

ALOCAÇÃO  T MA DE CHAVES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

JOÃO PAULO ASSUN  O DE SOUZA*, JUAN CARLOS GALVIS MANZO*

**Departamento de Engenharia El trica (DEELT), Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas (ICEA),
Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP)*

Emails: joaopaulo_vga@yahoo.com.br, juancgalvis@gmail.com

Abstract— Faults in power distributions systems are responsible for most of the interruptions of power supply to costumers, causing economic and social impacts for costumers and utility suppliers. Therefore, it is of common interest that the distribution system be reliable, delivering energy continually, with minimal of interruptions. The allocation of sectionalizing switches allows system operators to execute maneuvers in order to isolate the fault and restore the supply for part of the system, reducing the time of interruption. This paper studies the switch allocation problem and proposes an optimization methodology to allocate switches on distribution systems in order to improve system reliability. The methodology is based on genetic algorithm, a metaheuristic which is inspired by genetic evolution processes of organisms. The objective is to minimize switches investment costs and non supplied energy costs, under reliability and flow capacity constraints. The proposed method was applied to IEEE RBTS bus 2 and RBTS bus 4 test systems to have his performance assessed.

Keywords— Switch Allocation, Electric Distribution System, Genetic Algorithm.

Resumo— Falhas no sistema el trico de distribuição s o respons veis pela maioria das interrup  es do fornecimento de energia aos consumidores e portanto causam impactos econ micos e sociais tanto para o consumidor quanto para a concessionária. Logo,   de comum interesse que o sistema de distribuição seja um sistema confiável, ou seja, que forneça energia de uma forma contínua com o mínimo de interrupções possíveis. A alocação de chaves de seccionamento na rede possibilita realizar manobras para isolar a falta e reenergizar parte do sistema, diminuindo assim o tempo de interrupção do fornecimento de energia. Este trabalho estuda o problema de alocação de chaves seccionadoras na rede de distribuição e propõe um método para otimizar esta alocação, de tal modo que a confiabilidade do sistema seja melhorada. A metodologia se baseia no algoritmo genético, uma metaheurística que é inspirada em processos de evolução genética dos organismos. A função objetivo do problema é minimizar o custo de aquisição das chaves juntamente com o custo da energia não suprida, sujeito a restrição de confiabilidade e restrições de tensão e corrente na rede. O método proposto foi aplicado nos sistemas de teste IEEE RBTS barra 2 e RBTS barra 4 para ter seu desempenho avaliado.

Palavras-chave— Alocação de Chaves, Sistema Elétrico de Distribuição, Algoritmo Genético.

1 Introdução

O Sistema Elétrico de Potência possui três segmentos principais: Geração, Transmissão e Distribuição. Interrupções no sistema de geração e no sistema de transmissão deixam grandes quantidades de consumidores sem fornecimento de energia, enquanto faltas no sistema de distribuição deixam consumidores localizados, um bairro por exemplo, sem fornecimento de energia, devido ao fato de que o sistema de distribuição atende consumidores finais em média e baixa tensão, enquanto o sistema de transmissão interliga os grandes centros de consumo aos centros de geração. Apesar das faltas no sistema de distribuição afetarem uma quantidade menor de consumidores em relação as faltas no sistema de transmissão e geração, estatísticas das concessionárias mostram que o sistema de distribuição   responsável pela maioria das interrupções de fornecimento de energia aos consumidores (Billinton and Allan, 1994). Isto mostra que a confiabilidade do sistema de distribuição é vital para que o consumidor seja atendido com um mínimo de interrupções de fornecimento de energia.

Um sistema de distribuição plenamente confiável é aquele que consegue fornecer energia elétrica ao consumidor sem interrupções de forneci-

mento. Contudo, um sistema totalmente confiável   impossível de se obter, pois os elementos do sistema de distribuição (transformadores, linhas, chaves, etc) estão sujeitos a falhas e, muitas destas, implicam em interrupções do fornecimento de energia para o consumidor, enquanto o reparo dos componentes que sofreram falhas é realizado.

A alocação de chaves seccionadoras na rede de distribuição tem um papel muito importante no aumento da confiabilidade do Sistema de Distribuição, uma vez que possibilita a redução de consumidores sujeitos a interrupções (Short, 2004).

