

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
Escola de Engenharia  
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Mariana Mendes Guimarães

**Coordenação Robusta da Proteção de Redes de Média  
Tensão em Parques Eólicos**

Belo Horizonte

2024

Mariana Mendes Guimarães

# **Coordenação Robusta da Proteção de Redes de Média Tensão em Parques Eólicos**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica

Orientador: Ricardo Hiroshi Caldeira Takahashi

Coorientador: Eduardo Gontijo Carrano

Belo Horizonte

2024

G963c

Guimarães, Mariana Mendes.

Coordenação robusta da proteção de redes de média tensão em parques eólicos [recurso eletrônico] / Mariana Mendes Guimarães. – 2024.

1 recurso online (116 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Ricardo Hiroshi Caldeira Takahashi.

Coorientador: Eduardo Gontijo Carrano.

Tese (doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices e anexos: f. 87-116.

Bibliografia: f. 82-86.

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Parque eólico – Teses. 3. Sistemas elétricos de potência – Teses. 4. Medidores de tensão – Teses. 5. Relés de proteção – Teses. 6. Heurística – Teses. I. Takahashi, Ricardo Hiroshi Caldeira. II. Carrano, Eduardo Gontijo. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
ENGENHARIA - COLEGIADO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

## FOLHA DE APROVAÇÃO

### "COORDENAÇÃO ROBUSTA DA PROTEÇÃO DE REDES DE MÉDIA TENSÃO EM PARQUES EÓLICOS"

#### MARIANA MENDES GUIMARÃES

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica. Aprovada em 10 de junho de 2024. Por:

Prof. Dr. Ricardo Hiroshi Caldeira Takahashi  
DMAT (UFMG) - Orientador

Prof. Dr. Eduardo Gontijo Carrano  
DEE (UFMG) - Coorientador

Prof. Dr. Rodney Rezende Saldanha  
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura  
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Alexandre Cláudio Botazzo Delbem  
Dep. de Sistemas de Computação (USP - São Carlos)

Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza  
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho  
FEEC (UNICAMP)



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Hiroshi Caldeira Takahashi, Professor do Magistério Superior**, em 10/06/2024, às 17:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rodney Rezende Saldanha, Membro de comissão**, em 11/06/2024, às 10:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Eduardo Gontijo Carrano, Professor do Magistério Superior**, em 14/06/2024, às 14:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Walmir de Freitas Filho, Usuário Externo**, em 14/06/2024, às 15:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Benemar Alencar de Souza, Usuário Externo**, em 18/06/2024, às 09:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Wallace do Couto Boaventura, Membro**, em 18/06/2024, às 22:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Claudio Botazzo Delbem, Usuário Externo**, em 10/07/2024, às 15:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufmg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **3290456** e o código CRC **68B9900B**.

---

Ao meu pai (*in memoriam*),  
um incansável admirador de tudo o que eu fazia  
e com quem eu aprendi muito  
sobre tanto.

Às minhas sobrinhas, Isabela e Valentina.  
Vocês podem ser o que quiserem, morequinhos!



# Agradecimentos

Agradeço imensamente à minha família: meus pais, Hélio Nilson (*in memorian*) e Enady, meus irmãos, Alexandre e Leonardo, e minha cunhada, Rachel. Cheguei aqui por um caminho repleto de amor, respeito, incentivo e com vocês na primeira fila.

Ao PPGEE/UFMG e aos professores Ricardo Takahashi e Eduardo Carrano por todo o aprendizado ao longo de cinco anos. À Alupar, pela oportunidade de desenvolver uma tese que alia teoria e prática e, assim, contribuir para o mercado de energia eólica do país.

Ao professor e amigo Joaquim Cunha que plantou em mim a sementinha do mundo acadêmico lá em 2015, obrigada por todas as portas abertas desde então. A todos os alunos que tive ao longo desses anos, o meu eterno carinho. A docência me transformou.

À Claudia Dicker, pela escuta amorosa. Aos meus queridos amigos pela torcida, companhia e pelas risadas; pelos papos sérios e abraços. À corrida de rua, minha válvula de escape responsável por grandes momentos desde 2009. E ao Xumbrega, um parceiro fiel das muitas horas em frente ao computador e com quem aprendo sobre o amor todos os dias.

Ao CNPQ, à CAPES, Fapemig, Alupar Investimento S.A. e suas empresas (Transmissora Matogrossense de Energia S.A. - TME, Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. - ETES, Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. - ETVG, Ferreira Gomes Energia S.A. - FGE, Foz do Rio Claro Energia S.A. - FOZ, e Ijuí Energia S.A. - IJUI), muito obrigada pelo apoio financeiro.

... *'Se eu tivesse mais alma pra dar  
Eu daria, isso pra mim é viver.'*  
(Caetano Veloso; Djavan)

# Resumo

Mesmo bem dimensionado, todo SEP (Sistema Elétrico de Potência) está sujeito a sofrer falhas que devem ser rapidamente extinguidas pelo sistema de proteção. Um sistema de proteção é considerado eficiente quando é capaz de detectar pequenas alterações na corrente (sensibilidade), desconectar a menor área possível da rede (seletividade), operar sistematicamente somente quando necessário e, além disso, no menor tempo possível (agilidade). A coordenação do sistema consiste em definir ajustes adequados para os relés para que toda a proteção da rede funcione corretamente. O objetivo deste trabalho é apresentar soluções robustas para o problema de coordenação de relés de sobrecorrente em Redes de Média Tensão Dinâmicas. Um novo modelo matemático foi desenvolvido com a inclusão das variáveis de decisão  $\beta$  e  $\gamma$ , que definem os valores da curva características de cada dispositivo, e de novas restrições relacionadas ao tempo máximo de atuação permitido para os relés. Além disso, uma nova função objetivo é apresentada, com a inclusão de dois termos que minimizam o tempo de atuação dos relés de retaguarda e as violações no tempo máximo de atuação permitido para cada relé primário. A ferramenta híbrida proposta integra o algoritmo Evolução Diferencial com a Programação Linear e um operador de arredondamento inteligente para atender a dois objetivos: minimizar o tempo de atuação dos relés e maximizar a robustez da proteção em cenários com alterações topológicas oriundas de desconexões das linhas provocadas por uma, duas ou três faltas simultâneas. Os experimentos foram realizados para coordenação dos relés instalados no Complexo Eólico de Aracati, da Companhia Alupar, no estado do Ceará. A partir do sistema real, em operação, foram submetidos à otimização onze cenários que se diferenciam por características relacionadas às curvas características, à função objetivo e às condições de falta. Os resultados indicam um bom desempenho da ferramenta e das implementações realizadas no modelo matemático. Soluções que consideram os parâmetros de tempo inverso como variável conseguiram desempenhos 60% melhores do que aquelas em que a curva normalmente inversa é parâmetro para a coordenação. A inclusão dos tempos de atuação dos relés de retaguarda se mostrou muito importante à medida que o número de pares primário/retaguarda é muito superior ao número de relés. As reduções chegaram a 97% quando comparada ao modelo que não inclui esses tempos na função objetivo. Na coordenação robusta, a energia não suprida foi reduzida em até 70%, quantidade capaz de abastecer 104 residências brasileiras por um mês. Novos estudos estão em desenvolvimento para assegurar a escalabilidade da ferramenta de coordenação e para ampliar o escopo do problema também para usinas eólicas *offshore*.

Palavras-chave: sistema elétrico de potência; redes de média tensão; relés de sobrecorrente; relés de sobrecorrente direcionais; heurística matemática; otimização; coordenação robusta.

# Abstract

Relay protection coordination is the process of selecting and arranging protective relays to restrict the effects of abnormal conditions in power electrical systems. The most economically viable way to detect them and minimize their damage is by installing protection devices. The protection function is efficient when detecting even small changes in the current (sensitivity), disconnecting the smallest possible area from the network (selectivity), and operating systematically when necessary. In addition, the whole process must take place in the shortest possible time (agility). Therefore, each relay should act quickly and keep coordinating well with other devices on the network. This study aims to find robust solutions for the overcurrent relay coordination problem in Dynamic Medium-Voltage Networks. A new nonlinear mathematical model is presented. Its novelty consists of considering the characteristic curves of relays as a variable and including new constraints and penalties in the objective functions related to the operating maximum time allowed. Furthermore, a new objective function is presented, including two terms that minimize the actuation time of the backup relays and violations in the maximum actuation time allowed for each primary relay. The proposed hybrid tool integrates the Differential Evolution algorithm with Linear Programming and an intelligent rounding operator to achieve two objectives: minimizing relay actuation time and maximizing the robustness of protection in scenarios with topological changes arising from line disconnections caused by one, two, or three simultaneous faults. The experiments were carried out to coordinate the relays installed at the Aracati Wind Complex, owned by Companhia Alupar, in the state of Ceará. From the real system, in operation, eleven scenarios were subjected to optimization, which differed by characteristics related to the characteristic curves, the objective function, and the fault conditions. The results indicate a good performance of the tool and the implementations carried out in the mathematical model. Solutions that consider inverse time parameters as variables achieved 60% better performance than those in which the normally inverse curve is a parameter for coordination. The inclusion of backup relay actuation times proved to be very important as the number of primary/backup pairs is much higher than the number of relays. The reductions reached 97% when compared to the model that does not include these times in the objective function. In robust coordination, the energy not supplied was reduced by up to 70%, which indicates the robustness of the solution found. This reduction would be capable of supplying 104 households. New studies are under development to ensure the scalability of the coordination tool and to expand the scope of the problem also to *offshore* wind plants.

Keywords: electric power system; medium voltage network; overcurrent relays; directional overcurrent relays; heuristic; optimization; robust coordination.

# Lista de abreviaturas e siglas

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
DE	<i>Differential evolution metaheuristic</i>
DFS	<i>Discrete Feasible Solution algorithm</i>
EIT	<i>Extremely Inverse Time Curve</i>
ENS	Energia não suprida
FC	Fator de Capacidade eólico
FO	Função Objetivo
GA	<i>Genetic Algorithm</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ILS	<i>Iterated Local Search</i>
I <sub>p</sub>	Corrente de <i>pickup</i>
ITC	Intervalo de Tempo de Coordenação
LP	<i>Linear Programming</i>
MC	Múltiplo de Corrente
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
RDS	Relé Direcional Sobrecorrente
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIT	<i>Standard Inverse Time Curve</i>
SR	<i>Smart Round algorithm</i>
TMS	<i>Time Multiplier Setting</i>
VIT	<i>Very Inverse Time Curve</i>

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>13</b>
1.1	Objetivos	18
1.2	Contribuições	18
1.3	Estrutura do Texto	20
<b>2</b>	<b>Referencial teórico</b>	<b>21</b>
2.1	Proteção de Sistemas Elétricos	21
2.2	Coordenação dos relés de sobrecorrente	25
2.3	Metaheurística Evolução Diferencial	26
<b>3</b>	<b>Trabalhos relacionados</b>	<b>29</b>
<b>4</b>	<b>Modelo matemático aprimorado</b>	<b>33</b>
4.1	Modelo Base	33
4.2	Modelo Aprimorado	34
4.2.1	Nova restrição: tempo máximo de atuação dos relés primários	34
4.2.2	Nova variável: curva de tempo inverso	34
4.2.3	Novo termo na FO: tempo de atuação dos relés de retaguarda	35
4.2.4	Modelo bi-objetivo	37
<b>5</b>	<b>Ferramenta Proposta</b>	<b>38</b>
5.1	Construção dos dados de entrada	38
5.2	Coordenação simples	39
5.2.1	Definições do usuário	40
5.2.2	DE-LP-DFS	41
5.3	Coordenação robusta	44
<b>6</b>	<b>O Complexo Eólico de Aracati</b>	<b>46</b>
6.0.1	Instâncias ARACATI	48
<b>7</b>	<b>Resultados</b>	<b>51</b>
7.1	Parâmetros	51
7.2	Comparação entre versões do operador de arredondamento	54
7.3	Coordenação simples	55
7.3.1	Condição de falta única	56
7.3.1.1	Curva Padronizada	56
7.3.1.2	Curva Não Padronizada	61
7.3.2	Condição múltipla de falta	65
7.3.2.1	Curvas padronizadas	65
7.4	Coordenação robusta	71

7.4.1	Falta única . . . . .	71
7.4.2	Faltas duplas . . . . .	75
7.4.2.1	Faltas triplas . . . . .	77
7.4.3	Variação da geração . . . . .	78
<b>8</b>	<b>Considerações Finais . . . . .</b>	<b>81</b>
	<b>Referências . . . . .</b>	<b>83</b>
	<b>APÊNDICE A Tabelas com os resultados obtidos . . . . .</b>	<b>87</b>
	<b>Anexos . . . . .</b>	<b>95</b>

# 1 Introdução

Um SEP (Sistema Elétrico de Potência) tem como principal objetivo gerar energia elétrica em quantidade suficiente para atender à demanda e viabilizar a transmissão e distribuição dessa energia aos usuários, de forma contínua. Mesmo bem dimensionado, nenhum sistema está imune a faltas. Para tentar minimizar os prejuízos causados por essas faltas, como interrupções no fornecimento de energia, avarias no sistema e danos pessoais, são instalados equipamentos de proteção capazes de detectar a falta e isolá-la para que a menor área possível da rede seja comprometida. A associação de todos os dispositivos necessários para detectar e eliminar as anomalias forma o sistema de proteção, que possui três funções principais [Hewitson, Brown e Balakrishnan 2004]:

- Assegurar a continuidade do fornecimento de energia;
- Minimizar os danos e os custos originados por uma falta;
- Garantir a segurança de todo pessoal envolvido.

A detecção eficaz das faltas ocorridas mantém os níveis de confiabilidade e segurança necessárias à rede. Além disso, reduz os riscos causados por correntes desequilibradas, pesadas ou por afundamento de tensão, que é a redução repentina da tensão de um ponto do sistema elétrico seguida por sua recuperação após um curto período de tempo. A permanência da falta em um sistema de potência por um tempo excessivo pode trazer as seguintes consequências [Stevenson 1974]:

- redução da margem de estabilidade do sistema;
- dano a equipamentos próximos à falta;
- desligamento em toda a área do sistema pela sucessiva ação da proteção;
- possíveis explosões em equipamentos que contenham óleo isolante.

Os investimentos em sistemas de proteção de redes elétricas são importantes para garantir os níveis de serviço exigidos pelo órgão regulador e pelos clientes. Um sistema de proteção eficiente visa primeiro uma rápida detecção e localização da falta e, em seguida, o isolamento desta falta de forma a manter em operação a maior parte possível do sistema. O relé de sobrecorrente é o principal dispositivo de proteção para detectar e isolar faltas em redes de média tensão. A proteção é baseada no módulo da corrente vista pelo dispositivo. Quando ele

excede um determinado valor, denominado corrente de *pickup* ( $I_p$ ), o relé atua com uma dada característica de temporização [Hussain, Rahim e Musirin 2013].

Quando elementos direcionais são incorporados ao relé, o dispositivo atua ou não de acordo com o fluxo da potência, ou seja, é capaz de detectar se a potência à sua frente está fluindo em um sentido inverso ao normal, e recebe o nome de relé direcional de sobrecorrente [Filho 2020]. Caso a potência esteja fluindo em um sentido inverso ao normal, o relé direcional deve ser capaz de enviar ao disjuntor um sinal de disparo, proporcionando uma proteção seletiva de extrema utilidade nos sistemas de potência. Nos problemas de coordenação de relés de sobrecorrente, outra variável de interesse, além do  $I_p$ , é o *TMS* (*Time Multiplier Setting*), utilizado para temporizar o relé. Diferentes ajustes de  $I_p$  e/ou *TMS* resultam em tempos de atuação distintos para uma determinada configuração de rede.

Para garantir maior segurança para a rede é comum a configuração de relés de retaguarda, que entrarão em operação caso o relé principal não atue corretamente. Como a proteção principal está mais próxima da falta, espera-se que sua atuação isole uma área menor do sistema. Por isso, é importante que os relés primários e seus respectivos relés de retaguarda estejam coordenados, respeitando um intervalo entre suas atuações, conhecido como Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC) [Stevenson 1974].

Este trabalho apresenta uma nova ferramenta para coordenação robusta de relés de sobrecorrente e relés direcionais de sobrecorrente para redes de média tensão com características dinâmicas. O método melhora a tolerância do sistema a mudanças na topologia da rede, seja pela atuação dos relés em situações de falta ou por alterações na configuração do sistema sob operação normal. A proposta foi aplicada em um estudo de caso de um Sistema de Distribuição em Média Tensão de um parque eólico.

O conceito de robustez foi definido por Taguchi e Phadke 1984 como a insensibilidade de uma solução aos fatores de ruído em um processo ou sistema. Os fatores de ruído, por sua vez, foram descritos como os fatores incontroláveis que não possuem, *a priori*, os seus valores conhecidos, que mudam conforme o ambiente, o tempo entre outros aspectos, e que exercem influências no resultado final. Uma solução robusta seria aquela que funciona sob diversas circunstâncias, dado que não se sabe o valor que determinado parâmetro irá assumir e espera-se que o resultado atenda do pior ao melhor caso.

Diferente de um algoritmo de otimização adaptativo, em que novas soluções são geradas à medida que novos cenários surjam, a otimização robusta busca pela melhor solução possível para a(s) função(ões) objetivo definida(s) que seja viável a um conjunto de cenários distintos. Neste trabalho, a robustez foi explorada sob dois aspectos: (a) robustez topológica: busca-se por soluções que atendam a topologias de rede diferentes. A configuração ótima dos relés deve atender não só ao cenário mais frequente, da rede toda conectada, mas também deve

ser uma solução viável e eficiente nos casos em que houver desconexões de uma, duas ou três linhas. Essa é a principal robustez tratada pela ferramenta proposta; (b) robustez paramétrica: busca-se por soluções que, na ocorrência de um desligamento, considerem a possibilidade de impedâncias de falta distintas. A configuração ótima dos relés deve atender não só ao cenário mais frequente, de impedância  $Z = 0$ , mas também deve ter um bom desempenho nos casos de impedância  $Z = 10$ ,  $Z = 20$ ,  $Z = 30$ ,  $Z = 40$  e  $Z = 50$ .

As fontes eólicas são suscetíveis à variação na geração de energia e são sensíveis às características topológicas e climáticas do local onde a usina está instalada. A existência de ventos locais com mudanças frequentes de direção e de velocidade geram potências eólicas de elevada variabilidade, tornando essa fonte de energia difícil de ser manipulada [Archer e Jacobson 2005, Rocha 2007]. As características da torre, como os modos naturais de vibração e a rigidez da estrutura, contribuem para o dinamismo do sistema [Souza 2018].

Os sistemas de geração de energia eólica consistem em numerosas unidades geradoras espalhadas por extensas áreas, muitas vezes localizados em regiões remotas [Jones e Bennett 2012]. Semelhante aos sistemas de distribuição, relés de proteção em tais configurações geralmente não podem ser configurados remotamente. Para habilitar reconfigurações para recuperação parcial ou total da geração, o sistema de proteção deve ser configurado de forma robusta para que a coordenação seja mantida em topologias alternativas.

Ao contrário dos sistemas de distribuição, porém, desligar um pequeno número de geradores não costuma ser um ponto crítico e resulta apenas na perda de energia desses geradores específicos. No contexto dos sistemas de geração eólica, faz sentido decidir quando realizar reparos de rede com base em uma avaliação que compara o custo da energia perdida com o custo adicional de uma manutenção corretiva, de emergência, em relação ao custo de uma manutenção preventiva, agendada com dias de antecedência.

É importante notar que, devido a eventos climáticos, falhas nas linhas tendem a ocorrer em intervalos de tempo concentrados. Isso torna altamente provável que uma linha seja desconectada enquanto uma outra permanece danificada, especialmente se o tempo de reparo da primeira linha for de muitos dias. Assim, configurar relés de proteção de forma robusta torna-se crucial para permitir, na prática, a programação escalonada de linhas para atividades de manutenção após uma reconfiguração visando minimizar o impacto da perda simultânea de múltiplas linhas.

O estudo de robustez se propõe a encontrar os parâmetros mais adequados para os relés de sobrecorrente considerando alterações na topologia da rede oriundas de desconexões de linhas para que ao longo de um período, mesmo a rede operando sob condições anormais por um determinado tempo, seja garantido o maior fornecimento de energia possível. Trabalhos anteriores já tratam o problema da coordenação da proteção de forma mais ampla, considerando

os efeitos de diferentes topologias de rede e chegando a soluções otimizadas mais robustas [Noghabi, Sadeh e Mashhadi 2009, Noghabi, Mashhadi e Sadeh 2010, Bottura et al. 2014, Shih, Enríquez e Trevino 2014, Huchel e Zeineldin 2015, Shabani e Karimi 2018, Costa et al. 2019]. Até o conhecimento desta autora, a possibilidade de sintetizar esquemas de coordenação que permitam robustez diante de múltiplas falhas ainda não foi examinado na literatura. Esta possibilidade é explorada no presente estudo.

O método proposto é composto por duas camadas. Na primeira camada, uma metaheurística de evolução diferencial (DE) [Storn e Price 1997], um método exato de Programação Linear (LP) [Bazaraa, Jarvis e Sherali 1990], e um novo procedimento de busca de soluções viáveis (DFS) que se destina a lidar com a natureza discreta das variáveis  $MC$  e  $TMS$  são combinadas para formar um Algoritmo de Coordenação, denominado DE-LP-DFS.

A programação linear, além de aumentar a precisão da solução até um tempo alvo, reduz muito a dimensão do problema que a heurística precisa resolver. Os resultados apresentados em [Guimarães et al. 2023] mostram a diferença do resultado do DE com e sem LP. Em suma, essa camada executa a tarefa de coordenação sob um determinado cenário (uma determinada combinação de topologia de rede, configuração de carga/geração e possíveis falhas a serem eliminadas).

O DE foi reconhecido como um dos mais competitivos algoritmos para a otimização numérica de funções. O notável desempenho da metaheurística ao otimizar uma variedade de funções objetivo, em termos de precisão final, velocidade computacional e repetibilidade da solução sob diferentes condições iniciais podem ser confirmadas, por exemplo, observando que suas variantes vêm alcançando posições de destaque em diversas competições entre algoritmos evolutivos, organizados pelo IEEE Congresso de Computação Evolutiva (CEC). Nenhuma outra abordagem apresentou tal desempenho nas competições CEC nos últimos 20 anos [Das, Mullick e Suganthan 2016]. Vale mencionar que um grande número de trabalhos resolveu problemas para sistemas de energia elétrica usando o algoritmo DE incluindo o planejamento do sistema de energia [Yang, Dong e Wong 2008], estabilidade transitória [Cai, Chung e Wong 2008], fluxo de potência ótimo [Ela, Abido e Spea 2010], despacho de potência reativa ideal [Ela, Abido e Spea 2011], localização ótima do UPFC [Shaheen, Rashed e Cheng 2011] e minimização da distorção harmônica [Biswas, Suganthan e Amaratunga 2017], entre vários outros.

O DFS (*Discrete Feasible Solution*) lida com os valores contínuos de  $TMS$  obtidos através de programação linear e de  $MC$  utilizados como parâmetro do método exato e encontra valores vizinhos que atendam à resolução dos relés. A representação desse problema por uma programação linear inteira levaria o algoritmo a percorrer muitas soluções infactíveis uma vez que as soluções viáveis discretas não variam uniformemente e as restrições tornam-se ativas frequentemente. Para lidar com essa complexidade, optou-se por lidar com o problema de

forma contínua e tratá-lo através de um operador de arredondamento. Este conceito já foi utilizado em trabalhos anteriores [Costa 2017] como uma etapa posterior ao algoritmo de otimização, que também fornecia uma solução no espaço contínuo, e com ajustes unicamente na variável  $MC$ . A novidade neste trabalho é a busca local em valores de  $TMS$  e  $MC$ , comparando-os e escolhendo aquele com o menor impacto nos tempos de operação do relé. Além disso, o operador foi integrado no algoritmo de otimização, uma melhoria na busca por soluções com menor impacto na função objetivo. No caso de redes radiais, o método parte das folhas e se move, camada por camada, em direção à raiz da rede. Esse procedimento torna o operador mais viável para ser usado integrado no processo de otimização, reduzindo o tempo de processamento.

Na segunda camada, um Procedimento de Coordenação Robusta altera as configurações do relé para lidar com vários cenários simultaneamente. Ele chama o Algoritmo de Coordenação DE-LP-DFS repetidas vezes enquanto realiza o ajuste do conjunto de valores de  $MC$  (Multiplicador de Corrente) disponíveis. Como a capacidade de lidar com diferentes cenários tem o custo de aumentar os atrasos na operação do relé, todo um conjunto de soluções *trade-off* é determinado, de modo que algumas soluções mantenham a coordenação sob mais cenários, enquanto outras soluções apresentem tempos de atuação mais rápidos. Esse procedimento é denominado Procedimento de Coordenação Robusta DE-LP-DFS.

O trabalho realizado por Costa 2017 trouxe importantes contribuições ao estudo da coordenação robusta de relés direcionais de sobrecorrente. Semelhante ao presente trabalho, a coordenação robusta visava minimizar a perda de carga com mínimo impacto possível no tempo de atuação do relé. No presente trabalho foram realizadas algumas melhorias no processo de otimização, como as detalhadas a seguir, que trouxeram soluções notavelmente melhores:

- (a) Em [Costa 2017], a etapa DE/LP é executado apenas na coordenação simples (primeira camada). Na etapa de otimização robusta um operador de arredondamento chamado SR (*Smart Round*) atua como um algoritmo de busca local para encontrar uma nova solução após análise de viabilidade da solução sob um cenário alternativo. Os autores afirmam que a otimização através de um algoritmo de busca permanece eficiente porque a inclusão de um único cenário alternativo muitas vezes causa um pequeno impacto sobre região factível do problema. No entanto, essa solução não é eficiente quando utilizada para instâncias com um grande número de cenários alternativos. Ajustes feitos em um determinado cenário podem resultar em perda de desempenho em cenários já tratados. A busca local seria ineficiente para lidar com esses casos. O presente trabalho usa DE/LP também na otimização robusta.
- (b) Em [Costa 2017] uma nova otimização é realizada se e somente se for possível ajustar os valores de  $MC$  de todos os relés que atuaram devido ao aumento da corrente no cenário de queda de linha. Mas isso não permite que o algoritmo faça recuperações parciais de carga e encontre novas soluções para a fronteira de Pareto. Outra contribuição deste trabalho é a

possibilidade de recuperar parcialmente a carga desconectada de um cenário.

(c) Por fim, como já descrito anteriormente, serão apresentadas contribuições para um novo operador de arredondamento. Em [Costa 2017](#) a busca local realizada pelo SR é feita exclusivamente em  $MC$ . O algoritmo de arredondamento aqui proposto, denominado DFS, realiza uma pesquisa local em valores de TMS e MC, compara-os e escolhe aquele com o menor impacto nos tempos de operação do relé.

O Procedimento de Coordenação Robusta DE-LP-DFS proposto não tem paralelo na literatura, uma vez que foi construído com o propósito de otimizar a coordenação de proteção de usinas eólicas, fazendo uso de características específicas deste tipo de sistema para obter soluções economicamente mais interessantes. A principal contribuição deste trabalho é o desenvolvimento de um procedimento de coordenação robusto, que fornece as configurações ideais para relés de proteção que levam à robustez contra conjuntos de falhas simultâneas especificados pelo usuário.

## 1.1 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é apresentar uma ferramenta de otimização multiobjetivo eficiente para promover a coordenação robusta de relés de sobrecorrente e relés direcionais de sobrecorrente em redes de média tensão dinâmicas, considerando variações no perfil de carga, perfil de geração e na topologia da rede.

Para atender ao objetivo principal, o estudo possui os seguintes objetivos específicos:

- definição dos limitantes das variáveis do modelo, conforme especificidades dos dispositivos de proteção instalados;
- integração de métodos heurísticos e exatos para ajustes simultâneos de  $TMS$ ,  $I_p$  e da curva característica de cada relé;
- criação de um algoritmo de arredondamento inteligente que encontre parâmetros discretos para o relé e que o levem a um desempenho o mais próximo possível da solução contínua;
- construção de uma interface para definição de parâmetros pelo usuário, muitos deles usualmente fixos em modelos da literatura, o que torna a ferramenta mais flexível e viável de ser implementada em sistemas reais;
- avaliação das soluções conforme os critérios de agilidade, seletividade, coordenação/estabilidade e sensibilidade;
- avaliação da robustez da proteção em cenários com perda de linha e manobra de chaves;

- realização de um estudo comparativo entre a coordenação atual e a coordenação proposta.

## 1.2 Contribuições

Um novo modelo de coordenação de relés de sobrecorrente e relés direcionais de sobrecorrente é proposto neste estudo. Quando comparado aos trabalhos presentes na literatura, vários pontos foram aprimorados, como os descritos a seguir:

- inclusão de novos parâmetros que definem um limite superior desejável para o tempo de atuação dos relés;
- a inclusão de parâmetros adicionais que permitem ao usuário desabilitar a restrição à violação de tempo para alguns relés, se necessário;
- inclusão de um termo de penalidade na função objetivo para violações das restrições de agilidade;
- inclusão de um termo na função objetivo que minimiza, também, o tempo total de atuação dos relés de retaguarda;
- a criação de novas variáveis relacionadas às curvas características de cada dispositivo;

Além das melhorias no modelo matemático, novas análises foram realizadas para a identificação de soluções mais adaptáveis. As seguintes comparações foram realizadas:

- o desempenho das soluções ajustadas com curvas características padronizadas e não padronizadas;
- o impacto no tempo total de atuação dos relés primários quando a função objetivo também minimiza o tempo total de acionamento dos relés de retaguarda;
- o desempenho de soluções que consideram uma única ou múltiplas condições de falta;
- o desempenho de soluções submetidas à simulação de faltas simples, duplas ou triplas;
- a variação da quantidade de energia não suprida em cenários com desconexões de linhas considerando três fatores de capacidade eólico.

O algoritmo de otimização utilizado, chamado aqui de DE-LP-DFS e detalhado no Capítulo 5, traz novas contribuições para o estudo de ajustes simultâneos de  $TMS$ ,  $I_p$  e curva característica, com a integração de um operador de arredondamento inteligente para correção das variáveis contínuas de acordo com as faixas de valores discretos utilizados pelos relés. Em

estudos anteriores, o operador foi utilizado após a execução do algoritmo de otimização, em uma única etapa [Costa, Carrano e Guimarães] e com regras de arredondamento diferentes. O novo operador apresenta melhorias no processo de arredondamento, a partir da comparação de ajustes em  $TMS$  e  $Ip$  e adaptações que melhoram seu desempenho em redes radiais.

A escolha da Evolução Diferencial (DE) como base estrutural para o algoritmo de coordenação foi precedida por uma série de comparações experimentais com outras metaheurísticas candidatas: um algoritmo Particle Swarm Optimization (PSO), um Algoritmo Genético (GA) e um Algoritmo de pesquisa local iterada (ILS). Os resultados mostraram uma relação de ordem clara entre os algoritmos examinados: DE apresentou o melhor desempenho, seguido por PSO, seguido pelo GA [Guimarães et al. 2023].

Este estudo está em sintonia com as tendências do mercado energético e auxilia na investigação de soluções para os desafios encontrados no setor. A avaliação da ferramenta em um sistema real com características dinâmicas e em operação assegura o desenvolvimento de métodos factíveis de serem implementados.

### 1.3 Estrutura do Texto

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão teórica sobre Sistemas de Proteção Elétricos, o problema de coordenação de relés de sobrecorrente relés direcionais de sobrecorrente e sobre a metaheurística Evolução Diferencial, utilizada no algoritmo proposto de forma integrada à Programação Linear. O Capítulo 3 traz alguns trabalhos desenvolvidos para a coordenação de relés de sobrecorrente em SEPs, destacando as abordagens utilizadas por cada autor e a evolução nas técnicas para a obtenção de soluções mais ágeis, coordenadas e robustas.

Um novo modelo matemático para coordenação dos relés de sobrecorrente é mostrado no Capítulo 4, com a especificação dos novos parâmetros, novas variáveis e adaptações na função objetivo para os casos mono e bi-objetivo. No Capítulo 5 a ferramenta proposta é descrita em três etapas: aquisição dos dados de entrada, coordenação simples e estudo de robustez. No Capítulo 6 são apresentadas algumas informações do setor de energia eólica e os dados do sistema de proteção, objeto deste estudo de caso, são detalhados.

No Capítulo 7 são exibidos os experimentos realizados para o Complexo Eólico de Aracati. A coordenação da proteção foi realizada para onze cenários distintos rede as soluções obtidas foram comparadas com a solução atual, em vigor na empresa. O estudo de robustez, que considerou quatro cenários para obtenção de soluções menos sensíveis a alterações na topologia da rede, também é detalhado. Por fim, no Capítulo 8, são realizadas algumas considerações sobre o que já foi desenvolvido e uma síntese dos próximos estudos que serão realizados.

## 2 Referencial teórico

### 2.1 Proteção de Sistemas Elétricos

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é projetado para gerar energia elétrica capaz de atender a demanda atual com flexibilidade para suportar demandas futuras. Além da geração, ele realiza a transmissão da energia às áreas onde ela será usada e também sua distribuição, de forma contínua. Condições anormais em um SEP levam à interrupção desse processo e podem gerar danos aos equipamentos da rede.

A forma mais viável economicamente para detectar possíveis faltas e minimizar os danos causados por elas é por meio da instalação de equipamento de proteção. Através destes espera-se que a falta seja detectada, localizada e isolada do restante da rede. Um sistema de proteção eficiente é aquele capaz de detectar a falta rapidamente, localizar a área correta em que ela ocorreu e desconectar a menor área possível, para que menos usuários sejam prejudicados e as chances de grandes avarias nos equipamentos sejam reduzidas [Hewitson, Brown e Balakrishnan 2004].

A proteção do sistema é considerada eficiente quando são cumpridos quatro requisitos:

- sensibilidade: os dispositivos de proteção devem ser capazes de detectar desde a menor condição anormal que coloque o sistema em risco;
- seletividade: a proteção deve atuar de forma a isolar a área correta, na menor porção possível;
- confiabilidade: os dispositivos de proteção devem operar consistentemente para as faltas dentro das suas zonas de proteção e não irão atuar em qualquer outra condição do sistema;
- velocidade: os tempos de atuação dos dispositivos devem ser ajustados para serem os menores possíveis.

O sistema de proteção pode ser dividido em três subsistemas [Stevenson 1974]:

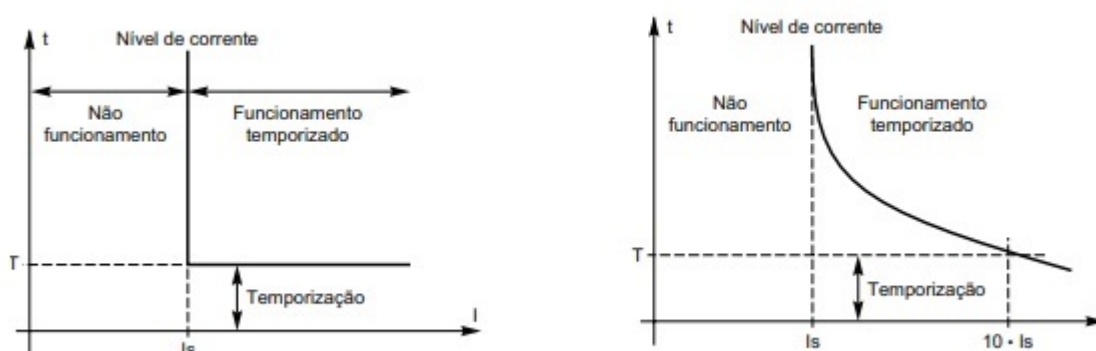
- os disjuntores, dispositivos de interrupção em um circuito elétrico para permitir ou impedir o fluxo de energia;
- os transdutores, que fazem a conversão das correntes ou tensões do equipamento para níveis detectáveis pelos relés e demais instrumentos;

- os relés, responsáveis por detectar a falta e energizar os circuitos de disparo dos disjuntores, permitindo a interrupção do fluxo de energia.

Com relação ao aspecto construtivo, os relés podem ser classificados como eletromecânicos, estáticos e digitais, sendo esse último o mais comercializado atualmente. Entre as vantagens do relé digital está a flexibilidade de ajuste de curvas e das várias funções de proteção existentes.

Um dos dispositivos de proteção mais usados em sistemas de energia é o relé de sobrecorrente [Razavi et al. 2008]. Seu funcionamento se dá através da corrente vista pelo dispositivo: quando ela excede um determinado valor, o relé sinaliza ao disjuntor que interrompe o fluxo de energia. Quando esse sinal é dado imediatamente à detecção do valor excessivo de corrente, os relés realizam a função ANSI 50, categorizada como relé de sobrecorrente instantâneo. Nos casos em que são estabelecidos tempos para operação dos relés, os dispositivos são classificados como temporizados e exercem a função ANSI 51. Esse tempo pode ser considerado definido, quando não é influenciado pelo valor da corrente excedida, ou possuir uma relação inversa ao valor da corrente, conforme Figura 1.

Figura 1 – Princípio de temporização do relé com tempo definido ou inverso



Fonte: [Schneider Eletric 2008, p. 25]

Nos sistemas em que é necessário distinguir o sentido da corrente, os relés são utilizados na função ANSI 67 e são denominados relés direcionais de sobrecorrente (RDS). Algumas letras que acompanham o número da função que o relé exerce informam a que tipo de equipamento principal ele está conectado. A letra G é mais comumente usada para indicar relés que operam em faltas à terra. Quando aplicados ao neutro é utilizada a letra N. A letra P refere-se a relés conectados à fase. Os relés digitais são trifásicos e já possuem as três proteções de fase e de neutro.

No caso dos relés temporizados, direcionais ou não, seu tempo de atuação pode ser calculado pela [Equação 1](#). Três parâmetros na configuração do dispositivo podem ser ajustados e influenciam o resultado obtido. São eles:

- $I_p$  (corrente de *pickup*): determina a corrente a partir da qual, quando vista pelo relé, ele irá atuar. Seu valor é definido pela [equação 2](#).
- $TMS$  (*Time Multiplier Setting*): multiplicador de tempo do relé que ajusta o tempo de disparo do dispositivo.
- Constantes de tempo inverso: curva que indica a relação tempo de atuação vs corrente de sensibilização.

$$T = TMS \left[ \alpha + \frac{\beta}{\left(\frac{I^{cc}}{I_p}\right)^\gamma - 1} \right] \quad (1)$$

Em que:

- $T$  é o tempo de atuação do relé;
- $TMS$  é o múltiplo do ajuste de tempo;
- $I^{cc}$  é a corrente de curto-circuito vista pelo relé quando este atua como primário;
- $I_p$  é a corrente de *pickup*;
- $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  são constantes de tempo inverso.

$$I_p = MC \cdot RTC \quad (2)$$

Em que:

- $RTC$  é a relação dos transformadores de corrente.
- $MC$  é o múltiplo da corrente.

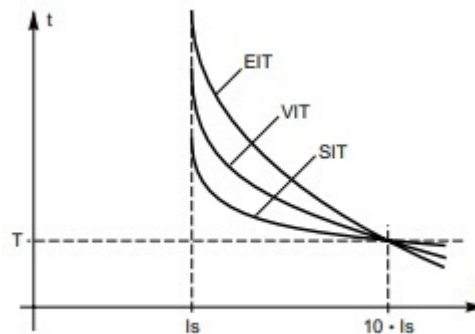
Portanto, o tempo de atuação do relé é função de  $I_p$  e de  $TMS$  e esses ajustes geram curvas distintas na relação tempo de atuação vs corrente de sensibilização. Existem curvas padronizadas que são geralmente utilizadas na configuração dos dispositivos como as da ANSI - *American National Standards Institute* e da IEC - *International Electrotechnical Commission*. A [Tabela 1](#) mostra os valores das constantes de tempo inverso da [Equação 1](#) relativas ao padrão

IEC [IEEE 1996]. As curvas Normalmente Inversa seguidas pela Muito Inversa e Extremamente Inversa, apresentadas na Figura 2 com as siglas SIT, VIT e EIT, respectivamente, são as mais populares [Hewitson, Brown e Balakrishnan 2004].

Tabela 1 – Constantes de tempo do padrão IEC

Tipo de Curva	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
Normalmente Inversa	0,00	0,14	0,02
Muito Inversa	0,00	13,50	1,00
Extremamente Inversa	0,00	80,00	2,00
Inversa de Tempo Longo	0,00	120,00	1,00
Inversa de Tempo Curto	0,00	0,05	0,04

Figura 2 – Curvas de tempo inversa mais comuns



Fonte: [Schneider Eletric 2008, p. 25]

Para garantir maior segurança para a rede é comum a configuração de relés de retaguarda remota, que entrarão em operação caso o relé principal (aquele que está mais próximo da falta) não atue corretamente. Os ajustes dos relés são feitos em pares primário/secundário e cada dispositivo poderá assumir um dos papéis, de acordo com o local da sua instalação e da falta. O relé de retaguarda (*backup*) deve dar ao relé principal tempo suficiente para que ele opere normalmente e, assim, uma porção menor do sistema seja desconectada [Stevenson 1974].

O intervalo entre o tempo máximo para isolamento da falta pelo relé principal e a resposta mais rápida possível pelo relé de *backup*, é chamado de ITC (Intervalo de Tempo de Coordenação). Para que um par de relés que irá operar como primário/secundário esteja coordenado, deve-se estabelecer um intervalo mínimo ( $ITC_{min}$ ) entre o início da operação de cada um, conforme Equação 3.

$$T_s - T_p \geq ITC_{min} \quad (3)$$

Em que:

- $T_s$  é o tempo levado para atuação do relé secundário.
- $T_p$  é o tempo levado para atuação do relé primário.
- $ITC_{min}$  é o intervalo de tempo de coordenação mínimo necessário.

Segundo [Mansour, Mekhamer e El-Kharbawe 2007](#), a faixa de valores de  $ITC_{min}$  mais utilizada para relés eletromecânicos vai de 0,3 a 0,4 segundo. Para relés baseados em micro-controladores, esse valor varia entre 0,1 e 0,2 segundo.

## 2.2 Coordenação dos relés de sobrecorrente

O problema geral de coordenação de dispositivos consiste em definir ajustes adequados para os relés de proteção de sobrecorrente, para que eles estejam coordenados entre si e a proteção do sistema funcione corretamente. As equações 4, 5, 6 e 7 descrevem o problema [[Urdaneta, Nadira e Jimenez 1988](#), [Raza et al. 2013](#), [Noghabi, Mashhadi e Sadeh 2010](#)].

$$\min F_{TIME} = \sum_{i=1}^{\mathcal{N}} \omega_i \cdot T_i \quad (4)$$

Em que:

- $\mathcal{N}$  é o conjunto de relés;
- $\omega_i$  é o peso atribuído para o tempo de atuação do relé  $i$ ; e
- $T_i$  é o tempo de atuação do relé  $i$ .

Sujeito ao critério de coordenação da [Equação 5](#), em que  $\mathcal{R}$  é o conjunto de pares primário/retaguarda do cenário avaliado e  $ITC_{min}$  é o tempo mínimo necessário entre a atuação dos pares para que eles estejam coordenados. O domínio dos valores de  $TMS$  e  $MC$  é definido pelas equações 6 e 7.

$$T_j - T_i \geq ITC_{min}, \forall (i,j) \in \mathcal{R} \quad (5)$$

$$TMS_i \in \mathcal{T}_i, \forall i \in \mathcal{N} \quad (6)$$

$$MC_i \in \mathcal{M}_i, \forall i \in \mathcal{N} \quad (7)$$

Em que:

- $\mathcal{T}_i$  é o conjunto de valores de TMS para o relé  $i$ .
- $\mathcal{M}_i$  é o conjunto de valores de MC para o relé  $i$ .

