

# Novo Modelo para Obtenção do Ajuste Ótimo de Proteção de Sobrecorrente em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Felipe B. B. Rolim\*, Fernanda C. L. Trindade\*, Marcos J. Rider\*

\*Departamento de Sistemas e Energia, Faculdade de Eng. Elétrica e de Computação,  
Universidade Estadual de Campinas  
Av. Albert Einstein, 400, Cidade Universitária 'Zeferino Vaz', 13083-852, Campinas, SP, Brasil  
(e-mail: {fbayma, fernanda, mjrider}@dsee.fee.unicamp.br).

**Abstract:** Electric power distribution systems have been submitted to major changes related to the integration of new technologies such as distributed generators, electric vehicles, energy storage systems, smart meters, and digital protection equipment. Currently, technological advances related to the digital protection equipment, such as a high sampling rate and the capability of communication and remote readjustments have allowed greater flexibility, reliability, and better performance. These features enable the development of new specialized protection and interruption management schemes, such as adaptive protection. Therefore, this manuscript proposes the development of a new methodology based on mixed integer linear programming to obtain the optimal adjustment for phase and neutral overcurrent protection that can be applied to adaptive protection schemes. Thus, by applying linearization and multi-objective optimization techniques, the optimal time constant and curve characteristic for each equipment is obtained according to the system operation. The methodology is analyzed in different operation scenarios of a real Brazilian distribution network.

**Resumo:** Os sistemas de distribuição de energia elétrica têm sido submetidos a importantes alterações relacionadas à integração de novas tecnologias, como geradores distribuídos, veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia, medidores inteligentes de faturamento, e equipamentos de proteção digitais. Atualmente, os avanços tecnológicos relacionados a equipamentos digitais de proteção, como capacidade de comunicação e reajustes remotos, e elevada taxa de amostragem, têm permitido maior flexibilidade, confiabilidade, e melhor desempenho. Estas características permitem o desenvolvimento de novos esquemas especializados para a proteção e o gerenciamento de interrupções, como a proteção adaptativa. Neste contexto, este artigo propõe um novo modelo de programação linear inteira mista para obter o ajuste ótimo da proteção de sobrecorrente de fase e de neutro, que pode ser empregado em esquemas de proteção adaptativa. Desta forma, aplicando técnicas de linearização e otimização multi-objetivo, são obtidos os valores ótimos para a constante de tempo de cada equipamento e a melhor característica da curva a ser adotada de acordo com a configuração do sistema. A metodologia proposta é avaliada em diversos cenários de operação de uma rede real brasileira de distribuição.

**Keywords:** Distributed generators; electric power distribution systems; mixed integer linear programming; optimization technique; protection equipment.

**Palavras-chave:** Equipamentos de proteção; geradores distribuídos; programação linear inteira mista; sistemas de distribuição de energia elétrica; técnica de otimização.

## NOMENCLATURA

			função de proteção	
Conjuntos:		$I_{inst}^{equip,func}$	Corrente de atuação instantânea para cada equipamento e função de proteção	A
M	Cenário de correntes de falta trifásicas e bifásicas	-		
X	Cenário de correntes de falta monofásicas	-	$I_{min}^{equip,func}$	A
J	Subconjunto de X, que possui todos os cenários que envolvem a menor família de fusível	-	$\alpha_{caract}^{equip,func}$ , $\beta_{caract}^{equip,func}$	-
R	Conjunto de todos os religadores presentes na rede	-	T	s
R', $r$	Conjunto de todos os religadores a jusante do religador r	-	Variáveis:	
Parâmetros:			$t_{cenar}^{equip,func}$	s
$I_{cenar}^{equip,func}$	Corrente de falta em cada equipamento, de acordo com cada cenário e função de proteção	A	$dial^{equip,func}$	-
$I_{cenar}^f$	Corrente de falta para um fusível f em um cenário	A	$n^{equip,func}$	-
$I_{pick-up}^{equip,func}$	Corrente de pick-up para cada equipamento e	A		

$\omega_{caract}^{equip,func}$	Variável binária que define a característica da curva IEC a ser aplicada
$A_r^{rel,n,f}$	Área que define a diferença de carga elétrica entre a curva temporizada do religador e o fusível
$A_r^{rel,rap,n,f}$	Área que define a diferença de carga elétrica entre a curva rápida do religador e o fusível
Índices:	
$equip$	Índice sobrescrito que indica o equipamento { $d$ (relé de sobrecorrente), $rel$ (religador)}
$r, r'$	Índice subscrito que indica o religador em análise e os a jusante, respectivamente
$f$	Fusível
$func, rap$	Função de proteção { $p$ (fase), $n$ (neutro)} e atuação rápida, respectivamente
$m, x, j$	Cenários de corrente de falta
$caract$	Características de curvas IEC { $NI$ (Normal Inversa), $MI$ (Muito Inversa), $EI$ (Extremamente Inversa)} ou $TD$ (Tempo Definido)

