

Análise e Desenvolvimento de Dispositivos de Proteção Aplicados a Micro-Redes de Corrente Contínua

Ana Rafaela Figueiredo Bento

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletromecânica
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor António João Marques Cardoso

outubro de 2021

Dedicatória

À memória da minha avó, exemplo de resiliência, dedicação e trabalho, que sempre me encorajou a ser melhor.

Agradecimentos

A concretização deste trabalho só foi possível graças à contribuição de diversas pessoas, às quais gostaria de expressar o mais profundo agradecimento. Em especial à minha família, aos meus pais e irmãos, por todo o apoio e prontidão em ajudar. Ao meu namorado João, o meu grande pilar ao longo do meu percurso académico, pelo amor, paciência e dedicação demonstrados; sem dúvida que me ajudou a ultrapassar grandes obstáculos.

Gostaria de expressar gratidão para com o meu orientador, Professor Doutor António João Marques Cardoso, pelos conhecimentos transmitidos e pela disponibilização de meios que tornaram possível a realização de todo o trabalho de investigação e execução de ensaios laboratoriais, através do CISE – Centro de Investigação em Sistemas Electromecatrónicos.

Ao Mestre Fernando Bento, pelas sugestões, conhecimentos técnicos prestados e enorme disponibilidade demonstrada.

Aos meus amigos e colegas, em especial ao Efren e Diogo, pelos bons momentos proporcionados ao longo desta caminhada.

Resumo

As redes de energia em corrente contínua (DC) apresentam importantes benefícios comparativamente às redes de corrente alternada (AC), nomeadamente ao nível de redução de perdas por conversão de energia e ao nível da qualidade de energia. A crescente proliferação de cargas DC e de sistemas de produção de energia distribuídos, têm conduzido à adoção deste tipo de redes de distribuição de energia, nomeadamente micro-redes DC. Um dos maiores desafios inerentes à sua adoção, em larga escala, reside na proteção de tais redes DC.

A proteção de redes DC apresenta-se mais complexa que a proteção de redes AC, uma vez que não existe passagem natural da corrente por um valor nulo e também porque as correntes causadas por falhas sofrem aumentos súbitos em curtos espaços de tempo, colocando a integridade dos equipamentos em risco. Deste modo, é crucial agilizar o processo de deteção de falhas e de atuação dos sistemas de proteção intervenientes. Para assegurar a segurança de pessoas e equipamentos, são também necessários sistemas de aterramento. Nesse sentido, este trabalho apresenta e discute os sistemas de ligação à terra existentes.

As proteções existentes devem cumprir os requisitos de seletividade, rapidez, fiabilidade e sensibilidade. Agrupam-se em três categorias principais: proteções mecânicas, híbridas e de estado sólido. Tendo em conta as características de cada uma, em termos de velocidade de atuação, mitigação da falha e o tipo de rede DC a que se pretendem aplicar, são abordadas neste trabalho, com especial enfoque, as proteções híbridas.

Este tipo de proteção é composto por três ramos paralelos: um ramo com um interruptor mecânico, outro composto por semicondutores e o terceiro destina-se à dissipação de energia. Neste trabalho, é apresentada uma arquitetura alternativa de proteção híbrida, aplicada a um sistema de carregamento de veículo elétrico. O seu funcionamento é simulado num contexto de uma micro-rede DC, na presença de falhas de curto-circuito. Por fim, é concretizada a validação experimental do funcionamento do sistema de proteção desenvolvido.

Palavras-chave

Micro-redes DC; Disjuntores Híbridos; Falhas; Interruptores Mecânicos; Disjuntores de Estado Sólido; Semicondutores; Varistor

Abstract

Direct current (DC) energy distribution systems reveal great advantages in comparison to alternating current (AC) grids, namely in terms of loss reduction and energy quality. The growth of DC loads and Distributed Energy Resources (DERs) has led to the adoption of DC distribution networks and, more specifically, DC microgrids. The major challenge related to the large-scale adoption of DC microgrids lies on assuring the protection of such DC energy systems.

Protection of DC grids reveals more complex than the protection of AC ones, due to the inexistence of natural zero-crossing currents and also because of the fast rate of current increment registered during faults, risking the integrity of equipment. It is, therefore, crucial to optimize both the fault detection and the protection system. To ensure the safety of users and equipment, earthing methods are also required. Hence, state-of-the-art earthing methods will be presented and discussed in this work.

Existing protection systems against faults should fulfil the requirements of selectivity, speed, reliability, and sensitivity. DC circuit breakers can be grouped into three main categories: mechanical, hybrid and solid-state circuit breakers. Given the specifications of each type of circuit breaker, in terms of speed, fault clearance and the DC grid they are destined to, special attention will be given to hybrid protection schemes in this dissertation.

This type of DC circuit breaker consists of three parallel branches: the first has a mechanical switch, the second is composed of semiconductor banks and the third one is used for energy dissipation. In this work, an alternative hybrid circuit breaker is presented and implemented on an electric vehicle charging system. The operation of the system is simulated in the context of a DC microgrid, in the presence of short-circuit faults. Finally, experimental validation of the protection system is developed.

Keywords

DC Microgrid; Hybrid Circuit Breaker; Fault; Mechanical Circuit Breaker; Solid-State Circuit Breaker, Semiconductor; Varistor

Índice

_Toc84615658Introdução	1
1.1 AC versus DC.....	2
1.2 Micro-redes DC.....	2
1.2.1 Funcionamento de micro-redes DC.....	5
1.2.2 Componentes de uma micro-rede	6
1.2.3 Vantagens de uma micro-rede DC.....	7
1.2.4 Estratégias de controlo de micro-redes	8
1.2.5 Desafios na implementação de micro-redes DC.....	8
Falhas em DC.....	11
2.1 Tipos de falhas	15
2.2 Estratégias de deteção de falhas	15
2.3 Estratégias de localização de falhas	18
2.4 Isolamento da secção afetada pela falha.....	19
Sistemas de ligação à terra em DC.....	21
3.1 Ligação à terra.....	21
3.1.1 Terre-Neutre (TN)	23
3.1.1.1 TN-S	24
3.1.1.2 TN-C.....	24
3.1.1.3 TN-C-S.....	25
3.1.2 Isolated Terre (IT)	26
3.1.3 Terre-Terre (TT)	26
Dispositivos de proteção DC.....	29
4.1 Disjuntores DC.....	29
4.1.1 Características dos dispositivos de proteção DC	29
4.2 Tipos de dispositivos de proteção DC	30
4.2.1 Fusíveis	31
4.2.2 Disjuntores mecânicos.....	32

4.2.2.1	Tipos de disjuntores mecânicos	32
4.2.2.2	Constituição	33
4.2.2.3	Funcionamento	34
4.2.3	Disjuntores de estado sólido	35
4.2.3.1	Constituição	36
4.2.3.2	Funcionamento	38
4.2.4	Disjuntores híbridos.....	39
4.2.4.1	Constituição	42
4.2.4.2	Funcionamento	42
4.2.4.3	Tipos de disjuntores híbridos	44
4.2.4.4	Técnicas para interrupção da corrente elétrica	49
	Simulação da proteção proposta	55
5.1	Micro-rede DC simulada	55
5.2	Falha	56
5.3	Proteção proposta.....	57
5.4	Resultados da Simulação.....	59
5.4.1	Cenário 1.....	59
5.4.2	Cenário 2	63
5.4.3	Cenário 3	64
	Validação Experimental	67
6.1	Considerações iniciais	67
6.1.1	Montagem experimental	67
6.2	Análise de resultados.....	68
6.2.1	Cenário 1.....	68
6.2.2	Cenário 2	73
	Conclusões e sugestões para trabalhos futuros.....	77
7.1	Conclusões	77
7.2	Sugestões para trabalhos futuros	78
	Bibliografia.....	79

Lista de Figuras

Figura 1.1: Exemplo da estrutura de uma micro-rede DC [4].-----	3
Figura 1.2: Distribuição de energia numa habitação com recurso a alimentação em AC (adaptado de [5]).-----	4
Figura 1.3: Distribuição de energia numa habitação baseada numa micro-rede DC (adaptado de [5]).-----	5
Figura 2.1: Comportamento típico da corrente elétrica ao longo do tempo, após a ocorrência de uma falha de curto-circuito numa micro-rede DC [11].-----	12
Figura 2.2: Esquema equivalente de uma falha numa micro-rede DC: Fase 1 – Descarga do condensador. -----	12
Figura 2.3: Esquema equivalente de uma falha numa micro-rede DC: Fase 2 – Roda livre. -----	13
Figura 2.4: Esquema equivalente de uma falha numa micro-rede DC: Fase 3 – Alimentação da corrente de falha através da rede AC. -----	14
Figura 2.5: Tipos de falhas em DC: a) Falha pólo-neutro; b) Falha pólo-pólo (adaptado de [14]). -----	15
Figura 2.6: Esquema de uma rede DC interligada com uma rede AC, onde é aplicado o método diferencial na identificação da ocorrência de uma falha [16]. -----	18
Figura 3.1: Sistema de ligação à terra: TN-S (adaptado de [33]). -----	24
Figura 3.2: Sistema de ligação à terra: TN-C (adaptado de [33]).-----	25
Figura 3.3: Sistema de ligação à terra: TN-C-S (adaptado de [33]). -----	25
Figura 3.4: Sistema de ligação à terra: IT (adaptado de [33]). -----	26
Figura 3.5: Sistema de ligação à terra: TT (adaptado de [33]).-----	27
Figura 4.1: Estrutura básica de um disjuntor mecânico utilizado em DC (adaptado de [23]). -----	33
Figura 4.2: Estrutura básica de um disjuntor de estado sólido (adaptado de [47]). ----	36
Figura 4.3: Comparação das características dos semicondutores de Silício (Si), Carboneto de Silício (SiC) e Nitreto de Gálio (GaN) [33].-----	37
Figura 4.4: Aplicações dos semicondutores e gamas de potência a que podem operar [33]. -----	38

Figura 4.5: Representação simplificada de um disjuntor híbrido. -----	41
Figura 4.6: Constituição de um disjuntor híbrido, com recurso a: a) comutação natural; b) comutação forçada [45]. -----	43
Figura 4.7: Evolução temporal da corrente elétrica nos vários componentes do disjuntor, após a ocorrência de uma falha [44]. -----	44
Figura 4.8: Constituição de um disjuntor híbrido com <i>booster</i> auxiliar de comutação (adaptado de [58]). -----	45
Figura 4.9: Estrutura de um disjuntor híbrido com utilização de supercondutores para limitar a corrente elétrica de falha [60]. -----	46
Figura 4.10: Estrutura de um disjuntor híbrido com comutação proativa [52]. -----	48
Figura 4.11: Controlo proativo de um disjuntor híbrido [52]. -----	48
Figura 4.12: Constituição de um disjuntor híbrido que utiliza uma técnica ZVS para interromper a corrente elétrica (adaptado de [62]). -----	49
Figura 4.13: Técnica de ZVS aplicada a um disjuntor híbrido [62]. -----	50
Figura 4.14: Tempo de duração do arco elétrico em função da corrente de <i>turn-off</i> , para três taxas de variação da corrente distintas [62]. -----	51
Figura 4.15: Constituição de um disjuntor híbrido que utiliza uma técnica ZCS para interromper a corrente elétrica (adaptado de [62]). -----	51
Figura 4.16: Evolução da corrente elétrica no disjuntor híbrido, resultado da aplicação da técnica ZCS [62]. -----	52
Figura 5.1: Bloco representativo do conversor DC/DC <i>interleaved buck</i> utilizado na simulação. -----	55
Figura 5.2: Bateria: a) Bloco; b) Janela de configuração dos parâmetros da bateria. --	56
Figura 5.3: Esquema que permite a aplicação da falha entre pólos. -----	56
Figura 5.4: Constituição da proteção proposta, simulada em Simulink. -----	57
Figura 5.5: Criação do sinal que indica a ocorrência de uma falha e inicia a atuação do disjuntor. -----	58
Figura 5.8: Tensão e corrente registadas à entrada do conversor, respetivamente, considerando o cenário de adoção do disjuntor. -----	59
Figura 5.9: Tensão e corrente de alimentação da bateria, respetivamente, considerando o cenário de adoção do disjuntor. -----	60
Figura 5.10: Tensão e corrente no elemento LCS. -----	60

Figura 5.11: Tensão registada aos terminais dos IGBT's do interruptor principal, após desativação dos mesmos, e corrente, aferida enquanto estão IGBT's se encontra acionados.-----	61
Figura 5.12: Fenómeno da comutação da corrente elétrica. -----	61
Figura 5.13: Detalhe do fenómeno de comutação da corrente do LCS para o ramo dos semicondutores.-----	62
Figura 5.14: Atuação do varistor, através da absorção da energia remanescente. -----	62
Figura 5.15: Valores de tensão e corrente aferidos no interruptor mecânico residual (RCB). -----	63
Figura 5.16: Tensão e corrente aferidas à entrada do conversor, no cenário em que é utilizada uma resistência para provocar um curto-circuito. -----	64
Figura 5.17: Tensão e corrente de alimentação da bateria, no cenário em que é utilizada uma resistência para provocar um curto-circuito. -----	64
Figura 5.18: Tensão e corrente registadas à entrada do conversor, perante a ocorrência de um curto-circuito pleno, quando não é utilizada a proteção. -----	65
Figura 5.19: Tensão e corrente medidas na bateria, perante a ocorrência de um curto-circuito, quando não é utilizada a proteção. -----	65
Figura 6.1: Montagem do equipamento utilizado na realização de ensaios experimentais. -----	68
Figura 6.2: Sinais de comando de LCS e do interruptor mecânico residual (RCB). ----	69
Figura 6.3: Sinal de comando do interruptor principal dos IGBT's (MCB). -----	69
Figura 6.4: Corrente registada no ramo do LCS. -----	70
Figura 6.5: Corrente medida no ramo do elemento MCB. -----	70
Figura 6.6: Tensão aos terminais do varistor. -----	71
Figura 6.7: Corrente no varistor. -----	71
Figura 6.8: Corrente à entrada do conversor. -----	72
Figura 6.9: Corrente medida na carga. -----	72
Figura 6.10: Tensão registada à entrada do conversor. -----	73
Figura 6.11: Tensão registada à saída do conversor. -----	73
Figura 6.12: Sinal de comando dos elementos RCB e LCS. -----	74
Figura 6.13: Sinal de comando do elemento MCB. -----	74

