



## **GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC**

### **AUTOMATIZAÇÃO DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E COORDENAÇÃO DE RELÉS 51 E 67 EM ESTUDOS CONDUZIDOS EM ANAFAS®**

**FELIPE DIÓGENES DE MENDONÇA(1); SILAS GONZAGA TENÓRIO(1); ANTÔNIO CARLOS LINS DE MATOS FILHO(1); ROBERTO FELICIANO DIAS FILHO(1); DANIEL NASCIMENTO PEREIRA(1); JOÃO PEDRO REGO CARVALHO(1); RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO(2); HERBERT FARIAS DE MIRANDA FILHO(1)**

**ESC - ENGENHARIA DE SISTEMAS DE CONTROLE(1); UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO(2)**

#### **RESUMO**

A coordenação dos relés de sobrecorrente é um ponto fundamental na proteção de sistemas elétricos. A obtenção da coordenação e da seletividade dos relés, no entanto, não é processo trivial e, a depender da dimensão da rede elétrica analisada, pode demandar horas de trabalho nas empresas de engenharia e ocasionar possíveis erros humanos. Este artigo propõe uma nova metodologia, baseada em técnicas de otimização, para tratar a problemática da coordenação de relés de sobrecorrente de forma automática, independentemente de sua direcionalidade, visando garantir os princípios de sensibilidade e seletividade da proteção.

**PALAVRAS-CHAVE:** Automatização, Coordenação e seletividade, Proteção de sobrecorrente, Otimização.

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

O sistema elétrico de potência (SEP) é projetado para disponibilizar continuamente energia aos consumidores. Entretanto, perturbações no sistema podem comprometer sua operação. Dentre as mais comuns, temos: curtos-circuitos, descargas elétricas, equipamentos mal dimensionados, erros ocasionados por falhas de operação, entre outras (1).

O sistema de proteção, em especial, para aquelas voltadas a correntes elétricas, deve atuar sempre que uma condição perigosa para o sistema elétrico esteja presente, seja uma sobrecarga ou curtos-circuitos, e sempre prezando pela seletividade. Com o intuito de garanti-la, a coordenação de um sistema de proteção visa garantir que apenas os dispositivos mais próximos à falta atuem isolando uma porção mínima do SEP, e no menor tempo possível. Desta forma, o elemento de proteção mais distante da falta só deve atuar se dispositivos à jusante vier a falhar.

Com relação aos problemas de otimização, um maior destaque é dado aos relés de sobrecorrente, pois funções com elemento diferencial e a de distância, através do uso de esquemas de teleproteção, são intrinsecamente seletivas. Em contrapartida, os relés de sobrecorrente de tempo inverso (51/67T) possuem tempo de atuação variável com a magnitude da corrente passante pelo circuito. Por esse motivo, o graduador deve redobrar a atenção, quanto à análise de sensibilidade e coordenação da função de proteção de sobrecorrente de tempo inverso, de modo a não ferir os princípios de seletividade do sistema.

A ideia de realizar a automatização do processo de coordenação iniciou-se com (2) e foi incrementada por diversos autores como (3), (4) e (5). O artigo presente visa contribuir com estes artigos através de um algoritmo robusto, que utiliza métodos de otimização – computação evolucionária e método do gradiente reduzido generalizado (GRG) não linear, para realizar a coordenação das funções 51 e 67 de forma automática a partir de informações do sistema e dos IEDs a serem coordenados. Essa automatização proposta busca ser utilizada em sistemas de grande magnitude e que possa ser realizado na coordenação de relés independentemente de sua direcionalidade, além de mitigar a possibilidade de erros humanos durante a coordenação dos relés sobrecorrentes. O artigo é dividido em apresentar a filosofia da proteção de sobrecorrente, os conceitos dos métodos de otimização, formulação matemática do problema e descrição do algoritmo de automatização proposto e, por último, aplicar o programa proposto em um caso IEEE e um caso do sistema elétrico real.

## 2.0 FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

Apesar da simplicidade, as funções de sobrecorrente permanecem entre as mais utilizadas para realizar a proteção de equipamentos e pessoas. Os relés de sobrecorrente operam quando o valor da corrente medida supera um valor pré-ajustado, conhecido como valor de pick-up (6).

Os elementos de sobrecorrente devem atuar para todos os tipos de faltas e, para isso, dividem-se em relés de fase e de neutro. Além disso, os relés de sobrecorrente, quando dotados de sinal de tensão, podem fornecer noção de direcionalidade, a qual facilita a coordenação dos elementos em sistemas em anel. Nestes relés, conhecidos como direcionais (67), além de necessitarem que o valor da magnitude da corrente seja superior a um valor previamente ajustado, a atuação só ocorre se a corrente estiver fluindo em uma direção pré-determinada. Além das diferenciações quanto ao tipo de corrente medida (fase ou neutro) e quanto a direcionalidade, os elementos de sobrecorrente distinguem-se quanto à temporização a eles atribuída em **relés instantâneos, de tempo definido ou de tempo inverso**. Os relés instantâneos atuam com o menor tempo garantido pelo IED para qualquer valor de corrente maior que o pré-ajustado. Por outro lado, os relés de tempo definido atuam quando a corrente ultrapassa o valor ajustado e se mantém assim durante o tempo de retardo definido pelo graduador.