## 1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica têm sido submetidos a importantes alterações relacionadas à integração de novas tecnologias como, por exemplo, geradores distribuídos (GDs), veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia, medidores inteligentes de faturamento, e equipamentos de proteção digitais. Este cenário promove um crescimento da quantidade de dados advindos do sistema, o que possibilita a adoção de melhores práticas de proteção e controle das redes de distribuição. Contudo, também é acompanhado de maior complexidade de operação e planejamento desses sistemas. A conexão de GDs nos sistemas de distribuição, por exemplo, gera preocupações relacionadas à ocorrência de ilhamentos, sobretensões sustentadas, correntes de curto-circuito maiores que a capacidade de interrupção dos equipamentos, e perdas de coordenação e seletividade (Arritt et al. (2015)). Outra mudança importante é a reconfiguração da rede, na qual alimentadores próximos permitem o remanejamento de cargas entre eles. Esta manobra provoca a mudança da topologia e da característica de demanda em relação à configuração original dos sistemas envolvidos. Portanto, alterações como as exemplificadas afetam diretamente o sistema de proteção e requerem estudos para possíveis mudanças nos ajustes dos equipamentos.

Entre as novas tecnologias dedicadas à proteção e ao gerenciamento de interrupções, destacam-se os indicadores de falta, relés digitais microprocessados, e religadores com função de localização de faltas. Essas tecnologias representam maior flexibilidade e desempenho operacional, custo razoável, capacidade de comunicação, além de permitirem a realização de ajustes em tempo real ou quase real (Soares et al. (2008); Voima et al. (2014); SEL (2019)). Tais características possibilitam a integração de diversas funções em um único dispositivo, além do desenvolvimento de novos esquemas especializados de proteção e gerenciamento de interrupções. Entretanto, na maioria dos casos, as funcionalidades dos equipamentos digitais não são totalmente exploradas, por exemplo, é comum que relés digitais ainda sejam utilizados reproduzindo o comportamento dos relés eletromecânicos ou que equipamentos com capacidade de transferência de dados não

estejam integrados a uma rede de comunicação. Com a necessidade de práticas mais eficientes de proteção e gerenciamento de interrupções, assim como o crescente uso dos dispositivos digitais, a proteção adaptativa torna-se uma solução conveniente para as concessionárias, integrando o que vem sendo chamado de *gerenciamento ativo de sistemas de distribuição*. A proteção adaptativa objetiva fazer automaticamente ajustes nos parâmetros dos equipamentos de proteção a fim de proporcionar melhor coordenação e seletividade, adaptando-se às condições atuais do sistema (Horowitz et al. (2008)).

Entre as metodologias de tomada de decisão viáveis de se utilizar para constituir o esquema de proteção adaptativa, as técnicas de otimização se destacam por apresentarem razoável rapidez na convergência para uma solução viável. Dentre as opções de técnicas de otimização consolidadas, pode-se destacar o algoritmo genético (AG). Este é um importante método computacional de algoritmo evolutivo, baseado na seleção natural e evolução das espécies, usualmente aplicado para resolver problemas não lineares (Bittencourt et al. (2009)). So et al. (1997) e Marcolino et al. (2015) propõem o uso de AG para coordenar a operação de relés de sobrecorrente minimizando o tempo de atuação destes equipamentos. Porém, considerando o modo de operação das redes de distribuição, geralmente o problema pode ser linearizado. Desta forma, Ojaghi et al. (2013) sugere um modelo de programação linear para realizar o cálculo dos ajustes dos relés de proteção. Entretanto, não é analisada a coordenação e seletividade entre os equipamentos ajustáveis (e.g., relé de sobrecorrente do disjuntor e religador) e os fusíveis. Neste cenário, é proposto um novo modelo de programação linear inteira mista para obter o ajuste ótimo da proteção de sobrecorrente de fase e de neutro. A solução proporciona coordenação e seletividade entre todos os equipamentos de proteção para a maior faixa possível de correntes de falta. Além disso, viabiliza o cálculo automático dos ajustes de proteção podendo ser empregada em um esquema de proteção adaptativa.

O artigo está organizado como segue: a Seção 2 apresenta o modelo proposto e a metodologia empregada para avaliação do modelo. Na Seção 3, são realizados estudos de caso para se verificar a eficácia do uso do modelo, e a Seção 4 conclui o artigo baseado nas análises feitas.