O problema de alocação de chaves tem por objetivo determinar a quantidade de chaves seccionadoras e seu local de instalação na rede de distribuição visando reduzir a energia não suprida diante da ocorrência de uma falta.

Vários métodos de otimização foram aplicados no problema de alocação de chaves, como algoritmo memético (Assis et al., 2015), recozimento simulado (Billinton and Jonnavithula, 1996), algoritmo genético (Weiwei et al., 2011) (Sperandio, 2008) (Levitin et al., 1995), algoritmo imune (Lin et al., 2006) e col nia de formigas (Teng and Liu, 2003). Os métodos propostos por (Weiwei et al., 2011), (Billinton and Jonnavithula, 1996) e (Levitin et al., 1995) consideram a alocação de chaves manuais na rede, já o método proposto por

(Lin et al., 2006) considera a alocação de chaves manuais e automáticas. Tais métodos foram todos bem sucedidos em solucionar o problema de alocação de chaves em redes de médio e pequeno porte. A metodologia proposta por (Sperandio, 2008) visa automatizar o sistema de distribuição através da alocação de chaves automáticas na rede, com o propósito de realizar transferência de cargas entre alimentadores durante a ocorrência de uma falta e, portanto, diminuir o custo da energia não suprida. O método obtém bons resultados em um sistema real, do estado de Santa Catarina (Brasil). (Assis et al., 2015) propõem um método que resolve o problema de alocação de chaves para redes de grande porte através da alocação de chaves manuais e automáticas de diferentes capacidades na rede, com o objetivo de reduzir o custo da interrupção e de investimento. O método obtém bons resultados em sistemas reais, de grande porte, localizados no estado de São Paulo (Brasil).

Este trabalho apresenta um método de alocação de chaves usando uma metodologia similar ao trabalho de (Sperandio, 2008), destacando as seguintes diferenças:

- O algoritmo é utilizado para alocação de chaves manuais;
- Explicam-se em detalhe os procedimentos de manobra necessários para reconfigurar a rede visando isolar a falta e o cálculo dos índices de confiabilidade;
- Utiliza-se uma versão simplificada do modelo matemático proposto por (Assis et al., 2015);
- Não considera a existência de dispositivos de proteção na rede, além do disjuntor da subestação;

Na existência de outros dispositivos de proteção, não necessariamente todas as faltas irão se propagar até o disjuntor da subestação e, portanto, a lógica implementada para calcular o número de consumidores sem fornecimento irá mudar juntamente com os índices de confiabilidade. Neste cenário também seria necessário estender as manobras de isolamento que são descritas na seção 3.2.1.

O método é aplicado em sistemas de teste conhecidos na literatura, destacando todos os dados utilizados para simulação, o que é difícil de se encontrar em trabalhos já publicados e que pode servir como referência para futuras comparações.

2 Formulação do Problema

Como não é possível obter um sistema de distribuição totalmente confiável, é necessário alguma forma de se mensurar o quão confiável é o sistema. Uma forma de realizar essa mensuração é através de parâmetros e índices de confiabilidade.

2.1 Parâmetros de Confiabilidade

Os parâmetros comumente utilizados para o cálculo dos índices de confiabilidade são (Billinton and Allan, 1994):

- Taxa de Falhas (λ): número de vezes que o componente falhou durante um tempo de avaliação, expressa em falhas por ano.
- Tempo de Reparo: Tempo necessário para que um componente que apresentou falhas seja reparado ou substituído e colocado novamente em operação, expresso em horas ou minutos.

2.2 Índices de Confiabilidade

Os índices de confiabilidade quantificam o desempenho do sistema quanto à continuidade do fornecimento de energia (Billinton and Allan, 1994). Os índices utilizados neste trabalho são:

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC): intervalo de tempo em que houve interrupção do fornecimento de energia elétrica no ponto de consumo durante o período de avaliação especificado, expresso em *horas/ano*.
- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): média do tempo em que houve interrupção de energia em cada unidade consumidora de um conjunto de unidades consumidoras, em um período de observação, expresso em *horas/ano*.
- Energia não Suprida (ENS): quantidade total de energia não fornecida durante um período de avaliação, expressa em *kWh*.

