Load_class.SetColumnLabel(26, sw26 );
119 Load_class.SetColumnLabel(27, sw27 );
120 Load_class.SetColumnLabel(28, sw28 );
121 Load_class.SetColumnLabel(29, sw29 );
122 Load_class.SetColumnLabel(30, sw30 );
123 Load_class.SetColumnLabel(31, sw31 );
124 Load_class.SetColumnLabel(32, sw32 );
125 Param.SetColumnLabel(1, n_sw );
126 Param.SetColumnLabel(2, gen );
127 Param.SetColumnLabel(3, SAIFI );
128 Param.SetColumnLabel(4, SAIDI );
129 Param.SetColumnLabel(5, ENS );
130 Param.SetColumnLabel(6, EIC );
131 Param.SetColumnLabel(7, PerdasP );
132 Param.SetColumnLabel(8, PerdasQ );
133 Param.SetColumnLabel(9, Vmin );
134 Param.SetColumnLabel(10, Vavg );
135 Param.SetColumnLabel(11, Vmax );
136 Param.SetColumnLabel(12, LV_power );
137 Fitness.SetColumnLabel(1, Total );
138 Fitness.SetColumnLabel(2, EIC );
139 Fitness.SetColumnLabel(3, Switch_Investment );
```



```

140     Fitness.SetColumnLabel(4, System_Losses );
141     Fitness.SetColumnLabel(5, DG_Investment );
142     Fitness.SetColumnLabel(6, LV_Penality );
143
144 !Condicoes iniciais (rede)
145     for (Switch = Lines.First(); Switch; Switch = Lines.
146     Next()) { !0 RCS
147         Cub1 = Switch.GetCubicle(0);
148         Cub1.AddBreaker();
149         Cub1.RemoveBreaker();
150         Cub2 = Switch.GetCubicle(1);
151         Cub2.AddBreaker();
152         Cub2.RemoveBreaker();
153     }
154     for (DG = DGs.First(); DG; DG = DGs.Next()) { !0 DGs
155         DG:sgn = gd;
156         DG:cosn = 1;
157         DG:mode_inp = SC ;
158         DG:sgini = 0;
159         DG:cosgini = 1;
160     }
161     for (j = 1; j <= N; j +=1) {
162         Pbest.Set(j,10000000);
163     }
164
165 !Analise inicial (Referencia)
166 Rel.Execute(); !Reliability Data
167 !SAIFI = grid:c:SAIFI;          !SAIFI
168 !SAIDI = grid:c:SAIDI;         !SAIDI
169 ENS = grid:c:ENS;              !ENS [MWh/a]
170 EIC = ENS*32.1697*1000;        !EIC [USD/a]   USD/kW

```

```

171     n_sw = 0;
172     gen = 0;
173
174     Ldf.Execute();    !Load Flow Data
175     Vmax = 0;
176     Vmin = 1;
177     Vavg = 0;
178     LV_power = 0;
179     for (Bus = Buses.First(); Bus; Bus = Buses.Next()) {
        !!!
180     o Vbus = Bus:m:u1;
181     o if (Vbus < 0.95) {
182         LV_power += Bus:m:Pload;    !Demanda em condi cos
        prec aias
183     o }
184     o Vavg += Vbus/33;                !Tens o media no sistema
185     o if (Vbus > Vmax) {
186         Vmax = Vbus;                !Tens o m xima (barra)
187     o }
188     o else if (Vbus < Vmin) {
189         Vmin = Vbus;                !Tens o minima (barra)
190     o }
191     } !!!
192     PerdasP = grid:c:LossP;          !Perdas [kW]
193     PerdasQ = grid:c:LossQ;          !Perdas [kvar]
194     fit1 = w1*EIC;    !Critério 1: Energy Interruption cost
195     fit2 = w2*sw_price*n_sw;    !Critério 2: Custo de
    investimento das chaves
196     fit3 = sqr(PerdasP) + sqr(PerdasQ);    !Critério 3:
    Perdas do sistema
197     fit3 = sqrt(fit3);
198     fit3 = w3*en_price*fit3;

```

