

Metodologia Eficiente para Coordenação Ótima de Relés de Sobrecorrente Direcionais em Sistemas Elétricos Malhados

Silvio A. Souza, Denis V. Coury, Eduardo N. Asada, José C. M. Vieira, Mário Oleskovicz, Jean Sumaili, Helder Leite, Vladimiro Miranda

Resumo – Este artigo apresenta os principais resultados do projeto de P&D 68-20-2011, em que foi desenvolvida uma ferramenta computacional para a coordenação otimizada de relés de sobrecorrente direcionais instalados em linhas de transmissão de energia elétrica. Esta ferramenta conta com um método inovador de obtenção dos ajustes compreendendo duas características principais: (i) o cálculo automático de diversas condições de curto-circuito que considera a existência de circuitos paralelos, e (ii) o emprego do método *Evolutionary Particle Swarm Optimization* para obter os ajustes visando minimizar o tempo de atuação das proteções. Logo, os resultados obtidos com o auxílio da ferramenta desenvolvida objetivam garantir uma rápida e seletiva atuação da proteção de sobrecorrente direcional. Dessa forma, o engenheiro de proteção dispõe de um recurso prático e eficiente para cálculo e análise de ajustes de proteção dos relés, possibilitando realizar mais análises e de forma mais completa.

Palavras-chave – *Evolutionary particle swarm optimization* (EPSO), proteção de sistemas elétricos, relés de sobrecorrente direcionais.

I. INTRODUÇÃO

A proteção de um sistema de energia elétrica deve ser projetada de maneira a alcançar os seguintes objetivos [1]:

- Proteger o sistema elétrico de potência de forma a manter a continuidade do fornecimento da energia elétrica;
- Evitar ou minimizar os danos e os custos de reparos de equipamentos;
- Garantir a integridade física do pessoal técnico e dos usuários do sistema elétrico.

Para que esses objetivos sejam alcançados, o sistema de proteção deve ter as seguintes características: confiabilidade, seletividade, sensibilidade e rapidez de atuação [2]. Neste contexto, a proteção de linhas de transmissão possui um

importante papel na área de sistemas elétricos de potência, já que a maioria das falhas ocorre nestes elementos. Para obter um bom esquema de proteção de linhas de transmissão, geralmente são utilizados relés de sobrecorrente direcionais (RSD). Estes dispositivos devem ser ajustados de forma que eles estejam coordenados entre si para garantir a seletividade, ou seja, que apenas a porção mais próxima do curto-circuito seja desligada. Além disso, os ajustes desses relés devem ser bem definidos para não causarem desligamentos indevidos.

Resolver o problema de coordenação de relés de sobrecorrente direcionais não é uma tarefa trivial, pois envolve o conhecimento de várias informações, tais como: restrições operativas do sistema elétrico sob análise, as principais correntes de curto-circuito necessárias para definir os ajustes dos relés, possíveis alterações topológicas e características (parâmetros) de ajuste dos elementos de proteção. Percebe-se, portanto, que esta atividade pode ser demorada e sujeita a erros, caso o sistema em análise seja complexo e caso o engenheiro de proteção não disponha de uma ferramenta computacional eficiente para auxiliá-lo. Neste sentido, o problema de coordenação tem sido tratado na literatura técnica como um problema de otimização cuja função objetivo é minimizar a soma dos tempos de atuação de todos os relés envolvidos no sistema de proteção, satisfazendo as restrições relativas à coordenação. Assim, algumas abordagens foram propostas na literatura, tais como Algoritmo Genético (AG) [3], a combinação de técnicas inteligentes com programação linear [4] e o uso do *Particle Swarm Optimization* [5]. Estes trabalhos, no entanto, não avaliam diferentes condições de falta possíveis de ocorrerem no sistema elétrico e as restrições apresentadas não consideram todos os casos práticos. Portanto, os mesmos ainda necessitam de desenvolvimentos adicionais para torná-los aplicáveis a diferentes situações reais.

Visando tornar mais eficiente o processo de coordenação de RDS, este trabalho propõe um novo método de ajuste de relés direcionais de sobrecorrente baseado em otimização e utilizando uma técnica meta-heurística denominada *Evolutionary Particle Swarm Optimization* (EPSO) [6] que tem se mostrado eficiente para solucionar problemas relacionados à coordenação de relés de sobrecorrente direcionais [7].

Esta proposta é decorrente do P&D nº. 68-20/2011 intitulado “Metodologia Eficiente para Coordenação ótima de Relés de Sobrecorrente Direcionais em Sistemas Elétricos Malhados”, finalizado em setembro de 2014 e que uniu a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL.

Este trabalho foi apoiado parcialmente pela ISA-CTEEP, ISA-EVRECY, ISA-PINHEIROS, ieSul – Interligação Elétrica Sul.

Silvio A. Souza trabalha na ISA-CTEEP (e-mail: sasouza@ctEEP.com.br).

Denis V. Coury, Eduardo N. Asada, Jose C. M. Vieira e Mário Oleskovicz trabalham na Escola de Engenharia de São Carlos da USP (e-mails: coury@sc.usp.br, easada@usp.br, jcarlos@sc.usp.br, olesk@sc.usp.br).

Jean Sumaili, Helder Leite e Vladimiro Miranda trabalham no Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores – Porto (INESC-Porto) (e-mails: jean.sumaili@inescporto.pt, hleite@fe.up.pt, vmiranda@inescporto.pt)

(ISA-CTEEP), a Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo (EESC / USP) e o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores - Porto (INESC-Porto), Porto, Portugal. Este projeto de P&D originou uma ferramenta computacional como produto final, proporcionando ao engenheiro de proteção um recurso prático e eficiente para ajustar e analisar diversos relés direcionais de sobrecorrente. Esta ferramenta considera automaticamente diversas condições de falta que podem ocorrer nas linhas de transmissão e oferece ao engenheiro de proteção a flexibilidade de alterar as restrições do problema de acordo com as características operativas do sistema em análise. Como resultado, ganha-se em tempo de execução deste tipo de tarefa, obtêm-se cálculos precisos que resultem na coordenação e rapidez de atuação entre estes dispositivos de proteção, minimizando o risco de atuações indevidas e buscando a rápida eliminação da falta. O alcance destes benefícios pode evitar eventuais multas à CTEEP por desligamentos indevidos e despesas com a substituição/manutenção de equipamentos que ficassem expostos a longos tempos de duração de faltas.

II. DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA

Nesta seção serão apresentados a formulação matemática empregada para solucionar o problema de coordenação dos relés de sobrecorrente direcionais, uma breve descrição da técnica EPSO, as principais características da ferramenta computacional desenvolvida e os benefícios esperados decorrentes de sua aplicação dentro da companhia.

A. Formulação Matemática

O problema a ser resolvido foi formulado de acordo com as expressões apresentadas em (1).

$$\min f(x) = \sum T_i^{local}(I_{cc}, DT_i, I_{p_i}, T_i, A, B, \dots, z)$$

$$s. a \left\{ \begin{array}{ll} T_j^{retag} - T_i^{local} \geq ITC & [a] \\ T_i^{local} \geq T_i^{dist.Z2} & [b] \\ \overline{DT}_i \leq DT_i \leq \underline{DT}_i & [c] \\ DT_i \in \mathbb{C}_{DT_i} & [d] \\ \mathbb{C}_{DT_i} = (DT_1; DT_2; DT_3; \dots; DT_{NDR}) & [e] \\ I_{p_i} \in \mathcal{M}_{I_{p_i}} & [f] \\ \mathcal{M}_{I_{p_i}} = (I_{p_1}; I_{p_2}; I_{p_3}; \dots; I_{p_{NIP}}) & [g] \\ I_{p_i} = RTC_i \times T_i & [h] \\ I_{p_i} \geq I_{cap}; i \in \Omega_k & [i] \\ I_{cap} = \min\{I_{disj}; I_{secc}; I_{bob}; I_{TC}; I_{cond}\} & [j] \\ I_{p_i} \leq I_{p_{NIP}} & [k] \end{array} \right. \quad (1)$$

Sendo:

$f(x)$ – função objetivo a ser minimizada, correspondendo ao somatório do tempo de atuação de todos os RDSs;

$i=1,2,\dots,NR; j=1,2,\dots,NR$, sendo NR o número de relés;

T_i^{princ} – tempo de atuação do relé principal i ;

T_j^{retag} – tempo de atuação do relé de retaguarda j ;

$T_i^{dist.Z2}$ – tempo de atuação do relé de distância (zona 2) que

corresponde ao relé i ;

I_{cc} – corrente de curto-circuito visto pelo RSD;

DT_i – dial de tempo do relé i ;

I_{pi} – corrente de pick-up do relé i ;

T_i – tap de corrente de pick-up do relé i ;

A, B, \dots, z – constantes da curva padronizada do relé. Por exemplo, para curva normal inversa IEC, $A=0,14$, $B=0,02$ e os demais termos são nulos.

ITC – intervalo de tempo de coordenação. Para este trabalho será adotado 300 ms;

I_{cap} – capacidade operativa da linha de transmissão;

Ω_k – RSD instalado na linha de transmissão $k-m$, próximo da barra k ;

I_{disj} – corrente nominal do disjuntor;

I_{secc} – corrente nominal da chave seccionadora;

I_{bob} – corrente nominal da bobina de bloqueio;

I_{TC} – corrente nominal do transformador de corrente;

I_{cond} – corrente nominal da linha de transmissão $k-m$;

RTC – Relação de transformação de corrente.

A resolução do problema (1) exige o cálculo de um conjunto de curtos-circuitos para a referência da coordenação conforme descritos a seguir:

- Proteção de fase: maior corrente de curto-circuito trifásico do tipo *close-in* e a corrente correspondente que circula pela proteção de retaguarda, considerando os circuitos paralelos, o desligamento e aterramento dos mesmos.

- Proteção de neutro: semelhante ao item anterior, todavia considera o maior curto-circuito fase-terra *close-in* e a corrente 3I0 correspondente que circula pela proteção de retaguarda.

Para a definição dos intervalos da corrente de sensibilização do relé (*pick-up*), o padrão definido para a faixa de variação dos ajustes corresponde diretamente à faixa de ajustes dos dispositivos de proteção. Entretanto, o usuário pode alterar os limites conforme a sua necessidade, garantindo a sensibilidade.

O valor mínimo da corrente de *pick-up* da proteção de fase deve estar acima do limite operativo da linha (restrição [i] de (1)), sendo que este valor é inserido pelo usuário da ferramenta computacional, de acordo com os parâmetros da restrição [j] de (1). Já o valor máximo é o menor valor entre o mínimo curto-circuito trifásico na barra remota e o valor superior da faixa de ajustes do relé. O algoritmo EPSO implementado é flexível para alterações e apresenta robustez na obtenção da solução de qualidade.

Um programa completo que inclui a interface gráfica foi desenvolvido para a coordenação de RSDs. Considera-se desde a inclusão dos relés, cálculo de curto-circuito e ajuste dos parâmetros (múltiplo de tempo e tap de corrente). Mais detalhes desta ferramenta serão apresentados na seção II.C.

B. Algoritmo Evolutionary Particle Swarm Optimization (EPSO)

O *Evolutionary Particle Swarm Optimization* [6] é uma metaheurística que combina características dos métodos evolutivos e o método original *Particle Swarm Optimization*. Ele faz parte dos modernos métodos heurísticos aplicados à resolução de problemas de otimização complexos que apresentam grande sucesso na obtenção de soluções factíveis de alta qualidade, similarmente observados com famí-

lias de métodos inteligentes baseados em redes neurais e lógica Fuzzy. O método implementado apresenta as características de robustez na obtenção de solução viável e capacidade de auto-ajuste dos parâmetros internos de busca, o que resulta em sucesso da solução independente do sistema resolvido.