Figura 6.14: Evolução da corrente no LCS. -----	75
Figura 6.15: Evolução da corrente no MCB. -----	75
Figura 6.16: Corrente registada no varistor. -----	76

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Parâmetros associadas a cada método de ligação de um sistema de energia à terra [14], [24].....	22
Tabela 3.2: Comparação dos vários sistemas de ligação à terra [19].	23
Tabela 4.1: Vantagens e Desvantagens dos dispositivos de proteção utilizados em micro-redes DC (adaptado de [11]).	31
Tabela 4.2: Características dos disjuntores mecânicos e de estado sólido [53].	40

Lista de Acrónimos

AC	<i>Alternating Current</i> – Corrente Alternada
AIE	<i>Active Impedance Estimation</i> – Estimacão Ativa de Impedância
CMV	<i>Common Mode Voltage</i> – Tensão de Modo Comum
CPL	<i>Constant Power Loads</i> – Cargas de Potência Constante
DC	<i>Direct Current</i> – Corrente Contínua
DER	<i>Distributed Energy Resource</i> – Fontes de Energia Distribudas
EMC	<i>Electromagnetic Compability</i> – Compatibilidade Eletromagnética
EMI	<i>Electromagnetic Interference</i> – Interferência Eletromagnética
EMTR	<i>Electromagnetic Time Reversal</i> – Reverso Temporal Eletromagnética
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i> – Tirstor GTO
HVDC	<i>High Voltage DC</i> - Rede DC de Elevada Tensão
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> – Transstor Bipolar de <i>Gate</i> Isolada
IGCT	<i>Integrated Gate-Commutated Thyristor</i> – Tirstor Comutado com <i>Gate</i> Integrada
IT	<i>Isolated-Terre</i> – Terra-Isolada
LCS	<i>Load Commutation Switch</i> – Interruptor de Comutao de Carga
LVDC	<i>Low Voltage DC</i> – Rede DC de Baixa Tensão
MCB	<i>Main Circuit Breaker</i> – Interruptor Principal
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> – Ponto de Máxima Potência
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i> – Transístor de Efeito de Campo de xido Metlico
PCC	<i>Point of Common Coupling</i> – Ponto de Acoplamento Comum
RCB	<i>Residual Current Breaker</i> – Interruptor de Corrente Residual
SST	<i>Solid State Transformer</i> – Transformador de Estado Sólido
TRV	Tensão de Recuperao Transitória
TN	<i>Terre-Neutre</i> – Terra-Neutro
TN-C	<i>Terre-Neutre Combin</i> – Terra-Neutro Combinado
TN-C-S	<i>Terre-Neutre Combin-Separ</i> – Terra-Neutro Combinado Separado
TT	<i>Terre-Terre</i> – Terra-Terra
VSC	<i>Voltage Source Converter</i> – Conversor de Fonte de Tensão

ZCS *Zero Current Switching* – Comutação a Corrente Nula
ZVS *Zero Voltage Switching* – Comutação a Tensão Nula

Capítulo 1

Introdução

O surgimento de micro-redes de corrente contínua (DC), muito devido à utilização de tecnologias de produção de energia distribuída, com recurso a fontes de energia renováveis, veio introduzir uma alternativa às redes de energia em corrente alternada (AC). Tendo em conta que os equipamentos domésticos eletrónicos utilizados são maioritariamente DC e que o carregamento de veículos elétricos representa uma porção significativa do consumo de energia elétrica da rede, torna-se vantajoso adotar a utilização de redes DC, eliminando fases de conversão de energia desnecessárias, que constituem uma das principais causas de perdas de energia.

Apesar das numerosas vantagens associadas às redes DC, subsistem importantes desafios tecnológicos que importa superar. No caso de ocorrência de falhas, verificam-se aumentos exponenciais nos valores de corrente e tensão, em curtos períodos de tempo. A inexistência de pontos de passagem da corrente elétrica por valor nulo, como acontece em sistemas AC, torna a tarefa de isolar e neutralizar falhas mais complexa. A forma como a restante rede é afetada dependerá do tempo necessário à identificação da falha, ao isolamento desse segmento e à posterior re-energização do mesmo. Atrasos na deteção e mitigação da falha podem implicar danos nos equipamentos. Para além da importância das estratégias de identificação da falha, a correta atuação de dispositivos de proteção permite evitar sobrecorrentes e, conseqüentemente, danos nos equipamentos.

Os disjuntores desempenham um papel fundamental na proteção das redes de energia elétrica, sendo responsáveis por interromper a passagem de corrente elétrica, limitar o valor máximo da mesma e isolar determinados componentes ou secções afetadas, para que não ocorram danos que afetem toda a rede.

Neste capítulo será feito um enquadramento do tema desta dissertação e as razões que justificam a sua pertinência, no que diz respeito a micro-redes DC. No capítulo seguinte, são apresentadas considerações teóricas sobre falhas em sistemas DC. Segue-se uma abordagem aos sistemas de proteção disponíveis e apontam-se as razões para a escolha de um disjuntor híbrido.

Posteriormente, a proteção híbrida proposta é simulada com recurso ao *software* Simulink e os resultados desta simulação são validados experimentalmente.

Em último lugar, são apresentados os resultados experimentais obtidos e apresentadas as conclusões finais.

1.1 AC versus DC

A disputa entre tecnologias AC e tecnologias DC remonta ao século XIX, quando decorreu a chamada “Guerra das Correntes”, com o intuito de estabelecer um sistema de transmissão de energia, de entre dois distintos – sistema AC ou sistema DC –, sendo que o sistema AC acabou por acolher maior apoio. Esta forma de transmissão de energia foi defendida por George Westinghouse e Nikola Tesla. A utilização de transformadores permitia regular facilmente os níveis de tensão a utilizar em processos de transmissão e consumo de energia. Os processos de transmissão de energia a longas distâncias tornaram-se extremamente simples, pelo fato de serem necessários elevados valores de tensão na etapa da transmissão, com o intuito de reduzir as perdas [1].

Thomas Edison defendeu a utilização de sistemas DC de baixa tensão (110 V), uma vez que estes já eram aplicados em sistemas de iluminação baseados em lâmpadas incandescentes. A energia elétrica não poderia, no entanto, ser transmitida a longas distâncias relativamente ao local da produção de energia.

Atualmente, a crescente utilização de cargas DC em ambiente doméstico, como é o caso de computadores, televisões, *smartphones*, sistemas de iluminação, componentes eletrónicos e, mais recentemente, veículos elétricos, mas também o desenvolvimento de conversores eletrónicos de potência mais eficientes, são fatores preponderantes que colocam em causa a sustentabilidade do sistema de distribuição AC. Para que possam ser utilizadas fontes de energia renováveis, como é o caso das células de combustível ou dos sistemas fotovoltaicos, a energia DC produzida é sujeita a uma conversão para AC, e só depois injetada na rede elétrica. Em ambiente doméstico, é novamente aplicada uma etapa de conversão AC/DC, para compatibilizar a energia elétrica com a alimentação dos equipamentos domésticos. Todas estas etapas de conversão implicam perdas significativas, que afetam também a qualidade da energia. Nesse sentido, as micro-redes DC vêm dar uma resposta complementar à utilização da rede de distribuição AC já existente.

1.2 Micro-redes DC

A necessidade emergente de reduzir, tanto quanto possível, o impacto ambiental causado pelas emissões de dióxido de carbono, é um dos fatores impulsionadores da adoção de micro-redes DC. Recentemente, este tipo de redes tem despertado um crescente interesse,

quer por parte dos consumidores, quer dos fornecedores de energia, pelas vantagens que proporcionam.

As micro-redes DC podem definir-se como redes que integram as etapas de produção, consumo e armazenamento de energia elétrica, efetuado através de baterias, bancos de condensadores ou volantes de inércia, cobrindo pequenas áreas geográficas [2]. O conceito encontra-se muitas vezes associado à utilização de fontes de energia renováveis, numa perspetiva de geração de energia distribuída – *Distributed Energy Resources* (DERs) –, na qual a energia é produzida em ambiente doméstico. As fontes de energia podem incluir energia solar térmica, energia fotovoltaica, células de combustível ou energia eólica.

Pelo facto da produção de energia ser feita localmente, não são registadas perdas significativas de energia, ao contrário do que é observado caso a produção seja realizada a longas distâncias em relação ao local de consumo. Por outro lado, a qualidade de energia é consideravelmente superior, dado que são eliminadas algumas etapas de conversão de energia. A isto, acresce o facto da problemática da demanda ser fortemente atenuada, em parte, graças ao potencial crescente para armazenar energia [3].

As micro-redes podem assumir diversas proporções, indo desde um único alojamento, a prédios inteiros, até parques industriais ou localidades inteiras. Assim sendo, as potências nominais destas redes podem ir de quilowatt (kW) a megawatt (MW). A Figura 1.1. representa, de forma esquemática, os possíveis constituintes de uma micro-rede DC e as etapas de conversão tipicamente implicadas.

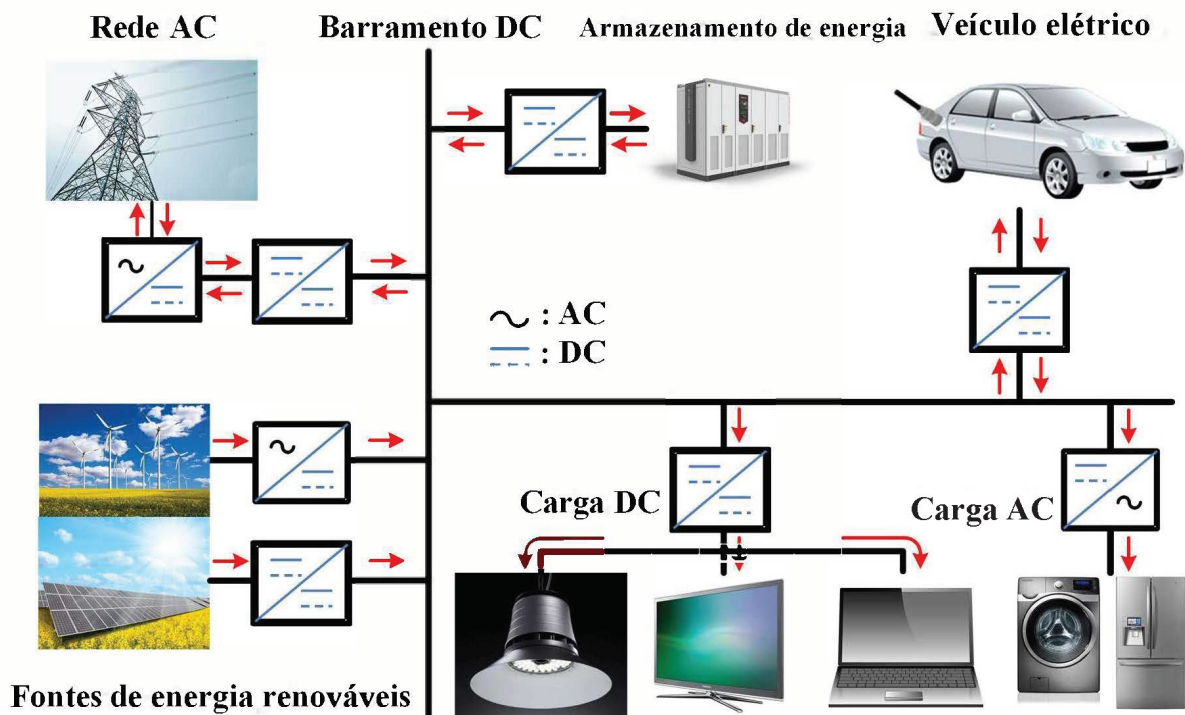


Figura 1.1: Exemplo da estrutura de uma micro-rede DC [4].

Mesmo em situações de falha de energia da rede elétrica principal, a micro-rede tem capacidade de operar de modo independente, dependendo apenas das suas fontes para fornecer a energia necessária às cargas.

As redes convencionais recorrem a etapas de conversão adicionais, uma vez que a rede fornece energia em AC, enquanto a maioria dos equipamentos utilizados nas nossas casas consome energia em DC. Nas micro-redes DC, são utilizados conversores DC/DC para ajustar o nível de tensão às necessidades dos equipamentos e, ocasionalmente, conversores DC/AC. A cada etapa de conversão estão associadas perdas, como mostram a Figura 1.2 e Figura 1.3. É feita a comparação das perdas de conversão associadas ao processo de alimentação de diferentes tipos de cargas numa habitação, numa rede convencional, com um barramento AC, e numa micro-rede DC, com um barramento DC. Verifica-se que as perdas registadas numa rede AC são consideravelmente superiores às da micro-rede DC, evidenciando assim as vantagens em termos de eficiência energética destas últimas [5].

