

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Amanda Tsutsumi

**Otimização dos Ajustes de um Relé Baseado em Tensão
para a Proteção de Microrredes**

São Carlos

2024

Amanda Tsutsumi

Otimização dos Ajustes de um Relé Baseado em Tensão para a Proteção de Microrredes

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo
Vieira Júnior

São Carlos
2024

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

T877o Tsutsumi, Amanda
 Otimização dos Ajustes de um Relé Baseado em
Tensão para a Proteção de Microrredes / Amanda
Tsutsumi; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior.
São Carlos, 2024.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2024.

1. microrrede. 2. proteção de sistemas
elétricos. 3. otimização. 4. algoritmo genético. I.
Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Amanda Tsutsumi

Título: "Otimização dos Ajustes de um Relé Baseado em Tensão para a Proteção de Microrredes"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 17 / 12 / 2024,

com NOTA 9,5 (nove, cinco), pela Comissão
Julgadora:

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador
SEL/EESC/USP

Prof. Associado Eduardo Nobuhiro Asada - SEL/EESC/USP

Mestre Mauricio Pavani da Silva - Doutorando EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Professor Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

RESUMO

TSUTSUMI, A. **Otimização dos Ajustes de um Relé Baseado em Tensão para a Proteção de Microrredes**. 2024. 57 p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024.

Microrredes são definidas como um conjunto de cargas operando em conjunto com recursos energéticos distribuídos, como geradores e armazenadores de energia, agindo como uma só entidade que opera conectada à rede de distribuição principal ou de maneira ilhada, possibilitando a continuidade do fornecimento de energia elétrica mesmo frente a ocorrência de falhas em outro local do sistema. A implementação de tal sistema e os desafios a isto associados têm sido amplamente explorados nos últimos anos. Em especial, destaca-se a necessidade de estudos que possam dar origem a estratégias de proteção capazes de cumprir os critérios de seletividade, coordenação e segurança, que podem não ser mantidos com o uso da proteção convencional de sobrecorrente. Uma alternativa proposta é a utilização de métodos de proteção baseados em tensão para substituir ou complementar a proteção de sobrecorrente tradicional. Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo a aplicação do algoritmo genético por meio do *software* MATLAB para otimização dos ajustes de um relé que utiliza uma estratégia de proteção baseada em tensão em uma microrrede de corrente alternada com sistema fotovoltaico, sistema de armazenamento de energia a bateria e gerador síncrono. Os resultados obtidos pelos ajustes otimizados foram comparados a ajustes obtidos manualmente, com o intuito de averiguar o desempenho da otimização dos ajustes na melhoria da atuação da proteção para os cenários verificados de operação da microrrede, obtendo resultados promissores. Verificou-se atuação correta em 99,75% dos casos com uso dos ajustes otimizados em comparação a 96% com os ajustes manuais.

Palavras-chave: microrrede, otimização, proteção de sistemas elétricos, algoritmo genético.

ABSTRACT

TSUTSUMI, A. **Optimization of the Settings of a Voltage-Based Relay in Microgrid Protection**. 2024. 57 p. Monograph (Conclusion Course Paper) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024.

Microgrids are an ensemble of loads and distributed energy resources, such as distributed generators and energy storage systems, acting as a single unit, able to operate grid-connected or as an islanded system, which allows it to keep operating even with the occurrence of faults elsewhere in the system. The implementation of this system and its challenges have been extensively explored in recent years. It is noted that studies on this system need to bring forth protection strategies capable of attending to all protection criteria: selectivity, coordination and security. Such criteria may be violated when the protection system is solely based on conventional overcurrent methods. One alternative which has been proposed is the utilization of protection methods based on voltage as a substitute or complement to the more usual overcurrent protection, especially during islanded operation, when short circuits cause fault currents of smaller magnitudes but still noticeable voltage drops. This work employs a genetic algorithm through MATLAB software to optimize a voltage-based relay's settings. The results of the algorithms were compared to manually determined presets to evaluate its effectiveness and improvements in the protection performance. The optimized settings achieved correct operation in 99,75% of all tested cases by using optimized settings, outperforming the 96% accuracy obtained by using manually set parameters.

Keywords: microgrid, optimization, power system protection, genetic algorithm.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquemático da MR estudada. Fonte: Santos (2021)	26
Figura 2 – Controle QV do gerador síncrono. Fonte: Santos (2021)	26
Figura 3 – Controle $P\omega$ do gerador síncrono. Fonte: Santos (2021)	27
Figura 4 – Controle PQ do inversor. Fonte: Santos (2021)	28
Figura 5 – Posição dos relés na MR. Fonte: Santos (2021)	30
Figura 6 – Elemento inicializador do relé. Adaptado de Santos, Tsutsumi e Vieira (2023)	31
Figura 7 – Efeito da variação dos parâmetros nas curvas de atuação	33
Figura 8 – Lógica de seleção da função adaptação para cada relé	36
Figura 9 – Efeito da conexão de REDs na tensão e corrente de curto-circuito . . .	39
Figura 10 – Efeito do ilhamento na tensão e corrente de curto-circuito	40
Figura 11 – Oscilografia da corrente medida pelo relé R34 para uma falta FT com 40Ω na barra 4, cenário GS1	42
Figura 12 – Oscilografia da tensão medida pelo relé R32 para uma falta FFF com 40Ω na barra 1, cenário GS1	42
Figura 13 – Oscilografia da tensão medida pelo relé R83 para uma falta FFF com 20Ω na barra 1, cenário RED1	43
Figura 14 – Oscilografia da tensão medida pelo relé R54 para uma falta FT com 20Ω na barra 4	46
Figura 15 – Valores das potências ativa e reativa do GS durante a falta nos cenários ilhados	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Definições dos principais termos usados nos trabalhos referentes ao Algoritmo Genético. Adaptado de Nascimento (2020).	21
Tabela 2 – Valores dos ganhos e constantes de tempo do regulador de excitação do GS	27
Tabela 3 – Valores dos ganhos e constantes de tempo do regulador de velocidade do GS	27
Tabela 4 – Cenários de operação da microrrede	29
Tabela 5 – Tipos de faltas aplicadas	29
Tabela 6 – Divisão de finalidade dos casos simulados	29
Tabela 7 – Relação de transformação dos TCs dos relés	31
Tabela 8 – Exemplo de sequência de atuação de cada relé em relação à barra de ocorrência da falta	34
Tabela 9 – Limiares aplicados ao problema de otimização para cada FO e modo de operação	35
Tabela 10 – Classificação dos relés por sequência de atuação e sentido de leitura da corrente	37
Tabela 11 – Pares coordenados por cenário	37
Tabela 12 – Parâmetros e limiares de atuação obtidos com o AG para o modo conectado	40
Tabela 13 – Parâmetros e limiares de atuação obtidos com o GA para o modo ilhado	41
Tabela 14 – Taxa de acertos da atuação por cenário	41
Tabela 15 – Tempo médio de atuação dos relés por cenário em ms	43
Tabela 16 – Taxa de acertos da coordenação	44
Tabela 17 – Valores mínimos e máximos de ITC por relé e por cenário em ms . . .	44
Tabela 18 – Parâmetros e limiares de atuação obtidos com o método manual para o modo conectado	45
Tabela 19 – Parâmetros e limiares de atuação obtidos com o método manual para o modo ilhado	45
Tabela 20 – Taxa de acertos da atuação por cenário	46
Tabela 21 – Tempo médio de atuação dos relés por cenário em ms	47
Tabela 22 – Taxa de acertos da coordenação	48
Tabela 23 – Valores mínimos e máximos de ITC por relé e por cenário em ms . . .	48
Tabela 24 – Taxa de acertos dos relés parametrizados pelo Algoritmo Genético . . .	49
Tabela 25 – Taxa de acertos da parametrização manual	49

Tabela 26 – Valores mínimo, máximo e médio do ITC para cada tipo de par coordenado de relés com os ajustes do AG nos cenários conectados, em ms	50
Tabela 27 – Valores mínimo, máximo e médio do ITC para cada tipo de par coordenado de relés com os ajustes do AG nos cenários ilhados, em ms	50
Tabela 28 – Valores mínimo, máximo e médio do ITC para cada tipo de par coordenado de relés com os ajustes manuais nos cenários conectados, em ms	50
Tabela 29 – Valores mínimo, máximo e médio do ITC para cada tipo de par coordenado de relés com os ajustes manuais nos cenários ilhados, em ms	50
Tabela 30 – Tempos médios de atuação dos relés em ms	51

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG	Algoritmo Genético
FA	Função Objetivo
FO	Função Objetivo
GBI	Gerador Baseado em Inversor
GD	Geração Distribuída
GS	Gerador Síncrono
MR	Microrrede
RED	Recurso Energético Distribuído
SFV	Sistema Fotovoltaico
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia a Bateria
TDS	<i>Time Dial Setting</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivo do trabalho	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1	Proteção de Microrredes	17
2.2	Otimização de Ajustes de Sistemas de Proteção	19
2.2.1	Algoritmo Genético	21
3	METODOLOGIA	25
3.1	Características do Sistema Teste	25
3.1.1	Gerador Síncrono	25
3.1.2	Sistema Fotovoltaico	28
3.1.3	Sistema de Armazenamento de Energia a Bateria	28
3.2	Configurações do Sistema Teste	29
3.3	Aplicação de Faltas	29
3.4	Relé Baseado em Tensão	30
3.5	Parametrização Manual	32
3.6	Formulação da Função Objetivo	32
3.7	Formulação Computacional do Algoritmo Genético	34
3.7.1	Representação das Variáveis	34
3.7.2	Função Adaptação	35
3.7.3	Parâmetros do Algoritmo Genético	37
4	RESULTADOS E ANÁLISES	39
4.1	Análise do Sistema	39
4.2	Parametrização da Proteção	40
4.2.1	Algoritmo Genético	40
4.2.1.1	Atuação dos Relés	41
4.2.1.2	Intervalos de Tempo de Coordenação	44
4.2.2	Método Manual	45
4.2.2.1	Atuação dos Relés	45
4.2.2.2	Intervalos de Tempo de Atuação	47
4.3	Análise do Desempenho da Parametrização	48
5	CONCLUSÃO	53

REFERÊNCIAS 55

1 INTRODUÇÃO

A crescente dependência de tecnologias residenciais, comerciais e industriais no suprimento de energia elétrica motiva o estudo de maneiras de garantir a continuidade do serviço, a qualidade da energia entregue e a confiabilidade do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). Adicionalmente, preocupações sobre o impacto ambiental indesejado de fontes baseadas em combustíveis fósseis crescem no contexto de combate às mudanças climáticas. Nesse cenário, observa-se o aumento da utilização de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), tecnologias que geram ou armazenam energia elétrica com porte consideravelmente inferior ao de uma usina tradicional, e que estão instaladas no SDEE, como definido pela Empresa de Pesquisa Energética (2018).

Os REDs trazem consideráveis benefícios à rede elétrica e seus consumidores. A proximidade entre carga e geração permite redução das perdas em longas linhas de transmissão, além da possibilidade de implementação de estratégias de gerenciamento do sistema pelo lado da demanda, maior participação do consumidor no processo, e menor dependência em relação às concessionárias. Em adição a isso, REDs apropriadamente operados e controlados trazem maior confiabilidade ao sistema, e permitem adiar a expansão inevitável da estrutura do SDEE. Ademais, em vista das discussões atuais no tocante a preservação do meio ambiente e mudanças climáticas, as tecnologias de RED mais amplamente discutidas são aquelas cuja fonte é renovável, como sistemas fotovoltaicos, micro centrais hidrelétricas e pequenas turbinas eólicas (Barra; Coury; Fernandes, 2020).

A tendência de aumento da inserção de RED originou o conceito de Microrrede (MR), aqui definida como uma seção do sistema elétrico constituída por REDs e cargas, controladas e vistas pelo SDEE como uma entidade única e independente, capaz de operar conectada a uma rede de distribuição comum, a outras MRs, ou, se necessário, como uma ilha isolada. A implementação de uma MR permite ao consumidor e às concessionárias valerem-se das vantagens dos RED, em adição a um aumento da disponibilidade do sistema em caso de faltas no SDEE ou desligamentos programados (Soshinskaya *et al.*, 2014).

Diversas arquiteturas, topologias e tipos de REDs podem ser aplicadas à microrrede. Mariam, Basu e Conlon (2016) descreve as características de diferentes MRs existentes. Observa-se que a escolha de RED e sistemas de controle é ligada à finalidade da MR e a traços de sua localidade: aumento de resiliência, redução de custo da rede, disponibilidade de fontes renováveis exploráveis, intermitência dos geradores, dentre outros. Apesar das vantagens de uma MR em corrente contínua, tais como menos perdas, possibilidade de redes mais extensas, menores custos, e melhor qualidade de energia, poucas cargas operam desta forma. Em contrapartida, uma MR em corrente alternada é adequada à maioria das cargas, porém, demanda o uso de conversores para a conexão de REDs cuja geração é em corrente

contínua, como sistemas fotovoltaicos. Portanto, estudos sobre a operação de MRs devem considerar o efeito da inserção de dispositivos de eletrônica de potência. Adicionalmente, avanços tecnológicos resultaram na diminuição dos custos de aquisição de sistemas de bateria confiáveis e de grande porte, além de estender sua vida útil, possibilitando que estes sejam considerados bons candidatos à aplicação no SDEE.

Se por um lado a disseminação de tais recursos traz claras vantagens, observa-se que, à medida que a quantidade de RED na rede cresce, tornam-se mais preocupantes os desafios por eles impostos aos sistemas de proteção e controle da rede. Diversos trabalhos detalham as dificuldades encontradas na implementação de MRs, em questões regulatórias e em aspectos técnicos, como Barra, Coury e Fernandes (2020), Brearley e Ramachandran (2017) e Memon e Kauhaniemi (2015).