Os tempos de atuação dos relés de 51/67T variam com o nível de corrente passante no circuito. Desta forma, neste tipo de relé escolhe-se a curva de atuação a ser seguida pela função. As curvas mais utilizadas no sistema elétrico brasileiro são as apresentadas na norma IEC, definidas através das Eqs. 1, 2 e 3.

$$\text{Normal Inversa:} \quad t = \frac{0,14}{I^{0,02} - 1} \cdot TD, \quad \text{eq.1}$$

$$\text{Muito Inversa:} \quad t = \frac{13,5}{I - 1} \cdot TD, \quad \text{eq.2}$$

$$\text{Extremamente Inversa:} \quad t = \frac{80}{I^2 - 1} \cdot TD, \quad \text{eq.3}$$

Onde:

TD – Múltiplo de tempo das curvas (*Time Dial*);

t – Tempo de atuação do relé em segundos (tempo de *trip*);

I – Múltiplo de *pick-up*, definido como:  $I = \frac{I_{\text{curto-circuito}}}{I_{\text{ajuste}}}$ .

Como apresentado nas equações acima, um aumento no nível da corrente do circuito reduz inversamente o tempo de atuação da função. No entanto, a partir de um certo valor de corrente ocorre uma saturação da curva, ou seja, ao aumentar a corrente não há uma diminuição do valor do tempo de atuação devido às limitações do próprio relé.

## 3.0 METODOS DE OTIMIZAÇÃO

As técnicas de otimização buscam obter soluções extremas viáveis (máximos e mínimos) para um determinado problema em análise (função objetivo), através da manipulação das variáveis de controle, sem que ocorra violação nas restrições impostas ao sistema (7).

A depender da complexidade do problema de otimização analisado, não há garantia que apenas um método de otimização tenha um desempenho eficiente, isto é, pode existir a possibilidade da técnica utilizada não conseguir distinguir soluções viáveis locais e globais. Para que, durante a automação do processo de coordenação proposto não corra o risco de apresentar soluções locais, no código desenvolvido e proposto foram utilizados dois métodos de otimização consagrados, os quais são executados em sequência: (I) método de otimização evolucionário; (II) método do gradiente reduzido generalizado (GRG) não linear. Nos testes realizados a estrutura proposta apresentou comportamento satisfatório na busca por mínimos globais utilizando a junção dos dois métodos.

### 3.1 Método Evolucionário

Os algoritmos evolucionários implementam modelos computacionais que simulam o processo de evolução natural. Estes algoritmos são heurísticos, isto é, por possuírem operadores estocásticos, não há garantia de que o caminho de busca da solução seja a mesma após sucessivas tentativas.

Segundo (8), um algoritmo evolucionário funciona estabelecendo uma população inicial de possíveis soluções viáveis e, através de operadores, aplica-se variações na população que visam obtenção de melhores resultados. Dos operadores existentes na literatura, os que mais se destacam são os operadores de cruzamento e de mutação. No processo de cruzamento, os melhores indivíduos (soluções) da população são recombinaados, isto é, compartilham suas informações na procura de resultados mais satisfatórios (novos indivíduos). Já a mutação modifica, probabilisticamente, informações em alguns indivíduos, com finalidade de evitar a convergência prematura (soluções locais) do problema estudado. Após a atuação dos operadores, cada indivíduo recebe uma avaliação para quantificar sua qualidade como solução do problema avaliado.

### 3.2 Método Do Gradiente Reduzido Generalizado (Grg) Não Linear

O método do gradiente reduzido generalizado não linear tem o objetivo de encontrar o mínimo valor de uma função através de conceitos de cálculo das derivadas. Este método, através do cálculo do gradiente da função, consegue definir a direção que “aponta” para o valor mínimo da função. O referido método é utilizado para solução de problemas que possuem função-objetivo não linear e, em alguns casos, funções restritivas não lineares. Conforme (9), um programa não linear, a ser resolvido pelo método GRG, deve ser da seguinte forma:

**Minimize  $f(X)$ ;**  
**Sujeito a:  $g_i(X)=0$ ,  $i=1, \dots, m$ ;**  
 $l_i \leq X_i \leq u_i$ ,  $i=1, \dots, n$ ;

Onde  $X$  é um vetor de dimensão  $n$  e  $u_i$ ,  $l_i$  são, respectivamente, os limites superior e inferior. O método GRG irá utilizar as igualdades apresentadas em (b.) para expressar  $m$  das variáveis, chamadas de variáveis básicas, em termos das  $n-m$  variáveis “não básicas”.