2.3 Modelo Matemático

O modelo utilizado tem por objetivo minimizar o custo da energia não suprida, juntamente com o custo de investimento das chaves seccionadoras. O custo anual da energia não suprida é calculado multiplicando o índice de energia não suprida pela tarifa da energia. O custo anualizado das chaves foi obtido em função do custo de investimento em valor presente, a vida útil da chave e a taxa de desconto para o período em análise. O objetivo do modelo matemático é sujeito ao limite do indicador DEC (Equação 2) e, também, as restrições de fluxo, que são:

- A corrente que circula nas linhas deve ser menor do que a ampacidade das mesmas (Equação 3);
- A tensão das barras devem estar situadas entre 95% e 105% da tensão nominal (Equação 4);

Matematicamente, o modelo é descrito pelas relações a seguir:

$$\min (C_e \cdot ENS(X) + \sum_{i=1}^n X_i \cdot CC) \quad (1)$$

s.a.

$$DEC_j(X) < DEC_{limite} \quad (2)$$

$$0,95 \cdot V_0 < V_k < 1,05 \cdot V_0 \quad (3)$$

$$I_i < Amp_i \quad (4)$$

Se $X_i = 0$, então não há chave alocada na linha i , se $X_i = 1$, então há uma chave alocada na linha i .

C_e	tarifa de energia (R\$/kWh)
ENS	energia não suprida (kWh)
X_i	indicador de chave alocada na linha i
n	número de linhas do sistema de distribuição
CC	custo anualizado de aquisição da chave (R\$)
V_0	tensão nominal do sistema de distribuição (kV)
V_k	tensão na barra k (kV)
I_i	corrente que flui na linha i (A)
Amp_i	ampacidade do cabo da linha i (A)
$DEC_j(X)$	valor esperado de DEC do alimentador j (horas/ano)
DEC_{limite}	valor máximo permitido para o DEC (horas/ano)

Tabela 1: Notação do modelo matemático

3 Metodologia Proposta

3.1 Pontos Limites para Transferência de Carga

A alocação de pontos limites para transferência de carga está baseada na proposta de (Sperandio, 2008), que consiste em determinar a quantidade de carga que pode ser transferida de um alimentador para outro em uma configuração em anel de tal forma que as restrições de fluxo, descritas pelas relações 3 e 4, sejam atendidas. Com esta lógica, as restrições de fluxo não precisam ser checadas dentro do algoritmo genético, poupando tempo de execução do algoritmo.

O método consiste em se transferir a carga de um alimentador para o outro baseado nas seguintes suposições (Figura 1):

- O alimentador 1 se encontra em perfeito estado de operação;
- O alimentador 2 é suposto inicialmente com uma chave seccionadora (normalmente aberta) em cada ramo do alimentador principal;
- Uma chave de transferência interliga os dois alimentadores.

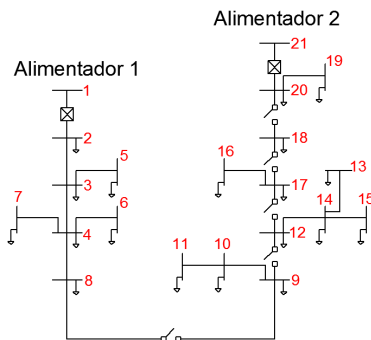


Figura 1: Condições para a simulação de transferência de carga.

O primeiro passo para realizar a transferência de carga é fechar a chave de transferência NA, que interliga os dois alimentadores. Sendo assim, a barra do alimentador 2 que está ligada à chave NA e as laterais ligadas a essa barra passam a estar conectadas no alimentador 1. No exemplo da Figura 1, as barras 9, 10 e 11 são adicionadas ao alimentador 1, como mostrado na Figura 2.

Em seguida, o fluxo de potência é calculado para verificar se as restrições de fluxo são atendidas. Se sim, a próxima chave NA do alimentador

principal é fechada e novamente as restrições de fluxo são checadas. O processo se repete até que as restrições de fluxo não sejam atendidas ou até que todas as chaves NA do alimentador principal sejam fechadas. As linhas do alimentador principal em que as chaves foram fechadas são os pontos limites para transferência de carga. O mesmo processo se repete na transferência de carga do alimentador 1 para o alimentador 2 para a alocação dos pontos limites no alimentador 1.