```

199     fit4 = w4*gen*dg_price;  !Critério 4: Custo de
investimento em DGs
200     fit = fit1 + fit2 + fit3 + fit4;
201     if (Vmin < 0.95) {
202         fit += LV_power*en_price;
203     }
204     minfit = fit;
205
206     !Resultados
207     Warn( Condiçoes iniciais: %i chaves, %f [kW] DGs , n_sw
, gen);
208     !printf( SAIFI: %f [f/a]... SAIDI: %f [h/a]... ENS: %f
[MWh/a]... EIC: %f [MUSD/a]... ,SAIFI,SAIDI,ENS,EIC);
209     printf( ENS: %.4f [MWh/a], EIC: %.4f [USD/a] ,ENS,EIC);
210     printf( Losses: %f [kW] %f [kvar], (Vmin,Vavg,Vmax) =
(%f,%f,%f) [pu], Low Voltage Load = %f [kW] , PerdasP,
PerdasQ, Vmin, Vavg, Vmax, LV_power);
211     printf( Reference Fitness cost (EIC, Switches invest,
Perdas, DG invest, Tens o precaria): %f USD/a (%f , %f
, %f , %f , %f) ,fit, fit1, fit2, fit3, fit4, LV_power*
en_price);
212
213     !Initial Population
214     aux1 = 1;
215     aux2 = 1;
216     aux3 = 1;
217     aux4 = 1;
218     aux5 = 1;
219     for (i = 1; i <= N; i += 1) { !individuo
220         for (j = 1; j <= sw; j += 1) { !chave
221 o !if (j = 18) { !Ponto de derivacao (condicional teste)
222         !aux = 1;

```

```
223 o !}
224 o !else if (j = 22) { !Ponto de derivacao (condicional
    teste)
225     !aux = 1;
226 o !}
227 o !else if (j = 25) { !Ponto de derivacao (condicional
    teste)
228     !aux = 1;
229 o !}
230 o !else {
231     aux = RndUnifInt(0,1); !com chave / sem chave
232 o !}
233 o population.Set(i,j,aux);
234     }
235     !Alocacao das DGs em barras nao repetidas
236     j = sw+1;
237     aux1 = RndUnifInt(1,33);
238     population.Set(i,j,aux1); !DG1
239     j += 1;
240     aux2 = RndUnifInt(1,33);
241     while (aux2 = aux1) { !enquanto algum valor de barra
        for repetido, gerar outro numero
242 o aux2 = RndUnifInt(1,33);
243     }
244     population.Set(i,j,aux2); !DG2 nao repetida
245     j += 1;
246     aux3 = RndUnifInt(1,33);
247     while ({aux3=aux1}.or.{aux3=aux2}) { !enquanto algum
        valor de barra for repetido, gerar outro numero
248 o aux3 = RndUnifInt(1,33);
249     }
250     population.Set(i,j,aux3); !DG3 nao repetida
```

```

251     j += 1;
252     aux4 = RndUnifInt(1,33);
253     while ({aux4=aux1}.or.{aux4=aux2}.or.{aux4=aux3}) { !
    enquanto algum valor de barra for repetido, gerar outro
    numero
254 o aux4 = RndUnifInt(1,33);
255     }
256     population.Set(i,j,aux4); !DG4 nao repetida
257     j += 1;
258     aux5 = RndUnifInt(1,33);
259     while ({aux5=aux1}.or.{aux5=aux2}.or.{aux5=aux3}.or.{
    aux5=aux4}) { !enquanto algum valor de barra for
    repetido, gerar outro numero
260 o aux5 = RndUnifInt(1,33);
261     }
262     population.Set(i,j,aux5); !DG5 nao repetida
263     }
264
265     count = 0;
266
267     while (count < count_max) { ! INICIO DO ALGORITMO
268     count += 1;
269     e1 = 1;
270     e2 = 2;
271     worst = 1;
272     maxfit = 0;
273     minfit = 9999999;
274     !Fitness
275     for (i = 1; i <= N; i += 1) { !individuo
276     j = 0;
277     n_sw = 0;
278     for (DG = DGs.First(); DG; DG = DGs.Next()) { !

```

```

Condicoes iniciais de DGS (DG total = 0)
279   DG:sgini = 0;
280   }
281   for (Switch = Lines.First(); Switch; Switch = Lines.
Next()) { !implementacao das chaves com base na matriz
populacao
282     j += 1;
283     aux = population.Get(i,j);
284     if (aux = 1) {
285 o Cub1 = Switch.GetCubicle(0);
286 o Cub1.AddBreaker();
287 o Cub2 = Switch.GetCubicle(1);
288 o Cub2.AddBreaker();
289 o n_sw += 1;
290     }
291     if (aux = 0) {
292 o Cub1 = Switch.GetCubicle(0);
293 o Cub1.RemoveBreaker();
294 o Cub2 = Switch.GetCubicle(1);
295 o Cub2.RemoveBreaker();
296     }
297     } !For switches
298     !j = sw+1
299     for (j = sw+1; j <= sw+dgs; j += 1) { !Implementacao
das DGs com base na matriz populacao
300     aux = population.Get(i,j);
301     k = 0;
302     for (DG = DGs.First(); DG; DG = DGs.Next()) { !
Condicoes iniciais de DGS (DG total = 0)
303     k += 1;
304     if (aux = k) {
305 o DG:sgini = gd;

```

