



**GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI**

**ALOCÇÃO ÓTIMA DE RELIGADORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL BUSCANDO  
MELHORIA NOS INDICADORES DE CONTINUIDADE**

**GUILHERME PAULI; EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO (1); DANIEL TENFEN (1)  
IFSC (1)**

**RESUMO**

O planejamento dos sistemas de distribuição representa desafios às concessionárias de distribuição. O posicionamento ideal de dispositivos de proteção/manobra em redes de distribuição permite melhorar os índices de confiabilidade do sistema. O objetivo deste artigo é apresentar uma metodologia para alocação ótima de religadores no sistema de distribuição. No desenvolvimento foi utilizado Algoritmo Genético (AG) multiobjetivo, com o intuito de minimizar os indicadores: DEC, FEC e ENS. Como estudo de caso, foram utilizados dados reais de alimentadores da Celesc, avaliando o impacto da instalação dos religadores. Verificou-se que a instalação destes equipamentos afeta positivamente os indicadores de confiabilidade.

**PALAVRAS-CHAVE:** Algoritmos Genéticos; Otimização; Confiabilidade; Religadores.

**1.0 INTRODUÇÃO**

A confiabilidade do sistema de distribuição é historicamente um dos aspectos mais importantes a serem tratados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e, para tal, estabelece limites para os indicadores coletivos de continuidade (1). Os indicadores mais utilizados são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). A cada ano os limites são revistos, buscando níveis de continuidade cada vez melhores.

O sistema de distribuição primário, também conhecido como redes de média tensão, emerge das subestações de distribuição. A forma construtiva predominante do sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil é a rede convencional, caracterizada pela utilização de condutores de cobre ou alumínio nus, alocados em isoladores de porcelana ou vidro fixados em cruzetas (3). É a forma construtiva mais barata, mas em contrapartida, a mais sujeita a falhas por utilizar condutores nus e o ar como isolante.

Em sistemas de distribuição radiais os equipamentos de proteção e manobra têm um papel fundamental na manutenção dos indicadores de continuidade. Segundo (4), no planejamento da distribuição de energia, o posicionamento ideal de chaves e dispositivos de proteção em redes de distribuição permite melhorar não apenas a operação da rede, mas também os índices de confiabilidade do sistema.

Sendo assim, a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica pode ser significativamente melhorada com a alocação otimizada de religadores automatizados que conseguem uma rápida recomposição do sistema pós falta (2). Com a utilização de otimização evolutiva pode-se encontrar o melhor ponto para alocação de religadores, além de buscar otimizar mutuamente os indicadores de continuidade e o investimento em equipamentos de proteção.

Como principal objetivo deste artigo tem-se o desenvolvimento de uma metodologia para alocação de religadores em alimentadores do sistema de distribuição de energia elétrica por meio de Algoritmo Genético multiobjetivo buscando minimizar os indicadores de continuidade coletivos.

**2.0 DESENVOLVIMENTO**

**2.1. Confiabilidade em sistemas de distribuição**

O sistema de distribuição tem a maior contribuição para a interrupção do fornecimento a um consumidor, portanto, melhorar a confiabilidade do sistema de distribuição é uma grande preocupação no mercado de energia de hoje (5). A avaliação quantitativa da confiabilidade é reconhecida em todo o mundo. Por meio dos índices de continuidade/confiabilidade consegue-se estabelecer metas para as concessionárias e estipular penalidades se tais metas não forem cumpridas (6).

O foco deste artigo encontra-se no cálculo *a priori* dos indicadores de continuidade, considerando dados de falta reais em alimentadores da Celesc Distribuição. Os indicadores de continuidade mais amplamente

utilizados no Brasil e regulamentados pela ANEEL podem ser divididos em: indicadores individuais e indicadores coletivos (ou indicadores de conjunto). O foco principal deste artigo é na minimização dos indicadores coletivos, pois o atendimento destes auxilia também na não violação dos indicadores individuais.

### 2.1.1. Indicadores de continuidade coletivos

Segundo a ANEEL devem ser constantemente apurados os indicadores de continuidade. Os indicadores mais conhecidos são o DEC e o FEC. Outro indicador que é muito aceito pelo mercado é a ENS (Energia Não Suprida), entretanto este último não é regulamentado pela ANEEL.

Internacionalmente, segundo (5), são utilizados os indicadores SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) e SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), que correspondem, respectivamente, ao DEC e FEC.

O DEC indica o número de horas que, em média, um consumidor permaneceu sem o fornecimento de energia elétrica ao longo de um ano, já o FEC indica o número de interrupções que, em média, ocorreu em determinada unidade consumidora ao longo de um ano.