Este método tem sido empregado para solucionar problemas semelhantes, tal como observado em [7] e, devido às características de auto-ajuste dos parâmetros internos de busca, ele tende a apresentar um melhor desempenho computacional do que outras técnicas, a exemplo daquelas descritas em [3]-[5].

C. Ferramenta Computacional Desenvolvida - CORDSEM

A ferramenta desenvolvida foi denominada CORDSEM e sua tela de apresentação e abertura está mostrada na Fig. 1.



Figura 1. Tela de abertura da ferramenta CORDSEM.

O CORDSEM conta com os seguintes módulos:

- Leitura da base de dados do sistema elétrico em formato .ANA [8]. Assim, é possível carregar a base de dados do sistema elétrico brasileiro;
- Leitura da base de dados dos relés. Optou-se por usar a base de dados de relés de proteção do programa CAPE [9]. Assim, durante o desenvolvimento do projeto de P&D foi criada uma rotina computacional para extrair essas informações e carregá-las no programa CORDSEM;
- Alocação dos relés de proteção no circuito a ser analisado;
- Cálculo de curto-circuito;
- Edição dos parâmetros da otimização (limites operativos dos relés temporizados);
- Execução da rotina de otimização para as proteções de fase e de neutro;
- Verificação da coordenação: esta funcionalidade permite ao engenheiro de proteção avaliar a adequação de ajustes disponíveis em campo, sem a necessidade de executar o módulo de otimização do CORDSEM;
- Ajuste dos relés com atuação instantânea: a proteção instantânea é ajustada pelo próprio engenheiro de proteção, que avaliará a necessidade de sua ativação. Para tanto, a ferramenta computacional fornece todos os insumos necessários para a realização desta tarefa, tais como as máximas correntes de curto-circuito *close-in*, na barra remota e a 70% do comprimento da linha de transmissão. Este ajuste não faz parte do pro-

cesso de otimização.

- Saída dos resultados em forma de relatórios e coordenogramas.

D. Benefícios Esperados

Alguns dos vários benefícios técnicos desta ferramenta computacional são: possibilidade de o engenheiro simular, validar ajustes; testar relés diferentes; ajustar de forma otimizada diversos relés simultaneamente, além de ampliar a capacidade de análise em um tempo muito inferior (melhoria da relação homem-hora). Com a aplicação dos resultados deste projeto de P&D na empresa tem-se a expectativa da redução das falhas de atuações dos equipamentos de proteção, com conseqüente aumento da segurança dos trabalhadores envolvidos em áreas energizadas. Há ainda o impacto na qualidade de vida da comunidade, pois com uma melhor coordenação das proteções de sobrecorrente de uma dada região do sistema elétrico, menos pessoas serão afetadas diante de um defeito, devido ao desligamento correto apenas da área afetada.

A CTEEP possui cerca de 250 *bays* de linhas de transmissão (230kV, 345kV e 440kV), totalizando 750 transformadores de corrente instalados. A correta eliminação do defeito pode evitar a queima ou avaria dos mesmos, e mantê-los em operação, postergando assim a necessidade de substituição imediata. Se forem evitadas a substituição de 5% (38 unidades) desses equipamentos o benefício econômico superará a casa de R\$2.000.000,00 somente para este caso.

III. RESULTADOS

Para demonstrar a eficiência da ferramenta computacional será utilizado um sistema elétrico equivalente referente a uma porção da área de concessão da CTEEP. O sistema está mostrado na Figura 2.

A. Ajustes dos Relés Temporizados

Após alocar todos os relés de proteção, incluindo os respectivos transformadores de corrente, executa-se o curto-circuito. O programa desenvolvido conta com uma rotina de verificação automática dos pares de relés principal e de retaguarda. Assim, após a execução do cálculo de curto-circuito, o engenheiro de proteção tem à sua disposição, no formato de tabelas, os seguintes valores:

- Para a proteção temporizada:
 - Relé principal: corrente mínima para o curto-circuito trifásico na barra remota; corrente mínima para o curto-circuito bifásico na barra remota; corrente máxima para um curto-circuito trifásico do tipo *close-in*; corrente máxima para um curto-circuito trifásico na barra remota; mínima corrente 3I0 para um curto-circuito fase-terra na barra remota; máxima corrente 3I0 para um curto-circuito fase-terra do tipo *close-in*; máxima corrente 3I0 para um curto-circuito fase-terra na barra remota;
 - Relé de retaguarda: os valores de corrente que circulam pelo relé de retaguarda correspondentes a cada condição de falta descrita no item anterior.