Um dos desafios mais notáveis e estudados é a adequação da proteção contra curtos-circuitos. A proteção baseada em sobrecorrente, mais convencional, não é adequada para uma MR, visto que, quando esta opera ilhada, a corrente de curto-circuito pode ser muito menor que o valor de *pickup* dos dispositivos instalados, de maneira que uma falta pode não ser detectada. Além disso, a alta penetração de REDs no sistema gera correntes bidirecionais, o que pode causar perda de sensibilidade dos relés quando o RED está a jusante dos medidores (Memon; Kauhaniemi, 2015). Em MR ilhadas, pode haver desbalanço entre a carga e geração, especialmente caso as fontes de energia sejam de comportamento intermitente. Caso a MR seja composta apenas ou majoritariamente de Geradores Baseados em Inversores (GBIs), o controle da frequência é comprometido devido à baixa inércia desses recursos, o que compromete a leitura de medidores cuja frequência de amostragem não seja suficientemente elevada além de tornar as tensões na MR instáveis em regime permanente, e a corrente de curto-circuito é consideravelmente reduzida devido às limitações impostas pelo controle do conversor (Kang *et al.*, 2017).

Diversas estratégias de proteção são propostas na literatura como soluções para os desafios derivados da alta injeção de REDs no sistema ou da operação ilhada da microrrede. Muitos deles fazem uso de sistemas de comunicação ligados à subestação para alteração dos ajustes da curva característica do relé, o que torna esses esquemas custosos de implementar; alguns dos trabalhos avaliados sem uso de comunicação não lidam com a dinamicidade da MR, sugerindo estratégias de proteção pensados para redes estáticas. Poucos artigos discutem o processo manual e pouco prático de parametrização da proteção, que é vital para garantir o bom funcionamento desse sistema (Barra; Coury; Fernandes, 2020). Os trabalhos exploram possibilidades distintas, com uma parte considerável apresentando técnicas baseadas em estruturas de controle específicas (Liu *et al.*, 2017), proteção adaptativa *online* (Nascimento, 2020), ou novas curvas características de atuação do relé com base nos valores de tensão na falta (Jamali; Borhani-Bahabadi, 2018).

Os esquemas de proteção baseados em tensão mostraram-se promissores em detectar

todos os tipos de faltas testados em ambos os modos de operação da MR e de contê-las rapidamente, mantendo os critérios de coordenação e seletividade e sem a necessidade de assistência de um sistema de comunicação, isto é, usando variáveis locais como parâmetros. Contudo, a obtenção dos ajustes dos relés foi realizada de maneira manual nos artigos discutidos. Desse modo, o presente trabalho objetiva avaliar se a obtenção de ajustes otimizados por meio de um algoritmo meta-heurístico pode potencializar o desempenho desses métodos.

1.1 Objetivo do trabalho

O intuito principal desse trabalho é a determinação de uma estratégia otimizada de parametrização da curva de atuação de um relé dependente da tensão, apresentado em Santos (2021).

Como a topologia de uma MR é variável e em constante evolução, a parametrização dos relés deve ser aplicável a diversas disposições de RED e carga, e, caso um cenário não antes avaliado venha a ocorrer, a reparametrização deve ser metódica e eficiente. O algoritmo aplicado foi selecionado com base em sua exigência computacional, facilidade de implementação, e capacidade de encontrar soluções que respeitem as restrições impostas.

Portanto, para a determinação dos ajustes otimizados a serem utilizados pela proteção, será usado o Algoritmo Genético (AG), visto que essa metodologia é facilmente replicável. A estratégia de parametrização proposta utiliza as medidas locais realizadas pelo relé em situações de regime e de falta, e resulta em ajustes aplicáveis a diversas topologias prováveis. Os ajustes obtidos foram comparados aos ajustes manuais apresentados em Santos (2021), a fim de averiguar o desempenho da otimização dos ajustes na melhoria da atuação da proteção para os cenários verificados de operação da MR.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção, foi realizada a avaliação dos desafios observados e soluções propostas em relação à operação e proteção de MRs em corrente alternada. Em seguida, é discutida a aplicação do AG em problemas de otimização relacionados a sistemas de potência, especialmente em redes com alta inserção de REDs.

2.1 Proteção de Microrredes

Em Hooshyar e Iravani (2017) foi avaliada a performance de relés comercialmente disponíveis em diversos cenários de operação de uma MR, para identificação das condições sob as quais esses dispositivos apresentam funcionamento inadequado. Os autores analisaram a capacidade de identificação de faltas e a de determinar sua localização, com o intuito de verificar se são mantidos os critérios de seletividade e coordenação. Observou-se que os dispositivos avaliados ou falharam em detectar a ocorrência de curtos-circuitos, ou determinaram a direção da corrente de falta incorretamente. A natureza do erro do dispositivo foi influenciada pelo tipo de gerador e o tipo de falta, mas os fatores causadores que destacam-se são a corrente de curto-circuito limitada, para GBIs, e a alteração nas frequências da tensão e corrente, no caso dos geradores baseados em máquinas de indução.

Os autores de Sortomme, Venkata e Mitra (2010) apresentaram um esquema de proteção diferencial com relés de sobrecorrente. O método mostrou-se efetivo para vários cenários de funcionamento e topologias da MR, inclusive para faltas de alta impedância. Contudo, é necessário posicionar um relé em cada segmento de linha, junto a um sistema de comunicação entre os dispositivos, o que torna sua aplicação custosa, além de adicionar à rede vulnerabilidade caso haja falha na comunicação (Elmrabet *et al.*, 2018). A alternativa apresentada, de utilizar sensores para substituir alguns dos relés, ainda apresenta dependência em canais de comunicação e custos adicionais em relação a outros esquemas. De forma similar, Liu *et al.* (2017) propõe uma estratégia de proteção multi-agente com controle hierárquico. Cada relé é capaz de reajustar suas configurações com base nas instruções recebidas do controlador central. A coordenação entre relés é garantida dessa maneira, mas depende de um robusto sistema de comunicação, cujas desvantagens já foram mencionadas.

Muitas metodologias implementam a medida da tensão como critério para detecção de falta, visto que essa grandeza não apresenta tanta variação de amplitude mesmo com o ilhamento da MR. Em Nasser, Redfern e Li (2006), as tensões foram avaliadas por meio de um sistema referência rotativo, a partir do qual distúrbios na tensão são representados por um sinal contínuo. Dessa maneira, tem-se uma técnica que independe da magnitude da corrente, o que torna-a especialmente adequada para MR ilhada com alta inserção de GBI.

Apesar desse método ser eficaz em detectar e localizar faltas, ele encontra complicações em faltas fase-fase e fase-terra, já que as formas de onda são distorcidas pela saída dos filtros de extração harmônica dos conversores. Ademais, precisa de comunicação entre relés para determinar a zona de proteção na qual ocorreu o curto-circuito.

Em Wang, Li e Yu (2011), foi apresentada uma metodologia de detecção de falta com base na Transformada de Park das três fases da tensão. O método é eficaz para detecção de todos os tipos de curto-circuito, mas é necessária a reparametrização da proteção caso haja qualquer mudança na topologia da rede. Apesar de um sistema teste ter sido contruído e apresentado no trabalho, não foram apresentados resultados do desempenho da estratégia proposta.

Outra maneira de reduzir o impacto da baixa capacidade de curto-circuito da MR ilhada é o uso da tensão no cálculo da corrente de *pickup*, do tempo de atuação da proteção, ou então do valor da tensão de falta como elemento inicializador da atuação do relé. O artigo Wang *et al.* (2014) fez uso de relés de sobrecorrente controlados por tensão, que mostraram-se efetivos para faltas bifásicas, mas falharam em faltas trifásicas quando a MR opera ilhada por conta da limitação na magnitude da corrente de falta devido à potência dos REDs, podendo não agir mesmo frente a uma falta grave. O estudo não considerou o modo de operação conectado da MR.

Saleh *et al.* (2016) apresentou uma característica de atuação do relé dada por tempo-corrente-tensão. Relés que usam essa curva apresentam significativa redução do tempo de atuação mesmo com o efeito da proximidade a um RED. A determinação dos parâmetros otimizados das curvas de cada relé é feita *offline* por meio de um problema não linear com restrições, o que garante a coordenação e o Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC) entre relés, e a adequação das curvas aos padrões estabelecidos pela Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission*, IEC). O trabalho não detalha a metodologia de otimização aplicada à resolução do problema. Ademais, não há avaliação do efeito da mudança de topologia, e o estudo não é voltado a MRs, portanto, o comportamento da MR ilhada não é avaliado.

Jamali e Borhani-Bahabadi (2017) também descreveu uma nova característica de atuação do relé, inclusive comparando-a à apresentada por Saleh *et al.* (2016). Esse método baseia-se inteiramente em medidas locais, e obteve os mesmos ganhos em desempenho que Saleh *et al.* (2016), com tempos de reação totais ainda mais reduzidos, além de independer de sistemas de comunicação. Os mesmos parâmetros de tempo da curva são mantidos para os casos conectados e ilhados, e foram determinados por meio de um processo de otimização visando minimizar o tempo total de atuação dos relés, onde a função objetivo foi modelada como um problema não linear. Entretanto, a configuração da corrente do relé depende de conhecimento prévio sobre as possíveis disposições de RED na MR, de maneira que alterações inesperadas a sua topologia podem prejudicar a performance ótima

da técnica. Além disso, não há geradores baseados em inversores na MR estudada. O processo de otimização não foi detalhado.

O artigo Mishra, Pradhan e Bajpai (2021) propôs outra curva tridimensional tempo-corrente-tensão para cálculo do tempo de atuação, usando as componentes positivas das medidas de tensão e corrente, cujo comportamento é mais previsível em todos os modos de atuação de uma planta fotovoltaica. A coordenação entre relés obtida com este método foi superior à coordenação entre relés com características mais usuais em diversos casos testados. O sistema estudado era uma seção do SDEE com plantas fotovoltaicas, e não uma MR, de maneira que não foi estudada a possibilidade de ilhamento.

Em Jamali e Borhani-Bahabadi (2018), foi apresentada uma nova característica, dada em função da tensão de curto-circuito e sem necessidade de conhecer a distribuição de RED na rede, com resultados promissores de coordenação e seletividade sob quaisquer condições de falta. Um curto-circuito é identificado por meio da detecção de ou subtensão, ou sobrecorrente, e/ou falta de alta impedância. Como o tempo de operação do relé é individual e depende apenas das medidas locais, sem conhecimento dos outros dispositivos de proteção, a coordenação entre eles pode ser comprometida em casos nos quais a tensão em falta tenha magnitude similar frente à falta. Ademais, a metodologia de detecção de falta pode levar a atuação indevida dos relés - por exemplo, a ocorrência de uma falta em um ramal lateral leva a queda de tensão lida pelo relé, que pode ser ativado nesta instância.

Santos, Tsutsumi e Vieira (2023) avalia as metodologias de sobrecorrente usuais comparadas à característica de Jamali e Borhani-Bahabadi (2018), e propõe um novo conjunto de critérios de atuação, de maneira a reduzir o risco de atuações incorretas. O relé proposto atua somente caso as condições de tensão e corrente sejam atendidas de forma simultânea, assegurando a ocorrência de uma falta em sua zona de atuação. Dessa forma, maior seletividade e menos atuações indevidas foram observadas em relação ao artigo anterior, com um método cuja efetividade é garantida independentemente de um sistema de comunicação e para diversas disposições de RED na MR, ilhada ou conectada. Os parâmetros de curva dos relés foram determinados manualmente com base nas classificações de curvas da IEC e as magnitudes de tensão e corrente durante a operação do sistema, de acordo com as etapas descritas por Jamali e Borhani-Bahabadi (2018). Os limiares de corrente e tensão foram determinados por meio da avaliação da operação do sistema. Não houve uso de uma metodologia otimizada para determinação dos parâmetros, tornando o processo de parametrização majoritariamente manual e demorado.

2.2 Otimização de Ajustes de Sistemas de Proteção

A utilização do AG e de outros métodos meta-heurísticos na parametrização é um tópico de diversos estudos. De maneira geral, engenheiros determinam ajustes de relés por

meio de tentativa e erro ao tratar de estratégias menos convencionais para as quais não há uma metodologia bem definida de parametrização, de forma que este processo é demorado e pode não ser preciso, especialmente em redes extensas ou com muitas ramificações, ou aquelas que operam com diversas topologias e cenários de geração, tal qual é o caso de uma MR (El-kordy; El-Fergany; Gawad, 2021). Buscas exaustivas são inviáveis, visto que o espaço de soluções pode incluir milhares de elementos. Portanto, metodologias inteligentes e envolvendo o uso de algoritmos de otimização são frequentemente sugeridas na literatura.

Um algoritmo meta-heurístico visa determinar uma solução aceitável para um dado problema, aplicando potenciais soluções aleatórias a uma Função Objetivo (FO) para minimizá-la ou maximizá-la até cumprir algum critério de parada. São amplamente aplicados devido a sua simplicidade, flexibilidade e sucesso, demonstrando desempenhos superiores a técnicas menos sofisticadas que baseiam-se apenas em aleatoriedade. Contudo, é comum que os sistemas elétricos modelados operem sob condições idealizadas que pouco refletem as diversas topologias possíveis, de maneira a simplificar a realização de simulações sob o custo de reduzir a verossimilhança do modelo usado (Valencia-Rivera *et al.*, 2024).

A utilização desses algoritmos é especialmente interessante em instâncias em que certas alterações da topologia da rede são esperadas e têm efeito notável sobre o sistema de proteção, como é o caso da MR. Diversos algoritmos meta-heurísticos apresentam desempenho excelente, oferecendo soluções ágeis e que necessitam de pouca interferência do engenheiro durante o processo. Em adição a esses pontos, Santos-Ramos *et al.* (2023) também verificou que esses algoritmos são eficazes na parametrização de características não-tradicionais.