De acordo com (7), os indicadores DEC e FEC podem ser calculados conforme as equações (1) e (2), e de acordo com (6) o indicador ENS pode ser calculado conforme equação (3)

$$DEC = \sum_{i=1}^n \frac{Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad (1)$$

$$FEC = \sum_{i=1}^n \frac{Ca(i)}{Cc} \quad (2)$$

$$ENS = \sum_{i=1}^n L_i x U_i \quad (3)$$

Onde:

- Ca(i) é o número de unidades consumidoras impactadas em um evento (i), no período de apuração;
- i – índice do evento ocorrido no sistema de distribuição;
- n – número total de interrupções no período de apuração;
- t(i) – tempo entre o início da interrupção no fornecimento até o seu reestabelecimento em um evento (i);
- Cc – número total de unidades consumidoras pertencentes ao conjunto considerado.
- Li – Carga média conectada no ponto de carga i [kW];
- Ui – Indisponibilidade do ponto de carga i (representa a duração da interrupção, ou seja, o tempo que o sistema ficou fora de operação).

### 2.2. Otimização com Algoritmos Genéticos

De forma simples, algoritmos genéticos (AGs) são procedimentos de busca probabilística projetados para trabalhar em grandes espaços envolvendo estados que podem ser representados por strings (8). Segundo (9) um AG é uma otimização baseada na seleção natural, na genética natural e na teoria da evolução Darwiniana.

Neste artigo, o problema de otimização visa a minimização de três indicadores de continuidade coletivos: o DEC, o FEC e a ENS. Portanto, trata-se de um problema multiobjetivo.

Ao longo dos anos os AGs têm sofrido melhorias e adaptações. Uma delas é a adaptação para a otimização de problemas multiobjetivos, onde têm se destacado alguns métodos (13):

- MOGA – Multi-objected Optimization Genetic Algorithm;
- NSGA e NSGA-II – Nondominated Sorting Genetic Algorithm;
- PMOGA – Pareto Multi-objected Optimization Genetic Algorithm.

A solução de um problema multiobjetivo não é única, mas sim um vetor de possibilidades. Para cada solução a melhora de uma função objetivo degrada o resultado de pelo menos uma outra dentro deste mesmo problema, cabendo ao pesquisador avaliar a melhor alternativa. Segundo (12), tem-se assim também alguns conceitos relevantes:

- Dominância: uma solução A é dominante sobre uma solução B em problemas multiobjetivos de minimização se:

$$\forall i \in \{1, 2, \dots, n\}: f_i(A) \leq f_i(B) \text{ e}$$

$$\exists j \in \{1, 2, \dots, n\}: f_j(A) < f_j(B)$$

- Ótimo de Pareto: é quando uma solução A não é dominada por nenhuma solução B dentro de todo o espaço do conjunto. Todas as soluções não dominadas são conhecidas como Soluções Ótimas de Pareto (SOP).

Para a solução do problema de otimização, implementou-se um algoritmo PMOGA, baseado em (10).

De maneira sucinta e conforme abordado por (10), (11) e (12), o AG multiobjetivo implementado consiste de alguns passos:

1. Inicialização dos parâmetros iniciais (por exemplo: limites de busca), criação aleatória da população inicial e avaliação da aptidão de cada indivíduo através da função fitness;
2. Faz-se a avaliação de dominância, dividindo as soluções em solução dominadas e não dominadas conforme critério de dominância apresentado anteriormente e calcula-se o índice de dominância (quantas vezes cada solução é dominada por outras);
4. Cria-se a população real, composta pelos indivíduos não dominados e os dominados com menor índice de dominância;
5. Seleciona-se os indivíduos que passarão pelos processos de cruzamento e mutação, sendo parte por torneio e parte por amostragem determinística;
6. Aplica-se os operadores genéticos, podendo ser:
  - a. Cruzamento: os indivíduos de maior aptidão têm seu material genético combinado, gerando novos indivíduos que herdaram suas “características”;
  - b. Mutação: aleatoriamente são inseridas alterações no código genético dos indivíduos;
7. Verifica-se então a convergência, ou seja, o critério de parada;
  - a. Caso tenha convergido: para o processo e apresenta-se os resultados;
  - b. Se não convergiu, volta-se ao passo (2).

### 2.3. Modelagem do problema proposto

A Celesc Distribuição armazena uma grande quantidade de informações sobre todos os equipamentos e trechos de rede em uma base de dados georreferenciada. Com isto, é possível obter o traçado de cada um dos alimentadores, estudar possibilidades de manobras e causas de faltas. Na FIGURA 1 são apresentados os alimentadores utilizados nos estudos propostos neste artigo.