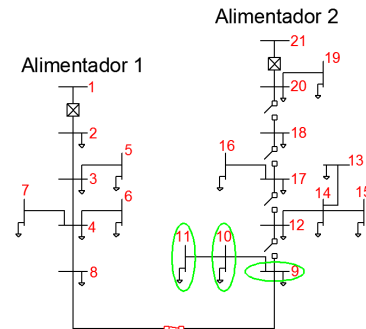


Figura 2: Barras 9, 10 e 11 adicionadas ao Alimentador 1.

3.2 Cálculo dos Indicadores

Para o cálculo dos indicadores de confiabilidade será utilizada a Matriz Lógico- Estrutural (MLE), conforme exposto em (Sperandio, 2008). Também, é necessário atribuir a taxa de falhas por ano (λ) a cada linha da rede e conhecer os tempos de manobra, que são definidos da seguinte forma:

- Tempo de Seccionamento (TS): tempo médio necessário para localizar a falta, deslocar uma equipe de atendimento ao local da falta e realizar manobras de abertura em chaves de seccionamento NFs (normalmente fechadas) a montante e a jusante da falta, visando isolar o trecho em falta. Neste tempo inclui-se também o tempo necessário para recolocar em operação o trecho do alimentador a montante que está isolado da falta. O TS é expresso em horas;
- Tempos de Transferência (TT): Tempo de seccionamento mais o tempo necessário para fechar uma chave de transferência NA, recolocando em operação o trecho do alimentador a jusante que está isolado da falta, expresso em horas;
- Tempo de Reparo da Falta (TRF): Tempo de transferência mais o tempo necessário para reparar a falta e restabelecer o serviço plenamente, expresso em horas.

3.2.1 Manobras para Isolamento da Falta

Na ocorrência de uma falta, o disjuntor da subestação do alimentador em que ocorreu a falta se abre para isolar a falta e evitar danos à rede, interrompendo o fornecimento de energia para todos os consumidores do alimentador. As demais manobras no sistema de distribuição consistem na

abertura ou fechamento das chaves na rede. Para determinar a sequência de manobras a serem realizadas diante de uma falta, a rede é dividida em quatro tipos diferentes de grupos pelas chaves normalmente fechadas:

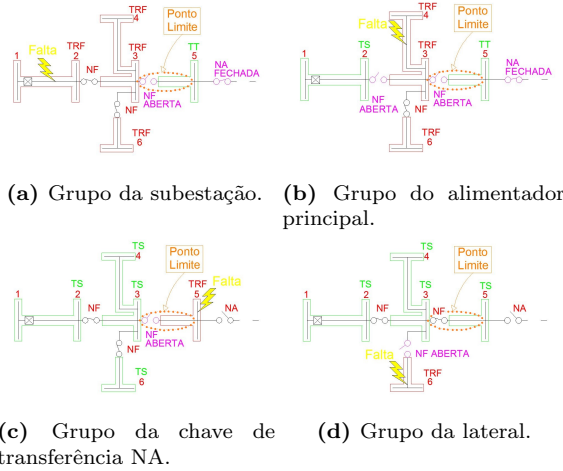


Figura 3: Manobras para isolamento da falta.

- Grupo da Subestação: Este grupo é caracterizado por conter o nó da subestação. Quando uma falta ocorre no grupo da subestação, a primeira chave NF no alimentador principal que esteja contida dentro de um ponto limite é aberta (na Figura 3a seria a chave entre as barras 3 e 5). Em seguida, a chave de transferência NA é fechada e a transferência de carga é realizada (Figura 3a).
- Grupo do Alimentador Principal: Este grupo é caracterizado por conter pelo menos uma barra do alimentador principal. Quando uma falta ocorre no grupo do alimentador principal, a primeira chave NF no alimentador principal a montante da falta é aberta, e a primeira chave NF a jusante da falta no alimentador principal e que esteja contida dentro de um ponto limite é aberta também. Em seguida, a chave de transferência NA é fechada e a transferência de carga é realizada (Figura 3b).
- Grupo da Chave de transferência NA: Este grupo é caracterizado por conter a barra que é conectada à chave de transferência NA. Quando uma falta ocorre neste grupo, a primeira chave NF a montante da falta é aberta. Não há transferência de carga, somente o isolamento da falta (Figura 3c).
- Grupo da Lateral: Este grupo é caracterizado por não conter nenhuma barra do alimentador principal. Quando uma falta ocorre no grupo da lateral, a primeira chave NF a montante do mesmo é aberta, isolando assim a falta (Figura 3d).