A revisão da literatura realizada por El-kordy, El-Fergany e Gawad (2021) apontou que os principais elementos avaliados pelos pesquisadores que aplicam meta-heurística ao estudo de proteção em SDEE são a formulação da FO, a garantia de coordenação entre relés, curvas de dano térmico dos equipamentos, e o efeito de RED na detecção e extinção de faltas.

Um exemplo de estudo realizado com base em métodos meta-heurísticos aplicados à parametrização de sistemas de proteção é Darabi, Bagheri e Gharehpetian (2020). Os autores apresentaram uma nova característica para relés de sobrecorrente direcionais em redes malhadas, usando o algoritmo de evolução diferencial para coordená-los e minimizar os tempos de atuação. Os tempos mínimos de *trip* devido a limitações físicas foram tomados como restrições do problema. A curva de tempo de atuação depende da corrente de *pickup*, da corrente de falta e da tensão de falta. A MR utilizada só possui RED do tipo Gerador Síncrono (GS), cuja contribuição de corrente de curto-circuito é elevada. Os resultados obtidos foram satisfatórios, e a coordenação da proteção foi garantida para duas MR de diferentes dimensões e com alta inserção de GS.

2.2.1 Algoritmo Genético

Goldberg (1989) define o AG como um algoritmo de busca, cujos princípios são baseados no funcionamento da seleção natural e genética. A cada iteração, uma população aleatória de pontos no espaço de soluções é gerada. A partir de comparações do valor da FO, determina-se quais indivíduos são mais adequados, e a próxima geração será composta destes e de outros gerados por cruzamento e mutação dos indivíduos selecionados. Os termos utilizados em relação ao AG estão definidos na Tabela 1.

Tabela 1 – Definições dos principais termos usados nos trabalhos referentes ao Algoritmo Genético. Adaptado de Nascimento (2020).

Termo do AG	Significado	Motivação
Indivíduo	Candidato a solução da FO	–
Função Adaptação	Medida da adequação do indivíduo como solução	–
Cromossomo	Representação do indivíduo	–
Gene	Componente do cromossomo cujas características são mensuráveis no sistema	–
População	Conjunto de indivíduos ou cromossomos	–
Geração	Iteração	–
Codificação	Representação dos cromossomos de maneira manipulável pelo algoritmo	Permite expressar problemas complexos em um espaço numérico normalizado
Decodificação	Tradução das soluções codificadas	–
Diversidade	Variação observável entre a população	Uma geração com grande diversidade impede que o algoritmo convirja para uma solução puramente local
Cruzamento ou <i>Crossover</i>	Operação que gera novos indivíduos a partir da combinação de dois "pais"	Ajuda a geração seguinte a manter-se na proximidade de boas soluções
Mutação	Alteração aleatória dos cromossomos	Evita convergência precoce, aumenta a diversidade
Elitismo	Reintrodução do indivíduo de maior aptidão de uma geração para a seguinte	Mantém a memória de soluções com bom desempenho

A mecânica de mutação e exploração do espaço de soluções por meio de populações e não de pontos minimiza a ocorrência de convergências prematuras em soluções locais. O AG apresenta menor exigência computacional que métodos baseados em cálculo diferencial, visto que busca soluções discretizadas finitas na forma de indivíduos, e não em um espaço

contínuo infinito. Além disso, não depende da existência ou conhecimento de derivadas da FO, tornando-o simples de expressar matematicamente e em código, além de permitir sua aplicação em problemas que não podem ser expressados por meio de funções deriváveis. Por fim, suas regras de transição são probabilísticas, o que também evita que as soluções convirjam prematuramente.

O artigo Masereka, Kitagawa e Takeshita (2019) avaliou duas FOs para minimizar a somatória dos tempos de atuação dos relés utilizando o AG. A primeira FO considera as penalidades por erros de coordenação como uma diferença quadrática entre os tempos de atuação do relé primário e secundário, o que resultou em influência mínima do termo no resultado. Ao reescrever a relação, a FO resultante apresentou desempenho superior e implementação mais simples, exigindo menos memória computacional. Dessa forma, os autores argumentam que FOs mais simples, com coeficientes bem definidos e menos termos, são melhor aplicadas para este problema.

Em Oliveira (2010), o autor reitera o trabalho manual extenso realizado para realização dos estudos de coordenação, especialmente para redes cuja operação é dinâmica, e apresenta a utilização de algoritmos inteligentes como uma forma mais robusta e confiável de realizar este procedimento. Artigos anteriores já haviam explorado o uso de AG nessa instância. O autor define o problema como a determinação da curva característica de n relés, garantindo coordenação e velocidade de atuação. Assim como em Masereka, Kitagawa e Takeshita (2019), duas formulações matemáticas foram sugeridas, e a com menos termos e coeficientes mais bem definidos foi apontada como a mais vantajosa. Os relés avaliados eram de sobrecorrente, sem direcionalidade, e a rede era um SDEE sem RED. O AG convergiu rapidamente, com poucas iterações em todas as execuções, resultando em coordenação entre a maioria dos relés na maior parte das execuções.

Nascimento (2020) propôs um sistema adaptativo de parametrização usando o algoritmo microgenético, uma variação do AG com populações reduzidas e maiores índices de mutações e aleatoriedades para acelerar a convergência demandando menos memória computacional. Na ocorrência de quaisquer alterações na disposição ou operação da rede, o controlador central usa medidas locais dos relés de sobrecorrente direcionais para recalcular seus ajustes. A FO é similar em conceito às já discutidas, e a rede é uma seção do SDEE com inserção de RED (dois geradores síncronos e um sistema fotovoltaico). A vantagem da filosofia adaptativa é a capacidade de adequar a proteção a qualquer alteração de topologia da rede; contudo, mesmo com o uso do algoritmo microgenético, o tempo de processamento pode ser demasiado para redes com disposições complexas ou grandes cadeias de relés a serem coordenadas. Além disso, assim como outros esquemas de proteção adaptativa, há dependência em um sistema de comunicação robusto e rápido.

Singh e Gupta (2012) aplica o AG para realizar a parametrização do *Time Dial Setting* (TDS) de relés de sobrecorrente direcionais. Primeiramente, os pares de relés

primário/secundário são definidos, e as correntes de linha são determinadas por meio do estudo do fluxo de carga. As correntes de falta são calculadas por meio da simulação de curtos-circuitos, e a corrente de *pickup* é estabelecida como 1,5 vezes a corrente de carga, como usualmente realizado na parametrização da proteção convencional. Em seguida, o AG, implementado em MATLAB, é usado para determinar os valores ótimos de TDS. A coordenação foi garantida, e o tempo de atuação total dos relés foi reduzido com essa metodologia. Apesar disso, o artigo não inclui estudos de redes com RED ou microrredes.

3 METODOLOGIA

A MR utilizada para estudos foi modelada no *software* ATP (*Alternative Transients Program*). Por meio deste mesmo programa foram aplicadas faltas variadas com o fim de construir um banco de dados de medidas lidas pelo sistema de proteção para cada condição de curto-circuito em topologias distintas. O modelo do relé baseado em tensão foi caracterizado por meio do MATLAB.

Fez-se, também, o equacionamento das características do relé, tais como tempo de atuação, acurácia, seletividade e coordenação, a fim de descrever o problema de otimização de maneira matemática, para então expressá-lo computacionalmente e, por fim, aplicar o algoritmo de otimização por meio do MATLAB.

3.1 Características do Sistema Teste

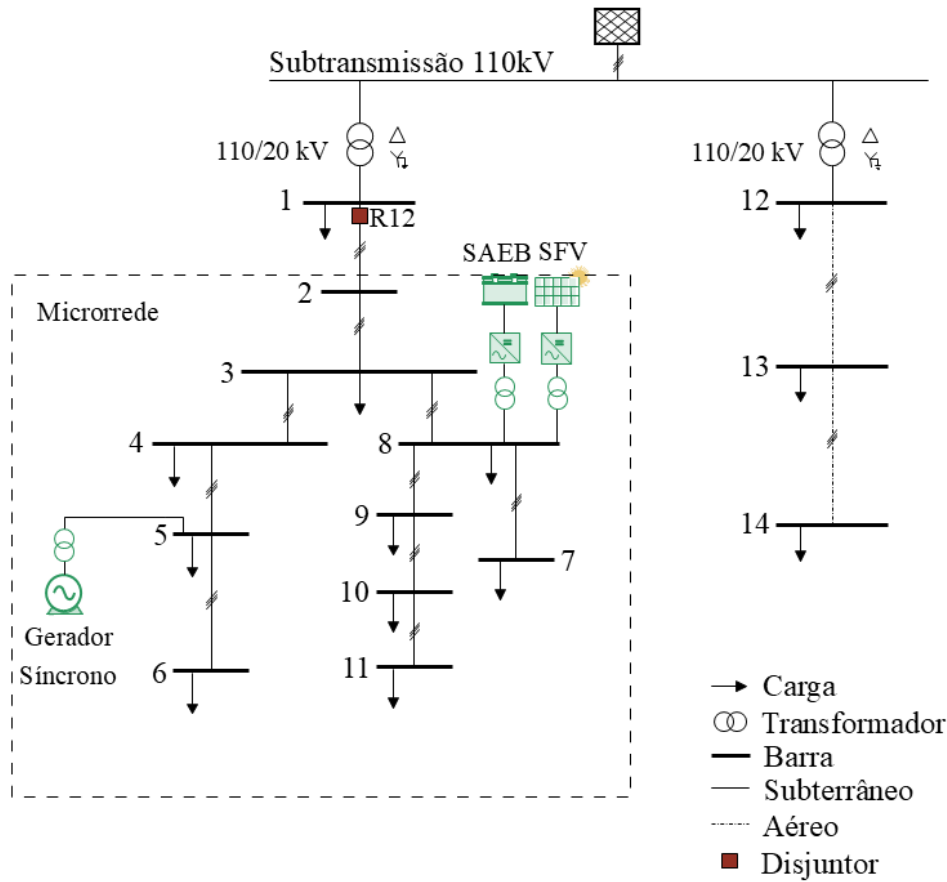
A MR estudada é baseada no sistema do CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) de 14 barras, sendo originalmente uma rede de média tensão no sul da Alemanha. Suas características de frequência foram alteradas de 50 Hz para 60 Hz para adequar-se à utilizada no Brasil. Os parâmetros de controle, das cargas e das linhas foram baseados nos usados em Santos (2021), com alterações devido a disparidades no *software* utilizado. As cargas foram representadas como unidades de impedância constante, por meio de um modelo RL.

A disposição das cargas, RED e relés pode ser vista no diagrama unifilar na Figura 1. O sistema consiste em dois alimentadores, denominados Alimentador 1 e Alimentador 2, totalizando 14 barras. No Alimentador 1, com 11 das barras, há três REDs: um Gerador Síncrono (GS), um Sistema Fotovoltaico (SFV), e um Sistema de Armazenamento de Energia a Bateria (SAEB). O GS está conectado à barra 5, enquanto o SFV e o SAEB estão na barra 8. Os parâmetros dos REDs aqui apresentados não se alteram ao longo da operação estudada. A carga contida na rede é de 24,14 MW e 6,07 MVar. A MR estudada corresponde à área a jusante da chave R12, cuja abertura resulta na operação ilhada, e engloba uma carga total de 4,32 MW e 1,43 MVar.

3.1.1 Gerador Síncrono

O GS modelado tem potência nominal igual a 5 MVA, tensão nominal de 6,6 kV e funciona a 60 Hz. No ATP, utilizou-se um modelo já existente de máquina síncrona, com malhas de controle modeladas em MODELS. O controle em questão muda de acordo com o estado da MR, por meio de uma variável booleana conectada ao estado da chave R12, realizando controle de potência ativa e reativa (PQ) quando esta está conectada, e

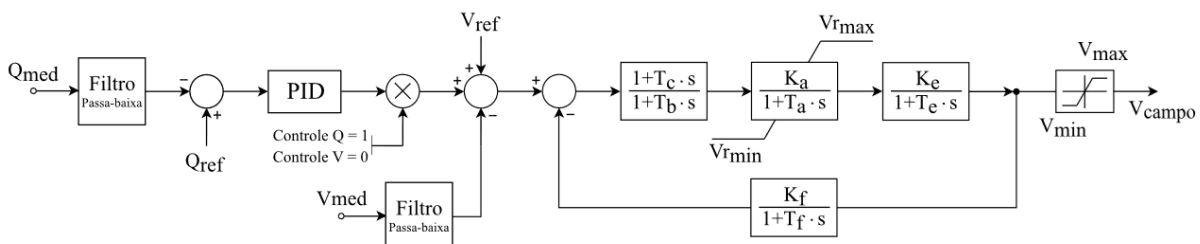
Figura 1 – Esquemático da MR estudada. Fonte: Santos (2021)



controlando tensão e frequência (Vf) quando a MR está ilhada.

A malha de controle de potência reativa e de tensão com excitatriz ST1C pode ser vista na Figura 2, cujos parâmetros estão detalhados na Tabela 2. O controle é realizado em função da potência reativa, caso a MR esteja conectada, ou da tensão, com a MR ilhada. Na malha, as constantes de tempo são: T_c , de derivação para redução de transitórios, T_b , de integração para redução de transitórios, T_a , do regulador; T_e da excitatriz; e T_f de amortecimento. Os ganhos são: K_a do regulador; K_e da excitatriz; e K_f de amortecimento. Os limites inferior e superior da excitatriz são V_{min} e V_{max} , e do regulador são V_{rmin} e V_{rmax} . Os valores medidos passam pelo filtro de primeira ordem a fim de reduzir ruído.

Figura 2 – Controle QV do gerador síncrono. Fonte: Santos (2021)



A Figura 3 mostra o controle de velocidade do GS, realizado em função da potência ativa, com a MR conectada, ou da frequência, com a MR ilhada. K_1 é o ganho de malha direta, R o ganho dado pela queda de velocidade, P_{mec} a potência aplicada ao eixo do GS, e P_{med} e ω_{med} os valores medidos de potência e velocidade. Os valores dos ganhos e limiares são apresentados na Tabela 3.