### 4.0 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Para a aplicação do método proposto, é importante a determinação da formulação matemática do problema. A modelagem matemática proposta para o problema de otimização na coordenação dos relés de sobrecorrente é apresentada na Equação 4:

$$\text{Min } FO = \sum_{i=1}^N T_i \quad (4)$$

sujeita a:

$$TD_{\min} \leq TD \leq TD_{\max};$$

$$T_{\text{backup}} - T_{\text{principal}} \geq \Delta t;$$

onde:

FO – Função Objetivo;

N – Número de Relés Principais;

$T_i$  – Tempo de Atuação do Relé Principal;

TD – *Time Dial*;

$\Delta t$  – Intervalo de tempo requerido entre as atuações dos relés principais e os de backup.

Há, além destas restrições numéricas, a restrição quanto à curva utilizada. Neste artigo, serão utilizadas as curvas da IEC (Normal Inversa, Muito Inversa e Extremamente Inversa). A equação 4 mostra que o principal objetivo do problema é a redução do tempo de atuação dos relés a jusante para todos os pontos de falta avaliados no sistema.

### 4.0 DESCRIÇÃO DO ALGORITMO

Para realizar a coordenação automática, o programa necessita em um primeiro momento, dos dados de entrada dos dispositivos de proteção. A primeira informação a ser dada pelo usuário é a quantidade de IEDs que existirão no problema de coordenação. Há problemas de coordenação que envolvem dois ou três relés (uma subestação de um hospital, por exemplo), enquanto outros possuem mais de cinquenta (é o caso de determinados parques eólicos). O programa desenvolvido permite, portanto, que o problema de coordenação seja montado independentemente do número de relés solicitados. Após a seleção da quantidade de IEDs a serem utilizados, é preciso preencher informações relativas a cada um destes. A Figura 1 apresenta os campos disponíveis ao usuário. É possível definir, por relé, dois elementos de tempo inverso e dois de tempo definido, podendo um dos elementos de tempo inverso ser um elemento com restrição de tensão (51V) e uma das funções de tempo definido ser instantâneo.

É possível selecionar, como mostrado na Figura 1, se o IED deve entrar como variável no problema de otimização ou apenas como restrição de fronteira, como é o caso de relés pertencentes à vizinhança do sistema analisado que possuem ajustes definidos previamente e não podem ser modificados por risco de descoordenação com outros sistemas de proteção. No “*Tipo de Curva*”, é possível selecionar entre: 1 – Curva IEC Normal Inversa, 2 – Curva IEC Muito Inversa, 3 – Curva IEC Extremamente Inversa ou “*Funções Especiais*”. Nesta última é possível selecionar curvas de relés eletromecânicos, as quais foram obtidas através de ajuste de curvas representadas por redes neurais Multilayer Perceptron (MLP).

Objeto	Relé 1
<b>Relé</b>	<b>1</b>
51-1 Pickup	100000000
51-1 Time Dial	100000000,00
1-Tipo de curva	1
51-2 (51V) Pickup	100000000
51-2 (51V) Time Dial	100000000
2-Tipo de curva	1
50-1 Pickup	100000000
50-1 Time delay	100000000
50-2 Pickup	100000000
50-2 Time Delay	100000000
RTC	1
Saturação	20
<b>Ajustável?</b>	<b>Não</b>
51V (Vmin em pu)	100000000
51V (Vmax em pu)	100000000
51V (Fator K)	100000000
Tempo Mínimo (51)	0,01

Figura 1 - Representação do relé no software com os ajustes não preenchidos.

As curvas eletromecânicas disponíveis são: CO-8 e CO-9 (ABB), IAC 51 52 e IAC 53 54 (GE), 7SK88 Normal e Muito Inversa (Siemens) e podem ser utilizados apenas como relés fixos, ou seja, entram apenas como condições de fronteira. Além disso, os elementos de tempo definido podem ser alterados pelo algoritmo desenvolvido, caso o relé seja identificado como ajustável. No entanto, as funções de sobrecorrente instantâneas não podem ser alteradas, pois estas são graduadas para atuarem apenas para curtos-circuitos internos ao equipamento protegido e devem obedecer a filosofia de eliminar a falta no menor tempo possível. Após realizar a declaração destes IEDs, deve-se indicar ao programa o tempo desejado de coordenação entre os relés principais e de retaguarda, juntamente com os pares de relés principais e retaguarda e suas correntes de contribuição para cada curto-circuito do sistema, os quais podem ser obtidos através de levantamento, utilizando o critério N-1, no ANAFAS. A Figura 2 apresenta a interface desenvolvida para que os pontos de teste sejam declarados.