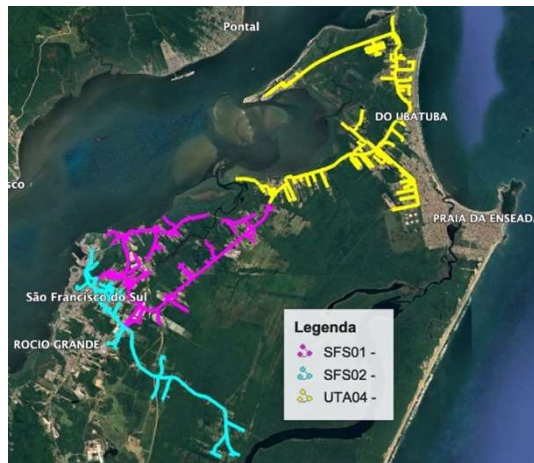


FIGURA 1 - Traçado Georreferenciado dos alimentadores estudados.

#### 2.3.1. Redução de pontos

Muitas das informações disponíveis nos bancos de dados das distribuidoras não são relevantes para o estudo de alocação ótima de religadores. Um excesso de pontos (nós) acaba por aumentar o esforço computacional. Segundo (14), algumas medidas podem ser tomadas para reduzir o número de pontos sem perder as características elétricas do sistema. Baseado em (12) e (14) implementou-se um algoritmo apresentado no fluxograma (FIGURA 2), que reduziu em quase 60% o número de nós do alimentador.

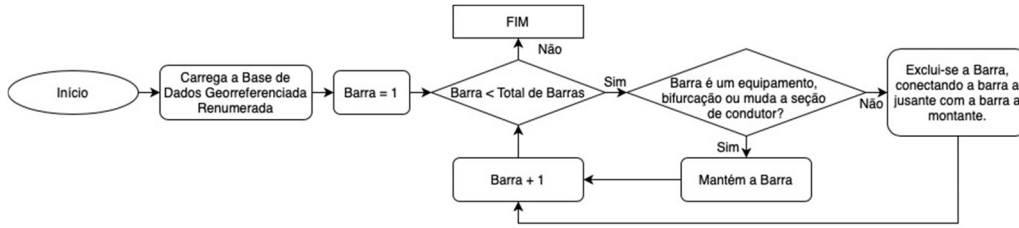


FIGURA 2 - Fluxograma do Processo de Redução de Pontos.

### 2.3.2. Taxas de Falha e Tempos de Reparo

Segundo (15), a maneira como se calcula as taxas de falha e tempos de reparo (seja constante para todo o alimentador, por quilômetro ou por trecho) influencia diretamente na resolução do problema de alocação de religadores. Considerando isto, calculou-se a Taxa de Falha ( $\lambda$ ) e Tempo de Reparo (TR) para cada trecho baseado nos Relatórios de Manobra (RM) considerando um horizonte de 5 anos, sendo os cálculos demonstrados nas equações (4) e (5).

$$\lambda = \frac{\sum falhas\_Eq(i)}{Anos} [falhas/ano] \quad (4)$$

$$TR = \frac{\sum TR\_Eq(i)}{\sum falhas\_Eq(i)} [h] \quad (5)$$

### 2.3.3. Matriz de Alcance

Segundo (12) e (14), um alimentador de distribuição pode ser representado por um grafo orientado. Para a construção deste grafo se parte de uma matriz de definição de ramos, com barras “De” e “Para”. Considerando a conectividade da matriz, é possível montar a matriz de adjacência (A), de tamanho  $n \times n$  onde  $n$  é o número de nós do alimentador. Para a sua construção é atribuído o valor “1” para a coordenada da matriz correspondente a linha (Barra De) e a coluna (Barra Para), indicando a conectividade.

Segundo (12) e (14), a equação (6) define matematicamente a matriz de alcance. O elemento  $R_{ij}$  da matriz de alcance assume o valor 1 se a partir da barra da linha  $i$  consegue-se chegar à barra da coluna  $j$ .

$$R = (I + A)^{n-1} \quad (6)$$

Com a matriz de alcance consegue-se avaliar para uma determinada linha (Barra De) quais as barras estão a jusantes desta, representadas pelas colunas preenchidas com valor 1. Com isso verifica-se a conectividade do alimentador. Consegue-se de forma análoga, mas através de uma determinada coluna, saber quais as barras estão a montante, representadas pelas linhas preenchidas com valor 1.