```
306 o DG:cosgini = 1;
307     }
308     }
309     }
310
311     Reliability.Execute();    !Reliability Data
312     !SAIFI = grid:c:SAIFI;      !SAIFI
313     !SAIDI = grid:c:SAIDI;      !SAIDI
314     ENS = Reliability:ENSout;    !ENS [kWh/a]
315     EIC = ENS*32.1679;          !EIC [USD/a] (6hrs)
316
317     Opf.Execute();    !Load Flow Data
318     Vmax = 0;
319     Vmin = 1;
320     Vavg = 0;
321     LV_power = 0;
322     j = 0;
323     aux1 = population.Get(i,sw+1); !Indice DG1
324     aux2 = population.Get(i,sw+2); !DG2
325     aux3 = population.Get(i,sw+3); !DG3
326     aux4 = population.Get(i,sw+4); !DG4
327     aux5 = population.Get(i,sw+5); !DG5
328 o for (Bus = Buses.First(); Bus; Bus = Buses.Next()) { !!!
329 o j += 1;
330 o Vbus = Bus:m:u1;
331 o Bload = Bus:m:Pload;
332 o if (j = aux1) {
333     L_G.Set(i,1,371.5 - Bload); !Capacidade de gera ca
        excedente da DG1
334 o }
335 o if (j = aux2) {
336     L_G.Set(i,2,371.5 - Bload); !DG2
```

```
337 o }
338 o if (j = aux3) {
339     L_G.Set(i,3,371.5 - Bload); !DG3
340 o }
341 o if (j = aux4) {
342     L_G.Set(i,4,371.5 - Bload); !DG4
343 o }
344 o if (j = aux5) {
345     L_G.Set(i,5,371.5 - Bload); !DG5
346 o }
347 o if (Vbus < 0.95) {
348     LV_power += Bus:m:Pload;    !Demanda em condicoes
    precarias
349 o }
350 o Vavg += Vbus/33;                !Tens o media no sistema
351 o if (Vbus > Vmax) {
352     Vmax = Vbus;                !Tens o maxima (barra)
353 o }
354 o else if (Vbus < Vmin) {
355     Vmin = Vbus;                !Tens o minima (barra)
356 o }
357     } !!!
358     PerdasP = grid:c:LossP;      !Perdas [kW]
359     PerdasQ = grid:c:LossQ;      !Perdas [kvar]
360
361     Param.Set(i,1,n_sw);
362     Param.Set(i,2,gen);
363     !Param.Set(i,3,SAIFI);
364     !Param.Set(i,4,SAIDI);
365     Param.Set(i,5,ENS);
366     Param.Set(i,6,EIC);
367     Param.Set(i,7,PerdasP);
```



```

368 Param.Set(i,8,PerdasQ);
369 Param.Set(i,9,Vmin);
370 Param.Set(i,10,Vavg);
371 Param.Set(i,11,Vmax);
372 Param.Set(i,12,LV_power);
373
374 !Fitness Cost:
375 fit1 = w1*EIC; !w1*1000000*EIC !Critério 1: Energy
Interruption cost !preco medio = 32.1697
376 fit2 = w2*sw_price*n_sw; !Critério 2: Custo de
investimento das chaves
377 fit3 = sqr(PerdasP) + sqr(PerdasQ); !Critério 3:
Perdas do sistema
378 fit3 = sqrt(fit3);
379 fit3 = w3*en_price*fit3;
380 fit4 = w4*1857.5*dg_price; !Critério 4: Custo de
investimento em DGs
381 fit = fit1 + fit2 + fit3 + fit4; !Critério geral
382 if (Vmin < 0.95) { !Penalizacao por n vel de tensao
inferior a 0.95 [p.u.]
383 fit += LV_power*en_price;
384 }
385
386 Fitness.Set(i,1,fit);
387 Fitness.Set(i,2,fit1);
388 Fitness.Set(i,3,fit2);
389 Fitness.Set(i,4,fit3);
390 Fitness.Set(i,5,fit4);
391 Fitness.Set(i,6,LV_power*en_price);
392
393 if (fit < minfit) { !atualizacao dos valores elite
394 minfit = fit;

```