Pontos de Teste Fixos											
Tensão na Falta (Relé Principal)	Tensão na Falta (Relé Backup)	Close-In	Relé Principal	Corrente de teste	Tempo	Relé Backup	Corrente de Teste	Tempo	Intervalo	Intervalo de Tempo Específico	Margem de Restrição

Figura 2 - Interface para declaração dos Pontos de Teste.

Com todos os dados declarados, o algoritmo inicia a otimização método evolucionário. Nesta etapa, é permitida a alteração de todas as variáveis: *time dial* das curvas, tipo de curva e tempos definidos dos elementos 50TD. Como a troca de curva é limitada entre IEC Normal, Muito ou Extremamente Inversa, isto é, são consideradas variáveis de controle discretas, os métodos determinísticos apresentavam dificuldades em realizar uma troca simples que altera de forma tão significativa a curva de atuação do relé. Enquanto isso, o método evolucionário demonstrou enorme facilidade em lidar com esse problema. Caso seja de interesse do engenheiro, é possível alterar algumas características do método evolucionário como a taxa de mutação e a população que serão utilizadas. O aumento destas acarreta em um maior custo computacional e, na maioria dos casos, garante uma melhor solução.

Com o fim da execução do método evolucionário, o método do GRG não linear é iniciado. Na aplicação do método evolucionário em um problema complexo e não linear, existe o risco do resultado obtido se encontrar em um extremo local. No entanto, através de resultados experimentais, constatou-se que as soluções locais obtidas geravam indicação de quais curvas que deverão ser utilizadas para cada relé, ficando pendente descobrir quais “time dials” das funções de sobrecorrente apresentava a solução ótima. Partindo desta premissa, o GRG não linear reproduz a função objetivo e as restrições do método anterior, mas tendo a capacidade de alterar, apenas, o *time dial* das curvas e os tempos definidos dos elementos 50TD.

Existem casos que coordenar a rede elétrica com o intervalo de coordenação desejada não é possível, em termos de otimização não existe solução viável. Por isso, o programa fornece a opção de, automaticamente, reduzir o intervalo de coordenação em passo de 50 ms e novamente gerar a busca da solução, caso a coordenação com o valor inicial não tenha obtido êxito. Essas alterações são testadas até ser obtida a coordenação completa dos relés ou até o intervalo atual de coordenação ser 200 ms menor do que o inicial. Cada iteração é registrada em um relatório que fornece dados sobre os tempos encontrados para os pontos de testes e os valores ajustados nos relés. Ao final do processo de coordenação são gerados os coordenogramas com a representação gráfica das curvas de atuação de todos os relés envolvidos no processo e um relatório de saída. Neste relatório são fornecidas todas as informações sobre os pontos de testes e ajustes dos relés em todas as tentativas de coordenação realizadas pelo algoritmo. Com isso, o engenheiro pode escolher a melhor solução para o problema. A Figura 3 apresenta o fluxograma do programa proposto.

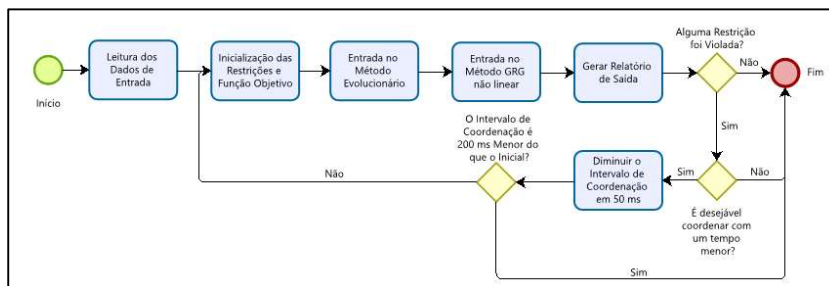


Figura 3 - Fluxograma Geral do Programa.

## 5.0 ESTUDOS DE CASO

Para efeito de demonstração, o programa desenvolvido foi aplicado a um sistema de 8 barras fornecido em (10). Este sistema foi escolhido por ter sido objeto de estudos em problemas de coordenação (4) e por (11), os quais desenvolveram métodos de coordenação automática e, neste exemplo, utilizaram intervalo de coordenação de 0,3 s e uma curva de atuação fixa, apresentada na Eq. 4.

$$t = \frac{0,14}{10,04 - 1} \cdot TD \quad \text{eq. 4}$$

A Figura 4 apresenta o sistema teste. Neste sistema todos os relés poderiam ser alterados e todos possuíam direcionalidade. Os valores de *pickup* selecionados foram retirados do artigo de (11).

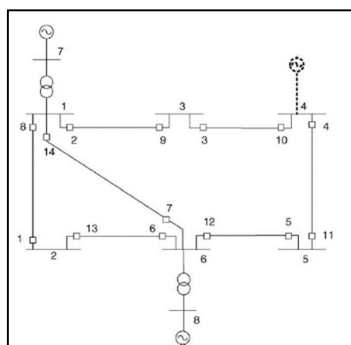


Figura 4 - Sistema IEEE de 8 barras. (10).