### 2.4. Cálculo dos Indicadores de Continuidade

Os indicadores de continuidade no fornecimento de energia elétrica são regulamentados pela ANEEL através do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Os indicadores calculados pela ANEEL para a avaliação e regulação dos serviços de distribuição de energia elétrica por parte das distribuidoras é feito *a posteriori*, através dos dados de manobra e ocorrências no sistema de distribuição.

Neste artigo os indicadores são calculados de maneira *a priori*, com o intuito de efetuar o planejamento da alocação ótima de religadores no sistema de distribuição visando minimizar os indicadores coletivos.

A metodologia utilizada para calcular os indicadores de continuidade individuais e coletivos neste artigo, fará uso da Matriz Lógico-Estrutural (MLE), conforme já proposto por (12), (14) e (15). Os índices básicos para o cálculo de confiabilidade são: a taxa de falha ( $\lambda$ ), tempo de reparo (TR), tempo de restauração e duração da interrupção (5).

A MLE é uma matriz quadrada  $n \times n$ , onde  $n$  é o número de barras do alimentador. Cada coluna da matriz MLE representa cada um dos trechos do alimentador, e cada linha as barras do sistema. As células da matriz MLE são preenchidas com os Tempos de Reparo obtidos dos RMs. Esses tempos são preenchidos de acordo com o tempo de restabelecimento de energia na barra da linha  $i$  no caso de uma falha no trecho da coluna  $j$ . No caso do cálculo do FEC e FIC, a matriz MLE sofre pequenas alterações, não considerando os tempos de reparo, apenas as taxas de falha dos trechos.

O cálculo dos indicadores de continuidade coletivos é feito através da matriz MLE montada seguindo a teoria utilizada em (12) e (14), e de acordo com as equações de (7) a (9).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n (\sum_{j=1}^n M_{i,j}) \cdot N_i}{N_c} \quad (7)$$

$$ENS = \sum_{i=1}^n (\sum_{j=1}^n M_{i,j}) \cdot L_i \quad (8)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n (\sum_{j=1}^n M_{i,j}^*) \cdot N_i}{N_c} \quad (9)$$

Onde:

- DEC – Duração Equivalente por Consumidor [h/ano];
- ENS – Energia não suprida [kWh/ano];
- FEC – Frequência Equivalente por Consumidor [faltas/ano];
- $M_{i,j}$  – Elemento da linha  $i$  e coluna  $j$ , da MLE;
- $M_{i,j}^*$  – Elemento da linha  $i$  e coluna  $j$ , da MLE sem os tempos;
- $n$  – número de nós do alimentador;
- $N_i$  – número de consumidores da barra  $i$ ;
- $N_c$  – número de consumidores do conjunto;
- $L_i$  – Carga no nó  $i$  [kW].

### 3.0 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Através dos dados do alimentador da FIGURA 1 e os dados dos RMs, fez-se a renumeração e redução no número de barras conforme fluxograma da FIGURA 2, montou-se a matriz de alcance (R) para posterior cálculo dos indicadores de continuidade.

As chaves presentes no alimentador utilizado são chaves manuais, tendo, portanto, tempos de transferência (TT) e tempo de seccionamento (TS) superiores a 3 minutos, contabilizada, portanto, para o cálculo dos indicadores.

Inicialmente verificou-se os indicadores de continuidade para o estado atual do alimentador (TABELA 1).

TABELA 1 - DEC, FEC e ENS do alimentador original

Alimentador Original - Sem inclusão de Religadores		
DEC [h/ano]	FEC [faltas/ano]	ENS [kWh/ano]
15,019	5,371	182.472,27

#### 3.1. Instalação de até Três Religadores - Alimentador com e sem GD

O alimentador principal, conforme FIGURA 1, possui duas interligações com alimentadores vizinhos. Estes alimentadores vizinhos podem, em situações de falta, absorver partes da carga do alimentador principal, reduzindo os indicadores de continuidade. Há ainda a presença de uma usina de GD fotovoltaica de 600 kW de potência instalada no alimentador principal, que pode operar em paralelo com o alimentador socorro.

Baseado no cálculo de fluxo de potência em alimentadores radiais demonstrado por (16), executou-se o fluxo de potência para encontrar os Pontos Candidatos a Transferência de Carga (PCs) do alimentador principal para os alimentadores socorro. Foram necessários também algumas modificações no cálculo do fluxo de potência afim de considerar a injeção de potência por parte da usina de GD.