Interrupções das linhas, manobras de chave e indisponibilidade dos transformadores ou das unidades geradoras faz com que o sistema opere sob diferentes condições com alterações nos níveis das correntes de falta e carregamento vistas pelos relés. Nesses casos, o tempo de atuação dos dispositivos pode ser alterado e os ajustes feitos para o cenário de normalidade podem ser inadequados para um cenário alternativo ocasionando tempos de atuação altos e problemas na coordenação entre pares primário/secundário.

A coordenação robusta do sistema de proteção tem como objetivo encontrar os ajustes mais adequados para os relés de sobrecorrente para que a proteção do sistema continue eficiente mesmo em cenários com mudanças na topologia da rede. Ao avaliá-la sob diferentes condições como, por exemplo, a desconexão de uma linha, novos valores de  $I_p$  e  $TMS$  podem se tornar mais adequados para a manutenção dos critérios de sensibilidade, seletividade e confiabilidade do sistema, mesmo que resultando em tempos de atuação maiores para o cenário esperado.

## 2.3 Metaheurística Evolução Diferencial

O algoritmo de evolução diferencial (*Differential Evolution* - DE) surgiu na década de 50 como uma forma de resolver problemas de otimização de variáveis contínuas com uma implementação simples e boa capacidade de convergência. Ele está na categoria dos algoritmos baseados em população e é reconhecido como um algoritmo evolucionário. O princípio básico desses algoritmos é análogo ao da seleção natural de *Darwin*, em que os indivíduos mais adaptados ao ambiente (as melhores soluções) tendem a sobreviver (a permanecer nas iterações posteriores) e gerar descendentes.

Devido aos bons resultados reportados na literatura, esta técnica tem ganhado atenção, sendo adaptada para solucionar problemas de otimização combinatória [Silva 2014]. Entre as razões pelas quais o DE vem ganhando popularidade entre os pesquisadores, apontadas por Das e Suganthan 2010, destaca-se a simplicidade e a facilidade de implementação se comparado com a maioria dos outros algoritmos evolucionários. Além disso, o DE trabalha com um número reduzido de parâmetros e os efeitos de cada um no desempenho do algoritmo são bem definidos para a maioria dos casos, o que facilita seu controle.

A população inicial  $P(0)$  no DE é gerada de forma aleatória, seguindo uma distribuição uniforme. Para cada indivíduo  $X_{iG}$  da população corrente, chamado de alvo, é gerado um

novo indivíduo denominado doador,  $V_{iG}$ , através de mutação diferencial. Essa operação se inicia com a escolha aleatória de três indivíduos,  $r_1, r_2$  e  $r_3 \in N$ , distintos entre si e do alvo. A diferença entre os vetores de dois desses indivíduos é escalado por um parâmetro  $F$  e o resultado encontrado é adicionado ao terceiro indivíduo (Equação 8) formando, assim, o vetor doador. O valor de  $F$  é tipicamente escolhido dentro do intervalo  $[0.4, 1]$  [Das e Suganthan 2010].

$$\vec{V}_{iG} = X_{r_1G} + F \cdot (X_{r_2G} - X_{r_3G}) \quad (8)$$

No cruzamento é realizada uma recombinação entre o vetor alvo,  $X_{iG}$ , e o vetor doador,  $\vec{V}_{iG}$ , gerando um vetor descendente,  $\vec{U}_{iG}$ , conforme condição apresentada abaixo (9).

$$\vec{U}_{iG} = \begin{cases} v_{ijG}, & \text{se } j \in J \text{ ou } j = j_{rand}. \\ x_{ijG}, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (9)$$

Em que  $v_{ijG}$  é o  $j^{th}$  elemento do vetor doador  $\vec{V}_{iG}$  e  $x_{ijG}$  é o  $j^{th}$  elemento do vetor alvo  $X_{iG}$ . O conjunto de elementos que o vetor descendente receberá do vetor doador é dado por  $J$ . No cruzamento binomial, esses pontos são selecionados aleatoriamente, com uma probabilidade  $Cr$ . Quanto maior o valor de  $Cr$ , mais elementos de  $\vec{V}_{iG}$  e menos de  $X_{iG}$  serão inseridos em  $\vec{U}_{iG}$ . Além disso, normalmente, garante-se que pelo menos um elemento do vetor doador será utilizado no vetor descendente ao selecionar aleatoriamente uma posição  $j_{rand}$  para que isso ocorra.

A probabilidade de cruzamento  $Cr$  é responsável por controlar a diversidade potencial da população. Quando assume valores baixos, a evolução da população tende a ser ortogonal para os eixos de coordenadas atuais, ou seja, as soluções exploram poucas direções a cada geração. Essa é uma estratégia eficaz para funções que são separáveis ou decomponíveis [Das e Suganthan 2010]. Em contrapartida, valores altos de  $Cr$  fazem com que a maioria das direções do vetor mutante sejam herdadas de uma só vez.

Para a construção da população da próxima geração, o DE utiliza um método de seleção determinístico. O vetor descendente irá substituir o vetor alvo se o seu desempenho, medido pela função *fitness*, for melhor (Equação 10). Desta forma, está assegurado que o valor médio da *fitness* da população nunca irá piorar.

$$X_{iG+1} = \begin{cases} X_{iG}, & \text{se } f(X_{iG}) \leq f(\vec{U}_{iG}) \\ \vec{U}_{iG}, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (10)$$

A partir da definição dos parâmetros  $Cr$  e  $F$ , do tamanho da população  $N$  e do critério de parada, a metaheurística segue a estrutura definida pelo [algoritmo 1](#).

```

input : Cr, F, N, critério de parada
output : Solução
1 Inicialize a contagem de gerações,  $G = 0$  ;
2 Gere aleatoriamente uma população inicial  $P(0)$  de tamanho  $N$  ;
3 while critério de parada não for atendido do
4   Inicialize a próxima geração,  $G + 1$  ;
5   for cada indivíduo  $X_{iG} \in P(G)$  (vetor alvo) do
6     Escolha aleatoriamente um elemento  $j^*$  do vetor alvo  $X_{iG}$  ;
7     Selecione aleatoriamente 3 vetores, todos diferentes entre si e do alvo ;
8     Gere o vetor doador  $V_{iG}$  através de Mutação Diferencial ;
9     for cada elemento  $j$  do vetor doador do
10      if  $rand_j \leq Cr$  ou  $j = j^*$  then
11        Novo indivíduo  $U_{iG}$  recebe o elemento  $j$  do vetor doador ;
12      else
13        Novo indivíduo  $U_{iG}$  recebe o elemento  $j$  do vetor alvo ;
14      end
15    end
16  end
17  Avalie o novo indivíduo ;
18  if  $fitness_{U_{iG}}$  for melhor do que  $fitness_{X_{iG}}$  then
19     $P(G+1) \leftarrow U_{iG}$  ;
20  else
21     $P(G+1) \leftarrow X_{iG}$  ;
22  end
23 end
24 end
25 end
26 Retorne o melhor indivíduo da população ;

```

**Algoritmo 1:** Evolução Diferencial

### 3 Trabalhos relacionados

Inicialmente, o estudo da coordenação de relés de sobrecorrente era voltado para a automatização dos métodos manuais em que diversos ajustes eram testados, considerando uma série de configurações, até que fosse encontrada uma mais adequada. O que se sabia era que a solução era a melhor entre as testadas, sem garantia de otimalidade [Albrecht et al. 1964, Kennedy e Curtis 1982, Damborg et al. 1984], (BEGIAN et al., 1967 apud URDANETA; NADIRA; JIMENEZ, 1988).

Urdaneta, Nadira e Jimenez 1988 estão entre os primeiros autores a utilizar técnicas de otimização para a coordenação da proteção. Os métodos de programação linear, considerados convencionais, se restringiam a tratar modelos com variáveis contínuas. O tempo de atuação dos relés era modelado através de uma função linear, com ajustes apenas para  $TMS$ . Apesar dos métodos exatos garantirem a otimalidade da variável, a solução estava atrelada a valores de  $I_p$  predefinidos [So e Li 2004, Mansour, Mekhamer e El-Kharbawe 2007, Razavi et al. 2008, Noghabi, Sadeh e Mashhadi 2009]. Para os casos em que os valores de  $I_p$  também se tornavam variáveis do problema, outras técnicas para lidar com o problema de coordenação foram desenvolvidas.

No método iterativo de ajuste de  $I_p$  e  $TMS$  a otimização acontece em duas etapas, sequenciais. Na primeira, os dados de  $I_p$  são fixados e o algoritmo encontra valores para  $TMS$ . Em seguida, os valores de  $TMS$  são usados como entrada do algoritmo, que encontra valores para  $I_p$ . Esse processo é realizado iterativamente até que a solução se estabilize [Urdaneta et al. 1996, Singh e Gupta 2012, Alam, Das e Pant 2016]. A troca de informação entre as etapas, apesar de ser um avanço importante ao considerar uma segunda variável, constrói uma solução que desconsidera a correlação entre as variáveis.

Na abordagem integrada, os ajustes de  $I_p$  e  $TMS$  acontecem simultaneamente. Pela característica não-linear do modelo, os algoritmos evolutivos passaram a ser amplamente utilizados [Urdaneta, Pérez e Restrepo 1997, Bedekar e Bhide 2010, Leite, Barros e Miranda 2010, Amraee 2012, Kheirollahi e Namdari 2014]. A metaheurística Evolução Diferencial tem sido cada vez mais usada, apresentando resultados superiores aos algoritmos utilizados há mais tempo, como Algoritmos Genéticos e Colônia de Formiga [Shih et al. 2017]. O uso de métodos híbridos vem ganhando destaque para ajustes simultâneos. Ao combinar métodos exatos com metaheurísticas, é possível resolver modelos mais complexos, como os não lineares, não convexos e que possuem variáveis discretas. Uma função linear é modelada para ajustes de  $TMS$  e a Programação Linear garante valores ótimos para a variável, que são usados como entrada para a solução do problema [Asadi et al. 2008, Noghabi, Sadeh e Mashhadi 2009, Bashir et al. 2010, Sadeh, Aminotojari e Bashir 2011, Bottura et al. 2014, Bottura et al. 2017, Costa

2017].

Conforme visto na [Equação 1](#), o tempo de atuação do relé tem como parâmetros três constantes de tempo inverso:  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ , em que o tempo que o relé leva para operar é uma função da corrente. O conjunto de parâmetros é denominado de tempo inverso porque quanto maior a corrente, menor será o tempo para atuação do dispositivo [[Bollen e Hassan 2011](#)]. Para os relés de sobrecorrente existe uma família de curvas características, determinadas por equações padronizadas em normas internacionais. Uma delas é a IEC ([Tabela 1](#)). Na maioria das soluções para problemas de coordenação de relés uma curva característica foi definida e, então, as constantes de tempo inverso foram fixadas no modelo de otimização. Dependendo das características da rede, curvas diferentes podem ser configuradas em relés instalados em um mesmo sistema, tornando-o mais eficiente. Essa abordagem, que considera as constantes de tempo inverso como variáveis do modelo, tem sido tratada em estudos mais recentes [[Ezzeddine e Kaczmarek 2011](#), [Ahmadi et al. 2016](#), [Kida e Gallego 2016](#), [Shabani e Karimi 2018](#)].

O estudo de robustez tem como objetivo validar a solução encontrada para o cenário principal do sistema em momentos em que ele estiver sob diferentes condições. Mudanças na topologia da rede podem levar a alterações nos níveis das correntes vistas pelos relés. Os ajustes ótimos encontrados em um cenário podem causar prejuízos em outras situações, com tempo de atuação altos, problemas de coordenação entre pares etc. A partir de observações como essa surgiram trabalhos que tratam o problema de forma mais ampla, considerando os efeitos das diferentes topologias de rede e chegando a soluções otimizadas mais robustas, através de técnicas como adição de restrições e ajustes iterativos [[Noghabi, Sadeh e Mashhadi 2009](#), [Noghabi, Mashhadi e Sadeh 2010](#), [Bottura et al. 2014](#), [Shih, Enríquez e Trevino 2014](#), [Huchel e Zeineldin 2015](#), [Shabani e Karimi 2018](#), [Costa et al. 2019](#)]. Nos estudos em que se propõem a aplicação prática dos ajustes encontrados, é possível avaliar cenários alternativos já conhecidos do sistema real e, assim, atuar para que o desempenho dos dispositivos alcance resultados satisfatórios sob as anormalidades mais frequentes ou que causem maior prejuízo para a empresa.

Os estudos de caso são importantes para a evolução das técnicas de otimização presentes na literatura pois tratam de questões práticas que muitas vezes não são consideradas na resolução de instâncias fictícias. Através deles é possível desenvolver um novo olhar para o problema ao propor soluções viáveis de serem implementadas em um sistema real [[Bottura et al. 2014](#), [Bottura et al. 2017](#), [Shabani e Karimi 2018](#)].

[Raza et al. 2013](#) e [Hussain, Rahim e Musirin 2013](#) apresentam uma revisão dos principais avanços na área. A [Tabela 2](#) cita alguns estudos importantes dentro das abordagens descritas acima.

Este trabalho apresenta uma ferramenta de otimização multiobjetivo para coordenação robusta de relés de sobrecorrente e relés direcionais de sobrecorrente em redes de média tensão

Tabela 2 – Principais abordagens para a coordenação de relés de sobrecorrente

<b>Abordagens</b>	<b>Autores</b>
Ajuste de TMS	So e Li 2004, Mansour, Mekhamer e El-Kharbawe 2007, Razavi et al. 2008, Noghabi, Sadeh e Mashhadi 2009
Ajuste iterativo de TMS e $I_p$	Urdaneta et al. 1996, Singh e Gupta 2012, Alam, Das e Pant 2016
Ajuste simultâneo de TMS e $I_p$	Urdaneta, Pérez e Restrepo 1997, Asadi et al. 2008, Noghabi, Sadeh e Mashhadi 2009, Bashir et al. 2010, Bedekar e Bhide 2010, Leite, Barros e Miranda 2010, Sadeh, Aminotojari e Bashir 2011, Amraee 2012, Bottura et al. 2014, Kheirollahi e Namdari 2014, Bottura et al. 2017, Costa 2017
Ajuste de TMS, $I_p$ e Curva	Ezzeddine e Kaczmarek 2011, Ahmadi et al. 2016, Kida e Gallego 2016, Shabani e Karimi 2018
Coordenação robusta	Noghabi, Sadeh e Mashhadi 2009, Noghabi, Mashhadi e Sadeh 2010, Bottura et al. 2014, Shih, Enríquez e Trevino 2014, Huchel e Zeineldin 2015, Shabani e Karimi 2018, Costa et al. 2019
Coordenação robusta - Caso prático	Bottura et al. 2014, Bottura et al. 2017, Shabani e Karimi 2018

dinâmicas considerando três variáveis de decisão: os ajustes de *TMS*, os ajustes de *MC* e a curva característica de cada relé. A função objetivo modelada tem o objetivo de minimizar não só o tempo total de atuação dos relés primários como também o tempo total de atuação dos relés secundários e possíveis violações do tempo máximo de atuação de cada relé. Para obter soluções que minimizem as perdas ativas em cenários alternativos do sistema, algumas variações no perfil de carga, no perfil de geração e na topologia da rede foram modeladas.

O Algoritmo de Coordenação DE-LP-DFS traz melhorias significativas em comparação com os trabalhos anteriores: (i) Um novo procedimento de coordenação robusta que trata das características de fontes eólicas. Esse setor tem como um dos principais desafios a necessidade de manter um fornecimento confiável mesmo em condições de rede atípicas. (ii) Um novo procedimento para arredondamento de configurações de relés em redes radiais (DFS). Este conceito já foi utilizado em trabalhos anteriores como uma etapa seguinte ao processo de otimização. A novidade é a sua integração ao algoritmo de otimização, o que traz melhorias na busca por soluções com menor impacto na função objetivo. Além disso, no caso de redes radiais, o método parte das folhas e se move, camada por camada, em direção à raiz da rede. Esse procedimento torna o operador mais viável para ser usado integrado ao processo de otimização,

reduzindo o tempo de processamento. (iii) A modelagem de novos parâmetros e variáveis para o problema de coordenação de relés. O problema tradicional de coordenação de relés de sobrecorrente foi o ponto de partida para um estudo mais aprofundado do impacto das novas variáveis na robustez de soluções para sistemas que levam em conta múltiplas impedâncias de falta. Três melhorias foram realizadas:

1. Inclusão dos tempos de atuação do relé de backup na função objetivo. Algumas instâncias têm o total de relações primário/backup muito maior que o número de relés que atuam como função primária. Em outros casos pode haver mais de uma condição de coordenação para o mesmo par. Em cenários como estes, o tempo de atuação dos backups pode ser muito alto e ocultar um desempenho de rede ineficiente quando apenas os tempos dos relés primários são otimizados sob uma restrição de intervalo mínimo de coordenação. Minimizar a margem de coordenação entre pares de relés torna-se essencial para manter o alto nível na segurança de um sistema de proteção.
2. Inclusão de um fator de peso positivo para relés primários na função objetivo, com dois propósitos: primeiro, penalizar relés que excederem um tempo máximo de atuação predefinido através de um novo conjunto de restrições. Segundo, permitir uma melhor calibração da função objetivo que considera a minimização tanto do tempo de atuação dos relés primários quanto dos relés de backup. O volume das relações primário/*backup* pode fazer com que a função objetivo priorize o conjunto de relés de *backup* em detrimento de altos ganhos no tempo de atuação dos relés primários. A penalidade ajuda a equilibrar esses dois componentes da equação, minimizando a amplitude dos tempos de atuação do par.
3. As constantes de tempo inverso tornaram-se variáveis sem a limitação de pertencerem a uma família de curvas padronizadas. Portanto, o valor das variáveis  $\beta$  e  $\gamma$  de determinado relé será chamado de curva não padronizada.

Cada um dos três últimos pontos já foi trabalhado, majoritariamente, na resolução de problemas em sistemas de energia tradicionais. Nenhum trabalho, até agora, apresentou um modelo matemático que reunisse os três pontos. Neste trabalho, cada melhoria do modelo matemático tem um objetivo específico e proporciona ganhos de eficiência na coordenação da proteção. As melhorias serão analisadas ponto a ponto para que sua contribuição no resultado geral possa ser esclarecida e compreendida. Como forma de testar sua aplicabilidade, o método foi implementado em um Sistema de Distribuição de Média Tensão em um parque eólico.

## 4 Modelo matemático aprimorado

### 4.1 Modelo Base

Seja  $\mathcal{N}$  o conjunto de relés de sobrecorrente instalados em um SEP e  $\mathcal{B}_i$  o conjunto de relés de retaguarda do dispositivo  $i \in \mathcal{N}$ . Otimizar o sistema de proteção consiste em encontrar ajustes para os relés que minimize o tempo total de atuação ( $T$ ) do conjunto (Equação 11), mantendo-os coordenados com seus pares  $j \in \mathcal{B}_i$  (Equação 12). O domínio das variáveis é definido por um conjunto finito de valores,  $\mathcal{M}$  (Equação 13) e  $\mathcal{T}$  (Equação 14), respectivamente.

$$\min F_{TIME} = \sum_{i=1}^{\mathcal{N}} TMS_i \left[ \alpha + \frac{\beta}{\left(\frac{I_i^{cc}}{Ip_i}\right)^\gamma - 1} \right] \quad (11)$$

$$T_{ij} - T_i \geq ITC_{min}, \forall i \in \mathcal{N}, \forall j \in \mathcal{B}_i \quad (12)$$

$$MC_i \in \mathcal{M}_i, \forall i \in \mathcal{N} \quad (13)$$

$$TMS_i \in \mathcal{T}_i, \forall i \in \mathcal{N} \quad (14)$$

Em que:

- $T_i$  é o tempo de atuação do relé  $i$ ;
- $T_{ij}$  é o tempo de atuação do relé  $j$  quando ele atua como retaguarda do relé  $i$ , definido pela Equação 15;
- $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  são constantes de tempo inverso, descritas no Capítulo 2.
- $TMS_i$  é o múltiplo do ajuste de tempo do relé  $i$ ;
- $I_i^{cc}$  é a corrente de curto-circuito vista pelo relé  $i$  quando este atua como primário;
- $Ip_i$  é a corrente de *pickup*, definida pela Equação 16;
- $ITC_{min}$  é o intervalo mínimo necessário entre os tempos de atuação dos pares primário/secundário ( $i/j$ ).

$$T_{ij} = TMS_j \left[ \alpha + \frac{\beta}{\left( \frac{I_{ij}^{cc}}{MC_j \cdot RTC_j} \right)^\gamma - 1} \right] \quad (15)$$

Em que:

- $I_{ij}^{cc}$  é a corrente de curto-circuito vista pelo relé  $j$  quando este atua como secundário do relé  $i$ ;

$$Ip_i = MC_i \cdot RTC_i, \forall i \in \mathcal{N} \quad (16)$$

Em que:

- $RTC_i$  é a relação dos transformadores de corrente do relé  $i$ ; e
- $MC_i$  é o multiplicador da corrente para o relé  $i$ .

Esse modelo foi utilizado como referência para o desenvolvimento do modelo matemático utilizado neste estudo. Novas variáveis e restrições foram incluídas e foram realizados, também, acréscimos na função objetivo.

## 4.2 Modelo Aprimorado

As novas condições previstas no modelo aprimorado são descritas abaixo. Em seguida, ele é apresentado.

### 4.2.1 Nova restrição: tempo máximo de atuação dos relés primários

Ao conjunto de relés primários, foi definido um limitante superior para o tempo de atuação  $T_i$ , denominado  $T_{max}$ . Para que o modelo permitisse a flexibilidade necessária em casos práticos, os relés que puderem violar essa restrição serão definidos *a priori* por meio de um vetor de parâmetros binários  $\tau_i$ . O tempo superior a  $T_{max}$  será contabilizado por uma variável de folga  $\varepsilon_i$  e a cada relé que violar essa restrição estará prevista uma penalidade  $\omega_{\varepsilon_i}$  na função objetivo.

### 4.2.2 Nova variável: curva de tempo inverso

A curva assumida por cada relé, antes considerada um parâmetro de entrada, será definida pelo algoritmo de otimização juntamente com os valores de  $MC$  e  $TMS$ . Entre as possibilidades estarão curvas padronizadas e não padronizadas. As opções que poderão ser

consideradas durante o processo de otimização também serão definidas *a priori*. No caso de curvas padronizadas, poderão ser selecionadas a curva normalmente inversa, a muito inversa e a extremamente inversa. Quando a variável puder assumir configurações não padronizadas, foi definido um limite superior e um inferior para cada variável de tempo inverso  $\beta$  e  $\gamma$  ( $\alpha$  permanece com valor nulo, como acontece com as constantes de tempo padrão IEC).

### 4.2.3 Novo termo na FO: tempo de atuação dos relés de retaguarda

O tempo de atuação de cada relé quando exerce a função de *backup* foi incluído na função objetivo. O modelo irá procurar por soluções que minimizem o tempo total de atuação dos relés primários mas que, também, minimizem o tempo de atuação dos relés secundários. Consequentemente, os ajustes dos relés que assumem a função de *backup* em muitas relações primário/retaguarda podem contribuir mais para os custos da solução.

Seja  $\mathcal{N}$  o conjunto de relés;  $\mathcal{B}_i$  a relação de relés de retaguarda para cada relé  $i \in \mathcal{N}$  e  $\mathcal{C}$  o conjunto de curvas características [IEEE 1996].

São novos parâmetros do modelo:

- $T_{max}$ : tempo máximo de atuação dos relés quando atuarem como primários.
- $\omega_{\varepsilon_i}$ : peso atribuído às penalidades por violações da restrição 19.
- $\tau_i$ : matriz binária que indica se  $T_i$  pode ser superior ao valor de  $T_{max}$ .

São novas variáveis:

- $\varepsilon_i$ : valor de  $T_i$  que exceda  $T_{max}$  (variável de folga).
- $\alpha_{C_i}$ ,  $\beta_{C_i}$ ,  $\gamma_{C_i}$ : são constantes de tempo inverso da curva  $C \in \mathcal{C}$  para o relé  $i$ , nas configurações de curva padronizada. Quando não padronizadas, as variáveis são definidas como  $\beta_i$ ,  $\gamma_i$ , pois não estão vinculadas a uma curva característica  $C$ .

A função objetivo minimiza a soma dos tempos de atuação dos relés primários e secundários e as penalidades geradas por relés que violarem o tempo máximo de atuação (Equação 17). Os conjuntos de possíveis valores de  $TMS$  e  $MC$  para cada relé é definido por  $\mathcal{T}$  e  $\mathcal{M}$ , respectivamente.

$$\min F_{TIME} = \sum_{i=1}^{|\mathcal{N}|} \left( T_i + \omega_{\varepsilon} \varepsilon_i + \sum_{j=1}^{|\mathcal{B}|} T_{ij} \right) \quad (17)$$

Satisfazendo:

$$T_i = TMS_i \left[ \alpha_{C_i} + \frac{\beta_{C_i}}{\left(\frac{I_i^{cc}}{I_{p_i}}\right)^{\gamma_{C_i}} - 1} \right] \quad (18)$$

$$T_i \leq T_{max} + \tau_i \cdot \varepsilon_i \quad \forall i \in 1, \dots, \mathcal{N} \quad (19)$$

$$T_{ij} - T_i \geq ITC_{min} \quad \forall i \in 1, \dots, \mathcal{N}, \forall j \in \mathcal{B}_i \quad (20)$$

$$TMS_i \in \mathcal{T}_i \quad \forall i \in 1, \dots, \mathcal{N} \quad (21)$$

$$MC_i \in \mathcal{M}_i \quad \forall i \in 1, \dots, \mathcal{N} \quad (22)$$

A [Equação 19](#), limita o valor de tempo máximo de atuação para os relés que não puderem excedê-lo conforme matriz  $\tau_i$ . E a [Equação 20](#), define um intervalo mínimo entre o tempo de atuação do relé primário e do secundário. As faixas de valores para os ajustes de  $MC$  e  $TMS$  para cada relé são definidos na [Equação 21](#) e [Equação 22](#).

No caso da configuração de curvas não padronizadas,  $\mathcal{E}$  e  $\mathcal{A}$  são os conjuntos de possíveis valores de  $\beta$  e  $\gamma$ , respectivamente. A restrição [18](#) é substituída pela restrição [23](#) e as restrições [24](#) e [25](#) são incluídas no modelo.

$$T_i = \sum_{i=1}^{\mathcal{N}} \left[ \frac{\beta_i}{\left(\frac{I_i^{cc}}{I_{p_i}}\right)^{\gamma_i} - 1} \right] \quad (23)$$

$$\beta_i \in \mathcal{E} \quad (24)$$

$$\gamma_i \in \mathcal{A} \quad (25)$$

Tendo em vista que os valores de  $RTC$  são conhecidos, ao definir valores para  $MC$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ , é possível reduzi-lo a um problema de programação linear (PL), em que  $TMS$  é a variável de decisão. O algoritmo proposto utiliza duas técnicas de otimização para que os ajustes de  $MC$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  e  $TMS$  sejam realizados simultaneamente. O detalhamento do algoritmo será visto no [Capítulo 5](#).

#### 4.2.4 Modelo bi-objetivo

Para obter soluções mais robustas a cenários com alterações topológicas, dois critérios foram considerados para otimização. Além da minimização do tempo total de atuação dos relés, presente na etapa de coordenação simples, deseja-se minimizar a energia total não suprida pelas condições anormais de operação da rede oriundas de desconexões de linhas. O modelo aprimorado transforma-se, então, em um modelo aprimorado bi-objetivo (Equação 27):

$$F_1 = \min F_{TIME} = \sum_{i=1}^{|\mathcal{N}|} \left( T_i + \omega_\varepsilon \varepsilon_i + \sum_{j=1}^{|\mathcal{B}|} T_{ij} \right) \quad (26)$$

$$F_2 = \min ENS_{TOTAL} = \sum_{k=1}^{\mathcal{K}} ENS_k \quad (27)$$

Em que  $ENS_k$  é a energia não suprida a partir das condições anormais simuladas no cenário alternativo  $k$ .

$$ENS_k = TO \cdot \left( \sum_{k \in \mathcal{G}_k} PG_{G_k} \cdot FC \right) \cdot ur_k \quad (28)$$

Em que, para o período determinado:

- $ENS_k$  é a energia não suprida no cenário alternativo  $k$ ;
- $TO$  é o tempo de operação da rede;
- $PG_{G_k}$  é a potência de cada gerador localizado na(s) barras(s) desconectada(s) no cenário alternativo  $k$ ;
- $FC$  é o fator de capacidade eólica; e
- $ur_k$  é estimativa da taxa de indisponibilidade das linhas desconectadas no cenário alternativo  $k$  no período  $TO$ .

Desta forma, a solução obtida considera parâmetros importantes para modelagem de um sistema dinâmico, como o fator de capacidade eólica e a taxa de desconexão das linhas do sistema, e se torna mais robusta a um conjunto de cenários.

Este é um problema com um grande número de restrições em que as alternativas de soluções viáveis e discretas não variam uniformemente. Além de uma grande quantidade de restrições, elas tornam-se ativas frequentemente, o que o torna difícil de ser resolvido.

## 5 Ferramenta Proposta

A ferramenta desenvolvida para a coordenação dos relés minimiza o tempo de atuação dos dispositivos e maximiza a robustez da solução. Ela tem a proposta de ser flexível, para atender as especificidades de um sistema real e oferecer ao usuário possibilidades diversas de análises de cenários com variações de topologias, perdas de linhas e variações nas potências entregues pelas unidades geradoras.

A primeira etapa consiste na avaliação do sistema de proteção. A partir dos dados da rede principal e das condições operacionais dos sistemas, o desempenho da proteção atual é obtido e a instância com o cenário principal é construída. Com a definição das condições anormais de operação do sistema que serão analisadas, os cenários alternativos são gerados.

A segunda etapa, chamada de coordenação simples, otimiza os valores de  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $MC$  e  $TMS$  dos dispositivos instalados no sistema considerando apenas a topologia principal. A terceira etapa, chamada de coordenação robusta, parte da solução encontrada na coordenação simples e busca novas soluções que aumentem a capacidade dos equipamentos de proteção de suportarem alterações na rede.

Assim, a partir dos dados obtidos na etapa 1 e das definições *a priori* do usuário, é obtida uma solução para coordenação dos relés de sobrecorrente e, então, é verificado se tais ajustes são capazes de manter a maior parte do sistema alimentado e devidamente protegido, mesmo em cenários alternativos do circuito.

### 5.1 Construção dos dados de entrada

Os dados de entrada foram construídos a partir das etapas descritas abaixo:

- Acesso aos dados da rede principal: dados de barras, geradores, cargas, linhas, transformadores, chaves e relés de sobrecorrente.
- Geração do cenário principal e alternativos a partir:
  - das condições operacionais do sistema;
  - do cálculo das correntes vistas pelos relés, através da *toolbox* MATPOWER<sup>1</sup> [Zimmerman, Murillo-Sánchez e Thomas 2010].

<sup>1</sup> A utilização do MATPOWER limitou o cálculo das correntes apenas para as trifásicas equilibradas. A *toolbox* também não permite especificar o tipo de gerador.

- da determinação da posição de aplicação dos curto-circuitos, distribuídos proporcionalmente ao número de geradores conectados a cada segmento do circuito;
- da identificação dos relés direcionais ativos em cada cenário, dos candidatos à *backup* e dos pares de relés primário/retaguarda que precisam ser relacionados e coordenados.
- dos limites de *TMS*, a partir dos valores possíveis de serem ajustados em cada relé instalado na rede; e
- dos limites de *MC*, a partir dos valores possíveis de serem ajustados em cada relé instalado na rede, obedecendo os parâmetros de  $I_p$  adicionais (Equação 29 e Equação 30).

$$I_{p_{min}} \geq K_1 \cdot I_{esp} \quad (29)$$

$$I_{p_{max}} \geq K_2 \cdot I^{cc} \quad (30)$$

Em que  $K_1$  e  $K_2$  são fatores de segurança da corrente esperada,  $I_{esp}$ , e da corrente de curto-circuito,  $I^{cc}$ , respectivamente.

A leitura dos dados de entrada fornece informações suficientes para a execução da ferramenta. As técnicas utilizadas para encontrar as relações dos pares de relés primário / retaguarda, para o cálculo das correntes de carregamento das linhas, correntes de curto-circuito vistas pelos relés e dos limites de *MC* e *TMS* estão detalhadas no estudo de [Costa 2017](#).

## 5.2 Coordenação simples

Na etapa de coordenação simples, encontra-se os ajustes para  $\beta$ ,  $\gamma$ , *MC* e *TMS* dos relés de proteção, garantindo a coordenação necessária entre os pares primário/secundário e o tempo máximo para atuação, de acordo com o modelo matemático apresentado no [Capítulo 4](#).

São dados de entrada para o modelo:

- os parâmetros do sistema: informações sobre as barras, geradores, cargas, linhas, transformadores, chaves e relés de sobrecorrente (direcionais ou não).
- a configuração da proteção: corrente instantânea e direção de atuação dos relés, valores possíveis de *TMS*, *MC*,  $\beta$  e  $\gamma$ .
- perfil de falta: posição relativa na linha, impedância e fases envolvidas.
- parâmetros de escolha do usuário, descritos a seguir.

### 5.2.1 Definições do usuário

Define-se por usuário o(a) profissional que tenha conhecimentos de engenharia elétrica, seja capaz de calcular manualmente uma coordenação da proteção e que irá utilizar a ferramenta para ajudá-lo(a) na obtenção de soluções ótimas para sistemas grandes. A etapa de análise de cenários é essencial em qualquer planejamento estratégico e para desenvolver uma ferramenta efetivamente útil para configurações de sistemas reais, alguns parâmetros de entrada do modelo deverão ser definidos *a priori* pelo usuário:

- valor de  $ITC_{min}$  para os pares que deverão estar coordenados;
- valor de  $T_{max}$  para atuação dos relés;
- relés que poderão assumir valores superiores ao  $T_{max}$ ;
- peso/penalidade por cada restrição de  $T_{max}$  violada;
- opções de curvas para os relés: normalmente inversa, muito inversa, extremamente inversa ou não padronizada.

Atualmente, os relés digitais são os dispositivos de proteção mais empregados nos SEPs. Eles não permitem ajustes contínuos para os seus parâmetros, incluindo  $TMS$  e  $MC$ , o que traz problemas para a maior parte das abordagens de otimização. Mesmo usando valores discretos, esses dispositivos geralmente oferecem resoluções altas para estes parâmetros, com no mínimo duas casas decimais. Portanto, é razoável supor que há pelo menos uma solução discreta de boa qualidade na vizinhança da melhor solução contínua obtida [Costa 2017].

Para lidar com a não-linearidade da função  $T_i$ , com a busca de ajuste de até quatro variáveis simultaneamente (nos casos de curvas não padronizadas) e com a necessidade de parametrização dos relés por valores discretos, a ferramenta proposta combina dois métodos de otimização e um operador de arredondamento inteligente que colaboram entre si de forma integrada. São eles:

- a metaheurística Evolução Diferencial [Storn e Price 1995, Price, Storn e Lampinen 2005], chamada aqui apenas de DE, que explora valores de  $MC$  e  $\beta$  e  $\gamma$  e, se necessário, garante valores discretos para as duas variáveis.
- um método exato de programação linear (LP) [Bazaraa, Jarvis e Sherali 1990, Vanderbei 2014] responsável por, dados os valores de  $MC$  e  $\beta$  e  $\gamma$  indicados pelo DE, encontrar valores contínuos ótimos de  $TMS$ . Esta etapa não garante a obtenção de valores discretos para a variável;

- um operador de arredondamento inteligente *Smart Round* que ajusta os valores de *TMS* e *MC* para os valores discretos mais próximos da solução obtida na LP que resulte em uma solução factível. A abordagem ideal para lidar com o problema dos ajustes contínuos para *TMS* seria utilizar uma formulação de Programação Linear Inteira. No entanto, na prática, essa substituição não é viável devido à alta complexidade computacional dos métodos exatos com variáveis inteiras (em geral exponencial). Por isso, um operador de arredondamento inteligente foi integrado à ferramenta de otimização.

Um diagrama esquemático da ferramenta é apresentado na [Figura 3](#).

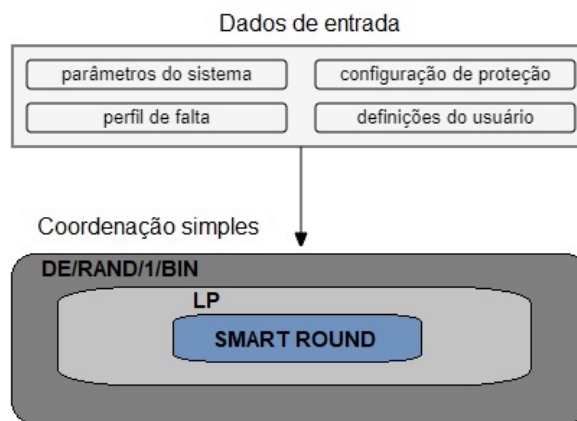


Figura 3 – Integração das etapas de otimização

### 5.2.2 DE-LP-DFS

No esquema proposto,  $\beta$ ,  $\gamma$  e  $MC$  são as variáveis de decisão consideradas pelo DE. A partir das soluções encontradas, é construído um modelo de LP contínuo, resolvido pelo método Simplex [Bazaraa, Jarvis e Sherali 1990], que retorna os valores ótimos de *TMS* dada a configuração de entrada. A parametrização dos relés passa por um processo de arredondamento através do operador *DFS*. Nessa etapa são encontrados os valores discretos de  $MC$  e *TMS* mais próximos dos obtidos pelas etapas anteriores e que mantenham a solução dentro da viabilidade. O desempenho de cada indivíduo é medido pelo valor da função objetivo.

A estrutura geral do DE-LP-DFS é apresentada no [algoritmo 2](#). Os operadores mutação diferencial e cruzamento binário são aplicados aos valores de  $MC$  em cada indivíduo da população, conforme explicado no [Capítulo 2](#). O vetor de curvas de cada indivíduo é submetido a um operador de mutação tradicional, nos casos de curvas padronizadas. A troca aleatória da curva atual para outra, caso exista opção, obedece a uma taxa de mutação preestabelecida. Quando as variáveis  $\beta$  e  $\gamma$  aceitam configuração não padronizada, o vetor de curvas passa pelos mesmos operadores que os valores de  $MC$ .

```

input : Configuração do sistema, Parâmetros, Definições do usuário
output: Solução
1 Gere uma população inicial de tamanho  $N$  com ajustes aleatórios de  $MC$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ ;
2 Construa o modelo LP e encontre os valores ótimos de  $TMS$ ;
3 Aplique o operador de arredondamento  $DFS$ ;
4 Avalie as soluções;
5 while Critério de parada is not met do
6   1-Selezione o vetor de  $MCs$  para as operações 2 a 7;
7   2-Gere o vetor doador, através de Mutação Diferencial;
8   3-Recombine elementos do vetor alvo e doador, através do Cruzamento Binário;
9   4-Construa o modelo LP e encontre os valores ótimos de  $TMS$ ;
10  5-Aplique o operador de arredondamento  $DFS$ ;
11  6-Compare o desempenho do vetor descendente com o vetor alvo;
12  7-Selezione o melhor indivíduo entre eles;
13  if  $\beta$  e  $\gamma$  aceitarem configurações não padronizadas then
14    8-Repita os passos 2 a 7 para os vetores  $\beta$  e  $\gamma$ ;
15    9-Compare o desempenho com o vetor selecionado em 7;
16    10-Crie uma nova população com o melhor indivíduo entre eles;
17  else
18    8-Aplique Mutação no vetor de curvas formato por  $\beta$  e  $\gamma$ ;
19    9-Construa o modelo LP e encontre os valores ótimos de  $TMS$ ;
20    10-Aplique o operador de arredondamento  $DFS$ ;
21    11-Compare o desempenho com o vetor selecionado em 7;
22    12-Crie uma nova população com o melhor indivíduo entre eles;
23  end
24 end
25 Selezione o melhor indivíduo da população;

```

### Algoritmo 2: DE-LP-DFS

A estratégia escolhida para o algoritmo de Evolução Diferencial foi a DE/rand/1/bin, devido ao seu bom desempenho no trabalho de [Costa 2017](#) quando comparada com outras variantes <sup>2</sup>. Nesta estratégia, o vetor alvo é escolhido aleatoriamente entre os indivíduos da população e a mutação diferencial é realizada por um único vetor de diferença. No cruzamento, o número de parâmetros herdados do vetor alvo se aproxima de uma distribuição binomial [[Engelbrecht 2007](#)].

A [Figura 4](#) apresenta um exemplo da mutação diferencial nos valores de  $MC$ . Suponha um sistema com cinco relés e uma população com 25 indivíduos. Três deles são escolhidos aleatoriamente,  $X_{r_1}$ ,  $X_{r_2}$  e  $X_{r_3}$ . O vetor  $\vec{V}_i$  é o doador gerado através da operação, com escalares  $F$  no intervalo  $[0,2, 0,8]$ . A [Figura 5](#) mostra o cruzamento binário entre o alvo,  $\vec{X}_i$ , e o vetor doador,  $\vec{V}_i$ . Considerando uma taxa de cruzamento  $Cr = 0,80$ , o descendente irá herdar menos  $MCs$  do alvo, resultando no vetor  $\vec{U}_i$  com mais características do  $\vec{V}_i$ .