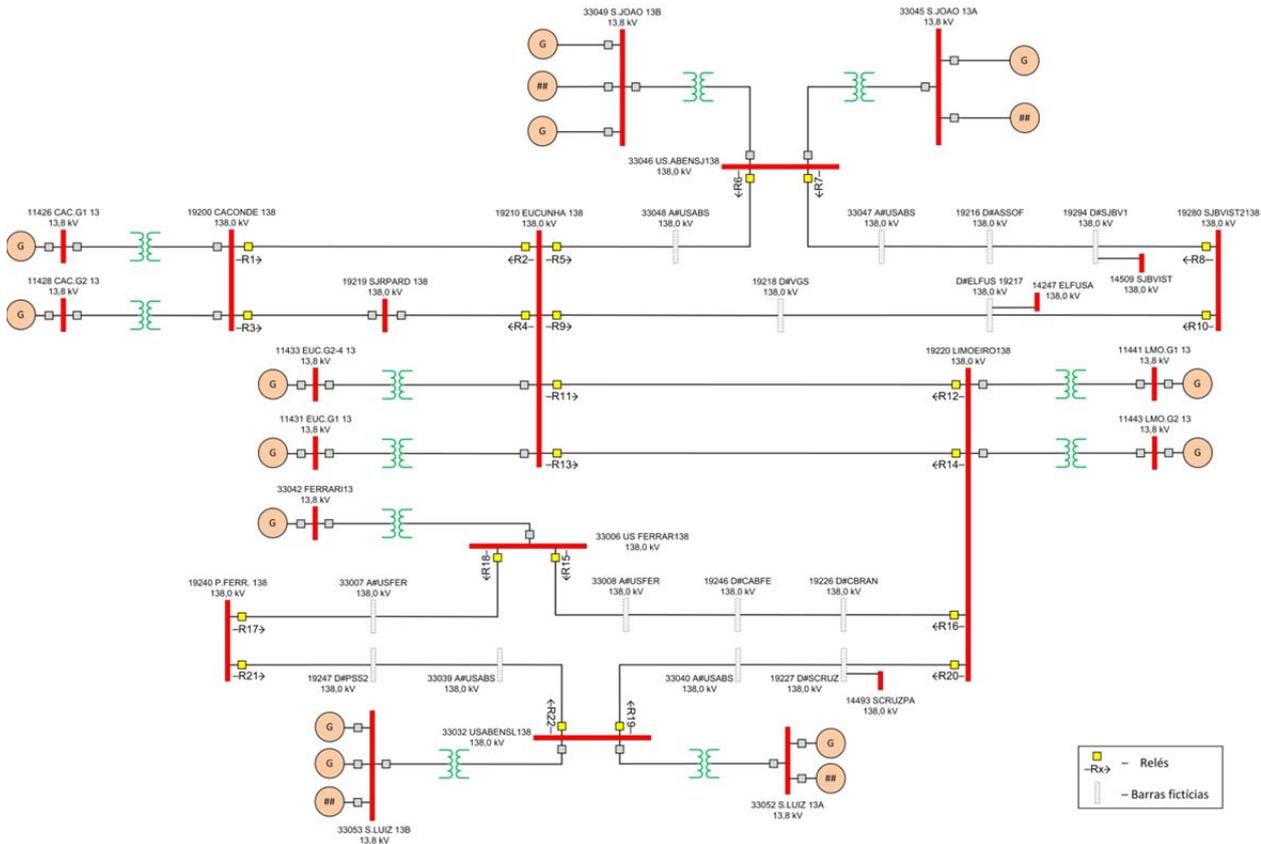


Figura 2. Sistema elétrico equivalente da CTEEP.

- Para a proteção instantânea: valor máximo de corrente para uma falta trifásica na barra remota; corrente máxima para um curto-circuito trifásico a 70% do comprimento da linha; mínima e máxima correntes para um curto-circuito trifásico do tipo *close-in*; máxima corrente 3I0 para um curto-circuito fase-terra na barra remota; corrente máxima 3I0 para um curto-circuito fase-terra a 70% do comprimento da linha; mínima e máximas correntes 3I0 para um curto-circuito fase-terra do tipo *close-in*.

Os valores de corrente referidos como máximos e mínimos estão relacionados aos casos em que existem circuitos paralelos/duplos. Nestes casos, para os mesmos pares de relés são analisadas as correntes de falta considerando o circuito na condição de operação normal; na condição de abertura de cada linha paralela e na condição de abertura e aterramento de cada linha paralela. Uma vez calculados os valores de corrente para estas condições, tomam-se os maiores e os menores.

Após calculados os valores das correntes de curto-circuito, o engenheiro de proteção deve passar à funcionalidade de edição dos parâmetros da otimização, caso haja necessidade. Para tanto, ele será conduzido a uma janela conforme mostrada na Figura 3. Nesta janela, o usuário da ferramenta pode alterar o intervalo de valores em que o método EPSO fará a busca pela solução ótima. Por exemplo, alterando os valores de IPK-min e IPK-max, será alterado o intervalo de busca dos valores da corrente de *pick-up*. Alterando os valores de TMS(min) e TMS(max), será alterada a faixa de ajustes do multiplicador de tempo da curva de pro-

teção do relé (característica tempo x corrente). É possível também ajustar o intervalo mínimo de tempo requerido para a coordenação entre dois relés de sobrecorrente (ITC) e para a coordenação entre um relé direcional e a segunda zona de um relé de distância (ITC-Z2).

Figura 3. Edição dos parâmetros da otimização.

Depois de editados os parâmetros da otimização, o sistema está pronto para o cálculo dos ajustes otimizados. O usuário então executa os cálculos para a proteção de fase e para a proteção de neutro simultaneamente.

Para o sistema da Fig. 2, composto por 22 relés de proteção, os resultados da otimização são resumidos a seguir. Ressalta-se que o intervalo de coordenação requerido entre dois relés direcionais foi de 300 ms.

1) Proteção de fase

O processo de solução para a coordenação de todos os 22 relés em relação à proteção de fase levou 1707 iterações e o somatório dos tempos de atuação foi 29,70 segundos – este é o valor da função objetivo.

Serão apresentados apenas alguns resultados para mostrar a aplicabilidade do programa.

Considera-se, inicialmente o seguinte par de relés:

- Relé principal (R16): instalado no bay 19220-LIMOEIRO138, da linha 19220-19226-19246-33008-33006, fabricante ABB, modelo REL670;
- Relé de retaguarda (R13): instalado no bay 19210-EUCUNHA138, da linha 19210-19220 (Circuito 2), fabricante SIEMENS, modelo 7SJ64 v.4.6.

A Fig. 4 apresenta o coordenograma com os dois relés. De acordo com os resultados, para um curto-circuito trifásico do tipo *close-in*, o relé R16 mede 8439,87A ao passo que o relé R13, mede 3261,93A. Nessas condições, o intervalo de tempo de coordenação entre eles é de 1,71 segundos, comprovando que os mesmos estão coordenados. Para um curto-circuito trifásico na barra remota, R16 mede 2150,51A; R13 mede 1033,83A; e o intervalo de coordenação é de 7,07 segundos, mostrando também que ambos os relés estão coordenados. O intervalo de coordenação entre os relés foi elevado, superior ao valor mínimo de 300 ms. Isso ocorreu porque o programa avaliou os 22 relés simultaneamente e existem casos em que o relé R16 é proteção de retaguarda de outros relés. Logo, o programa procura satisfazer a todas as restrições. Tabela I apresenta os ajustes calculados pela ferramenta computacional. Nesta tabela, **Ipk_prim** é o ajuste do relé em Ampere, referido ao primário do TC; e TMS é o ajuste do multiplicador de tempo da curva do relé. Para a coordenação entre R16 e R13, não houve nenhuma restrição violada.