Figura 3 – Controle $P\omega$ do gerador síncrono. Fonte: Santos (2021)

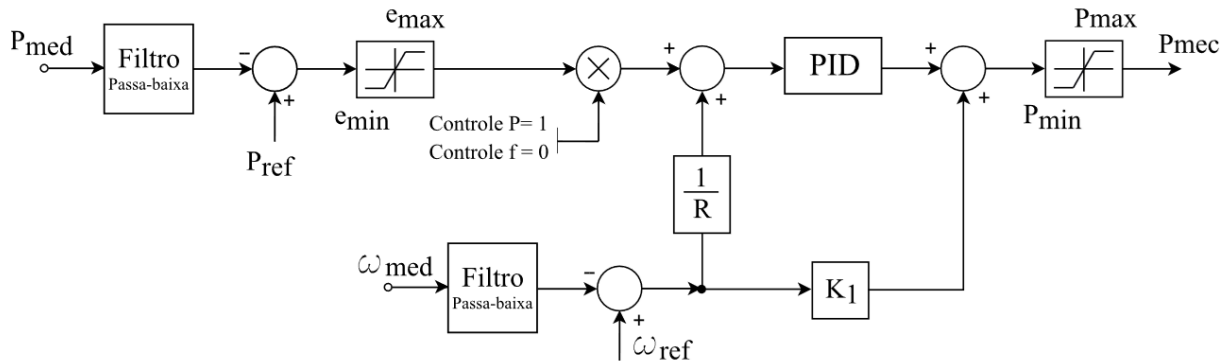


Tabela 2 – Valores dos ganhos e constantes de tempo do regulador de excitação do GS

Parâmetro	Valor
T_c	0 s
T_b	0 s
K_a	250
T_a	0,001 s
K_e	1
T_e	0,01
K_f	1
T_f	1 s
V_{rmin}	-5 p.u.
V_{rmax}	8 p.u.
V_{min}	0 p.u.
V_{max}	3 p.u.

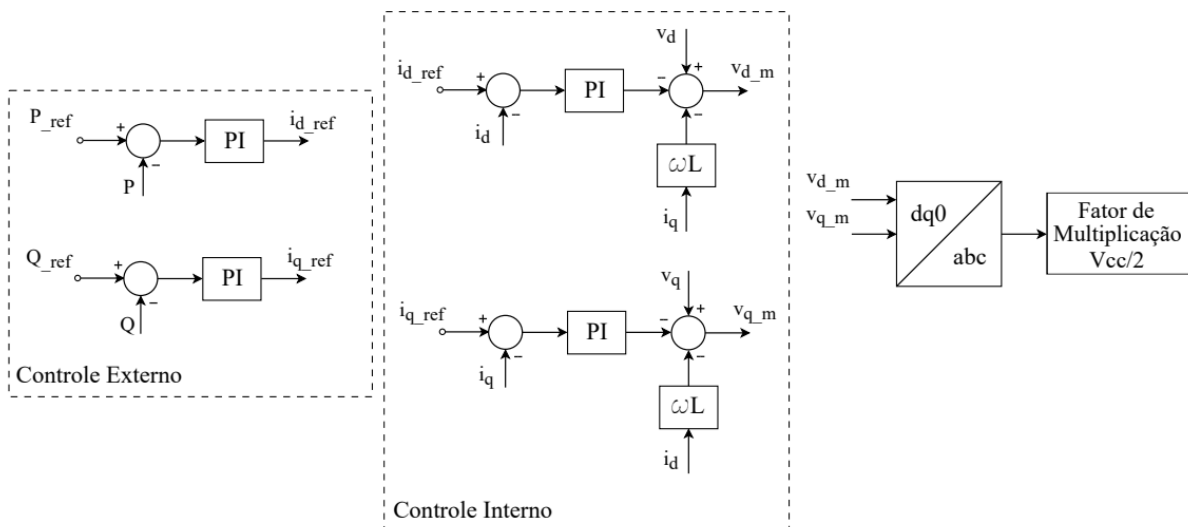
Tabela 3 – Valores dos ganhos e constantes de tempo do regulador de velocidade do GS

Parâmetro	Valor
R	40
K_1	1
K_p	120
K_i	80
K_d	0,0001
P_{min}	0,01 p.u.
P_{max}	1,5 p.u.

3.1.2 Sistema Fotovoltaico

O SFV possui potência nominal de 5 MW, considerando a operação em irradiação solar de 650 W/m^2 à temperatura de 25° C . Neste trabalho, considerou-se que fornecerá 1 MW à microrrede. Foi utilizado o modelo médio do conversor, que substitui o chaveamento dos elementos de eletrônica de potência por fontes de tensão controladas, o que reduz o esforço computacional exigido, visto que não há necessidade de tamanho detalhamento deste componente para um estudo com foco em proteção, bastando que o atraso gerado pelas malhas de controle seja representado.

Figura 4 – Controle PQ do inversor. Fonte: Santos (2021)



A malha de controle do conversor, vista na Figura 4, divide-se em duas. A malha de controle externa recebe medidas de potência ativa e reativa, a partir das quais calcula os valores de corrente de eixo direto e de quadratura, que são utilizados como entradas da malha interna, que determina os valores das tensões de eixo direto e de quadratura. Em seguida, uma transformada de Park reversa resulta nos fatores de multiplicação da tensão do elo CC, que controla as fontes de tensão do modelo médio.

3.1.3 Sistema de Armazenamento de Energia a Bateria

O SAEB usado tem potência de 1 MW, e sua capacidade de armazenamento é equivalente a 1 MWh. É conectado na rede por meio de um conversor *Buck/Boost*, cujo controle simula o carregamento e descarregamento das baterias. No modelo aqui construído, o SAEB foi representado por meio de um modelo médio similar ao do SFV, com um inversor operando por meio da mesma malha de controle. Como a operação do SAEB sendo carregado tem efeito similar ao de uma carga, optou-se por representá-lo sempre em operação de descarga, de maneira que haja contribuição para a corrente de falta.

3.2 Configurações do Sistema Teste

Com o intuito de garantir que os ajustes determinados sejam válidos frente a mudanças de topologia da MR, foram consideradas diferentes configurações desta durante a parametrização e testes dos ajustes, como descrito na Tabela 4.

Tabela 4 – Cenários de operação da microrrede

Cenário	Modo de Operação	REDs conectados
BASE	Conectado	Nenhum
RED1	Conectado	GS, SFV, SAEB
GS1	Conectado	GS
RED0	Ilhado	GS, SFV, SAEB
GS0	Ilhado	GS

3.3 Aplicação de Falhas

Para realização da parametrização dos relés com o AG, e subsequente validação dos ajustes encontrados, foram aplicadas faltas simétricas e assimétricas com diferentes resistências, com o intuito de verificar a seletividade do relé parametrizado para curtos-circuitos com diferentes valores de tensão e corrente resultantes. As faltas foram aplicadas conforme descritas na Tabela 5. Os curtos-circuitos analisados tiveram duração de 1 s.

Tabela 5 – Tipos de faltas aplicadas

Tipo de falta	Operação	Barra em falta	Resistência de falta (Ω)
FT, FF, FFT, FFF	Conectado	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11	0, 20, 40
FT, FF, FFT, FFF	Ilhado	2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11	0, 20, 40

Após a aplicação das faltas, as saídas obtidas passaram por tratamento e normalização feitos no MATLAB. Ao todo, 636 casos de falta foram simulados, sendo 192 destes utilizados para o processo de otimização, 31% do total, e os outros para validação. Também foram simulados 22 casos de chaveamento de carga, nos cenários BASE e RED1, todos esses utilizados na parametrização. A divisão foi a descrita na Tabela 6.

Tabela 6 – Divisão de finalidade dos casos simulados

Falta	Cenários	Finalidade
FT, FFF	BASE, RED1	Otimização com o AG Ajuste conectado
FT, FFF	RED0	Otimização com o AG Ajuste ilhado
FT, FFF	GS1, GS0	Validação dos ajustes
FF, FFT	BASE, RED1, GS1, RED0, GS0	Validação dos ajustes

A seleção de casos utilizados para parametrização foi realizada de maneira a adequar os conjuntos de ajustes a faltas de maior severidade (FFF) e a faltas de menor severidade mais comuns em uma rede de distribuição (FT). Foram usadas as três resistências de falta consideradas, tal que os dados apresentados ao AG englobam a menor e a maior corrente de falta esperada.

Como o intuito principal deste trabalho é a apresentação de um método funcional de parametrização com uso de um algoritmo de otimização, pouco tempo foi dedicado a determinar a quantidade mínima de dados que resultaria em parâmetros adequados, visto que optou-se por fornecer ao algoritmo dados variados para avaliar mais detalhadamente a eficácia da FO e diferentes limiares na efetividade do AG. Porém, a redução do número de casos necessários para o processo seria vantajosa, haja vista que diminuiria o tempo computacional requerido tanto na realização de simulações quanto na otimização.

3.4 Relé Baseado em Tensão

O relé estudado é o mesmo aplicado em Santos, Tsutsumi e Vieira (2023). Sua operação é feita de forma direcional, de maneira que há relés de fluxo direto e reverso, cujas direcionalidades e posições são os indicados na Figura 5. Por simplificação, considerou-se que o elemento responsável pela determinação da direcionalidade da corrente lida pelo relé funcionou corretamente em todos os casos.

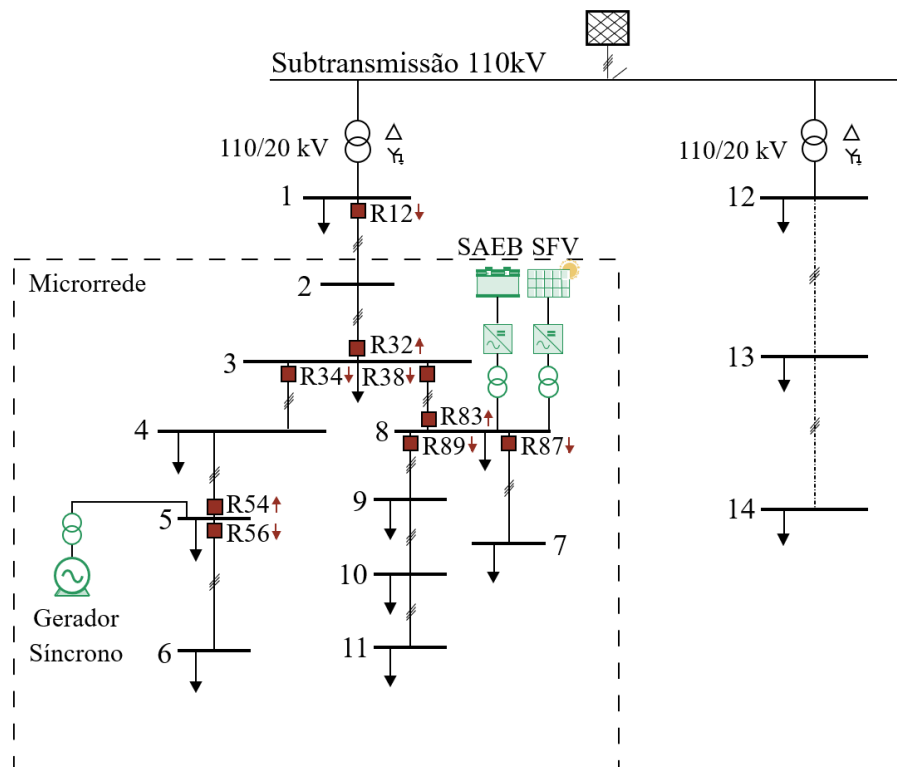


Figura 5 – Posição dos relés na MR. Fonte: Santos (2021)

Seu tempo de atuação é calculado para dados parâmetros por meio das seguintes relações:

$$t_{rele} = TDS \frac{A}{\left(\frac{1}{K}\right)^p - 1} \left(\log_2 \frac{1}{K}\right) \frac{1}{K} + D \quad (3.1)$$

$$K = \left(\frac{V_{sc}}{2} \left(1 - \frac{V_{sc}}{2}\right)\right)^m \quad (3.2)$$

Em que V_{sc} é a tensão de falta medida, TDS o ajuste de tempo do relé, D o tempo mínimo para atuação. A, m, p são parâmetros da curva, ajustados, a priori, manualmente.

O elemento de detecção da falta atua como descrito na Figura 6:

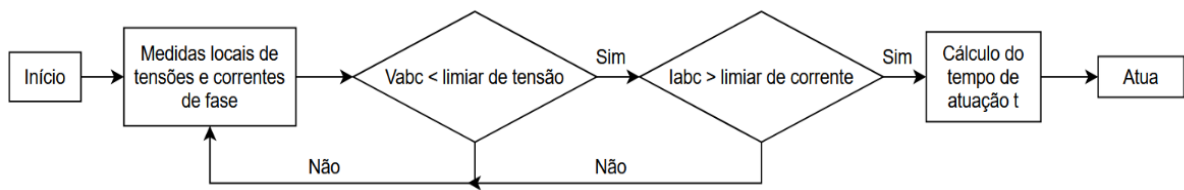


Figura 6 – Elemento inicializador do relé. Adaptado de Santos, Tsutsumi e Vieira (2023)

As medições de corrente e tensão são feitas por meio de transdutores. A relação de transformação dos transformadores de potencial é de 12 para todos os relés. Para os Transformadores de Corrente (TCs), tem-se as relações dadas na Tabela 7.

Relé	TC
R-32	125
R-34	50
R-38	60
R-54	40
R-56	20
R-83	60
R-87	15
R-89	50

Tabela 7 – Relação de transformação dos TCs dos relés

Devido a forma com que as simulações de falta e proteção foram realizadas, atuações sequenciais não são realizadas. Isto é, não foi considerado o caso em que, ocorrida uma falta na barra 9, R-89 atue e somente depois R-38, por exemplo. Assim, cada relé terá seu tempo de atuação apresentado com base no intervalo definido pela equação (3.1) para o valor de V_{sc} medido logo após a ocorrência da falta, sem alterações causadas pela interferência de outros elementos da proteção. Portanto, a presente análise pode ser melhor interpretada, em termos práticos, como a averiguação do bom funcionamento ou não da proteção secundária em caso de defeito na proteção primária.