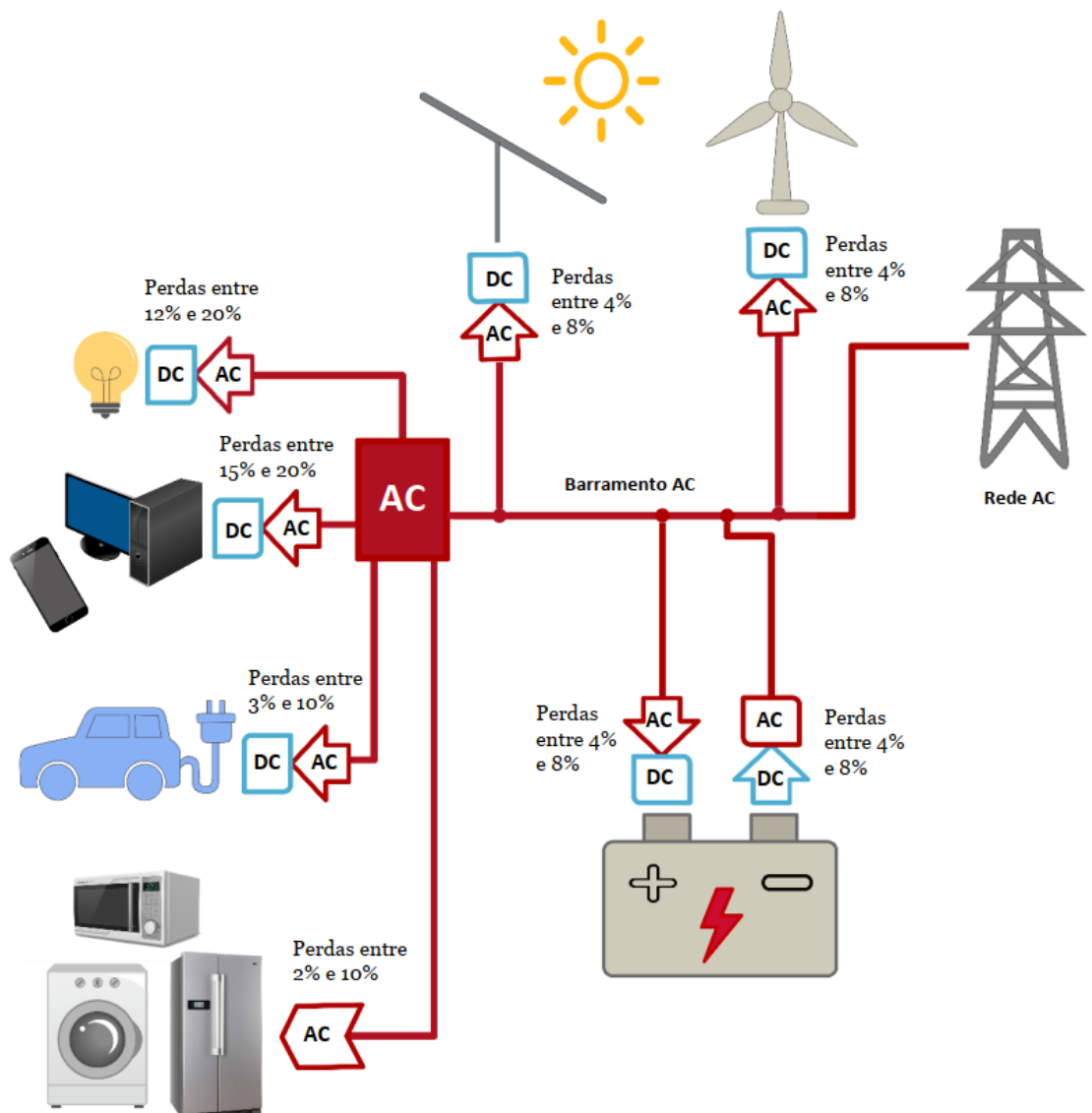


Figura 1.2: Distribuição de energia numa habitação com recurso a alimentação em AC (adaptado de [5]).

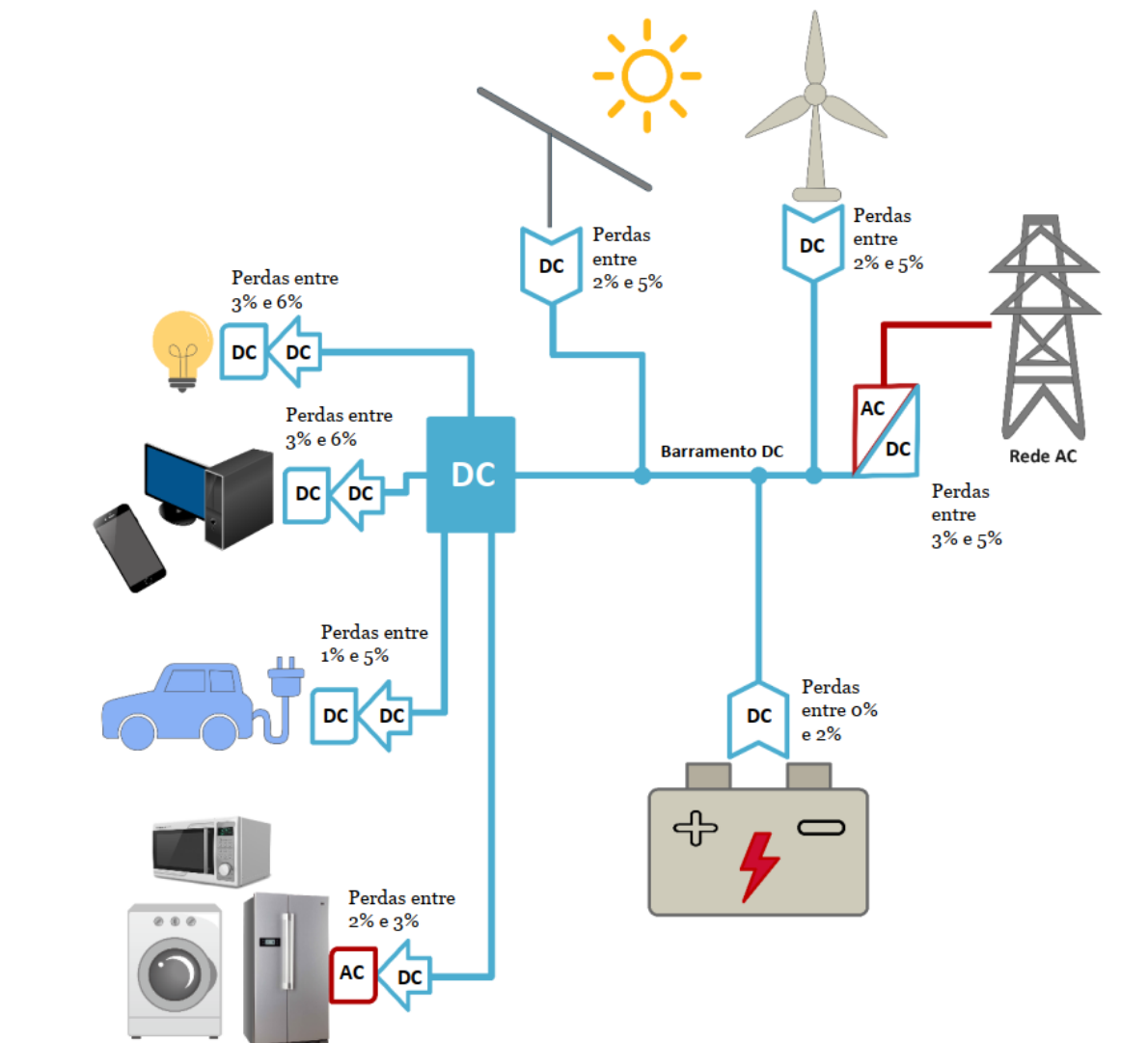


Figura 1.3: Distribuição de energia numa habitação baseada numa micro-rede DC (adaptado de [5]).

1.2.1 Funcionamento de micro-redes DC

A ligação de sistemas de microgeração de energia, com níveis de potência que atingem, no máximo, algumas dezenas de kW, a redes de baixa tensão, potencia a fiabilidade do processo de fornecimento de energia ao consumidor e, ao mesmo tempo, traz benefícios ao nível da gestão da operação da rede elétrica, na medida em que não é necessário investir em novas infraestruturas para expansão da rede, de modo a assegurar a satisfação da demanda [6].

Considera-se que as micro-redes podem operar em dois modos distintos:

- **Modo de operação interligado:** a micro-rede é ligada à rede principal, de forma a possibilitar consumos a partir da mesma ou injetar excedentes de produção na micro-rede;

- **Modo de operação isolado/em ilha:** a micro-rede opera autonomamente, sem ligação à rede principal.

O último modo de funcionamento poderá estar relacionado com a ocorrência de falhas que provocam o isolamento e desconexão da micro-rede à rede principal, desencadeando um fenómeno denominado por *islanding*, ou pode ser propositado para utilização em locais remotos, isolados ou onde é frequente registarem-se desastres naturais. Ainda assim, pressupõe-se o correto funcionamento no fornecimento de energia.

Caso se observe *islanding* em consequência de falhas, a magnitude do aumento do valor da corrente registado na micro-rede depende das condições operacionais anteriores a esse acontecimento, da localização da falha, do tempo necessário à deteção da mesma, das ações de remediação da falha e das fontes de energia incorporadas na micro-rede DC. Uma vez executados todos os procedimentos necessários à eliminação da falha, é feita a reconexão da micro-rede à rede principal. No entanto, para que tal aconteça, é necessário um período de tempo considerável (que pode chegar a alguns minutos), até que parâmetros como a tensão e corrente retornem aos valores normais e assim se mantenham por algum tempo. Pressupõe-se, ainda, uma sincronização adequada da micro-rede à rede principal através do Ponto de Acoplamento Comum (PCC) [7].

1.2.2 Componentes de uma micro-rede

De um modo geral, as micro-redes DC podem incluir os seguintes elementos:

- **PCC** – Efetua a ligação entre a micro-rede DC e a rede AC principal, recorrendo a um conversor DC/AC bidirecional ou a um transformador de estado sólido (SST) [8]. Este último elimina a necessidade da utilização conjunta de um transformador convencional e de um retificador, permitindo uma correção no fator de potência, um ajuste instantâneo no valor da tensão e eliminação de harmónicos, bem como uma construção mais leve e menos volumosa do que a utilizada nos transformadores convencionais. Pode não estar presente em micro-redes que operam em modo isolado.
- **Fontes de energia (produção)** – Podem incluir painéis fotovoltaicos ou turbinas eólicas que operam no ponto de máxima potência (MPPT) para produzir o maior valor de potência possível e, assim, obter o melhor rendimento. Podem ainda ser utilizadas fontes de energia não renováveis.

- **Consumo** – As cargas DC estão ligadas diretamente ao barramento DC, ou indiretamente, através de conversores DC/DC que fornecem a tensão adequada aos equipamentos.
- **Armazenamento** – Pode ser feito através de baterias, bancos de supercondensadores ou volantes de inércia diretamente ligados ao barramento DC através de conversores DC/DC bidirecionais, ou através de dispositivos de armazenamento de energia sob a forma de calor. Caso a micro-rede esteja ligada à rede AC e a demanda seja inferior à produção, os sistemas de armazenamento de energia são carregados; por outro lado, caso se verifique uma falha na produção ou na rede AC, os sistemas de armazenamento fornecem a energia necessária à micro-rede [2].

1.2.3 Vantagens de uma micro-rede DC

Uma micro-rede concilia sustentabilidade, segurança e acessibilidade num sistema independente, especialmente adequado aos consumidores finais de eletricidade, nomeadamente consumidores domésticos. Destacam-se as seguintes vantagens destes sistemas de energia:

- **Fiabilidade:** caso a rede principal falhe, a micro-rede é autossuficiente desde que as fontes de energia possuam recursos suficientes ou que as baterias forneçam energia suplementar suficiente;
- **Redução do número de etapas de conversão:** necessidade de menos conversores e conseqüente redução de perdas por conversão;
- **Redução das emissões de carbono na produção de energia:** através da utilização de fontes de energia renováveis para satisfazer o consumo doméstico;
- **Praticidade:** as cargas DC são diretamente alimentadas com corrente DC produzida, por exemplo, por painéis fotovoltaicos, eliminando assim etapas de conversão;
- **Melhoria na qualidade da energia:** as micro-redes DC proporcionam uma melhoria da qualidade de energia, o que afeta positivamente a rede elétrica AC, através do controlo da potência reativa e da frequência;
- **Rentabilidade:** o consumidor pode ajustar a produção da micro-rede e adaptar o consumo, o armazenamento em baterias ou a venda à rede, para obter a melhor relação custo/benefício [9].

1.2.4 Estratégias de controlo de micro-redes

Numa micro-rede DC, é importante aplicar determinadas técnicas que permitam controlar a distribuição de energia pelas cargas, reduzindo ao mínimo as flutuações nos valores de tensão em toda a micro-rede e assegurando que a tensão à saída das fontes de energia é constante e igual à do barramento DC. As principais estratégias de controlo consideradas em micro-redes DC são:

- **Droop control (controlo por decaimento):** Consiste numa técnica de controlo dos conversores utilizados na micro-rede, que permite que estes operem paralelamente. Existe partilha de potência entre as cargas: cada fonte deverá fornecer potência de forma proporcional à sua capacidade, isto é, a tensão de referência é linearmente reduzida com o aumento da corrente de saída. Não necessita de uma rede de comunicações [8].
- **Partilha ativa de carga:** Proporciona flutuações mínimas do valor da tensão no barramento DC, exigindo, no entanto, a existência de sistemas de comunicação entre os vários conversores da micro-rede. Os principais métodos de partilha ativa de carga incluem controlo centralizado, controlo *master-slave* e controlo em ciclo. No primeiro caso, é feita a divisão do valor total da corrente de carga pelo número de módulos/conversores, passando esse a ser o valor de referência para a corrente em cada módulo. Em cada módulo, esse valor de referência é subtraído do valor da corrente individual de cada módulo, obtendo-se assim o erro da corrente, Δ_{i_k} . É com base no erro determinado que é ajustado o valor da tensão. No caso do controlo *master-slave*, existe um módulo *master* que ajusta a tensão; a corrente desse mesmo módulo fixa o valor de referência da corrente dos restantes módulos (*slaves*). No controlo em ciclo, a corrente de referência de um módulo depende da corrente do módulo anterior [2], [8].

1.2.5 Desafios na implementação de micro-redes DC

Os investimentos iniciais na instalação das fontes de energia distribuídas (DERs) costumam ser um tanto elevados, em parte devido à pequena escala destes sistemas. São ainda necessários sistemas de armazenamento, inversores e retificadores, cujo preço depende da potência a que se destinam.

Existem, atualmente, lacunas no que diz respeito a legislação relativa aos equipamentos e sistemas de distribuição que compõem uma micro-rede DC.

Apesar das vantagens mencionadas nas secções anteriores, projetar e implementar proteções que se adequem a estes sistemas de distribuição de energia permanece um desafio, nomeadamente devido à inexistência de pontos de passagem da corrente por valor nulo e à rápida taxa de aumento da corrente que se verifica quando ocorre uma falha.