## 2. NOVO MODELO PARA A OTIMIZAÇÃO DO AJUSTE DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

Usualmente, o sistema de proteção para redes de distribuição é dividido em duas funções principais: proteção de sobrecorrente de *fase* e proteção de sobrecorrente de *neutro*. Além disso, apesar de os equipamentos de proteção (e.g., relés) possuírem ambas as funções, estas são independentemente parametrizadas (CPFL (2016)). Consequentemente, o problema de parametrização dos relés de sobrecorrente é dividido em dois, parametrização de fase e de neutro. Baseado nas regras de coordenação e seletividade definidas em CPFL (2016), que emprega a filosofia “salva fusível” sempre que possível, e nas limitações digitais de representação numérica da constante de tempo (*dial*) (SEL (2017)), um modelo de programação linear inteira mista é proposto para a proteção de sobrecorrente de fase e um

modelo multi-objetivo é sugerido para a proteção de sobrecorrente de neutro. A diferença entre as formulações para as funções de proteção está relacionada à dificuldade de promover coordenação e seletividade entre os fusíveis e os equipamentos ajustáveis para a função de neutro.

### 2.1 Modelo de Programação Linear Inteira Mista para a Proteção de Sobrecorrente de Fase

De acordo com manuais de proteção de concessionárias brasileiras, o tempo de atuação dos equipamentos ajustáveis são definidos em sua maioria pela *International Electrotechnical Commission* (IEC). Assumindo esta formulação para o tempo de atuação dos equipamentos ajustáveis, a corrente de *pick-up* e de atuação instantânea devem ser definidas para cada equipamento segundo o estudo de curto-circuito e a máxima corrente de carga (CPFL (2016)). Portanto, considerando que o sistema de proteção deve isolar a falta o mais rápido possível, a função objetivo para a proteção de sobrecorrente de fase visa minimizar a soma de todos os tempos de atuação dos equipamentos ajustáveis como descrito em (1).

$$\min \sum_{\forall m \in M} \left( t_m^{d,p} + \sum_{\forall r \in R} t_{m,r}^{rel,p} \right) \quad (1)$$

Entretanto, as restrições de coordenação e seletividade entre os equipamentos devem ser satisfeitas. Em (2) e (3) são apresentadas as condições para se estabelecer coordenação entre o relé de sobrecorrente e os religadores, e seletividade entre os religadores, respectivamente, para a atuação temporizada.

$$0,9 \cdot t_m^{d,p} - 1,1 \cdot t_{m,r}^{rel,p} \geq 0,2 \quad \forall m \in M, r \in R \quad (2)$$

$$0,9 \cdot t_{m,r}^{rel,p} - 1,1 \cdot t_{m,r'}^{rel,p} \geq 0,2 \quad \forall m \in M, r \in R, r' \in R' \quad (3)$$

A coordenação e a seletividade entre os equipamentos ajustáveis e os fusíveis são garantidas por (4) e (5). Além disso, o comportamento discreto do *dial* para o ajuste do relé de sobrecorrente e do religador é definido em (6) e (7).

$$0,75 \cdot t_m^{d,p} \geq t_m^f \quad \forall m \in M \quad (4)$$

$$t_{m,r}^{rel,p} \geq t_m^f \quad \forall m \in M, r \in R \quad (5)$$

$$dial^{equip,p} = n^{equip,p} \cdot 0,01 \quad (6)$$

$$0,02 \leq dial^{equip,p} \leq 15 \quad (7)$$

Um importante fenômeno que o sistema de proteção deve permitir por até 100 ms é o fluxo da corrente de energização do sistema, conhecida como corrente de *inrush* (CPFL (2016)). Assim, os equipamentos devem satisfazer este critério ao serem parametrizados. Em relação à atuação rápida do religador, que objetiva evitar a interrupção permanente do fornecimento de energia para faltas temporárias, para a proteção de fase é exigida a seletividade com os fusíveis, devido à dificuldade de satisfazer o critério da corrente de *inrush*. Por fim, o tempo de atuação dos equipamentos ajustáveis definido pelo IEC é apresentado em (8). Porém, é necessário escolher a característica da curva que mais se adequa ao sistema em análise. Neste contexto, (9) e (10) são utilizadas para que o algoritmo desenvolvido também defina que tipo de curva deve ser aplicada a cada equipamento ajustável.