Os valores de *Time Dial* e tipo de curva obtidos após a execução do programa proposto são apresentados na Tabela 1, juntamente com uma comparação com os métodos desenvolvidos nos artigos mencionados anteriormente. Esta comparação é feita analisando a função objetivo (tempo de atuação dos relés a jusante) obtida após cada processo de coordenação.

Tabela 1 - Comparação dos métodos de otimização para resolução do problema de 8 barras.

Relé	GA (11)		Hybrid GA-LP (11)		Seeker (4)		Método Proposto		
	<i>Time Dial</i>	Pickup ( $A_{Sec}$ )	<i>Time Dial</i>	Pickup ( $A_{Sec}$ )	<i>Time Dial</i>	Pickup ( $A_{Sec}$ )	<i>Time Dial</i>	Pickup ( $A_{Sec}$ )	Curva IEC*
1	0.29	1.0	0.3043	1.0	0.113	2.0	0,181	1.0	M. Inversa
2	0.31	2.5	0.2917	2.5	0.260	2.5	0,221	2.5	E. Inversa
3	0.26	2.5	0.2543	2.5	0.225	2.5	0,213	2.5	E. Inversa
4	0.19	2.5	0.1851	2.5	0.160	2.5	0,101	2.5	M. Inversa
5	0.18	1.5	0.1700	1.5	0.100	2.5	0,085	1.5	E. Inversa
6	0.26	2.5	0.2711	2.5	0.173	2.5	0,161	2.5	M. Inversa
7	0.54	0.5	0.5316	0.5	0.243	2.5	0,233	0.5	N. Inversa
8	0.24	2.5	0.2387	2.5	0.170	2.5	0,136	2.5	M. Inversa
9	0.17	2.0	0.1856	2.0	0.147	2.5	0,119	2.0	E. Inversa
10	0.19	2.5	0.1895	2.5	0.176	2.5	0,093	2.5	E. Inversa
11	0.21	2.5	0.2014	2.5	0.187	2.5	0,105	2.5	M. Inversa
12	0.30	2.5	0.2890	2.5	0.266	2.5	0,221	2.5	M. Inversa
13	0.23	1.5	0.2297	1.5	0.114	2.0	0,087	1.5	M. Inversa
14	0.51	0.5	0.5278	0.5	0.246	2.5	0,297	0.5	N. Inversa
Função Objetivo $\sum_{i=1}^N T_i$	11.001 s		10.9499 s		8.4270 s		5.227 s		

\*Curvas IEC: Normal Inversa (N. Inversa), Muito Inversa (M. Inversa) e Extremamente Inversa (E. Inversa).

Através da análise da Tabela 1 é possível notar que, utilizando o método proposto, houve uma diminuição, no tempo de atuação dos relés a jusante, de 37,97% em comparação com o método exposto em Amraee (2012) e uma queda de 52,26% em comparação ao método de (11), mantendo ainda todos os critérios de coordenação. Este ganho obtido pelo algoritmo empregado está diretamente ligado ao fato deste modificar a curva de atuação do relé.

Os pontos de testes utilizados são apresentados na Figura 5 (retirado diretamente do programa desenvolvido), a qual explicita a coordenação total da proteção (intervalo de atuação entre a proteção principal e de backup igual ou superior à 300 ms).

Relé Backup	I(A)	Tempo de Atuação	Relé Principal	I(A)	Tempo de Atuação	Intervalo de Tempo (s)
Relé 6	3232	0,497	Relé 1	3232	0,196	0,300
Relé 1	996	0,777	Relé 2	5924	0,184	0,593
Relé 7	1890	0,501	Relé 2	5924	0,184	0,317
Relé 2	3556	0,519	Relé 3	3556	0,218	0,301
Relé 3	2244	0,558	Relé 4	3783	0,258	0,300
Relé 4	2401	0,456	Relé 5	2401	0,156	0,300
Relé 5	1197	0,675	Relé 6	6109	0,237	0,438
Relé 14	1874	0,638	Relé 6	6109	0,237	0,401
Relé 5	1197	0,675	Relé 7	5223	0,375	0,300
Relé 13	987	0,675	Relé 7	5223	0,375	0,300
Relé 7	1890	0,501	Relé 8	6093	0,201	0,300
Relé 9	1165	0,777	Relé 8	6093	0,201	0,576
Relé 10	2484	0,461	Relé 9	2484	0,161	0,300
Relé 11	2344	0,486	Relé 10	3883	0,182	0,305
Relé 12	3707	0,576	Relé 11	3707	0,273	0,303
Relé 13	987	0,675	Relé 12	5899	0,338	0,337
Relé 14	1874	0,638	Relé 12	5899	0,338	0,300
Relé 8	2991	0,461	Relé 13	2991	0,161	0,300
Relé 1	996	0,777	Relé 14	5199	0,477	0,300
Relé 9	1165	0,777	Relé 14	5199	0,477	0,300

Figura 5 - Relatório gerado pelo programa. Indicando os novos ajustes otimizados dos IEDs e os pontos de testes devidamente coordenados.