O presente trabalho tem, portanto, o intuito de investigar de forma mais aprofundada os mecanismos de proteção disponíveis para este tipo de micro-redes, bem como projetar e simular o comportamento de uma proteção DC alternativa.

Capítulo 2

Falhas em DC

A ocorrência de falhas nestas redes pode resultar em correntes transitórias significativas. As falhas desencadeiam um aumento súbito da corrente, observado num curto intervalo de tempo, devido à rápida descarga de elementos capacitivos e indutivos presentes na rede e à baixa impedância dos condutores. A corrente pode facilmente atingir valores 10 vezes superiores ao valor nominal da rede.

Por forma a evitar danos nos equipamentos, a falha deve ser imediatamente localizada e os dispositivos de proteção devem ser de ação rápida. Os conversores utilizados apresentam a vantagem de limitar o valor máximo atingido pela corrente de falha, tipicamente a 2/3 vezes o valor nominal. Apesar dessa redução ser vantajosa, tal pode implicar que o valor da corrente se reduza para um valor inferior ao necessário para se detetar a ocorrência de uma falha.

O modo como a micro-rede opera afeta a corrente de falha, uma vez que numa operação em modo de interligação com a rede AC, tanto a rede AC como as DERs contribuem para o aumento do valor da corrente em modo de falha, podendo o mesmo ser 20 a 50 vezes superior ao valor nominal. Caso a micro-rede opere em modo isolado, apenas as DERs são responsáveis por esse aumento, que pode atingir até 5 vezes o valor nominal da corrente [10].

A curva característica da corrente em modo de falha divide-se em duas fases distintas: uma primeira transitória e outra de regime permanente. Na fase transitória, o aumento de corrente resulta da descarga de energia acumulada em condensadores e bobinas dos conversores eletrónicos de potência. Em regime permanente, a corrente de falha é afetada pela rede AC, notando-se uma certa estabilização na corrente de falha [11].

A Figura 2.1 representa a evolução da corrente de falha, onde se distinguem claramente os dois períodos mencionados anteriormente: a fase transitória e o regime permanente. Como é possível verificar, a corrente nunca atinge o valor nulo, tal como aconteceria em AC. Por outro lado, o valor de pico em DC é muito superior ao registado em regime permanente. Deste modo, os mecanismos de proteção a usar em micro-redes DC terão que ser distintos e operar com maior rapidez.

A presença de conversores eletrónicos de potência nas micro-redes DC, que frequentemente se comportam como Cargas de Potência Constante (CPL), é um fator que agrava o problema do aumento acentuado do valor da corrente, uma vez que, como o nome indica, os conversores entregam uma potência constante à saída, no lado da carga. Assim

sendo, a queda abrupta de tensão (provocada por uma falha) implica o aumento significativo da corrente. Quanto maior for o número de conversores integrados na micro-rede, mais grave será este problema [12].

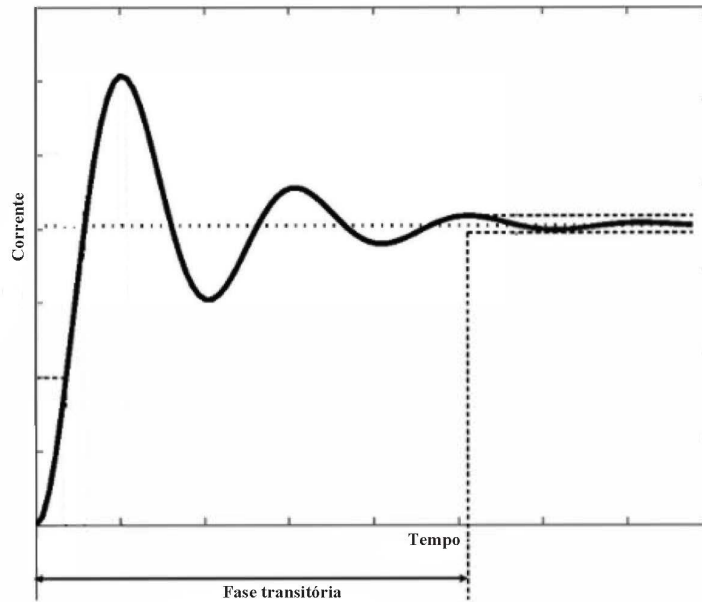


Figura 2.1: Comportamento típico da corrente elétrica ao longo do tempo, após a ocorrência de uma falha de curto-circuito numa micro-rede DC [11].

Em [13] são descritas as etapas que sucedem à ocorrência de uma falha numa micro-rede DC com ligação à rede AC, sendo essa ligação entre as duas redes efetuada com recurso a um inversor de fonte de tensão (VSI). O primeiro estágio corresponde à descarga do condensador do barramento DC; o segundo denomina-se estado de roda livre e inicia-se quando a tensão aos terminais do condensador é nula; o último inclui a alimentação da corrente de falha através da rede DC. Descreve-se, seguidamente, cada uma das três etapas.

- 1. Descarga do condensador:** Esta etapa decorre enquanto o condensador do barramento DC descarrega. O circuito equivalente encontra-se representado na Figura 2.2.

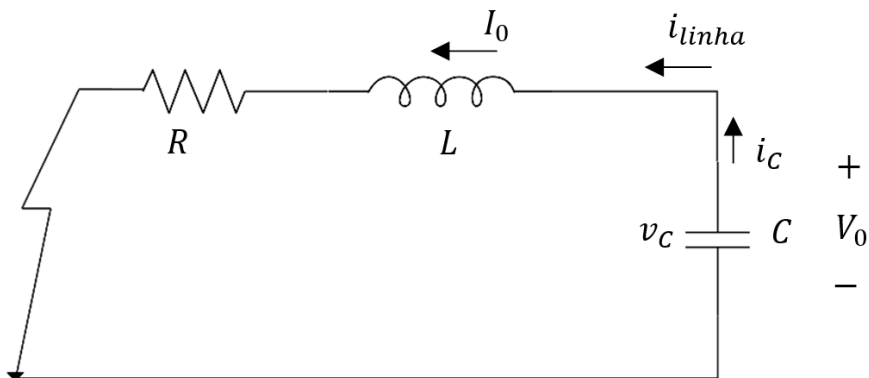


Figura 2.2: Esquema equivalente de uma falha numa micro-rede DC: Fase 1 – Descarga do condensador.

Sob a condição de $R < 2\sqrt{\frac{L}{C}}$, a solução da equação que representa o circuito RLC (de segunda ordem), resulta numa oscilação. Considerando que a falha ocorre num instante de tempo t_0 , com condições iniciais $v_c(t_0) = V_0$ e $i_{linha}(t_0) = I_0$, a resposta do circuito é dada por:

$$v_c = \frac{V_0\omega_0}{\omega} e^{-\delta t} \sin(\omega t + \beta) - \frac{I_0}{\omega C} e^{-\delta t} \sin(\omega t) \quad (2.1)$$

$$i_{linha} = C \frac{dv_c}{dt} = -\frac{I_0\omega_0}{\omega} e^{-\delta t} \sin(\omega t - \beta) + \frac{V_0}{\omega L} e^{-\delta t} \sin(\omega t) \quad (2.2)$$

onde $\delta = \frac{R}{2L}$, $\omega^2 = \frac{1}{LC} - \left(\frac{R}{2L}\right)^2$, $\omega_0 = \sqrt{\delta^2 + \omega^2}$ e $\beta = \arctan\left(\frac{\omega}{\delta}\right)$. A tensão do condensador atinge um valor nulo no instante t_1 , definido por:

$$t_1 = t_0 + \frac{\pi - \gamma}{\omega} \quad (2.3)$$

onde $\gamma = \arctan \frac{V_0\omega_0 C \sin \beta}{V_0\omega_0 C \cos \beta - I_0}$.

2. Estado de roda livre: A segunda etapa inicia-se quando a tensão no condensador for nula. A corrente passa a circular nos díodos do inversor e a indutância de linha força a circulação de corrente numa malha de roda livre, tal como representado na Figura 2.3.

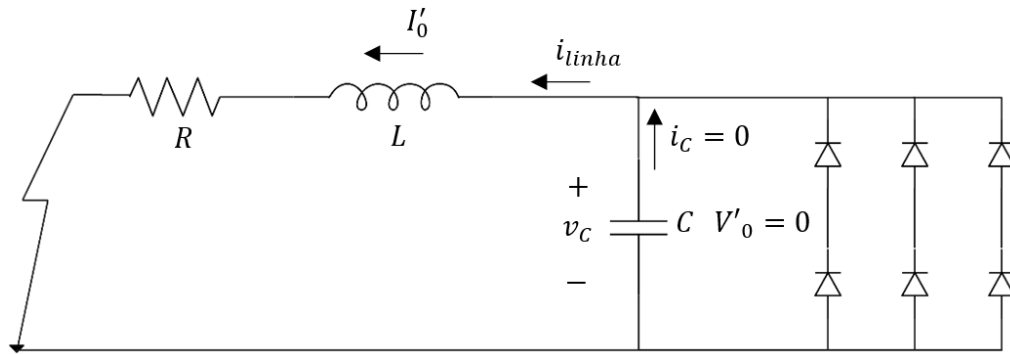


Figura 2.3: Esquema equivalente de uma falha numa micro-rede DC: Fase 2 – Roda livre.

Caso o estado de diodo de roda livre se prolongue muito no tempo, os próprios díodos correm um grande risco de serem danificados. O ideal será mitigar a falha no estado 1 e evitar este estado. Em alguns casos, as condições da falha podem induzir a condução dos díodos, levando a corrente de falha a percorrer “caminhos” onde não há possibilidade de ser interrompida por nenhum mecanismo inerente aos conversores. Tal ocorrência danifica os semicondutores, devido à baixa tolerância destes componentes a curto-circuitos.

A corrente de linha tem um valor inicial $i_{linha} = I'_o$, sendo definida pela seguinte expressão:

$$i_{linha} = I'_o e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \quad (2.4)$$

A corrente de cada braço do inversor é dada por $i_{D1} = \frac{i_{linha}}{3}$.

Nesta fase, os díodos são abruptamente sujeitos a elevados valores de corrente, o que poderá danificá-los.

3. Alimentação da corrente de falha através da rede: O condensador e a bobina têm como resposta uma fonte de corrente forçada, como representado na Figura 2.4. O contributo do VSI na corrente de falha pode ser obtido através da análise de uma falha trifásica AC. Para a fase a , considera-se que a tensão após a falha é:

$$v_a = V \sin(\omega t + \alpha) \quad (2.5)$$

onde V corresponde à tensão da rede de alimentação AC, ω à frequência angular e α ao ângulo do vetor da tensão no instante t_1 .

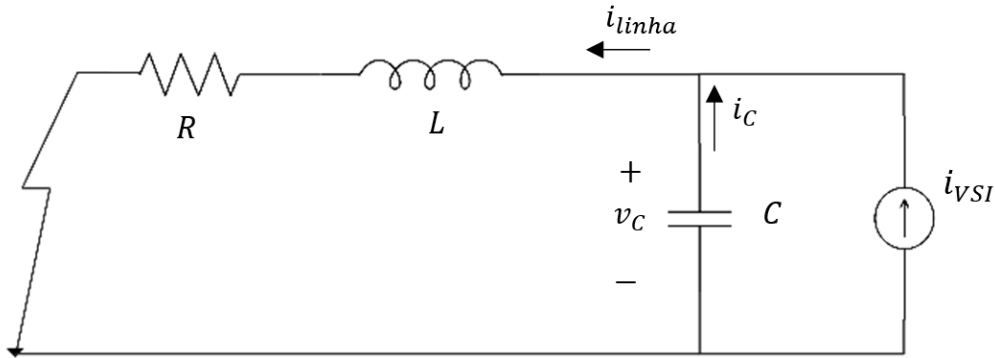


Figura 2.4: Esquema equivalente de uma falha numa micro-rede DC: Fase 3 – Alimentação da corrente de falha através da rede AC.

A corrente por fase é dada por:

$$\begin{aligned} i_a &= I \sin(\omega t + \alpha - \varphi) + I_0 \sin(\alpha - \varphi_0) - I \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{t}{\tau}} = \\ &= I \sin(\omega t + \alpha - \varphi) + I_n e^{-\frac{t}{\tau}} \end{aligned} \quad (2.6)$$

onde $\varphi = \arctan \left[\frac{\omega L}{R} \right]$, $\tau = \frac{L}{R}$, I_0 e φ_0 são as amplitudes iniciais da corrente da rede e do ângulo de fase, respetivamente. A corrente i_a circula desde os díodos e contribui para o valor de i_{VSI} , juntamente com o valor das correntes nas restantes fases b e c .

2.1 Tipos de falhas

Essencialmente, existem dois tipos de falha, passíveis de ocorrer numa rede DC: falha entre pólos ou falha pólo-pólo e falha pólo-neutro. A Figura 2.5 representa esses dois tipos de falha.

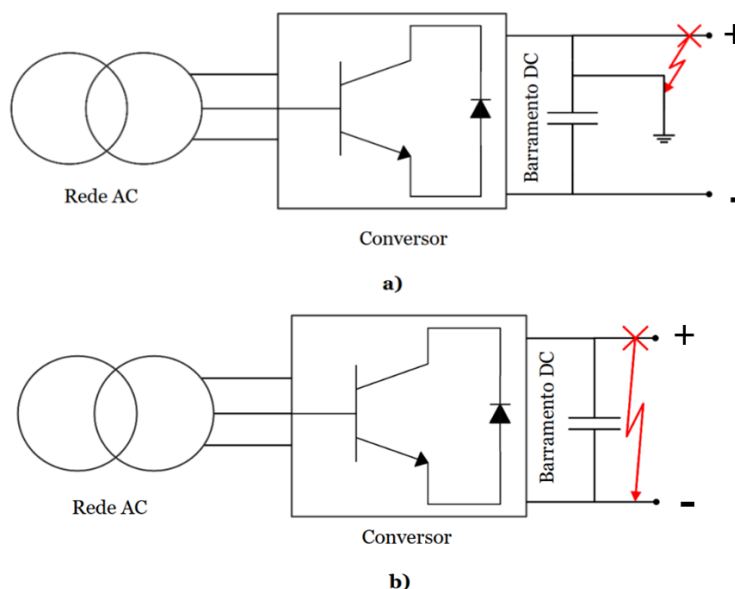


Figura 2.5: Tipos de falhas em DC: a) Falha pólo-neutro; b) Falha pólo-pólo (adaptado de [14]).