$$t_{m,caract}^{equip,p} = \frac{\alpha^{equip,p} \cdot dial^{equip,p}}{\left( \frac{I_m^{equip,p}}{I_{pick-up}^{equip,p}} \right)^{\beta^{equip,p}}} - 1 \quad \forall m \in M \quad (8)$$

$$t_m^{equip,p} = t_{m,NI}^{equip,p} \cdot \omega_{NI}^{equip,p} + t_{m,MI}^{equip,p} \cdot \omega_{MI}^{equip,p} + t_{m,EI}^{equip,p} \cdot \omega_{EI}^{equip,p} \quad \forall m \in M \quad (9)$$

$$\omega_{NI}^{equip,p} + \omega_{MI}^{equip,p} + \omega_{EI}^{equip,p} = 1 \quad (10)$$

Contudo, (9) torna o problema não linear, pois introduz uma multiplicação de duas variáveis. Para restaurar a característica linear do problema, o método de formulação disjuntiva é aplicado (Srinivas et al. (2019)). Neste método, o comportamento não linear apresentado em (9) é modelado através de desigualdades como exemplificado em (11) a (13). Portanto, utilizando o método de linearização, a formulação para a proteção de sobrecorrente de fase obtém o valor ótimo global para o *dial* de cada equipamento e a melhor característica IEC para as respectivas curvas. Logo, garante-se o menor tempo de atuação dos equipamentos ajustáveis, respeitando os critérios de coordenação e seletividade.

$$t_{m,caract}^{equip,p} = t_{m,caract}^{equip,p} \cdot \omega_{caract}^{equip,p} \quad \forall m \in M \quad (11)$$

$$0 \leq t_{m,caract}^{equip,p} \leq T \cdot \omega_{caract}^{equip,p} \quad \forall m \in M \quad (12)$$

$$0 \leq \left[ \frac{\alpha^{equip,p} \cdot dial^{equip,p}}{\left( \frac{I_m^{equip,p}}{I_{pick-up}^{equip,p}} \right)^{\beta^{equip,p}}} - 1 \right] - t_{m,caract}^{equip,p} \leq T \cdot (1 - \omega_{caract}^{equip,p}) \quad (13)$$

$$\forall m \in M$$

### 2.2 Modelo Multi-objetivo da Proteção de Sobrecorrente de Neutro

Similar ao desenvolvimento apresentado anteriormente, a formulação da proteção de sobrecorrente de neutro tem como objetivo minimizar o tempo de atuação dos equipamentos ajustáveis respeitando os critérios de coordenação e seletividade entre os elementos. Entretanto, devido à corrente que flui pelo neutro ser semelhante à corrente que passa pelos fusíveis para faltas monofásicas, estabelecer a coordenação e seletividade do relé de sobrecorrente e dos religadores com todos os fusíveis presentes na rede para toda a faixa de corrente de falta é, geralmente, prejudicial para o tempo de atuação dos equipamentos.

Neste caso, é criado uma variável que representa a diferença de carga elétrica entre a menor família de fusível e o religador com atuação mais rápida presentes na rede para a faixa de corrente de falta considerada. Exemplificando este processo, a Fig. 1 representa no plano logaritmo o valor calculado para esta variável, caracterizada por uma área. Logo, é criado um segundo objetivo para o problema de parametrização da função temporizada de neutro, que é maximizar a área entre as curvas de atuação dos equipamentos. Isto é representado em (14) e (15). Este novo objetivo está em contraste com a minimização do tempo de atuação, pois requer o crescimento dos valores adotados para o *dial*. Este contraste possibilita a utilização de técnicas de

otimização multi-objetivo. O benefício do crescimento desta área advém da expansão da faixa de valores de corrente de falta que possuem seletividade com os fusíveis.

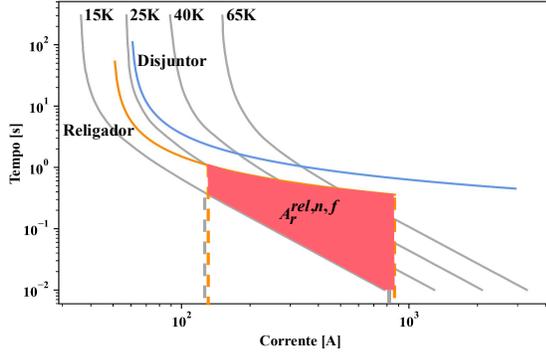


Fig. 1 Representação da diferença de carga elétrica entre o fusível 15K e o religador.