Após esse caso, o programa desenvolvido foi testado em um problema real, com elementos não direcionais, com o intuito de demonstrar sua robustez. A referida subestação possui 92 unidades geradoras associadas com 92 transformadores (34,5/0,6 kV), distribuídos em 14 alimentadores. Para fazer a elevação para o nível de tensão da transmissora, a subestação é munida de dois transformadores de potência (230/34,5 kV) com potência nominal de 80 MVA cada e se conecta a um barramento de 230 kV de uma subestação pertencente a CHESF, através de uma linha de transmissão com 89 km de extensão. Para a análise é considerado que todos os IEDs da subestação já são existentes e devemos coordenar os IEDs dos transformadores de potência – tanto do lado de alta quanto de baixa – com eles.

A Figura 6 apresenta o diagrama unifilar, modelado no ANAFAS, do sistema descrito com a representação de todos os IEDs existentes no sistema e destaque para os elementos de interesse. Conectado à barra 1 está um equivalente retirado do Deck 2012PC, fornecido pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), a partir do ANAFAS. Após o levantamento de curtos-circuitos e estabelecimento dos *pick-ups* a serem utilizados nos relés dos transformadores, é preciso declará-los no programa, bem como os pontos de testes. É importante destacar que apenas os IEDs dos transformadores podem ser alterados, esta característica é muito comum em sistemas reais.

Para os intervalos de coordenação entre os elementos principais e de *backup*, foi escolhido um tempo de 300 ms, com exceção dos relés de alta e baixa do transformado, para os quais foi considerado um tempo de 150 ms. Após a execução do algoritmo, os ajustes de *time dial* e curvas de atuação apresentados na Tabela 2 foram sugeridos pelo programa. Apesar dos ajustes serem diferentes, embora muito próximos, por boa prática de engenharia, o lado de 230 kV foi ajustado com valor de 0,14 e o lado de 34,5 kV com valor de 0,11. Não houve alteração no tempo de atuação do elemento 50 por tratar-se de um elemento instantâneo.

Tabela 2 - Ajustes sugeridos.

Objeto	TD 51-1	Curva 51-1	Time Delay 50-1
TR04T2 (230 kV)	0,137	Normal Inversa	0,05
TR04T1 (230 kV)	0,135	Normal Inversa	0,05
TR04T2 (34,5 kV)	0,112	Normal Inversa	-
TR04T1 (34,5 kV)	0,110	Normal Inversa	-

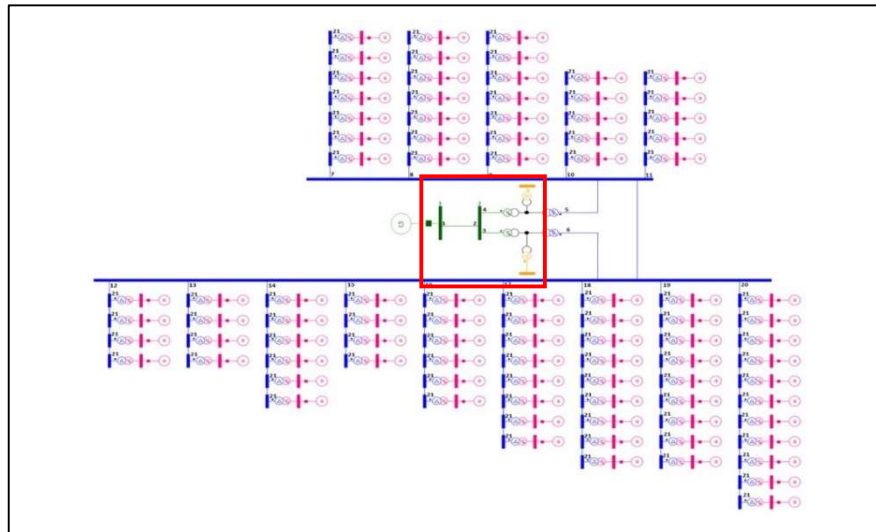


Figura 6 - Diagrama Unifilar do Sistema Analisado Simulado no ANAFAS.

Após a execução do algoritmo, dentre os 84 pontos de testes, levantados no ANAFAS, apenas 14 apresentaram descoordenação, estes são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Pontos de Teste descoordenados.