Deve ser ressaltado que não foi considerada a possibilidade de erros devido à direcionalidade, portanto, não foi estudado o comportamento do algoritmo frente a falhas do método direcional. O software utilizado apresentou erros numéricos nos valores durante a falta decorrentes da capacitância elevada das linhas de transmissão subterrâneas. Como esse erro afetou a proteção a jusante da falta, foi possível contorná-lo na maioria dos casos ao impor funcionamento ideal da direcionalidade ao relé.

3.5 Parametrização Manual

A parametrização manual aqui aplicada segue o método proposto em Santos, Tsutsumi e Vieira (2023). Como o sistema elétrico de teste é o mesmo, os mesmos parâmetros do trabalho original foram utilizados, com as devidas alterações para adequá-los numericamente. Deve-se ressaltar que há diferenças de desempenho causadas pela mudança do sistema, modelado aqui em ATP e no artigo citado em PSCAD.

O procedimento descrito em Santos, Tsutsumi e Vieira (2023) é realizado da seguinte maneira:

- Os parâmetros m e TDS dos relés diretos primários são definidos por meio de faltas simétricas no fim de cada alimentador, usando o cenário BASE;
- A proteção de retaguarda tem m e TDS definidos de maneira a garantir coordenação;
- Define-se m_{il} da proteção secundária usando o cenário RED0, limitando $m_{il} \leq m$;
- Os relés reversos são parametrizados com a aplicação de faltas trifásicas aplicadas no ponto de acoplamento da MR com a rede, em operação ilhada;
- Os limiares de corrente são 1,5 p.u. da corrente de carga, na operação conectada, e 1 p.u., na operação ilhada;
- Os limiares de tensão são 1 p.u. na operação conectada e 0,85 p.u. na operação ilhada.

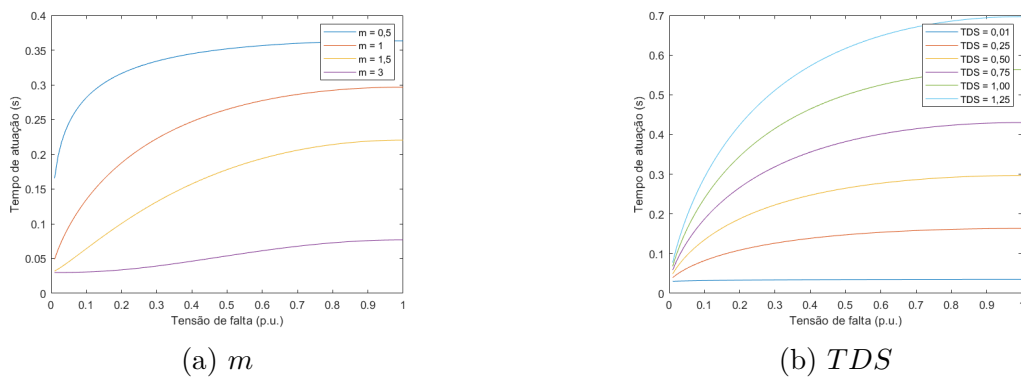
3.6 Formulação da Função Objetivo

A parametrização do sistema de proteção deve seguir alguns princípios: confiabilidade, seletividade, coordenação, atuação rápida, e simplicidade. Esses requisitos tornam esse um processo complexo e demorado quando realizado de forma manual, por meio de estudos extensivos e do método de tentativa e erro. Contudo, qualquer automatização ou otimização desse trabalho só pode ser considerada se atende a todos esses itens para garantia de bom funcionamento dos relés ajustados.

Portanto, a FO deverá atender esses fins. Em outras palavras, o AG deverá minimizar o tempo de atuação a partir da ocorrência da falta de todos os relés da MR, enquanto

garante coordenação entre relés para qualquer tipo de falta ou topologia e a não atuação da proteção para faltas fora de sua zona de atuação. As variáveis a serem otimizadas são os parâmetros TDS e m , junto aos limiares de tensão e corrente. O efeito da variação dos ajustes nas curvas de tempo de atuação do relé pode ser observado nas Figuras 7(a) e 7(b). Esses parâmetros são utilizados no estudo de coordenação entre relés, com o intuito de garantir que o espaçamento entre as curvas dos relés primário e secundário seja sempre igual ou superior ao Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC) mínimo exigido de 200 ms. A determinação dos parâmetros V_{th} e I_{th} , os limiares, é feita para minimizar o tempo de detecção de falta, o que leva esta a ser extinta mais rapidamente, além de garantir confiabilidade, segurança e seletividade do relé.

Figura 7 – Efeito da variação dos parâmetros nas curvas de atuação



Em termos genéricos, a FO pode ser escrita por meio das seguintes relações:

$$FO = \min \alpha \sum erro_i \quad (3.3)$$

$$t_i < 100ms \quad (3.4)$$

$$t_{i+1} - t_i > 200ms \quad (3.5)$$

$$0 < TDS_i < 5 \quad (3.6)$$

$$0 < m_i < 3 \quad (3.7)$$

$$V_{th} < V_{ub} \quad (3.8)$$

$$I_{th} > I_{lb} \quad (3.9)$$

A FO dada na equação (3.3) descreve, para um relé i , a minimização da soma entre a somatória dos tempos de atuação e a somatória das atuações consideradas incorretas ou não atuações do relé, ponderadas por constantes α e β determinadas por tentativa e erro. A equação (3.4) indica que o tempo de atuação de um relé primário t_i deve ser inferior a 100 ms, enquanto a equação (3.5) indica que o relé secundário, cujo tempo de atuação é t_{i+1} , deve agir com ao menos 200 ms de atraso em relação ao relé primário. As restrições

(3.6) e (3.7) são os limiares inferior e superior dos parâmetros da curva, para todos os cenários considerados. Por fim, as equações (3.8) e (3.9) indicam que o valor de V_{th} possui um limiar superior V_{ub} , enquanto o valor de I_{th} possui um limiar inferior I_{lb} , considerados os valores limite para detecção da falta no cenário avaliado.

Deve-se observar que, na parametrização manual, foi considerado que $m_{il} \leq m$. Essa limitação resulta em tempos de atuação menores para faltas menos graves quando a MR está ilhada, reduzindo o tempo de atuação total da proteção, além de reduzir o espaço de busca na determinação dos ajustes dos relés. Contudo, por experimentação, concluiu-se que essa restrição prejudicava o desempenho do AG, ao excluir possíveis soluções de melhor aptidão, portanto, foi desprezada na otimização.

Nesse contexto, foram considerados erros: a não atuação de um relé frente a uma falta em sua zona de proteção; tempo de atuação calculado superior a 1 s; valores de ITC inferiores a 200 ms; e a atuação indevida de um relé para uma falta fora de sua zona. Dessa maneira, o relé deverá estar sensibilizado para qualquer falta em sua zona, mas não responderá àquelas que ocorram em ramais laterais. A Tabela 8 mostra a sequência de atuação esperada para uma falta em cada barra quando o sistema está conectado e com todos os REDs, assim como quais faltas estão dentro ou fora das zonas de atuação de cada relé. Nessa tabela, P denota proteção primária, S denota secundária ou de retaguarda, e T denota terciária.

Relé	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
R-32	P	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R-34	-	-	-	P	P	S	-	-	-	-	-
R-38	-	-	-	-	-	-	S	P	S	S	S
R-54	S	S	P	P	-	-	T	S	T	T	T
R-56	-	-	-	-	-	P	-	-	-	-	-
R-83	S	S	P	S	S	T	-	-	-	-	-
R-87	-	-	-	-	-	-	P	-	-	-	-
R-89	-	-	-	-	-	-	-	-	P	P	P

Tabela 8 – Exemplo de sequência de atuação de cada relé em relação à barra de ocorrência da falta

3.7 Formulação Computacional do Algoritmo Genético

3.7.1 Representação das Variáveis

Como mencionado na Tabela 1, cada potencial solução, denominada indivíduo, é representada por meio de cromossomos. Neste trabalho, o cromossomo é representado computacionalmente por um vetor, em que cada elemento é o valor tomado por uma das variáveis alteradas no problema de otimização. A equação (3.10) mostra o cromossomo utilizado, que representa os parâmetros de um relé.

$$cromossomo = [m \quad TDS \quad V_{th} \quad I_{th}] \quad (3.10)$$

Os limiares das variáveis otimizadas utilizados para cada condição são os apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Limiares aplicados ao problema de otimização para cada FO e modo de operação

Operação		m	TDS	V_{th} (p.u.)	I_{th} (pu)	I_{th} (p.u.) Reversos	ITC (ms)
Conectado	Limiar inferior	0	0	0,8	1,1	0,4	200
	Limiar superior	3	5	1	3	3	300
Ilhado	Limiar inferior	0	0	0,8	0,4	0,1	200
	Limiar superior	3	5	1	3	1,1	300

3.7.2 Função Adaptação

A implementação computacional do problema de otimização trabalhado foi desenvolvida por meio do software MATLAB, que oferece um *solver* de problemas não-lineares usando o AG. Os ajustes otimizados são selecionados por meio da minimização da Função Adaptação (FA) que mede a adequação de cada indivíduo à FO apresentada em 3.3, sendo aplicada a cada relé da rede.

Cada cromossomo determina uma curva de atuação do relé. Avalia-se, para os casos selecionados para a parametrização tal como descritos na Tabela 6, se essa curva leva o relé a agir dentro das condições desejadas de detecção de falta e tempo de atuação. Os erros de atuação encontrados determinam a aptidão de cada indivíduo por meio da FA.

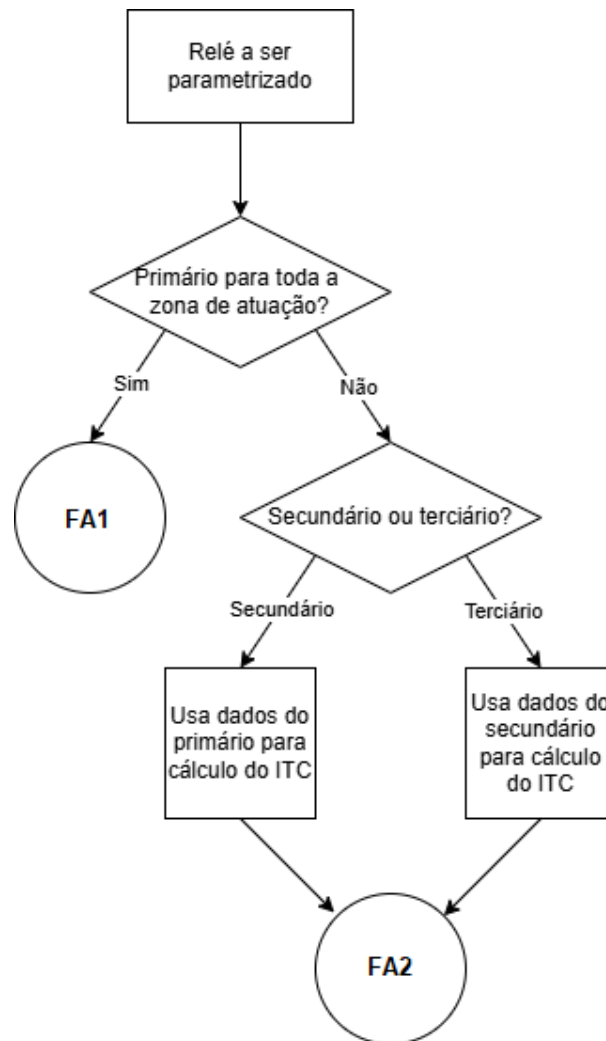
A FA, com os pesos numéricos utilizados e os limiares aplicados, é a seguinte:

$$FA1 = 0,5 \frac{0,7e_{na} + 0,3e_t}{C_a} + 0,5 \frac{e_d}{C_d} \quad (3.11)$$

$$FA2 = 0,4FA1 + 0,6 \frac{e_{ITC}}{C_c} \quad (3.12)$$

Em que e_{na} é a quantidade de casos em que o relé deixa de atuar para uma falta em sua zona de atuação, ou só atua após o fim da falta; e_t indica atraso de atuação de um relé somente primário, que deve atuar dentro de 100 ms, sendo desprezado para proteção de retaguarda. A variável e_d é a quantidade de atuações para faltas fora da zona de atuação ou em casos nos quais não ocorreu falta. C_a indica a quantidade de casos lidos pelo programa nos quais o relé deverá atuar, e C_d é o restante. A variável e_{ITC} indica atuações em violação do ITC, e C_c é a quantidade de casos em que o relé não é o primário. A equação (3.11) foi utilizada para relés primários, enquanto a equação (3.12) foi utilizada para os demais, com a consideração de que e_t é desprezado para relés terciários, visto que esta limitação impossibilitaria a convergência do AG em ajustes que mantenham o ITC. A seleção de FA a ser aplicada ao programa de otimização pode ser vista na Figura 8.

Figura 8 – Lógica de seleção da função adaptação para cada relé



O problema e suas condições foram subdivididos em adequação às características particulares de cada relé, a saber, sequência de atuação para faltas em uma dada barra, modo de operação da MR e direção de leitura da corrente. Cada relé é classificado de acordo com a última posição que toma em uma sequência de atuação, como definido na Tabela 10, e o programa recebe os ajustes pares coordenados do relé para cálculo do ITC. O processo de otimização é realizado duas vezes a cada relé, resultando em dois conjuntos de ajustes, sendo um para o modo conectado da MR, e o outro para o modo ilhado.