Os PCs são os possíveis pontos que podem ser assumidos pelos alimentadores socorro em caso de faltas sem violar os limites de tensão e a capacidade de condução de corrente dos condutores. Foram considerados os máximos carregamentos históricos dos alimentadores para obtenção dos PCs. Na FIGURA 3 são apresentados os PCs considerando a transferência de carga para os dois alimentadores socorro.

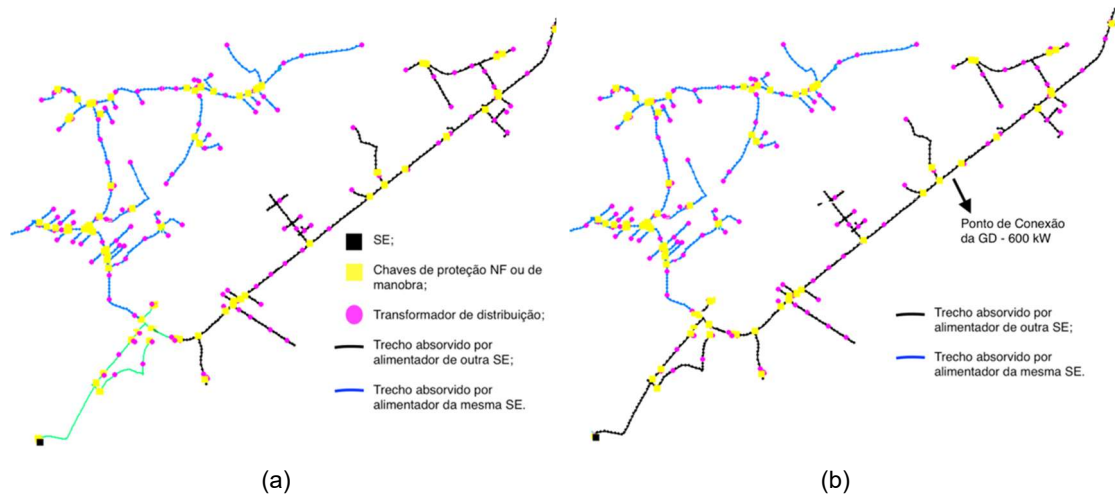


FIGURA 3 - PCs alimentador principal (a) sem a presença de GD. (b) GD operando em paralelo ao alimentador socorro

Faz-se inicialmente a análise considerando os PCs apresentados sem considerar a presença da usina de GD. Para a análise considerando apenas um religador, fez-se a busca exaustiva. Através disso, consegue-se plotar o gráfico apresentado na FIGURA 4.

Percebe-se que a posição do religador que minimiza o DEC não é a mesma que minimiza o FEC ou o ENS. Essas posições podem ser consideradas como soluções individuais para minimização de cada um dos três indicadores (14), mas a busca pela solução que minimiza todos os indicadores é um problema multiobjetivo. Portanto, cabe encontrar uma solução melhor para o problema, que vise minimizar a função objetivo final, composta das equações (10).

$$f_1 = \min DEC ; f_2 = \min FEC ; f_3 = \min ENS \quad (10)$$

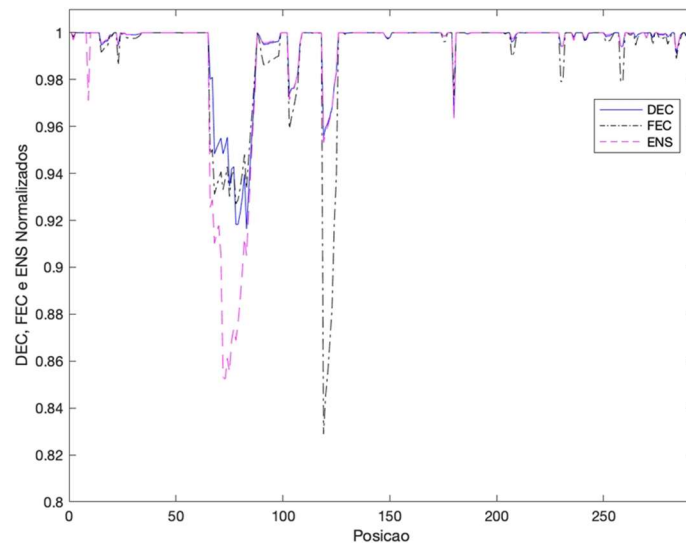


FIGURA 4 - Gráfico de DEC, FEC e ENS x posição do religador

Na TABELA 2 são apresentados os resultados encontrados através do PMOGA para a alocação dos religadores considerando os PCs sem a presença da GD. Na FIGURA 5 são apresentados os mesmos resultados, mas de maneira gráfica.