$$\max A_r^{rel,n,f} \quad (14)$$

$$A_r^{rel,n,f} = \sum_{\forall j \in J-1} \left[ t_{j,j+1,r}^{rel,n} \cdot (I_{j+1,r}^{rel,n} - I_{j,r}^{rel,n}) - t_{j,j+1}^f \cdot (I_{j+1}^f - I_j^f) \right] \quad (15)$$

$$\therefore J = \left\{ X \mid \underline{I}_r^{rel,n} \leq I_{x,r}^{rel,n} \leq I_{inst,r}^{rel,n} \right\}$$

Através da metodologia de  $\epsilon$ -constraints o problema multi-objetivo é resolvido e se obtém a fronteira ótima de Pareto (Huang et al. (2014)). Esta curva auxilia o operador a escolher a solução que mais se adequa ao sistema, garantindo a máxima coordenação e seletividade possível para cada cenário. Em relação à parametrização da atuação rápida para a proteção de sobrecorrente de neutro dos religadores, devido ao sistema geralmente apresentar dificuldades para estabelecer coordenação com os fusíveis, uma estratégia independente de cálculo da diferença de carga elétrica entre as curvas de atuação é adotada. Neste caso, o objetivo de maximizar a área promove uma tendência de diminuição do *dial* assumido pela função de proteção de atuação rápida. Em (16) é apresentada a área a ser maximizada pelo algoritmo.

$$A_r^{rel,rap,n,f} = \sum_{\forall j \in J-1} \left[ t_{j,j+1}^f \cdot (I_{j+1}^f - I_j^f) - t_{j,j+1,r}^{rel,rap,n} \cdot (I_{j+1,r}^{rel,n} - I_{j,r}^{rel,n}) \right] \quad (16)$$

$$\therefore J = \left\{ X \mid \underline{I}_r^{rel,n} \leq I_{x,r}^{rel,n} \leq I_{inst,r}^{rel,n} \right\}$$

### 2.3 Metodologia Adotada para Avaliação do Modelo Proposto

A metodologia adotada para avaliação do modelo proposto consiste em simular dois tipos de falta para a parametrização da função de proteção de fase, faltas trifásicas e bifásicas, e faltas monofásicas para o cálculo dos ajustes da função de proteção de neutro. Além disso, de acordo com CPFL (2016) os curtos-circuitos que envolvem mais de uma fase são simulados com impedância de falta de  $0 \Omega$ . Porém, para as faltas monofásicas são analisados os valores de corrente de curto-circuito para uma faixa de impedância de  $0$  a  $40 \Omega$ . Em todos os casos estudados, são simuladas faltas nos pontos extremos da zona de proteção de cada equipamento presente na rede. Ao fim do estudo de curto-circuito na rede, os resultados são entregues ao modelo de otimização e os ajustes

de proteção são calculados para a situação em estudo de operação da rede. A Fig. 2 resume todo o processo descrito anteriormente.

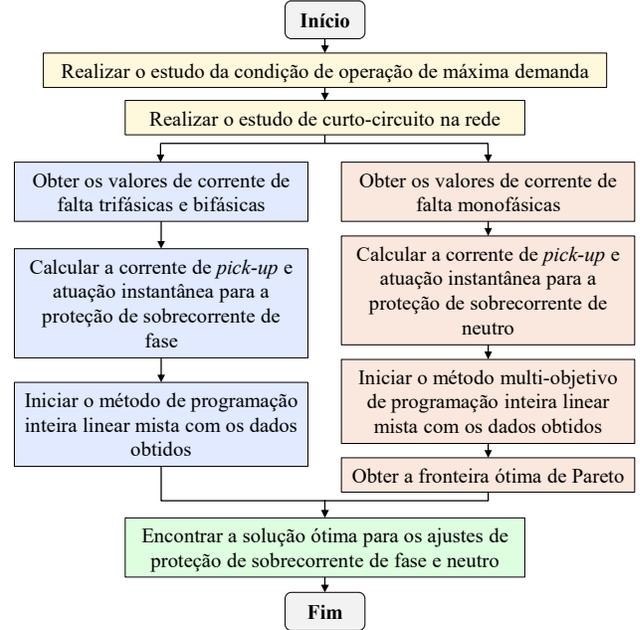


Fig. 2 Fluxograma da metodologia proposta.

O estudo de curto-circuito é realizado utilizando-se o software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) (EPRI (2019)). Desta forma, são utilizados dados adquiridos da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), disponível em e-SIC (2020), para modelar a rede de distribuição e identificar as posições dos elementos de proteção de sobrecorrente no sistema. Em condição de falta, as cargas são modeladas como impedâncias constantes e o valor da corrente assimétrica de curto-circuito é estimado através da multiplicação de um fator de 1,35 para faltas até 3 km da subestação (CPFL (2016)). A linguagem de programação Python é utilizada no programa principal e o pacote de otimização Pyomo (Sandia (2019)), é aplicado para modelar o problema, que é resolvido pelo *solver GNU Linear Programming Solver* (GLPSOL).