Relé Backup	Corrente do Relé Backup [A]	Tempo de Atuação (s)	Relé Principal	Corrente do Relé Principal [A]	Tempo de Atuação (s)	Intervalo de Tempo (s)
TR04T1 (34,5 kV)	7170	0,584	TR04T1 (230 kV)	1075	0,737	-0,153
TR04T2 (34,5 kV)	3603	1,262	TR04T2 (230 kV)	540	1,634	-0,371
TR04T2 (34,5 kV)	4284	0,984	TR04T2 (230 kV)	642	1,257	-0,273
TR04T2 (34,5 kV)	2066	12,713	TR04T2 (230 kV)	310	35,653	-22,940
TR04T2 (34,5 kV)	3222	1,543	TR04T2 (230 kV)	483	2,023	-0,481
TR04T2 (34,5 kV)	2693	2,394	TR04T2 (230 kV)	404	3,268	-0,874
TR04T2 (34,5 kV)	2402	3,687	TR04T2 (230 kV)	360	5,412	-1,725
TR04T2 (34,5 kV)	7170	0,593	TR04T2 (230 kV)	1075	0,743	-0,150
TR04T1 (34,5 kV)	3603	1,243	TR04T1 (230 kV)	540	1,621	-0,378
TR04T1 (34,5 kV)	4284	0,969	TR04T1 (230 kV)	642	1,247	-0,278
TR04T1 (34,5 kV)	2066	12,519	TR04T1 (230 kV)	310	35,367	-22,848
TR04T1 (34,5 kV)	3222	1,519	TR04T1 (230 kV)	483	2,007	-0,488
TR04T1 (34,5 kV)	2693	2,357	TR04T1 (230 kV)	404	3,242	-0,885
TR04T1 (34,5 kV)	2402	3,631	TR04T1 (230 kV)	360	5,369	-1,738

Como apresentado na Tabela 3, nem sempre é possível para o engenheiro coordenar os relés de sobrecorrente para todos os pontos de corrente e, neste caso, ele deve realizar escolhas para completar a coordenação. A primeira opção seria manter todos os ajustes como fornecidos pelo algoritmo. Se esta for a opção escolhida, ele deve estar ciente de que, para determinados curtos-circuitos, a proteção não irá atuar como esperado, pois os 14 pontos destacados na Tabela 3 apresentam uma descoordenação entre os relés da alta e da baixa dos transformadores. Esta é uma opção viável quando a atuação de qualquer um dos relés, alta ou baixa, manda sinal de abertura para os dois disjuntores do transformador.

A segunda opção seria tentar a coordenação com tempos menores do que o especificado. Como esta opção está disponível de forma automática no algoritmo, ela foi testada, mas nenhum resultado foi satisfatório, pois os pontos permaneciam descoordenados. A última opção seria a utilização de relés direcionais nos terminais dos transformadores. Esta opção só é viável se houver entrada de TP disponível no IED para que ele faça a leitura de tensão e ganhe noção de direcionalidade. Esta opção deixaria o sistema completamente coordenado, pois os pontos de testes que estão descoordenados, entre os lados de alta e baixa do transformador, não seriam mais de interesse devido à direcionalidade. A dificuldade encontrada pelo programa é inerente ao sistema estudado e, apesar de não ter fornecido uma resposta com todos os pontos de testes coordenados, o algoritmo exibiu uma solução viável e que reduz horas do trabalho de um engenheiro.

## 6.0 CONCLUSÃO

Os resultados apresentados nos estudos de casos comprovam que o algoritmo proposto atende as expectativas visadas ao longo do artigo. A operação conjunta dos métodos evolutivos e o GRG não linear, para a resolução de processos de coordenação otimizada (problemas de otimização de natureza não-linear e complexos), mitiga a convergência prematura (soluções viáveis locais).

Para sistemas simples como o caso do IEEE de 8 barras, o algoritmo proposto conseguiu resultados mais satisfatórios do que os das literaturas existentes, pois o diferencial encontra-se que no proposto existe espaço de soluções viáveis maior, devido ao tipo de curva das funções de sobrecorrente estar embutida como variáveis de controle discretas.

Para o caso de sistemas elétricos com dimensões maiores, como a entrada de um parque eólico na rede básica, o algoritmo mostra que mesmo com a quantidade extensa de relés a ser ajustado, o resultado alcançado é satisfatório, apesar das restrições apresentadas. Para futuros trabalhos, o algoritmo apresentado pode englobar mais variáveis de controle (elemento de sobrecorrente por restrição de tensão 51V, por exemplo),