A limitação em relação ao ITC é baseada na determinação dos pares coordenados de relés, indicados na Tabela 11. A parametrização de um terciário é realizada com base apenas no secundário do qual é proteção de retaguarda, mesmo quando é coordenado com um primário, visto que isso é suficiente para garantir coordenação com todos os relés que devem agir antes.

Tabela 10 – Classificação dos relés por sequência de atuação e sentido de leitura da corrente

Relé	Classificação	Sentido
R32	Primário	Reverso
R34	Secundário	Direto
R38	Secundário	Direto
R54	Terciário	Reverso
R56	Primário	Direto
R83	Terciário	Reverso
R87	Primário	Direto
R89	Primário	Direto

Tabela 11 – Pares coordenados por cenário

Primário	Secundário	Caso
R32	R54	Todos menos base
R32	R83	RED1, RED0
R34	R83	RED1, RED0
R38	R54	Todos menos base
R56	R34	Todos
R87	R38	Todos
R89	R38	Todos

3.7.3 Parâmetros do Algoritmo Genético

Os parâmetros e opções do AG não foram alterados, tendo sido utilizados os valores *default* do MATLAB.

A cada geração, foram considerados 100 indivíduos, sendo a primeira gerada aleatoriamente. Estabeleceu-se como máximo 50 gerações. O principal critério de parada foi variação do valor da função objetivo abaixo de $1 * 10^{-6}$ por 20 gerações. Em nenhum caso alcançou-se o máximo de gerações.

A taxa de *crossover* foi de 0,8, ou seja, 80% dos indivíduos de cada geração foram gerados por cruzamentos da geração anterior, e 20% foram resultado de mutações.

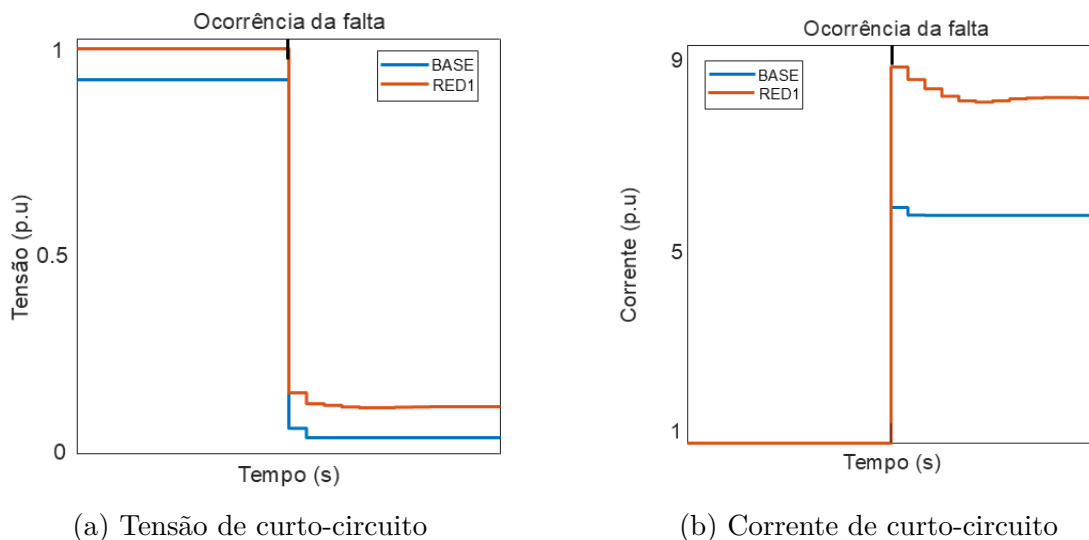
4 RESULTADOS E ANÁLISES

4.1 Análise do Sistema

A ocorrência de um curto-circuito em uma barra em uma rede conectada ao SDEE resulta em sobrecorrente e queda de tensão nas barras a montante de si, com redução destes efeitos à medida que o medidor se distancia da falta. Contudo, a presença de REDs pode afetar as magnitudes medidas e, além disso, a operação ilhada da MR resulta em redução drástica da capacidade de curto-circuito do sistema, assim como da capacidade de inércia da rede, causando valores de corrente e tensão de falta menores que na operação conectada. Dessa maneira, é necessário avaliar a disparidade em escala dos valores pós-falta para que os limiares de busca do algoritmo de otimização possam ser adequados a cada situação da MR.

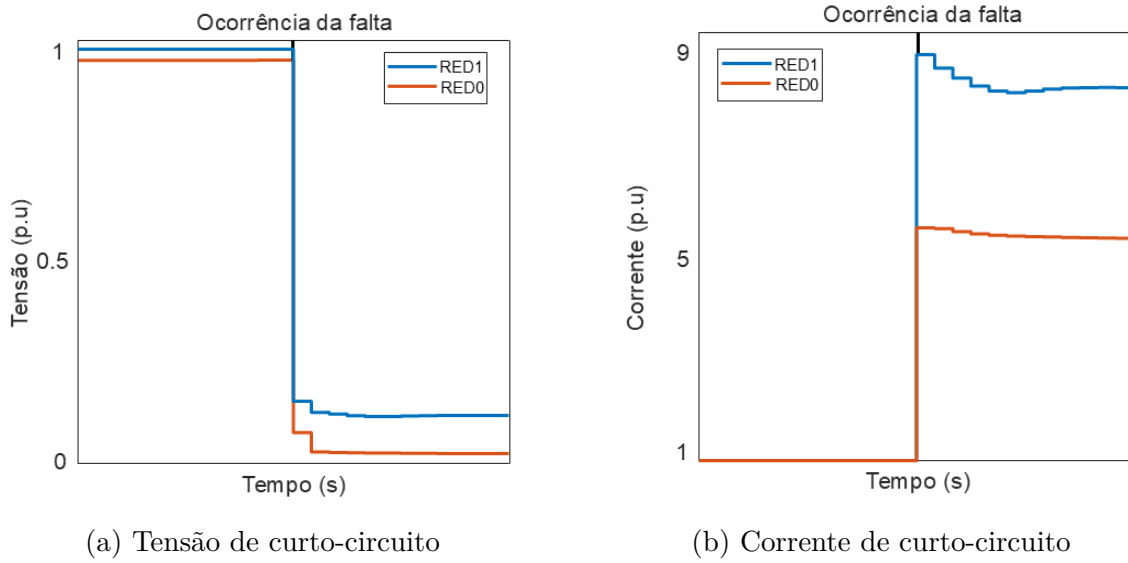
Nas Figuras 9(a) e 9(b), é possível averiguar o impacto da inserção de RED na barra 7 nas medidas pós-falta feitas pelo relé R87. Tanto as correntes quanto as tensões apresentam valores elevados devido à contribuição dos REDs, o que pode resultar em perda de coordenação dos dispositivos de proteção baseados em sobrecorrente.

Figura 9 – Efeito da conexão de REDs na tensão e corrente de curto-circuito



Nas Figuras 10(a) e 10(b), vê-se o efeito do ilhamento na tensão e corrente medidas durante a falta. Observa-se que a queda de tensão no caso RED0 (MR ilhada) é mais acentuada, devido à ausência da capacidade de inércia do SDEE, muito superior à do GS, responsável pelo controle da tensão da MR na condição ilhada. A corrente de RED1 também é superior devido à presença da rede, cuja capacidade de contribuir ao curto-circuito é consideravelmente maior que a dos REDs.

Figura 10 – Efeito do ilhamento na tensão e corrente de curto-circuito



4.2 Parametrização da Proteção

4.2.1 Algoritmo Genético

Os parâmetros obtidos por meio da otimização com AG são os apresentados para cada um dos relés para a operação conectada e ilhada nas Tabelas 12 e 13. Os valores obtidos pelo MATLAB eram variáveis do tipo *double*, e são apresentados aqui truncados para melhor visualização de sua variação, sem alteração no comportamento da proteção.

Tabela 12 – Parâmetros e limiares de atuação obtidos com o AG para o modo conectado

Relé	m	TDS	V_{th} (p.u.)	I_{th} (p.u.)
R32	2,803	0,033	0,985	0,429
R34	0,237	0,415	0,961	1,753
R38	0,237	0,415	0,952	1,604
R54	0,237	0,733	0,993	2,955
R56	2,803	0,033	0,985	1,256
R83	0,308	0,849	0,994	0,406
R87	2,803	0,033	0,985	1,173
R89	2,803	0,033	0,962	1,512

Tabela 13 – Parâmetros e limiares de atuação obtidos com o GA para o modo ilhado

Relé	m	TDS	V_{th} (p.u.)	I_{th} (p.u.)
R32	2,619	0,033	0,931	0,522
R34	0,237	0,421	0,931	0,525
R38	0,111	0,389	0,936	0,917
R54	0,237	0,773	0,945	0,444
R56	2,619	0,033	0,931	0,521
R83	1,046	1,749	0,981	0,122
R87	2,689	0,491	0,989	1,099
R89	1,951	0,258	0,898	1,088

4.2.1.1 Atuação dos Relés

As taxas de acerto de atuação dos relés obtidas com os ajustes resultantes da otimização com AG são as apresentadas na Tabela 14, divididas por cenários como descrito na Tabela 4.

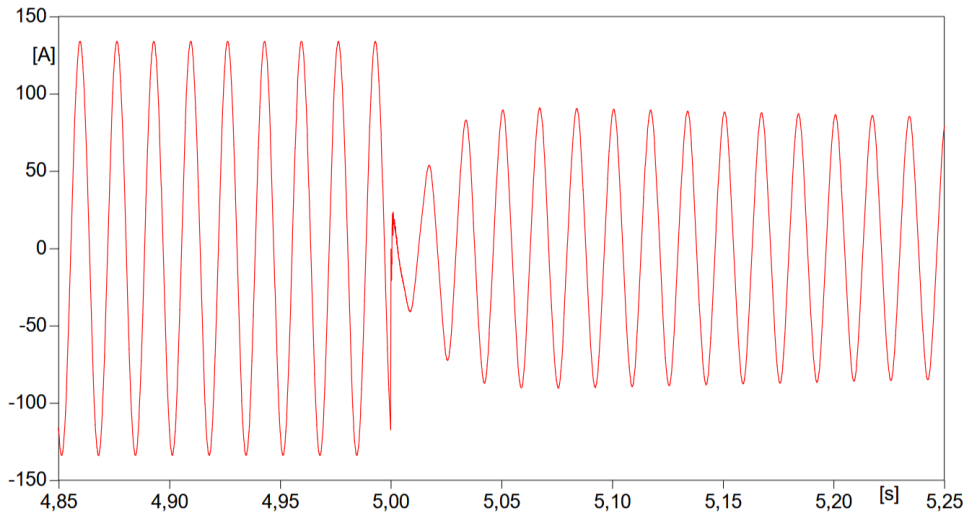
Tabela 14 – Taxa de acertos da atuação por cenário

Relé	BASE	RED1	GS1	RED0	GS0
R32	-	100,0%	99,24%	100%	100%
R34	100%	97,73%	97,73%	100%	-
R38	100%	100%	100%	100%	100%
R54	-	100%	100%	100%	100%
R56	100%	100%	100%	100%	100%
R83	-	96,21%	-	100%	-
R87	100%	100%	100%	100%	100%
R89	100%	100%	100%	100%	100%

Os erros de atuação do relé R34 nos cenários RED1 e GS1 foram não atuações, resultantes da perda de sensibilidade da proteção devido à proximidade do relé ao GS, cuja contribuição leva o relé a medir correntes abaixo do esperado durante faltas monofásicas com resistência acima de 20Ω . O erro não ocorre em outras faltas porque a corrente entregue pelo GS é limitada por sua potência, de maneira que não supera a contribuição da rede na ocorrência de faltas em que mais de uma fase é envolvida. Nos ajustes ilhados, o limiar I_{th} mais sensível possibilita que o relé atue mesmo sob essas condições.

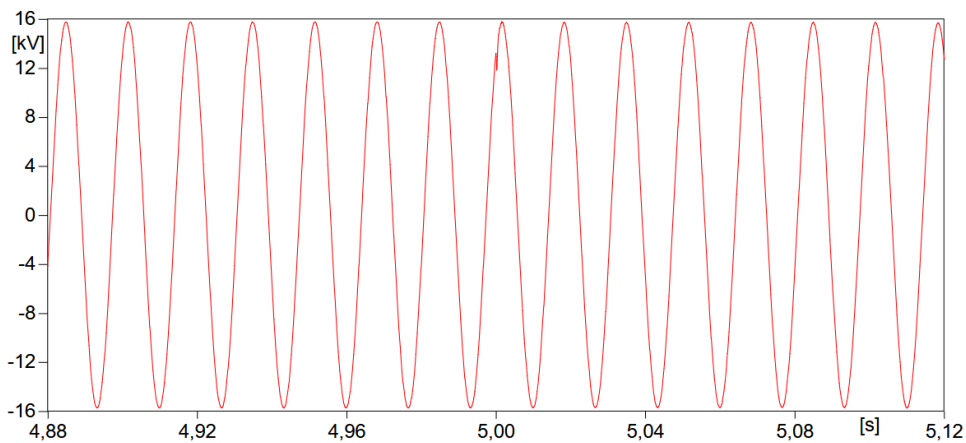
A corrente lida pelo R34 em uma falta em sua zona de atuação que não foi detectada pode ser vista na Figura 11. A falta ocorre em $t = 5s$, instante em que a corrente medida diminui por ser a resultante entre as contribuições da rede e do GS.