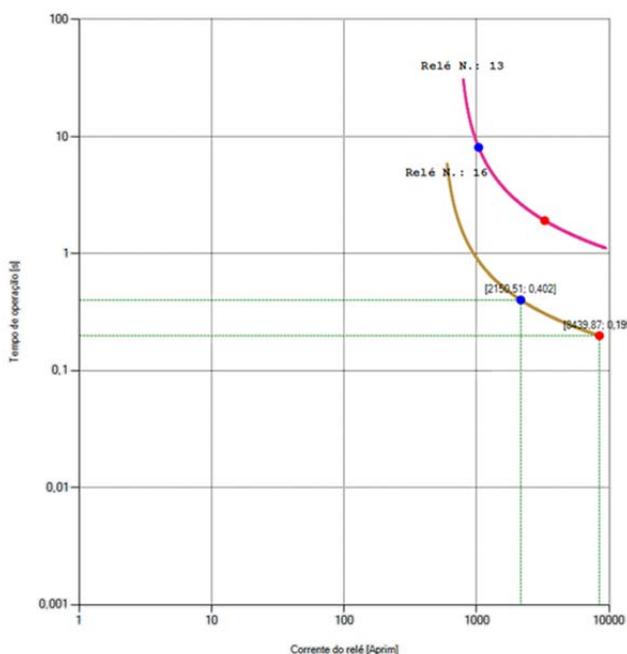


Figura 4. Coordenograma da proteção de fase: relés R16 e R13.

Tabela I. Ajustes de fase dos relés R16 e R13.

Relé	Ipk_prim (A)	TMS	TC	Curva
R16 (principal)	544	0,08	400/5A	IEC Normal Inversa
R13 (retaguarda)	720	0,42	600/5A	IEC Normal Inversa

Seja agora a situação em que o relé R13 é proteção principal. Como proteção de retaguarda, será analisado o relé R6 instalado no bay 33046-US.ABENSJ138, na linha 19200-19210-33048-1L. O relé é de fabricação da ABB, modelo REL670.

A Fig. 5 apresenta o coordenograma com os resultados obtidos pelo CORDSEM. Para um curto-circuito trifásico do tipo *close-in*, o relé R13 mede 9340,21A ao passo que o relé R6, mede 1808,07A. Nessas condições, o intervalo de tempo de coordenação entre eles é de 4,74 segundos, comprovando que os mesmos estão coordenados, embora o valor esteja muito elevado. Para um curto-circuito trifásico na barra remota, R13 mede 5654,35A; R6 mede 1537,4A; e o intervalo de coordenação é de 5,88 segundos, mostrando também que ambos os relés estão coordenados. Para este caso, também não foram constatadas restrições violadas.

A Tabela II apresenta os ajustes calculados pela ferramenta computacional.

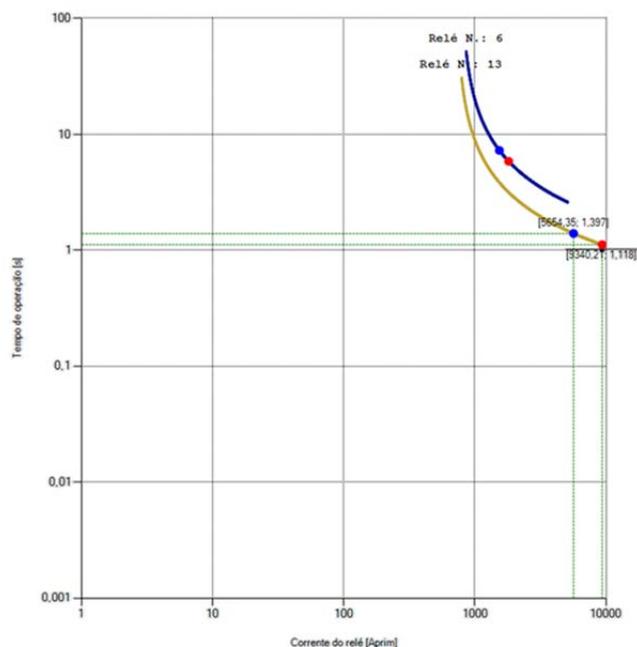


Figura 5. Coordenograma da proteção de fase: relés R13 e R6.

Tabela II. Ajustes de fase dos relés R13 e R6.

Relé	Ipk_prim (A)	TMS	TC	Curva
R13 (principal)	720	0,42	600/5A	IEC Normal Inversa
R6 (retaguarda)	780	0,71	600/1A	IEC Normal Inversa

2) Proteção de neutro

O mesmo par de relés analisado para a proteção de fase é apresentado a seguir para a proteção de neutro. O modelo do

relé principal (R16) para a proteção de neutro é o RET670, também de fabricação ABB. Para o relé e retaguarda (R13), o modelo permanece igual ao apresentado para a proteção de fase.

A Fig. 6 apresenta o coordenograma com os dois relés. De acordo com os resultados, para um curto-circuito fase-terra do tipo *close-in*, o relé R16 mede 8425,39A ao passo que o relé R13, mede 2563,55A. Nessas condições, o intervalo de tempo de coordenação entre eles é de 634 ms, comprovando que os mesmos estão coordenados. Para um curto-circuito fase-terra na barra remota, R16 mede 1791,29A; R13 mede 570,97A, e o intervalo de coordenação é de 1,47 segundos, mostrando também que ambos os relés estão coordenados. A Tabela III apresenta os ajustes calculados pela ferramenta computacional.