3.2.2 Matriz Lógico Estrutural (MLE)

A Matriz Lógico Estrutural, exposta em (Sperandio, 2008), é utilizada para realizar o cálculo dos indicadores DEC e ENS. Cada coluna j da MLE corresponde a um trecho do alimentador do sistema de distribuição que está em falta, e cada linha i da MLE representa

uma barra atingida pela falta no trecho j . A montagem da MLE para o exemplo da seção 3.1.1, mostrada na Tabela 2, é baseada nos procedimentos de manobra, portanto, o elemento da MLE que representa a barra i atingida pela falta no trecho j da rede recebe o tempo em que a barra i ficou sem fornecimento devido a falta no trecho j .

Barra atingida pela falta	Trecho em Falta				
	1-2	2-3	3-4	3-5	3-6
2	TRF_{12}	TS	TS	TS	TS
3	TRF_{12}	TRF_{23}	TRF_{34}	TS	TS
4	TRF_{12}	TRF_{23}	TRF_{34}	TS	TS
5	TT	TT	TT	TRF_{12}	TS
6	TRF_{12}	TRF_{23}	TRF_{34}	TS	TRF_{36}

Tabela 2: Matriz Lógico Estrutural

Com a MLE montada, o cálculo do indicador DEC se dá pela relação 5:

$$DEC = \frac{\sum_i (\sum_j M_{i,j} \cdot \lambda_j) \cdot N_i}{N_c} \quad (5)$$

Em que N_i é o número de consumidores conectados a barra i e N_c é o número total de consumidores do alimentador analisado.

O cálculo da energia não suprida (ENS) se dá pela relação 6:

$$ENS = \sum_i (\sum_j M_{i,j} \cdot \lambda_j) \cdot D_{media}^i \quad (6)$$

Em que D_{media}^i é a demanda de carga média na barra i .

3.3 Algoritmo Genético

A solução do problema de alocação de chaves é representada por vetores binários, sendo que cada vetor representa um alimentador da rede de distribuição e, cada posição do vetor representa uma linha do alimentador onde uma chave pode ser alocada. A linha da subestação dos alimentadores não é representada pois é sempre considerado um disjuntor nesta linha e, portanto, não é possível alocar chaves na mesma.

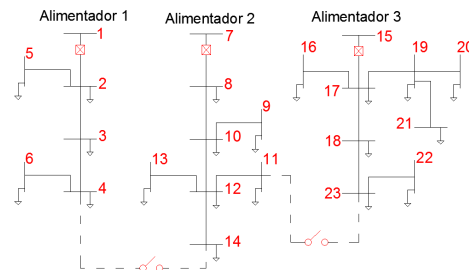


Figura 4: Exemplo de uma rede de distribuição.

Para cada par de alimentadores que operam radialmente, mas que apresentam uma configuração em anel no sistema de distribuição, há duas populações, cada uma representando as chaves alocadas em um alimentador. A Figura 4 mostra

um sistema elétrico, com três alimentadores e duas configurações em anel possíveis. Portanto, para este sistema, há quatro diferentes populações:

- População 1: indivíduos com possíveis pontos de alocação de chaves no alimentador 1, considerando transferência de carga pelo alimentador 2.
- População 2: indivíduos com possíveis pontos de alocação de chaves no alimentador 2, considerando transferência de carga pelo alimentador 1.
- População 3: indivíduos com possíveis pontos de alocação de chaves no alimentador 2, considerando transferência de carga pelo alimentador 3.
- População 4: indivíduos com possíveis pontos de alocação de chaves no alimentador 3, considerando transferência de carga pelo alimentador 2.

O alimentador 2 portanto terá duas populações, uma vez que ele está presente nas duas possíveis configurações em anel. O indivíduo ótimo do alimentador 2 é escolhido entre estas duas populações, sendo que é indicado em qual configuração de qual alimentador (1 ou 3) a transferência de carga apresenta maior redução da função objetivo.

A população inicial é gerada de forma aleatória.

Os indivíduos são avaliados e, os que são ineficazes tem a sua função objetivo penalizada.