A sequência de operações do  $DFS$  é mostrada no [algoritmo 3](#). Duas mudanças importantes foram realizadas no operador de arredondamento, se comparado com o algoritmo encontrado em [Costa et al. 2019](#), chamado *Smart Round*. A primeira delas se refere às regras de ajuste das variáveis: o *Smart Round* fazia incrementos prioritariamente em  $MC$  enquanto no  $DFS$  os ajustes são realizados tanto em  $TMS$  quanto em  $MC$  e a solução com melhor desempenho é

<sup>2</sup> DE/BEST/1/BIN; DE/RAND/2/BIN; DE/BEST/2/BIN; DE/RAND-to-BEST/2/BIN; DE/RAND/1/EXP; DE/-BEST/1/EXP; DE/RAND/2/EXP; DE/BEST/2/EXP; DE/RAND-to-BEST/2/EXP

	$X_1^{MC}$	+	$F$	*	$X_2^{MC}$	-	$X_3^{MC}$	)=	$V_i$
$R_1$	0,67		0,5508		0,67		0,67		0,670
$R_2$	0,57		0,7461		0,55		0,54		0,577
$R_3$	0,65		0,4827		0,63		0,61		0,660
$R_4$	0,66		0,4933		0,63		0,64		0,655
$R_5$	0,29		0,2934		0,29		0,30		0,287

Figura 4 – Exemplo de mutação diferencial em uma solução com cinco relés

$X_i$	$V_i$	$U_i$
0,7	<b>0,67</b>	0,67
0,53	<b>0,577</b>	<b>0,53</b>
0,62	<b>0,66</b>	0,66
0,63	<b>0,655</b>	0,655
0,3	<b>0,287</b>	0,287

Figura 5 – Exemplo de cruzamento binário em uma solução com cinco relés

escolhida. A segunda melhoria se refere à integração do algoritmo à etapa de otimização. No *Smart Round* o operador de arredondamento é utilizado após a finalização da etapa DE/LP. O *DFS* está incorporado à etapa DE/LP.

```

input : Parametros, Solução
output: Nova Solução
1 Divida a rede radial em camadas  $L$  ;
2 for each camada  $l$  from  $L$  to 1 do
3   Arredonde os valores de  $TMS$  dos relés da camada;
4   for each relé  $p$  from 1 to  $P$  do
5     Avalie a solução com os novos valores de  $TMS$ ;
6     Encontre as relações primário/retaguarda que violaram  $ITC_{min}$ ;
7     while Existir relações primário/retaguarda violadas e não tratadas do
8       for each relação violada  $v$  from 1 to  $V$  do
9         Encontre os relés de retaguarda de cada relação violada  $v$ ;
10        for each relé de retaguarda  $b$  from 1 to  $B$  do
11          NovaSoluçãoA  $\leftarrow$  Incremente um passo no valor de  $TMS$ ;
12          NovaSoluçãoB  $\leftarrow$  Incremente um passo no valor de  $MC$ ;
13          NovaSolução =  $best(NovaSoluçãoA, NovaSoluçãoB)$ ;
14        end
15      end
16      Avalie a função objetivo com os novos valores de  $TMS$  e  $MC$ ;
17      Encontre as relações primário/retaguarda que violaram  $ITC_{min}$ ;
18    end
19  end
20 end

```

**Algoritmo 3: Operador DFS**

Primeiramente, é realizado o arredondamento de  $TMS$  para o valor discreto mais próximo da solução inicial. Caso isso acarrete em alguma inviabilidade, o operador procura pelos melhores ajustes de  $MC$  e de  $TMS$  que comprometa o mínimo possível os tempos de operação dos

relés obtidos pelos ajustes contínuos. Desenvolvido para redes radiais, o algoritmo segmenta os relés por camadas e inicia os ajustes a partir da camada mais distante do nó raiz. O processo ocorre iterativamente até que não haja mais violações ou que todas as camadas tenham sido percorridas.

### 5.3 Coordenação robusta

A desconexão de uma ou mais linhas do sistema pode causar mudanças nos níveis das correntes de falta vistas pelos equipamentos de proteção e também aumentar ou diminuir os níveis das correntes de carga das linhas restantes. Com o estudo de robustez deseja-se mitigar os impactos decorrentes de atuações desnecessárias dos relés devido ao aumento das correntes de carregamento do circuito.

A partir da solução encontrada na coordenação simples e dos parâmetros do sistema considerando desligamentos e manobras de linha, a ferramenta irá avaliar se a proteção é mantida mesmo sob cenários diferentes daquele que representa a operação normal do sistema (cenário básico). Foram simulados cenários com uma falta, duas e três faltas simultâneas. A robustez é obtida ao considerar dois critérios: deseja-se manter o objetivo da coordenação simples de minimizar o tempo de atuação dos relés e, também, encontrar uma solução que minimize a energia total não suprida.

Conforme apresentado no modelo bi-objetivo no [Capítulo 4](#), a energia não suprida por um relé é estimada por meio da cálculo da potência desconectada quando o sistema opera, por determinado tempo, sob condições anormais. Para o estudo de caso deste trabalho, a energia não suprida considera o fator de capacidade eólico médio do estado do Ceará, em 2020, que foi de 36,4% [[ABEEólica 2021](#)].

Para essa etapa da coordenação, os relés que atuam devido ao aumento das correntes das linhas remanescentes em cada cenário alternativo são identificados. A ferramenta buscará soluções mais robustas, capazes de manter a carga conectada respeitando os limites de condução das linhas. Novos limites mínimos de  $I_p$  são adicionados ao modelo, de acordo com a Equação [31](#), e o problema é reotimizado. O algoritmo [4](#) descreve como é feita essa atualização.

$$I_{p_{min}}(r) = k \cdot I_{car}(r) \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (31)$$

em que:

$k$ : constante de folga.

$r$ : índice do relé que atua devido a  $I_{car}$ .

```

input : Sistema principal, Solução, Cenários alternativos
output : Sistema principal atualizado, Nova solução
1 for cada cenário alternativo do
2   | Avalie o desempenho da solução ;
3   | Identifique os relés que atuaram indevidamente ;
4 end
5 for cada relé atuado em um ou mais cenários alternativos do
6   | Calcule novo  $I_p$ 
7   | Atualize  $MC_{min}$ 
8   | Atualize Sistema principal
9 end
    
```

**Algoritmo 4:** CalculaNovolp

Nos casos em que a atualização é necessária, uma nova otimização é realizada, agora com o cenário atualizado e a partir da melhor solução obtida até então. Os ajustes de  $I_p$  e as reotimizações são feitas de forma iterativa em uma única execução do algoritmo, até que o sistema se estabilize e uma nova solução seja encontrada, conforme apresentado na Figura 6. A esse processo é dado o nome de coordenação robusta pois o objetivo é encontrar uma solução que atenda não só ao cenário básico como também minimize os impactos gerados por desconexões de linhas e perdas de carga.

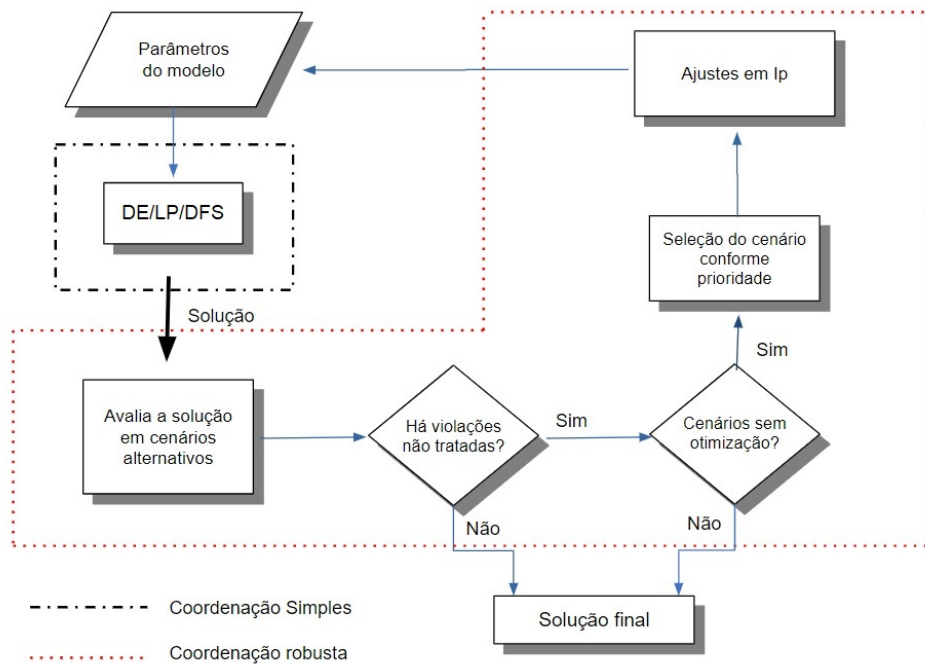
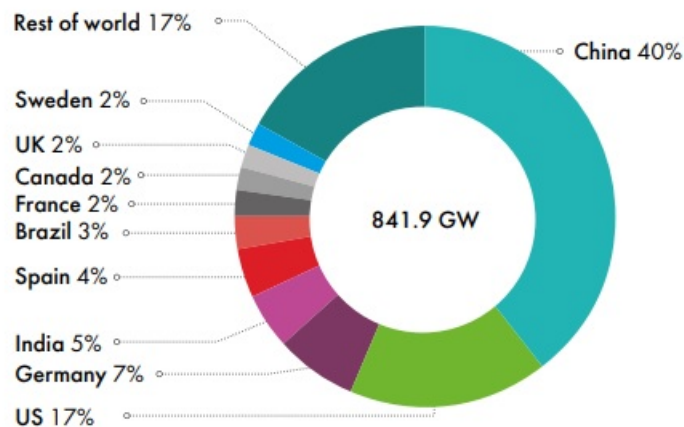


Figura 6 – Fluxograma da ferramenta proposta

## 6 O Complexo Eólico de Aracati

Os investimentos na geração de energia eólica, considerada uma fonte renovável, não poluente e de baixo impacto ambiental, vêm crescendo em todo o mundo e o Brasil ocupa uma posição de destaque. Segundo o último *Global Wind Statistic*, a abundância de energia eólica de qualidade tanto *onshore* quanto *offshore* são únicos no mundo. O país foi o terceiro com o maior aumento de capacidade instalada de energia eólica em 2022 e ocupa o sexto lugar no *ranking* mundial que afere a capacidade instalada de produção de energia eólica *onshore*, ou seja, a produção dos parques eólicos instalados em terra [GWEC 2023].

Figura 7 – Distribuição das instalações *onshore* no Mundo

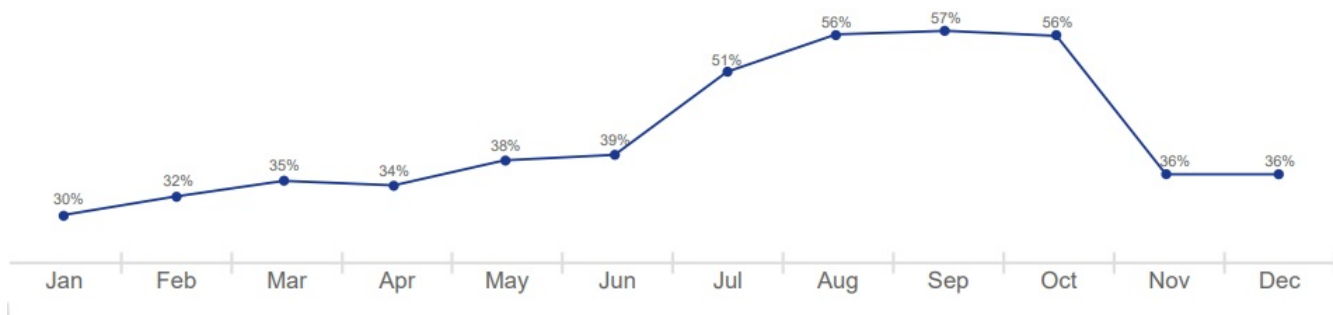


Fonte: [GWEC 2023, p. 99]

No momento do levantamento desses dados, o Brasil contava com 25,6 GW de capacidade instalada, a frente de países como França, com 20,7 GW, Canadá, com 15,3 GW, Reino Unido, com 14,6 GW e Suécia, com 14,4 GW. A energia eólica se destacou no país pelo melhor custo benefício e foi considerada a tecnologia para geração de energia mais competitiva nos leilões brasileiros de 2018.

Segundo a ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica, em 2022 foram gerados 81,45 TWh de energia eólica no país, o equivalente a 6787,7 GWh/mês. O fator de capacidade da energia eólica, proporção entre a produção efetiva em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período, foi de 41,5% em 2022, com pico de 56,5% no mês de Setembro. Isso indica que a produção eólica pode ser considerada uma fonte de energia consolidada no Brasil [ABEEólica 2019] [ABEEólica 2021] [ABEEólica 2023].

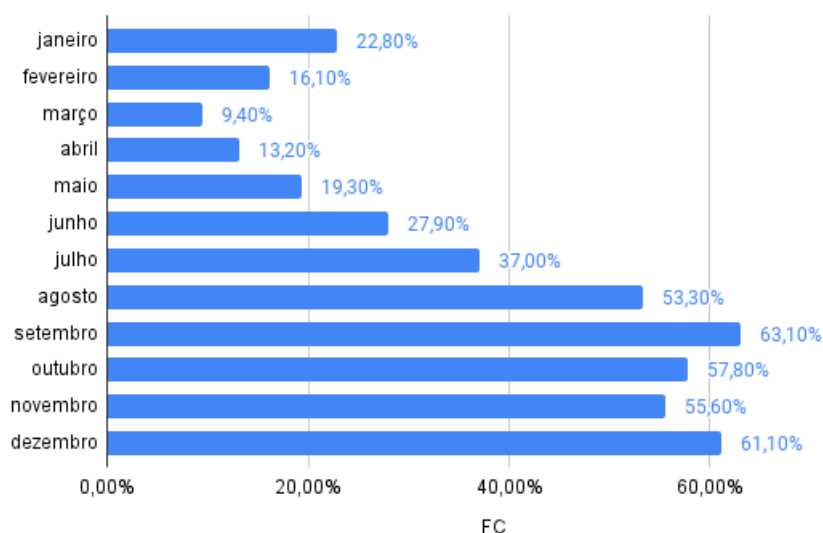
Figura 8 – Fator de capacidade eólica mensal no Brasil em 2022



Fonte: [ABEEólica 2023, p. 7]

A região Nordeste é responsável pela maior geração de energia eólica brasileira. Os cinco estados brasileiros que tiveram a maior produção em 2022 foram Bahia (24,17 TWh), Rio Grande do Norte (23,2 TWh), Piauí (10,3 TWh), Ceará (7,1 TWh) e Rio Grande do Sul (5,37 TWh). Os que obtiveram o maior fator de capacidade foram Bahia (44,9%), Piauí (43,1%), Maranhão (42,5%), Pernambuco (42,3%) e Rio Grande do Norte (39,4%). A Figura 9 apresenta os Fatores de Capacidade mensais para o estado do Ceará, conforme dados da ABEEólica 2021 e que serão utilizados deste trabalho.

Figura 9 – Fator de capacidade eólica mensal do Estado do Ceará em 2020



O Brasil é um dos mercados mundiais com melhores perspectivas de instalação de energia eólica *offshore* [ABEEólica 2019]. O potencial estimado do País para geração de energia eólica

a partir do alto-mar é de 700 GW [GWEC 2022]. Espera-se que em 2031, sejam gerados 114 TWh a partir de usinas eólicas, 12% da geração total de eletricidade do país [MME 2021].

A GWEC - *Global Wind Energy Council* destaca três desafios chave deste mercado [GWEC 2019]:

- Eficiência nos custos: encontrar a solução mais barata e mais eficiente para a geração de energia eólica.
- Integração de energias renováveis: controlar e despachar energia eólica e renovável dentro das condições da matriz energética.
- Maior garantia de fornecimento: assegurar o suprimento da demanda criando soluções que possam competir com a energia fóssil. Este estudo traz contribuições importantes para a manutenção dos níveis de confiabilidade e segurança da rede, propondo ajustes de proteção mais robustos que minimizem os impactos das faltas no fornecimento de energia.

O crescimento do mercado de energia eólica no Brasil traz consigo desafios para ganhos de eficiência, redução de custos e integração dessa fonte com as convencionais. A ferramenta proposta neste trabalho foi aplicada para otimização da proteção de um Sistema de Distribuição em Média Tensão de um parque eólico da empresa Alupar.

A Alupar é uma *holding* de controle nacional privado, com atuação no setor de energia, mais especificamente nos segmentos de transmissão e geração [Alupar]. No segmento de transmissão, a empresa possui a concessão de 35 sistemas de transmissão. Na geração, a Alupar detém a concessão/autorização de 16 projetos de geração de energia, que totalizam 798,5 MW de capacidade instalada, entre eles um projeto eólico em operação. O Complexo Eólico de Aracati, localizado no município de Aracati, no Ceará, é objeto de estudo deste trabalho e será detalhados na [subseção 6.0.1](#).

### 6.0.1 Instâncias ARACATI

O sistema do Complexo Eólico de Aracati da Alupar é composto por nove circuitos de aerogeradores conectados a uma linha de transmissão. Onze relés para proteção de sobrecorrente temporizada (51) e proteção de sobrecorrente direcional (67) estão instalados na rede, conforme [Figura 10](#).

O sistema está operando desde o final de 2019, o que significa que os registros de falhas disponíveis são bastante limitados para inferir a distribuição de probabilidade de falhas ao longo dos circuitos. Devido a isso, assume-se aqui que as falhas são distribuídas proporcionalmente

ao número de geradores conectados a cada segmento do circuito. Observe que esta suposição não tem nenhum impacto na abordagem proposta, uma vez que as probabilidades de abertura do relé são parâmetros de entrada do algoritmo proposto. Tal informação pode ser corrigida posteriormente, quando mais dados estiverem disponíveis.

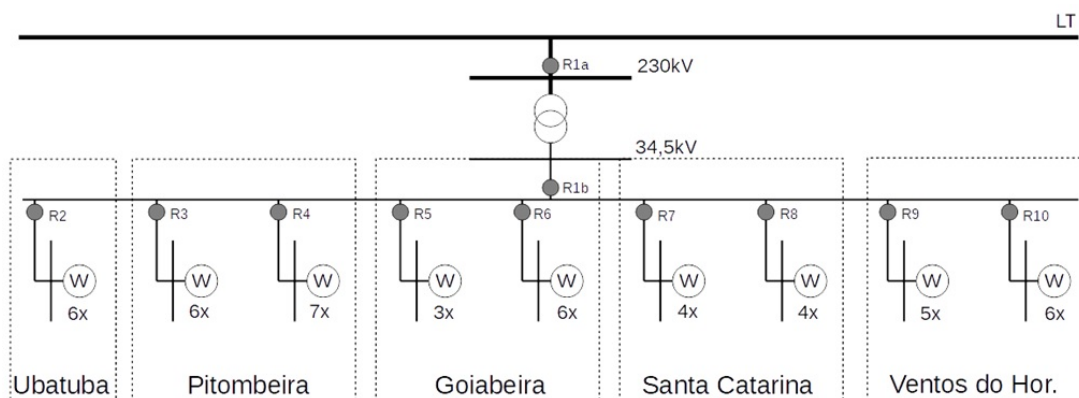


Figura 10 – Complexo Eólico de Aracati - configuração atual (ARACATI/11)

Devido à topologia radial, uma falta nesse sistema desconecta não só a linha onde ela ocorreu mas também todos os trechos da linha a frente do ponto da falta. Para aumentar a disponibilidade de geração em cenários alternativos do sistema e minimizar os custos de instalação de novos equipamentos, foi desenvolvido um algoritmo para a expansão da proteção. Dada uma alocação de equipamentos, foram indicados quais dispositivos deveriam ser instalados e qual seria a sequência mais adequada. A Figura 11 apresenta uma representação do sistema com a inserção de todas as possibilidades. São elas:

- Nove relés de proteção, cada um seccionando um dos nove aerogeradores. A inclusão de um relé na rede aumentaria a seletividade da proteção mas poderia afetar as taxas de indisponibilidade de outros relés.
- Nove chaves normalmente abertas (NA), fechando cada circuito adjacente: 8-14, 14-21, 21-24, 24-30, 30-34, 34-38, 38-43, 43-49 e 49-8. A inclusão de linhas manobráveis geraria novas alternativas de reconfiguração na rede.

A solução obtida permitirá mudanças na topologia da rede para minimizar os impactos de uma possível falta. A configuração ideal de relés de proteção e linhas manobráveis minimiza os investimentos na implantação e incrementa os ganhos proporcionados tanto em flexibilidade de operação quanto em seletividade da proteção. A Figura 12 mostra as modificações do sistema. Foram incluídos nove relés de proteção, totalizando 20 relés, e cinco chaves normalmente abertas.

Essa etapa foi realizada à parte e não faz parte dos resultados obtidos no desenvolvimento deste trabalho. Por isso, o estudo de expansão da proteção não será detalhado. Os resultados

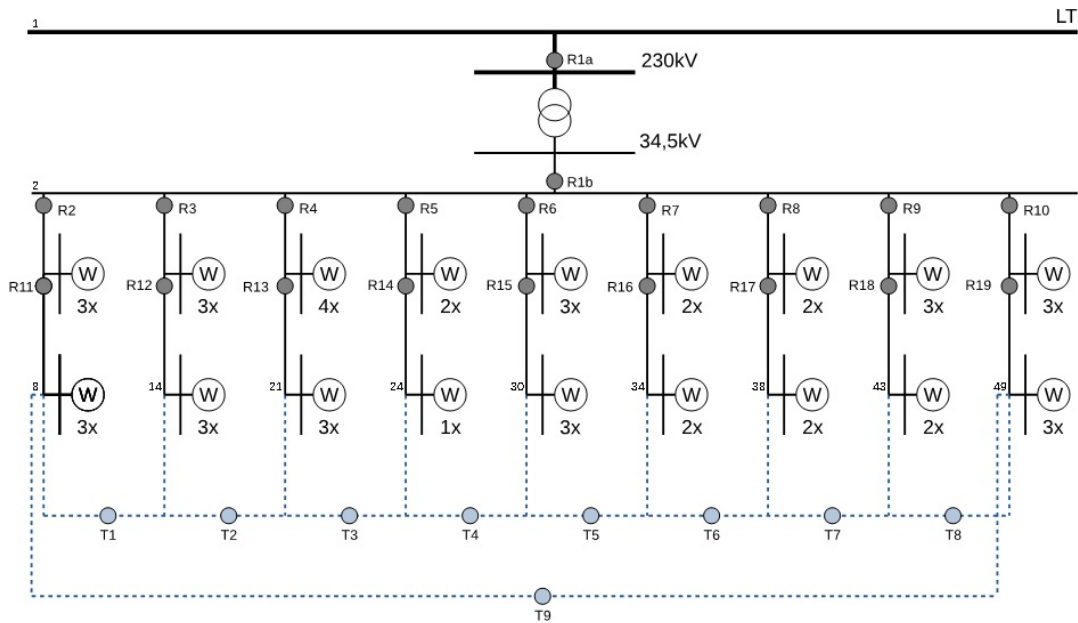


Figura 11 – Complexo Eólico de Aracati com a inclusão dos relés e chaves NA candidatas

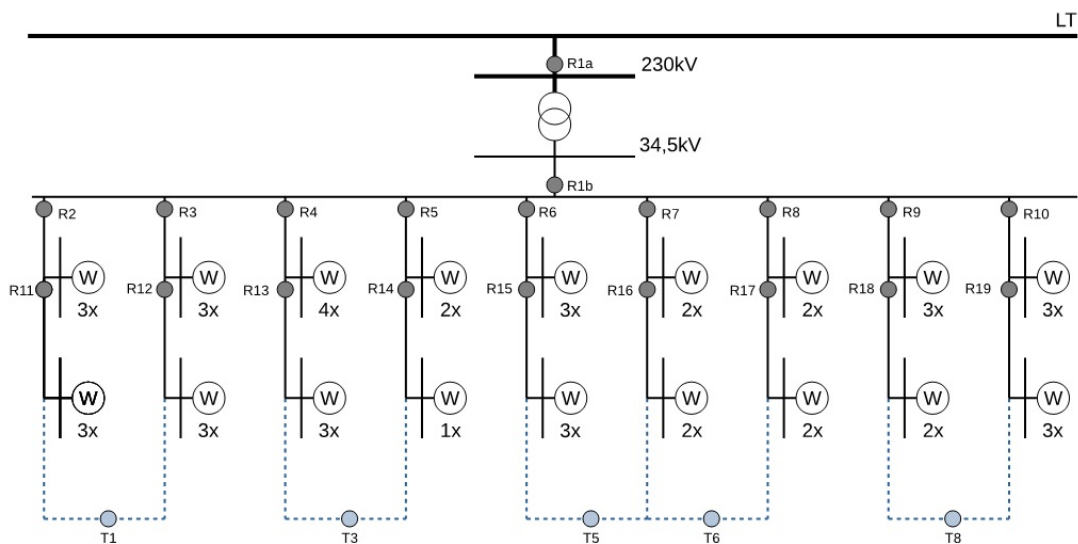


Figura 12 – Complexo Eólico de Aracati - configuração modificada (ARACATI/20/5)

obtidos serão utilizados para executar o modelo proposto, objeto de estudo desta tese. A partir dos diagramas apresentados, as instâncias ARACATI/11 e ARACATI/20/5 foram criadas. Com a nova configuração de proteção, a manobra de chaves permitirá a redução das perdas ativas mantendo a topologia radial.

## 7 Resultados

Essa seção está dividida em quatro partes. Na primeira, serão apresentados os parâmetros utilizados no algoritmo, as configurações possíveis para os relés de acordo com a instância utilizada e as características de cada cenário estudado. Na segunda parte, serão analisados os resultados obtidos através de três versões do algoritmo de arredondamento. A versão com o melhor desempenho será utilizada em todo o trabalho. A terceira parte, traz os resultados para a coordenação simples e, por fim, na quarta parte será apresentado o estudo de robustez.

### 7.1 Parâmetros

A [Tabela 3](#) apresenta os parâmetros utilizados na etapa DE do algoritmo DE-LP-DFS. Esses mesmos parâmetros são utilizados tanto na coordenação simples quanto na robusta.

Tabela 3 – Parâmetros dos experimentos para algoritmo DE

Parâmetro	Valores
$N$	50
$F_{min}$	0,2
$F_{max}$	0,8
$CR_{min}$	0,1
$CR_{max}$	0,1
$TxMut$ - Curva	0,05
Critério de parada	200 iterações sem melhora

A [Tabela 4](#) apresenta os dados da instância ARACATI/20/5. A instância ARACATI/11 é uma versão reduzida e apresenta os mesmos limites, considerando apenas os relés 1A/B a 10.

É importante destacar algumas definições e características desta instância:

- a configuração dos relés de sobrecorrente localizados na rede ARACATI/11 e ARACATI/20/5 possui resolução de 0,01 para  $MC$  e  $TMS$ ;
- o tempo de atuação dos relés é ajustado pelo  $TMS$ ,  $MC$  e pela curva característica;
- o tempo máximo desejado para atuação do relé  $T_{max}$  é 0,3 segundos;
- foi atribuído peso  $\omega$  igual a 10 para a penalidade por violação da restrição de  $T_{max}$ . Em alguns casos, que serão detalhados posteriormente, também serão apresentadas as soluções com peso  $\omega$  igual a 100;

Tabela 4 – Limites para ajustes dos relés

Relé	$MC_{min}$	$MC_{max}$	$TMS_{min}$	$TMS_{max}$	RTC
1B	0,69	0,19	0,05	15	2500
2	0,55	5,00	0,05	15	400
3	0,56	5,00	0,05	15	400
4	0,65	5,00	0,05	15	400
5	0,28	5,00	0,05	15	400
6	0,56	5,00	0,05	15	400
7	0,37	5,00	0,05	15	400
8	0,37	5,00	0,05	15	400
9	0,46	5,00	0,05	15	400
10	0,55	5,00	0,05	15	400
1A	0,22	0,64	0,05	15	1200
12	0,28	5,00	0,05	15	400
13	0,19	5,00	0,05	15	400
14	0,19	5,00	0,05	15	400
15	0,10	5,00	0,05	15	400
16	0,28	5,00	0,05	15	400
17	0,28	5,00	0,05	15	400
18	0,19	5,00	0,05	15	400
19	0,28	5,00	0,05	15	400
20	0,28	5,00	0,05	15	400

- o intervalo mínimo de coordenação entre os pares primário / retaguarda  $ITC_{min}$  corresponde a 0,2 segundos;
- o relé 1A, posicionado na alta, foi incluído nas relações primário / retaguarda;
- devido à topologia radial, os relés 2 a 10 e o relé 1A não possuem relação direta de coordenação entre eles.
- o tempo de operação da rede  $TO$ , variável utilizada no modelo bi-objetivo, foi de 8760 horas (1 ano);
- a estimativa da taxa de indisponibilidade das linhas desconectadas no cenário alternativo  $k$  no período  $TO$ ,  $ur_k$ , foi gerada seguindo distribuição uniforme, entre 3% e 12%, conforme [Tabela 6](#).

Para que fosse possível testar o desempenho do modelo matemático com os aprimoramentos realizados e comparar soluções foram criados onze cenários de acordo com as seguintes variações:

- parâmetros das curvas ( $\beta$  e  $\gamma$ ): padronizado e não padronizado.
  - quando padronizada: curvas normalmente inversa, muito inversa e extremamente inversa.
  - quando não padronizada: valores entre os parâmetros da curva normalmente inversa (limite superior) e extremamente inversa (limite inferior).

- função objetivo composta apenas pela minimização da soma dos tempos de atuação dos relés primários ou também da soma dos tempos de atuação dos relés secundários.
- condições de falta: única, com impedância de falta  $Z = 0 \Omega$ , ou múltipla, considerando as impedâncias de falta  $Z = 0, Z = 10, Z = 20, Z = 30, Z = 40, Z = 50$ . A escolha dessa condição tem impacto direto no número de relações PrBk que devem ser coordenadas, conforme [Tabela 5](#).

Tabela 5 – Número de relações PrBk para cada condição de falta:

Impedância (Z)	Total de relações Pr/Bk
0	19
10	19
20	9
30	9
40	9
50	9

Tabela 6 – Taxa de indisponibilidade anual por relé

R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10
0.10	0.08	0.05	0.12	0.09	0.12	0.07	0.05	0.03

Um resumo dos cenários e das condições definidas para cada um é apresentado na [Tabela 7](#).

Tabela 7 – Parâmetros dos Cenários analisados

Cenário	Condição de Falta	Curvas	Composição da FO
A	Única	NI	$\sum T$
B	Única	NI	$\sum T + \sum Tbk$
C	Única	NI / VI	$\sum T$
D	Única	NI / VI	$\sum T + \sum Tbk$
E	Única	NI / VI / EI	$\sum T$
F	Única	NI / VI / EI	$\sum T + \sum Tbk$
G	Única	Não padronizada	$\sum T$
H	Única	Não padronizada	$\sum T + \sum Tbk$
I	Múltipla	NI / VI / EI	$\sum T$
J	Múltipla	NI / VI / EI	$\sum T + \sum Tbk$
K	Múltipla	Não padronizada	$\sum T$
L	Múltipla	Não padronizada	$\sum T + \sum Tbk$

## 7.2 Comparação entre versões do operador de arredondamento

Essa seção apresenta um comparativo entre os resultados alcançados com as três versões do do operador de arredondamento:

1. **SR**: algoritmo de arredondamento que faz incrementos prioritariamente em  $MC$  e é utilizado após a finalização da etapa DE/LP;
2. **newSR**: algoritmo de arredondamento que faz incrementos em  $TMS$  e em  $MC$ , conforme melhor desempenho, e é utilizado após a finalização da etapa DE/LP;
3. **DFS**: algoritmo de arredondamento que faz incrementos em  $TMS$  e em  $MC$ , conforme melhor desempenho, e é incorporado à etapa DE/LP;

A [Tabela 8](#) apresenta os resultados para o cenário mais simples, em que a curva característica dos relés não é uma variável e foi predefinida como normalmente inversa. A função objetivo minimiza apenas o tempo de atuação dos relés primários. Observa-se uma redução de 20% na função objetivo quando se compara a primeira versão do algoritmo (SR) com a terceira versão (DFS).

Tabela 8 – Desempenho dos algoritmos de arredondamento - Cenário A

	SR	newSR	DFS
F (média)	6,3597 ± 0	5,4157 ± 0	5,0771 ± 0
G (média)	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
T (média)	3,8366 ± 0	3,5293 ± 0	3,4497 ± 0
Tempo (média)	13 ± 0,51	11,17 ± 0,66	10,29 ± 0,33
Gerações (média)	348,27 ± 6,26	348,03 ± 5,91	272,1 ± 7,86

Conforme dito anteriormente, a primeira versão do operador de arredondamento, utilizado em estudos presentes na literatura, prioriza os incrementos de  $MC$  daqueles relés de *backup* violados após o arredondamento da solução encontrada pelo DE/LP. O  $TMS$  só recebe um incremento quando o  $MC$  atinge seu valor máximo. Além disso, a função objetivo é avaliada apenas uma vez para cada passo da busca exploratória. Para ilustrar essa regra do algoritmo, a [Tabela 9](#) mostra os valores finais de  $MC$  e  $TMS$  após a execução do algoritmo SR para o cenário A.

Após o arredondamento de  $TMS$  para os valores contidos em  $\mathcal{T}$ , as relações  $PrBk$  violadas possuem os relés R2, R3, R4, R5, R7, R8 e R10 como relés de *backup*. Ao final da execução de  $SR$ , houve um incremento nos valores de  $TMS$  de cada um dos relés. Para que isso fosse possível, conforme a regra do algoritmo, todos os relés sofreram incrementos em  $MC$  até assumirem seu valor máximo.

Tabela 9 – Ajustes dos relés após algoritmo SR

	R2	R3	R4	R5	R7	R8	R10
MC	5	5	5	5	5	5	5
TMS	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06

A segunda versão do operador de arredondamento, *newSR*, compara os incrementos de *MC* e *TMS* e realiza aquele que custa menos para a função objetivo. A Tabela 10 mostra os valores finais de *MC* e *TMS* após a execução do algoritmo SR para o cenário A. Percebe-se que foi preciso menos incrementos nos valores de *MC* e *TMS* para se chegar a uma solução viável. Portanto, o valor da função objetivo ficou mais próximo do valor encontrado em DE/LP, antes dos arredondamentos.

Tabela 10 – Ajustes dos relés após algoritmo newSR

	R2	R3	R4	R5	R7	R8	R10
MC	3.96	5	5	4.39	3.93	3.52	3.67
TMS	0.05	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05

A terceira versão do operador de arredondamento, *DFS*, é utilizada durante o DE/LP e, por estar incorporada à etapa de otimização, é executada diversas vezes ao longo da operação. Por isso, não cabe aqui comparar os ajustes dos relés com as duas versões anteriores em que o arredondamento é realizado uma única vez ao final da etapa DE/LP.

Uma tabela comparativa entre os resultados alcançados pelas três versões em todos os cenários é apresentada no Anexo A. A versão *DFS* mostrou-se consistente na obtenção de soluções melhores, principalmente nas instâncias mais complexas. Portanto, *DFS* foi o algoritmo de arredondamento utilizado nos resultados apresentados nas seções a seguir.

### 7.3 Coordenação simples

Para a coordenação simples, o objetivo da otimização é encontrar o melhor ajuste para os relés de forma que o tempo total de atuação seja minimizado, respeitando o intervalo mínimo de coordenação das relações PrBk. Os relés que não atuam como *backup* possuem apenas as restrições dos limites de ajuste, vistos na Tabela 4 e, portanto, podem ser parametrizados com os valores mínimos de *MC*.

O algoritmo DE-LP-DFS foi executado para a coordenação dos relés de proteção da instância ARACATI/11. Os resultados apresentados nesta seção trazem os ajustes e o desempenho de todo o sistema, considerando os 20 relés instalados. Com base nesses resultados será possível realizar a etapa da coordenação robusta.

O desempenho do algoritmo e os resultados obtidos, após 30 execuções, são apresentados abaixo.

### 7.3.1 Condição de falta única

Os cenários A a F permitem que as soluções assumam uma configuração padronizada de curvas. Nos cenários C a H a escolha da curva torna-se uma variável. Os cenários G e H trabalham com curvas não padronizadas e os valores de  $\beta$  e  $\gamma$  podem assumir qualquer valor entre os limites mínimo e máximo preestabelecidos. Para facilitar a consulta, um resumo dos cenários com condição de falta única é reapresentado na [Tabela 11](#).

Todos os cenários dessa subseção possuem 19 relações PrBk e serão apresentadas juntamente com os resultados.

Tabela 11 – Parâmetros dos Cenários analisados

Cenário	Curvas	Composição da FO
A	NI	$\sum T$
B	NI	$\sum T + \sum Tbk$
C	NI / VI	$\sum T$
D	NI / VI	$\sum T + \sum Tbk$
E	NI / VI / EI	$\sum T$
F	NI / VI / EI	$\sum T + \sum Tbk$
G	Não padronizada	$\sum T$
H	Não padronizada	$\sum T + \sum Tbk$
I	NI / VI / EI	$\sum T$
J	NI / VI / EI	$\sum T + \sum Tbk$
K	Não padronizada	$\sum T$
L	Não padronizada	$\sum T + \sum Tbk$

#### 7.3.1.1 Curva Padronizada

##### Cenários A e B

A [Tabela 12](#) apresenta os resultados para os cenários A e B, em que a curva é um parâmetro, definida como Normalmente Inversa. Ao incluir os tempos de atuação dos relés secundários na FO (cenário B), a solução apresenta pequenas diferenças. O modelo penaliza um pouco mais a função objetivo (e, com isso, o tempo total de atuação dos relés primários aumenta 0,0022 segundos) para uma maior redução nos tempos de atuação dos relés secundários (uma redução de 0,0356 segundos).

A [Tabela 13](#) apresenta os ajustes dos relés no cenário A e a [Tabela 14](#) apresenta os ajustes dos relés no cenário B. Em ambos, o relé 1B foi o único que violou  $T_{max}$ .

Tabela 12 – Coordenação Simples - Desempenho nos cenários A e B

Cenário	A	B
<b>F (melhor)</b>	5,0771	12,6510
<b>F (média)</b>	5,0771 $\pm$ 0	12,651 $\pm$ 0
$\sum T$ (média)	3,4497 $\pm$ 0	3,4519 $\pm$ 0
$\sum Tbk$ (média)	7,5854 $\pm$ 0	7,5498 $\pm$ 0
$\sum \epsilon$ (média)	0,1627 $\pm$ 0	0,1649 $\pm$ 0

Tabela 13 – Coordenação Simples - Cenário A - Ajustes dos relés

Relés nº	TMS	MC	Curva	T	$\epsilon$	Tbk
<b>1B</b>	0,06	1,11	NI	0,463	0,163	4,386
<b>2</b>	0,05	3,96	NI	0,213	0,000	0,287
<b>3</b>	0,06	4,42	NI	0,266	0,000	0,279
<b>4</b>	0,06	4,34	NI	0,263	0,000	0,279
<b>5</b>	0,05	4,39	NI	0,222	0,000	0,266
<b>6</b>	0,05	4,32	NI	0,223	0,000	0,285
<b>7</b>	0,05	3,93	NI	0,210	0,000	0,279
<b>8</b>	0,05	3,52	NI	0,199	0,000	0,281
<b>9</b>	0,05	3,77	NI	0,206	0,000	0,279
<b>10</b>	0,05	3,67	NI	0,204	0,000	0,289
<b>1A</b>	0,05	0,51	NI	0,260	0,000	0,676
<b>12</b>	0,05	0,28	NI	0,087	0,000	0,000
<b>13</b>	0,05	0,19	NI	0,078	0,000	0,000
<b>14</b>	0,05	0,19	NI	0,081	0,000	0,000
<b>15</b>	0,05	0,10	NI	0,065	0,000	0,000
<b>16</b>	0,05	0,28	NI	0,089	0,000	0,000
<b>17</b>	0,05	0,28	NI	0,085	0,000	0,000
<b>18</b>	0,05	0,19	NI	0,079	0,000	0,000
<b>19</b>	0,05	0,28	NI	0,079	0,000	0,000
<b>20</b>	0,05	0,28	NI	0,079	0,000	0,000

A [Tabela 15](#) apresenta o intervalo de coordenação para todas as relações PrBk dos cenários A e B, com poucas diferenças entre eles.

### Cenário C e D

A [Tabela 16](#) apresenta os resultados para os cenários C e D, em que a curva é uma variável e pode assumir a configuração Normalmente Inversa ou Muito Inversa. Ao incluir os tempos de atuação dos relés secundários na FO (cenário D), a solução apresenta pequenas diferenças, como vistas nos cenários A e B. O modelo penaliza um pouco mais a função objetivo (e, com isso, o tempo total de atuação dos relés primários aumenta 0,0035 segundos) para uma maior redução nos tempos de atuação dos relés secundários (uma redução de 0,0575 segundos).

A [Tabela 17](#) e a [Tabela 18](#) apresentam os ajustes dos relés nos cenários C e D. Todos os

Tabela 14 – Coordenação Simples - Cenário B - Ajustes dos relés

Relés nº	TMS	MC	Curva	T	€	Tbk
<b>1B</b>	0,08	0,83	NI	0,465	0,165	4,350
<b>2</b>	0,05	3,96	NI	0,213	0,000	0,287
<b>3</b>	0,06	4,42	NI	0,266	0,000	0,279
<b>4</b>	0,06	4,34	NI	0,263	0,000	0,279
<b>5</b>	0,05	4,39	NI	0,222	0,000	0,266
<b>6</b>	0,05	4,32	NI	0,223	0,000	0,285
<b>7</b>	0,05	3,93	NI	0,210	0,000	0,279
<b>8</b>	0,05	3,52	NI	0,199	0,000	0,281
<b>9</b>	0,05	3,77	NI	0,206	0,000	0,279
<b>10</b>	0,05	3,67	NI	0,204	0,000	0,289
<b>1A</b>	0,05	0,51	NI	0,260	0,000	0,676
<b>12</b>	0,05	0,28	NI	0,087	0,000	0,000
<b>13</b>	0,05	0,19	NI	0,078	0,000	0,000
<b>14</b>	0,05	0,19	NI	0,081	0,000	0,000
<b>15</b>	0,05	0,10	NI	0,065	0,000	0,000
<b>16</b>	0,05	0,28	NI	0,089	0,000	0,000
<b>17</b>	0,05	0,28	NI	0,085	0,000	0,000
<b>18</b>	0,05	0,19	NI	0,079	0,000	0,000
<b>19</b>	0,05	0,28	NI	0,079	0,000	0,000
<b>20</b>	0,05	0,28	NI	0,079	0,000	0,000

Tabela 15 – Coordenação Simples - ITCs para os cenários A e B

Relações Pr-Bk	Cenário A	Cenário B
1B-1A	0,214	0,212
2-1B	0,281	0,275
3-1B	0,202	0,203
4-1B	0,204	0,205
5-1B	0,259	0,257
6-1B	0,263	0,260
7-1B	0,282	0,277
8-1B	0,304	0,296
9-1B	0,288	0,283
10-1B	0,297	0,289
12-2	0,200	0,200
13-7	0,200	0,200
14-8	0,200	0,200
15-5	0,200	0,200
16-10	0,200	0,200
17-6	0,200	0,200
18-9	0,200	0,200
19-4	0,200	0,200
20-3	0,200	0,200

Tabela 16 – Coordenação Simples - Desempenho nos cenários C e D

Cenário	C	D
<b>F (melhor)</b>	2,8109	8,9896
<b>F (média)</b>	2,8118 $\pm$ 0,0049	8,9896 $\pm$ 0
$\sum T$ (média)	1,94 $\pm$ 0,0004	1,9435 $\pm$ 0
$\sum Tbk$ (média)	6,1995 $\pm$ 0,0019	6,142 $\pm$ 0
$\sum \epsilon$ (média)	0,0872 $\pm$ 0,0004	0,0904 $\pm$ 0

Tabela 17 – Coordenação Simples - Cenário C - Ajustes dos relés

Relés nº	TMS	MC	Curva	T	$\epsilon$	Tbk
<b>1B</b>	0,08	0,72	VI	0,387	0,087	3,705
<b>2</b>	0,05	3,19	VI	0,128	0,000	0,215
<b>3</b>	0,05	4,63	VI	0,192	0,000	0,210
<b>4</b>	0,05	4,54	VI	0,188	0,000	0,210
<b>5</b>	0,05	3,75	VI	0,149	0,000	0,205
<b>6</b>	0,05	3,49	VI	0,141	0,000	0,213
<b>7</b>	0,05	3,22	VI	0,128	0,000	0,209
<b>8</b>	0,05	2,87	VI	0,114	0,000	0,211
<b>9</b>	0,05	3,09	VI	0,123	0,000	0,210
<b>10</b>	0,05	2,94	VI	0,118	0,000	0,216
<b>1A</b>	0,05	0,40	VI	0,177	0,000	0,596
<b>12</b>	0,05	0,28	VI	0,014	0,000	0,000
<b>13</b>	0,05	0,19	VI	0,009	0,000	0,000
<b>14</b>	0,05	0,19	VI	0,011	0,000	0,000
<b>15</b>	0,05	0,10	VI	0,004	0,000	0,000
<b>16</b>	0,05	0,28	VI	0,016	0,000	0,000
<b>17</b>	0,05	0,28	VI	0,013	0,000	0,000
<b>18</b>	0,05	0,19	VI	0,010	0,000	0,000
<b>19</b>	0,05	0,28	VI	0,010	0,000	0,000
<b>20</b>	0,05	0,28	VI	0,010	0,000	0,000

relés assumiram a curva Muito Inversa e o relé 1B passou a violar menos o valor de  $T_{max}$ , uma redução de 50%. A [Tabela 19](#) apresenta o intervalo de coordenação para todas as relações PrBk dos cenários C e D, com poucas diferenças entre eles.