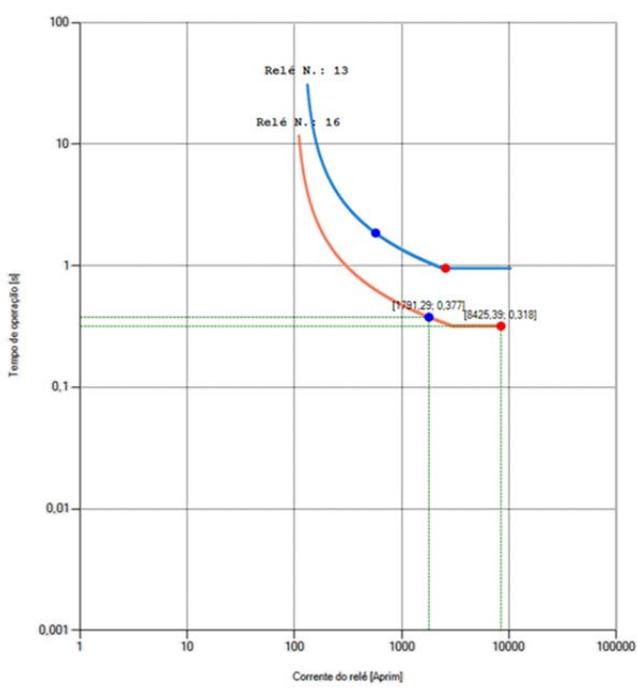


Figura 6. Coordenograma da proteção de neutro: relés R16 e R13.

Tabela III. Ajustes de neutro dos relés R16 e R13.

Relé	I _{pk_prim} (A)	TMS	TC	Curva
R16 (principal)	100	0,16	400/5A	IEC Normal Inversa
R13 (retaguarda)	120	0,42	600/5A	IEC Normal Inversa

De maneira semelhante ao que foi feito anteriormente, será analisada a coordenação entre os relés R13 e R6, sendo este elemento de retaguarda daquele. Neste caso, o modelo do relé R6 é RET670, de fabricação da ABB.

A Fig. 7 apresenta o coordenograma com as curvas dos relés R13 e R6. Para um curto-circuito fase-terra do tipo *close-in*, o relé R13 mede 10255,5A ao passo que o relé R6, mede 359,77A. Nessas condições, o intervalo de tempo de coordenação entre eles é de 2,43 segundos, comprovando que os mesmos estão coordenados. Para um curto-circuito fase-terra na barra remota, R13 mede 5516,75A; R6 mede 217,36A. Para este relé, o método selecionou um ajuste de corrente de *pick-up* igual a 198A. A curva do relé se inicia

em 110% do valor da corrente de *pick-up* (217,8A), logo o tempo de atuação do relé para a corrente de falta na barra remota é muito grande. De qualquer forma, os relés R13 e R6 permanecem coordenados entre si, mesmo as curvas se cruzando, tal como ilustra a Fig. 7. Neste caso, este cruzamento não é um problema, pois as correntes que circulam pelos relés para as diferentes condições de falta são muito distintas, garantindo a coordenação.

A Tabela IV apresenta os ajustes calculados pela ferramenta computacional.

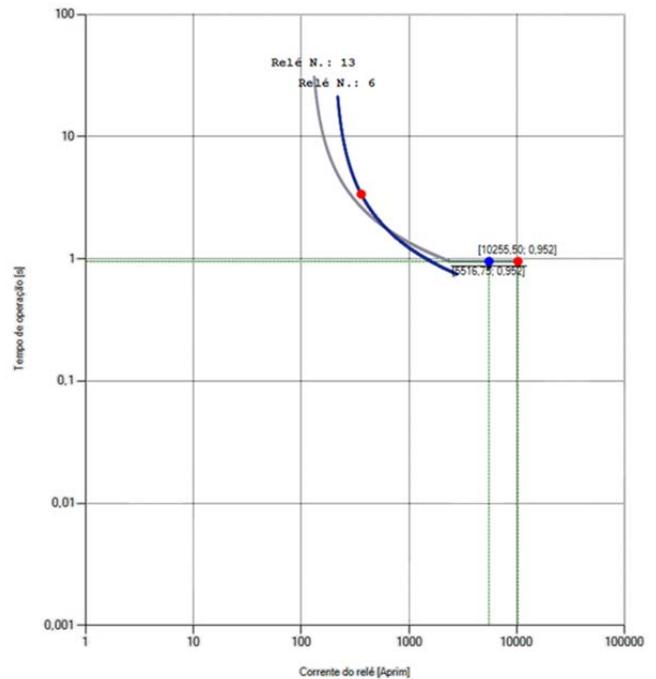


Figura 7. Coordenograma da proteção de neutro: relés R13 e R6.

Tabela IV. Ajustes de neutro dos relés R13 e R6.

Relé	I _{pk_prim} (A)	TMS	TC	Curva
R13 (principal)	120	0,42	600/5A	IEC Normal Inversa
R6 (retaguarda)	198	0,29	600/1A	IEC Normal Inversa

B. Ajustes dos Relés Instantâneos

A definição dos ajustes dos relés instantâneos é responsabilidade do usuário do programa, uma vez que os mesmos não são calculados pelo módulo de otimização. No entanto, o programa CORDSEM fornece todo o suporte necessário para a realização desta tarefa, pois apresenta as principais correntes de falta calculadas para o ajuste do instantâneo e também o usuário pode fazer uma avaliação do ajuste por meio do uso da ferramenta gráfica. Para exemplificar a aplicação do módulo de ajuste do elemento instantâneo, será utilizado o relé R13, que é proteção principal em relação ao relé R6 e, simultaneamente, proteção de retaguarda do relé R16.

A Tabela V mostra as principais correntes de falta que serão empregadas para o ajuste do elemento instantâneo do relé R13.

Tabela V. Correntes de falta medidas por R13.