Na roleta de seleção, a probabilidade de um indivíduo da população ser selecionado para o cruzamento é proporcional ao inverso do valor de sua função objetivo. A probabilidade de seleção do indivíduo i é dada pela Equação 7.

$$P_i = \frac{1/fo_i}{\sum_{j=1}^n 1/fo_j} \quad (7)$$

Em que fo_i é o valor da função objetivo do indivíduo i e n é o número de indivíduos de uma população.

Uma vez definidos os indivíduos que irão se reproduzir, é realizada a recombinação de ponto único. Após realizado o cruzamento, é decidido se os indivíduos gerados farão parte da próxima geração substituindo os indivíduos que os geraram ou se os indivíduos gerados serão descartados e não haverá substituição. Para isso, é implementada uma lógica baseada em uma taxa de substituição. O número de descendentes que cada indivíduo pode gerar é limitado a 1/4 do tamanho total da população.

Os genes que sofrem mutação são escolhidos com base em uma taxa de mutação. Para cada indivíduo, um número aleatório é gerado. Se este número for menor do que a taxa de mutação, então o gene em questão é mudado.

4 Testes e Resultados

Para testar a metodologia proposta, foram utilizados dois sistemas de teste, propostos em (Billinton and Allan, 1991). A Figura 5 ilustra o sistema

de distribuição IEEE RBTS Barra 2 e, a Figura 6 ilustra o sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 4. Os dados de consumidores e carga são os mesmos propostos em (Billinton and Allan, 1994). Já os dados de impedância das linhas, mostrados na Tabela 3 foram definidos com base em dados típicos de condutores de alumínio, descritos em (Short, 2004). O fator de potência para cargas residenciais foi assumido unitário e para as demais cargas igual a 0,92.

R (Ω/km)	X (Ω/km)	Temp. Amb.=25°C	
		Temp. Condutor=75°C	Temp. Condutor=100°C
0,0659	0,367	740 A	981 A

Tabela 3: Dados das Linhas (Short, 2004).

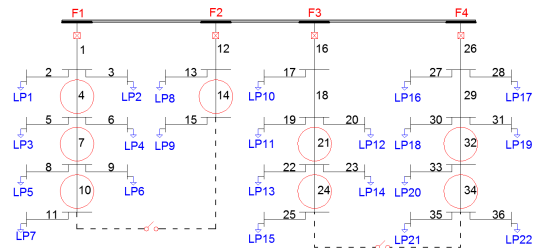


Figura 5: Sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 2.

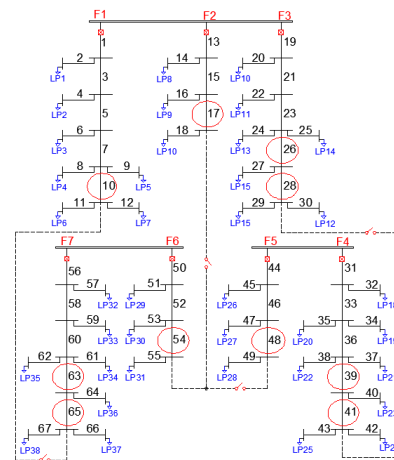


Figura 6: Sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 4.

4.1 Alocação de Pontos Limites para Transferência de Carga

O resultado da Alocação de Pontos Limites para a Transferência de Carga para os sistemas de distribuição IEEE RBTS Barra 2 e IEEE RBTS Barra 4 é mostrado através das linhas circulasdas em vermelho na Figura 5 e Figura 6 respectivamente. No caso do sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 4, o alimentador F6 pode ter sua carga transferida para o alimentador F5 ou F2. Mas, a alocação dos

pontos limites em ambas as configurações em anel foi a mesma, portanto, tanto a configuração em anel [F2-F6] ou [F5-F6] podem ser utilizadas para transferir a carga do alimentador F6.

4.2 Teste 1

O primeiro teste realizado foi feito com os parâmetros mostrados na Tabela 4. O custo da chave foi suposto com base nos dados obtidos de (Assis et al., 2015) e com um dólar valendo quatro reais. A vida útil da chave, o tempo de seccionamento e o tempo de transferência também são definidos tendo por base (Assis et al., 2015). O teste simula

Custo da Chave	R\$12372,00
Vida Útil da Chave	15 anos
Taxa de Juros Anual	12%
Custo Anualizado da Chave	R\$1816,50
Tempo de Seccionamento	0,91 horas
Tempo de Transferência	1,37 horas
DEC limite	2,3 horas
Custo do kWh	R\$0,85
Tensão da rede	11 kV
Taxa de Mutação	5%
Taxa de Substituição	80%
População	30 indivíduos