### Cenário E e F

A [Tabela 20](#) apresenta os resultados para os cenários E e F, em que a curva é uma variável e pode assumir a configuração de NI, VI ou EI. Em comparação ao cenário E, o cenário F apresenta diferenças um pouco maiores do que as vistas até então. Com um aumento de 0,0063 segundos no tempo de atuação dos relés primários, o modelo consegue uma redução de 0,1878 segundos nos tempos de atuação dos relés secundários.

As [Tabelas 21 e 22](#) apresentam os ajustes dos relés nos cenários E e F. Na comparação entre

Tabela 18 – Coordenação Simples - Cenário D - Ajustes dos relés

Relés nº	TMS	MC	Curva	T	€	Tbk
1B	0,07	0,79	NI	0,390	0,090	3,647
2	0,05	3,19	VI	0,128	0,000	0,215
3	0,06	4,01	VI	0,192	0,000	0,210
4	0,05	4,54	VI	0,188	0,000	0,210
5	0,05	3,75	VI	0,149	0,000	0,205
6	0,05	3,49	VI	0,141	0,000	0,213
7	0,05	3,22	VI	0,128	0,000	0,209
8	0,05	2,87	VI	0,114	0,000	0,211
9	0,05	3,09	VI	0,123	0,000	0,210
10	0,05	2,94	VI	0,118	0,000	0,216
1A	0,05	0,40	VI	0,177	0,000	0,596
12	0,05	0,28	VI	0,014	0,000	0,000
13	0,05	0,19	VI	0,009	0,000	0,000
14	0,05	0,19	VI	0,011	0,000	0,000
15	0,05	0,10	VI	0,004	0,000	0,000
16	0,05	0,28	VI	0,016	0,000	0,000
17	0,05	0,28	VI	0,013	0,000	0,000
18	0,05	0,19	VI	0,010	0,000	0,000
19	0,05	0,28	VI	0,010	0,000	0,000
20	0,05	0,28	VI	0,010	0,000	0,000

Tabela 19 – Coordenação Simples - ITCs para os cenários C e D

Relações Pr-Bk	Cenário C	Cenário D
1B-1A	0,208	0,205
2-1B	0,290	0,281
3-1B	0,201	0,202
4-1B	0,204	0,205
5-1B	0,256	0,253
6-1B	0,270	0,264
7-1B	0,288	0,280
8-1B	0,313	0,301
9-1B	0,296	0,287
10-1B	0,307	0,295
12-2	0,201	0,201
13-7	0,200	0,200
14-8	0,200	0,200
15-5	0,200	0,200
16-10	0,200	0,200
17-6	0,200	0,200
18-9	0,200	0,200
19-4	0,200	0,200
20-3	0,201	0,200

Tabela 20 – Coordenação Simples - Desempenho nos cenários E e F

Cenário	E	F
<b>F (melhor)</b>	2,1030	7,9964
<b>F (média)</b>	2,103 ± 0	7,9966 ± 0,0011
$\sum T$ (média)	1,4438 ± 0	1,4501 ± 0,0001
$\sum Tbk$ (média)	6,0282 ± 0	5,8404 ± 0,0011
$\sum \epsilon$ (média)	0,0659 ± 0	0,0706 ± 0

Tabela 21 – Coordenação Simples - Cenário E - Ajustes dos relés

Relés nº	TMS	MC	Curva	T	$\epsilon$	Tbk
<b>1B</b>	0,05	0,79	EI	0,366	0,066	3,635
<b>2</b>	0,05	2,90	EI	0,086	0,000	0,203
<b>3</b>	0,08	3,40	EI	0,173	0,000	0,201
<b>4</b>	0,07	3,56	EI	0,168	0,000	0,201
<b>5</b>	0,05	3,52	EI	0,119	0,000	0,200
<b>6</b>	0,05	3,19	EI	0,102	0,000	0,202
<b>7</b>	0,05	2,98	EI	0,089	0,000	0,202
<b>8</b>	0,05	2,64	EI	0,072	0,000	0,201
<b>9</b>	0,05	2,85	EI	0,082	0,000	0,202
<b>10</b>	0,06	2,44	EI	0,074	0,000	0,202
<b>1A</b>	0,06	0,28	EI	0,104	0,000	0,579
<b>12</b>	0,05	0,28	EI	0,002	0,000	0,000
<b>13</b>	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
<b>14</b>	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
<b>15</b>	0,05	0,10	EI	0,000	0,000	0,000
<b>16</b>	0,05	0,28	EI	0,002	0,000	0,000
<b>17</b>	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000
<b>18</b>	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
<b>19</b>	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000
<b>20</b>	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000

os dois cenários, houve uma mudança na curva do relé 1B, que passa a assumir a Normalmente Inversa no cenário F. Essa mudança proporcionou uma redução de 5% no tempo total de atuação desse dispositivo quando ele é acionado na função de *backup*. A [Tabela 23](#) apresenta o intervalo de coordenação para todas as relações PrBk dos cenários E e F.

### 7.3.1.2 Curva Não Padronizada

#### Cenário G e H

A [Tabela 24](#) apresenta os resultados para os cenários G e H, em que a curva é uma variável e pode assumir quaisquer valores dentro dos intervalos  $0.14 \leq \beta \leq 80$  e  $0.02 \leq \gamma \leq 2$ . Ao incluir os tempos de atuação dos relés secundários na FO (cenário H), o modelo aumenta 18% a penalidade da função objetivo ( $\epsilon$  passa de 0,0595 para 0,0704, em média) e reduz em 7%

Tabela 22 – Coordenação Simples - Cenário F - Ajustes dos relés

Relés nº	TMS	MC	Curva	T	€	Tbk
<b>1B</b>	0,07	0,74	NI	0,371	0,071	3,456
<b>2</b>	0,09	2,18	EI	0,087	0,000	0,202
<b>3</b>	0,08	3,40	EI	0,173	0,000	0,201
<b>4</b>	0,07	3,56	EI	0,168	0,000	0,201
<b>5</b>	0,05	3,52	EI	0,119	0,000	0,200
<b>6</b>	0,06	2,92	EI	0,102	0,000	0,202
<b>7</b>	0,07	2,53	EI	0,089	0,000	0,201
<b>8</b>	0,05	2,64	EI	0,072	0,000	0,201
<b>9</b>	0,06	2,61	EI	0,083	0,000	0,201
<b>10</b>	0,06	2,44	EI	0,074	0,000	0,202
<b>1A</b>	0,07	0,26	EI	0,104	0,000	0,573
<b>12</b>	0,05	0,28	EI	0,002	0,000	0,000
<b>13</b>	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
<b>14</b>	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
<b>15</b>	0,05	0,10	EI	0,000	0,000	0,000
<b>16</b>	0,05	0,28	EI	0,002	0,000	0,000
<b>17</b>	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000
<b>18</b>	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
<b>19</b>	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000
<b>20</b>	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000

Tabela 23 – Coordenação Simples - ITCs para os cenários E e F

Relações Pr-Bk	Cenário E	Cenário F
1B-1A	0,213	0,202
2-1B	0,328	0,301
3-1B	0,201	0,200
4-1B	0,205	0,205
5-1B	0,276	0,262
6-1B	0,300	0,282
7-1B	0,322	0,298
8-1B	0,356	0,320
9-1B	0,332	0,305
10-1B	0,351	0,317
12-2	0,201	0,200
13-7	0,201	0,200
14-8	0,200	0,200
15-5	0,200	0,200
16-10	0,200	0,200
17-6	0,201	0,200
18-9	0,201	0,200
19-4	0,200	0,200
20-3	0,200	0,200

(0,4368 segundos) os tempos de atuação dos relés secundários.

Tabela 24 – Coordenação Simples - Desempenho nos cenários G e H

Cenário	G	H
<b>F (melhor)</b>	1,9721	7,9213
<b>F (média)</b>	1,9841 ± 0,0126	7,9401 ± 0,0051
$\sum T$ (média)	1,3886 ± 0,0122	1,3963 ± 0,0024
$\sum T_{bk}$ (média)	6,2762 ± 0,0114	5,8394 ± 0,0016
$\sum \epsilon$ (média)	0,0595 ± 0,0002	0,0704 ± 0,0003

Tabela 25 – Coordenação Simples - Cenário G - Ajustes dos relés

Relés nº	TMS	MC	$\beta$	$\gamma$	T	$\epsilon$	Tbk
1B	2,78	1,89	0,14	2	0,359	0,059	3,885
2	0,05	2,90	80	2	0,086	0,000	0,203
3	0,05	4,84	61,18	2	0,173	0,000	0,201
4	0,06	4,84	48,34	1,99	0,168	0,000	0,201
5	0,05	3,52	80	2	0,119	0,000	0,200
6	0,05	3,19	80	2	0,102	0,000	0,202
7	0,05	2,98	80	2	0,089	0,000	0,202
8	0,05	2,64	80	2	0,072	0,000	0,201
9	0,05	2,85	80	2	0,082	0,000	0,202
10	0,05	3,17	55,26	2	0,073	0,000	0,202
1A	3,11	0,64	0,14	2	0,054	0,000	0,560
12	0,05	0,28	80	2	0,002	0,000	0,000
13	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
14	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
15	0,05	0,10	80	2	0,000	0,000	0,000
16	0,05	0,28	80	2	0,002	0,000	0,000
17	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000
18	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
19	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000
20	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000

A Tabela 25 apresenta os ajustes dos relés no cenário G e a Tabela 26 apresenta os ajustes dos relés no cenário H. Em ambos, o relé 1B foi o único que violou  $T_{max}$ .

No cenário G, cinco relés assumem configurações de curva não padronizadas: 1A, 1B, 3, 4 e 10. No cenário H, são seis: 1A, 1B, 2, 3, 7 e 9. A Tabela 27 apresenta o intervalo de coordenação para todas as relações PrBk dos cenários G e H com algumas diferenças significativas. A relações 2-1B, 7-1B, 8-1B, 9-1B e 10-1B apresentam reduções entre 15% e 22% no intervalo de coordenação do cenário H, quando comparado ao cenário G.

Tabela 26 – Coordenação Simples - Cenário H - Ajustes dos relés

Relés nº	TMS	MC	$\beta$	$\gamma$	T	$\epsilon$	Tbk
1B	0,07	0,79	0,2	0,03	0,370	0,070	3,453
2	0,06	4,72	23	2	0,081	0,000	0,202
3	0,95	4,94	3,08	2	0,173	0,000	0,201
4	0,07	3,56	80	2	0,168	0,000	0,201
5	0,05	3,52	80	2	0,119	0,000	0,200
6	0,06	2,92	80	2	0,102	0,000	0,202
7	0,05	3,69	50,58	2	0,087	0,000	0,201
8	0,05	2,64	80	2	0,072	0,000	0,201
9	0,07	3,35	40,48	2	0,081	0,000	0,201
10	0,06	2,44	80	2	0,074	0,000	0,202
1A	3,17	0,64	0,14	2	0,055	0,000	0,571
12	0,05	0,28	80	2	0,002	0,000	0,000
13	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
14	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
15	0,05	0,10	80	2	0,000	0,000	0,000
16	0,05	0,28	80	2	0,002	0,000	0,000
17	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000
18	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
19	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000
20	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000

Tabela 27 – Coordenação Simples - ITCs para os cenários G e H

Relações Pr-Bk	Cenário G	Cenário H
1B-1A	0,201	0,201
2-1B	0,364	0,306
3-1B	0,200	0,200
4-1B	0,203	0,204
5-1B	0,293	0,261
6-1B	0,325	0,281
7-1B	0,356	0,299
8-1B	0,409	0,321
9-1B	0,370	0,306
10-1B	0,400	0,317
12-2	0,201	0,201
13-7	0,200	0,200
14-8	0,200	0,200
15-5	0,200	0,200
16-10	0,200	0,200
17-6	0,201	0,200
18-9	0,200	0,200
19-4	0,200	0,200
20-3	0,200	0,200

### 7.3.2 Condição múltipla de falta

Os cenários I a L consideram seis impedâncias de falta para a otimização da coordenação do sistema de proteção. Todos consideram  $\gamma$  e  $\beta$  como variáveis. Os cenários I e J utilizam as curvas padronizadas NI, VI e EI e os cenários K e L trabalham com curvas não padronizadas. Para facilitar a consulta, um resumo dos cenários com condição múltipla de falta é rerepresentado na [Tabela 28](#).

Tabela 28 – Parâmetros dos Cenários analisados

Cenário	Curvas	Composição da FO
I	NI / VI / EI	$\sum T$
J	NI / VI / EI	$\sum T + \sum Tbk$
K	Não padronizada	$\sum T$
L	Não padronizada	$\sum T + \sum Tbk$

Todos os cenários dessa subseção possuem 74 relações PrBk e são apresentados juntamente com os resultados, nos Anexos (seção 8). Esse aumento no número de relações a serem coordenadas será beneficiado pelos modelos que incluem o tempo de *backup* na função objetivo, como será apresentado a seguir.

#### 7.3.2.1 Curvas padronizadas

##### Cenário I e J

A [Tabela 29](#) apresenta os resultados para os cenários I e J, em que a curva é uma variável e pode assumir a configuração de NI, VI ou EI. Ao incluir os tempos de atuação dos relés secundários na FO (cenário J), a solução apresenta importantes mudanças.

Tabela 29 – Coordenação Simples - Desempenho nos cenários I e J

Cenário	I	J
<b>F (melhor)</b>	2,1601	47,4535
<b>F (média)</b>	2,1601 $\pm$ 0	47,4535 $\pm$ 0
$\sum T$ (média)	1,4602 $\pm$ 0	2,4588 $\pm$ 0
$\sum Tbk$ (média)	1577,0556 $\pm$ 10,5077	43,1883 $\pm$ 0
$\sum \epsilon$ (média)	0,07 $\pm$ 0	0,1806 $\pm$ 0

No cenário I, como o modelo se preocupa apenas em minimizar o tempo de atuação dos relés primários, o tempo total de atuação dos relés secundários para as 74 relações PrBk chega à média de 1577 segundos, muito superior ao 1,46 segundo obtido para o tempo de atuação dos relés primários. Quando o *Tbk* é incorporado à FO (cenário J), o modelo encontra uma solução que reduz em 97,3% o *Tbk* total, com um incremento de 68% no *T* total.

Na comparação entre os dois cenários, percebe-se que a penalidade para violações de  $T_{max}$  cresceu 150%, de I para J. Isso pode ser explicado pelo valor do peso  $\omega$ , igual a 10. Aumentos na ordem de  $10^{-1}$  e  $10^{-2}$  impactam muito pouco na FO se comparados ao impacto do tempo total de atuação dos relés secundários das 74 relações PrBk. Por isso, a [Tabela 30](#) apresenta uma comparação dos resultados com  $\omega = 10$  e  $\omega = 100$ .

Tabela 30 – Coordenação Simples - Comparação do desempenho do cenário J para diferentes valores de  $\omega$

Cenário	J	
	10	100
$\omega$	10	100
<b>F (melhor)</b>	47,4535	57,5773
<b>F (média)</b>	47,4535 $\pm$ 0	57,5773 $\pm$ 0
$\sum T$ (média)	2,4588 $\pm$ 0	2,3063 $\pm$ 0
$\sum Tbk$ (média)	43,1883 $\pm$ 0	45,0990 $\pm$ 0
$\sum \epsilon$ (média)	0,1806 $\pm$ 0	0,1017 $\pm$ 0

A solução com  $\omega = 100$  proporcionou um equilíbrio maior entre o impacto na FO da soma de  $Tbk$  e das violações em  $T_{max}$ . Essa segunda solução de J, se comparada à solução de I, reduziu em 97,1% o  $Tbk$  total, com um incremento menor no  $T$  total, 58%. A penalidade para violações de  $T_{max}$  também cresceu menos, 45%. Portanto, entende-se que em situações com um número grande de relações PrBk, se comparado ao número total de relés, minimizar o tempo de *backup* torna-se muito importante. Além disso, pode ser necessário recalibrar os pesos para que os termos da FO tenham impactos semelhantes, caso esse seja o objetivo.

A [Tabela 31](#) apresenta uma outra análise importante: a comparação dos resultados entre cenários com única e múltipla condições de falta. O cenário E e o cenário I utilizam a mesma FO e possuem o mesmo critério para configuração da curva. A única diferença está nas impedâncias de falta consideradas para configuração do sistema. O cenário I otimiza o sistema para seis condições de falta com uma solução próxima da solução E, o que a torna uma solução mais robusta e, portanto, mais interessante.

Tabela 31 – Coordenação Simples - Comparativo entre cenários E e I

Cenário	E	I
<b>Z</b>	0	0, 10, 20, 30, 40, 50
<b>Relações PrBk</b>	19	74
<b>F (melhor)</b>	2,1030	2,1601
<b>F (média)</b>	2,103 $\pm$ 0	2,1601 $\pm$ 0
$\sum T$ (média)	1,4438 $\pm$ 0	1,4602 $\pm$ 0
$\sum \epsilon$ (média)	0,0659 $\pm$ 0	0,07 $\pm$ 0

A [Tabela 32](#) apresenta os ajustes dos relés no cenário I. Apenas o relé 1B violou  $T_{max}$  e todos os relés assumiram a curva Extremamente Inversa. A [Tabela 33](#) apresenta os ajustes dos

relés no cenário J para  $\omega = 10$ . Todos os relés que possuem a função de *backup* assumem a curva Normalmente Inversa. Nesse caso, a violação de  $T_{max}$  acontece para os relés 1A e 1B, o que explica o grande aumento da penalidade  $\epsilon$  vista na Tabela 29. Com  $\omega = 100$  no cenário J, o relé 1A assume a curva Muito Inversa e a penalidade do relé 1A não acontece, como pode ser visto na Tabela 34.

Tabela 32 – Coordenação Simples - Cenário I - Ajustes dos relés

Relés nº	TMS	MC	Curva	T	$\epsilon$	Tbk
1B	0,06	0,73	EI	0,370	0,070	60,991
2	0,27	1,27	EI	0,087	0,000	65,164
3	0,66	1,20	EI	0,174	0,000	105,746
4	0,37	1,57	EI	0,169	0,000	378,257
5	0,32	1,42	EI	0,121	0,000	112,135
6	0,29	1,35	EI	0,104	0,000	89,207
7	0,26	1,33	EI	0,090	0,000	72,507
8	0,16	1,50	EI	0,073	0,000	132,152
9	0,17	1,57	EI	0,084	0,000	459,629
10	0,19	1,39	EI	0,076	0,000	80,840
1A	0,06	0,28	EI	0,104	0,000	23,872
12	0,05	0,28	EI	0,002	0,000	0,000
13	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
14	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
15	0,05	0,10	EI	0,000	0,000	0,000
16	0,05	0,28	EI	0,002	0,000	0,000
17	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000
18	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
19	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000
20	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000

O intervalo de coordenação para todas as relações PrBk dos cenários I e J, esse último para  $\omega = 10$  e  $\omega = 100$  foi incluída no Anexo A.

### Cenário K e L

A Tabela 35 apresenta os resultados para os cenários K e L, em que a curva é uma variável e pode assumir quaisquer valores dentro dos intervalos  $0.14 \leq \beta \leq 80$  e  $0.02 \leq \gamma \leq 2$ . Ao incluir os tempos de atuação dos relés secundários na FO (cenário L), a solução apresenta importantes mudanças, semelhantes às análises feitas para os cenários I e J.

Quando o *Tbk* é incorporado à FO (cenário L), o modelo encontra uma solução que reduz em 97,7% o *Tbk* total, com um incremento de 64% no *T* total. Neste caso, em que o valor de  $\omega$  é igual a 10, percebe-se que a penalidade para violações de  $T_{max}$  cresceu 82%, de K para L. Quando  $\omega$  é igual a 100 (Tabela 36), o modelo encontra uma solução que reduz os mesmos 97,7% o *Tbk* total, com um incremento menor em *T* total, de 61%. Neste caso, a penalidade para violações de  $T_{max}$  cresceu 46%, de K para L.

Tabela 33 – Coordenação Simples - Cenário J - Ajustes dos relés para  $\omega = 10$ 

Relés nº	TMS	MC	Curva	T	$\epsilon$	Tbk
1B	0,08	0,69	NI	0,402	0,102	18,633
2	0,10	0,55	NI	0,188	0,000	2,502
3	0,10	0,68	NI	0,197	0,000	2,781
4	0,10	0,66	NI	0,196	0,000	2,732
5	0,12	0,29	NI	0,188	0,000	2,038
6	0,10	0,56	NI	0,188	0,000	2,499
7	0,11	0,37	NI	0,185	0,000	2,147
8	0,10	0,42	NI	0,175	0,000	2,123
9	0,10	0,46	NI	0,178	0,000	2,225
10	0,09	0,59	NI	0,173	0,000	2,398
1A	0,12	0,22	NI	0,379	0,079	3,112
12	0,05	0,28	EI	0,002	0,000	0,000
13	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
14	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
15	0,05	0,10	EI	0,000	0,000	0,000
16	0,05	0,28	EI	0,002	0,000	0,000
17	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000
18	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
19	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000
20	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000

Tabela 34 – Coordenação Simples - Cenário J - Ajustes dos relés para  $\omega = 100$ 

Relés nº	TMS	MC	Curva	T	$\epsilon$	Tbk
1B	0,08	0,69	NI	0,402	0,102	18,633
2	0,10	0,55	NI	0,188	0,000	2,502
3	0,10	0,68	NI	0,197	0,000	2,781
4	0,10	0,66	NI	0,196	0,000	2,732
5	0,12	0,29	NI	0,188	0,000	2,038
6	0,10	0,56	NI	0,188	0,000	2,499
7	0,11	0,37	NI	0,185	0,000	2,147
8	0,10	0,42	NI	0,175	0,000	2,123
9	0,10	0,46	NI	0,178	0,000	2,225
10	0,09	0,59	NI	0,173	0,000	2,398
1A	0,13	0,22	VI	0,226	0,000	5,022
12	0,05	0,28	EI	0,002	0,000	0,000
13	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
14	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
15	0,05	0,10	EI	0,000	0,000	0,000
16	0,05	0,28	EI	0,002	0,000	0,000
17	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000
18	0,05	0,19	EI	0,001	0,000	0,000
19	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000
20	0,05	0,28	EI	0,001	0,000	0,000

A Tabela 37 apresenta os ajustes dos relés no cenário K. Apenas o relé 1B violou  $T_{max}$  e os relés 1A e 1B assumiram configurações e curva não padronizada (os demais, assumiram a curva EI).

Tabela 35 – Coordenação Simples - Desempenho nos cenários K e L

Cenário	K	L
<b>F (melhor)</b>	2,1098	46,6783
<b>F (média)</b>	2,114 ± 0,0017	46,7995 ± 0,075
$\sum T$ (média)	1,455 ± 0,0015	2,3853 ± 0,0183
$\sum Tbk$ (média)	1884,5419 ± 402,6819	43,2143 ± 0,1686
$\sum \epsilon$ (média)	0,0659 ± 0,0001	0,12 ± 0,0179

Tabela 36 – Coordenação Simples - Comparação do desempenho do cenário L para diferentes valores de  $\omega$ 

Cenário	L	
	10	100
$\omega$	10	100
<b>F (melhor)</b>	46,6783	55,3663
<b>F (média)</b>	46,7995 ± 0,075	55,7914 ± 0,23
$\sum T$ (média)	2,3853 ± 0,0183	2,3474 ± 0,014
$\sum Tbk$ (média)	43,2143 ± 0,1686	43,8632 ± 0,2361
$sum\epsilon$ (média)	0,12 ± 0,0179	0,096 ± 0,0008

Tabela 37 – Coordenação Simples - Cenário K - Ajustes dos relés

Relés n°	TMS	MC	$\beta$	$\gamma$	T	$\epsilon$	Tbk
1B	0,05	0,95	53,04	2	0,366	0,066	836,269
2	0,27	1,27	80	2	0,087	0,000	65,164
3	0,66	1,20	80	2	0,174	0,000	105,746
4	0,37	1,57	80	2	0,169	0,000	378,257
5	0,32	1,42	80	2	0,121	0,000	112,135
6	0,29	1,35	80	2	0,104	0,000	89,207
7	0,26	1,33	80	2	0,090	0,000	72,507
8	0,16	1,50	80	2	0,073	0,000	132,152
9	0,17	1,57	80	2	0,084	0,000	459,629
10	0,19	1,39	80	2	0,076	0,000	80,840
1A	2,31	0,30	1,74	2	0,100	0,000	79,962
12	0,05	0,28	80	2	0,002	0,000	0,000
13	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
14	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
15	0,05	0,10	80	2	0,000	0,000	0,000
16	0,05	0,28	80	2	0,002	0,000	0,000
17	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000
18	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
19	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000
20	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000

A Tabela 38 apresenta os ajustes dos relés no cenário L para  $\omega = 10$ . Quatro relés assumiram configurações de curva não padronizadas: 1A, 1B, 2 e 6. A violação de  $T_{max}$  acontece para os relés 1A e 1B, o que também explica o grande aumento da penalidade  $\epsilon$  vista na Tabela 35. Com  $\omega = 100$  no cenário L, a penalidade do relé 1A não acontece, como pode ser visto na Tabela 39. Quatro relés assumiram configurações de curva não padronizadas: 1A, 1B, 2 e 5.

Tabela 38 – Coordenação Simples - Cenário L - Ajustes dos relés para  $\omega = 10$ 

Relés nº	TMS	MC	$\beta$	$\gamma$	T	$\epsilon$	Tbk
1B	0,05	0,69	0,22	0,02	0,395	0,095	18,300
2	0,09	0,55	0,23	0,03	0,182	0,000	2,446
3	0,10	0,68	0,14	0,02	0,197	0,000	2,781
4	0,10	0,66	0,14	0,02	0,196	0,000	2,732
5	0,12	0,29	0,14	0,02	0,188	0,000	2,038
6	0,08	0,56	0,26	0,03	0,183	0,000	2,455
7	0,11	0,37	0,14	0,02	0,185	0,000	2,147
8	0,10	0,42	0,14	0,02	0,175	0,000	2,123
9	0,10	0,46	0,14	0,02	0,178	0,000	2,225
10	0,09	0,59	0,14	0,02	0,173	0,000	2,398
1A	0,55	0,22	0,86	0,43	0,307	0,007	3,652
12	0,05	0,28	80	2	0,002	0,000	0,000
13	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
14	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
15	0,05	0,10	80	2	0,000	0,000	0,000
16	0,05	0,28	80	2	0,002	0,000	0,000
17	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000
18	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
19	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000
20	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000

Tabela 39 – Coordenação Simples - Cenário L - Ajustes dos relés para  $\omega = 100$ 

Relés nº	TMS	MC	$\beta$	$\gamma$	T	$\epsilon$	Tbk
1B	0,05	0,69	0,22	0,02	0,395	0,095	18,300
2	0,25	0,55	0,14	0,05	0,178	0,000	2,440
3	0,10	0,68	0,14	0,02	0,197	0,000	2,781
4	0,10	0,66	0,14	0,02	0,196	0,000	2,732
5	0,14	0,32	0,31	0,05	0,187	0,000	2,129
6	0,10	0,56	0,14	0,02	0,188	0,000	2,499
7	0,11	0,37	0,14	0,02	0,185	0,000	2,147
8	0,10	0,42	0,14	0,02	0,175	0,000	2,123
9	0,10	0,46	0,14	0,02	0,178	0,000	2,225
10	0,09	0,59	0,14	0,02	0,173	0,000	2,398
1A	4,83	0,22	0,14	0,56	0,285	0,000	3,874
12	0,05	0,28	80	2	0,002	0,000	0,000
13	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
14	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
15	0,05	0,10	80	2	0,000	0,000	0,000
16	0,05	0,28	80	2	0,002	0,000	0,000
17	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000
18	0,05	0,19	80	2	0,001	0,000	0,000
19	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000
20	0,05	0,28	80	2	0,001	0,000	0,000

O intervalo de coordenação para todas as relações PrBk dos cenários K e L, esse último para  $\omega = 10$  e  $\omega = 100$  foi incluída no Anexo A.

## 7.4 Coordenação robusta

A coordenação robusta pretende encontrar soluções que eliminem possíveis desconexões de barras que levariam à redução da geração eólica, quando o sistema fosse submetido a condições alternativas de operação, como a desconexão de uma linha. Três tipos de cenários dinâmicos foram considerados: uma falta, duas faltas simultâneas e três faltas simultâneas. Esses cenários também abrangem as manobras necessárias para minimizar o número de geradores desconectados pela falta.

O estudo de robustez utilizou a instância ARACATI/20/5 uma vez que ela possui a flexibilidade necessária para a realização dessas alterações na topologia. Quatro cenários foram escolhidos para serem submetidos à esta etapa:

- Cenários E: contempla apenas uma impedância de falta e três opções de curvas padronizadas;
- Cenários G: contempla apenas uma impedância de falta e curvas não padronizadas;
- Cenário I: contempla seis impedâncias de falta e três opções de curvas padronizadas;
- Cenário J: contempla seis impedâncias de falta, três opções de curvas padronizadas e a inclusão de  $Tbk$  na função objetivo.

A escolha dos cenários se baseou no nível de complexidade e nos resultados obtidos na coordenação simples. Para as soluções que tratam apenas de uma condição de falta, a inclusão do  $Tbk$  na FO não se mostrou tão importante quanto nas situações com múltiplas condições de falta (que possuem um número maior de relações  $PrBk$ ). Por sua vez, o uso de curvas não padronizadas nos cenários com múltiplas condições de falta se mostrou menos importante do que a inclusão de  $Tbk$  na função objetivo.

### 7.4.1 Falta única

Nesta primeira parte do estudo, nove cenários alternativo foram simulados, um para cada falta única. Essas falhas foram inseridas logo após os relés R2 a R10 (a jusante), desconectando todos os geradores eólicos desse circuito. No entanto, para recuperar parte dos geradores desconectados, foram realizadas duas manobras adicionais: abertura da chave conectada ao relé que está localizado a jusante da falta e fechamento da chave, que conecta a área atingida a uma outra, íntegra. Por exemplo, para uma falha entre R2 e R11: R2 é aberto por proteção; a chave conectada a R11 é aberta e a chave de ligação T1 é fechada (nessa sequência). A [Tabela 40](#) apresenta esses nove cenários.

Tabela 40 – Falta Simples - Cenários Alternativos

Cenário	Aberto por proteção	Abertura da chave	Fechamento da chave
1	R2	R11	T1
2	R3	R12	T1
3	R4	R13	T3
4	R5	R14	T3
5	R6	R15	T5
6	R7	R16	T5
7	R8	R17	T6
8	R9	R18	T8
9	R10	R19	T8

A Figura 13 apresenta a fronteira Pareto para o cenário E. Com um incremento de 0,01 segundo em  $T$ , foi obtida uma solução que reduziu 8.4 MWh de energia não suprida. A solução intermediária incrementa  $T$  na ordem de  $10^{-3}$  e consegue uma recuperação de 4 MWh na energia não suprida.

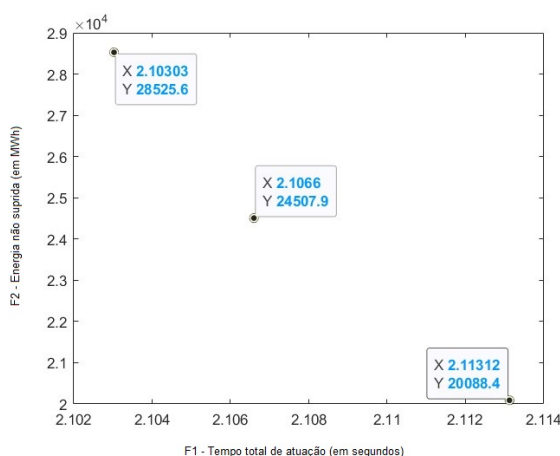


Figura 13 – Cenário E - Fronteira Pareto para situações de falta única

O mesmo desempenho em  $F2$  ( $\min ENS_{TOTAL}$ ) foi obtido nos cenários G e I. A energia não suprida pela coordenação simples, quando submetida as cenários alternativos com falta única, foi 30% recuperada com a nova solução, conforme mostra a Figura 14.

No cenário G, os incrementos em F1 nas duas novas soluções foram de 0,005 segundo e 0,07 segundo, respectivamente (Figura 15). No cenário I, os incrementos em F1 nas duas novas soluções foram de 0,004 segundo e 0,11 segundo, respectivamente Figura 16.

A Figura 17 mostra o desempenho dos cenários E, G e I com relação à Energia Não Suprida, representada pelas barras, e ao tempo total de atuação dos relés primários, representada pelas linhas, à medida que a solução ficava mais robusta.

A Figura 18 apresenta a fronteira Pareto para o cenário J, composta por seis soluções.

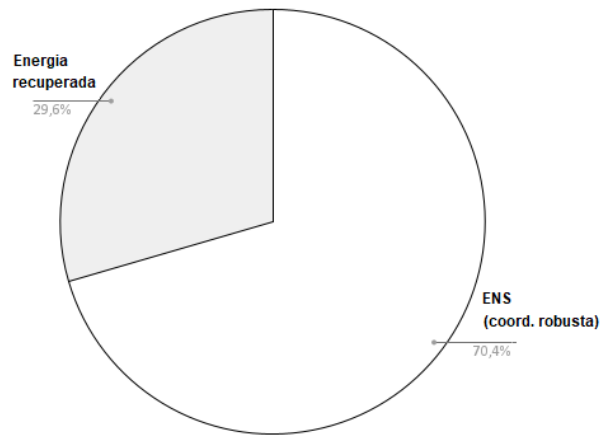


Figura 14 – Percentual de energia não perdida devido à otimização robusta, em comparação com a coordenação simples - cenários E, G, I

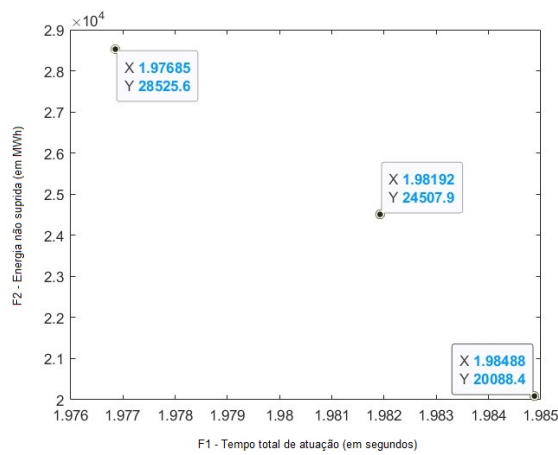


Figura 15 – Cenário G - Fronteira Pareto para situações de falta única

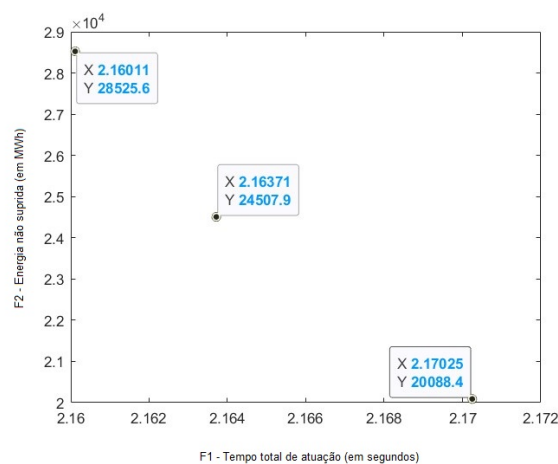


Figura 16 – Cenário I - Fronteira Pareto para situações de falta única

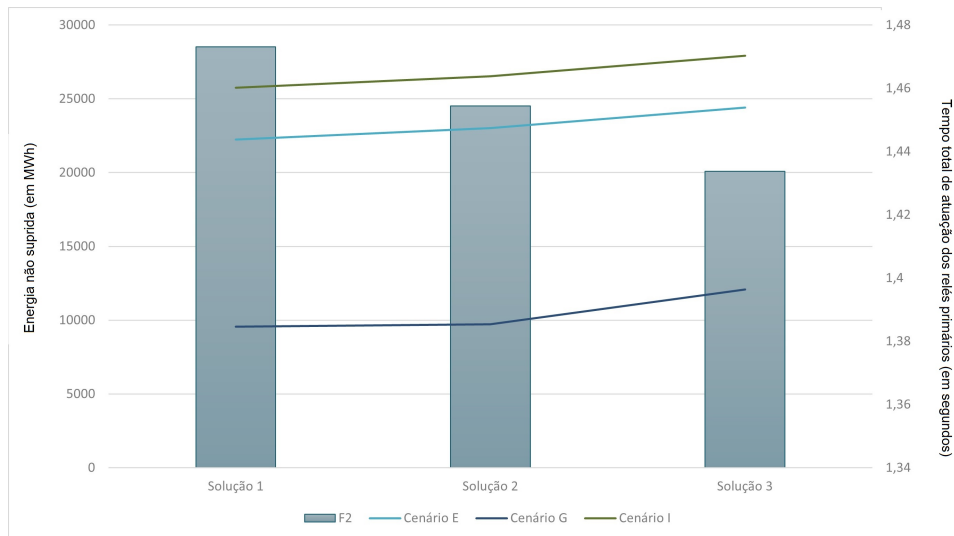


Figura 17 – Tempo total de atuação dos relés primários x Energia não suprida - cenários E,G,I

Com um incremento de 1,54 na FO, foi obtida uma solução que reduziu 48.7 MWh de energia não suprida. A terceira solução do Pareto merece destaque: há uma queda acentuada de F2 (em torno de 65%) com um aumento sutil de F1, cerca de 1%. A partir da quarta solução do Pareto, a redução da energia não suprida começa a custar mais para F1.

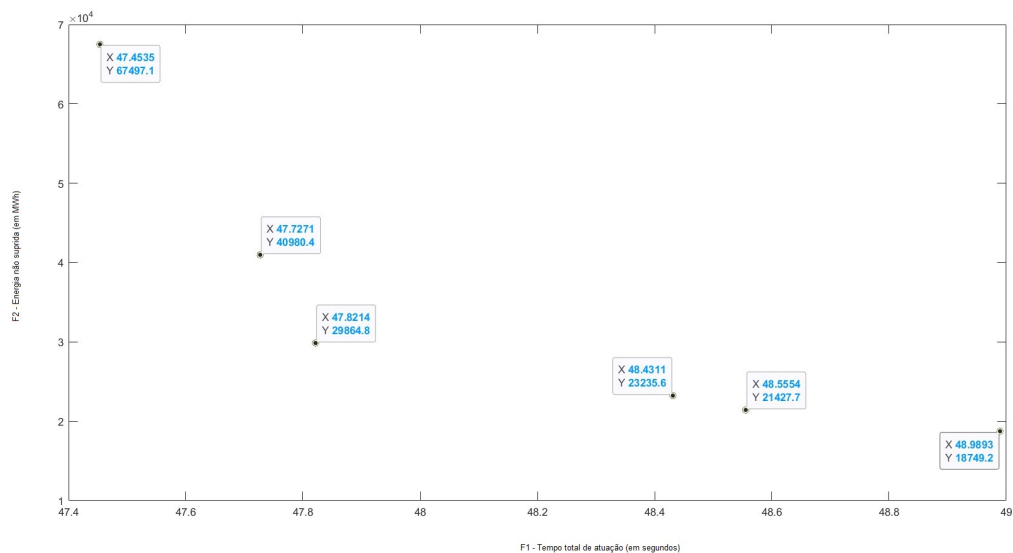


Figura 18 – Cenário J - Fronteira Pareto para situações de falta única

A energia não suprida pela coordenação simples para o cenário J, quando submetida as cenários alternativos com falta única, foi 72% recuperada com a nova solução, conforme mostra a [Figura 19](#).

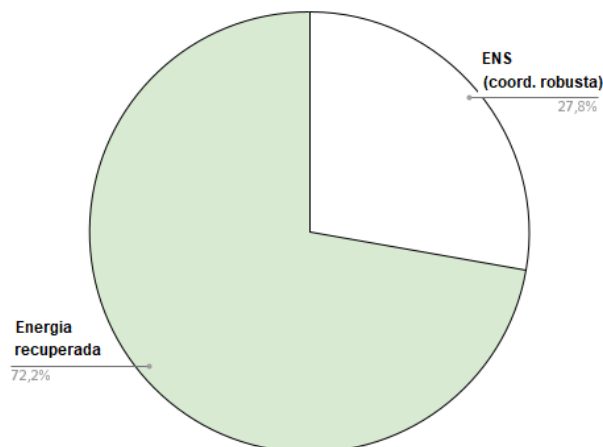


Figura 19 – Percentual de energia não perdida devido à otimização robusta, em comparação com a coordenação simples - cenário J

#### 7.4.2 Faltas duplas

O algoritmo foi executado para oito cenários com duas faltas simultâneas, como apresentado na Tabela 41.

Tabela 41 – Duas faltas simultâneas - Cenários alternativo

Cenário	Aberto por proteção	Abertura da chave	Fechamento da chave
1	R2 and R3	R11 and R12	T1 and T2
2	R3 and R4	R12 and R13	T2 and T3
3	R4 and R5	R13 and R14	T3 and T4
4	R5 and R6	R14 and R15	T4 and T5
5	R6 and R7	R15 and R16	T5 and T6
6	R7 and R8	R16 and R17	T5 and T7
7	R8 and R9	R17 and R18	T6 and T8
8	R9 and R10	R18 and R19	T8 and T9

As Figuras 20, 21 e 22, ilustram a Fronteira Pareto para os cenários E, G e I. Aqui, o desempenho da Energia Não Suprida (F2) também é a mesma para os três cenários. A melhor solução para F2 corresponde a 58% da energia não suprida da melhor solução F1. Por sua vez, o incremento de F1 foi de apenas 4%.

Nesse gráfico também é possível localizar uma área em que duas soluções se ligam por uma linha mais inclinada. A Solução 2 incrementa F1 em apenas 0,003 segundo e corresponde a uma redução da energia não suprida de 18 MWh.