	Faltas Trifásicas	Faltas Fase-Terra (3I0)
Corrente máxima na barra remota	5654,35A	5516,75A
Corrente máxima a 70% do comprimento da linha	6136,46A	5994A
Corrente mínima <i>close-in</i>	7648,16A	8849,25A
Corrente máxima <i>close-in</i>	9340,21A	10255,5A

Para o ajuste da proteção instantânea, o principal requisito é que a mesma não atue para curtos-circuitos na barra remota, porém atue em caso de faltas do tipo *close-in*.

Para a proteção de fase, analisando a Tabela V, escolheu-se ajustar a proteção instantânea de fase 6800A – isto garante que a proteção atuará para um curto-circuito mínimo do tipo *close-in*, e não atuará para uma falta na barra remota. A Fig. 8 mostra a coordenação de R16 e R13 após a ativação do elemento instantâneo deste. A Fig. 9 mostra a coordenação para os relés R13 e R6.

Analisando as figuras 8 e 9, nota-se que não houve prejuízos na coordenação dos relés. Na Fig. 8 o ponto em vermelho sob a curva do relé R16 indica a máxima corrente para uma falta trifásica do tipo *close-in* que ele mede, ao passo que o ponto vermelho sob a curva do relé R13 indica o valor correspondente que este relé mede, como proteção de retaguarda. Nota-se, portanto, que a coordenação não foi prejudicada.

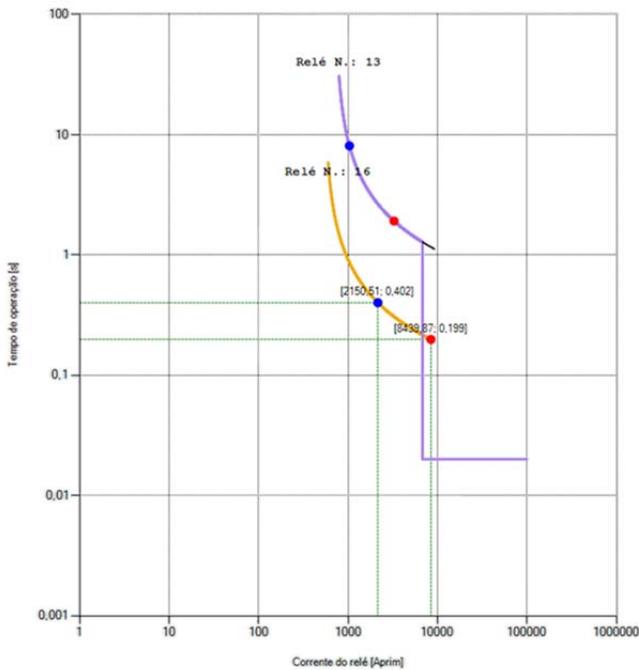


Figura 8. Coordenograma da proteção de fase após a ativação do elemento instantâneo de R13: relés R16 (principal) e R13 (retaguarda).

Em relação à Fig. 9, em que R13 atua como proteção principal, observa-se que o elemento instantâneo deste relé atua para uma falta do tipo *close-in*, aumentando ainda mais o tempo de coordenação com o relé R6. Neste caso, a ativação do elemento instantâneo proporciona o aumento na rapidez de atuação do relé.

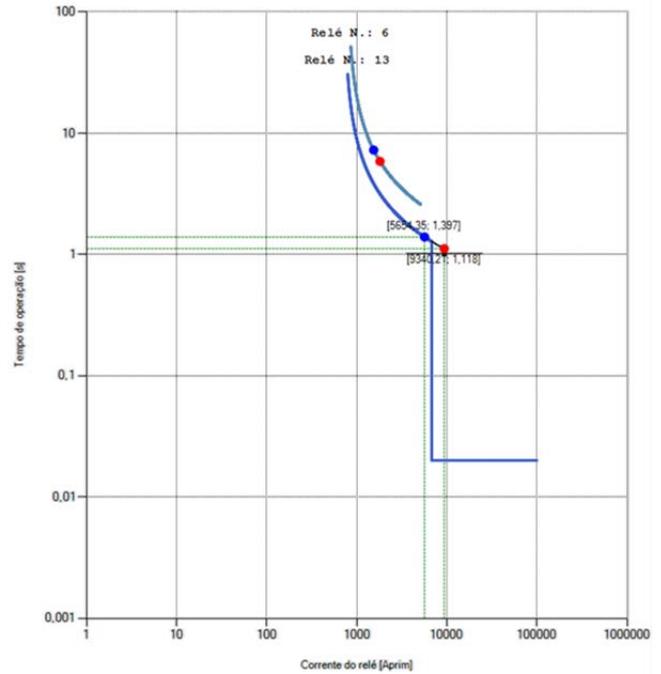


Figura 9. Coordenograma da proteção de fase após a ativação do elemento instantâneo de R13: relés R13 (principal) e R6 (retaguarda).

A análise da atuação instantânea da proteção de neutro é semelhante à de fase. Observando a Tabela V, conclui-se que um ajuste de 6800A também pode ser aplicado de forma a garantir a atuação para o curto-circuito *close-in* mínimo e impedir a atuação da proteção instantânea para uma falta na barra remota. As figuras 10 e 11 são semelhantes às figuras 8 e 9, porém mostram as curvas para a proteção de neutro. Em ambos os casos, mostra-se que a ativação do elemento instantâneo de R13 não causa a perda de coordenação entre os relés envolvidos.