```
395     e2 = e1;
396     e1 = i;
397 }
398 if (fit > maxfit) {
399     maxfit = fit;
400     worst = i;
401 }
402 if (fit < gbest) {
403     gbest = fit;
404     for (j = 1; j <= sw+dgs; j += 1) {
405 o aux = population.Get(i,j);
406 o Gbest_pop.Set(j,aux);
407     }
408     }
409     aux = Pbest.Get(i);
410     if (fit < aux) {
411         Pbest.Set(i,fit);
412         for (j = 1; j <= sw+dgs; j += 1) {
413 o aux1 = population.Get(i,j);
414 o Pbest_pop.Set(i,j,aux1);
415         }
416     }
417     } !N individuos
418     Genbest.Set(count,minfit);
419
420     if (count >= count_max) {
421         break;
422     }
423     !!!!!!! GA Algorithm
424     Warn( Seed %#i: Crossover %#i ,seed,count);
425     printf( Elite 1 = %#i & Elite 2 = %#i ... Fitness best:
Generation = %i & Global = %i ,e1,e2,Genbest.Get(count)
```

```
,gbest);
426     aux = RndUnifInt(1,100);
427     if (aux <= 85) { !Chance de 85% de ocorrer cruzamento
428     for (j = 1; j <= sw+dgs; j += 1) { !Elite Crossover
429     rand = RndUnifInt(0,1);
430     if (rand = 0) { !parente #elite1
431 o gene = population.Get(e1,j);
432     }
433     if (rand = 1) { !parente #elite2
434 o gene = population.Get(e2,j);
435     }
436     !Mutation (0.1%)
437     mut = RndUnifInt(1,1000); !0.1% de chance de ocorrer
mutacao
438     if (mut = 1) {
439 o if (j <= sw) {
440 o gene = RndUnifInt(0,1);
441 o }
442 o else if (j > sw) {
443 o gene = RndUnifInt(1,33);
444 o }
445     mut_c += 1;
446     }
447     child_elite.Set(j,gene);
448     }
449     }
450     else if (aux > 85) { !Caso nao haja crossover, o elite
sera selecionado
451     for (j = 1; j <= sw+dgs; j += 1) { !Elite Crossover
452 o gene = population.Get(e1,j);
453 o child_elite.Set(j,gene);
454     }
```

```

455     }
456
457     !Nova populacao
458     aux5 = RndUnifInt(1,N);
459     for (i = 1; i <= N; i += 1) { !Linha (individuo)
460     for (j = 1; j <= sw+dgs; j += 1) { !Coluna (switch)
461     if (i <> aux5) {
462 o if (j <= sw) {
463 o rand = RndUnifInt(0,1);
464 o population.Set(i,j,rand);
465 o }
466 o else if (j > sw){
467 o rand = RndUnifInt(1,33);
468 o population.Set(i,j,rand);
469 o }
470     }
471     else if (i = aux5) { !Insercao do resultado do operador
472     cruzamento na nova populacao
473 o population.Set(i,j,child_elite.Get(j));
474     }
475     }
476
477     printf( Progression %i/%i , count , count_max);
478
479
480     } !FIM DO ALGORITMO
481
482     !!!!!!!! Aplicacao do melhor resultado
483
484     for (DG = DGs.First(); DG; DG = DGs.Next()) { !
485     Condicoes iniciais de DGS (DG total = 0)

```

```

485     DG:sgini = 0;
486     }
487     j = 0;
488     n_sw = 0;
489     gen = 0;
490     for (Switch = Lines.First(); Switch; Switch = Lines.
Next()) { !chave
491         j += 1;
492         aux = Gbest_pop.Get(j);
493         if (aux = 1) {
494 o Cub1 = Switch.GetCubicle(0);
495 o Cub1.AddBreaker();
496 o Cub2 = Switch.GetCubicle(1);
497 o Cub2.AddBreaker();
498 o n_sw += 1;
499 o Sw_positions.Set(n_sw,j);
500     }
501     if (aux = 0) {
502 o Cub1 = Switch.GetCubicle(0);
503 o Cub1.RemoveBreaker();
504 o Cub2 = Switch.GetCubicle(1);
505 o Cub2.RemoveBreaker();
506     }
507     } !For switches
508     !j = sw+1
509     for (j = sw+1; j <= sw+dgs; j += 1) {
510     aux = Gbest_pop.Get(j);
511     k = 0;
512     for (DG = DGs.First(); DG; DG = DGs.Next()) { !
Condicoes iniciais de DGS (DG total = 0)
513     k += 1;
514     if (aux = k) { !50kW

```