A Figura 23 apresenta a Fronteira Pareto para o cenário J, composta por sete soluções. Um aumento de 12% em F1 possibilitou uma redução de 62% na energia não suprida. Duas soluções intermediárias merecem destaque. A Solução 2 incrementa F1 em 0,28 segundo e corresponde a uma redução da energia não suprida de 26 MWh. A Solução 3 incrementa F1

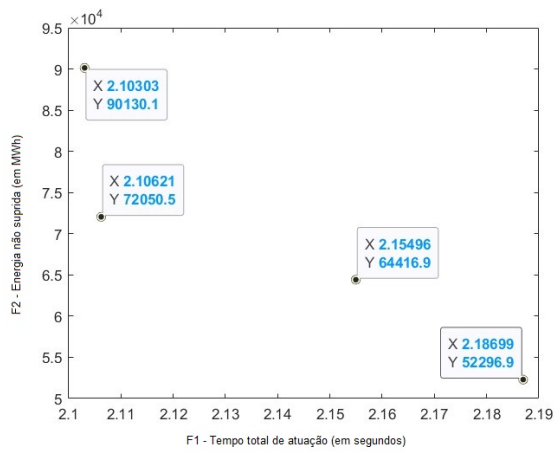


Figura 20 – Cenário E - Fronteira Pareto para situações de falta dupla

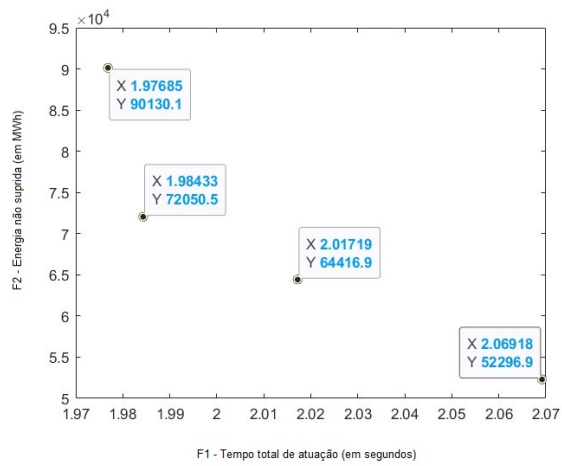


Figura 21 – Cenário G - Fronteira Pareto para situações de falta dupla

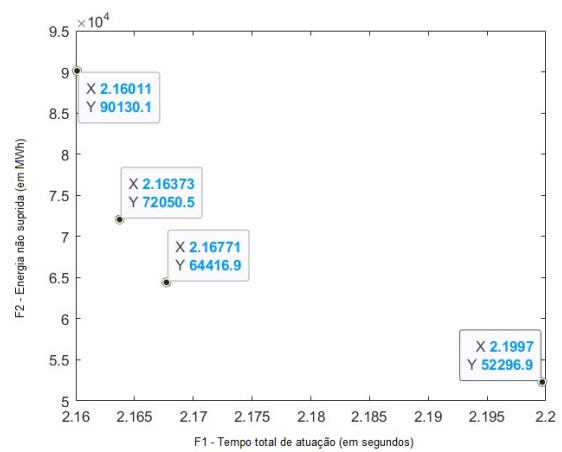


Figura 22 – Cenário I - Fronteira Pareto para situações de falta dupla

em 1,05 segundo e corresponde a uma redução da energia não suprida de 57 MWh.

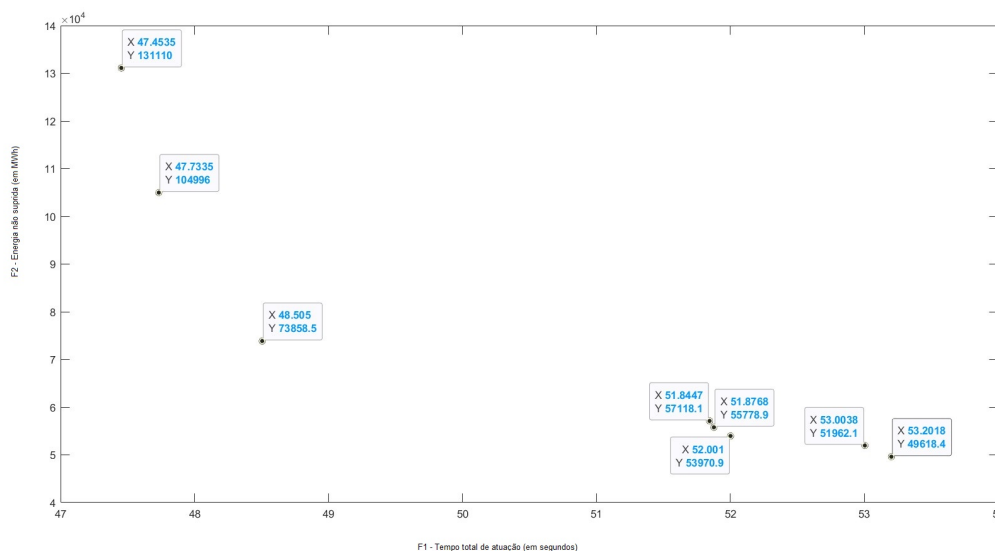


Figura 23 – Cenário J - Fronteira Pareto para situações de falta dupla

#### 7.4.2.1 Faltas triplas

Finalmente, foram considerados três cenários alternativos com três faltas simultâneas, conforme mostra a Tabela 42.

Tabela 42 – Três faltas simultâneas - Cenários Alternativos

Cenário	Aberto por proteção	Abertura das chaves	Fechamento das chaves
1	R2, R3, and R4	R11, R12, and R13	T1, T2, and T3
4	R5, R6, and R7	R14, R15, and R16	T4, T5, and T6
7	R8, R9, and R10	R17, R18, and R19	T7, T8, and T9

As Figuras 24, 25 e 26, ilustram a Fronteira Pareto para os cenários E, G e I. Aqui, o desempenho da Energia Não Suprida (F2) também é a mesma para os três cenários. A melhor solução para F2 corresponde a 48% da energia não suprida da melhor solução F1. Por sua vez, o incremento de F1 foi de apenas 4%.

As duas soluções intermediárias possuem valores de F1 muito próximos e a Solução 3 pode ser considerada dominada pela Solução 2 e retirada da Fronteira. Por sua vez, a Solução 2 traz um resultado interessante. Com um incremento de 0,03 segundo na F1 há uma redução de 34% na energia não suprida.

A Figura 27 apresenta a Fronteira Pareto para o cenário J, composta por três soluções. Um aumento de 9% na F1 possibilitou uma redução de 64% na energia não suprida, o que corresponde a 39 MWh.

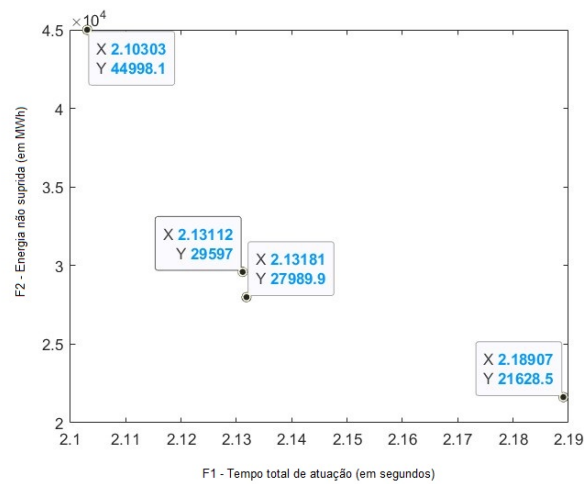


Figura 24 – Cenário E - Fronteira Pareto para situações de falta tripla

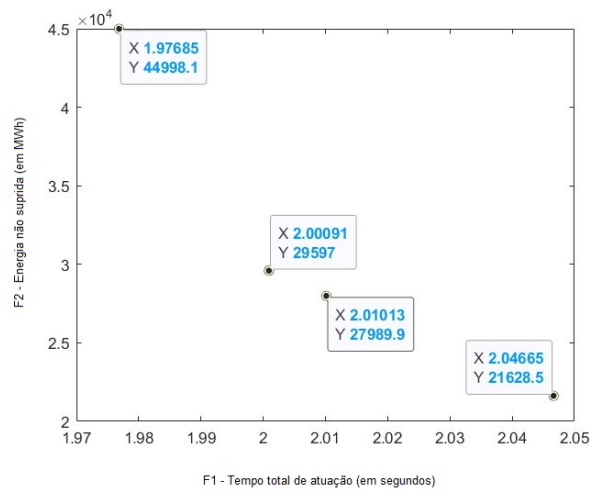


Figura 25 – Cenário G - Fronteira Pareto para situações de falta tripla

### 7.4.3 Variação da geração

Conforme visto em seções anteriores, o fator de capacidade da fonte eólica, considerada uma medida de produtividade do sistema elétrico, varia conforme o período do ano, dada uma mesma localidade. No estudo de robustez apresentado, o fator de capacidade utilizado foi o valor médio do Estado do Ceará, onde está localizado o Complexo Eólico de Aracati.

Para o processo de otimização, o fator de capacidade não modifica o desempenho do algoritmo, uma vez que a coordenação robusta apenas calcula qual é essa energia não suprida e, independente do valor, tenta reconectar o máximo de geradores possível. Mas, quando se trata da representatividade da fonte eólica, a ordem de grandeza da energia não suprida torna-se importante. Por exemplo: a configuração dos relés obtida pela coordenação simples se submetida a um cenário de falta simples em Setembro, mês com maior fator de capacidade

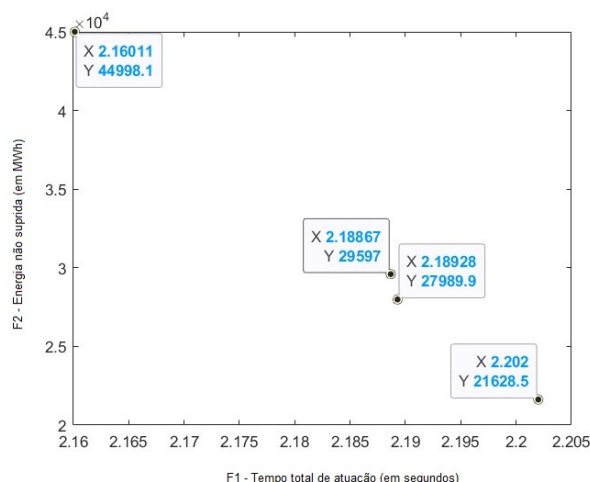


Figura 26 – Cenário I - Fronteira Pareto para situações de falta tripla

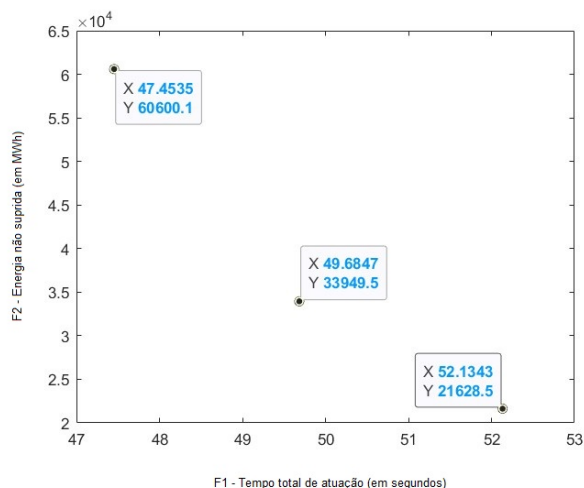


Figura 27 – Cenário J - Fronteira Pareto para situações de falta tripla

para a região do Ceará, levaria a um número maior de residências desabastecidas da energia eólica.

A Figura 28 apresenta uma simulação da quantidade de energia não suprida nos cenários E, G e I em três meses: o mês de Março, menor fator de capacidade do Ceará com 9,4%, o mês de Setembro, maior fator de capacidade do Estado, com 63,1% e um fator médio, considerando uma média simples dos fatores de capacidades dos meses de Janeiro a Dezembro de 2020, 36,4%. A energia não perdida com a solução robusta e considerando o fator de capacidade máxima, corresponde a cerca de 17 MWh, valor capaz de abastecer 104 residências por um mês <sup>1</sup>. A Figura 29 apresenta uma simulação da quantidade de energia não suprida no cenário

<sup>1</sup> De acordo com a resenha mensal publicada pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), o consumo médio residencial no Brasil, no ano de 2022, foi de 163 kWh por mês [ABEEólica 2021]

J conforme os mesmos parâmetros já apresentados.

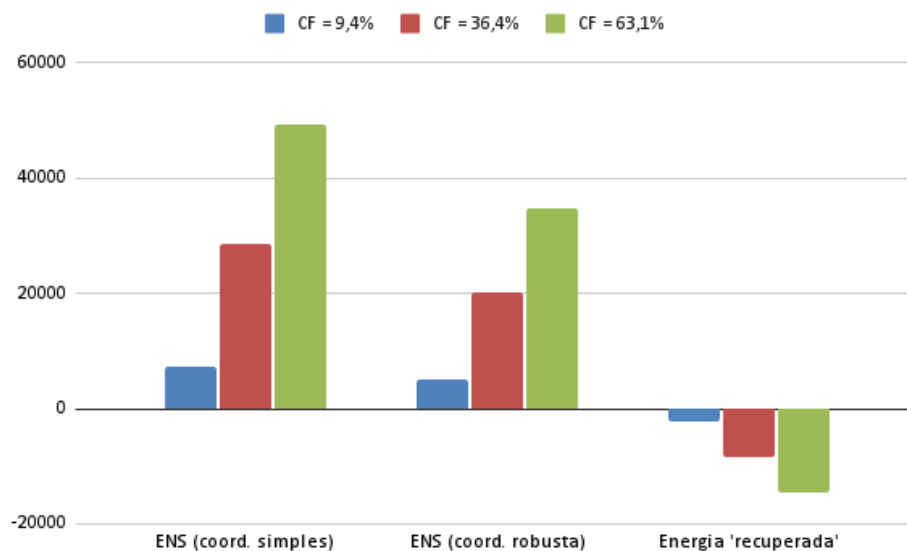


Figura 28 – Energia não perdida conforme Fator de Capacidade - cenários E,G,I

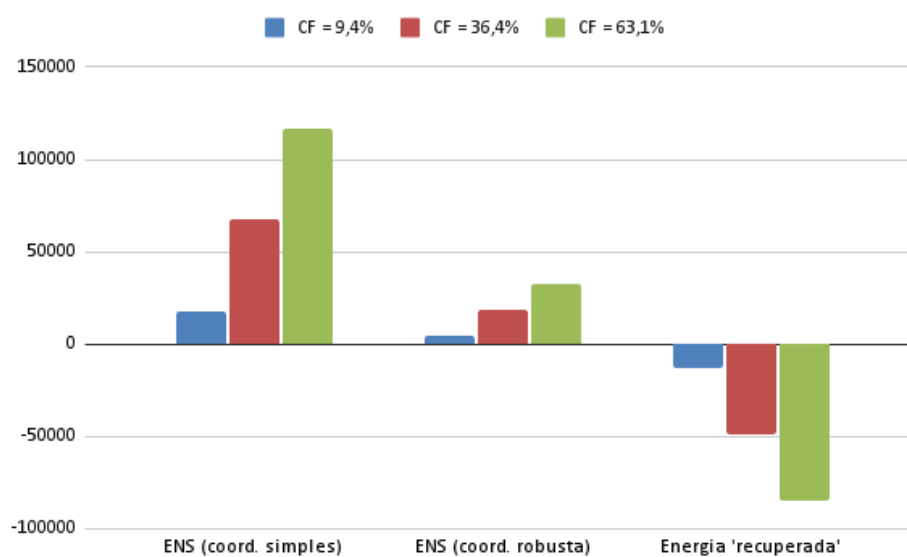


Figura 29 – Energia não perdida conforme Fator de Capacidade- cenário J

## 8 Considerações Finais

Este trabalho apresentou uma ferramenta de otimização multiobjetivo para coordenação robusta de relés de sobrecorrente e relés direcionais de sobrecorrente para redes de média tensão dinâmicas, considerando a topologia principal e variações no perfil de carga e perfil de geração.

O modelo matemático apresentado incorporou informações importantes para o processo de coordenação da proteção ao restringir o tempo máximo de atuação dos relés e tratar as curvas características como variáveis de decisão do problema. A função objetivo ganhou um termo de penalidade e outro referente ao tempo total de atuação dos relés de retaguarda. Para a coordenação robusta um novo critério foi considerado, referente à redução da energia não suprida na ocorrência de faltas simples, duplas ou triplas.

A ferramenta proposta foi aplicada na coordenação dos relés do Complexo Eólico de Aracati, da Alupar S/A, e apresentou resultados satisfatórios. O algoritmo DE-LP-DFS, método de otimização híbrido integrado a um operador de arredondamento, foi executado para onze cenários distintos, que se diferenciam em três critérios: nos termos da função objetivo, na configuração de curvas padronizadas ou não padronizadas para os relés e no perfil de falta, única ou múltipla.

A implementação dos parâmetros de tempo inverso como variáveis do problema apresentou desempenho satisfatório, principalmente em condição de falta única. O tempo total de atuação dos relés quando configurados com valores de  $\beta$  e  $\gamma$  não padronizados foi 60% inferior se comparado ao tempo total de atuação dos relés configurados com a curva normalmente inversa. À medida que a complexidade do problema aumenta, mais as soluções misturam curvas padronizadas distintas em um mesmo sistema.

A inclusão do tempo total de atuação dos relés de retaguarda na função objetivo apresentou resultados muito bons, principalmente nos cenários com múltiplas condições de falta, quando o número de relações primário/retaguarda cresce consideravelmente. O modelo encontrou soluções em que esse tempo foi reduzido em 97% se comparado com a solução em que a função objetivo não o minimiza, com incrementos sutis no tempo de atuação dos relés primários.

A comparação entre cenários que consideram uma única condição de falta com outro que considera múltiplas condições também apresenta resultados interessantes. O tempo de atuação dos relés primários para o cenário com seis impedâncias de falta é apenas 1% maior do que a solução para o cenário com única impedância de falta, o que mostra sua robustez.

No estudo de robustez foram avaliados nove cenários com faltas únicas, oito cenários com faltas duplas e três cenários com faltas simples, todos eles com manobras de chave e para

quatro cenários. A energia não suprida foi minimizada em até 72%. Os resultados indicam que a coordenação robusta foi eficiente em encontrar soluções que minimizem os prejuízos da rede em cenários com mudanças topológicas.

Alguns estudos iniciados neste trabalho demandam maior investigação e podem ser considerados para a continuidade do trabalho. Em termos das instâncias utilizadas, novos experimentos podem ser realizados em instâncias maiores para assegurar a escalabilidade da ferramenta. Uma outra *toolbox* que substitua o MATPOWER para o cálculo das correntes vistas pelo relé poderá viabilizar estudos que contemplem mais condições de correntes e tipos de geradores para avaliação. O uso de topologias que não sejam em árvore trará contribuições significativas a esse estudo.

Em termos do problema estudado, sugere-se a aplicação do estudo em sistemas de cogeração. Outro ponto que pode gerar uma maior abrangência deste estudo é sua extensão para usinas eólicas *offshore*, muito utilizadas em países da Europa e que deve ser iniciada no Brasil nos próximos anos. Com relação ao algoritmo, recomenda-se novos testes e aprimoramentos para melhoria do desempenho nos cenários configurados com curva não padronizada. Experimentos em redes não radiais também podem levar a estudos interessantes de melhoria no algoritmo de arredondamento.

Este trabalho traz contribuições para a comunidade acadêmica através da apresentação de um novo modelo matemático, da realização de novas pesquisas sobre o tema e do desenvolvimento de uma ferramenta para a coordenação robusta de relés em redes de média tensão dinâmicas. Além disso, contribui para o desenvolvimento do mercado de energia do País, através do estudo de caso de um parque eólico e da criação de soluções que serão implementadas no sistema em operação.

# Referências

- ABEEÓLICA, A. B. d. E. E. Annual wind energy report 2018. **ABEEólica Report**, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.
- ABEEÓLICA, A. B. d. E. E. Annual wind energy report 2020. **ABEEólica Report**, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 44, 46, 47 e 79.
- ABEEÓLICA, A. B. d. E. E. Annual wind energy report 2022. **ABEEólica Report**, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.
- AHMADI, S. et al. Application of hyper-spherical search algorithm for optimal coordination of overcurrent relays considering different relay characteristics. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 83, p. 443–449, 2016. Citado na página 30.
- ALAM, M. N.; DAS, B.; PANT, V. An interior point method based protection coordination scheme for directional overcurrent relays in meshed networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 81, p. 153–164, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- ALBRECHT, R. et al. Digital computer protective device co-ordination program i-general program description. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, v. 83, n. 4, p. 402–410, 1964. Citado na página 29.
- ALUPAR. **A Companhia**. Disponível em: <<http://www.alupar.com.br/a-companhia/>>. Acesso em: 10. jan. 2020. Citado na página 48.
- AMRAEE, T. Coordination of directional overcurrent relays using seeker algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 27, n. 3, p. 1415–1422, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- ARCHER, C. L.; JACOBSON, M. Z. Evaluation of global wind power. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, Wiley Online Library, v. 110, n. D12, 2005. Citado na página 15.
- ASADI, M. et al. Optimal overcurrent relays coordination using genetic algorithm. In: IEEE. **2008 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment**. [S.l.], 2008. p. 197–202. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- BASHIR, M. et al. A new hybrid particle swarm optimization for optimal coordination of over current relay. In: IEEE. **2010 International Conference on Power System Technology**. [S.l.], 2010. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- BAZARAA, M. S.; JARVIS, J. J.; SHERALI, H. D. **Linear Programming and Network Flows**. 2. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 1990. Citado 3 vezes nas páginas 16, 40 e 41.
- BEDEKAR, P. P.; BHIDE, S. R. Optimum coordination of directional overcurrent relays using the hybrid ga-nlp approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 26, n. 1, p. 109–119, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- BEGIAN, S. et al. A computer approach to setting overcurrent relays in a network. In: **IEEE PICA Conference Record**. [S.l.: s.n.], 1967. v. 31, p. 447–457. Citado na página 29.
- BISWAS, P. P.; SUGANTHAN, P. N.; AMARATUNGA, G. A. Minimizing harmonic distortion in power system with optimal design of hybrid active power filter using differential evolution. **Applied Soft Computing**, Elsevier, v. 61, p. 486–496, 2017. Citado na página 16.
- BOLLEN, M. H.; HASSAN, F. **Integration of distributed generation in the power system**. [S.l.]: John wiley & sons, 2011. v. 80. Citado na página 29.
- BOTTURA, F. B. et al. Setting directional overcurrent protection parameters using hybrid ga optimizer. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 143, p. 400–408, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.

- BOTTURA, F. B. et al. Hybrid optimization algorithm for directional overcurrent relay coordination. In: **IEEE. 2014 IEEE PES General Meeting| Conference & Exposition**. [S.l.], 2014. p. 1–5. Citado 3 vezes nas páginas 15, 29 e 30.
- CAI, H.; CHUNG, C.; WONG, K. Application of differential evolution algorithm for transient stability constrained optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 23, n. 2, p. 719–728, 2008. Citado na página 16.
- COSTA, M. H.; CARRANO, E. G.; GUIMARÃES, M. M. Heurística rápida para coordenação robusta de relés direcionais sobrecorrente. In: **2019 SBAI - Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente**. [S.l.: s.n.]. Citado na página 19.
- COSTA, M. H. et al. Minimizing undesirable load shedding through robust coordination of directional overcurrent relays. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 113, p. 748–757, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 15, 30 e 42.
- COSTA, M. H. da. **Heurísticas matemáticas aplicadas à coordenação robusta de relés direcionais de sobrecorrente**. Tese (Doutorado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, Agosto 2017. Citado 7 vezes nas páginas 16, 17, 29, 30, 39, 40 e 42.
- DAMBORG, M. et al. Computer aided transmission protection system design part i: Algorithms. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 1, p. 51–59, 1984. Citado na página 29.
- DAS, S.; MULLICK, S. S.; SUGANTHAN, P. Recent advances in differential evolution – an updated survey. **Swarm and Evolutionary Computation**, v. 27, p. 1–30, 2016. ISSN 2210-6502. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210650216000146>>. Citado na página 16.
- DAS, S.; SUGANTHAN, P. N. Differential evolution: A survey of the state-of-the-art. **IEEE transactions on evolutionary computation**, IEEE, v. 15, n. 1, p. 4–31, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.
- ELA, A. A. E.; ABIDO, M.; SPEA, S. Optimal power flow using differential evolution algorithm. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 80, n. 7, p. 878–885, 2010. Citado na página 16.
- ELA, A. A. E.; ABIDO, M.; SPEA, S. Differential evolution algorithm for optimal reactive power dispatch. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 81, n. 2, p. 458–464, 2011. Citado na página 16.
- ENGELBRECHT, A. P. **Computational intelligence: an introduction**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2007. Citado na página 42.
- EZZEDDINE, M.; KACZMAREK, R. A novel method for optimal coordination of directional overcurrent relays considering their available discrete settings and several operation characteristics. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 81, n. 7, p. 1475–1481, 2011. Citado na página 30.
- FILHO, J. M. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2020. Citado na página 14.
- GUIMARÃES, M. M. et al. Robust coordination of overcurrent relays for several simultaneous faults in wind power generation systems. **Applied Soft Computing**, Elsevier, v. 147, p. 110795, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 20.
- GWEC, G. W. E. C. Global wind statistics 2018. **Global Wind Report**, 2019. Citado na página 48.
- GWEC, G. W. E. C. Global wind statistics 2021. **Global Wind Report**, 2022. Citado na página 48.
- GWEC, G. W. E. C. Global wind statistics 2023. **Global Wind Report**, 2023. Citado na página 46.
- HEWITSON, L.; BROWN, M.; BALAKRISHNAN, R. **Practical power system protection**. [S.l.]: Elsevier, 2004. Citado 3 vezes nas páginas 13, 21 e 24.
- HUCHEL, Ł.; ZEINELDIN, H. H. Planning the coordination of directional overcurrent relays for distribution systems considering dg. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 7, n. 3, p. 1642–1649, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 30.

HUSSAIN, M.; RAHIM, S.; MUSIRIN, I. Optimal overcurrent relay coordination: a review. **Procedia Engineering**, Elsevier, v. 53, p. 332–336, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 30.

IEEE. **IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations**. [S.l.], 1996. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 35.

JONES, D.; BENNETT, K. Wind farm collector protection using directional overcurrent elements. In: IEEE. **PES T&D 2012**. [S.l.], 2012. p. 1–8. Citado na página 15.

KENNEDY, R. A.; CURTIS, L. E. Overcurrent protective device coordination by computer. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, n. 5, p. 445–456, 1982. Citado na página 29.

KHEIROLLAHI, R.; NAMDARI, F. Optimal coordination of overcurrent relays based on modified bat optimization algorithm. **International Electrical Engineering Journal (IEEJ)**, v. 5, n. 2, p. 1273–1279, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.

KIDA, A. A.; GALLEGU, L. A. A high-performance hybrid algorithm to solve the optimal coordination of overcurrent relays in radial distribution networks considering several curve shapes. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 140, p. 464–472, 2016. Citado na página 30.

LEITE, H.; BARROS, J.; MIRANDA, V. The evolutionary algorithm epso to coordinate directional overcurrent relays. IET, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.

MANSOUR, M. M.; MEKHAMER, S. F.; EL-KHARBAWE, N. A modified particle swarm optimizer for the coordination of directional overcurrent relays. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 22, n. 3, p. 1400–1410, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 25, 29 e 30.

MME, M. d. M. e. E. Plano decenal de expansão de energia. **Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE**, 2021. Citado na página 48.

NOGHABI, A. S.; MASHHADI, H. R.; SADEH, J. Optimal coordination of directional overcurrent relays considering different network topologies using interval linear programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1348–1354, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 15, 25 e 30.

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**, IEEE, v. 24, n. 4, p. 1857–1863, 2009. Citado 3 vezes nas páginas 15, 29 e 30.

PRICE, K.; STORN, R.; LAMPINEN, J. A. **Differential Evolution: A Practical Approach to Global Optimization**. [S.l.]: Springer, 2005. Citado na página 40.

RAZA, S. A. et al. Application of optimization techniques in overcurrent relay coordination—a review. **World applied sciences journal**, v. 28, n. 2, p. 259–265, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 30.

RAZAVI, F. et al. A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 78, n. 4, p. 713–720, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 22, 29 e 30.

ROCHA, B. G. d. **Modelo matemático para otimização dos custos de um sistema híbrido eólico-solar: aplicação no bombeamento de petróleo**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2007. Citado na página 15.

SADDEH, J.; AMINOTOJARI, V.; BASHIR, M. Optimal coordination of overcurrent and distance relays with hybrid genetic algorithm. In: IEEE. **2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering**. [S.l.], 2011. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.

Schneider Electric. **Proteção de redes elétricas - Guia de proteção**. [S.l.], 2008. Disponível em: <<https://www.se.com/br/pt>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 24.

SHABANI, M.; KARIMI, A. A robust approach for coordination of directional overcurrent relays in active radial and meshed distribution networks considering uncertainties. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 28, n. 5, p. e2532, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 30.

- SHAHEEN, H. I.; RASHED, G. I.; CHENG, S. Optimal location and parameter setting of upfc for enhancing power system security based on differential evolution algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 33, n. 1, p. 94–105, 2011. Citado na página 16.
- SHIH, M. Y. et al. Enhanced differential evolution algorithm for coordination of directional overcurrent relays. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 143, p. 365–375, 2017. Citado na página 29.
- SHIH, M. Y.; ENRÍQUEZ, A. C.; TREVINO, L. M. T. On-line coordination of directional overcurrent relays: Performance evaluation among optimization algorithms. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 110, p. 122–132, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 30.
- SILVA, A. L. M. **Algoritmo baseado em Evolução Diferencial para solução de problemas de otimização combinatória**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Elétrica) — UFMG, 2014. Citado na página 26.
- SINGH, D. K.; GUPTA, S. Optimal coordination of directional overcurrent relays: A genetic algorithm approach. In: IEEE. **2012 IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science**. [S.l.], 2012. p. 1–4. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- SO, C.; LI, K. Intelligent method for protection coordination. In: IEEE. **2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings**. [S.l.], 2004. v. 1, p. 378–382. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- SOUZA, A. J. d. **Comportamento dinâmico em torres de aerogeradores**. Dissertação (Mestrado) — Brasil, 2018. Citado na página 15.
- STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1974. Citado 4 vezes nas páginas 13, 14, 21 e 24.
- STORN, R.; PRICE, K. Differential Evolution: A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces. **Journal of Global Optimization**, v. 11, p. 341–359, 1995. Citado na página 40.
- STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution a simple evolution strategy for fast optimization. **Dr. Dobb's Journal**, v. 22, n. 4, p. 18–24, 1997. Citado na página 16.
- TAGUCHI, G.; PHADKE, M. S. Quality engineering through design optimization. **Quality control, robust design, and the Taguchi method**, Springer, p. 77–96, 1984. Citado na página 14.
- URDANETA, A. J.; NADIRA, R.; JIMENEZ, L. P. Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 3, n. 3, p. 903–911, 1988. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 29.
- URDANETA, A. J.; PÉREZ, L. G.; RESTREPO, H. Optimal coordination of directional overcurrent relays considering dynamic changes in the network topology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 12, n. 4, p. 1458–1464, 1997. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- URDANETA, A. J. et al. Coordination of directional overcurrent relay timing using linear programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 11, n. 1, p. 122–129, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- VANDERBEI, R. J. **Linear Programming: Foundations and Extensions**. 4. ed. [S.l.]: Springer, 2014. Citado na página 40.
- YANG, G. Y.; DONG, Z. Y.; WONG, K. P. A modified differential evolution algorithm with fitness sharing for power system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 23, n. 2, p. 514–522, 2008. Citado na página 16.
- ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2010. Citado na página 38.

# APÊNDICE A – Tabelas com os resultados obtidos

Tabela 43 – Coordenação simples (todos os cenários) para três versões do SmartRound

Cen.	F (média)	$\sum T$ (média)	$\sum T_{bk}$ (média)	$\sum \epsilon$ (média)	Tempo (s'') (média)	Ger. (média)
A	6,36 ± 0	3,837 ± 0	8,851 ± 0	0,252 ± 0	13 ± 1	348 ± 6
	5,416 ± 0	3,529 ± 0	7,98 ± 0	0,189 ± 0	11 ± 1	348 ± 6
	5,077 ± 0	3,45 ± 0	7,585 ± 0	0,163 ± 0	10 ± 0	272 ± 8
B	14,396 ± 0	3,879 ± 0	8,422 ± 0	0,21 ± 0	13 ± 0	350 ± 7
	13,215 ± 0	3,527 ± 0	7,822 ± 0	0,187 ± 0	11 ± 0	353 ± 7
	12,651 ± 0	3,452 ± 0	7,55 ± 0	0,165 ± 0	11 ± 1	281 ± 10
C	3,853 ± 0	2,241 ± 0	7,328 ± 0	0,161 ± 0	35 ± 1	446 ± 9
	2,848 ± 0	1,943 ± 0	6,271 ± 0	0,09 ± 0	28 ± 1	446 ± 10
	2,812 ± 0,005	1,94 ± 0	6,2 ± 0,002	0,087 ± 0	31 ± 1	343 ± 14
D	10,962 ± 0	2,284 ± 0	7,159 ± 0	0,152 ± 0	34 ± 1	444 ± 8
	9,24 ± 0	1,96 ± 0	6,263 ± 0	0,102 ± 0	27 ± 1	442 ± 10
	8,99 ± 0	1,943 ± 0	6,142 ± 0	0,09 ± 0	34 ± 1	355 ± 13
E	2,978 ± 0	1,707 ± 0	7,084 ± 0	0,127 ± 0	43 ± 1	519 ± 16
	2,106 ± 0	1,447 ± 0	6,06 ± 0	0,066 ± 0	34 ± 1	513 ± 20
	2,103 ± 0	1,444 ± 0	6,028 ± 0	0,066 ± 0	51 ± 2	483 ± 24
F	10,3 ± 0	1,732 ± 0	7,049 ± 0	0,152 ± 0	40 ± 3	498 ± 21
	8,119 ± 0	1,456 ± 0	5,919 ± 0	0,075 ± 0	33 ± 1	504 ± 18
	7,997 ± 0,001	1,45 ± 0	5,84 ± 0,001	0,071 ± 0	65 ± 3	597 ± 34
G	2,522 ± 0,198	1,575 ± 0,038	7,009 ± 0,216	0,095 ± 0,017	139 ± 51	1317 ± 505
	2,171 ± 0,2	1,419 ± 0,03	6,492 ± 0,218	0,075 ± 0,017	114 ± 33	1272 ± 370
	1,9852 ± 0,140	1,3878 ± 0,0082	6,2621 ± 0,0471	0,06 ± 0,001	143 ± 36	986 ± 248
H	9,36 ± 0,518	1,589 ± 0,037	6,604 ± 0,252	0,117 ± 0,023	113 ± 26	1238 ± 292
	8,236 ± 0,224	1,42 ± 0,02	6 ± 0,114	0,082 ± 0,009	135 ± 57	1289 ± 453
	7,94 ± 0,005	1,396 ± 0,002	5,839 ± 0,002	0,07 ± 0	185 ± 94	940 ± 167
I	2,95 ± 0	1,559 ± 0	36034,688 ± 0	0,139 ± 0	17 ± 2	325 ± 37
	2,257 ± 0	1,496 ± 0	36025,446 ± 0	0,076 ± 0	17 ± 2	318 ± 40
	2,16 ± 0	1,46 ± 0	1577,056 ± 10,508	0,07 ± 0	68 ± 4	570 ± 39
J	51,442 ± 0	2,607 ± 0	46,21 ± 0	0,262 ± 0	15 ± 1	284 ± 12
	48,087 ± 0	2,471 ± 0	43,767 ± 0	0,185 ± 0	15 ± 1	288 ± 17
	47,454 ± 0	2,459 ± 0	43,188 ± 0	0,181 ± 0	44 ± 3	326 ± 28
K	2,366 ± 0,189	1,506 ± 0,017	36846,229 ± 66,979	0,086 ± 0,017	41 ± 13	514 ± 171
	2,47 ± 0,206	1,515 ± 0,019	36855,599 ± 48,348	0,095 ± 0,019	35 ± 5	488 ± 78
	2,114 ± 0,002	1,455 ± 0,002	1884,542 ± 402,682	0,066 ± 0	157 ± 24	916 ± 154
L	51,358 ± 0,138	2,541 ± 0,007	46,852 ± 0,075	0,196 ± 0,006	38 ± 11	489 ± 143
	48,166 ± 0,166	2,416 ± 0,007	44,45 ± 0,101	0,13 ± 0,007	30 ± 4	438 ± 67
	46,8 ± 0,075	2,385 ± 0,018	43,214 ± 0,169	0,12 ± 0,018	136 ± 36	751 ± 216

Tabela 44 – Coordenação robusta (todos os cenários) para CF = 9,4%

Falta	Cenário	FO	Solução 1	Solução 2	Solução 3	Solução 4	Solução 5	Solução 6	Solução 7	Solução 8
Única	A	F1	5,077	5,097	5,125	-	-	-	-	-
Única		F2	7366,494	6328,960	5187,672	-	-	-	-	-
Única	B	F1	12,651	12,683	12,730	-	-	-	-	-
Única		F2	7366,494	6328,960	5187,672	-	-	-	-	-
Única	C	F1	2,811	2,824	2,845	-	-	-	-	-
Única		F2	7366,494	6328,960	5187,672	-	-	-	-	-
Única	D	F1	8,990	9,011	9,045	-	-	-	-	-
Única		F2	7366,494	6328,960	5187,672	-	-	-	-	-
Única	E	F1	2,103	2,107	2,113	-	-	-	-	-
Única		F2	7366,494	6328,960	5187,672	-	-	-	-	-
Única	F	F1	7,996	8,003	8,014	-	-	-	-	-
Única		F2	7366,494	6328,960	5187,672	-	-	-	-	-
Única	G	F1	1,977	1,988	1,990	-	-	-	-	-
Única		F2	7366,494	6328,960	5187,672	-	-	-	-	-
Única	H	F1	7,921	7,951	7,963	-	-	-	-	-
Única		F2	7366,494	6328,960	5187,672	-	-	-	-	-
Única	I	F1	2,160	2,164	2,170	-	-	-	-	-
Única		F2	7366,494	6328,960	5187,672	-	-	-	-	-
Única	J	F1	47,454	47,727	47,821	48,431	48,555	48,989	-	-
Única		F2	17430,578	10582,851	7712,339	6000,407	5533,517	4841,827	-	-
Única	K	F1	2,115	2,123	2,124	-	-	-	-	-
Única		F2	7366,494	6328,960	5187,672	-	-	-	-	-
Única	L	F1	46,755	46,887	47,209	47,696	47,810	48,230	-	-
Única		F2	12242,906	14560,066	7712,339	6000,407	5533,517	4841,827	-	-
Dupla	A	F1	5,077	5,103	5,248	5,393	-	-	-	-
Dupla		F2	23275,355	18606,450	16635,135	13505,239	-	-	-	-
Dupla	B	F1	12,651	12,695	12,986	13,215	-	-	-	-
Dupla		F2	23275,355	18606,450	16635,135	13505,239	-	-	-	-
Dupla	C	F1	2,811	2,827	2,930	3,021	-	-	-	-
Dupla		F2	23275,355	18606,450	16635,135	13505,239	-	-	-	-
Dupla	D	F1	8,990	9,017	9,216	9,372	-	-	-	-
Dupla		F2	23275,355	18606,450	16635,135	13505,239	-	-	-	-
Dupla	E	F1	2,103	2,106	2,155	2,187	-	-	-	-
Dupla		F2	23275,355	18606,450	16635,135	13505,239	-	-	-	-
Dupla	F	F1	7,996	8,025	8,096	8,149	-	-	-	-
Dupla		F2	23275,355	18606,450	16635,135	13505,239	-	-	-	-
Dupla	G	F1	1,977	1,987	2,013	2,038	-	-	-	-
Dupla		F2	23275,355	18606,450	16635,135	13505,239	-	-	-	-
Dupla	H	F1	7,921	7,951	7,997	8,055	-	-	-	-
Dupla		F2	23275,355	18606,450	16635,135	13505,239	-	-	-	-
Dupla	I	F1	2,160	2,164	2,168	2,200	-	-	-	-
Dupla		F2	23275,355	18606,450	16635,135	13505,239	-	-	-	-
Dupla	J	F1	47,454	47,733	48,505	51,845	51,877	52,001	53,004	53,202
Dupla		F2	33858,206	27114,232	19073,341	14750,281	14404,436	13937,545	13418,778	12813,550
Dupla	K	F1	2,115	2,120	2,143	2,175	-	-	-	-
Dupla		F2	23275,355	18606,450	16635,135	13505,239	-	-	-	-
Dupla	L	F1	46,755	47,198	47,669	51,108	-	-	-	-
Dupla		F2	31368,123	29984,744	18727,496	14404,436	-	-	-	-
Tripla	A	F1	5,077	5,287	5,292	5,407	-	-	-	-
Tripla		F2	11620,385	7643,170	7228,156	5585,394	-	-	-	-
Tripla	B	F1	12,651	13,001	13,009	13,237	-	-	-	-
Tripla		F2	11620,385	7643,170	7228,156	5585,394	-	-	-	-
Tripla	C	F1	2,811	2,910	2,913	3,035	-	-	-	-
Tripla		F2	11620,385	7643,170	7228,156	5585,394	-	-	-	-
Tripla	D	F1	8,990	9,150	9,155	9,384	-	-	-	-
Tripla		F2	11620,385	7643,170	7228,156	5585,394	-	-	-	-
Tripla	E	F1	2,103	2,131	2,132	2,189	-	-	-	-
Tripla		F2	11620,385	7643,170	7228,156	5585,394	-	-	-	-
Tripla	F	F1	7,996	8,044	8,068	8,154	-	-	-	-
Tripla		F2	11620,385	7643,170	7228,156	5585,394	-	-	-	-
Tripla	G	F1	1,977	1,998	2,013	2,036	-	-	-	-
Tripla		F2	11620,385	7643,170	7228,156	5585,394	-	-	-	-
Tripla	H	F1	7,921	7,993	8,004	8,063	-	-	-	-
Tripla		F2	11620,385	7643,170	7228,156	5585,394	-	-	-	-
Tripla	I	F1	2,160	2,189	2,189	2,202	-	-	-	-
Tripla		F2	11620,385	7643,170	7228,156	5585,394	-	-	-	-
Tripla	J	F1	47,454	50,318	52,134	-	-	-	-	-
Tripla		F2	15649,477	9182,179	5585,394	-	-	-	-	-
Tripla	K	F1	2,115	2,143	2,146	2,177	-	-	-	-
Tripla		F2	11620,385	8317,567	7228,156	5585,394	-	-	-	-
Tripla	L	F1	46,755	49,348	51,460	-	-	-	-	-
Tripla		F2	15649,477	9182,179	5585,394	-	-	-	-	-