### 3. ESTUDOS DE CASO

Para a realização dos estudos de caso, uma rede real brasileira de distribuição é modelada e testes da metodologia proposta são realizados. Este alimentador possui um circuito primário com uma tensão de 11,4 kV; um circuito secundário com uma tensão de 220 V; 141 transformadores de distribuição; e 4.512 cargas. O nível de curto-circuito trifásico e monofásico na subestação é de 159,33 MVA e 162,42 MVA, respectivamente. A razão entre a reatância e a resistência de sequência zero e positiva são, respectivamente, 81,87 e 55,64. Além disso, a rede é capaz de realizar reconfiguração. O alimentador possui um disjuntor na subestação controlado por relé digital de sobrecorrente e um religador aproximadamente a 3 km da subestação. O sistema possui também 33 fusíveis 15K, 6 fusíveis 25K, 3 fusíveis 40K, 2 fusíveis 65K. A Fig. 3 representa o circuito primário do alimentador em estudo. Os ajustes originais aplicados ao relé

de sobrecorrente e ao religador da rede são apresentados na Tabela 1 e na Tabela 2. Os valores das características IEC são definidos em Marcolino et al. (2015).

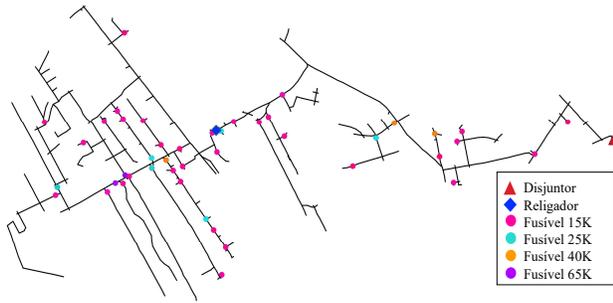


Fig. 3 Circuito primário da rede de distribuição em estudo.

**Tabela 1. Ajustes originais do relé de sobrecorrente.**

	Fase	Neutro
Corrente de <i>pick-up</i> [A]	600	60
<i>Dial</i> [s]	0,10	0,40
Característica da curva	IEC-MI	IEC-MI
Corrente de atuação instantânea [A]	4.800	3.000

**Tabela 2. Ajustes originais do religador.**

Atuação rápida	Fase	Neutro
Corrente de <i>pick-up</i> [A]	340	50
<i>Dial</i> [s]	0,12	0,02
Corrente de atuação instantânea [A]	2.500	900
Atuação temporizada	Fase	Neutro
Corrente de <i>pick-up</i> [A]	340	50
<i>Dial</i> [s]	0,05	0,10
Característica da curva	IEC-MI	IEC-MI
Corrente de atuação instantânea [A]	2.500	900

Como discutido anteriormente, a metodologia obtém uma fronteira ótima de Pareto para cada cenário de simulação. Por exemplo, a Fig. 4 apresenta o resultado para a operação original da rede. Os pontos indicados no gráfico representam os valores a partir dos quais cada família de fusível possui coordenação e seletividade para toda a faixa de correntes de falta. Analisando os fusíveis presentes na rede e o ganho pelo aumento do tempo de atuação, os ajustes escolhidos para a proteção temporizada de neutro são os que garantem a correta operação do sistema de proteção para as condições de curto-circuito com todos os fusíveis de 15K e 25K.

Desta forma, são avaliados 3 casos de operação da rede de distribuição em estudo. Inicialmente, a metodologia proposta é utilizada para parametrizar os equipamentos ajustáveis considerando a configuração original do alimentador, caso 1. Aplicando os valores obtidos pela metodologia e comparando com os ajustes originais são observadas uma diminuição média de 28,54% do tempo de atuação de fase do relé de sobrecorrente e uma elevação média de 3,60% do tempo de atuação de fase do religador. Já o tempo de atuação do neutro do relé de sobrecorrente e do religador possui um aumento médio de 2,64% e 111,23%, respectivamente, por garantir seletividade com os fusíveis de 25K. Posteriormente, é inserido um gerador síncrono trifásico com potência de 5 MVA (modelado com potência constante), fator de potência unitário e conectado a uma distância de 1,5 km da subestação (a montante do religador) através de um transformador  $\Delta$ - $Y_g$ , caso 2. Esta alteração tende a dessensibilizar o relé de