```
515 o DG:sgini = gd;
516 o DG:cosgini = 1;
517     }
518     }
519     }
520
521     Reliability.Execute();    !Reliability Data
522     !SAIFI = grid:c:SAIFI;      !SAIFI
523     !SAIDI = grid:c:SAIDI;     !SAIDI
524     ENS = Reliability:ENSout;  !ENS
525     EIC = ENS*32.1679;        !EIC
526
527
528     Opf.Execute();    !Optimal Power Flow Data
529     Vmax = 0;
530     Vmin = 1;
531     Vavg = 0;
532     LV_power = 0;
533     j = 0;
534     aux1 = Gbest_pop.Get(sw+1); !Indice DG1
535     aux2 = Gbest_pop.Get(sw+2); !DG2
536     aux3 = Gbest_pop.Get(sw+3); !DG3
537     aux4 = Gbest_pop.Get(sw+4); !DG4
538     aux5 = Gbest_pop.Get(sw+5); !DG5
539 o for (Bus = Buses.First(); Bus; Bus = Buses.Next()) { !!!
540 o j += 1;
541 o Vbus = Bus:m:u1;
542 o Bload = Bus:m:Pload;
543 o if (j = aux1) {
544     L_Gbest.Set(1,371.5 - Bload); !Capacidade de geracao
    excedente da DG1
545 o }
```

```

546 o if (j = aux2) {
547     L_Gbest.Set(2,371.5 - Bload); !DG2
548 o }
549 o if (j = aux3) {
550     L_Gbest.Set(3,371.5 - Bload); !DG3
551 o }
552 o if (j = aux4) {
553     L_Gbest.Set(4,371.5 - Bload); !DG4
554 o }
555 o if (j = aux5) {
556     L_Gbest.Set(5,371.5 - Bload); !DG5
557 o }
558 o if (Vbus < 0.95) {
559     LV_power += Bus:m:Pload;    !Demanda em condi es
    precarias
560 o }
561 o Vavg += Vbus/33;             !Tensao media no sistema
562 o if (Vbus > Vmax) {
563     Vmax = Vbus;               !Tensao maxima (barra)
564 o }
565 o else if (Vbus < Vmin) {
566     Vmin = Vbus;               !Tensao minima (barra)
567 o }
568     } !!!
569     PerdasP = grid:c:LossP;     !Perdas [kW]
570     PerdasQ = grid:c:LossQ;     !Perdas [kvar]
571     aux1 = L_Gbest.Get(1);
572     aux2 = L_Gbest.Get(2);
573     aux3 = L_Gbest.Get(3);
574     aux4 = L_Gbest.Get(4);
575     aux5 = L_Gbest.Get(5);
576

```

```

577     fit1 = w1*EIC;    !Critério 1: Energy Interruption cost
578     fit2 = w2*sw_price*n_sw;    !Critério 2: Custo de
investimento das chaves
579     fit3 = sqr(PerdasP) + sqr(PerdasQ);    !Critério 3:
Perdas do sistema
580     fit3 = sqrt(fit3);
581     fit3 = w3*en_price*fit3;
582     fit4 = w4*1857.5*dg_price;    !Critério 4: Custo de
investimento em DGs
583     fit = fit1 + fit2 + fit3 + fit4;
584     if (Vmin < 0.95) {
585     fit += LV_power*en_price;
586     }
587
588     !Resultados
589     Warn( Condi es Gbest: %i chaves, 1857.5 [kW] DGs ,
n_sw);
590     printf( SAIFI: %f [f/a]... SAIDI: %f [h/a]... ENS: %f [
MWh/a]... EIC: %f [MUSD/a]... ,SAIFI,SAIDI,ENS,EIC);
591     printf( Losses: %f [kW] %f [kvar], (Vmin,Vavg,Vmax) =
(%f,%f,%f) [pu], Low Voltage Load = %f [kW] , PerdasP,
PerdasQ, Vmin, Vavg, Vmax, LV_power);
592     printf( Reference Fitness cost (EIC, Investimento
Switches, Perdas, Investimento DGs, Carga em Tens o
precaria): %f USD/a (%f , %f , %f , %f , %f) ,fit, fit1,
fit2, fit3, fit4, LV_power*en_price);
593
594     !Preenchimento dos resultados
595     xlSetValue(10,row,gbest); !Fitness Gbest
596     xlSetValue(11,row,n_sw); !N Switches
597     !xlSetValue(12,row,SAIFI); !SAIFI
598     !xlSetValue(13,row,SAIDI); !SAIDI

```