As falhas entre pólos caracterizam-se por baixa impedância e ocorrem quando se verifica um curto-circuito entre o pólo positivo e o pólo negativo. Por consequência, a tensão nesse local cai para um valor nulo e a corrente inicia um aumento significativo, num curto período de tempo.

Já as falhas pólo-neutro caracterizam-se por elevada impedância e correspondem a um curto-circuito entre o pólo (positivo ou negativo) e o neutro. Ocorrem, principalmente, devido ao desgaste dos cabos, provocando o contacto direto do condutor com a terra. O tipo de ligação à terra pode determinar a severidade destas falhas.

Pelo facto de se tratar de falhas de baixa impedância, as falhas entre pólos são mais facilmente detetáveis e apresentam um maior risco de segurança.

2.2 Estratégias de deteção de falhas

Uma prática comum em sistemas DC interligados à rede AC consiste em interromper essa ligação quando é detetada a ocorrência de uma falha, sendo que essa interrupção perdura até que a falha seja localizada e completamente suprimida. Tal estratégia implica a desenergização total (e desnecessária) da rede DC durante um longo período de tempo [15]. Para

evitar a inutilização da micro-rede DC por longos períodos, deve seguir-se uma sequência bem definida de ações:

- 1) Identificação da falha tão rapidamente quanto possível;
- 2) Envio de um sinal para o dispositivo de proteção;
- 3) Isolamento da secção afetada;
- 4) Identificação da natureza da falha: caso seja permanente, procede-se à localização da mesma para posteriormente efetuar trabalhos de reparação; caso seja temporária, o respetivo disjuntor deve ser aberto por algum tempo e novamente fechado para restaurar a parte isolada.

A deteção de falhas configura uma tarefa complexa numa micro-rede DC, em comparação com uma rede AC equivalente, dado os valores de resistência e reatância de linha serem inferiores para o caso da micro-rede DC. Para além disso, as micro-redes DC interligadas com a rede de distribuição AC requerem a utilização de conversores de fonte de tensão (VSC), sendo estes extremamente sensíveis a alterações súbitas nos valores de corrente, decorrentes da ocorrência de falhas [16]. Assim sendo, as estratégias de deteção e localização de falhas exigem precisão e fiabilidade.

Na escolha de uma estratégia de deteção de falhas, o custo, a simplicidade, o esforço computacional envolvido, a eficácia e rapidez devem ser fatores a ter em conta.

Distinguem-se as seguintes estratégias de deteção de falhas em sistemas DC:

- **Sobrecorrente:** O método baseia-se na definição de um intervalo de segurança para o valor da corrente. Caso os valores medidos pelos sensores de sobrecorrente sejam superiores aos do intervalo de segurança, assume-se a ocorrência de uma falha e é enviado um sinal ao dispositivo de proteção. É adequado a sistemas DC que possuam retificadores, por possibilitarem a limitação do valor da corrente de falha.

Este será o método adotado nesta dissertação para detetar a ocorrência de uma falha e acionar os dispositivos de proteção.

- **Derivada da corrente:** Após a ocorrência de uma falha, verifica-se que a derivada da corrente passa de um valor nulo a um valor muito elevado, num curto período de tempo. É essa característica que permite a identificação da falha. A derivada da corrente depende de fatores como o comprimento do condutor, o valor da carga por linha e a impedância de falha.

Pode também ser determinada a derivada de segunda ordem, para estimar a impedância de uma falha. Tal implica que os sensores utilizados possuam elevadas taxas de amostragem, facto que agrava o risco de captação de ruído, o que pode resultar em falsos alarmes para os dispositivos de proteção. Para atenuar esse problema, devem ser utilizados filtros que cancelem o ruído captado.

- **Sobrecorrente direcional:** Trata-se de um método semelhante ao método convencional de análise da sobrecorrente, com a particularidade de envolver a aplicação de um sistema de comunicações para troca de dados entre os sensores que detetam a alteração da amplitude e a direção da corrente. Na fase inicial da falha, é registada a direção de circulação da corrente, sendo essa informação fornecida aos dispositivos de proteção para localização da falha. Os dispositivos necessários atuam de forma seletiva, uma vez que este método permite detetar e também localizar a falha [17].

- **Proteção à distância:** Efetua-se a medição da impedância desde um determinado ponto até ao ponto onde ocorreu a falha – Estimação Ativa da Impedância (AIE). Em função da impedância medida e da estimativa da distância à falha, é enviado ao respetivo disjuntor um sinal de acionamento, após um compasso de tempo. Trata-se de um método iterativo, cujo erro no cálculo da distância estimada aumenta com o valor da resistência. Não é adequado para aplicação em sistemas de energias cujos condutores sejam de comprimento reduzido nem a falhas de elevada impedância [15], [17].

O método de ondas progressivas enquadra-se, também, no grupo de estratégias de deteção de falhas à distância. Um exemplo da sua utilização é a Reversão Eletromagnética Temporal (EMTR), que consiste no registo do valor transitório de grandezas DC, num determinado intervalo temporal, em localizações específicas. Posteriormente, é calculada a energia associada aos valores medidos. O ponto do sistema de energia onde é registado o maior valor de energia é identificado como o local da falha [17].

- **Proteção diferencial:** Compreende a comparação entre o valor de corrente elétrica que entra num certo componente e o valor de corrente elétrica à saída do mesmo. Os valores são obtidos com recurso a transdutores de corrente (como é o caso de sensores de efeito de Hall). Este método é relativamente insensível ao ruído e outras perturbações provocadas pela falha, assumindo vantagem em relação aos métodos supramencionados, neste aspeto [16].

A proteção diferencial tem como desvantagens a imposição de um sistema de comunicação, o elevado custo de implementação, a impossibilidade de associar um sistema de proteção de *backup* e a suscetibilidade a erros na leitura de corrente elétrica por parte dos aparelhos de medição.

A Figura 2.6 representa o esquema de uma rede DC interligada com uma rede AC. A deteção da falha é conseguida através da diferença entre o valor de i_a e i_b . Considera-se, no entanto, que i_a não contribui para o valor de i_b .

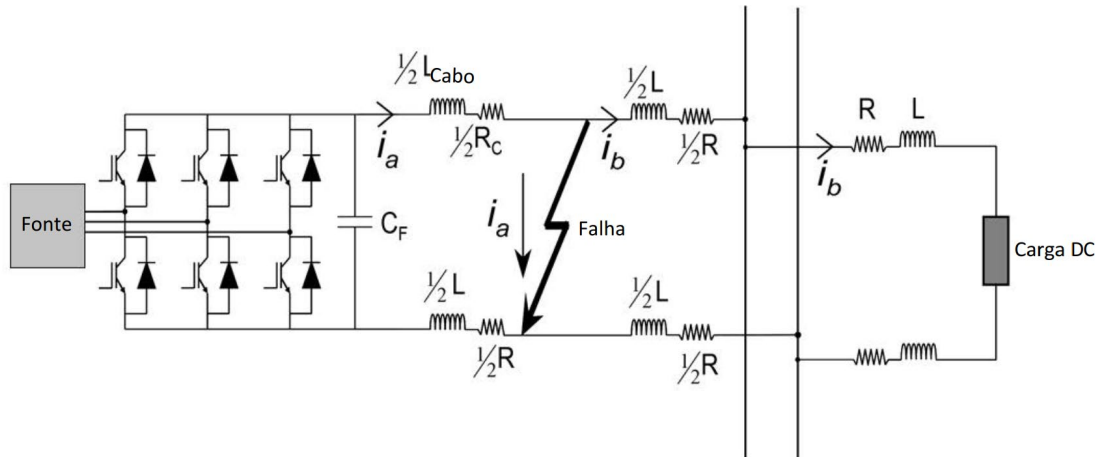


Figura 2.6: Esquema de uma rede DC interligada com uma rede AC, onde é aplicado o método diferencial na identificação da ocorrência de uma falha [16].

2.3 Estratégias de localização de falhas

Para além da importância de reconhecer a ocorrência de uma falha, é também importante localizá-la. Atualmente, destacam-se na literatura os métodos *offline* na localização de falhas em sistemas DC [18].

Existem, essencialmente, dois métodos: medição da impedância e avaliação da onda viajante.

A medição da impedância, como o próprio nome indica, consiste na obtenção do valor da impedância numa dada linha, através da medição da corrente e tensão aos terminais dessa linha. Este método encontra limitações à sua aplicação direta em sistemas DC, devido à ausência de frequência e de fasores de tensão ou corrente [19].

A propagação de ondas viajantes surge da existência de sinais de curta duração e de alta frequência, derivados do aumento de corrente e de variações de tensão decorrentes da ocorrência de uma falha. Como o local de falha constitui uma descontinuidade, uma porção da onda de transporte é refletida quando a onda incidente chega a esse local [17].

Os métodos baseados em ondas progressivas têm por base a propagação de uma onda (que afeta a forma de onda da tensão), com origem no local de ocorrência da falha, que se propaga em todas as direções, até aos extremos da linha de transmissão. Para estimar a distância à falha, é necessário conhecer o comprimento da linha de transmissão e a velocidade de propagação da onda, cujo valor se aproxima do valor da velocidade da luz.

Apesar de aplicados com sucesso, os métodos baseados em ondas progressivas são incompletos na representação matemática da onda progressiva, requerem o conhecimento da impedância característica dos condutores e não se mostram eficazes na localização de falhas a curtas distâncias, pelo que poderão não ser indicados para micro-redes DC [18].

Alternativamente, métodos baseados no valor da impedância avaliam a fase de descarga do condensador para identificar o local da ocorrência da falha. O valor da indutância de linha desde um condensador de elevada capacidade, até ao local da falha, é estimado através da tensão do condensador e da corrente nessa mesma linha, medida na fase inicial da descarga do condensador [20].

Em [13], a localização da falha é feita sem recurso a sistemas de comunicação, com base no comportamento da corrente de falha e da tensão no barramento DC.

Em [21], a localização da falha é determinada no momento de descarga do condensador do barramento DC, quando a resistência de falha é próxima de zero. Quanto maior o valor da resistência de falha, maior o erro associado à localização da falha.

Os métodos de localização de falhas reportados na literatura, que se baseiam na medição de valores de tensão, de corrente do barramento DC ou da corrente que percorre os semicondutores (no caso de proteções de estado sólido ou híbridas), requerem um elevado período de amostragem, o que culmina num acentuado stress para os dispositivos de proteção, decorrente dos elevados valores de corrente de falha [22].

2.4 Isolamento da secção afetada pela falha

A proteção de redes DC depende, em boa parte, da seletividade dos dispositivos de proteção utilizados e dos métodos de deteção e localização de falhas acima mencionados. Para além destes, outro aspeto a considerar é a forma como é efetuado o isolamento da secção da micro-rede afetada pela falha. A mesma micro-rede pode combinar diferentes métodos.

Distinguem-se três métodos principais [23]:

- Eliminação não seletiva da falha: Toda a micro-rede é considerada como uma única zona. Quando ocorre uma falha, a linha afetada é localizada, sendo toda a micro-rede desenergizada. A linha afetada é isolada e só depois a restante rede (não afetada) é novamente alimentada.
- Eliminação totalmente seletiva da falha: A falha é localizada e apenas a zona da falha é desligada, permanecendo as restantes secções da rede em operação.
- Eliminação parcialmente seletiva da falha: Resulta da combinação de ambas as estratégias anteriores.

Capítulo 3

Sistemas de ligação à terra em DC

Um sistema de proteção de uma micro-rede DC deve integrar, para além dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, métodos de localização de falhas adequados e ligação à terra.

3.1 Ligação à terra

Uma ligação à terra implica a conexão física de um componente ou sistema elétrico ao solo, através da utilização de um elétrodo. Os sistemas de descarga para a terra podem apresentar diversas configurações e têm como objetivos primários detetar a existência de falhas pólo-neutro, assegurar a segurança de equipamentos e pessoas e minimizar fugas de corrente para a terra durante a operação normal.

A implementação de um sistema de ligação à terra no contexto de redes DC é um processo complexo, se comparado com o equivalente em redes AC. Em particular, as micro-redes DC de baixa tensão estão frequentemente associadas a uma rede principal de distribuição AC, por forma a tirar o maior partido possível da utilização de DERs. Alguns trabalhos científicos [24], [25] abordam as possíveis estratégias a adotar em micro-redes DC, mas desprezam a rede AC que lhes está associada. Outros trabalhos realçam a importância e a influência que a rede AC tem sobre as micro-redes DC [26], [27].

Em [26], destaca-se que a utilização de um esquema TN na rede AC e de um esquema IT na micro-rede DC poderá causar variações significativas na tensão de modo comum (CMV), devido à natureza comutada do conversor que interage com a rede AC. Essas oscilações podem ainda afetar, de forma cumulativa, todos os conversores ligados ao barramento DC, através do surgimento de correntes elevadas.

Nos trabalhos desenvolvidos em [27], apresenta-se como solução para a redução do valor dessas correntes indesejadas, a utilização de um sistema de ligação à terra com elevada resistência na micro-rede DC.

Uma micro-rede DC pode: não possuir ligação à terra; possuir uma ligação sólida à terra; apresentar uma elevada resistência na ligação à terra; ou possuir ligação à terra de baixa resistência. A inexistência de ligação à terra implica o surgimento de valores de tensão elevados em caso de falha, o que representa um risco para a segurança de equipamentos e pessoas.

Numa ligação sólida à terra, não é utilizada/induzida qualquer resistência na ligação. Estabelece-se uma ligação entre o neutro e a terra, limitando a CMV e a necessidade de isolamento, conferindo maior segurança. Quando se utiliza uma resistência para fazer a ligação entre o neutro e a terra, pretende-se limitar a oscilação da sobretensão e o valor da corrente de curto-circuito até 2.5 vezes.

Elevada resistência na ligação à terra resulta no aparecimento de correntes de fuga à terra muito baixas e elevados valores de tensão no modo comum (CMV). No entanto, existe um problema de envelhecimento devido aos elevados valores de resistência e também uma certa dificuldade em regular a sobretensão, por não haver ligação direta do neutro à terra [28].