## 7.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MAEZONO, P. K. Proteção de Sistemas Elétricos de Transmissão de Energia Elétrica. 4. ed. Virtus. 2012.
- (2) BROWN, K. A.; PARKER, J. M. A personal computer approach to overcurrent protective device coordination. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 3, no. 2, pp. 509-513. 1988. Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/4287> > Acesso em: 12 set. 2020.
- (3) KAWAHARA, K.; SASAKI, H.; SUGIHARA H. An application of rule based system to the coordination of directional overcurrent relays. Sixth International Conference on Developments in Power System Protection, no. 434, pp. 58-61. 1997. Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/608134> > Acesso em: 12 set. 2020.
- (3) AMRAEE, T. Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Seeker Algorithm. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 3, pp. 1415-1422, julho. 2012. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6180204>>. Acesso em: 12 set. 2020.
- (5) NEGRÃO, D. L. A. Metodologia Para a Coordenação e Seletividade da Proteção Direcional de Sobrecorrente em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado em Ciências, Programas de Engenharia Elétrica – Universidade de São Paulo. São Carlos, p. 147. 2015.
- (6) MARDEGAN, C. S. Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais. São Paulo: Atitude Editorial Ltda. 2012.
- (7) MARTÍNEZ, J. M.; SANTOS, S. A. Métodos Computacionais de Otimização. Campinas: Departamento de Matemática Aplicada, IMECC-UNICAMP, 1998.
- (8) LINDEN, R. Algoritmos Genéticos. 3. ed. Rio de Janeiro: Editora Ciência Moderna Ltda., 2012.
- (9) LASDON, L. S.; FOX, R. L.; RATNER, M. W. Nonlinear Optimization Using The Generalized Reduced Gradient Method. Revue française d'automatique, informatique, recherche opérationnelle. Recherche opérationnelle, vol 8, no. V3, p. 73-103. 1974. Disponível em: <[http://www.numdam.org/item?id=RO\\_1974\\_\\_8\\_3\\_73\\_0](http://www.numdam.org/item?id=RO_1974__8_3_73_0)> Acesso em: 13 set. 2020.
- (10) ZEINELDIN, H. H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. Optimal Coordination of Overcurrent Relays Using a Modified Particle Swarm Optimization. Electric Power Systems Research. Vol. 76, pp. 988-995, 2006. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779605002701>> Acesso em: 12 set. 2020.
- (11) NOGHABI, A. S.; SADEH, J.; MASHHADI, H. R. Considering Different Network Topologies in Optimal Overcurrent Relay Coordination Using a Hybrid GA. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, no. 4, pp. 1857-1863. 2009. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5235753>>. Acesso em: 12 set. 2020.



## DADOS BIOGRÁFICOS



FELIPE DIÓGENES DE MENDONÇA Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), mestrando em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Trabalha atualmente como Analista de Estudos Elétricos na empresa Engenharia de Sistemas de Controle (ESC).

(2) SILAS GONZAGA TENÓRIO possui Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de Pernambuco (UPE), Mestrado em Energia pela Universidade de Pernambuco (UPE), pós-graduação MBA em Engenharia de Produção pela Faculdade dos Guararapes (FG), Doutorando em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Trabalha atualmente como Analista de Estudos Elétricos pela Engenharia de Sistemas de Controle (ESC).

(3) ANTÔNIO CARLOS LINS DE MATTOS FILHO possui Graduação em Engenharia Elétrica pela UPE. MBA em Finanças pelo IBMEC. Trabalha como coordenador do setor de estudos elétricos na ESC Engenharia.

(4) ROBERTO FELICIANO DIAS FILHO é engenheiro eletricitista (UPE,2003), mestre (UFPE,2011) e doutor (UFPE,2015) em engenharia elétrica. Como engenheiro na ESC Engenharia, é responsável pela promoção e acompanhamento da inovação nos setores de projetos, estudos e testes da empresa. Na Universidade de Pernambuco, como professor adjunto do curso de engenharia elétrica, leciona e pesquisa, nas áreas de proteção e automação de sistemas elétricos e aplicações de sistemas de controle em acionamento de máquinas elétricas e fontes alternativas (eólica e solar). Roberto Dias trabalhou por 13 anos da CHESF (2006-2018) e na ANDESA (2003-2006), na área de estudos elétricos.

(5) DANIEL NASCIMENTO PEREIRA possui Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), atualmente é pesquisador adjunto da Universidade de Pernambuco (UPE), e mestrando em Electrical Energy Systems pela Cardiff University, País de Gales.

(6) JOÃO PEDRO REGO CARVALHO é graduando em Engenharia Elétrica(UFPE), trabalha atualmente como estagiário no setor de Estudos Elétricos na empresa Engenharia de Sistemas de Controle (ESC), Recife-PE.

(7) RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO Possui Graduação e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (1983,1995), doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba (2001). Atualmente é professor Titular do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Aplicando técnicas de inteligência artificial (redes neurais, sistemas inteligentes híbridos, lógica fuzzy e algoritmo genético) no despacho da geração elétrica, controle e automação de processos industriais, previsão de carga, previsão de ventos e geração, diagnósticos de defeitos em transformadores e na classificação de distúrbios elétricos.

(8) HERBERT FARIAS DE MIRANDA FILHO é graduando em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e estagiário do setor de Estudos Elétricos na empresa Engenharia de Sistemas de Controle (ESC).