Tabela 45 – Coordenação robusta (todos os cenários) para CF = 36,4%

Falta	Cenário	FO	Solução 1	Solução 2	Solução 3	Solução 4	Solução 5	Solução 6	Solução 7	Solução 8
Única	A	F1	5,077	5,097	5,125	-	-	-	-	-
Única		F2	28525,573	24507,887	20088,432	-	-	-	-	-
Única	B	F1	12,651	12,683	12,730	-	-	-	-	-
Única		F2	28525,573	24507,887	20088,432	-	-	-	-	-
Única	C	F1	2,811	2,824	2,845	-	-	-	-	-
Única		F2	28525,573	24507,887	20088,432	-	-	-	-	-
Única	D	F1	8,990	9,011	9,045	-	-	-	-	-
Única		F2	28525,573	24507,887	20088,432	-	-	-	-	-
Única	E	F1	2,103	2,107	2,113	-	-	-	-	-
Única		F2	28525,573	24507,887	20088,432	-	-	-	-	-
Única	F	F1	7,996	8,003	8,014	-	-	-	-	-
Única		F2	28525,573	24507,887	20088,432	-	-	-	-	-
Única	G	F1	1,977	1,982	1,985	-	-	-	-	-
Única		F2	28525,573	24507,887	20088,432	-	-	-	-	-
Única	H	F1	7,921	7,953	7,959	-	-	-	-	-
Única		F2	28525,573	24507,887	20088,432	-	-	-	-	-
Única	I	F1	2,160	2,164	2,170	-	-	-	-	-
Única		F2	28525,573	24507,887	20088,432	-	-	-	-	-
Única	J	F1	47,454	47,727	47,821	48,431	48,555	48,989	-	-
Única		F2	67497,132	40980,401	29864,802	23235,620	21427,661	18749,203	-	-
Única	K	F1	2,115	2,118	2,125	-	-	-	-	-
Única		F2	28525,573	24507,887	20088,432	-	-	-	-	-
Única	L	F1	46,755	46,882	47,196	47,249	47,772	48,354	-	-
Única		F2	47408,700	36293,100	49953,234	28056,843	21427,661	18749,203	-	-
Dupla	A	F1	5,077	5,103	5,248	5,393	-	-	-	-
Dupla		F2	90130,098	72050,509	64416,905	52296,885	-	-	-	-
Dupla	B	F1	12,651	12,695	12,986	13,215	-	-	-	-
Dupla		F2	90130,098	72050,509	64416,905	52296,885	-	-	-	-
Dupla	C	F1	2,811	2,854	2,925	3,021	-	-	-	-
Dupla		F2	90130,098	72050,509	64416,905	52296,885	-	-	-	-
Dupla	D	F1	8,990	9,017	9,216	9,372	-	-	-	-
Dupla		F2	90130,098	72050,509	64416,905	52296,885	-	-	-	-
Dupla	E	F1	2,103	2,106	2,155	2,187	-	-	-	-
Dupla		F2	90130,098	72050,509	64416,905	52296,885	-	-	-	-
Dupla	F	F1	7,996	8,031	8,096	8,149	-	-	-	-
Dupla		F2	90130,098	72050,509	64416,905	52296,885	-	-	-	-
Dupla	G	F1	1,977	1,984	2,017	2,069	-	-	-	-
Dupla		F2	90130,098	72050,509	64416,905	52296,885	-	-	-	-
Dupla	H	F1	7,921	7,951	8,007	8,053	-	-	-	-
Dupla		F2	90130,098	72050,509	64416,905	52296,885	-	-	-	-
Dupla	I	F1	2,160	2,164	2,168	2,200	-	-	-	-
Dupla		F2	90130,098	72050,509	64416,905	52296,885	-	-	-	-
Dupla	J	F1	47,454	47,733	48,505	51,845	51,877	52,001	53,004	53,202
Dupla		F2	131110,500	104995,538	73858,468	57118,108	55778,880	53970,921	51962,077	49618,427
Dupla	K	F1	2,115	2,118	2,143	2,174	-	-	-	-
Dupla		F2	90130,098	72050,509	64416,905	52296,885	-	-	-	-
Dupla	L	F1	46,755	46,967	47,617	51,156	-	-	-	-
Dupla		F2	121468,052	95353,091	83500,916	55778,880	-	-	-	-
Tripla	A	F1	5,077	5,287	5,292	5,407	-	-	-	-
Tripla		F2	44998,088	29596,956	27989,882	21628,545	-	-	-	-
Tripla	B	F1	12,651	13,001	13,009	13,237	-	-	-	-
Tripla		F2	44998,088	29596,956	27989,882	21628,545	-	-	-	-
Tripla	C	F1	2,811	2,910	2,940	3,059	-	-	-	-
Tripla		F2	44998,088	29596,956	27989,882	21628,545	-	-	-	-
Tripla	D	F1	8,990	9,150	9,155	9,384	-	-	-	-
Tripla		F2	44998,088	29596,956	27989,882	21628,545	-	-	-	-
Tripla	E	F1	2,103	2,131	2,132	2,189	-	-	-	-
Tripla		F2	44998,088	29596,956	27989,882	21628,545	-	-	-	-
Tripla	F	F1	7,996	8,044	8,101	8,154	-	-	-	-
Tripla		F2	44998,088	29596,956	27989,882	21628,545	-	-	-	-
Tripla	G	F1	1,977	2,001	2,010	2,047	-	-	-	-
Tripla		F2	44998,088	29596,956	27989,882	21628,545	-	-	-	-
Tripla	H	F1	7,921	7,986	7,994	8,047	-	-	-	-
Tripla		F2	44998,088	29596,956	27989,882	21628,545	-	-	-	-
Tripla	I	F1	2,160	2,189	2,189	2,202	-	-	-	-
Tripla		F2	44998,088	29596,956	27989,882	21628,545	-	-	-	-
Tripla	J	F1	47,454	49,685	52,134	-	-	-	-	-
Tripla		F2	60600,103	33949,450	21628,545	-	-	-	-	-
Tripla	K	F1	2,115	2,144	2,147	2,175	-	-	-	-
Tripla		F2	44998,088	29596,956	27989,882	21628,545	-	-	-	-
Tripla	L	F1	46,755	49,473	51,367	51,411	-	-	-	-
Tripla		F2	60600,103	34217,296	22967,774	21628,545	-	-	-	-

Tabela 46 – Coordenação robusta (todos os cenários) para CF = 63,1%

Falta	Cenário	FO	Solução 1	Solução 2	Solução 3	Solução 4	Solução 5	Solução 6	Solução 7	Solução 8
Única	A	F1	5,08	5,10	5,13	-	-	-	-	-
Única		F2	49449,55	42484,83	34823,63	-	-	-	-	-
Única	B	F1	12,65	12,68	12,73	-	-	-	-	-
Única		F2	49449,55	42484,83	34823,63	-	-	-	-	-
Única	C	F1	2,81	2,82	2,84	-	-	-	-	-
Única		F2	49449,55	42484,83	34823,63	-	-	-	-	-
Única	D	F1	8,99	9,01	9,05	-	-	-	-	-
Única		F2	49449,55	42484,83	34823,63	-	-	-	-	-
Única	E	F1	2,10	2,11	2,11	-	-	-	-	-
Única		F2	49449,55	42484,83	34823,63	-	-	-	-	-
Única	F	F1	8,00	8,00	8,01	-	-	-	-	-
Única		F2	49449,55	42484,83	34823,63	-	-	-	-	-
Única	G	F1	1,98	2,00	1,99	-	-	-	-	-
Única		F2	49449,55	42484,83	34823,63	-	-	-	-	-
Única	H	F1	7,92	7,95	7,96	-	-	-	-	-
Única		F2	49449,55	42484,83	34823,63	-	-	-	-	-
Única	I	F1	2,16	2,16	2,17	-	-	-	-	-
Única		F2	49449,55	42484,83	34823,63	-	-	-	-	-
Única	J	F1	47,45	47,73	47,82	48,43	48,56	48,99	-	-
Única		F2	117007,39	71040,20	51771,13	40279,33	37145,20	32502,05	-	-
Única	K	F1	2,11	2,12	2,13	-	-	-	-	-
Única		F2	49449,55	42484,83	34823,63	-	-	-	-	-
Única	L	F1	46,75	46,97	47,23	47,73	47,96	48,37	-	-
Única		F2	82183,76	97738,32	51771,13	40279,33	37145,20	32502,05	-	-
Dupla	A	F1	5,08	5,10	5,25	5,39	-	-	-	-
Dupla		F2	156242,01	124900,75	111667,77	90657,51	-	-	-	-
Dupla	B	F1	12,65	12,69	12,99	13,22	-	-	-	-
Dupla		F2	156242,01	124900,75	111667,77	90657,51	-	-	-	-
Dupla	C	F1	2,81	2,83	2,95	3,02	-	-	-	-
Dupla		F2	156242,01	124900,75	111667,77	90657,51	-	-	-	-
Dupla	D	F1	8,99	9,02	9,22	9,37	-	-	-	-
Dupla		F2	156242,01	124900,75	111667,77	90657,51	-	-	-	-
Dupla	E	F1	2,10	2,11	2,17	2,20	-	-	-	-
Dupla		F2	156242,01	124900,75	111667,77	90657,51	-	-	-	-
Dupla	F	F1	8,00	8,03	8,10	8,15	-	-	-	-
Dupla		F2	156242,01	124900,75	111667,77	90657,51	-	-	-	-
Dupla	G	F1	1,98	1,99	2,00	2,04	-	-	-	-
Dupla		F2	156242,01	124900,75	111667,77	90657,51	-	-	-	-
Dupla	H	F1	7,92	7,96	8,02	8,05	-	-	-	-
Dupla		F2	156242,01	124900,75	111667,77	90657,51	-	-	-	-
Dupla	I	F1	2,16	2,16	2,17	2,20	-	-	-	-
Dupla		F2	156242,01	124900,75	111667,77	90657,51	-	-	-	-
Dupla	J	F1	47,45	47,73	48,50	51,84	51,88	52,00	53,00	53,20
Dupla		F2	227282,21	182011,50	128034,87	99015,18	96693,61	93559,48	90077,12	86014,36
Dupla	K	F1	2,11	2,12	2,14	2,18	-	-	-	-
Dupla		F2	156242,01	124900,75	111667,77	90657,51	-	-	-	-
Dupla	L	F1	46,75	46,98	47,71	51,19	51,14	51,32	51,22	52,45
Dupla		F2	210566,87	165296,15	144750,21	99015,18	96693,61	110274,82	93559,48	88335,94
Tripla	A	F1	5,08	5,29	5,29	5,41	-	-	-	-
Tripla		F2	78004,93	51306,81	48520,92	37493,44	-	-	-	-
Tripla	B	F1	12,65	13,00	13,01	13,24	-	-	-	-
Tripla		F2	78004,93	51306,81	48520,92	37493,44	-	-	-	-
Tripla	C	F1	2,81	2,91	2,91	3,06	-	-	-	-
Tripla		F2	78004,93	51306,81	48520,92	37493,44	-	-	-	-
Tripla	D	F1	8,99	9,15	9,16	9,38	-	-	-	-
Tripla		F2	78004,93	51306,81	48520,92	37493,44	-	-	-	-
Tripla	E	F1	2,10	2,13	2,13	2,19	-	-	-	-
Tripla		F2	78004,93	51306,81	48520,92	37493,44	-	-	-	-
Tripla	F	F1	8,00	8,04	8,07	8,15	-	-	-	-
Tripla		F2	78004,93	51306,81	48520,92	37493,44	-	-	-	-
Tripla	G	F1	1,98	2,01	2,00	2,04	-	-	-	-
Tripla		F2	78004,93	51306,81	48520,92	37493,44	-	-	-	-
Tripla	H	F1	7,92	7,98	7,99	8,05	-	-	-	-
Tripla		F2	78004,93	51306,81	48520,92	37493,44	-	-	-	-
Tripla	I	F1	2,16	2,19	2,19	2,20	-	-	-	-
Tripla		F2	78004,93	51306,81	48520,92	37493,44	-	-	-	-
Tripla	J	F1	47,45	49,68	52,13	-	-	-	-	-
Tripla		F2	105051,28	58851,93	37493,44	-	-	-	-	-
Tripla	K	F1	2,11	2,14	2,18	-	-	-	-	-
Tripla		F2	78004,93	53047,99	37493,44	-	-	-	-	-
Tripla	L	F1	46,75	49,41	51,59	-	-	-	-	-
Tripla		F2	105051,28	61637,82	37493,44	-	-	-	-	-

Tabela 47 – Coordenação Simples - ITCs para os cenários I e J

Relações Pr-Bk	Z	Cenário I	Cenário J para $\omega = 10$	Cenário J para $\omega = 100$
1B-1A	0	0,209	0,210	0,208
1B-1A	10	17,417	0,928	2,840
2-1B	0	0,330	0,231	0,231
2-1B	10	5,847	1,414	1,414
3-1B	0	0,204	0,207	0,207
3-1B	10	4,641	1,309	1,309
4-1B	0	0,208	0,208	0,209
4-1B	10	4,638	1,308	1,309
5-1B	0	0,278	0,224	0,224
5-1B	10	5,327	1,386	1,386
6-1B	0	0,303	0,227	0,227
6-1B	10	5,564	1,388	1,388
7-1B	0	0,325	0,233	0,233
7-1B	10	5,785	1,421	1,421
8-1B	0	0,358	0,249	0,249
8-1B	10	6,138	1,469	1,469
9-1B	0	0,335	0,241	0,241
9-1B	10	5,879	1,434	1,434
10-1B	0	0,353	0,250	0,250
10-1B	10	6,095	1,458	1,458
12-2	0	0,200	0,212	0,212
12-2	10	0,919	0,273	0,273
12-2	20	2,930	0,340	0,340
12-2	30	7,005	0,402	0,402
12-2	40	15,552	0,464	0,464
12-2	50	38,277	0,531	0,531
13-7	0	0,200	0,205	0,205
13-7	10	0,938	0,259	0,259
13-7	20	3,024	0,316	0,316
13-7	30	7,332	0,366	0,366
13-7	40	16,680	0,414	0,414
13-7	50	44,207	0,461	0,461
14-8	0	0,200	0,201	0,201
14-8	10	0,837	0,252	0,252
14-8	20	2,651	0,308	0,308
14-8	30	6,771	0,360	0,360
14-8	40	18,058	0,411	0,411
14-8	50	103,504	0,463	0,463
15-5	0	0,200	0,201	0,201
15-5	10	1,128	0,256	0,256
15-5	20	3,922	0,312	0,313
15-5	30	9,935	0,364	0,364
15-5	40	23,827	0,412	0,412
15-5	50	73,091	0,460	0,460

Tabela 48 – Coordenação Simples - ITCs para os cenários I e J (continuação)

Relações Pr-Bk	Z	Cenário I	Cenário J para $\omega = 10$	Cenário J para $\omega = 100$
16-10	0	0,200	0,200	0,200
16-10	10	0,849	0,257	0,257
16-10	20	2,670	0,320	0,320
16-10	30	6,599	0,380	0,380
16-10	40	16,039	0,442	0,442
16-10	50	54,194	0,511	0,511
17-6	0	0,200	0,207	0,207
17-6	10	1,024	0,271	0,271
17-6	20	3,428	0,340	0,340
17-6	30	8,496	0,404	0,404
17-6	40	19,795	0,468	0,468
17-6	50	55,992	0,537	0,537
18-9	0	0,200	0,202	0,202
18-9	10	0,915	0,258	0,258
18-9	20	3,036	0,320	0,320
18-9	30	8,101	0,379	0,379
18-9	40	23,638	0,438	0,438
18-9	50	423,612	0,501	0,501
19-4	0	0,200	0,200	0,200
19-4	10	1,426	0,278	0,279
19-4	20	5,476	0,364	0,364
19-4	30	15,079	0,448	0,448
19-4	40	42,671	0,539	0,539
19-4	50	313,149	0,646	0,646
20-3	0	0,200	0,201	0,201
20-3	10	1,425	0,281	0,281
20-3	20	5,210	0,369	0,369
20-3	30	12,719	0,456	0,456
20-3	40	27,146	0,552	0,552
20-3	50	58,790	0,667	0,667

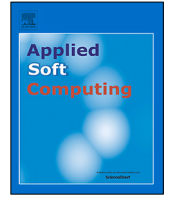
Tabela 49 – Coordenação Simples - ITCs para os cenários K e L

Relações Pr-Bk	Z	Cenário K	Cenário L para $\omega = 10$	Cenário L para $\omega = 100$
1B-1A	0	0,201	0,203	0,201
1B-1A	10	42,997	1,510	1,717
2-1B	0	0,328	0,230	0,224
2-1B	10	97,111	1,391	1,384
3-1B	0	0,200	0,200	0,200
3-1B	10	40,551	1,281	1,281
4-1B	0	0,204	0,201	0,201
4-1B	10	39,451	1,280	1,280
5-1B	0	0,275	0,216	0,216
5-1B	10	58,988	1,357	1,357
6-1B	0	0,300	0,224	0,225
6-1B	10	70,140	1,364	1,366
7-1B	0	0,323	0,226	0,231
7-1B	10	88,653	1,391	1,395
8-1B	0	0,357	0,242	0,242
8-1B	10	173,763	1,439	1,439
9-1B	0	0,333	0,233	0,233
9-1B	10	100,306	1,404	1,404
10-1B	0	0,352	0,242	0,242
10-1B	10	156,251	1,428	1,428
12-2	0	0,200	0,205	0,212
12-2	10	0,919	0,266	0,273
12-2	20	2,930	0,331	0,340
12-2	30	7,005	0,392	0,402
12-2	40	15,552	0,453	0,464
12-2	50	38,277	0,518	0,531
13-7	0	0,200	0,205	0,201
13-7	10	0,938	0,259	0,256
13-7	20	3,024	0,316	0,316
13-7	30	7,332	0,366	0,372
13-7	40	16,680	0,414	0,427
13-7	50	44,207	0,461	0,483
14-8	0	0,200	0,201	0,201
14-8	10	0,837	0,252	0,252
14-8	20	2,651	0,308	0,308
14-8	30	6,771	0,360	0,360
14-8	40	18,058	0,411	0,411
14-8	50	103,504	0,463	0,463
15-5	0	0,200	0,201	0,201
15-5	10	1,128	0,256	0,256
15-5	20	3,922	0,312	0,312
15-5	30	9,935	0,364	0,364
15-5	40	23,827	0,412	0,412
15-5	50	73,091	0,460	0,460

Tabela 50 – Coordenação Simples - ITCs para os cenários K e L (continuação)

Relações Pr-Bk	Z	Cenário K	Cenário L para $\omega = 10$	Cenário L para $\omega = 100$
16-10	0	0,200	0,200	0,200
16-10	10	0,849	0,257	0,257
16-10	20	2,670	0,320	0,320
16-10	30	6,599	0,380	0,380
16-10	40	16,039	0,442	0,442
16-10	50	54,194	0,511	0,511
17-6	0	0,200	0,201	0,201
17-6	10	1,024	0,265	0,263
17-6	20	3,428	0,333	0,329
17-6	30	8,496	0,396	0,391
17-6	40	19,795	0,459	0,452
17-6	50	55,992	0,528	0,519
18-9	0	0,200	0,202	0,202
18-9	10	0,915	0,258	0,258
18-9	20	3,036	0,320	0,320
18-9	30	8,101	0,379	0,379
18-9	40	23,638	0,438	0,438
18-9	50	423,612	0,501	0,501
19-4	0	0,200	0,200	0,200
19-4	10	1,426	0,278	0,278
19-4	20	5,476	0,364	0,364
19-4	30	15,079	0,448	0,448
19-4	40	42,671	0,539	0,539
19-4	50	313,149	0,646	0,646
20-3	0	0,200	0,201	0,201
20-3	10	1,425	0,281	0,281
20-3	20	5,210	0,369	0,369
20-3	30	12,719	0,456	0,456
20-3	40	27,146	0,552	0,552
20-3	50	58,790	0,667	0,667

# Anexos



# Robust coordination of overcurrent relays for several simultaneous faults in wind power generation systems



Mariana M. Guimarães<sup>a</sup>, Ricardo H.C. Takahashi<sup>b,\*</sup>, Mateus H. Costa<sup>c</sup>, Celso H.U. Moia<sup>d</sup>, Eduardo G. Carrano<sup>e</sup>

<sup>a</sup> Graduate Program in Electrical Engineering, Universidade Federal de Minas Gerais, MG, Brazil

<sup>b</sup> Department of Mathematics, Universidade Federal de Minas Gerais, MG, Brazil

<sup>c</sup> Department of Electricity - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - Unidade Nepomuceno - Nepomuceno, MG, Brazil

<sup>d</sup> Alupar Investimento S.A. - São Paulo, SP, Brazil

<sup>e</sup> Department of Electrical Engineering, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brazil

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 9 October 2022

Received in revised form 19 August 2023

Accepted 25 August 2023

Available online 30 August 2023

### Keywords:

Differential evolution

Multiobjective optimization

Protection coordination

Directional overcurrent relays

Wind power generation

## ABSTRACT

This work proposes a new robust coordination procedure for the coordination of overcurrent relays that takes into account the specific requirements and conditions that arise in wind power generation plants. It is discussed here that, in those systems, coordination schemes that guarantee that protection coordination is maintained in the face of the simultaneous loss of several lines in the network can be of great importance, although this characteristic is not considered relevant in the usual transmission and distribution systems. Several new features have been incorporated in the proposed procedure, for achieving the computational efficiency that is necessary for performing the proposed task. A new mathematical model is presented, considering the characteristic curves of relays as design variables and including new constraints/penalties related to the maximum desirable relay actuation time. The proposed tool integrates a Differential Evolution algorithm with Linear Programming and a new Discrete Feasibility Search operator to minimize the sum of relay actuation times in scenarios for multiple fault conditions and to maximize robustness of the solution under scenarios with changes in network topology. The proposed robust coordination procedure with those features constitutes the first coordination algorithm designed for dealing with the reconfigured topology after the simultaneous loss of multiple lines in a network. A set of Pareto-optimal solutions is delivered, allowing the designer to perform a trade-off analysis between smaller actuation times and smaller disconnected areas after the occurrence of a fault. In the specific case of wind power generation plants, those robust solutions allow a more efficient use of resources allocated to network maintenance. A case study of the application of the proposed methodology to the protection of a real wind farm is presented, showing that the proposed procedure allows a reduction of 44.9% of the non-delivered energy in the case of the simultaneous occurrence of two faults, and of 51.9% of the non-delivered energy in the case of three simultaneous faults.

© 2023 Elsevier B.V. All rights reserved.

## 1. Introduction

An efficient protection system aims to quickly detect and isolate faults as fast as possible and to maintain the largest extent of the system under operation. The protection system is designed such that, in the event of a fault, there is always a primary relay that should isolate it and a set of backup relays that should operate if the primary one fails. The relays should be adjusted such that the backup relays never operate before the primary one. That setup should also make these two protection lines

operate within a suitable time, preventing the occurrence of most major damages. The protection coordination problem consists on defining appropriate settings for the relays, ensuring that the operation hierarchy is properly attended. However, the design of protection system coordination must meet various types of requirements depending on the type of system to be safeguarded.

The transmission networks of power systems constitute highly critical systems, as failures within this system have the potential to impact a significant number of loads, disconnecting entire regions. Consequently, these networks are constructed to allow for system reconfiguration, ensuring continued supply to all loads through alternative routes, even in the event of a line disconnection. The repair of a line that has been damaged is always treated as an emergency, with execution commencing immediately after

\* Corresponding author.

E-mail address: [taka@mat.ufmg.br](mailto:taka@mat.ufmg.br) (R.H.C. Takahashi).

**List of Acronyms**

CTI	Coordination time interval
DE	Differential evolution
DFS	Discrete feasibility search
EI	Extremely inverse curve
GA	Genetic algorithm
ILS	Iterated local search
LP	Linear programming
MC	Multiplier of current
NI	Normally inverse curve
PND	Power not delivered
PSO	Particle swarm optimization
RCT	Ratio of the current transformer
TMS	Time multiplier setting
VI	Very inverse curve

the issue arises. This is because the system is at a vulnerable state in its reconfigured topology, even if all loads remain connected. During the repair of a damaged line, coordinated protection must be maintained to enable the system to respond adequately if another fault occurs while operating under this topology. To facilitate this, protection relays need to be reconfigured to enable normal system operation until repairs are completed, which can often be done remotely.

In the case of electrical distribution networks, their criticality depends on the number and type of consumers connected to various sectors of the network. In highly critical sectors, the topology can be reconfigured to reconnect most or all loads in the event of a line loss, typically executed remotely. However, less critical sectors often lack the reconfiguration alternatives capable of reconnecting all loads. These sectors also rely on maintenance teams to perform operations such as opening and closing switches for reconfiguration. In distribution networks, remote adjustment of protection relays is unlikely. Therefore, it is important that these relays are configured to operate normally in a robust setting, allowing the protection system to remain coordinated across all potential topologies resulting from reconfigurations prompted by one line outage. Due to the emergency nature of line repairs when consumers are disconnected, alternative topologies are generally utilized for relatively short periods. Thus, it is considered acceptable that, while the system is in an unusual configuration, it might not maintain coordination after another fault occurs, followed by subsequent reconfiguration. In such cases, if another fault occurs during this time interval, the system remains unaltered, and loads stay disconnected until repairs are completed.

Given these characteristics of transmission and distribution systems, the robustness of the system against the loss of a single line must be ensured, but the possibility of configuring protection relays to ensure robustness against the simultaneous loss of multiple lines has not been explored. Existing studies on robust coordination focus on the loss of a single line only [1–5]. However, specific characteristics of wind generation parks make the robust coordination's resilience against the simultaneous loss of several lines potentially relevant [6]. This approach could yield significant economic benefits in managing these generation plants.

Wind power generation systems consist of numerous medium-sized generating units scattered across extensive areas, often located in remote regions [6]. Similar to distribution systems, protection relays in such setups usually lack remote configuration capabilities. To enable reconfigurations for partial or total generation recovery, the protection system must be robustly

configured to maintain coordination under alternative topologies. Unlike distribution systems, though, disconnecting a small number of generators is typically not critical, resulting in a loss of only the energy these generators would have produced. In the context of wind generation systems, it makes sense to decide when to perform network repairs based on an assessment that compares the cost of lost energy with the additional cost of an emergency maintenance relative to the cost of a maintenance that is scheduled days in advance.

It is important to note that, due to weather events, line faults tend to occur in concentrated time intervals. This makes it highly likely for a line to be disconnected while another is already out, particularly if the repair time for the first damaged line is several days. Thus, configuring protection relays robustly would be crucial to practically enable the staggered scheduling of line maintenance activities after a reconfiguration aimed at minimizing the impact of the simultaneous loss of multiple lines. Up to the authors' knowledge, the possibility of synthesizing coordination schemes that enable robustness in the face of multiple faults has not been examined yet in the literature. This possibility is explored in the present study. The main contribution of this work is the development of a *Robust Coordination Procedure*, which delivers the optimal settings for protection relays that lead to the robustness against user-specified sets of simultaneous faults.

The proposed procedure is named here as the *DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure*, which means that it is based on the Differential Evolution (DE) algorithm, using also a Linear Programming (LP) operator that resolves some problem variables and a new Discrete Feasibility Search (DFS) operator, which performs an efficient search for a solution that is constrained to the discrete set of possible decision variable values. The restriction to those sets is related to constructive restrictions of the protection relays. A full discussion about the reasoning behind the choice of the algorithm components is presented along with the description and evaluation of this algorithm.

This manuscript is organized as follows: Section 2 presents a brief literature review. Section 3 provides an overview of the technical issues involved in the problem of robust coordination of protection relays. A new formulation to the optimization problem is shown in Section 4. The proposed tool is described in Section 5. A preliminary evaluation of the proposed coordination algorithm is performed in Section 6, confirming that the DE-LP-DFS is better than other alternatives for constituting the optimization engine of the coordination algorithm. Section 7 presents a case study of the successful application of the proposed methodology to a real wind farm located in the city of Aracati – Brazil. Section 8 provides some conclusions.

## 2. Literature review

### 2.1. Overcurrent protection coordination

Urdaneta et al. [7] present one of the first studies that used optimization techniques for overcurrent protection coordination. In that approach,  $I_p$  (relay pick-up current) values were treated as predefined parameters and  $TMS$  (relay time multiplier setting) values were modeled as continuous optimization variables. The problem was solved using linear programming (LP). Mansour et al. [8], Razavi et al. [9], Noghabi et al. [1] also followed LP based strategies. However,  $I_p$  values should also be treated as variables, which demands the use of nonlinear optimization techniques. Urdaneta et al. [10], Alam et al. [11] handled the problem iteratively, optimizing  $I_p$  and  $TMS$  in alternate steps, with one set of variables being considered at a time and the other set remaining fixed. Other approaches handled  $I_p$  and  $TMS$  simultaneously. Due to the complex characteristics of the model, evolutionary algorithms

(EA) became the most used class of methods [12,13]. Some newer approaches proposed the combination of LP and EA, such as the one by Bottura et al. [14]. In these approaches, the LP is used as a local search operator inside the main EA.

A common characteristic shared by all the references cited above is that they handle characteristic curves as a fixed parameter, chosen *a priori* by the user. Some few recent works tried to also optimize the curves in order to obtain better solutions for overcurrent relay and directional overcurrent relay coordination. Ezzeddine and Kaczmarek [15] considered three IEC characteristic curves (NI, VI, and EI).<sup>1</sup> Some works combined multiple families of curves in their approaches: Ahmadi et al. [16] considered seven setups chosen from REVA, IEC, and IEEE standards, while Kida and Gallego [17] allowed the use of 16 curve configurations selected from IEEE, IEC, IAC, and U.S. standards. Finally, Shabani and Karimi [18] considered two optimization strategies, one using NI, VI, and EI curves from IEC standard, and the other one with the characteristic curves adjusted by continuous parameters.

Line interruptions, switching maneuvers, and disconnection of loads or generators can modify the main operational condition of the system. The main operational condition, or the *basic scenario*, can be understood as the system operating in its expected topology, under expected load/generation levels, without any faults. System conditions may vary along time, for different reasons, which may change the behavior of protection relays. Therefore, the settings for the main operational condition may become inappropriate under alternative scenarios, leading to unacceptably long relay actuation times, loss of protection coordination or even undesirable load/generation disconnection. Due to this, several approaches that consider the effects of different scenarios emerged in the last decade [2,5,18,19]. These approaches are based on two main strategies: addition of constraints and iterative correction of the solutions. In the first one, constraints that would be violated for alternative scenarios are included in the optimization model, in order to ensure compliance. In the second one, a solution that is infeasible for a given scenario is iteratively adjusted until reaching feasibility. A common limitation of both strategies is that, if compliance with alternative scenarios is modeled as a hard constraint, then there is a high probability that a feasible solution will not be found in medium and large systems, since the simultaneous compliance with many scenarios may be impossible. This justifies approaches such as the one by Costa et al. [5], in which robustness is relaxed from constraints to an objective function.

In several of the previous works, the issue of discretization of the relay parameters is not studied [7,8,10,12]. In the work by Razavi et al. [9] only the *TMS* variable is optimized, with its discretization being performed on each time its value is updated. In the work by Noghabi et al. [1] only the *MC* variable is discretized, and the *TMS* variable is assumed to be continuous. Alam et al. [11] use branch and bound and integer programming techniques for dealing with the optimization problem with the discrete variables. Amraee [13] uses a metaheuristic procedure that directly searches the set of possible discrete values of the decision variables. In the work by Costa et al. [5], only the *TMS* variable is optimized, and a local search is performed along with the discretization procedure. That discretization procedure is run only once, after the optimization is performed considering continuous decision variables.

<sup>1</sup> NI: normally inverse curve; VI: very inverse curve; EI: extremely inverse curve.

## 2.2. Differential evolution

The Differential Evolution (DE) algorithm was proposed by Storn and Price [20] as an evolutionary computation algorithm that searches the global optimum of non-linear, non-convex, multi-modal and non-differentiable functions with decision variables in the  $\mathbf{R}^n$  space. Since then, the DE, along with its several variants, has been recognized as one of the most competitive algorithms for the numerical optimization of functions within that class. The remarkable performance of the DE while optimizing a variety of objective functions, in terms of final accuracy, computational speed and solution repeatability under different initial conditions may be confirmed, for instance, by noticing that its variants have been reaching front ranks in various competitions among evolutionary algorithms, organized under the IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC). No other single search paradigm has presented such a performance in nearly all CEC competitions in the last 20 years [21].

The DE has been applied to solve numerous problems from diverse domains of science and technology [21]. It is worthy to mention that a large number of works have solved problems related to electric power systems using the DE algorithm including the power system planning [22], transient stability [23], optimal power flow [24], optimal reactive power dispatch [25], optimal location of UPFC [26], and harmonic distortion minimization [27], among several others.

## 3. Overcurrent relay coordination problem

In relay coordination, appropriate settings for the overcurrent protection relays are defined such that they are coordinated with each other and the system protection works correctly. The most important features of a power network protection system are: (i) sensitivity: it should be able to detect the smallest abnormal condition that puts the system at risk; (ii) selectivity: it should isolate the fault location in the smallest area that is possible; (iii) reliability: each relay should operate consistently for failures within its protection zone and should not act in any other condition; and (iv) agility: it should actuate as fast as possible.

The actuation time of a relay for a given fault, whether directional or not, can be calculated by (1):

$$T = TMS \left[ \alpha + \frac{\beta}{\left(\frac{I_{sc}}{I_p}\right)^\gamma - 1} \right] \quad (1)$$

in which  $T$  is the actuation time of the relay,  $TMS$  is the *Time Multiplier Setting* set for the relay,  $I_{sc}$  is the current seen by the relay for the fault, and  $I_p$  is the pickup current of the relay, given by (2):

$$I_p = MC \cdot RCT \quad (2)$$

In the above,  $MC$  is the *Multiplier of Current* set for the relay, and  $RCT$  is the *Ratio of the Current Transformer* connected to the relay.

Eq. (1) shows three additional parameters,  $\alpha$ ,  $\beta$ , and  $\gamma$ , which are related to characteristic curves for overcurrent relays. In most relay coordination procedures, the characteristic curves are set as fixed, making those parameters to be handled as constants in the optimization model. However, depending on the features of the network, the use of different curves can make the protection system more efficient. In this case, the number of free parameters associated to each relay is increased to three: (a) the standard curve (which implicitly defines  $\alpha$ ,  $\beta$ , and  $\gamma$ ); (b) the *TMS*; and (c) the *MC*. Eq. (1) shows that  $T$  varies non-linearly with  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ , and  $MC$ , and linearly with *TMS*.

The redundancy of protection is accomplished through the coordination of pairs of relays, known as primary/backup pairs.

The composition of these pairs depends on the position of the fault, as a relay can work as primary under a given fault and as backup for other ones. The actuation of the primary relay over the backup ones is preferable because it disconnects a smaller portion of the system. Therefore, it is necessary to maintain a minimum interval between the actuation of the primary relay and its fastest backup. This interval, which is referred as CTI (Coordination Time Interval), must be set taking into account system and relay technology characteristics.

The setting of each overcurrent relay involves choosing: (i) a discrete categorical variable that indicates the relay characteristic curve to be followed from a set of existing options; (ii) a real-valued parameter  $MC$  (the relay multiplier of current) which must be selected from a set of possible pre-defined values; and (iii) a real-valued parameter  $TMS$  (the relay time multiplier setting) which also must be selected from another set of possible pre-defined values. The coordination problem involves choosing those three parameters for each relay such that the protection of the whole electric network works properly, ensuring that each relay operates only for faults occurring in system parts to which the relay is assigned and also ensuring that, if a relay fails to operate, the correct backup relay will actuate. In addition to the requirement that the relays work properly in that way, which is treated as a constraint, the problem involves an objective function that is related to the minimization of the time delay up to the moment in which the relay operates, clearing the fault that caused the overcurrent.

This means that the problem of relay coordination in a network containing  $n$  relays involves  $2n$  real-valued discrete decision variables (the  $MC$  value and the  $TMS$  value for each relay) and  $n$  categorical decision variables (the label of the characteristic curve for each relay). Although the existing sets of possible pre-defined values for the real-valued discrete variables is reasonably fine-grained in modern digital relays, those variables still cannot be treated as if they were continuous variables, since the involved discretization can cause significant changes in the system behavior, possibly leading to miscoordination between relays and to degradation in the objective function.

This work proposes a new method of coordination design that improves the system tolerance to changes in network topology, caused either by the operation of switches for isolating a fault or by changes of system configuration under normal operation. The proposed method is composed by two layers. In the first layer, a Differential Evolution metaheuristics (DE) [20], an exact method of Linear Programming (LP) [28], and a new Discrete Feasibility Search (DFS) procedure which is intended to handle with the discrete nature of  $MC$  and  $TMS$  variables, are combined to form a *Coordination Algorithm*, which performs the coordination task under a given scenario (a given combination of network topology, load/generation configuration and possible faults to be cleared). This algorithm is called the *DE-LP-DFS Coordination Algorithm*. In the second layer, a *Robust Coordination Procedure* changes the relay settings in order to deal with several scenarios simultaneously. It calls the *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* several times, while performing the adjustment of the set of available  $MC$  (Multiplier of Current) values. As the ability to deal with different scenarios comes at the cost of increasing the delays in relay operation, a whole set of trade-off solutions is determined, such that some solutions keep coordination under more scenarios, while other solutions present faster switching. This procedure is named *DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure*. The choice of the Differential Evolution (DE) as a structural basis for the coordination algorithm has been preceded by a series of experimental comparisons with other candidate metaheuristics: a Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm, a Genetic Algorithm (GA), and an Iterated Local Search (ILS) algorithm.

The *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* proposed in this work has significant enhancements in comparison with the previous literature: (i) An upper limit to the actuation time of relays is defined either as a soft constraint (its violation causes a penalty in an objective function) or a hard constraint (which cannot be violated). Furthermore, the relay characteristic curves are treated as variables. (ii) An efficient algorithm was deployed, leading to fast execution even in the case of large systems or in the case of systems with a large number of different relevant fault scenarios. (iii) A new Discrete Feasibility Search (DFS) procedure is employed – this highly efficient procedure performs a search on two relay parameters, the  $TMS$  and the  $MC$  values, ensuring that they have discrete values that are suitable for the relay and also determining their best combination for minimizing the response time while reaching coordination feasibility.

The proposed *DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure* has no parallel in literature, since it has been built with the purpose of optimizing the protection coordination of wind power plants, making use of specific characteristics of this type of system to obtain solutions that are economically more interesting. These facilities are more prone to fast changes in their operation conditions, due to aspects such as the intermittent behavior of wind, higher susceptibility to failures (the plant is often composed of long circuits installed in areas of hard accessibility), and frequent topology changes, which can be intentional or not [6].

These features impose additional difficulties to setup protection since the relay settings should take into account a large number of quite different operation conditions without losing their capacity of isolating faults as fast as possible. However, due to the lack of regulatory restrictions on the time interval in which it would be permissible to keep part of the system turned off, it becomes possible, in principle, to schedule maintenance, instead of always performing them on an emergency basis. But to make this possible, it is necessary that the protection is configured in such a way as to be robust against multiple simultaneous faults. The proposed methodology has been specifically developed such that those difficulties and possibilities can be handled.

#### 4. Improved mathematical model

The following parameters and variables are used in the proposed model:

##### Parameters:

- $\mathcal{N}$  is the set of relays;
- $\mathcal{B}_i$  is the set of backup relays of the primary relay  $i \in \mathcal{N}$ ;
- $\mathcal{C}$  is the set of characteristic curves that can be adopted;
- $\mathcal{T}_i$  and  $\mathcal{M}_i$  are the sets of  $TMS$  and  $MC$  values that can be set for relay  $i \in \mathcal{N}$ ;
- $T_{max}$  is the maximum desirable relay actuation time;
- $\omega_\varepsilon$  is the weight associated to a violation of  $T_{max}$ ;
- $\alpha_{C_k}$ ,  $\beta_{C_k}$ , and  $\gamma_{C_k}$  are the parameters of the inverse curve  $C_k \in \mathcal{C}$ ;
- $RCT_i$  is the ratio of the current transformer connected to the relay  $i \in \mathcal{N}$ ;
- $I_i^{sc}$  is the short circuit current measured by the primary relay  $i \in \mathcal{N}$ ;
- $I_{i,j}^{sc}$  is the short circuit current measured by the relay  $j \in \mathcal{B}_i$  when it acts as a backup of relay  $i \in \mathcal{N}$ ;
- $\tau_i$  is a binary parameter that assumes 1 if  $t_{max}$  can be eventually violated for relay  $i$ , or 0 otherwise;
- $CTI_{min}$  is the minimum CTI admissible for any primary/backup pair of relays;

##### Variables:

- $T_i$  is the actuation time of the primary relay  $i \in \mathcal{N}$  (evaluated using Eq. (4));

- $T_{i,j}$  is the actuation time of the relay  $j \in \mathcal{B}_i$  when it acts as backup of primary relay  $i \in \mathcal{N}$  (evaluated using Eq. (5));
- $TMS_i \in \mathcal{T}_i$ ,  $MC_i \in \mathcal{M}_i$ , and  $C_i \in \mathcal{C}$  are the time multiplier setting, the multiplier of current, and the characteristic curve set for the relay  $i \in \mathcal{N}$ ;
- $\varepsilon_i$  is a slack variable that represents how much the actuation time of relay  $i \in \mathcal{N}$  exceeds  $t_{max}$ ;

The protection coordination is performed in the proposed methodology by the optimization of the mathematical model represented in Eqs. (3) to (11):

$$\min F_{TIME} = \sum_{i=1}^{|\mathcal{N}|} (T_i + \omega_\varepsilon \varepsilon_i) \quad (3)$$

Subject to:

$$T_i = TMS_i \left[ \alpha_{C_i} + \frac{\beta_{C_i}}{\left( \frac{I_i^{sc}}{MC_i \cdot RCT_i} \right)^{\gamma_{C_i}} - 1} \right], \quad \forall i \in \mathcal{N} \quad (4)$$

$$T_{i,j} = TMS_j \left[ \alpha_{C_j} + \frac{\beta_{C_j}}{\left( \frac{I_{ij}^{sc}}{MC_j \cdot RCT_j} \right)^{\gamma_{C_j}} - 1} \right], \quad (5)$$

$$\forall i \in \mathcal{N}, \forall j \in \mathcal{B}_i$$

$$T_i \leq T_{max} + \tau_i \cdot \varepsilon_i, \quad \forall i \in \mathcal{N} \quad (6)$$

$$T_{i,j} - T_i \geq CTI_{min}, \quad \forall i \in \mathcal{N}, \forall j \in \mathcal{B}_i \quad (7)$$

$$TMS_i \in \mathcal{T}_i, \quad \forall i \in \mathcal{N} \quad (8)$$

$$MC_i \in \mathcal{M}_i, \quad \forall i \in \mathcal{N} \quad (9)$$

$$C_i \in \mathcal{C}, \quad \forall i \in \mathcal{N} \quad (10)$$

$$\varepsilon_i, T_i, T_{i,j} \geq 0, \quad \forall i \in \mathcal{N}, \forall j \in \mathcal{B}_i \quad (11)$$

In this model: the objective function (3) represents the weighted combination of total primary relay actuation times and maximum actuation time violations; (4) and (5) define variables  $T_i$  and  $T_{ij}$ ; the maximum desirable actuation time is stated in constraints (6); the minimum CTI interval between primary/backup relays is ensured in constraints (7); compliance with relay allowed values for  $TMS$  and  $MC$  are assured by constraints (8) and (9); attendance to standardized curves is imposed by constraints (10); finally, the constraint set (11) defines that variables  $\varepsilon_i$ ,  $T_i$ , and  $T_{ij}$  can assume real positive values.

This model presents improvements when compared to the previous ones considered in the literature. The first improvement is to impose soft upper limits to the actuation time of relays ( $T_{max}$ ). Although this limit could be modeled as a simple set of hard constraints, it was noticed that such constraints often generate infeasible problems. In fact, the  $CTI_{min}$  constraints (7) require that some devices operate slower to avoid miscoordination of primary/backup pairs, which may lead to violations of some  $T_{max}$  constraints. For this reason, slack variables  $\varepsilon_i$  were included in  $T_{max}$  constraints in order to allow  $T_i$  to exceed  $T_{max}$  (see (6)). These slack variables receive penalties in the objective function, which makes the compliance with  $T_{max}$  preferable. The parameters  $\tau_i$  allow the user to disable the violation of  $T_{max}$  for some relays, if necessary. The second improvement is related to the treatment of the relay characteristic curves ( $C_i$ ) as decision variables, making the parameters  $\alpha$ ,  $\beta$ , and  $\gamma$  no longer constant.