TABELA 2 - Resultado do PMOGA - 1 a 3 Religadores

Pos. dos Religadores			Objetivos			Ganho DEC (%)	Ganho FEC (%)	Ganho ENS (%)
Rel. 1	Rel. 2	Rel. 3	Min. DEC	Min. FEC	Min. ENS			
83	-	-	<b>13,775</b>	5,021	165.302,90	<b>8,28%</b>	6,52%	9,41%
78	-	-	13,811	4,996	158.912,18	8,04%	6,99%	12,91%

75	-	-	14,051	5,012	156.511,36	6,45%	6,69%	14,23%
119	-	-	14,359	<b>4,492</b>	174.057,42	4,39%	<b>16,37%</b>	4,61%
73	-	-	14,302	5,050	<b>155.938,78</b>	4,77%	5,98%	<b>14,54%</b>
72	-	-	14,255	5,027	156.105,28	5,09%	6,41%	14,45%
83	119	-	<b>13,115</b>	4,141	156.888,05	<b>12,68%</b>	22,91%	14,02%
78	119	-	13,151	<b>4,116</b>	150.497,33	12,44%	<b>23,37%</b>	17,52%
75	83	-	13,159	4,789	149.109,53	12,38%	10,84%	18,28%
75	119	-	13,392	4,132	148.096,51	10,83%	23,07%	18,84%
72	119	-	13,595	4,148	147.690,43	9,48%	22,78%	19,06%
72	83	-	13,225	4,771	<b>146.920,15</b>	11,94%	11,18%	<b>19,48%</b>
73	119	-	13,642	4,171	147.523,93	9,17%	22,35%	19,15%
75	119	83	<b>12,499</b>	3,909	140.694,68	<b>16,78%</b>	27,23%	22,90%
72	119	83	12,564	3,891	<b>138.505,30</b>	16,35%	27,56%	<b>24,10%</b>
68	119	83	12,542	<b>3,876</b>	144.779,17	16,49%	<b>27,84%</b>	20,66%

A GD encontra-se conectada no alimentador conforme apresentado na FIGURA 3(b), mais especificamente no nó 98. Considerando a presença da mesma operando em paralelo com o alimentador socorro, percebe-se um aumento no número de PCs que podem ser assumidos pelo alimentador socorro de outra SE, chegando até o disjuntor de saída da SE do alimentador principal.

Tomados os PCs fez-se uma nova simulação utilizando o algoritmo PMOGA desenvolvido. Os resultados encontrados foram idênticos aos encontrados sem a presença da GD. Isto ocorreu pelo fato de que os pontos com maiores taxas de falha e tempos de reparo não se encontram próximos a SE (novos PCs), mas sim em pontos mais afastados. Apesar de serem uma solução possível, esses novos pontos não pertencem ao conjunto de Soluções Ótimas de Pareto (SOP), portanto, não contemplam as melhores soluções encontradas.

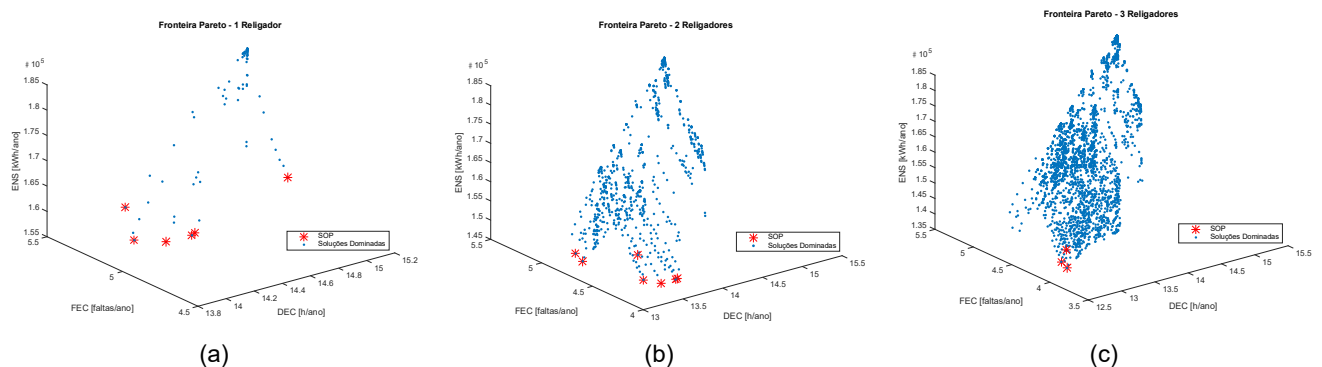


FIGURA 5 - Resultado do PMOGA (a) um religador. (b) dois religadores. (c) três religadores