Baixa resistência na ligação à terra gera tensões de modo comum (tensões pólo-neutro) reduzidas e elevadas correntes de fuga [29]. Um valor mais elevado de resistência pode, no entanto, prejudicar o papel dos dispositivos de proteção.

Recentemente, surgiram sistemas de ligação à terra baseados em eletrónica de potência, substituindo a utilização de resistências por díodos ou tirístores. Ambos são ligados à terra através do pólo DC negativo. No caso do tiristor, a *gate* pode ser disparada quando a tensão negativo-neutro exceder um determinado valor [24], [30]. A Tabela 3.1 estabelece uma comparação entre as tensões de contacto e as correntes de fuga registadas em cada tipo de sistema de ligação à terra.

Tabela 3.1: Parâmetros associadas a cada método de ligação de um sistema de energia à terra [14], [24].

Método de ligação à terra	Tensão de contacto	Corrente de fugas	CMV	Fiabilidade	Interrupções no fornecimento de energia	Corrente de falha
Ligação sólida	Baixa	Elevada	Baixa	Baixa	Sim	Elevada
Ligação através de diodo	Baixa/ Moderada	Moderada/ Elevada	Baixa/ Moderada	Elevada	Sim	Moderada
Ligação através de tiristor	Moderada	Baixa/ Moderada	Moderada/ Elevada	Elevada	Sim	Moderada
Sem ligação	Elevada	Baixa	Elevada	Baixa	Não	Reduzida
Ligação de elevada resistência	Elevada	Baixa/ Moderada	Elevada	Elevada	Não	Reduzida
Ligação de baixa resistência	Moderada	Moderada/ Elevada	Baixa	Elevada	Não	Moderada

Existem ainda soluções que se baseiam na avaliação do valor da CMV. Em condições de funcionamento normais, a ligação à terra pode ser eliminada, sendo apenas ativada quando o valor da CMV se encontrar acima de determinado nível pré-estabelecido. A CMV

relaciona-se com as correntes de fuga à terra através da resistência de ligação à terra: para um valor elevado de resistência, as correntes de fuga serão quase nulas e a CMV poderá estar próxima do seu valor máximo [30].

A ligação à terra deve cumprir alguns requisitos, como minimizar os efeitos das oscilações da tensão nos componentes e garantir a deteção precoce de falhas.

A norma IEC 6034-1 distingue cinco sistemas de ligação à terra para DC: TN (*Terre-Neutre*) – sendo que este sistema contempla três subclasses, TT (*Terre-Terre*) e IT (*Isolated-Terre*). A primeira letra explicita a relação entre o sistema de alimentação e a terra: caso se trate de um T, indica a ligação direta das fontes de energia à terra; caso se trate de um I, indica a ausência dessa mesma ligação. A segunda letra desta nomenclatura, T ou N, designa a ligação direta de componentes condutores expostos à terra e a ligação dos mesmos ao neutro, respetivamente [19].

A Tabela 3.2 resume as vantagens e desvantagens associadas a cada método de ligação à terra, relativamente a vários requisitos.

Tabela 3.2: Comparação dos vários sistemas de ligação à terra [19].

	TT	TN-S	TN-C	IT
Segurança de pessoas	<ul style="list-style-type: none"> Boa 	<ul style="list-style-type: none"> Boa 	<ul style="list-style-type: none"> Boa 	<ul style="list-style-type: none"> Boa
Segurança de equipamentos	<ul style="list-style-type: none"> Boa Corrente de falha ronda apenas alguns A 	<ul style="list-style-type: none"> Boa Corrente de falha da ordem de 1 kA 	<ul style="list-style-type: none"> Baixa Corrente de falha da ordem de 1 kA 	<ul style="list-style-type: none"> Excelente Corrente de falha da ordem dos mA, mas a segunda falha apresenta elevado valor de corrente
Continuidade no fornecimento de energia	<ul style="list-style-type: none"> Razoável 	<ul style="list-style-type: none"> Razoável 	<ul style="list-style-type: none"> Razoável 	<ul style="list-style-type: none"> Excelente
EMC	<ul style="list-style-type: none"> Boa Risco de sobretensão 	<ul style="list-style-type: none"> Excelente 	<ul style="list-style-type: none"> Baixa Elevadas correntes transitórias 	<ul style="list-style-type: none"> Baixa Risco de sobretensão

3.1.1 Terre-Neutre (TN)

É o sistema mais recorrente em sistemas de energia DC. Nesta configuração, o ponto médio da linha de distribuição de energia e as partes condutoras expostas dos equipamentos são ligadas à terra. Dependendo do tipo de ligação TN, as partes condutoras podem ser ligadas a uma terra de proteção (PE), ao neutro ou a uma combinação PE com neutro (PEN).

A resistência de ligação à terra é reduzida, sendo registados elevados valores de corrente de fuga à terra e oscilações da tensão no barramento DC, facilitando assim a deteção de falhas. No entanto, a tensão de contacto neste sistema pode atingir valores muito elevados, que claramente representam um risco para a segurança das pessoas [31].

3.1.1.1 TN-S

Neste sistema, os condutores Neutro (N) e Terra de Proteção (PE) encontram-se separados ao longo de todo o sistema. De entre o conjunto de subsistemas TN, é o que apresenta a melhor Compatibilidade Eletromagnética (EMC), sendo mais seguro que o sistema TN-C uma vez que, caso um condutor seja desconectado, mantém-se a intacta a funcionalidade da proteção [24], [31].

A Compatibilidade Eletromagnética (EMC) está relacionada com a baixa Interferência Eletromagnética (EMI), fenómeno que se verifica quando um equipamento sensível a ruído ou interferências é exposto a um ambiente altamente afetado por perturbações eletromagnéticas, devido à existência de inúmeros equipamentos que, inevitavelmente, constituem fontes de interferência e ruído. A forma de distribuição física dos condutores é uma das estratégias mais efetivas para minimizar a EMI e aumentar a EMC [32].

Este sistema caracteriza-se por um valor de tensão pólo-neutro bem definido e por proporcionar um caminho específico para passagem de corrente de fugas. A Figura 3.1 representa o esquema de ligação à terra, de acordo com este sistema.

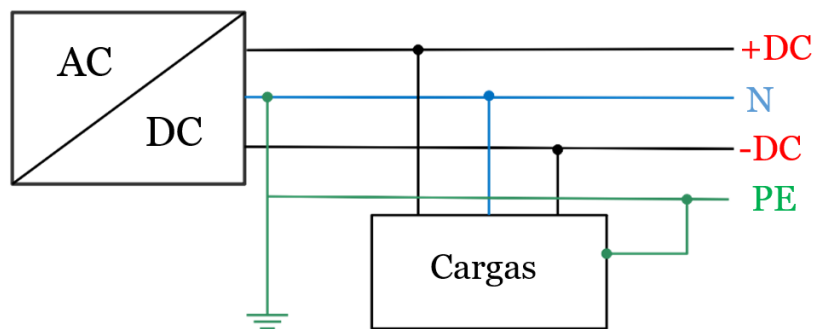


Figura 3.1: Sistema de ligação à terra: TN-S (adaptado de [33]).

3.1.1.2 TN-C

Neste sistema, os condutores Neutro (N) e Terra de Proteção (PE) são combinados num só condutor, denominado PEN. O condutor é utilizado ao longo de todo o sistema, o que representa uma vantagem em termos de custos, já que é utilizado um único condutor. O

isolamento dos equipamentos não sofre desgaste em consequência de eventuais sobretensões [33].

A fonte de tensão é diretamente ligada à terra e as partes condutoras dos equipamentos são ligadas ao condutor PEN [14].

A ocorrência de falhas no sistema de alimentação de baixa tensão pode originar o surgimento de tensões de contacto, em locais de consumo de baixa tensão, que nada têm que ver com a falha. Este sistema é o que menor segurança garante às pessoas, o menos eficaz na regulação da EMC e é desaconselhado em ambientes suscetíveis à ocorrência de ignições [26], [33]. A Figura 3.2 mostra a configuração da ligação à terra neste sistema.

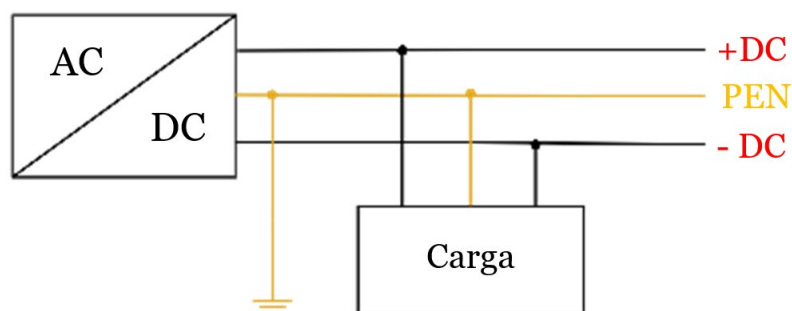


Figura 3.2: Sistema de ligação à terra: TN-C (adaptado de [33]).

3.1.1.3 TN-C-S

A tipologia TN-C-S conjuga a TN-C com a TN-S, para obter o máximo proveito das duas configurações. Uma parte do sistema utiliza uma estratégia TN-C (geralmente na ligação da micro-rede DC com a rede AC), enquanto a restante parte do sistema adota uma estratégia TN-S (principalmente no interior da micro-rede DC) [28].

A desvantagem desta tipologia está associada à dificuldade na deteção de falhas caso o condutor neutro se encontre desconectado. A Figura 3.3 apresenta o esquema deste sistema de ligação à terra.

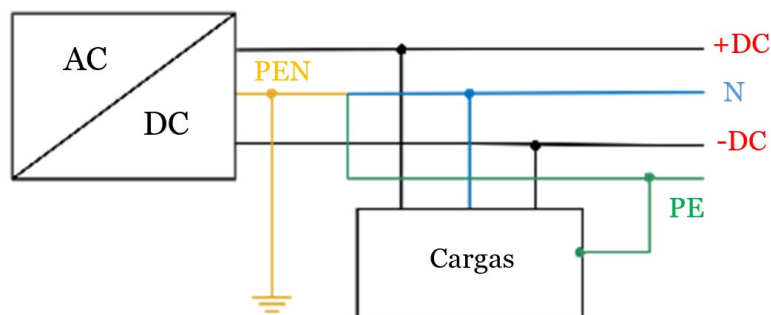


Figura 3.3: Sistema de ligação à terra: TN-C-S (adaptado de [33]).

3.1.2 Isolated Terre (IT)

Estes sistemas não possuem ligação do ponto neutro à terra; apenas as carcaças dos equipamentos são ligadas à terra. É utilizado preferencialmente o pólo positivo na ligação à terra, para reduzir o efeito da corrosão. Tem, por isso, vantagens como a curta distância da linha de ligação à terra, reduzidos valores de corrente de falha e capacidade de fornecimento contínuo de energia às cargas em caso de falha [33].

Em contrapartida, o reduzido valor de corrente de falha dificulta a tarefa de deteção e localização da falha. Caso ocorra uma segunda falha pólo-neutro, o caminho percorrido pela corrente de falha é difícil de determinar. Para melhorar este aspeto, pode aumentar-se o valor da impedância em linha, ainda que isso resulte num aumento das perdas [31].

Dos sistemas de ligação à terra apresentados, o IT trata-se do sistema que maior segurança garante aos equipamentos, sendo também equiparável aos restantes sistemas de ligação à terra no que respeita à segurança das pessoas. Apresenta, também, uma excelente capacidade de assegurar a continuidade do fornecimento de energia após a ocorrência de uma falha pólo-neutro.

Neste sistema, representado na Figura 3.4, os valores de tensão e corrente de falha são reduzidos, o que garante o fornecimento estável de energia às cargas, mesmo em situação de falha.

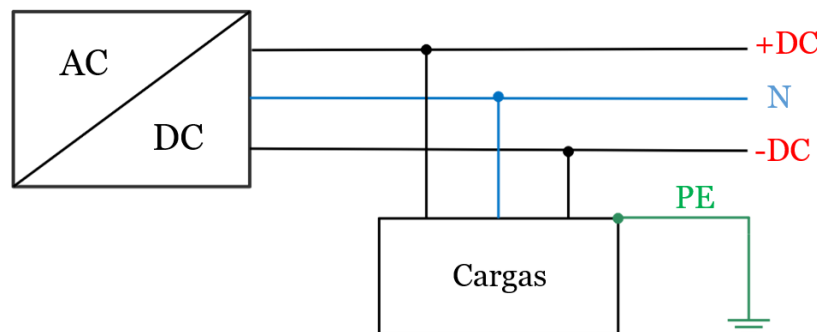


Figura 3.4: Sistema de ligação à terra: IT (adaptado de [33]).

3.1.3 Terre-Terre (TT)

Neste sistema, um dos pólos e todas as partes condutoras expostas dos equipamentos são ligados separadamente à terra, em vários pontos da micro-rede DC e, opcionalmente, o ponto médio/neutro da fonte de alimentação. O sistema TT é muito eficaz no que diz respeito à EMC, já que evita a propagação de falhas a outros pontos da micro-rede. Assume ainda vantagem do ponto de vista da instalação, dada a sua simplicidade. Em contrapartida, apresenta como principal desvantagem o possível surgimento de stress pelo surgimento de tensões elevadas [15]. A Figura 3.5 apresenta o sistema de ligação à terra do tipo TT.

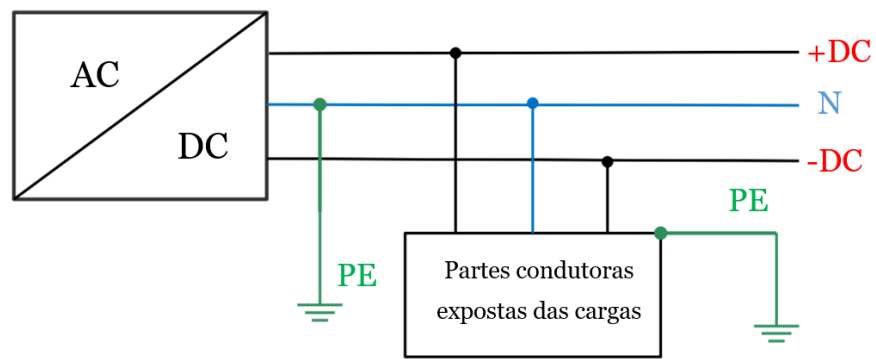


Figura 3.5: Sistema de ligação à terra: TT (adaptado de [33]).