```
599     xlSetValue(14,row,ENS); !ENS
600     xlSetValue(15,row,EIC); !EIC
601     xlSetValue(16,row,Vmin); !Vmin
602     xlSetValue(17,row,Vmax); !Vmax
603     xlSetValue(18,row,PerdasP); !P loss
604     xlSetValue(19,row,PerdasQ); !Q loss
605
606     !Preenchimento do melhor resultado global na planilha
607     for (j = 1; j <= sw+dgs; j += 1) {
608         xlSetValue(j+19,row,Gbest_pop.Get(j); !Q loss
609     }
610     xlSaveWorkbook();
611 } !for (seeds)
612
613 xlTerminate(); !Fim de operacao em planilha xls
```

APÊNDICE D – RESULTADOS - ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO (CAPÍTULO 5)

Tabela 14 – Parâmetros de entrada do algoritmo de otimização

Solução	Seed	Pop	Gen	Linhas	DGs	DG Power	DG [USD/kVA]	Tarifa [USD/kWa]	RCS [USD]
01	15	200	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
02	16	200	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
03	23	150	150	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
04	24	150	150	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
05	25	150	150	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
06	26	150	150	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
07	28	200	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
08	31	200	300	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
09	35	50	500	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
10	36	50	500	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
11	37	50	500	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
12	38	50	500	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
13	39	50	500	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
14	40	50	500	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
15	42	50	500	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
16	43	50	500	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
17	45	75	400	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
18	46	75	400	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
19	48	100	300	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
20	49	100	300	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
21	51	80	400	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
22	52	80	400	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
23	53	80	400	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
24	58	120	300	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
25	59	120	300	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
26	61	100	250	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
27	62	100	250	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
28	64	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
29	70	200	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
30	72	200	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
31	75	200	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
32	76	200	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
33	78	150	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
34	80	150	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
35	82	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
36	83	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
37	84	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
38	85	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
39	86	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
40	88	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
41	89	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
42	90	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
43	91	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
44	92	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
45	93	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
46	94	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
47	95	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
48	96	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
49	97	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000
50	98	100	200	32	5	0,3715	89,28571429	1051,2	3000

Fonte: o autor.

Tabela 15 – Melhores configurações encontradas

Solução	Alocação de RCS nas linhas*	Alocação de GD nas barras**
01	0-0-1-0-1-1-1-0-0-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0-0-0-0	9-15-30-11-13
02	0-1-0-0-0-0-1-1-1-1-1-1-0-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-1-0-0-0-0	14-18-5-11-32
03	1-1-0-0-0-0-1-0-1-1	14-4-31-32-11