Por se tratar de uma usina de GD com fonte solar fotovoltaica, não foi considerada neste artigo a possibilidade de operação de forma ilhada, apesar de estudo de caso publicado (18), atualmente na área de concessão da Celesc isso ainda não é permitido, conforme (17). Na operação em paralelo com o alimentador socorro, algumas ressalvas devem ser observadas. Em caso de faltas a GD é desconectada, evitando operar de forma ilhada conforme (17). Na transferência de carga o fornecimento é restabelecido por outro alimentador e na operação da GD em paralelo com o alimentador socorro, ela poderá estar conectada a um ponto com nível de tensão diferente do habitual. Isto poderá acarretar em uma subtensão no ponto de conexão, impedindo a entrada da GD em operação ou a entrada da GD poderá ocasionar sobretensão no alimentador, fazendo-a ser novamente desconectada.

### 3.2. Alocação de N religadores telecomandados

Visando observar o comportamento dos objetivos minimizados através do algoritmo PMOGA, optou-se por testar a alocação de uma maior quantidade de religadores no alimentador estudado. Busca-se assim, otimizar a quantidade de religadores a serem instalados. Efetuou-se os testes para até 8 religadores telecomandados.



Com os dados das simulações, montou-se alguns gráficos com os melhores resultados obtidos de cada um dos objetivos, com o intuito de mostrar a saturação na curva de ganho percentual. Os gráficos são apresentados na FIGURA 6.

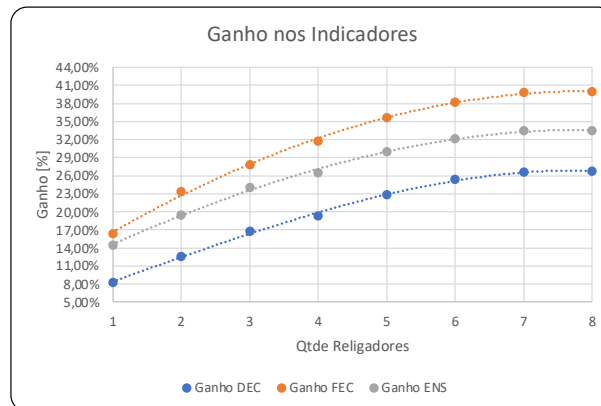


FIGURA 6 - Saturação no ganho com a instalação de religadores

Percebe-se que até uma quantidade de 3 religadores os ganhos nos indicadores são praticamente lineares, e passam a sofrer uma redução no ganho percentual a cada novo religador instalado. Isso já era esperado, e percebe-se que instalar mais do que três religadores NF em um alimentador pode não ser interessante, visto a análise custo x benefício da instalação de uma unidade adicional de religador.

## CONCLUSÕES

Neste artigo estudou-se a alocação ótima de religadores em sistemas de distribuição radial buscando a melhoria nos indicadores de continuidade. Percebe-se que os religadores são efetivos na melhoria dos indicadores de continuidade, sendo que a melhoria nos indicadores é diretamente proporcional ao número de religadores instalados na rede, contudo, os ganhos com a instalação de religadores não é linear, sofrendo uma “saturação” acima de uma determinada quantidade de religadores NF.

Este artigo demonstrou uma aplicação efetiva dos AGs no estudo de alocação ótima de religadores no sistema de distribuição radial. Verificou-se a relação direta entre a posição de instalação com os benefícios decorrentes desta.

Os ganhos em relação ao alimentador original para a instalação de três unidades de religadores NF não foram realmente expressivos, ficando em torno de 17% (DEC), 28% (FEC) e 24% (ENS). Verificou-se a influência positiva da utilização de religadores no controle desses indicadores. Caso os dados de falta fossem mais comprometedores, possivelmente o impacto da utilização desses dispositivos teria sido maior.

Considerando a presença de GD no alimentador aumenta o número de pontos candidatos, melhora o perfil de tensão no atendimento em caso de faltas e reduz o carregamento do alimentador socorro próximo a subestação. Aumentando o número de pontos candidatos é possível melhorar os indicadores de continuidade, socorrendo um maior número de consumidores em casos de faltas. Com os dados reais utilizados, acabou não impactando nos resultados, pois os novos trechos que foram possibilitados atender com a inserção da GD não possuíam dados problemáticos de falhas e tempos de reparo. Isso depende de cada alimentador analisado.