Capítulo 4

Dispositivos de proteção DC

A ocorrência de falhas nestas redes de distribuição de energia pode resultar em valores elevados de correntes transitórias, devido à reduzida impedância dos condutores e elevada capacitância. Os dispositivos de proteção aplicados em sistemas de energia DC devem cumprir quatro princípios: seletividade, sensibilidade, segurança e rapidez.

4.1 Disjuntores DC

Interromper a circulação de corrente contínua é particularmente difícil, dada a complexidade em extinguir o arco elétrico. Em AC, a corrente elétrica passa necessariamente por zero, altura em que o arco elétrico pode ser extinto de forma simples e efetiva [34].

Um disjuntor utilizado em micro-redes DC deve ser capaz de isolar a falha e permitir retomar o normal funcionamento o mais rapidamente possível. Deverá possuir isolamento galvânico, baixas perdas de condução, seletividade e fiabilidade.

Para projetar um disjuntor, é fundamental considerar o custo associado e o tempo total necessário à eliminação da falha. Esse tempo inclui o período de atuação dos disjuntores, no qual a corrente aumenta, e o período de dissipação de energia, durante o qual o valor da corrente decresce. É importante ter em conta que, quanto maior for a duração do período de atuação dos disjuntores, maior será o valor atingido pela corrente. Assim, os componentes do circuito deverão ser capazes de suportar correntes elétricas elevadas. A duração do período de dissipação de energia afeta o dimensionamento dos varístores ou de outros dispositivos utilizados para o mesmo efeito: para que a mesma potência seja dissipada num curto período de tempo, os varístores devem ser dimensionados para um valor de tensão mais elevado.

4.1.1 Características dos dispositivos de proteção DC

Um disjuntor mecânico para sistemas AC depende da passagem da corrente elétrica por valor nulo para extinguir o arco elétrico formado e isolar a secção afetada do restante circuito. Nos disjuntores DC, não ocorre passagem de corrente por zero, pelo que o seu modo de funcionamento implica necessariamente diferenças no modo de funcionamento.

Nas redes DC de baixa tensão, os próprios conversores de potência permitem limitar a corrente elétrica em estado de falha. Quando esse limite é atingido, os conversores desligam-se, sendo, ainda assim, fundamental a ação complementar dos dispositivos de proteção.

Os disjuntores DC podem ser mecânicos, de estado sólido ou híbridos. Apesar das particularidades de cada tipo de disjuntor, todos devem apresentar características-chave como baixo custo de implementação, vida útil longa, tamanho reduzido, resposta rápida, elevada fiabilidade e perdas de potência reduzidas. Outra característica importante dos dispositivos de proteção é a capacidade de interrupção bidirecional, uma vez que podem existir diversas fontes de energia na mesma micro-rede DC.

Na escolha do tipo de dispositivo de proteção a utilizar, é necessário ter em conta alguns parâmetros elétricos da rede DC [34]:

Tensão nominal: valor da tensão aplicada aos equipamentos;

Corrente nominal ininterrupta: corrente que um equipamento é capaz de conduzir por um período infinito. É o parâmetro utilizado para definir o tamanho e características do disjuntor;

Corrente nominal: representa o valor da corrente do relé utilizado no disjuntor e determina a característica de proteção do disjuntor. Também é referida como a corrente nominal da carga que o disjuntor consegue interromper;

Capacidade máxima de interrupção de curto-circuito: valor máximo de corrente de curto-circuito que o disjuntor pode interromper duas vezes, de acordo com a sequência de abertura e fecho. Após a sequência de abertura e fecho do disjuntor, o mesmo não necessita de suportar a corrente nominal;

Capacidade nominal de interrupção de curto-circuito: valor máximo de corrente de curto-circuito que o disjuntor pode interromper três vezes, de acordo com a sequência de abertura e fecho, a uma constante de tempo definida. Após a sequência de abertura e fecho do disjuntor, o mesmo necessita de suportar a corrente nominal.

4.2 Tipos de dispositivos de proteção DC

A Tabela 4.1 apresenta um resumo das vantagens e desvantagens associadas a cada tipo de disjuntor, que será abordado mais detalhadamente nos subcapítulos seguintes.

Tabela 4.1: Vantagens e Desvantagens dos dispositivos de proteção utilizados em micro-redes DC (adaptado de [11]).

Tipo de Disjuntor	Vantagens	Desvantagens
Fusível	Facilidade na aplicação	Só pode ser utilizado uma vez
Mecânico	Baixa resistência nos contactos	Baixa velocidade de resposta
Estado Sólido	Operação ultrarrápida	Perdas de condução elevadas
Híbrido Convencional	Baixas perdas de condução; Operação com velocidade razoável	Comutação da corrente necessita da ocorrência de um arco elétrico
Híbrido Proativo ou com Comutação Ativa	Eficiência aceitável; Operação rápida	Perdas consideráveis na operação do interruptor de comutação
Híbrido com auxiliar de comutação	Operação tanto mais rápida quanto maior a taxa de aumento da corrente de falha	Perdas significativas na bobina acoplada
Híbrido com supercondutores de limitação de corrente	Perdas reduzidas; Capacidade intrínseca de limitar a corrente de falha	Necessidade de associar um circuito ressonante ao disjuntor mecânico; Necessidade de incorporar sistemas de arrefecimento

4.2.1 Fusíveis

Os fusíveis são considerados os dispositivos de proteção mais básicos e simples de implementar, tanto em redes AC como em redes DC. São ideais para sistemas de baixa indutância (ou elevada variação da corrente), já que o fusível atinge o ponto de fusão num curto período de tempo. O princípio de atuação deste dispositivo consiste na fusão de um fio de metal, contido num invólucro de cerâmica. Quando a corrente que o atravessa exceder o valor nominal, ocorre a interrupção do circuito.

Apesar da sua simplicidade, os fusíveis apresentam diversas desvantagens, como o elevado tempo de resposta e a necessidade de proceder à sua substituição sempre que é acionado. Para além disso, trata-se de um dispositivo incapaz de avaliar se se trata de uma falha pontual (temporária) ou de uma avaria permanente.

4.2.2 Disjuntores mecânicos

O princípio de operação dos disjuntores mecânicos baseia-se na criação de oscilação da corrente elétrica através da utilização de circuitos ressonantes (LC), o que permite a criação de instantes de passagem da corrente elétrica pelo valor nulo [35].

São compostos por um disjuntor mecânico convencional, de arquitetura idêntica àqueles utilizados em AC, ligado em paralelo com um circuito ressonante. O seu tempo de resposta varia entre 30 *ms* e 100 *ms*, o que torna este tipo de disjuntor pouco aconselhável para micro-redes DC [11].

Ao contrário do que se verifica nas redes DC de alta tensão (HVDC), a aplicação de disjuntores mecânicos em redes DC de baixa tensão (LVDC) é mais viável.

4.2.2.1 Tipos de disjuntores mecânicos

Distinguem-se os seguintes tipos de disjuntores, consoante o seu modo de operação: pneumáticos, hidráulicos, de mola e magnéticos. Os mecanismos magnéticos e de mola são mais comuns em disjuntores a vácuo. Os disjuntores magnéticos são os mais requisitados, dado o reduzido número de partes móveis e a elevada fiabilidade [33]. Recentemente, um mecanismo baseado na bobina de Thomson (ou bobina de repulsão) despertou interesse na comunidade científica, pela simplicidade e rapidez de atuação deste mecanismo [36], [37]. Este mecanismo consiste em duas bobinas concêntricas, percorridas por correntes de sentido oposto, que induzem um fenómeno de repulsão eletromagnética para forçar a separação dos contactos mecânicos. O seu tempo de abertura é reduzido a algumas centenas de microssegundos, o que os torna mais rápidos que os disjuntores mecânicos tradicionais [38].

Em redes elétricas de baixa tensão (LVDC), podem ser utilizados três tipos distintos de disjuntores mecânicos que não recorrem à passagem da corrente elétrica por valor nulo, para proceder à sua interrupção. O primeiro tipo inclui disjuntores em caixa moldada e disjuntores em miniatura. Utilizados geralmente em AC, podem também ser aplicados em DC, desde que os seus valores nominais sejam ajustados, nomeadamente no que diz respeito à proteção contra correntes de falha por parte do dispositivo magnético. O segundo grupo engloba disjuntores equipados com ímanes permanentes no interior da câmara de extinção do arco elétrico. O terceiro grupo contempla disjuntores mecânicos DC, equipados com unidades eletrónicas de deteção de falhas. Estes dispositivos eletrónicos assumem curvas características tais que têm como resultado o controlo preciso do acionamento dos disjuntores. Estes disjuntores suportam tensões e correntes inferiores e demoram mais tempo a eliminar a falha, comparativamente aos seus equivalentes em AC, o que limita a sua aplicabilidade a redes DC de baixa tensão, onde é essencial obter resposta rápida [17].

4.2.2.2 Constituição

Os disjuntores mecânicos são compostos por três ramos paralelos, conforme representado genericamente na Figura 4.1. No funcionamento em modo normal (sem falha), a circulação da corrente elétrica é estabelecida através do ramo principal, sendo este constituído por um interruptor mecânico que oferece baixa resistência à passagem da corrente elétrica. Num disjuntor mecânico devidamente projetado, a resistência pode ser tão reduzida quanto $10 \mu\Omega$ [10].

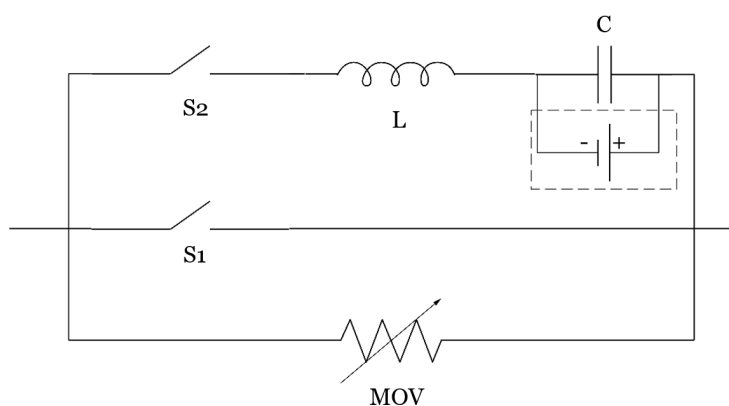


Figura 4.1: Estrutura básica de um disjuntor mecânico utilizado em DC (adaptado de [23]).

O ramo de comutação consiste num circuito ressonante LC que pode apresentar diferentes tipologias, consoante se trate de um circuito de comutação forçada ou de comutação passiva [23].

O terceiro ramo desempenha a função de absorção de energia, conseguida através da utilização de bancos de varístores ou outros dispositivos de proteção contra picos de tensão.

Relativamente ao ramo de comutação, este pode induzir oscilação na corrente elétrica de forma ativa ou passiva, consoante a sua constituição.

Oscilação passiva: No circuito ressonante passivo, uma bobina e um condensador são ligados em série, sem que o condensador esteja pré-carregado, não existindo por isso o elemento representado a traço interrompido na Figura 4.1. Quando a falha é detetada, os contactos do disjuntor do ramo principal afastam-se, estabelecendo um arco elétrico. Este arco elétrico corresponde à descarga de plasma – gás ionizado que “arde” entre os contactos do interruptor e surge por consequência da rutura do dielétrico do gás (ar) [39]. O conceito de “arco” foi introduzido por Humphrey Davy no século XIX, para descrever a descarga observada entre dois condutores separados por um gás [40].

Oscilação ativa: No caso de oscilação ativa, é injetada corrente elétrica no circuito através da inclusão de componentes ativos, responsáveis pelo pré-carregamento do condensador. A

energia armazenada no condensador gera picos de corrente durante o processo de interrupção. Nesta configuração, o condensador é ligado em série com um interruptor de comutação (S2) e uma bobina, constituindo o circuito ressonante. Durante a operação normal, o interruptor de comutação encontra-se desligado ou aberto; assim que é necessária a atuação do circuito ressonante, o interruptor é fechado. O fecho do interruptor de comutação desencadeia a libertação da energia armazenada no condensador, sob a forma de corrente oscilante de elevada amplitude [41]. Na Figura 4.1, o elemento ativo encontra-se assinalado com traço interrompido, sendo que este elemento consiste numa fonte DC. Nesse caso, quando se estabelece um arco elétrico, a oscilação aumenta rapidamente, o que permite uma interrupção mais rápida da corrente elétrica, em comparação à proteção com implementação do mecanismo de oscilação passiva. Existe também a possibilidade de utilizar um tiristor para impor a circulação de uma corrente elétrica de sentido inverso, o que tem como consequência a redução do tempo necessário à anulação do valor da corrente e o stress causado no interruptor mecânico, associado à elevada frequência da corrente de oscilação.

4.2.2.3 Funcionamento

Geralmente, assume-se que a atuação dos interruptores mecânicos é instantânea, o que não é verosímil [42]. Esse comportamento tem origem no arco elétrico: quando uma corrente elétrica circula através de um interruptor mecânico e se inicia a sua abertura, a energia magnética armazenada no circuito elétrico impede a interrupção imediata da corrente, forçando a sua continuidade. Previamente à separação dos contactos do interruptor, a densidade de corrente nessa zona é tão elevada que ocorre a fusão desses contactos, seguindo-se a libertação de elevada quantidade de energia no ar, o que corresponde ao arco elétrico.

O princípio de funcionamento dos disjuntores mecânicos baseia-se na criação de valores nulos da corrente com auxílio de circuitos ressonantes [35]. Quando uma falha é detetada, os contactos do disjuntor são separados e um arco elétrico é formado entre os mesmos. A corrente elétrica passa a circular no ramo de comutação, o que permite a extinção do arco através de processos de arrefecimento e do aumento da resistência entre os contactos do disjuntor, conseguida através do seu maior afastamento. Uma vez que se regista um aumento da resistência, a corrente diminui até um valor insuficiente para sustentar o arco elétrico [43].