Figura 11 – Oscilografia da corrente medida pelo relé R34 para uma falta FT com 40Ω na barra 4, cenário GS1



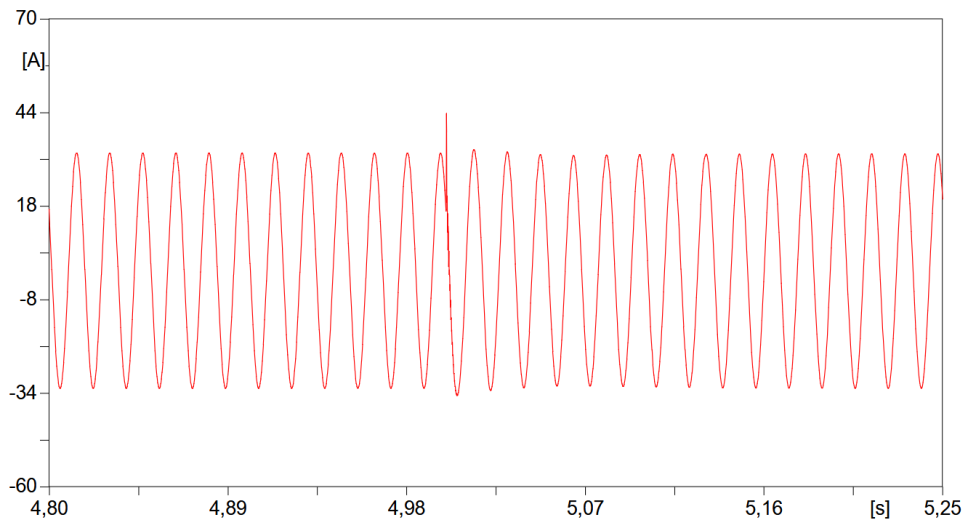
O relé R32 não atuou para uma falta trifásica na barra 1 com resistência de 40Ω no cenário GS1 devido ao limiar de tensão. A Figura 12 mostra a tensão medida, sendo a falta aplicada em $t = 5s$, e nela é possível observar que há pouca queda de tensão devido à falta, tal que os ajustes do relé não foram suficientemente sensíveis para detectar esta variação como falta, sem prejudicar a segurança.

Figura 12 – Oscilografia da tensão medida pelo relé R32 para uma falta FFF com 40Ω na barra 1, cenário GS1



Por fim, o relé R83 deixou de atuar para faltas nas barras 1 e 2 no cenário RED1 devido à baixa contribuição do SFV e SAEB quando mais de uma fase estava envolvida e o curto-circuito ocorria com resistência de 20Ω ou 40Ω . Apesar do limiar de corrente ser atendido, ocorre pouca variação no valor da tensão, como mostra a Figura 13, com falta aplicada em $t = 5s$. Como visto na Figura 10a, uma falta com as mesmas características resulta em maior queda de tensão na MR ilhada, de maneira que o relé atuou corretamente em RED0 para casos análogos.

Figura 13 – Oscilografia da tensão medida pelo relé R83 para uma falta FFF com 20Ω na barra 1, cenário RED1



Os tempos médios de atuação de cada relé em ms, discriminados por cenário, podem ser vistos na Tabela 15.

Tabela 15 – Tempo médio de atuação dos relés por cenário em ms

Relé	BASE	RED1	GS1	RED0	GS0
R32	-	516	516	033	033
R34	319	659	659	315	-
R38	321	322	322	309	309
R54	-	546	546	572	572
R56	32	33	33	33	33
R83	-	606	-	759	-
R87	32	33	33	77	77
R89	32	33	33	77	77

Observa-se que os relés primários R56, R87 e R89 apresentam os menores tempos de atuação nos cenários conectados. Os tempos de atuação do relé R32, também considerado primário, são mais elevados nos cenários RED1 e GS1 devido à tensão mais elevada decorrente da proximidade ao SDEE. Por outro lado, os dispositivos R87 e R89 têm *TDS* de maior valor nos cenários ilhados, resultando no tempo médio de atuação superior ao obtido com os ajustes conectados.

Os tempos de atuação do relé R34 nos cenários RED1 e GS1 foram afetados pela tensão mais elevada medida devido à proximidade com o GS. Já o relé R38, que está próximo do SAEB e SFV, não é afetado por eles da mesma maneira, visto que esses REDs têm limitação de corrente de falta e baixa inércia, portanto, pouco afetam a proteção próxima.

Os relés terciários R54 e R83 têm os maiores valores médios de tempo de atuação. Isso ocorreu porque considerou-se que tempos de atuação superiores são preferíveis à perda

de coordenação, de maneira que não foram impostos limites superiores de tempo para esses relés. O relé R54 age mais rápido que o R83 por ter o GS a montante de si.

4.2.1.2 Intervalos de Tempo de Coordenação

A Tabela 16 apresenta as taxas de acerto da coordenação dos pares de relés determinados na Tabela 11. Foram desconsiderados os casos em que um ou ambos relés deixaram de atuar, casos esses detalhados na seção anterior.

Tabela 16 – Taxa de acertos da coordenação

Relé	BASE	RED1	GS1	RED0	GS0
R56-R34	100%	100%	100%	100%	-
R87-R38	100%	100%	100%	100%	100%
R89-R38	100%	100%	100%	100%	100%
R34-R83	-	100%	-	94%	-
R38-R54	-	100%	100%	100%	100%
R32-R54	-	100%	100%	100%	100%
R32-R83	-	100%	-	100%	-

As instâncias em que o par coordenado R34-R83 não apresenta $ITC > 200ms$ são aquelas em que o relé R34 mede valores de tensão elevados como consequência da inércia do GS, e representaram menos de 10% dos casos de coordenação desse par. O R83, cujo V_{th} é mais sensível, é pouco afetado pelos REDs, de maneira que o tempo de atuação elevado do R34 é suficiente para que haja perda de coordenação entre eles.

Os ITCs mínimos e máximos para cada cenário e cada par podem ser vistos na Tabela 17, dados em ms.

Tabela 17 – Valores mínimos e máximos de ITC por relé e por cenário em ms

Relé	ITC mínimo					ITC máximo				
	BASE	RED1	GS1	RED0	GS0	BASE	RED1	GS1	RED0	GS0
R56-R34	285	288	288	283	-	290	290	290	294	-
R87-R38	285	289	289	307	307	285	290	290	310	310
R89-R38	280	285	285	213	213	290	290	290	276	276
R34-R83	-	232	-	133	-	-	624	-	607	-
R38-R54	-	223	223	252	252	-	226	226	268	268
R32-R54	-	510	509	538	538	-	516	549	543	543
R32-R83	-	570	-	634	-	-	590	-	899	-

Observa-se que os pares coordenados R56-R34, R87-R38 e R89-R38, que envolvem um relé primário e um secundário, apresentam ITCs próximos a 300 ms, tomado como limite superior para esse tipo de coordenação. Em contrapartida, R34-R83 e R38-R54, pares formados por um secundário e um terciário, seguiram a mesma limitação, mas o par R34-R83 apresentou valores máximos próximos a 600 ms. Por fim, os pares de primário e

terciário, R32-R54 e R32-R83, apresentam ITCs entre 550 *ms* e 700 *ms*, com uma instância de um valor próximo a 900 *ms* devido à magnitude de tensão elevada percebida pelo R83, atrasando sua atuação.

4.2.2 Método Manual

A parametrização utilizada é a apresentada em Santos (2021), visto que o mesmo sistema elétrico foi utilizado. Os limiares I_{th} são dados em p.u. em relação à corrente de carga, em conformidade ao que é descrito na dissertação mencionada. Os valores de V_{th} são fixos e dados em p.u. para todos os relés, de maneira que não houve necessidade de alteração. Os ajustes m e TDS têm maior influência na curva tensão de curto circuito versus tempo de atuação, sendo responsáveis por atrasos de atuação e coordenação entre pares de relés, e foram mantidos inalterados. Os parâmetros considerados para os modos de operação conectado e ilhado são os apresentados nas Tabelas 18 e 19.

Tabela 18 – Parâmetros e limiares de atuação obtidos com o método manual para o modo conectado

Relé	m	TDS	V_{th} (p.u.)	I_{th} (p.u.)
R32	0,60	0,01	1,00	0,550
R34	0,90	0,55	1,00	1,500
R38	0,70	0,50	1,00	2,000
R54	0,60	0,95	1,00	1,500
R56	2,00	0,01	1,00	1,930
R83	0,60	1,35	1,00	0,400
R87	2,00	0,01	1,00	3,000
R89	2,00	0,01	1,00	1,511

Tabela 19 – Parâmetros e limiares de atuação obtidos com o método manual para o modo ilhado

Relé	m	TDS	V_{th} (p.u.)	I_{th} (p.u.)
R32	0,60	0,01	0,85	1
R34	0,49	0,55	0,85	1
R38	0,51	0,50	0,85	1
R54	0,60	0,95	0,85	1
R56	2,00	0,01	0,85	1
R83	0,60	1,35	0,85	1
R87	2,00	0,01	0,85	1
R89	2,00	0,01	0,85	1

4.2.2.1 Atuação dos Relés

As taxas de acerto de atuação dos relés obtidas com os ajustes resultantes da otimização manual são as apresentadas na Tabela 14, divididas por cenários como descrito na Tabela 20.

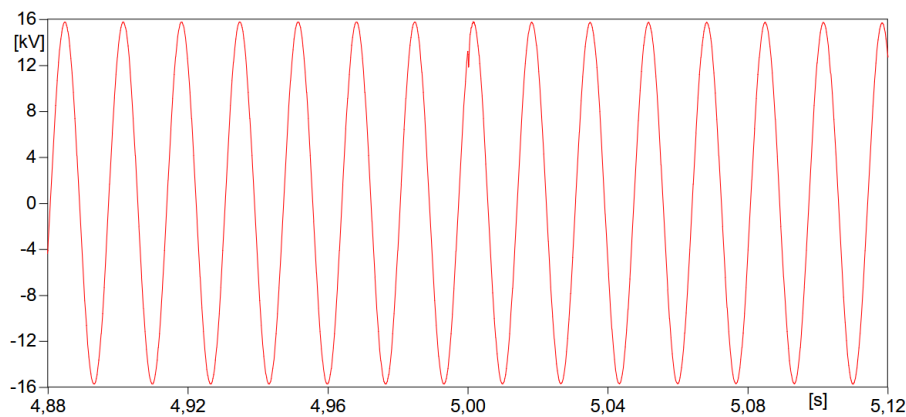
Tabela 20 – Taxa de acertos da atuação por cenário

Relé	BASE	RED1	GS1	RED0	GS0
R32	-	100%	96,97%	98,33%	97,50%
R34	100%	100%	100%	80,00%	-
R38	100%	100%	100%	100%	100,00%
R54	-	100%	100%	71,67%	76,67%
R56	100%	100%	100%	96,67%	96,67%
R83	-	99,24%	-	66,67%	-
R87	100%	100%	100%	97,50%	98,33%
R89	100%	100%	100%	90,00%	97,50%

O relé R83 deixou de atuar para uma falta no cenário RED1 devido ao limiar de tensão, que não foi suficientemente sensível, em contraste ao valor de V_{th} obtido nos ajustes otimizados, que foi mais sensível sem perda de seletividade e segurança.

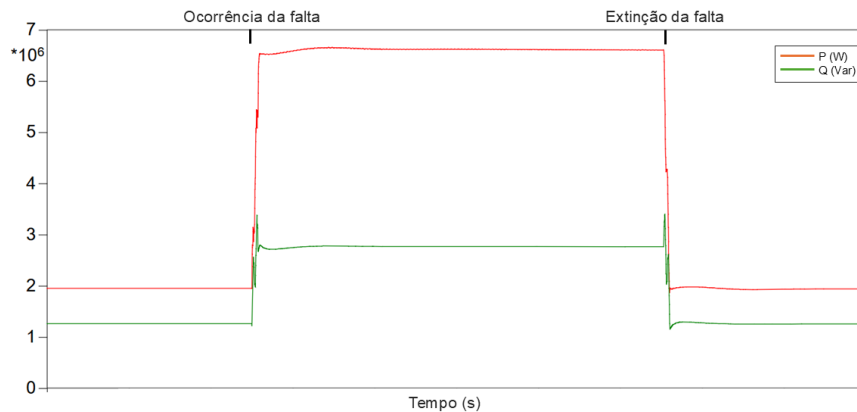
O relé R54 deixou de atuar nos cenários ilhados em quaisquer casos com resistência de falta acima de zero devido ao limiar de tensão pouco sensível. A Figura 14 mostra a tensão medida por este relé após a ocorrência de uma falta de 20Ω em $t = 5s$, cuja magnitude permanece superior a V_{th} durante toda a falta.

Figura 14 – Oscilografia da tensão medida pelo relé R54 para uma falta FT com 20Ω na barra 4



Os demais relés também deixaram de atuar para faltas em suas zonas de proteção devido ao limiar de tensão. Como nota-se na Tabela 13, os valores de V_{th} obtidos por meio do AG são consideravelmente mais sensíveis. As tensões na MR ilhada mantiveram-se em patamares elevados mesmo com a ausência do SDEE como resultado do controle Vf do GS, cujas saídas foram próximas a ideais. Esse comportamento, contudo, se deve à operação do GS acima de sua capacidade nominal. A Figura 15 mostra os valores das potências P e Q entregues pelo GS antes, durante, e após a falta em um cenário ilhado. Observa-se que os valores vistos durante a falta são muito superiores à capacidade do GS de 5 MVA, o que seria na prática resultaria na atuação da proteção térmica e em redução da vida útil do equipamento.

Figura 15 – Valores das potências ativa e reativa do GS durante a falta nos cenários ilhados



A Tabela 21 mostra os tempos médios de atuação por relé em ms com a parametrização manual.

Tabela 21 – Tempo médio de atuação dos relés por cenário em ms

Relé	BASE	RED1	GS1	RED0	GS0
R32	-	36	36	36	36
R34	294	301	301	261	-
R38	314	326	325	315	315
R54	-	619	619	572	594
R56	32	32	32	31	31
R83	-	833	-	582	-
R87	32	32	32	32	32
R89	32	32	32	31	32

Os relés primários, inclusive R32, atuam essencialmente com o tempo mínimo possível, como consequência de terem $TDS = 0,01$, o mínimo atraso considerado. A proteção secundária, composta dos relés R34 e R38, atua em cerca de $300ms$, enquanto a proteção terciária, os relés R54 e R83, age sempre com um intervalo superior a $500ms$. Observa-se que os valores de m e TDS dos ajustes manuais estão correlacionados à classificação de cada relé como primário, secundário ou terciário.