The model described in Eqs. (3) to (11) is used within the *DE-LP-DFS Coordination Algorithm*. In order to run the *DE-LP-DFS*

*Robust Coordination Procedure*, an additional objective function is necessary, in order to establish the trade-off between the solution that requires the smallest operation time and the solution that provides the smallest loss, in terms either of disconnected generation or disconnected load. The loss function  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$  represents the disconnected power generation in a wind farm after the protection isolates a fault, as shown in (12):

$$\mathcal{L}(\mathbf{X}) = 8760 \cdot \sum_{s=1}^{|\mathcal{S}|} p_s \cdot PND^s \quad (12)$$

In the above, 8760 is the number of hours in one year. The  $PND^s$ , which is evaluated using Eq. (13), represents the sum of the power that is lost due to the incorrect disconnection of generation units in scenario  $s$ .

$$PND^s = \sum_{g \in \mathcal{G}} z_g^s \cdot PG_g \cdot avgG_g \quad (13)$$

$$z_g^s = \prod_{i=1}^{P_{g,source}^s} y_i^s \quad (14)$$

$$y_i^s = \begin{cases} 1 & , \text{ if } I_i^s \geq RCT_i \cdot MC_i \\ 0 & , \text{ otherwise} \end{cases} \quad (15)$$

The term  $PG_g \cdot avgG_g$  denotes the expected power generated by the generator  $g$ , taking into account its nominal capacity and average energy production rate.<sup>2</sup> In its turn,  $z_g^s$  is a binary variable that indicates if the generator  $g$  is connected to the network in order to supply the system (see (14)). It depends on  $y_i^s$  variable, which indicates if relay  $i$  is triggered by load current at scenario  $s$  (see (15)). This formulation for the loss function  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$  is suitable for dealing with the problem of protection coordination in wind farms. Other formulations should be used in other contexts.

## 5. Proposed methodology

The relay coordination tool proposed in this work performs the optimization of  $C$ ,  $MC$ , and  $TMS$  variables in order to minimize the total actuation time of the set of relays (when they operate as primary protection), to ensure coordination between the primary/backup pairs, and to attend to the maximum relay actuation time as much as possible, considering a set of different scenarios.

The method is organized in two layers: in the first layer, a coordination algorithm performs the protection coordination task considering a single scenario, with a fixed system topology. The *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* is a combination of three algorithms: Differential Evolution (DE), Linear Programming (LP) and Discrete Feasibility Search operator (DFS). Its main body has the structure of a traditional DE algorithm, modified by the inclusion of other operators which allow to deal with the specific features of the problem. In the proposed tool, the DE works as a "master algorithm", which articulates the calls to the other routines. The specific operators of the DE algorithm (differential mutation, DE crossover and DE selection) are employed for the search involving  $MC$  variables only, since those variables are real-valued. The  $C$  variables, which are categorical variables that define the characteristic curve of each relay, are changed within the DE iterations by a mutation-only procedure, followed by its own selection step.

Within the DE iteration, given the current values of  $MC$  and  $C$  variables for each DE individual, a first guess of the corresponding  $TMS$  variable values is provided by the application of LP operator.

<sup>2</sup> In this study the average energy production rate is 36.4% according to the average capacity factor in the year 2020 in Aracati Wind Farm location. ABEeolica [29].

The DFS operator then updates the *MC* and *TMS* values, making them correspond to existing discrete possibilities, and enforcing the satisfaction of the coordination constraints. Then, the DFS operator returns the evaluation of the objective function  $F_{TIME}$ . In each algorithm iteration, those steps are executed for each individual in the population, and the current best individual is identified. Such iterations are executed until a convergence criterion is met.

In the second layer, the *DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure* calls the *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* several times. The procedure starts from the *basic scenario*, in which the system operates in its usual topology – which leads to a first configuration of the relay parameters. This configuration is then tested against several other scenarios that correspond to relevant configurations associated either to operational conditions after faults or to different network configurations also used in normal operation. If some relays are not coordinated in at least one of those scenarios, causing some switches to open under normal load currents, then the non-coordinated relays have their *MC* parameters constrained to sets of values that do not cause the spurious operation of switches, and the *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* is re-run. On each time the procedure finds a solution that performs the correct coordination of more scenarios, that solution is archived and the procedure continues trying to attend more scenarios. On the end, a set of trade-off solutions is delivered, which includes from the solution with the fastest response to the *basic scenario* and worst robustness to scenario variation to the solution which requires more time to respond in the basic scenario but has the best robustness under different scenarios.

A diagram of the full *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* is represented in the diagram of Fig. 1. The *DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure* is presented in Fig. 2. More details about the proposed methodology are presented in the next subsections.

## 5.1. DE-LP-DFS coordination algorithm

### 5.1.1. Representation

Each candidate solution  $\mathbf{X}$  (an *individual*) is represented by three vectors, each one with  $|\mathcal{N}|$  positions. The first vector,  $\vec{X}^{MC}$ , represents the *MC* values adopted for the relays in that individual. These values must comply with  $\mathcal{M}_i$  sets. The second vector,  $\vec{X}^C$ , represents the curve adopted for each relay, with values taken from  $\mathcal{C}$  set. The third vector,  $\vec{X}^{TMS}$ , represents the values of the *TMS* variable adopted for each relay in that individual, taken from the set  $\mathcal{T}_i$ . Therefore, an individual contains all the information that is needed for setting all relays in the system. An example of this representation is shown in Fig. 3.

### 5.1.2. MC Differential mutation

Let  $\mathbf{X}_A$ ,  $\mathbf{X}_B$ , and  $\mathbf{X}_C$  be three different individuals of the current population, all selected at random. The offspring solution returned by *MC Differential Mutation*,  $\vec{V}^{MC}$ , is determined using (16):

$$\vec{V}^{MC} = \vec{X}_A^{MC} + \phi \cdot (\vec{X}_B^{MC} - \vec{X}_C^{MC}), \quad (16)$$

in which  $\phi$  is the scaling factor of DE and the superscript *MC* means that the operation is only applied to *MC* variables.

### 5.1.3. MC Crossover

In *MC Crossover*, the *MC* vector of current population individual,  $\vec{X}^{MC}$ , and the offspring  $\vec{V}^{MC}$ , generated with *MC Differential Mutation*, are combined to form the *MC* vector of a new candidate solution,  $\vec{U}^{MC}$ . Each position of  $\vec{U}^{MC}$  is chosen from  $\vec{X}^{MC}$  or  $\vec{V}^{MC}$ , according to (17):

$$U_k^{MC} = \begin{cases} V_k^{MC} & , \text{ if } randU \leq Cr \\ X_k^{MC} & , \text{ otherwise} \end{cases}, \quad (17)$$

in which the index  $k$  indicates the  $k$ th coordinate of the corresponding vector,  $Cr$  is the crossover rate of DE, and  $randU$  is a uniform random number in interval  $[0, 1]$ . The  $C$  values of  $\mathbf{U}$  are copied from  $\mathbf{X}$ , making  $\vec{U}^C = \vec{X}^C$ .

In the first selection step, the new solution  $\mathbf{U}$ , obtained with the application of *MC Differential Mutation* and *MC Crossover*, is compared with  $\mathbf{X}$  and the best one is stored as the incumbent solution  $\mathbf{I}$ . A solution is better than another one: (i) if its objective function  $F_{TIME}$  is better, in case of both solutions are feasible, or (iii) if it is feasible and the other one is infeasible, or (ii) if its maximal constraint violation is smaller, in case of both solutions are infeasible.

### 5.1.4. C Mutation

Given the  $C$  vector of the incumbent solution,  $\vec{I}^C$ , each relay curve variable ( $C_i$ ) can be changed with probability  $CurveRate$ , giving rise to the  $C$  vector of a new trial solution,  $\vec{W}^C$ . That mutation is performed using a classical integer flip mutation operator, changing the values of the curve variables.

The  $C$  Solution Selection follows the same idea behind the first selection step: the *MC* and *TMS* vectors of the new trial solution  $\mathbf{W}$  are calculated using LP and DFS from  $\vec{I}^{MS}$  and  $\vec{W}^C$ , leading to the new trial solution  $\mathbf{W} = (\vec{W}^{MS}, \vec{W}^C, \vec{W}^{TMS})$ . The best solution between the new trial solution  $\mathbf{W}$  and the incumbent solution  $\mathbf{I}$  becomes an individual  $\mathbf{X}_{new}$  of the new population.

### 5.1.5. Discrete feasibility search

The DFS main steps are shown in algorithm 1. Firstly, *TMS* values are rounded to their nearest discrete values. If these changes result in an infeasible solution concerning the constraints on that relay only, then the operator looks for close available *MC* and *TMS* values that make the solution feasible. The algorithm finds the nearest higher possible values of both *MC* and *TMS*. The feasibility is evaluated for each one of those variables separately (while the other variable is kept with its former value), and if one of them leads to a feasible solution, then that value is assumed. If both values lead to feasible solutions, then the solution with better objective function value is assumed. If both values lead to infeasible solutions, a new increment in both *MC* and *TMS* values is tried, and the steps are repeated until a feasible solution is found.

Such an evaluation/correction procedure is performed for each relay. In case of radial networks, the method starts from the leaves and moves, layer by layer, towards the network root. The process stops after the verification of all relays.

## 5.2. Robustness evaluation and improvement

The second layer of the proposed approach is a procedure intended for robustness evaluation and improvement, the *DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure*. Starting from the solution found with the *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* on the basic scenario, a re-optimization algorithm is employed to identify new solutions that enhance the capacity of the protection system on handling scenarios in which network topology changes occur, ensuring that most relays remain operating properly without significant impact in relay actuation time.

The general scheme of this procedure is shown in Fig. 2. First, a set of alternative scenarios is loaded. The coordination solution for the basic scenario,  $\mathbf{X}$ , is set as the incumbent solution and is evaluated in each one of the alternative scenarios with regard to a function  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$  which measures the loss associated to the disconnection of system blocks due to improper relay operation. This function may be built in different ways, for instance as the total disconnected load, or the sum of the disconnected loads weighted by the probability of the events that caused each disconnection.

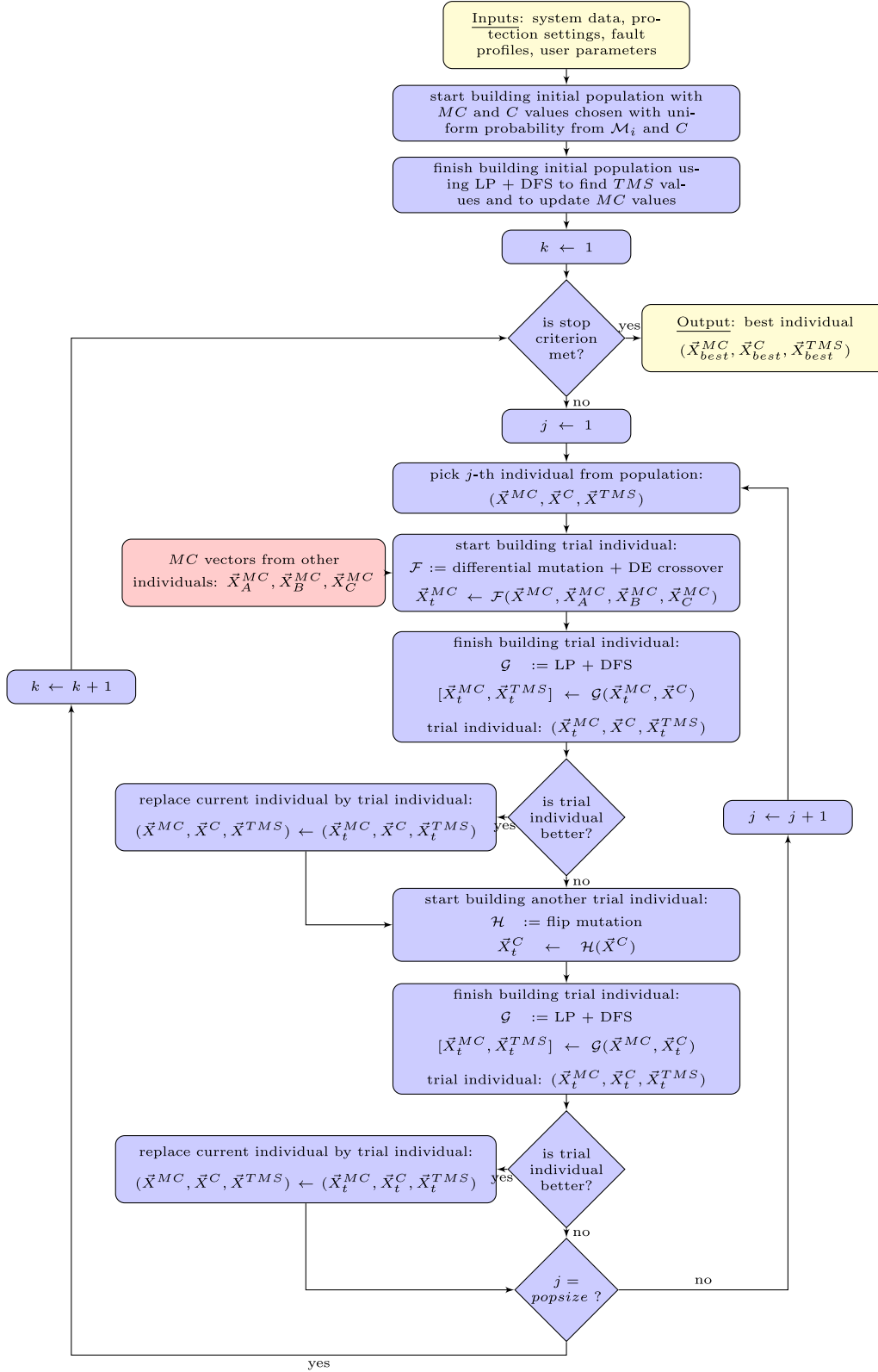


Fig. 1. DE-LP-DFS Coordination Algorithm.

In the case of networks with generation units, the disconnected generation power should be considered in  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$  too.

The scenario with the highest  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$  is examined, and the relays that would be incorrectly triggered by the load currents are identified. The lower bound of  $\mathcal{M}$  sets are adjusted according to

(18) for those relays, in order to avoid their incorrect actuation:

$$I_p^{r,min} = \max \{ I_p^{r,min,curr}, k_{load} \cdot I_r^s \} \quad (18)$$

in which  $I_p^{r,min}$  is the minimum  $I_p$  value admissible for relay  $r$ ;  $I_p^{r,min,curr}$  is the current  $I_p^{min}$  value for relay  $r$ , and;  $k_{load}$  is a constant

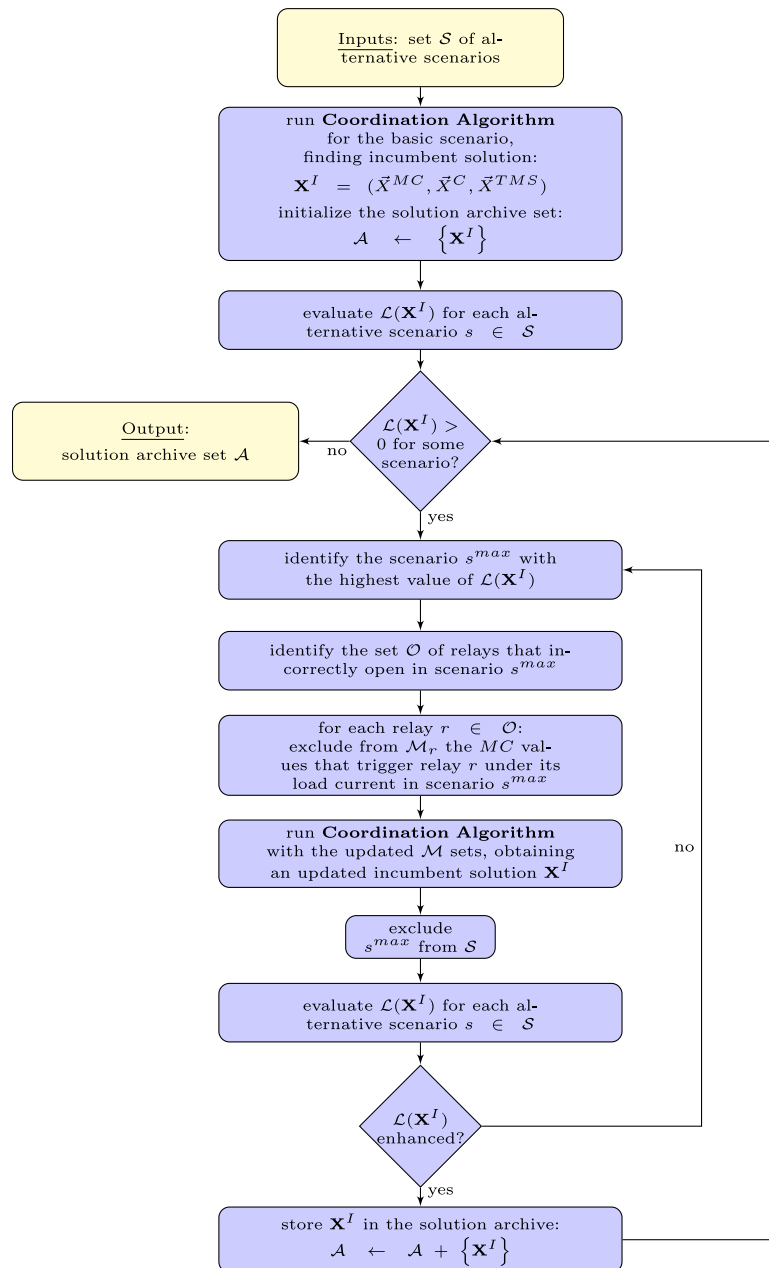


Fig. 2. DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure.

that states a safety margin with regard to the expected load currents.

The *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* is executed again, considering the new  $\mathcal{M}$  sets, and its result is stored into the archive. This process repeats until all load and generation disconnections are avoided or no further improvements are possible. The output of this procedure contains solutions that should offer an interesting trade-off between protection agility and protection robustness. This is the final outcome of the proposed methodology.

## 6. Preliminary tests on a benchmark problem

This section is dedicated to the presentation of numerical experiments that were conducted for the validation of the proposed *DE-LS-DFS Coordination Algorithm*.

### 6.1. Choosing the optimization engine and validating the LP operator

First, some numerical experiments on a benchmark problem provide comparisons of different alternatives of algorithms to be used as the optimization engine within the coordination algorithm. The algorithms employed in the comparisons are: the proposed DE algorithm with LP operator (DE-LP), a genetic algorithm with the LP operator (AG-LP), an iterated local search algorithm with LP operator (ILS-LP), and a DE algorithm without the LP operator (DE). In this phase of the algorithm validation, neither the DFS nor any other rounding operator is employed, which allows a comparison that does not become influenced by any interaction between the optimization engine and the rounding operator. The pseudocodes of all algorithms employed in the comparisons are presented in the Supplementary Material.

The parameter setting of each algorithm is presented in Table 1. The parameters of all algorithms were adjusted using sequences of tests on the benchmark problem that allowed the

relay	$\vec{X}^{MC}$	$\vec{X}^C$	$\vec{X}^{TMS}$
1	0.67	1	0.12
2	0.57	2	0.49
3	0.65	1	0.32
4	0.29	3	0.74
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$ \mathcal{N} $	0.38	1	0.35

**Fig. 3.** Representation of an individual  $\mathbf{X} = (\vec{X}^{MC}, \vec{X}^C, \vec{X}^{TMS})$  with value encoding. The second column shows the vector  $\vec{X}^{MC}$  which contains the settings of MC variable for each relay. The third column shows the vector  $\vec{X}^C$  which contains the indications of the characteristic curve to be used in each relay; the values 1, 2, or 3 for  $X_i^C$  positions mean NI, VI, or EI curves, respectively. The third column shows the vector  $\vec{X}^{TMS}$  which contains the settings of TMS variable for each relay.

```

input : system data, parameters, LP solution
output: improved solution
1 Round TMS values to the nearest values in the  $\mathcal{T}_i$  sets;
2 if it is a radial network then
3   Split the radial network into layers;
4   for each layer  $l$  from 1 to  $L$  do
5     for each relay  $p$  in layer  $l$  do
6       while there are violated CTI constraints involving  $p$  do
7         Change TMS of relay  $p$  to its immediately higher value
8         in order to obtain NewSolutionA;
9         Change MC of relay  $p$  to its immediately higher value
10        in order to obtain NewSolutionB;
11        Replace the current solution with the best one
12        between NewSolutionA and NewSolutionB;
13      end
14    end
15  end
16 else
17   for each relay  $p$  in  $\mathcal{N}$  do
18     while there are violated CTI constraints involving  $p$  do
19       Change TMS of relay  $p$  to its immediately higher value in
20       order to obtain NewSolutionA;
21       Change MC of relay  $p$  to its immediately higher value in
22       order to obtain NewSolutionB;
23       Replace the current solution with the best one between
24       NewSolutionA and NewSolutionB;
25     end
26   end
27 end

```

**Algorithm 1:** Discrete Feasibility Search operator

progressive reduction of the parameter intervals while seeking for faster convergence to the solution. It is worthy to mention that the stopping criterion for an algorithm is, in some cases, quite different from the criteria for other algorithms. This difference is justified by the propensity that each algorithm demonstrates to remain with its best solution stagnant for longer or for shorter intervals. Those different stopping criteria do not impact the comparisons regarding the computational cost of the algorithms because those comparisons are performed on the basis of the number of function evaluations needed for reaching a target value of the objective function, which is not affected by the extra function evaluation cost which is needed for the detection of stopping condition.

The benchmark system IEEE-30, which was developed initially for load flow studies, was modified by Costa et al. [5] with the inclusion of some fault instances and protection relays in some specified positions, for the study of protection coordination. The problem instance in that reference considers a meshed network with 74 relays, 30 buses, 37 lines, 4 transformers and 133 primary/backup relations, submitted to single zero-impedance

faults only. The faults are simulated just after (downstream) each protection relay. This problem instance is named here as the *IEEE-30 Modified Benchmark*.

Numerical experiments using the five algorithms as the optimization engines of the coordination algorithm are run on this problem, considering the algorithm parameters presented in Table 1 and the solution specifications presented in Table 2. The results of those experiments are summarized in Tables 3 and 4 and Figs. 4 and 5.

Table 3 shows a summary of the objective function  $F_{TIME}$  values found in 30 executions of each algorithm. The best final solution, the 25% percentile final solution, the median final solution, the 75% percentile final solution and the worst final solution, concerning the objective function  $F_{TIME}$ , are presented for each algorithm, along with the respective mean value of the objective final value and its standard deviation. The information presented in Table 3 is also presented as a boxplot chart in Fig. 4, excluding the DE algorithm without the LP operator in order to allow the visualization of the differences between the algorithms that are competitive.

Table 4 presents the summary of the number of evaluations required by the DE-LP, PSO-LP and GA-LP algorithms up to reaching a target value of the objective function  $F_{TIME}$ , which is defined as the worst final solution found by the GA-LP algorithm in 30 runs. With the target defined in this way, the three algorithms DE-LP, PSO-LP and GA-LP always reach the target in all executions, but neither the ILS-LP nor the DE without LP are able to reach the same target, which explains why the results of those algorithms do not appear in Table 4. The information presented in Table 4 is also presented in a boxplot chart in Fig. 5

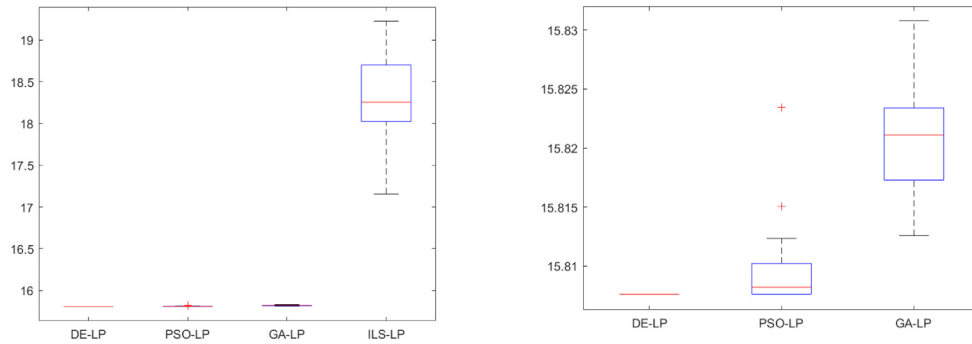
Finally, Fig. 6 shows the average convergence curves of the objective function  $F_{TIME}$  for the algorithms DE-LP, PSO-LP, GA-LP and ILS-LP. This figure also shows the average number of function evaluations, over the 30 runs, in which the algorithms DE-LP, PSO-LP and GA-LP firstly reach the target value for the objective function  $F_{TIME}$ .

Those results immediately lead to the conclusion that the DE algorithm without the LP operator becomes much worse than all algorithms that employ that operator. This observation supports the conclusion that the LP operator has a relevant role in the construction of efficient algorithms for protection coordination, and therefore should be included in the optimization engine.

It also becomes immediately clear that the ILS-LP algorithm performs worse than the DE-LP, the PSO-LP and the GA-LP. Both Fig. 6 and Table 3 suggest that the DE-LP presents better performance than the PSO-LP and the GA-LP, but now by a smaller difference. Statistical hypothesis tests are then performed, employing the *two-sample Welch's t-test*, in order to compare the DE-LP with the PSO-LP and GA-LP algorithms. The results of such comparisons are shown in Table 5. Those results finally provide support for the conclusion that the DE-LP algorithm presents the best performance as the optimization engine for the coordination algorithm, among the algorithms that have been examined.

## 6.2. Comparing the results with the literature

Now, the DE-LP-DFS Coordination Algorithm is compared with the algorithm proposed in the Ref. Costa et al. [5], which constitutes the current state-of-the-art methodology, in the same problem instance considered in the last subsection (the *IEEE-30 Modified Benchmark*). In order perform a comparison under identical conditions, both algorithms are run considering the relay curves (the C variables) kept fixed in the NI option, since [5] did not consider the relay curves as decision variables. The Table 6 shows that the proposed DE-LP-DFS Coordination Algorithm reaches the same solutions in that comparison. When the optimization considers the relay curves as decision variables too,



**Fig. 4.** Left: Boxplots of the best objective function obtained in 30 executions of the DE-LP, PSO-LP, GA-LP and ILS-LP algorithms. Right: only the results of DE-LP, PSO-LP and GA-LP are shown, to allow comparisons.

**Table 1**

Algorithm parameters employed in DE-LP, PSO-LP, GA-LP, ILS-LP and DE.

Algorithm	Parameters	Stop criterion
DE-LP	$N = 50$ ; $0.1 < C_r < 0.2$ ; $0.2 < F < 0.8$	200 generations without enhancement
PSO-LP	$N = 50$ ; $\phi_p = 2.0$ ; $\phi_g = 1.0$ ; $w = 0.1$	200 generations without enhancement
GA-LP	$N = 50$ ; $0.8 < C_r < 0.9$ ; $p_{mut} = 0.005$	500 generations without enhancement
ILS-LP	neighborhood: 5 MCs above or below local search: until first improvement 5 perturbation levels (1 to 5 MCs)	one iteration without enhancement
DE	$N = 50$ ; $0.01 < C_r < 0.1$ ; $0.2 < F < 0.8$	1000 generations without enhancement

$N$ : population size;  $C_r$ : crossover rate;  $F$ : DE mutation scaling factor;  $\phi_p$ : PSO cognitive coefficient;  $\phi_g$ : PSO social coefficient;  $w$ : PSO inertia weight;  $p_{mut}$ : GA mutation rate.

The parameters for which ranges of values are indicated are randomly selected within these ranges each time they are invoked.

**Table 2**

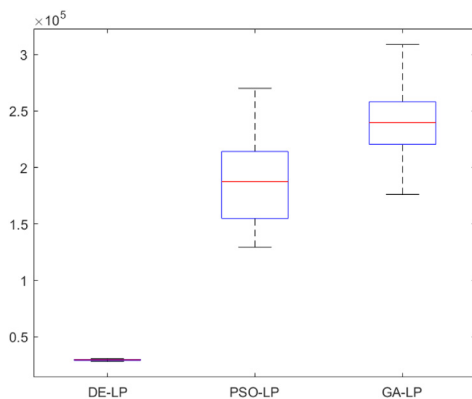
Solution specifications.

$T_{max}$	0.3 s
$CTI_{min}$	0.2 s
$\omega_e$	100
$k_{load}$	1.05 <sup>a</sup>
$k_{sc}$	0.75 <sup>b</sup>
$TMS_{min}/TMS_{max}$	0.5/15.0 <sup>c</sup>
$MC_{min}/MC_{max}$	0.5/5.0 <sup>c</sup>

<sup>a</sup> Safety factor with regard to nominal load currents (it is used to set  $I_{pmin}$ ).

<sup>b</sup> Safety factor with regard to short-circuit currents (it is used to set  $I_{pmax}$ ).

<sup>c</sup> According to ABB 615 series relay specifications.



**Fig. 5.** Boxplots of the number of function evaluations necessary for the DE-LP, PSO-LP and GA-LP algorithms reaching the target value of the  $F_{TIME}$  objective function.

the results become much better, as also shown in Table 6. This comparison supports the inclusion of the  $C$  variables as decision variables in the coordination algorithm.

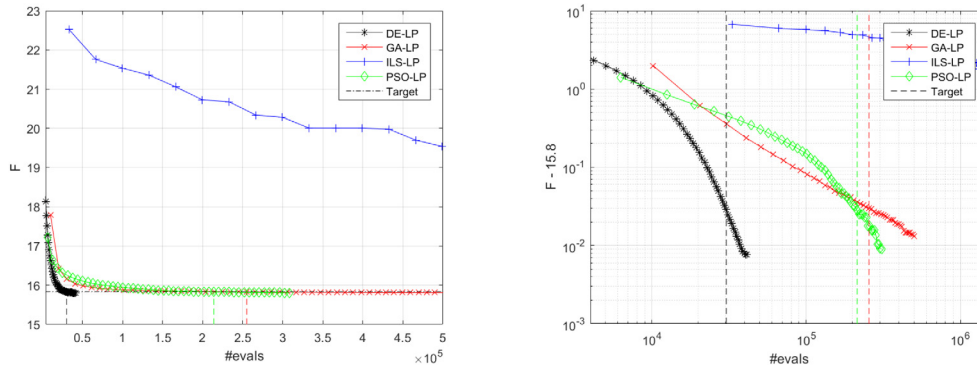
### 6.3. Validating the DFS operator

The *DE-LP-DFS Coordination Algorithm*, i.e., the coordination algorithm with the DE-LP engine that was studied in the last subsection plus the DFS rounding operator, leads to a solution to the IEEE-30 Modified Benchmark problem that is slightly worse than the solution presented in Table 3: instead of reaching an average actuation time of  $15.808 \pm 0$ , an average time of  $15.821 \pm 0$  is achieved. That small degradation is expected because the rounding operation makes the solution become different from the one that would be optimal if the MC and TMS values were allowed to vary continuously. This is exactly the same solution that was found for the same problem by Costa et al. [5], which means that this benchmark problem is not sufficiently complex for revealing the differences between the algorithms.

Now, the *IEEE-30 Modified Benchmark* is further modified to consider six possible fault impedances, as shown in Table 7, for the study of scenarios with multiple fault conditions, presenting 606 primary/backup relations under the basic scenario. This new benchmark problem is called here the *IEEE-30 Extended Benchmark*. This further modification leads to a substantially more complex problem, which allows a proper comparison of the results provided by the *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* with the results that are achieved by the same algorithm when the DFS operator is replaced by a rounding scheme as the one proposed by Costa et al. [5].

Table 8 shows the results for the *IEEE-30 Extended Benchmark* instance considering multiple fault conditions and three versions of the coordination algorithm, with different rounding schemes. The following results are obtained:

**DE-LP-SR:** In this version of the coordination algorithm, the SmartRound operator replaces the DFS operator, being implemented as it was defined in (Costa et al.; 2019): only  $MC$  is adjusted to obtain a feasible solution within the SmartRound



**Fig. 6.** Average convergence curves for 30 runs of the DE-LP, the PSO-LP, the GA-LP and the ILS-LP algorithms as the optimization engine within the coordination algorithm, on the IEEE-30 Modified Benchmark problem. Left: the curves are shown in linear scale. Right: the curves are shown in loglog scale, with the vertical axis representing the  $F_{TIME}$  objective function value minus 15.8. In the left curve the number of evaluations is shown only up to  $5 \times 10^5$  in order to allow the visualization of the results of DE-LP, GA-LP and PSO-LP.

**Table 3**

Comparison of final solutions provided by different algorithms in solving the IEEE-30 modified benchmark. For each algorithm, the values of the objective function  $F_{TIME}$  in 30 algorithm runs, corresponding to the best solution, 25% percentile, median, 75% percentile, worst solution, mean value and standard deviation are displayed.

Algorithm	Best	$p_{25}$	Median	$p_{75}$	Worst	Mean	st. dev.
DE-LP	15.8076	15.8076	15.8076	15.8076	15.8076	15.8076	0.0000
PSO-LP	15.8076	15.8076	15.8082	15.8102	15.8234	15.8094	0.0032
GA-LP	15.8126	15.8173	15.8211	15.8234	15.8308	15.8208	0.0050
ILS-LP	17.1562	18.0247	18.2554	18.7009	19.2264	18.3378	0.5212
DE	271.3124	287.0094	295.2969	303.2549	323.0365	295.6596	12.3302

**Table 4**

Comparison of the number of evaluations spent by the DE-LP, PSO-LP and GA-LP algorithms up to reaching a target value of the  $F_{TIME}$  objective function, when solving the IEEE-30 modified benchmark, in 30 algorithm runs. The values in this table represent  $1.0 \times 10^5$  function evaluations per unit.

Algorithm	Best	$p_{25}$	Median	$p_{75}$	Worst	Mean	st. dev.
DE-LP	0.2819	0.2910	0.2967	0.3000	0.3077	0.2953	0.0068
PSO-LP	1.2933	1.5486	1.8744	2.1415	2.7001	1.8782	0.3594
GA-LP	1.7602	2.2036	2.3969	2.5814	3.0880	2.4044	0.3023

**Table 5**

Results of the Welch's  $t$ -test applied to the comparison of the objective function ( $F_{TIME}$ ) and of the number of function evaluations for reaching the target ( $NEVAL$ ) for the DE-LP compared with PSO-LP and AG-LP.

Comparison	Result (5% significance)	p-value
$F_{TIME}^{DE-LP} < F_{TIME}^{PSO-LP}$	Yes	$4.642250 \times 10^{-3}$
$F_{TIME}^{DE-LP} < F_{TIME}^{GA-LP}$	Yes	$1.102105 \times 10^{-14}$
$NEVAL^{DE-LP} < NEVAL^{PSO-LP}$	Yes	$9.493306 \times 10^{-21}$
$NEVAL^{DE-LP} < NEVAL^{GA-LP}$	Yes	$2.240480 \times 10^{-26}$

**Table 6**

Results for IEEE-30 Modified Benchmark.

	Costa et al. [5]	DE-LP-DFS	DE-LP-DFS	DE-LP-DFS
Family curves	NI	NI	NI/VI	NI/VI/EI
$\sum T_i$ (mean)	$15.821 \pm 0$	$15.821 \pm 0$	$9.3417 \pm 0$	$5.0999 \pm 0$
$\sum T_i$ (best)	15.821	15.821	9.3417	5.0999
$T_i > T_{max}$ (best)	N.A.	7, 39, 40, 41,42, 46, 51, 64	42	-

**Table 7**

Pr/Bk relations to each fault conditions.

Impedance (Z)	Pr/Bk relations
0	133
10	120
20	115
30	97
40	77
50	64

operator, after the rounding of  $TMS$  to values of the set  $\mathcal{T}$ . This procedure only happens after the DE/LP iteration, not working

as a loop within the DE iterations. It should be noticed that the SmartRound operator could not be located in the same place as the DFS operator in the *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* because it is computationally costly, which prevents the possibility of executing it for each new individual.

**DE-LP-DFS-out:** In this algorithm version, the DFS operator is employed, but not as an operator that is applied to all candidate solutions. Instead, the DFS operator is still located after DE/LP and not within the DE iterations – as was done with the SmartRound operator in Costa et al. [5]. It should be noticed that, although the DFS operator is much less computationally costly than the

**Table 8**  
IEEE-30 Extended Benchmark – Multiple fault condition and standard curve as a variable.

Family curves	DE-LP-SR	DE-LP-DFS-out	DE-LP-DFS
	NI/VI/EI	NI/VI/EI	NI/VI/EI
$F_{TIME}$ (mean)	5.4507 ± 0.0163	5.4349 ± 0.0117	5.4141 ± 0.0070
Violation (mean)	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
$\sum T_i$ (mean)	5.4507 ± 0.0163	5.4349 ± 0.0117	5.4141 ± 0.0070
$\sum T_i$ (best)	5.4258	5.4223	5.4032
$T_i > T_{max}$ (best)	–	–	–

SmartRound operator, it still achieved a better actuation time in the final result.

**DE-LP-DFS:** This is the *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* as proposed here. Now an even better solution is obtained, as expected.

This completes the validation of the proposed *DE-LP-DFS Coordination Algorithm*. The conclusions are: (i) the DFS operator should be used, instead of the former SR operator; and (ii) the DFS operator should be used within the DE iterations, and not as a correction procedure for the final solution only (which was the usage of the SR operator).

#### 6.4. Experiment discussion

In this section, a series of numerical experiments that have the purpose of supporting the choice of a specific configuration for the coordination algorithm has been presented. The first issue to be examined, in Section 6.1, was the inclusion of the Linear Programming (LP) operator in the algorithm. The importance of using this operator can be inferred in advance, since its use allows determining the exact optimal value of one of the design variables ( $I_p$ ) given the values of two other variables ( $TMS$  and  $MC$ ) through a very simple numerical procedure. In this way, this operator allows the removal of one decision variable per protection relay in the network, leading to a considerable reduction in the problem dimension – which therefore is expected to lead to a significant reduction in the required computational effort for reaching the solution. The expected performance improvement provided by the LP operator was demonstrated by the comparison between the DE-LP algorithm and the DE algorithm without the LP operator: while the DE-LP algorithm achieved a solution with  $F_{TIME} = 15.8076$  requiring less than  $3 \times 10^4$  function evaluations, the DE algorithm without LP operator achieved a solution with  $F_{TIME} = 271.3124$  requiring more than  $1 \times 10^6$  function evaluations.

The next question to be examined, also in Section 6.1, was the choice of a specific metaheuristic method to become the structural basis for the coordination algorithm. The numerical experiments considered the Differential Evolution (DE), the Particle Swarm Optimization (PSO), the Genetic Algorithm (GA) and the Iterated Local Search (ILS) as the alternatives. These algorithms were chosen to be analyzed because they cover different operating principles that could prove to be effective in the problem in question.

The ILS algorithm is a mutation-only algorithm, which traverses the space of decision variables using only the concept of neighborhood, without making use of a notion of direction, and also without using properties such as the triangular inequality for distances. This algorithm is primarily applicable to combinatorial problems, in which the space of decision variables does not have a strong geometric structure. The GA algorithm, in turn, traverses the space of decision variables through a succession of distributions of a population of tentative solutions, making use of a notion of direction that is implicitly defined in this space by the crossover operator. This algorithm, however, does not have operators capable of extrapolating, seeking to detect trends in samples already evaluated to position new points to be sampled. Finally, both the DE and PSO algorithms are explicitly

formulated to traverse the  $\mathbb{R}^n$  space, using definitions inherent to this space, such as the definition of direction and the definition of a Euclidean distance. Both algorithms are based on populations, and perform searches that are essentially formulated as extrapolations that aim to follow decreasing trends observed in previously sampled points.

Additionally, while ILS is not a population algorithm, operating on a single tentative solution that is improved through local searches, GA is a competitive population algorithm, in which the offspring solutions compete with each other and with the parent solutions to be selected for the next generation. PSO, on the other hand, is a cooperative population algorithm, in which a population of tentative solutions traverses the space of decision variables exchanging information that allows directing the search. In turn, the DE is a population algorithm in which each parent solution produces, at each iteration, an offspring solution, and this competes with its parent solution, so that one of them is selected for the next generation.

This set of algorithms was chosen to be evaluated because the problem in question has mixed characteristics, and it is not obvious *a priori* which algorithm should be used. Disregarding the  $I_p$  variables, which are solved by the LP operator, the problem presents three sets of variables: the  $C$  variables, the  $TMS$  variables and the  $MC$  variables. The  $C$  variables are categorical, and their values have no ordinal meaning. The  $TMS$  variables and  $MC$  variables are real numbers but cannot be chosen within continuous intervals of the set of real numbers, since, for constructive reasons of the relays, they must be chosen from a finite set of possible values. If the problem only had the categorical variables  $C$ , the ILP algorithm would be a natural choice for the optimization engine, since this algorithm does not require a strong structure on the decision variable space. If the problem only had the real-valued  $TMS$  and  $MC$  variables, with those variables allowed to assume any value within continuous intervals, the most plausible choice would be either the PSO algorithm or the DE algorithm, since those algorithms are natively formulated for promoting searches in  $\mathbb{R}^n$  spaces. As the problem features part of the decision variables as categorical variables, and the other part as real-valued variables that must be picked from discrete sets of allowed values, it does not become clear, from the problem definition, which algorithm should be used. In this context, it makes sense to also include the GA in the set of algorithms to be evaluated, since it is capable of performing searches in  $\mathbb{R}^n$ , but is also natively tailored for searching within discrete sets, not depending on strong assumptions about the properties of the search space. For those reasons, the numerical experiments considered the ILS, the GA, the PSO and the DE algorithms.

The results of numerical experiments presented in Section 6.1 showed a clear order relationship between the examined algorithms: DE showed the best performance, followed by PSO, followed by GA, and ILS was the worst. This result seems to indicate that the structure of the problem is predominantly determined by the function  $\mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}$  which maps the variables  $MC$  and  $TMS$  into the corresponding  $F_{TIME}$  value, and the existence of categorical variables  $C$  and the discretization in variables  $MC$

and TMS does not modify such basic structure.<sup>3</sup> Although both the DE-based and the PSO-based coordination algorithms were able to find the same best solution for the benchmark problem, the DE-based one presented a significantly smaller variance in the final solutions when 30 algorithm runs were executed. Also, the DE-based algorithm required a computational effort that was approximately one order of magnitude smaller than the one required by PSO. Therefore, the DE became the recommended alternative.

In Section 6.2, the DE-LP-DFS Coordination Algorithm, which was chosen in Section 6.1, is compared with the coordination algorithm presented in Costa et al. [5], which currently is a state-of-the-art algorithm. The same benchmark problem used in the experiments in Section 6.2 is used in that comparison, which confirms the better performance of the proposed DE-LP-DFS Coordination Algorithm when the algorithm is allowed to choose the relay characteristic curve (the C variables).