Por fim, acredita-se que a metodologia proposta trouxe resultados positivos, comprovando a eficácia da utilização dos religadores como dispositivos de proteção e manobra, melhorando os indicadores de continuidade do alimentador analisado.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL, Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC). Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-decontinuidade>.
- (2) CHEHARDEH, M. I., HATZIADONIU, C. J. Optimal placement of remote-controlled switches in distribution networks in the presence of distributed generators. *Energies*, vol. 12, no. 6, 2019, doi: 10.3390/en12061025.
- (3) Celesc Distribuição. I-313.0021: Critérios Para Utilização de Redes de Distribuição. 1 ed. Florianópolis: DPEP/DVEN, 2012.
- (4) TIPPACHON, W., RERKPREEDAPONG, D. Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization. *Electric Power*



- Systems Research, [S.L.], v. 79, n. 7, p. 1171-1178, jul. 2009. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2009.02.006>.
- (5) RAY, S., BHATTACHARYA, A., BHATTACHARJEE, S. Optimal placement of switches in a radial distribution network for reliability improvement. *Int. J. Electric Power Energy System*, vol. 76, pp. 53–68, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.09.022.
  - (6) ARANHA NETO, E. A. C. Alocação de Chaves Automatizadas em Redes de Distribuição Utilizando Múltiplos Critérios. 125f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.
  - (7) ANEEL. PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica – V10. 2016. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo\\_8-Revisão\\_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revisão_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9).
  - (8) GOLDBERG, D.E., HOLLAND, J.H. Genetic Algorithms and Machine Learning. *Machine Learning* 3. [S.I.], p. 95–99, 1988.
  - (9) DEGHANI, D., DASHTI, R. Optimization of Recloser Placement to Improve Reliability by Genetic Algorithm. *Energy and Power Engineering*, vol. 3, n. 04, p. 508-512, 2011, doi: <http://dx.doi.org/10.4236/epe.2011.34061>.
  - (10) ÁVILA, S. L. Otimização paramétrica com computação evolutiva, 1st ed. Florianópolis: IFSC, 2020.
  - (11) DUAN, D., LING, X., WU, X., ZHONG, B. Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm. *International Journal Of Electrical Power & Energy Systems*, [S.L.], v. 64, p. 88-95, jan. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.036>.
  - (12) TENFEN, D. Alocação Ótima De Chaves Telecomandadas Em Redes De Distribuição Com Multi-Objetivo Via Algoritmos Genéticos De Pareto. 2011. 164 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2011.
  - (13) CASTRO, R. E. D. Otimização de Estruturas com Multi-objetivo via Algoritmo Genético. 2001. 197 f. Tese (Doutorado) - COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.
  - (14) SPERANDIO, M. Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição. 2008. 171 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2008.
  - (15) SPERANDIO, M., ARANHA NETO, E. A. C., VAZ, O. R., COELHO, J., RAMOS, R., ROLIM, R. B. A Influência Do Cálculo De Taxas De Falha Na Alocação De Chaves Automáticas. XII ERIAC – Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu, 2007.
  - (16) BARAN, M. E., WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*. vol. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.
  - (17) Celesc Distribuição **I-432.0004**: Requisitos para a Conexão de Micro ou Minigeradores de Energia ao Sistema Elétrico da Celesc Distribuição. 1 ed. Florianópolis: DPGT/DVGT, 2020.
  - (18) DRIZARD, T., LEBOSSÉ, C., DIQUERREAU, G. Estudo de caso: ilhamento e operação autônoma de um bairro comercial. *Elettricidade Moderna*, São Paulo, v. 517, n. 45, p. 42-47, abr. 2017.

## DADOS BIOGRÁFICOS



Engenheiro Eletricista formado pelo Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) e mestrando do Programa de Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica também no IFSC. Atualmente exerce a profissão de Eng. Eletricista na Celesc Distribuição S.A., empresa de distribuição de energia elétrica no estado de Santa Catarina, sendo Gerente de Supervisão na área de Projetos e Construção.

### (2) EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (2004) e mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2006 e 2012, respectivamente). Tem experiência na área de sistemas de energia elétrica, com ênfase em sistemas de transmissão e distribuição, atuando principalmente nos seguintes temas: geração distribuída, confiabilidade, perdas e qualidade da energia elétrica. Desde 2013 é professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

### (3) DANIEL TENFEN

Possui graduação (2009) em Engenharia Elétrica pelo Centro Universitário de Jaraguá do Sul, Mestrado (2011) e Doutorado (2015) pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina. Em seu doutorado participou do projeto ELECON (Marie Curie Actions) no Grenoble INP, na França. Possui experiência profissional e de pesquisa na área de engenharia elétrica na indústria, com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica. Atualmente é professor do Instituto Federal de Santa Catarina - Campus Florianópolis.