04	0-1-1-1-1-0-0-1-1-0-1-0-0-1-0-0-1-0-0-0-0-0-1-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0	12-23-15-33-6
05	0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-1-1-0	33-9-31-27-18
06	0-0-0-1-1-1-1-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-1-0-0-1-1-0-0	16-25-32-13-27
07	1-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0	25-16-33-14-29
08	0-0-1-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-1-1-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-1-0-0-1	31-18-8-24-11
09	0-1-1-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-1-1-1-1-0-0-1	30-29-8-3-13
10	0-0-1-0-1-1-0-0-0-1-1-1-1-0-1-1-0-1-0-0-1-1-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0	18-12-32-14-9
11	0-1-0-0-0-1-1-1-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-1-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0	8-11-18-4-31
12	0-1-1-1-1-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0-1-1-0-0-0-0	25-31-29-7-14
13	0-1-0-1-0-0-0-0-0-1-0-1-1-1-0-1-0-0-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0-0-0-0	27-18-14-25-33
14	0-1-1-1-0-0-0-0-0-0-1-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-1-1-0-1-0-0-1-0-0-0-0	7-13-28-24-31
15	1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-1-0-0-1-1-1-1-1-0-1-0-0-1-0-0-0-0-0-0	16-14-9-32-25
16	0-0-0-1-1-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-1-0-0-0-1	29-11-30-10-24
17	1-1-0-0-0-1-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0-1-0-0-0-0	30-28-5-12-10
18	0-1-0-0-0-0-0-0-1-1-1-1-1-0-0-0-0-0-0-1-0-1-1-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0	13-33-23-11-6
19	0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-1-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0	17-26-32-23-28
20	0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-1-1-0-0-0-0-0-0-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0	32-15-28-22-8
21	0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0-0-1-0-0-0-1-0-1-0-0-0-0-0-1-1-0-0-1-0-0	32-20-14-8-29
22	0-1-0-1-1-0-1-0-0-0-0-0-1-1-1-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0	3-28-11-31-15
23	0-0-1-0-0-1-0-0-0-0-1-0-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0	17-8-32-14-16
24	0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-1-1-1-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0	12-16-6-17-31
25	1-1-0-1-0-1-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-1-0-1-1-1-0-0-1-0-0-0-0-0-1	32-24-7-17-12
26	1-1-0-1-1-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-1-1-1-0-0-0-0-0-1-1-0-0-0-0-0	3-18-26-32-17
27	0-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-1-0-1-0-0-0-1-0-1-0-0-0-1-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0	25-14-12-32-17
28	0-1-0-1-1-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0-1-1-0-0-1-0-0-0-0-0	25-31-16-12-9
29	0-1-1-0-1-1-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-1-1-0-0-0-0-0-0-0	24-31-18-14-7
30	1-0-1-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0-0-0-0-0-1	16-30-5-31-23
31	0-0-1-0-0-1-1-0-1-1-0-1-0-1	23-31-8-30-13
32	0-0-1-1-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-1-0-1-1-0-0-0-0-1-0-0-1-0-0-0-1-0-0-0-0-0	25-32-16-9-28
33	0-0-0-1-0-1-1-0-0-0-0-0-1-1-1-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0	15-24-17-32-8
34	1-1-0-1-1-1-0-0-0-1-1-1-1-0-1-0-0-0-1-1-1-1-1-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0	17-33-9-4-11
35	0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-0-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-1-0-0-0	33-17-10-28-15
36	0-1-0-0-0-0-0-1-1-1-1-0-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-1-0-0-0	32-16-8-26-11
37	0-1-1-1-0-0-0-0-0-0-1-0-0-1-0-1-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1	12-33-25-15-8
38	0-1-0-1-0-0-0-1-0-0-0-1-0-0-0-0-0-1-1-0-1-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0	23-33-13-9-16
39	1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-1-1-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-1	32-30-12-21-14
40	0-0-0-1-0-1-0-1-0-0-0-0-1-0-1	14-16-11-25-31
41	0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-1-1-1-1-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-1-0-0	17-26-27-29-31
42	0-0-1-0-1-0-0-1-1-0-0-0-1-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-1-0-0-0	15-11-7-27-31
43	0-0-1-0-1-1-0-1-1-0-1-1	22-30-32-16-11
44	0-0-1-1-1-1-0-0-0-0-0-1-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-1-1-1-0-0-0	9-33-4-13-14