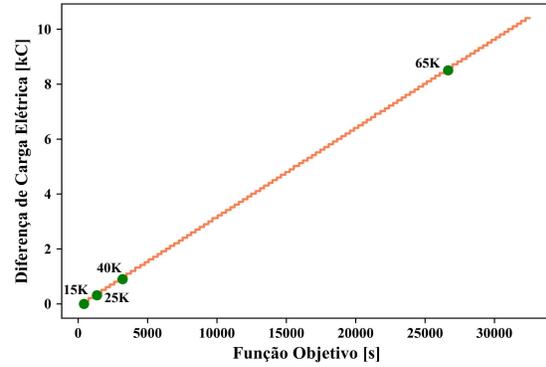


Fig. 4 Fronteira ótima de Pareto para a configuração original do alimentador.

sobrecorrente para detectar as condições de falta, pois provoca uma diminuição da corrente que flui pelo equipamento de proteção da subestação. Portanto, o relé de sobrecorrente requer novos ajustes de fase para garantir a correta operação do sistema neste novo cenário.

Por fim, o caso 3 com reconfiguração é analisado. Este cenário introduz um circuito novo ao alimentador em estudo através da abertura e fechamento de chaves telecomandadas presentes no sistema. A mudança provoca o aumento de 2,1 MVA da demanda máxima na rede e novos fusíveis são introduzidos no alimentador. Então, a metodologia é utilizada para calcular os melhores ajustes para este cenário. Para o alimentador em estudo, é necessário aumentar o tempo de atuação do religador para estabelecer seletividade com os novos fusíveis no sistema. Em todos os casos simulados, os resultados para os ajustes de neutro permanecem iguais, *dial* de 0,25 com IEC-NI para o relé de sobrecorrente e *dial* de 0,14 com IEC-NI para o religador. No caso 2, isto se deve à conexão do transformador que conecta o GD, cuja conexão é  $\Delta$  no lado da rede e  $Y_g$  no lado do GD, resultando em contribuição nula de corrente de sequência zero. A atuação rápida do religador também apresenta resultados constantes para os casos simulados de *dial* 0,1 com tempo definido para fase e *dial* 0,02 com tempo definido para o neutro. Os resultados para os ajustes restantes da função de proteção de fase dos equipamentos são apresentados na Tabela 3.

Atualmente há disponível no mercado indicadores de falta com capacidade de comunicação que viabilizam esquemas de proteção adaptativa. Estes equipamentos podem auxiliar o

**Tabela 3. Ajustes da proteção de fase do relé de sobrecorrente e do religador para os casos simulados.**

	Casos		
	1	2	3
<b>Relé de sobrecorrente</b>			
Corrente de <i>pick-up</i> [A]	567	386	567
<i>Dial</i> [s]	0,09	0,14	0,09
Característica da curva	IEC-MI	IEC-MI	IEC-MI
Corrente de atuação instantânea [A]	4.907	4.907	4.907
<b>Religador</b>			
<i>Atuação temporizada</i>			
Corrente de <i>pick-up</i> [A]	384	388	384
<i>Dial</i> [s]	0,04	0,04	0,05
Característica da curva	IEC-MI	IEC-MI	IEC-EI
Corrente de atuação instantânea [A]	2.595	2.595	2.601

sistema de proteção a estabelecer coordenação e seletividade entre os equipamentos devido a capacidade de se comunicar com tais e intervir na operação do elemento protetor. Eles podem se comunicar em até 6 ms para distâncias de até 6 km (SEL (2019)). Neste contexto, a Fig. 5 apresenta um exemplo no qual o indicador de falta auxilia o religador a estabelecer seletividade com um fusível de 65K presente na rede. O exemplo considera a operação do caso 1 e são utilizados os ajustes obtidos pela metodologia. Observa-se que o tempo de atuação temporizada do religador é de 0,498 s e do fusível é de 0,665 s para uma condição de falta na rede, logo o critério de seletividade não é respeitado. Entretanto, caso seja instalado um indicador de falta que mede a corrente que flui pelo fusível de 65K, este pode detectar a condição de falta e se comunicar em tempo hábil com o religador. Garantindo que a abertura do religador é inibida e o fusível atue, assim respeitando o critério de seletividade entre os equipamentos e minimizando a parcela do circuito com interrupção do fornecimento de energia.