Tabela 4: Parâmetros do Teste 1.

três cenários hipotéticos e compara o custo total anualizado (função objetivo) resultante de cada cenário. Os cenários supostos são os seguintes:

- Cenário Otimizado: consiste em utilizar o método desenvolvido para determinar a quantidade de chaves e a posição em que as mesmas são alocadas;
- Cenário sem Chaves: neste cenário não há nenhuma chave alocada na rede, que é considerado o pior cenário possível pois para toda falta que ocorre, o alimentador onde a mesma ocorreu fica sem suprimento de energia durante todo o tempo de reparo;
- Cenário com todas as Chaves: neste cenário há chaves em todas as posições possíveis da rede. Este é considerado o melhor cenário possível, pois cada falta poderá ser isolada, possibilitando a re-energização de parte do alimentador e a transferência de cargas.

A Figura 7 mostra o gráfico que ilustra o custo total anualizado dos três cenários supostos, comparando também a contribuição do custo da energia não suprida e de aquisição das chaves no montante total para o sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 2. Já a Figura 8 mostra o gráfico do custo total anualizado de cada cenário para o sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 4.

A quantidade de chaves alocadas na rede e em quais linhas as mesmas foram alocadas é mostrada na Tabela 5:

	RBTS barra 2	RBTS barra 4
Quantidade de chaves alocadas	3	6
Posição das chaves	Linhas 7, 21 e 32	Linhas 10, 26, 39, 59, 63 e 65

Tabela 5: Resultado do teste 1.

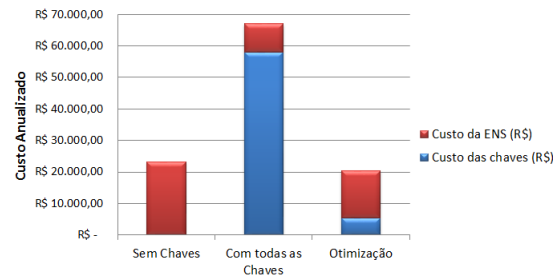


Figura 7: Custo Total Anualizado para o sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 2.

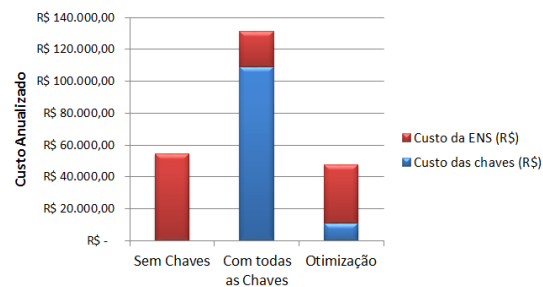


Figura 8: Custo Total Anualizado para o sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 4.

4.3 Teste 2

Este teste tem por objetivo ver a relação entre a restrição de DEC e o custo total anualizado. O teste utiliza os parâmetros descritos na Tabela 4, com exceção do DEC limite que é variável. O teste consiste em diminuir o DEC limite para observar o aumento do custo associado ao número de chaves alocadas na rede para cumprir a restrição imposta. O gráfico da Figura 9 mostra a relação entre o custo anualizado e a restrição de DEC no sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 2. É possível observar que quanto maior o DEC limite, menor o custo total anualizado.

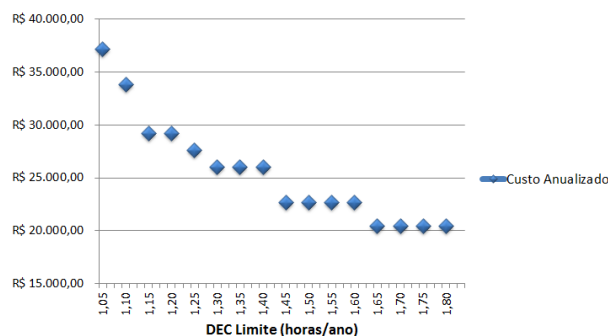


Figura 9: DEC limite vs. Custo Total Anualizado no sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 2.