45	0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-1-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-1-0-0-0	13-23-16-18-32
46	1-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-1-1-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-1-1-1-0-0-0	31-16-28-7-17
47	0-1-1-1-1-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-1-1	14-33-10-25-12
48	0-0-1-0-0-0-0-0-1-0-1-0-0-0-0-0-0	8-10-33-4-15
49	1-0-0-0-0-0-0-1-1-1-1-0-1-0-1-1	10-29-23-32-17
50	1-0-0-0-0-1-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0-0-0	33-12-20-8-9

Fonte: o autor.

*: Alocação nas linhas: 1=Possui RCS, 0=Não possui RCS; Linhas [Sw01-Sw02-Sw03-...-Sw31-Sw32].

** : Alocação nas barras. Exemplo: 1-7-3-15-9 = GD1 [Bus01], GD2 [Bus07], GD3 [Bus03], GD04 [Bus15], GD5 [Bus09].

Tabela 16 – Indicadores referentes as configurações das soluções

Solução	Fitness[USD/a]	nRCS	ENS[kWh/a]	EIC[USD/a]	Vmin[p.u.]	LossP[kW]	LossQ[kvar]
01	424201,2536	8	3222,0065	103645,1853	0,951564	103,140117	69,447399
02	429909,0368	11	3254,7961	104699,9580	0,952824	99,633551	67,251099
03	393224,4622	6	2846,2335	91557,3562	0,959818	92,993368	62,563921
04	431025,7643	11	3465,6042	111481,2108	0,951349	95,271381	64,081683
05	438137,6935	7	4222,7290	135836,3256	0,964875	91,064056	61,399810
06	490071,2859	10	5576,7763	179393,1852	0,952308	90,830345	60,684104
07	376656,3607	6	2486,7898	79994,8078	0,957153	89,217488	59,645007
08	434767,0773	8	3976,2142	127906,4633	0,950337	92,670141	61,667379
09	462027,4187	10	4457,8380	143399,2887	0,951992	96,709964	65,493270
10	447542,4101	13	3476,1821	111821,4794	0,954738	103,37754	69,375320
11	400799,3481	10	2589,6298	83302,9536	0,951214	96,095447	64,478782
12	431552,8334	11	3696,7808	118917,6767	0,951665	90,318057	59,662275
13	460313,4276	11	4492,4934	144514,0812	0,952535	92,197315	62,268000
14	458695,8255	10	4522,1461	145467,9435	0,950266	92,868226	62,000133
15	477304,7136	11	4983,4420	160306,8656	0,951066	93,553279	62,293033
16	465794,8633	7	4973,8240	159997,4737	0,952461	93,851219	63,215031
17	489163,0765	8	5484,7763	176433,7370	0,953477	96,491198	65,985865
18	404969,7795	10	2708,5988	87129,9364	0,951327	96,088493	65,073611
19	481784,4046	7	5395,4220	173559,3965	0,955349	95,440214	64,987140
20	435378,6864	7	3849,0136	123814,6873	0,953629	98,836151	65,629144
21	483226,2642	8	5284,1062	169978,6004	0,952187	97,936109	64,720363
22	436378,4598	10	3766,9310	121174,2610	0,954150	94,322239	63,207893
23	455630,2210	6	4217,6683	135673,5339	0,954656	106,895458	73,063047
24	418672,8369	8	3158,4333	101600,1690	0,954031	100,454698	67,502510
25	485510,5431	12	5205,9731	167465,2224	0,951112	92,061542	61,181937
26	417926,3915	12	2611,2962	83999,91513	0,951432	103,148503	71,743356
27	395460,9200	8	2602,0663	83703,01109	0,951008	96,601360	64,169043
28	598298,1585	10	8888,2698	285916,9744	0,950327	92,415173	61,226868
29	509449,4497	9	6149,3532	197811,7812	0,950308	93,891531	62,882501
30	450293,8003	8	4224,6453	135897,9683	0,952403	97,760026	66,938872
31	429019,9583	7	3841,9010	123585,8898	0,952034	93,562056	63,025660
32	481470,6185	9	5490,4061	176614,8349	0,954939	88,752653	58,960298
33	494899,9093	8	5769,0818	185579,2478	0,951062	94,421667	63,258537
34	476720,2238	16	4345,6027	139788,9138	0,952213	97,161718	65,339441
35	388856,7851	8	2411,1312	77561,0301	0,958903	95,764966	64,628017
36	429072,6992	10	3633,5524	116883,7529	0,955453	92,077155	61,405038
37	495050,3554	9	5814,9618	187055,1104	0,951372	91,284757	60,545927
38	459169,3341	8	4544,8677	146198,8502	0,951310	97,320518	65,169678
39	456746,0747	8	4505,5166	144933,0075	0,956922	96,821803	63,931217
40	397767,3346	5	2984,5607	96007,0503	0,950259	95,736145	63,756233
41	430185,8595	8	3804,2518	122374,7919	0,960196	92,821770	63,062248
42	439638,5382	8	4160,9692	133849,6421	0,955391	91,670363	61,328892
43	405810,2517	8	2924,7865	94084,24122	0,956931	96,674860	64,003303
44	493896,1308	12	5213,6840	167713,2684	0,952194	98,164295	65,982117
45	464303,2025	8	4326,8988	139187,2495	0,950862	106,644245	72,009592
46	472627,3986	13	4623,7785	148737,2446	0,957924	93,913996	63,279790
47	512388,7897	10	6128,7602	197149,3475	0,951306	94,561000	62,910686
48	492958,7368	7	5751,6834	185019,5790	0,952244	95,680268	64,146138
49	433148,4808	9	3860,3451	124179,1969	0,956903	91,807220	61,432934
50	478319,2509	6	5084,4970	163557,5910	0,950057	103,583256	69,137610

Fonte: o autor.