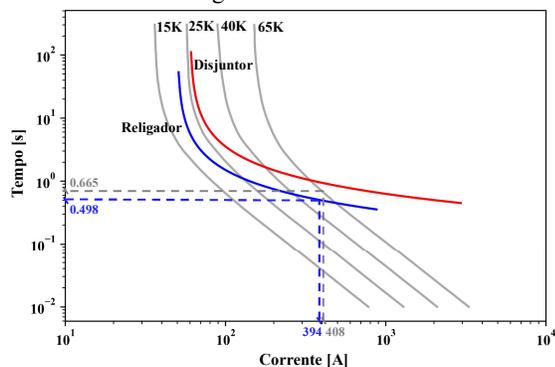


Fig. 5 Exemplo de não seletividade entre o religador e o fusível 65K que pode ser auxiliado pelo indicador de falta.

#### 4. CONCLUSÕES

Este trabalho propôs um novo modelo para ajuste ótimo de proteção de sobrecorrente para sistemas modernos de distribuição de energia elétrica. O modelo objetiva garantir o menor tempo de atuação respeitando critérios de coordenação e seletividade do esquema de proteção. Como próximos passos deste trabalho, o modelo proposto será implementado em um esquema de proteção adaptativa de maneira a obter automaticamente os valores dos ajustes ótimos para cada cenário de operação. Além disso, mostrou-se que o uso de novos equipamentos de proteção, como indicadores de falta com capacidade de comunicação, pode auxiliar na obtenção de melhor eficiência do sistema de proteção.

#### 5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro das agências CAPES, FAPESP Processos no. 2017/20880-6, 2018/20128-5, 2019/1515-6 e CNPq Processo no. 304783/2016-1.

#### 6. REFERÊNCIAS

Arritt, R. F., e Dugan, R. C. (2015). Review of the Impacts of Distributed Generation on Distribution Protection. *2015 IEEE Rural Electric Power Conference*, pp. 69-74. IEEE, Asheville, NC, USA.

- Bittencourt, A. A., Carvalho, M. R. e Rolim, J. G. (2009). Adaptive Strategies in Power Systems Protection Using Artificial Intelligence Techniques. *2009 15<sup>th</sup> International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, pp. 1-6. IEEE, Curitiba, PR, Brasil.
- CPFL Energia (2016). Proteção de Redes Aéreas de Distribuição: Sobrecorrente. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/atendimento-a-consumidores/orientacoes-tecnicas/publicacoes-tecnicas/Paginas/normas-tecnicas.aspx>
- Electric Power Research Institute (2019). Open Distribution System Simulator. EPRI, Palo Alto, Califórnia, USA.
- e-SIC, Acesso à Informação (2020). Sistema Eletrônico do Serviço de Informação ao Cidadão. Disponível em: <https://esic.cgu.gov.br/sistema/site/index.aspx>
- Horowitz, S. H., et al. (2008). System-wide Protection. *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 5, pp. 34-42.
- Huang, H. e Zabinsky, Z. B. (2014). Multiple objective probabilistic branch and bound for Pareto optimal approximation. *Proceedings of the Winter Simulation Conference 2014*, pp. 3916-3927. IEEE, GA, USA.
- Marcolino, M. H., Leite, J. B. e Mantovani, J. R. S. (2015). Optimal Coordination of Overcurrent Directional and Distance Relays in Meshed Networks Using Genetic Algorithm. *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 9, pp. 2975-2982.
- Ojaghi, M., Sudi, Z. e Faiz, J. (2013). Implementation of Full Adaptive Technique to Optimal Coordination of Overcurrent Relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 1, pp. 235-244.
- Sandia National Laboratories (2019). Pyomo. Sandia, Albuquerque, Novo México, USA.
- Schweitzer Engineering Laboratories (2019). Make Your Distribution Protection System Smarter. SEL, Pullman, WA, USA.
- SEL, Schweitzer Engineering Laboratories (2017). SEL-551/SEL-551C Overcurrent and Reclosing Relay. *SEL-551/SEL-551C Data Sheet*.
- So, C. W. et al. (1997). Application of genetic algorithm for overcurrent relay coordination. *Sixth International Conference on Developments in Power System Protection*, pp. 66-69. IEEE, Nottingham, Reino Unido.
- Soares, A. H. M., e Vieira, J. C. M. (2008). Case Study: Adaptive overcurrent protection scheme applied to an industrial plant with cogeneration units. *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, pp. 1-5. IEEE, Chicago, IL, USA.
- Srinivas, S. T. P. e Swarup, K. S. (2019). A New Mixed Integer Linear Programming Formulation for Protection Relay Coordination Using Disjunctive Inequalities. *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 6, no. 2, pp. 104-112.
- Voima, S., Laaksonen, H., e Kauhaniemi, K. (2014). Adaptive Protection Scheme for Smart Grids. *12<sup>th</sup> IET International Conference on Developments in Power System Protection*, pp. 1-6. IET, Copenhagen, Dinamarca.