The rounding algorithm to be used is another choice in the configuration of the coordination algorithm – this choice was examined in Section 6.3. In an iteration, the coordination algorithm first chooses a value for the TMS and MC variables that is allowed to vary continuously, and then performs the rounding to a nearby value that belongs to the set of allowed values. A rounding operator named as the *Smart Rounding* (SR) operator was used in a recent Ref. Costa et al. [5]. Another rounding operator is proposed here: the *Discrete Feasibility Search* (DFS) operator. In terms of computational cost requirement, the DFS operator is previously known to be much better than the SR operator, since it can be inserted as an operator to be used inside the iterations of the main algorithm for repairing each candidate solution that is examined, while the SR operator can be used only for repairing the final solution, and not inside the main loop, due to its high cost [5]. The issue to be examined in the numerical experiments was the quality of the final solution that would be obtained using each operator. The experiments in Section 6.3 showed that the DFS operator, in addition to being much faster, also led to better quality solutions. Thus, the DFS operator was chosen to integrate the coordination algorithm.

It should be noticed that the proposed coordination algorithm, whose configuration was studied in this section, solves a kind of problem for which already exists a whole bunch of previous algorithms, which have been incrementally improved along the last 30 years. For this reason, the proposed algorithm was compared with a recent algorithm of the same class, which represents the current state-of-the-art alternative [5]. The comparison showed that the proposed algorithm provides higher quality solutions, while requiring a smaller computational effort, as shown in 6.2 and 6.3.

Differently, the proposed robust coordination procedure (which uses the coordination algorithm as a subroutine) produces a kind of output data, namely the set of all solutions that perform the best trade-off between actuation time and robustness, that is not delivered by most former works in literature. Although other references also deal with robust coordination [1–4], the problem is usually formulated as a constrained single-objective optimization. The problem formulation in those references also do not allow the determination of trade-offs between disconnected loads or generators and protection agility: a solution is delivered only if all loads or generators can be connected. Even the formulation in Costa et al. [5], which is the most similar to the one presented in this work, deals with robustness against single faults only.

<sup>3</sup> Notice that all algorithms were formulated such that the C variables were handled through a mutation-only procedure. The point here is that the interaction of those variables with the real ones did not broke the predominance of the  $\mathbb{R}^n$  space structure.

Therefore, it is not possible to perform a validation of its results by a comparison with the results obtained by former procedures. The proposed *DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure* is evaluated in a case study, presented in the next section, where it is compared with the *GA-LP-DFS Robust Coordination Procedure* and with the *PSO-LP-DFS Robust Coordination Procedure*, which were also formulated and studied in this work.

## 7. Case study

This section presents a case study in which the proposed methodology is applied to perform the protection coordination of the power network of a real wind farm, taking into account scenarios with up to three simultaneous faults and six switch maneuvers. The Aracati wind power generation plant, which is located in Brazil northeast region, is part of the Alupar<sup>4</sup> generation portfolio. This wind power plant has nine main circuits, connecting 47 wind turbines to a 230 kV transmission line (TL). These circuits are protected by 11 relays (R1H, R1L, R2–R10) that provide overcurrent protection. The nominal installed generation capacity is 98.7 MW (2.1 MW per turbine). The system is operating since the end of 2019.

There are plans to improve the reliability of this system in the future, once the identification of the most critical parts of the circuits is complete. In order to test the proposed methodology under dynamic conditions, an *Improved Topology* is considered in this work, with two main modifications in relation to the original topology: (i) addition of nine new relays (R11 to R19), splitting each one of the circuits in two parts with nearly equal generation capacities, and (ii) installation of nine normally open (NO) lines (T1 to T9), which can be used to transfer wind generators between the circuits. A simplified representation of this system can be seen in Fig. 7.

The coordination studies consider the same solution specifications presented in Table 2, except for the value of  $\omega_\varepsilon$ , which is changed to  $\omega_\varepsilon = 10$ . The nominal currents are evaluated assuming all generators delivering 100% of their capacity. The short-circuit currents are evaluated through the simulation of three-phase zero-impedance faults just after (downstream) each protection relay. In all runs, the coordination algorithms are set with the parameters shown in Table 1.

Section 7.1 presents the application of the proposed DE-LP-DFS Coordination Algorithm to the relay coordination in the system, considering the currently existing topology (the *original topology*). This part of the case study aims to show the performance gains that the proposed DE-LP-DFS algorithm provides, in relation to the relay settings that were achieved using a conventional coordination procedure, and which were being in use for some years, until the results of the present study became available in 2022. In that subsection, the issue of robust coordination is not approached, because the original topology does not provide alternative paths that could be used in case of a line becoming unavailable, which means that there is few room for adopting robust strategies.<sup>5</sup>

Section 7.2 performs a study about the *robust coordination* considering the *Improved Topology*. In that topology, it will be possible to reconfigure the network after a fault occurs and a line is disconnected, such that most of the generators are kept in operation, sending energy via alternative routes. However, for

<sup>4</sup> Alupar Investimento S.A. is a Brazilian private holding that operates in power transmission and power generation sectors. Visit <http://www.alupar.com.br/> for more information.

<sup>5</sup> Notice that the main purpose of the robust coordination is to ensure that the system protection will remain coordinated even after a change in the system topology that makes the currents follow different paths, after a reconfiguration of the network.

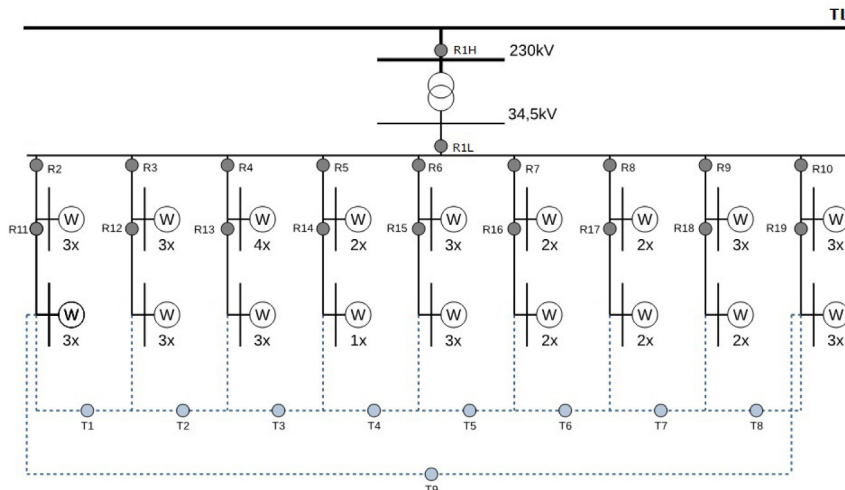


Fig. 7. Aracati wind power generation plant – Improved topology.

Table 9  
DE-LP-DFS Coordination Algorithm – Summary of results.

$\sum T_i$ (best) (in seconds)	0.3302
$\sum T_i$ (average $\pm$ stand. dev.) (in seconds)	0.3302 $\pm$ 0
Average processing time (in seconds)	13 $\pm$ 1

this becoming possible, the protection relays should be adjusted to provide a *robust coordination*, which means that the protection relays remain coordinated after a topology change. If the relays are not robustly coordinated, it is most likely that the protection devices will erroneously disconnect some generators when the topology is changed, thus wasting much of the benefit of installing alternative routes. As the *DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure* was not validated in Section 6, this case study also performs a comparison of it with the *GA-LP-DFS Robust Coordination Procedure* and the *PSO-LP-DFS Robust Coordination Procedure*.

All results presented in this section refer to numerical experiments with 30 independent runs of each studied instance. The best and mean values and the standard deviations are relative to the set of 30 results.

### 7.1. Original topology

The application of the *DE-LP-DFS Coordination Algorithm* to the coordination of the overcurrent relays in the Original Topology of the Aracati Wind Generation Plant is described in this subsection.

A summary of performance of the algorithm after 30 independent runs is presented in Table 9. It is interesting to note that the algorithm always converged to the same solution. In average, this solution is reached in less than 1 minute,<sup>6</sup> which is suitable for the application.

The setups found for the 11 relays, jointly with their actuation times when they act as primary protection ( $T_R$ ), are given in Table 10. As a matter of comparison, the primary relay actuation times for the solution that was implemented before this study are also presented.

When compared to the solution that was implemented before this study (former solution), the proposed one is more than six times better in terms of agility. This agility gain is very significant, specially taking into account the new actuation times observed

for relays R1H and R1L, which now attend to  $T_{max}$  constraints without any violation.

A curious result is observed for relay R1L: it is the only one that adopts a VI curve. In order to ensure that this result was correct, three additional optimizations were performed, one considering only the NI curve, another one considering only the VI curve, and the last one considering only the EI curve as available. The obtained results are shown in Table 11, indicating that the adoption of VI curve for relay R1L and EI curve for the remaining ones is indeed the most suitable choice. This shows that the adoption of the curves as variables can improve protection agility without impairing coordination constraints.

Table 12 shows the coordination time intervals between all primary/backup pairs. These CTI intervals are very close to  $CTI_{min}$ , which indicates that they are big enough to comply with coordination constraints and, at the same time, small enough to ensure that the backups can operate in acceptable time if the primary protection fails.

Two important aspects regarding those studies should be emphasized:

- When compared to the former protection setup, the proposed method could achieve a solution that improves  $F_{TIME}$  in 85%: 0.3302 s vs. 2.3104 s.
- The adoption of the relay curves as decision variables allowed to reduce  $F_{TIME}$  from 13% up to 75% when compared to the same approach considering one curve at a time (NI, VI, or EI).

### 7.2. Improved topology

Results of coordination studies after topology improvements using the robust coordination procedure are presented now. This procedure starts from a solution for a *basic scenario*, using the coordination algorithm, and performs the recalibration of relay settings. This recalibration makes the coordination robust to topology changes that may occur, either due to a fault or due to normal maintenance operations, and which may persist for a long enough time for the occurrence of additional supervening

<sup>6</sup> The simulations were performed in Windows 10 PC equipped with an Intel Core i7 8700 processor and 32 GB DDR4 RAM. The proposed algorithm was implemented in the academic version of Mathworks Matlab R2020b and the LP models were solved using the academic version of Gurobi Optimization 9.0.

**Table 10**  
DE-LP-DFS Coordination Algorithm on the Basic Scenario – Relay setups and actuation times.

R	Coordination Algorithm solution				Former solution
	$TMS_R$	$MC_R$	$C_R$	$T_R$	$T_R$
R1H	0.05	0.27	EI	0.0803	0.4405
R1L	0.05	0.69	VI	0.2284	0.5599
R2	0.05	0.55	EI	0.0030	0.1699
R3	0.05	0.56	EI	0.0029	0.1621
R4	0.05	0.65	EI	0.0039	0.1902
R5	0.05	0.28	EI	0.0007	0.0820
R6	0.05	0.56	EI	0.0031	0.1677
R7	0.05	0.37	EI	0.0013	0.1116
R8	0.05	0.37	EI	0.0014	0.1137
R9	0.05	0.46	EI	0.0021	0.1408
R10	0.05	0.55	EI	0.0031	0.1720
$\sum T_R$				0.3302	2.3104

**Table 11**  
DE-LP-DFS Coordination Algorithm results – Comparison of curves as parameters vs. curves as variables.

Available curves	$F_{TIME}$ (in s)
NI	1.3350 ± 0
VI	0.5215 ± 0
EI	0.3812 ± 0
NI, VI and EI	0.3302 ± 0

**Table 12**  
DE-LP-DFS Coordination Algorithm results – CTI intervals.

Pr	Bk	$CTI_{Pr,Bk}$
1L	1H	0.2166
2	1L	0.2433
3	1L	0.2286
4	1L	0.2272
5	1L	0.2385
6	1L	0.2391
7	1L	0.2440
8	1L	0.2502
9	1L	0.2446
10	1L	0.2474

faults becoming of concern. Table 13 shows solutions that are not robust, in the sense that they were obtained considering only the basic scenario, in which the system is expected to operate most of the time.

Now, robust coordination studies are performed for dynamic scenarios in which the system topology is changed by two or three simultaneous faults, and the effects of possible additional faults over the modified topology are to be considered. For instance, suppose that a line becomes damaged and needs to be repaired. In the original topology, this would mean that at least one generator would remain disconnected, without generating power, until the repair was carried out. In the case of the improved topology, a simple reconfiguration could be executed by opening some switches and closing other ones, thus allowing at least part of the generators that were affected to be reconnected, remaining in operation while repairs are carried out.

7.2.1. Two simultaneous faults

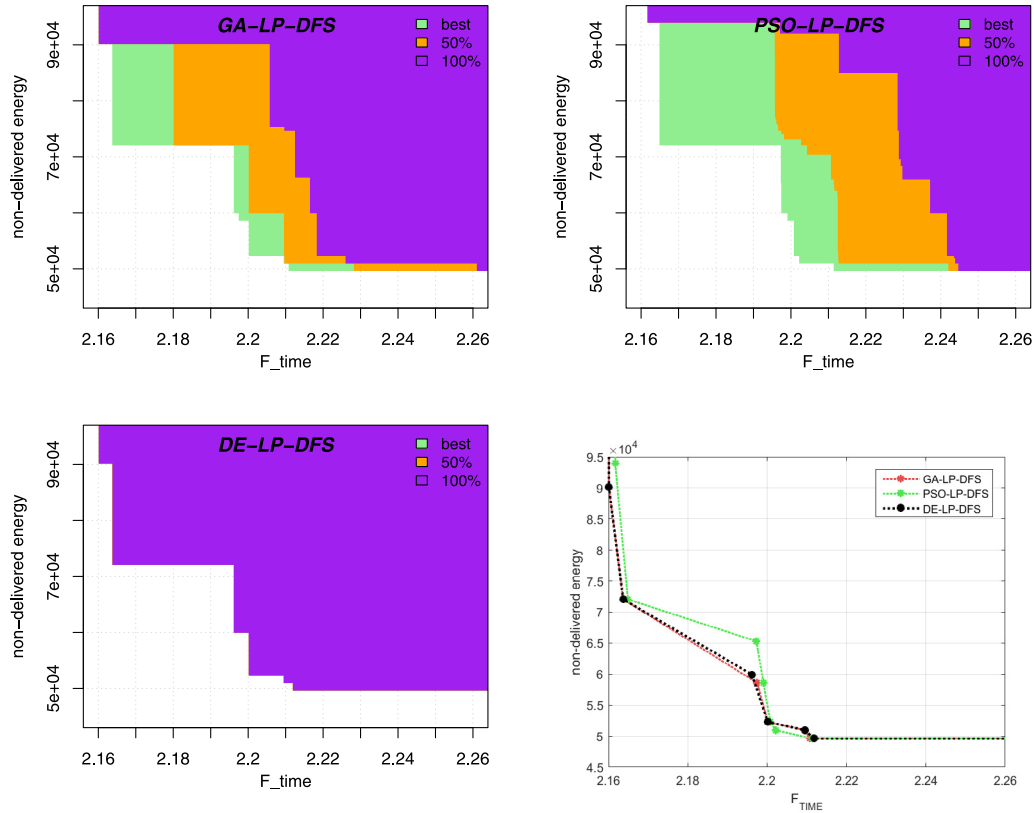
The proposed robust coordination procedures were tested for eight alternative scenarios with two simultaneous faults, as shown in Table 14. This table shows scenarios in which two switches are opened due to two different faults. For instance, in scenario 1 the switches R2 and R3 are opened by the protection, as a response to faults that occurred between R2 and R11 and between R3 and R12. In order to isolate those faults, allowing to

recover part of the generators that became off, some maneuvers are performed, opening the switches R11 and R12 and closing the switches T1 and T2, in this way redirecting the recovered energy flow such that it passes in R14 and R5. If those maneuvers were executed on the system with the protection relays adjusted only for the basic scenario, now the relay R14 would detect a sudden increase in the current, and would open, causing the disconnection of the generators that were just reinserted, and also of the generators just upstream R14. Therefore, the possibility of performing those maneuvers for recovering part of the generators depends on the protection relay settings being robust to scenario 1. Indeed, in this case study the proposed procedures search for settings that are robust to all eight scenarios that are listed in Table 14.

The robust coordination procedures returned six (DE-LP-DFS and GA-LP-DFS) or seven (PSO-LP-DFS) solutions, as shown in Table 15. It is possible to note that the re-optimization stages gradually decreased the energy not delivered  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$ , with a corresponding increase in  $F_{TIME}$  in each step. At each step, the robust coordination procedure enhances the system’s robustness against at least one additional scenario, while ensuring its continued robustness against scenarios already addressed in previous steps. After completing the six or seven rounds of re-optimization, the relay setups render the network robust against all eight scenarios involving two simultaneous faults presented in Table 14.

The sets of solutions presented in Table 15 for each robust coordination procedure, based either on DE-LP-DFS, PSO-LP-DFS or GA-LP-DFS, constitute sets of mutually non-dominated solutions, which means that when any solution is compared with another one in the same set, one of them will have a better agility, measured by  $F_{TIME}$ , while the other one will have a smaller non-delivered energy, measured by  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$ . If a solution was worse than another one in both  $F_{TIME}$  and  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$ , that solution would be said to be a dominated solution and it would make no sense choosing it as the final solution to be implemented. For this reason, the robust coordination procedures deliver the sets of the best non-dominated solutions that were found in a run. Those sets constitute approximations to the problem Pareto-optimal set, which is formed by all solutions that are non-dominated by any possible other solution – the objective of those heuristic algorithms is to find those optimal solutions, but most often they are able to find only approximate Pareto solution sets.

The user should choose one solution among the ones that compose the approximate Pareto-set, considering the trade-off between the two objective functions. In the specific situation presented in this case study, almost certainly the user will choose the solution with smallest  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$ , because the difference in  $F_{TIME}$  from the basic scenario to the last re-optimization step was only of about 0.1 s, which can be considered quite small. In other situations, the trade-off between  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$  and  $F_{TIME}$  may lead the



**Fig. 8.** Empirical Attainment Function charts and Pareto-set for the two simultaneous fault case, considering 30 algorithm runs. Top left: GA-LP-DFS Robust Coordination Procedure. Top right: PSO-LP-DFS Robust Coordination Procedure. Bottom left: DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure. Bottom right: superposition of the estimated Pareto-sets from the three procedures.

**Table 13**  
Aracati – Results of the coordination algorithms for the improved topology in the basic scenario.

	DE-LP-DFS	GA-LP-DFS	PSO-LP-DFS
$F_{TIME}$ (best)	2.1601	2.1601	2.1617
$F_{TIME}$ (mean)	$2.1601 \pm 0$	$2.1734 \pm 0.0168$	$2.1836 \pm 0.0127$
$\sum T_i$ (mean)	$1.4602 \pm 0$	$1.4633 \pm 0.0053$	$1.4642 \pm 0.0012$
$\sum \epsilon_i$ (mean)	$0.07 \pm 0$	$0.0710 \pm 0.0013$	$0.0719 \pm 0.0012$
$T_i > T_{max}$ (best)	1L	1L	1L

**Table 14**  
Two simultaneous faults on the Improved Topology – Alternative scenarios.

Scenario	Opened by protection	Opening maneuvers	Closing maneuvers
1	R2 and R3	R11 and R12	T1 and T2
2	R3 and R4	R12 and R13	T2 and T3
3	R4 and R5	R13 and R14	T3 and T4
4	R5 and R6	R14 and R15	T4 and T5
5	R6 and R7	R15 and R16	T5 and T6
6	R7 and R8	R16 and R17	T5 and T7
7	R8 and R9	R17 and R18	T6 and T8
8	R9 and R10	R18 and R19	T8 and T9

user to choose an intermediate solution that does not correspond neither to the minimum  $F_{TIME}$  nor to the minimum  $\mathcal{L}(\mathbf{X})$ .

The best non-dominated solutions found by each algorithm in 30 runs are shown in Table 15. This means that each point in a solution set may have been found either in all executions, or in some executions, or yet in one execution only. Those solutions are also shown in the bottom right subfigure of Fig. 8. It can be seen that all algorithms have found similar approximate Pareto-sets. Although the PSO-LP-DFS algorithm has mostly reached solutions that are dominated by the solutions from the other algorithms, it has found one non-dominated solution that has not

been found by the other ones. It is also noticeable that the GA-LP-DFS algorithm has found one solution that dominates (by a very small amount) one solution provided the DE-LP-DFS algorithm.

In order to examine the consistency of each algorithm in covering the regions of the plane  $F_{TIME} \times \mathcal{L}(\mathbf{X})$ , Fig. 8 also shows the Empirical Attainment Function (EAF) charts [30] of the results of each algorithm over 30 runs. The idea of such a chart is that, if a point has been found by an algorithm, then the region situated in the cone formed by the points that are to the right and above that point are covered by that point, which means that all points inside that cone are dominated by the point in the vertex of the cone. The area colored in purple corresponds to the regions that have been covered in 100% of the runs (30 runs) of the respective algorithm. The area colored in orange corresponds to the regions that have been covered in less than 100%, but have been covered in at least 50% of the runs (15 runs) of the respective algorithm. The area colored in green corresponds to the regions that have been covered in less than 50% of the runs, but have been covered at least once (in at least one run) of the respective algorithm.

By comparing the EAF charts of the three algorithms, it becomes clear that the DE-LP-DFS algorithm consistently encompasses the same region across all 30 runs, yielding consistent estimates of the Pareto set. With the exception of a minute region exclusively covered by the GA-LP-DFS algorithm in the vicinity

**Table 15**

Two simultaneous faults on the Improved Topology – Performance of solutions of the robust coordination procedures based on DE-LP-DFS, GA-LP-DFS and PSO-LP-DFS. The best results for each algorithm in 30 runs are shown.

	DE-LP-DFS		GA-LP-DFS		PSO-LP-DFS	
	$F_{TIME}$ (s)	$\mathcal{L}(X)$ (MWh)	$F_{TIME}$ (s)	$\mathcal{L}(X)$ (MWh)	$F_{TIME}$ (s)	$\mathcal{L}(X)$ (MWh)
Basic scenario	2.1601	90.130	2.1601	90.130	2.1617	93.947
Re-optimization 1	2.1637	72.051	2.1637	72.051	2.1649	72.051
Re-optimization 2	2.1962	59.930	2.1975	58.591	2.1973	65.287
Re-optimization 3	2.2002	52.297	2.2002	52.297	2.1991	58.591
Re-optimization 4	2.2095	50.958	2.2095	50.958	2.2008	52.297
Re-optimization 5	2.2119	49.618	2.2108	49.618	2.2022	50.958
Re-optimization 6	–	–	–	–	2.2114	49.618

of the point (2.2002, 52.297), and a similar exclusive coverage by the PSO-LP-DFS algorithm near the point (2.2022, 50.958), the area consistently covered by the DE-LP-DFS algorithm across 100% of its runs encompasses the areas covered by the other algorithms, including areas covered by them only in some few runs. In contrast, both GA-LP-DFS and PSO-LP-DFS exhibit substantial portions of the plot remaining unexplored in 50% or more runs. When scrutinizing the EAF charts of the GA-LP-DFS algorithm and the PSO-LP-DFS algorithm, a notable disparity emerges: the latter's 100% runs coverage area consistently proves to be significantly smaller than that of the former.

The two-fault scenarios for the Aracati wind power generation plant, which are studied here, can be interpreted in the following way:

- If the system, while operating in the basic scenario, is adjusted with the robust configuration setting for two simultaneous faults that is found by the DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure after five re-optimization steps, it will be robust against all possible situations in which just one protection device is triggered, letting one line section inactive. This occurs because all relays whose operation may lead to a reconfiguration, which are numbered from R2 to R10, appear in at least one scenario considered in Table 14. In this way, if one protection device is triggered, some restoration maneuvers can be performed such that only the generators directly connected to the inactive line section become disconnected, and the remainder generation capacity remains in operation.
- After one fault occurs and the system is reconfigured, the system remains robust to some other faults, but not to all possible additional faults. For instance, if the R3 device is opened in the first fault, a second fault that opens either R2 or R4 will still be tolerated by the system, since the (R2, R3) and (R3, R4) combinations correspond to the scenarios 1 and 2, to which the robustness has been guaranteed.

It should be noticed that the choice of the scenarios for the robust coordination might be performed considering the pairs that correspond to the most probable joint faults. This was not performed in the specific case of the Aracati power plant because, at the time this research was being carried out, statistics referring to the probabilities of failures in the line sections were not available.

### 7.2.2. Three simultaneous faults

Three alternative scenarios are considered in a study of robustness against three simultaneous faults, as shown in Table 16. Those scenarios suppose the resulting topologies after the execution of maneuvers that are required to minimize the number of generators disconnected by the fault.

Table 17 shows the results of the robust coordination procedures based on the DE-LP-DFS, the GA-LP-DFS and the PSO-LP-DFS.

For the *basic scenario*, which is solved using the respective coordination algorithms, the DE-LP-DFS and the GA-LP-DFS found the same best solutions after 30 runs. The relay adjustment solution found by the DE-LP-DFS algorithm and by the GA-LP-DFS algorithm for the basic scenario leads to an energy not delivered of 45 MWh along a year. A large part of this energy loss occurs because the generator transfer maneuvers increases the load current in the circuit that receives the generators, which causes the erroneous operation of some protection relay. This kind of violation can be verified in all alternative scenarios, when the relay adjustment considers only the *basic scenario*. The best solution found in 30 runs by the PSO-LP-DFS algorithm for the basic scenario was a bit worse in both the  $F_{TIME}$  and the  $\mathcal{L}(X)$  objectives.

The performances of the two additional solutions obtained by each one of the three robust coordination procedures are also shown in the same table. On each re-optimization, the coordination is reconfigured such that it will work correctly for at least one additional scenario. The solutions found by the DE-LP-DFS are again the same ones found by the GA-LP-DFS algorithms in those additional steps. After two steps, the energy not delivered is reduced from 45 MWh to 21.6 MWh in relation to the coordination considering the basic scenario only. The last solution is suitable for dealing with the three considered alternative scenarios. The energy not delivered was reduced in 52% and the increase in actuation time was of 1.93%. This increase of actuation time was expected since the protection on circuits must be adjusted to eventually receive more generators, which reduces agility under nominal conditions.

In the case of the solutions found by the robust coordination procedure based on the PSO-LP-DFS, the solutions are different from the ones found by the other procedures. The best solution found in 30 runs by PSO-LP-DFS in the second step is mutually non-dominated in relation to the solution found in the second step by DE-LP-DFS and GA-LP-DFS. The best solution found in 30 runs by PSO-LP-DFS in the third step, on the other hand, is dominated by the best solution found in the third step by DE-LP-DFS and GA-LP-DFS.

Fig. 9 shows the EAF charts and the estimated Pareto-set for the robust coordination procedure based on the DE-LP-DFS, the GA-LP-DFS and the PSO-LP-DFS. The EAF charts show that, although the same best solutions were found by DE-LP-DFS and GA-LP-DFS, the DE-LP-DFS algorithm reaches those solutions in all 30 runs, while the GA-LP-DFS fails to reach the second and the third solutions in more than 50% of the runs. The PSO-LP-DFS algorithm does not reach the best first and the best third solutions in any run, but finds a different version of the second solution – which was found in less than 50% of its 30 runs.

The three-fault scenarios studied here for the Aracati wind power generation plant can be interpreted in the following way:

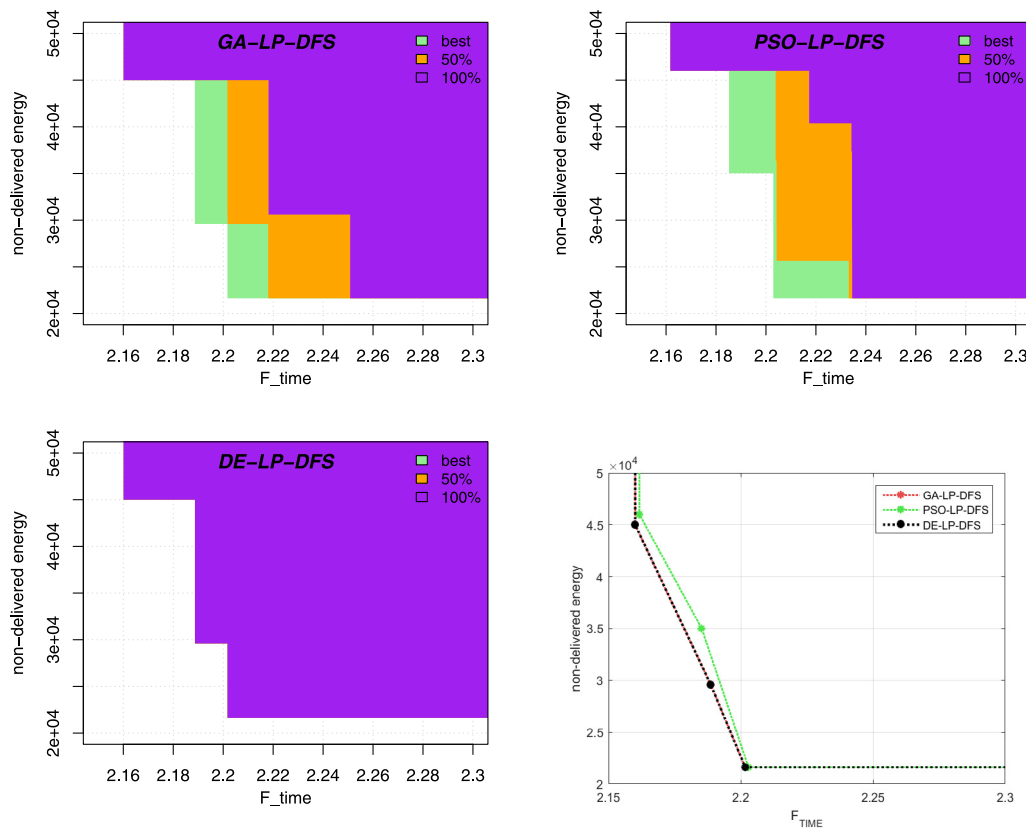
- If the system, while operating in the basic scenario, is adjusted with the robust configuration setting for three simultaneous faults that is found by the DE-LP-DFS Robust

**Table 16**  
Three simultaneous faults – Alternative scenarios.

Scenario	Opened by protection	Opening maneuver	Closing maneuver
1	R2, R3, and R4	R11, R12, and R13	T1, T2, and T3
2	R5, R6, and R7	R14, R15, and R16	T4, T5, and T6
3	R8, R9, and R10	R17, R18, and R19	T7, T8, and T9

**Table 17**  
Three simultaneous faults on the Improved Topology – Performance of solutions of the robust coordination procedures based on DE-LP-DFS, GA-LP-DFS and PSO-LP-DFS. The best solutions found in 30 runs of each algorithm are shown.

	DE-LP-DFS		GA-LP-DFS		PSO-LP-DFS	
	$F_{TIME}$ (s)	$\mathcal{L}(X)$ (MWh)	$F_{TIME}$ (s)	$\mathcal{L}(X)$ (MWh)	$F_{TIME}$ (s)	$\mathcal{L}(X)$ (MWh)
Basic scenario	2.1601	44.998	2.1601	44.998	2.1617	46.003
Re-optimization 1	2.1887	29.597	2.1887	29.597	2.1852	35.021
Re-optimization 2	2.2017	21.629	2.2017	21.629	2.2029	21.629



**Fig. 9.** Empirical Attainment Function charts and estimated Pareto sets for the three simultaneous fault case, considering 30 algorithm runs. Top left: GA-LS-DFS Robust Coordination Procedure. Top right: PSO-LS-DFS Robust Coordination Procedure. Bottom left: DE-LS-DFS Robust Coordination Procedure. Bottom right: superposition of the estimated Pareto-sets from the three procedures.

Coordination Procedure after three re-optimization steps, it will be robust against all possible situations in which just one protection device is triggered, letting one line section inactive. This now occurs because the relays numbered from R2 to R10 once again appear in at least one scenario considered in Table 16. In this way, if one protection device is triggered, some restoration maneuvers can be performed such that only the generators directly connected to the inactive line section become disconnected, and the remainder generation capacity remains in operation.

- After one fault occurs and the system is reconfigured, the system remains robust to some other faults, but not to all possible additional faults. Now, for instance, if the R3 device is opened in the first fault, a second fault that opens either

R2 or R4 will still be tolerated by the system, since the (R2, R3, R4) combination corresponds to the scenario 1, to which the robustness has been guaranteed.

- Now, if a second fault occurs, opening for instance R2, then the system will remain robust against another fault that opens R4 too.

### 7.2.3. Case study discussion

The EAF charts for the robust coordination procedures based on the DE-LP-DFS, the GA-LP-DFS and the PSO-LP-DFS algorithms, which refer to 30 algorithm runs in the cases of two and of three simultaneous faults, show that the results of the procedure based on the DE-LP-DFS algorithm consistently achieve good estimates of the Pareto-sets. In the case of the reported experiments, the

same solutions were found by that algorithm in all runs. On the other hand, the GA-LP-DFS and the PSO-LP-DFS based procedures did not achieve the best Pareto-set estimates in a significant proportion of the runs. Although both the procedures based on GA-LP-DFS and on PSO-LP-DFS have shown the capability of sometimes finding some solutions that were not detected by the procedure based on DE-LP-DFS, the overall picture that emerges is that those procedures, in most of the runs, would achieve Pareto-set estimates that would be much worse than the ones provided by DE-LP-DFS. This provides support for the choice of the DE-LP-DFS algorithm as the optimization machinery for the robust coordination procedure.

The proposed *DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure* is, up to the authors' knowledge, the first algorithm for robust protection coordination which is intended for the synthesis of robust coordination schemes considering several scenarios with multiple simultaneous faults. Starting from the information about the probability of occurrence of faults in each line section of the network, the scenarios that are most likely to occur are identified, and then submitted to the robust coordination procedure. It should be noticed that the procedure can be applied to mixed scenarios, with some scenarios composed by three faults, other ones by two faults, and yet other ones by a single fault – in this way ensuring the robustness to scenarios that have the greatest odds of happening.

In the case of a distributed generation plant, like the Aracati wind power plant, the results achieved by the proposed robust coordination procedure indicate the best way to adjust the protection relays, such that the power plant still keeps the maximum possible generation power active while the system stays in those modified configurations, waiting for the system maintenance to be performed. The proposed method delivers all trade-off solutions between the objectives of getting faster actuation and reducing the disconnected power. Even when the full recovery is possible, it may be the case that some actuation times become too large – making the information about the possible trade-offs between generation power recovery and protection agility a valuable input for the designer.

## 8. Conclusion

This work presented an optimization tool for robust coordination of overcurrent relays in wind power generation plants. The proposed optimization framework considers multiple fault conditions to ensure relay coordination even in scenarios with fault impedances greater than zero – which is an important feature in the specific case of wind farms. The proposed improved mathematical model aggregates important information for the protection coordination process by restricting the maximum actuation time for the relays and treating the characteristic curves as decision variables. Also, improvements in the algorithm made it more integrated and efficient, when compared to the literature. A particularly relevant new feature of the proposed algorithm is its new rounding operator, the Discrete Feasibility Search (DFS), which allowed a much faster convergence without loss of solution quality, in comparison with former rounding operators.

All those features were important for making the resulting robust coordination procedure suitable for finding feasible solutions for the more complex scenarios that must be considered in the case of wind power plants, including scenarios with multiple simultaneous faults. This constitutes the main contribution of the present work. The suitability of the proposed approach to the design of protection coordination for systems subject to strong variations in network topology is illustrated by a case study in which the *DE-LP-DFS Robust Coordination Procedure* is applied to a real wind farm, located in Aracati – Brazil.

With the use of the proposed robust coordination procedure, one can envision not only a significant reduction in the loss of power generated when faults occur, but also the possibility of a more flexible management of the resources used for system maintenance. In this way, it is expected that there will also be a significant saving of resources due to the possibility that opens up to schedule the execution of maintenance with less restriction in the time for the conclusion of the repairs.

It should be noticed that, although the main motivation for the development of the proposed robust coordination procedure was the application to wind power generation plants, it can also be used in other dynamic medium voltage networks, including electric power distribution networks. Therefore, an important limitation of the present work is that a loss function for the robust coordination problem has been developed only for the specific case of networks of distributed power generation, which is suitable for the case of wind farms. Different loss functions should be formulated for electric distribution networks and for electric distribution networks that also include distributed power generation.

The planning for future works include the development of those loss functions and the application of the proposed methodology to other large real systems, with an emphasis on the study of electric distribution networks with distributed generation from solar and wind sources. The authors also intend to study the new possibilities that become available, in all those cases, for a more flexible management of the infrastructure that is allocated for network maintenance.

## CRedit authorship contribution statement

**Mariana M. Guimarães:** Conceptualization, Methodology, Software, Investigation. **Ricardo H.C. Takahashi:** Conceptualization, Methodology, Validation, Writing – original draft. **Mateus H. Costa:** Methodology. **Celso H.U. Moia:** Validation. **Eduardo G. Carrano:** Conceptualization, Methodology, Validation, Writing – original draft, Supervision.

## Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

## Data availability

Data will be made available on request.

## Acknowledgments

This work was funded by Alupar Investimento S.A. holding and its companies (Transmissora Matogrossense de Energia S.A. – TME, Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. – ETES, Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A. – ETVG, Ferreira Gomes Energia S.A. – FGE, Foz do Rio Claro Energia S.A. – FOZ, and Ijuí Energia S.A. – IJUÍ) under the ANEEL R&D program. Mariana M. Guimarães, Ricardo H. C. Takahashi, and Eduardo G. Carrano were also supported by the Brazilian agencies CAPES, Brazil, CNPq, Brazil (grant 311199/2020-8), and FAPEMIG, Brazil (grant RED-00119-21).

## Appendix A. Supplementary data

Supplementary material related to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2023.110795>.

## References

- [1] A.S. Noghbi, J. Sadeh, H.R. Mashhadi, Considering different network topologies in optimal overcurrent relay coordination using a hybrid GA, *IEEE Trans. Power Deliv.* 24 (4) (2009) 1857–1863.
- [2] A.S. Noghbi, H.R. Mashhadi, J. Sadeh, Optimal coordination of directional overcurrent relays considering different network topologies using interval linear programming, *IEEE Trans. Power Deliv.* 25 (3) (2010) 1348–1354.
- [3] F.B. Bottura, M. Oleskovicz, D.V. Coury, S.A. de Souza, M.J. Ramos, Hybrid optimization algorithm for directional overcurrent relay coordination, in: 2014 IEEE PES General Meeting| Conference & Exposition, IEEE, 2014, pp. 1–5.
- [4] M.H. Costa, R.R. Saldanha, M.G. Ravetti, E.G. Carrano, Robust coordination of directional overcurrent relays using a matheuristic algorithm, *IET Gener. Transm. Distrib.* 11 (2) (2017) 464–474.
- [5] M.H. Costa, M.G. Ravetti, R.R. Saldanha, E.G. Carrano, Minimizing undesirable load shedding through robust coordination of directional overcurrent relays, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 113 (2019) 748–757.
- [6] D. Jones, K. Bennett, Wind farm collector protection using directional overcurrent elements, in: PES T D 2012, 2012, pp. 1–8.
- [7] A.J. Urdaneta, R. Nadira, L.P. Jimenez, Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems, *IEEE Trans. Power Deliv.* 3 (3) (1988) 903–911.
- [8] M.M. Mansour, S.F. Mekhamer, N. El-Kharbawe, A modified particle swarm optimizer for the coordination of directional overcurrent relays, *IEEE Trans. Power Deliv.* 22 (3) (2007) 1400–1410.
- [9] F. Razavi, H.A. Abyaneh, M. Al-Dabbagh, R. Mohammadi, H. Torkaman, A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination, *Electr. Power Syst. Res.* 78 (4) (2008) 713–720.
- [10] A.J. Urdaneta, H. Restrepo, S. Marquez, J. Sanchez, Coordination of directional overcurrent relay timing using linear programming, *IEEE Trans. Power Deliv.* 11 (1) (1996) 122–129.
- [11] M.N. Alam, B. Das, V. Pant, An interior point method based protection coordination scheme for directional overcurrent relays in meshed networks, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 81 (2016) 153–164.
- [12] P.P. Bedekar, S.R. Bhide, Optimum coordination of directional overcurrent relays using the hybrid ga-nlp approach, *IEEE Trans. Power Deliv.* 26 (1) (2010) 109–119.
- [13] T. Amraee, Coordination of directional overcurrent relays using Seeker algorithm, *IEEE Trans. Power Deliv.* 27 (3) (2012) 1415–1422.
- [14] F.B. Bottura, W.M. Bernardes, M. Oleskovicz, E.N. Asada, Setting directional overcurrent protection parameters using hybrid GA optimizer, *Electr. Power Syst. Res.* 143 (2017) 400–408.
- [15] M. Ezzeddine, R. Kaczmarek, A novel method for optimal coordination of directional overcurrent relays considering their available discrete settings and several operation characteristics, *Electr. Power Syst. Res.* 81 (7) (2011) 1475–1481.
- [16] S. Ahmadi, H. Karami, M. Sanjari, H. Tarimoradi, G. Gharehpetian, Application of hyper-spherical search algorithm for optimal coordination of overcurrent relays considering different relay characteristics, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 83 (2016) 443–449.
- [17] A.A. Kida, L.A. Gallego, A high-performance hybrid algorithm to solve the optimal coordination of overcurrent relays in radial distribution networks considering several curve shapes, *Electr. Power Syst. Res.* 140 (2016) 464–472.
- [18] M. Shabani, A. Karimi, A robust approach for coordination of directional overcurrent relays in active radial and meshed distribution networks considering uncertainties, *Int. Trans. Electr. Energy Syst.* 28 (5) (2018).
- [19] Ł. Huchel, H.H. Zeineldin, Planning the coordination of directional overcurrent relays for distribution systems considering DG, *IEEE Trans. Smart Grid* 7 (3) (2015) 1642–1649.
- [20] R. Storn, K. Price, Differential evolution: A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces, *J. Global Optim.* 11 (1995) 341–359.
- [21] S. Das, S.S. Mullick, P.N. Suganthan, Recent advances in differential evolution - an updated survey, *Swarm Evol. Comput.* 27 (2016) 1–30.
- [22] G.Y. Yang, Z.Y. Dong, K.P. Wong, A modified differential evolution algorithm with fitness sharing for power system planning, *IEEE Trans. Power Syst.* 23 (2) (2008) 514–522.
- [23] H.R. Cai, C.Y. Chung, K.P. Wong, Application of differential evolution algorithm for transient stability constrained optimal power flow, *IEEE Trans. Power Syst.* 23 (2) (2008) 719–728.
- [24] A. Abou El Ela, M. Abido, S. Spea, Optimal power flow using differential evolution algorithm, *Electr. Power Syst. Res.* 80 (7) (2010) 878–885.
- [25] A.A.E. Ela, M. Abido, S. Spea, Differential evolution algorithm for optimal reactive power dispatch, *Electr. Power Syst. Res.* 81 (2) (2011) 458–464.
- [26] H.I. Shaheen, G.I. Rashed, S. Cheng, Optimal location and parameter setting of upfc for enhancing power system security based on differential evolution algorithm, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 33 (1) (2011) 94–105.
- [27] P.P. Biswas, P. Suganthan, G.A. Amaratunga, Minimizing harmonic distortion in power system with optimal design of hybrid active power filter using differential evolution, *Appl. Soft Comput.* 61 (2017) 486–496.
- [28] M.S. Bazaraa, J.J. Jarvis, H.D. Sherali, *Linear Programming and Network Flows*, second ed., John Wiley & Sons, 1990.
- [29] ABEEólica, Annual Wind Energy Report 2020, Technical Report, Associação Brasileira de Energia Eólica, 2021.
- [30] M. López-Ibáñez, L. Paquete, T. Stutzle, Exploratory analysis of stochastic local search algorithms in biobjective optimization, in: T. Bartz-Beielstein, M. Chiarandini, L. Paquete, M. Preuss (Eds.), *Experimental Methods for the Analysis of Optimization Algorithms*, Springer, Berlin, Germany, 2010, pp. 209–222.