O teste também foi feito no sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 4. Contudo os limites da restrição de DEC e a quantidade de pontos utilizadas mudou para o sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 4, uma vez que é necessário garantir que todos os alimentadores possam cum-

prir as restrições de DEC. Quanto menor o DEC limite estabelecido, maior fica o custo anualizado. A Figura 10 ilustra a relação entre a restrição de DEC e o custo anualizado para o sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 4.

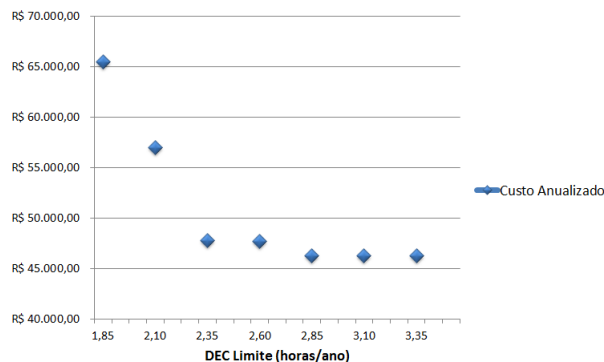


Figura 10: DEC limite vs. Custo Total Anualizado no sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 4.

5 Conclusões

A metodologia desenvolvida para solucionar o problema cumpriu sua função ao otimizar os custos de aquisição das chaves e da energia não suprida nos sistemas de testes utilizados, enquanto atende a restrição de DEC e as restrições de corrente e tensão.

O uso dos pontos limites para transferência de carga poupou tempo na execução do algoritmo, uma vez que não é necessário rodar o fluxo de potência a cada iteração do algoritmo genético para avaliar as restrições de tensão e corrente.

Também foi notada uma pré-disposição do método em alocar chaves nos pontos limites para transferência de carga. Isso acontece porque a presença de uma chave em um ponto limite possibilita a transferência de carga entre alimentadores e, consequentemente, a energia não suprida diminui devido à redução do tempo de interrupção do fornecimento de energia para as cargas transferidas. Esta pré-disposição pode ser verificada no Teste 1.

O valor da restrição de DEC também influencia o custo total anualizado. No sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 2, para valores de DEC limite maiores do que 1,65 horas/ano o custo anualizado se mantém constante. Já para valores menores do que 1,65 horas/ano, o custo anualizado aumenta progressivamente. No sistema de distribuição IEEE RBTS Barra 4, o mesmo comportamento é observado, mas com o valor de DEC limite de 2,85 horas/ano. Portanto, para os sistemas testados, a partir de determinado valor de DEC limite, o custo de investimento aumenta muito devido à necessidade de se alocar mais chaves na rede para cumprir a restrição. Esta análise pode ser utilizada por concessionárias, no intuito de prever

o investimento ótimo necessário em sistemas de distribuição para cumprir as metas de confiabilidade estabelecidas pela ANEEL.

Referências

- Assis, L. S., Gonzales, J. F. V., Usberti, F. L., Lyra, C., Cavellucci, C. and Zuben, F. J. V. (2015). Switch allocation problems in power distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems* **30**(1): 246–253.
- Billinton, R. and Allan, R. N. (1991). A reliability test system for educational purposes - basic distribution system data and results, *IEEE Transactions on Power Systems* (2): 813–820.
- Billinton, R. and Allan, R. N. (1994). *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2 edn, Plenum Press.
- Billinton, R. and Jonnavithula, S. (1996). Optimal switching device placement in radial distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* **11**(3): 1646–1651.
- Levitin, G., Mazal-tov, S. and Elmakis, D. (1995). Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply, *Electric Power Systems Research* **35**: 149–155.
- Lin, C. H., Chen, C. S., Chuang, H. J. and Huang, C. W. (2006). Optimal switching placement for customer interruption cost minimization, *Power Engineering Society General Meeting. IEEE*, pp. 1–6.
- Short, T. A. (2004). *Electrical Power Distribution Handbook*, CRC Press.
- Sperandio, M. (2008). *Planejamento da Automação de Sistemas de Manobra em Redes de Distribuição*, PhD thesis, Universidade Federal de Santa Catarina.
- Teng, J.-H. and Liu, Y.-H. (2003). A novel acs-based optimum switch relocation method, *IEEE Transactions on Power Systems* **18**(1): 113–120.
- Weiwei, C., Yafeng, W. and Wenxia, L. (2011). Optimal allocation of switches in dg enhanced distribution systems, *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific*.