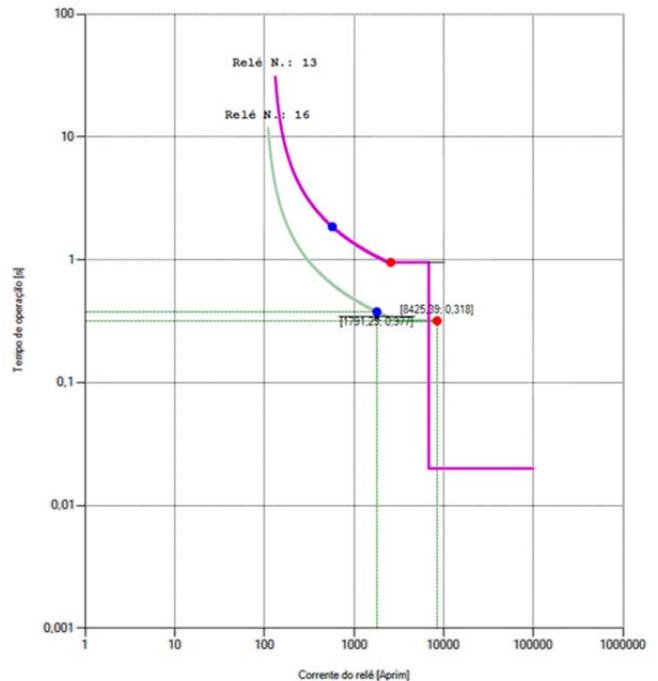


Figura 10. Coordenograma da proteção de neutro após a ativação do elemento instantâneo de R13: relés R16 (principal) e R13 (retaguarda).

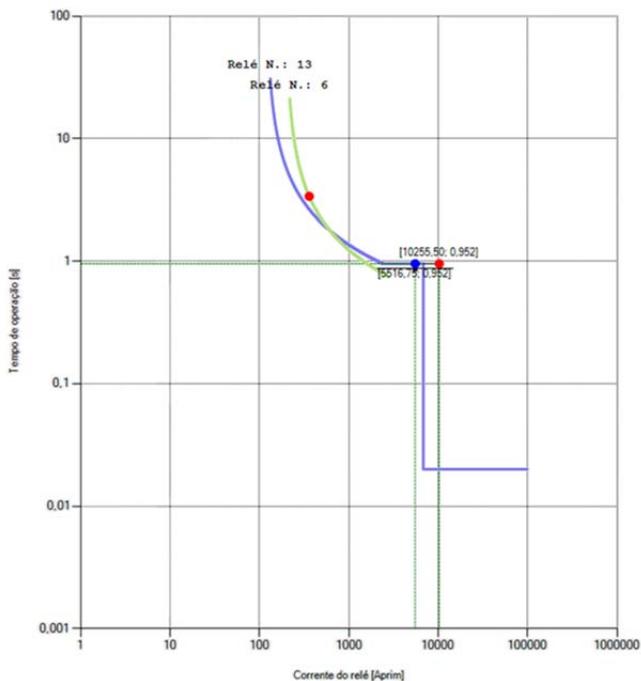


Figura 11. Coordenograma da proteção de neutro após a ativação do elemento instantâneo de R13: relés R13 (principal) e R6 (retaguarda).

IV. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma ferramenta computacional de apoio ao engenheiro de proteção para efetuar a coordenação de relés de sobrecorrente direcionais, a qual foi construída sobre um novo método baseado na técnica EPSO. Dentre as vantagens da metodologia empregada destaca-se o cálculo automatizado das correntes de curto-circuito considerando diferentes condições operativas das linhas de transmissão (abertura e aterramento de circuitos paralelos e duplos), a flexibilidade que o engenheiro de proteção tem de alterar os parâmetros da otimização, a aplicação da técnica EPSO e a execução da coordenação de vários pares de relés simultaneamente. Estas características podem minimizar significativamente o tempo necessário para efetuar e analisar estudos de coordenação de proteção de relés de sobrecorrente direcionais, sobretudo em sistemas de transmissão complexos com várias malhas e vários pares de relés.

Com a aplicação dos resultados deste projeto de P&D na empresa tem-se a expectativa da redução das falhas de atuações dos equipamentos de proteção, com conseqüente aumento da segurança dos trabalhadores envolvidos em áreas energizadas. Há ainda o impacto na qualidade de vida da comunidade, pois com uma melhor coordenação das proteções de sobrecorrente de uma dada região do sistema elétrico, menos pessoas serão afetadas diante de um defeito, devido ao desligamento correto apenas da área afetada.

V. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a CTEEP pelo apoio financeiro do P&D ANEEL 68-20-2011 e aos laboratórios LASEE e LSEE do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da EESC-USP e a equipe do Centro de Sistemas de Energia do INESC-TEC.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] L.G. Hewitson, M. Brown, and R. Balakrishnan, *Practical Power Systems Protection*. Elsevier – Newnes, 2004.
- [2] P. M. Anderson, *Power System Protection*. New York: McGraw-Hill, 1999.
- [3] D. S. Nair, S. Reshma, "Optimal Coordination of Protective Relays," in *Proc. 2013 International Conference on Power, Energy and Control*, pp. 239-244.
- [4] J. Sadeh, V. Amintojjar, M. Bashir, "Optimal Coordination of Overcurrent and Distance Relays with Hybrid Genetic Algorithm," in *2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, pp. 1-5.
- [5] J. Sadeh, V. Amintojjar, M. Bashir, "Coordination of Overcurrent and Distance Relays Using Hybrid Particle Swarm Optimization," in *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, v. 2, pp. 1130-1134.
- [6] V. Miranda and N. Fonseca, "EPSO – Evolutionary Particle Swarm Optimization, a new algorithm with applications in power systems". in: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002. Asia Pacific: 2002*, v. 2, pp. 745 – 750.
- [7] H. Leite, J. Barros, V. Miranda, "The evolutionary algorithm EPSO to coordinate directional overcurrent relays". In: *10th IET International Conference on Development in Power System Protection*, Manchester, 2010, pp.1-5.
- [8] Centro de pesquisas de energia elétrica (CEPEL). *Anafas – Análise de faltas simultâneas v6.3: Manual do usuário*. Rio de Janeiro, CEPEL, 2011.
- [9] CAPE – Computer-Aided Protection Engineering. Electrocon International Incorporated. Disponível em <http://www.electrocon.com>. Acesso em 25 de fevereiro de 2015.