4.2.2.2 Intervalos de Tempo de Atuação

A Tabela 22 apresenta as taxas de acerto da coordenação dos pares de relés coordenados. Foram desconsiderados os casos em que um ou ambos relés deixaram de atuar, casos esses detalhados na seção anterior.

Tabela 22 – Taxa de acertos da coordenação

Relé	BASE	RED1	GS1	RED0	GS0
R56-R34	100%	100%	100%	100%	-
R87-R38	100%	100%	100%	100%	100%
R89-R38	100%	100%	100%	97%	97%
R34-R83	-	100%	-	50%	-
R38-R54	-	100%	100%	100%	100%
R32-R54	-	100%	100%	100%	100%
R32-R83	-	100%	-	100%	-

A perda de coordenação do par R89-R38 nos cenários ilhados ocorre nos casos trifásicos francos na barra 9, nos quais a queda de tensão lida por R38 é suficientemente baixa para reduzir seu tempo de atuação a $229ms$, enquanto o tempo de atuação de R89 permanece em $30ms$. De maneira similar, faltas na zona de atuação de R34 resultaram em tempos de atuação próximos a $200ms$ para este relé e próximos a $350ms$ para o relé R83, causando perda de coordenação neste par.

Os ITCs mínimos e máximos para cada cenário e cada par podem ser vistos na Tabela 23.

Tabela 23 – Valores mínimos e máximos de ITC por relé e por cenário em ms

Relé	ITC mínimo					ITC máximo				
	BASE	RED1	GS1	RED0	GS0	BASE	RED1	GS1	RED0	GS0
R56-R34	208	239	236	297	-	304	307	307	350	-
R87-R38	245	271	270	237	234	305	307	307	339	339
R89-R38	212	243	242	199	199	305	307	307	339	339
R34-R83	-	375	-	165	-	-	560	-	464	-
R38-R54	-	292	292	288	289	-	312	304	320	320
R32-R54	-	545	541	551	547	-	606	642	604	604
R32-R83	-	748	-	756	-	-	863	-	817	-

Os valores de ITC com os ajustes manuais foram, de maneira geral, inferiores aos resultantes com os ajustes feitos pelo AG. Notavelmente, os ITCs encontrados para pares formados por um secundário e um terciário foram próximos a $300ms$. Por outro lado, houve maior atraso entre a atuação do terciário em relação ao primário no par R32-R83, cujos valores de ITC foram sempre superiores a $700ms$.

4.3 Análise do Desempenho da Parametrização

As Tabelas 24 e 25 apresentam uma visualização generalizada das taxas de acertos em relação à quantidade de casos por relé para cada conjunto de ajustes testado. Observa-se que os parâmetros manuais resultaram em 99,5% de acerto nos casos conectados, com diminuição de acurácia para 88,4% nos casos ilhados. Essas atuações incorretas são

atribuíveis aos limiares de tensão e corrente, que perderam sensibilidade com a mudança de software.

Em contrapartida, os ajustes realizados com o uso do AG apresentaram poucos erros em ambos os modos de operação, sendo a maior parte dos erros observados relacionados à perda de sensibilidade dos relés a jusante das fontes de tensão nos casos conectados, o que demandaria valores menores do limiar V_{th} , reduzindo sua acurácia a 99,3%. Os tempos de atuação dos relés primários com os parâmetros obtidos pelo AG foram maiores, enquanto os ITCs foram menores, sem perda de coordenação. A sensibilidade dos ajustes otimizados resultou em 100% de acurácia nos casos ilhados testados.

Tabela 24 – Taxa de acertos dos relés parametrizados pelo Algoritmo Genético

Relé	Modo conectado	Modo ilhado
R32	99,6%	100%
R34	98%	100%
R38	100%	100%
R54	100%	100%
R56	100%	100%
R83	96,97%	100%
R87	100%	100%
R89	100%	100%

Tabela 25 – Taxa de acertos da parametrização manual

Relé	Modo conectado	Modo ilhado
R32	96,97%	97,92%
R34	100%	80%
R38	100%	100%
R54	100%	74,17%
R56	100%	96,67%
R83	99,24%	66,67%
R87	100%	97,92%
R89	100%	93,75%

O desempenho das parametrizações é comparável no modo conectado, mas os ajustes mais sensíveis obtidos pela otimização garantem maior taxa de acertos nos cenários ilhados, mesmo frente a tensões mais elevadas que o esperado.

Os máximos e mínimos intervalos de tempo de coordenação para os pares de relés que agem como par coordenado nos cenários conectados, por tipos de relé em cada par, são os mostrados nas Tabelas 26 e 27, para os ajustes otimizados, e nas Tabelas 28 e 29, para os ajustes obtidos manualmente.

Tabela 26 – Valores mínimo, máximo e médio do ITC para cada tipo de par coordenado de relés com os ajustes do AG nos cenários conectados, em ms

Par	ITC_{min} (ms)	ITC_{max} (ms)	Média dos ITCs (ms)
Primário - Secundário	280	290	289
Primário - Terciário	504	588	544
Secundário - Terciário	223	300	259

Tabela 27 – Valores mínimo, máximo e médio do ITC para cada tipo de par coordenado de relés com os ajustes do AG nos cenários ilhados, em ms

Par	ITC_{min} (ms)	ITC_{max} (ms)	Média dos ITCs (ms)
Primário - Secundário	213	310	255
Primário - Terciário	533	933	642
Secundário - Terciário	132	607	303

Tabela 28 – Valores mínimo, máximo e médio do ITC para cada tipo de par coordenado de relés com os ajustes manuais nos cenários conectados, em ms

Par	ITC_{min} (ms)	ITC_{max} (ms)	Média dos ITCs
Primário - Secundário	208	307	289
Primário - Terciário	541	900	718
Secundário - Terciário	291	559	389

Tabela 29 – Valores mínimo, máximo e médio do ITC para cada tipo de par coordenado de relés com os ajustes manuais nos cenários ilhados, em ms

Par	ITC_{min} (ms)	ITC_{max} (ms)	Média dos ITCs
Primário - Secundário	297	349	319
Primário - Terciário	756	816	783
Secundário - Terciário	165	640	565

Vê-se que, em média, os valores de ITC são similares nos cenários conectados, mas o AG obteve ajustes que reduzem esses intervalos nos cenários ilhados, sem perda de coordenação.

A Tabela 30 mostra as médias dos tempos de atuação dos relés para cada modo de operação e conjunto de ajustes, em ms. Observa-se que, à exceção dos relés R32 e R34 no modo conectado e do relé R83 no modo ilhado, há pouca disparidade entre os tempos de atuação com o ajuste ótimo e o manual.

Tabela 30 – Tempos médios de atuação dos relés em ms

Relé	AG		Manual	
	Conectados	Ilhados	Conectados	Ilhados
R32	516	33	36	36
R34	545	315	298	261
R38	322	309	322	315
R54	546	572	619	572
R56	33	33	32	31
R83	606	759	833	582
R87	33	77	32	32
R89	33	77	32	31

5 CONCLUSÃO

Este trabalho foi realizado com o intuito de apresentar uma estratégia para parametrização de um relé baseado em tensão por meio de um problema de otimização, resolvido com o AG. O desempenho do conjunto de ajustes obtido foi comparado com os parâmetros e limiares apresentados em Santos (2021), de maneira a verificar a influência dos ajustes otimizados no desempenho da proteção em comparação a uma metodologia manual.

Em questão de redução do tempo total de atuação, os ajustes manuais tiveram melhor performance em algumas instâncias, mas há pouca diferença entre as duas parametrizações para a maioria dos relés observados. Os dois métodos também apresentaram desempenho similar ao garantir a coordenação da proteção, desde que desconsiderados os casos de não atuação de um ou mais relés do par coordenado. Nota-se que o tempo de atuação foi desprezado na FO relativa à proteção de retaguarda em favor da acurácia da atuação e coordenação, e uma FO que incluísse a minimização do tempo de atuação poderia apresentar melhores resultados neste quesito.

O método manual apresentou mais erros decorrentes da falta de sensibilidade do relé, visto que seus limiares de corrente e de tensão eram mais relaxados. Nesse contexto, a vantagem apresentada pelo AG é a possibilidade de determinar diversas variáveis interdependentes simultaneamente com grande precisão, de maneira que tanto parâmetros da curva quanto limiares de detecção de falta são determinados para um sistema específico com eficácia, além de possibilitar a determinação de limiares mais sensíveis sem perda de coordenação e segurança.

A parametrização com o AG foi realizada com o uso de três cenários de atuação, selecionados por demonstrarem respostas distintas à falta. A utilização de um elevado número de dados pode aumentar a demanda computacional durante o processo de otimização, mas o uso de poucos cenários pode resultar em ajustes tendenciosos que não atuam corretamente em outras topologias. Estudos futuros podem visar a minimização do banco de dados usado, a fim de averiguar a capacidade de generalização dos ajustes otimizados para diferentes topologias de uma MR, mantendo coordenação e resiliência da proteção.

REFERÊNCIAS

- BARRA, P. H. A.; COURY, D. V.; FERNANDES, R. A. S. A survey on adaptive protection of microgrids and distribution systems with distributed generators. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2020.
- BREARLEY, B.; RAMACHANDRAN, R. P. A review on issues and approaches for microgrid protection. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 988–997, 06 2017.
- DARABI, A.; BAGHERI, M.; GHAREHPETIAN, G. B. Highly sensitive microgrid protection using overcurrent relays with a novel relay characteristic. **IET Renewable Power Generation**, v. 14, 03 2020.
- EL-KORDY, M.; EL-FERGANY, A.; GAWAD, A. Various metaheuristic-based algorithms for optimal relay coordination: Review and prospective. **Archives of Computational Methods in Engineering**, v. 28, 03 2021.
- ELMRABET, Z. *et al.* Cyber-security in smart grid: Survey and challenges. **Computers Electrical Engineering**, v. 67, 05 2018.
- Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>.
- GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning**. Michigan: Addison-Wesley Professional, 1989.
- HOOSHYAR, A.; IRAVANI, R. Microgrid protection. **Proceedings of the IEEE**, PP, p. 1–22, 03 2017.
- JAMALI, S.; BORHANI-BAHABADI, H. Non-communication protection method for meshed and radial distribution networks with synchronous-based DG. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 93, p. 468–478, dez. 2017.
- JAMALI, S.; BORHANI-BAHABADI, H. Protection method for radial distribution systems with dg using local voltage measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, PP, p. 1–1, 12 2018.
- KANG, X. *et al.* Protection of micro-grid systems: A comprehensive survey. **The Journal of Engineering**, v. 1, 11 2017.
- LIU, Z. *et al.* A multiagent system-based protection and control scheme for distribution system with distributed-generation integration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 536–545, 2017.
- MARIAM, L.; BASU, M.; CONLON, M. Microgrid: Architecture, policy and future trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 64, p. 477–489, 10 2016.

MASEREKA, E.; KITAGAWA, W.; TAKESHITA, T. Optimal coordination of directional overcurrent relays considering a modified objective function using genetic algorithm. *In: . [S.l.: s.n.]*, 2019. p. 1–6.

MEMON, A. A.; KAUHANIEMI, K. A critical review of ac microgrid protection issues and available solutions. **Electric Power Systems Research**, v. 129, p. 23–31, 07 2015.

MISHRA, P.; PRADHAN, A. K.; BAJPAI, P. Positive sequence relaying method for solar photovoltaic integrated distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 36, n. 6, p. 3519–3528, 2021.

NASCIMENTO, J. P. **Um Sistema de Proteção de Sobrecorrente Adaptativa Aplicado a Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2020. 93 f. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Campina Grande, 2020.

NASSERI, H. A.; REDFERN, M.; LI, F. A voltage based protection for micro-grids containing power electronic converters. *In: . [S.l.: s.n.]*, 2006. p. 7.

OLIVEIRA, N. L. d. S. **Algoritmo genético de coordenação ótima da proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2010. 55 f. Tese (Mestrado) — Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Campina Grande, 2010.

SALEH, K. *et al.* Optimal coordination of directional overcurrent relays using a new time-current-voltage characteristic. *In: 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–1.

SANTOS, G. P.; TSUTSUMI, A.; VIEIRA, J. Enhanced voltage relay for ac microgrid protection. **Electric Power Systems Research**, v. 220, p. 109310, 07 2023.

SANTOS, G. P. dos. **Análise e Desenvolvimento de uma Proteção Baseada em Tensão Contra Curtos-Circuitos em Microrredes de Corrente Alternada**. 2021. 113 f. Tese (mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2021.

SANTOS-RAMOS, J. *et al.* Microgrid protection coordination considering clustering and metaheuristic optimization. **Energies**, v. 17, p. 210, 12 2023.

SINGH, D.; GUPTA, S. Optimal coordination of directional overcurrent relays: A genetic algorithm approach. 03 2012.

SORTOMME, E.; VENKATA, M.; MITRA, J. Microgrid protection using communication-assisted digital relays. *In: IEEE PES General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–1.

SOSHINSKAYA, M. *et al.* Microgrids: Experiences, barriers and success factors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 659–672, 12 2014.

VALENCIA-RIVERA, G. H. *et al.* A systematic review of metaheuristic algorithms in electric power systems optimization. **Applied Soft Computing**, v. 150, p. 111047, 2024. ISSN 1568-4946. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494623010657>.

WANG, X. *et al.* Studies on fault analysis and protection configuration schemes in an isolated micro-grid. *In: 2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition.* [*S.l.: s.n.*], 2014. p. 1–5.

WANG, X.-p.; LI, Y.; YU, Y.-y. Research on the relay protection system for a small laboratory-scale microgrid system. *In: 2011 6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications.* [*S.l.: s.n.*], 2011. p. 2712–2716.