A relação tensão-corrente característica do arco é não linear, de tal modo que uma subida no valor da tensão resulta numa diminuição no valor da corrente. Este fenómeno, conjuntamente com a variação da tensão do arco, provoca a comutação da corrente elétrica do ramo principal para o ramo de comutação. A presença da bobina e do condensador nesse

ramo provocam a oscilação da corrente, que gradualmente aumenta a sua amplitude. Caso um dos valores de pico dessa oscilação de corrente ultrapasse o valor da corrente nominal característica do sistema DC, criam-se pontos de passagem da corrente pelo valor nulo, na corrente que atravessa o interruptor mecânico do ramo de comutação, permitindo a sua abertura. Entretanto, a tensão registada no interruptor regista um aumento gradual do seu valor, atingindo um valor específico que permite a passagem da corrente para o ramo de absorção de energia, onde geralmente se encontram Varístores de Óxido Metálico (MOV), responsáveis pela absorção e dissipação de toda a energia envolvida durante a interrupção da corrente. A corrente decresce até se aproximar do valor nulo.

Apesar das vantagens dos disjuntores mecânicos no que respeita a baixas perdas de condução e baixo custo de implementação, a necessidade de constante manutenção e o elevado tempo de resposta tornam a sua utilização em micro-redes DC pouco aconselhável. Para contornar esse problema, foi desenvolvido um mecanismo baseado numa bobina de repulsão ou de Thomson, acima mencionado, capaz de reduzir o tempo de atuação de 30-100 *ms* para 1-3 *ms* [14], tornando assim os sistemas de proteção mecânicos mais interessantes e apelativos.

4.2.3 Disjuntores de estado sólido

Estes equipamentos utilizam dispositivos de eletrónica de potência para interromper a passagem de corrente elétrica. Em consequência disso, não possuem quaisquer partes móveis. Destacam-se pelo rápido tempo de resposta (na ordem das dezenas de microssegundos), pela redução da duração do modo de falha e pela inexistência de formação de arco elétrico, o que resulta em reduzido desgaste ou erosão dos seus terminais. No entanto, têm como principal desvantagem as elevadas perdas de condução, sobretudo em modo de funcionamento normal, que podem chegar a 30% do valor total das perdas registadas em VSCs [43]. Para minimizar essas perdas, podem ser utilizados semicondutores de banda proibida larga, em detrimento dos semicondutores clássicos de silício.

Outros pontos desfavoráveis à utilização de semicondutores enquanto dispositivos de proteção incluem o elevado preço, as dimensões consideráveis e a elevada sensibilidade contra sobretensões e sobrecorrentes, que pode conduzir a danos nos componentes da proteção. Por esse motivo, a utilização de disjuntores de estado sólido é frequentemente limitada a aplicações que registam uma reduzida taxa de aumento da corrente em modo de falha, e onde a rápida operação é um critério fundamental [44].

Ao contrário dos semicondutores aplicados em conversores eletrónicos de potência, os semicondutores usados nos disjuntores de estado sólido apenas realizam operações

ocasionais de ligar/desligar, pelo que as perdas de ligação e a frequência de comutação podem ser desprezadas [45].

De um modo geral, os disjuntores de estado sólido consistem em apenas dois ramos paralelos: um inclui os semicondutores e o outro destina-se à dissipação de energia. Poderá ser necessária a ligação de vários módulos em série para alcançar a capacidade de interrupção desejada. A tensão de bloqueio do disjuntor deve ser superior à tensão máxima da rede DC.

Os semicondutores utilizados são frequentemente assimétricos, isto é, não têm capacidade de bloquear correntes inversas, já que os semicondutores simétricos apresentam ainda maiores perdas de condução. Para contornar essa situação, são geralmente aplicados díodos e a ligação dos semicondutores é feita em antiparalelo [37], [46].

4.2.3.1 Constituição

Para além de semicondutores e de dispositivos de dissipação de energia, os disjuntores de estado sólido poderão necessitar de um sistema de arrefecimento, de acordo com a tensão para a qual são projetados. O ramo de dissipação de energia pode incluir varístores ou circuitos *snubber*, com o intuito de controlar os picos de tensão que surgem aquando da desativação dos semicondutores. Caso contrário, poderão ocorrer danos nos próprios semicondutores ou noutros componentes da micro-rede DC.

A Figura 4.2 representa, de forma esquemática, a constituição genérica de um disjuntor de estado sólido.

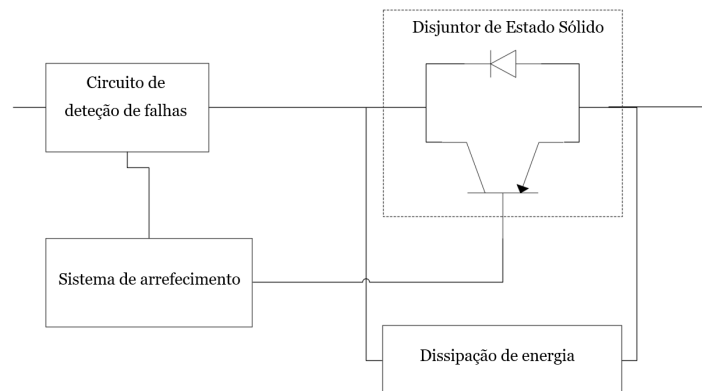


Figura 4.2: Estrutura básica de um disjuntor de estado sólido (adaptado de [47]).

As principais tecnologias de semicondutores de silício aplicadas em disjuntores de estado sólido incluem GTO (Gate Turn-Off Thyristor), IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor), IGCT (Integrated Gate-Commutated Thyristor) e MOSFET (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor). Os MOSFET são, deste conjunto, a tecnologia que apresenta maiores perdas de condução, pelo que apenas se recomenda a sua aplicação em

disjuntores direcionados a redes de baixa/média tensão. As restantes tecnologias de semicondutores permitem atingir, no geral, tensões até 65 kV [48].

Os semicondutores de silício têm encontrado limitações crescentes à sua aplicação, nomeadamente no que diz respeito à capacidade de bloqueio da tensão, temperatura de funcionamento, perdas de condução e reduzida frequência de comutação. Para contornar essas limitações, são necessários sistemas de arrefecimento, filtros e componentes passivos. Em alternativa, podem ser aplicados semicondutores de banda proibida larga, dadas as suas vantagens: apresentam baixas perdas de condução, suportam temperaturas elevadas, tensões elevadas e frequências de comutação elevadas. O Carboneto de Silício (SiC) e o Nitreto de Gálio (GaN) apresentam uma boa relação entre a disponibilidade dos materiais e as vantagens que apresentam. A boa condutividade térmica destes materiais é também uma vantagem, estando associada a uma maior facilidade para dissipar calor. Os semicondutores baseados nas tecnologias SiC e GaN podem operar a temperaturas de até 600 e 450° C, respetivamente [33]. A Figura 4.3 resume as características dos semicondutores de banda proibida larga.

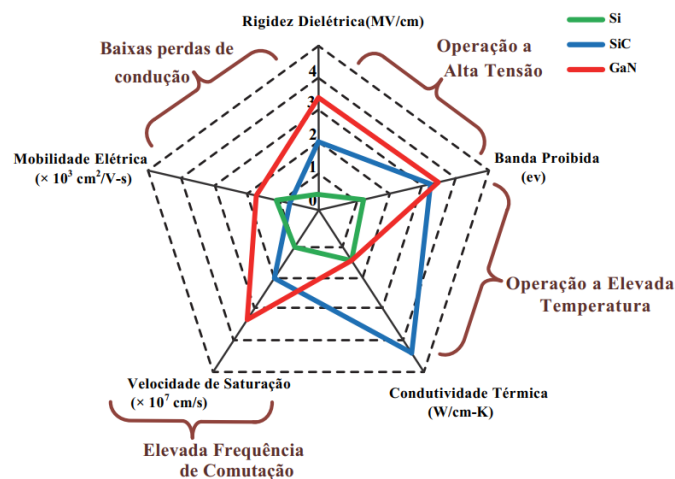


Figura 4.3: Comparação das características dos semicondutores de Silício (Si), Carboneto de Silício (SiC) e Nitreto de Gálio (GaN) [33].

Na Figura 4.4, os semicondutores encontram-se agrupados de acordo com a frequência de comutação a que operam e a sua potência nominal. São ainda indicadas algumas aplicações recomendadas para cada tipo de semicondutor. Destaca-se que, para aplicações de baixa ou média tensão, como é o caso de painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, recomenda-se o uso de IGBT's.

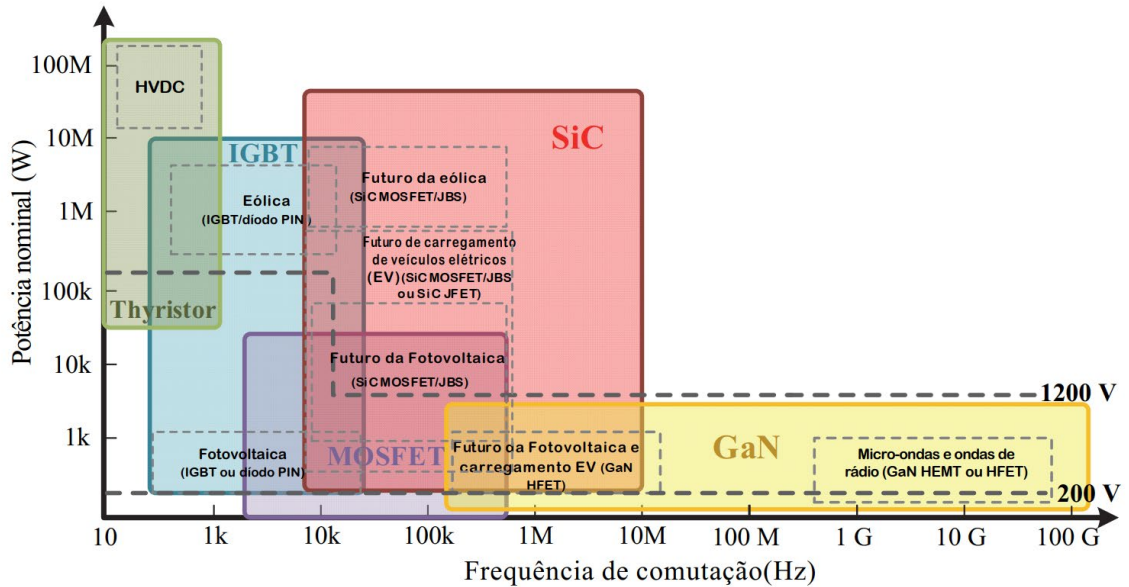


Figura 4.4: Aplicações dos semicondutores e gamas de potência a que podem operar [33].

Os IGBT's são vastamente utilizados em aplicações de baixa tensão (até 1200 V), por suportarem elevadas correntes de curto-circuito e pela sua capacidade de comutar rapidamente (em microssegundos) a corrente elétrica para o ramo onde a energia é dissipada. A rápida comutação implica que o intervalo de tempo no qual a corrente aumenta o seu valor é inferior, pelo que a corrente não atinge um valor tão elevado como o que se regista nos disjuntores mecânicos [15]. Apesar disso, os IGBT's não são utilizados em sistemas HVDC, considerando as perdas relativamente significativas que lhes estão associadas.

4.2.3.2 Funcionamento

Durante a operação normal, a corrente elétrica circula através dos semicondutores. Quando ocorre uma falha, a corrente aumenta a uma taxa elevada até que os semicondutores sejam desligados. Nesse momento, a tensão sofre um aumento devido à energia armazenada na indutância de linha. Se não forem utilizados componentes que limitem o aumento da tensão, a mesma pode atingir valores na ordem das centenas de kV, valores não suportados pelos semicondutores. É por essa razão que são por vezes considerados circuitos *snubber*, ligados em paralelo com os semicondutores, para controlar potenciais picos de tensão [37].

Para além de conter varistores, o ramo de dissipação de energia pode também incluir condensadores. Este ramo tem ainda a função de limitar a corrente de falha, o que significa que os componentes contíguos aos sistemas de proteção estarão sujeitos a menor *stress* térmico e magnético [30]. Para limitar a corrente de falha, podem ser utilizados outros métodos [49], como aqueles baseados no efeito térmico da utilização de supercondutores. Os materiais com esta propriedade tornam-se extremamente bons condutores (sem qualquer

resistência elétrica) quando atingem valores de temperatura abaixo de determinado valor. A essa temperatura, os elétrons podem deslocar-se livremente. Quando ocorre uma falha, a temperatura aumenta devido ao excesso de corrente que atravessa o supercondutor, passando este a ter propriedades de um condutor comum, com maior resistência elétrica, limitando, assim, a corrente de falha [50]. Considerando os princípios de funcionamento dos supercondutores, a utilização destes como forma de limitar a corrente torna-se pouco prática e dispendiosa, já que é necessário um sistema de arrefecimento volumoso e complexo.

Outra alternativa para limitar a corrente passa pela utilização de uma estratégia de controlo impulso por impulso, na qual se controla o sinal de entrada na *gate* dos semicondutores, por forma a restringir o valor da corrente a um certo intervalo de valores [51].

4.2.4 Disjuntores híbridos

As proteções mecânicas são simples, mas apresentam limitações no que diz respeito ao tempo de atuação, requerendo elementos passivos para formar um circuito ressonante capaz de fazer oscilar a corrente elétrica até atingir valores nulos, facto que implica uma operação demorada. Já as proteções de estado sólido não apresentam partes móveis. Nestas, não ocorre a formação de arco elétrico e o tempo de resposta é reduzido. Em contrapartida, induzem perdas significativas no conjunto do sistema de proteção, mesmo em condições de funcionamento normal da rede.

Isoladamente, as proteções mecânicas ou de estado sólido não cumprem alguns requisitos como: capacidade de suportar grandes correntes sem perdas; capacidade de interromper rapidamente a circulação da corrente; capacidade para restabelecer a rigidez dielétrica após a interrupção da corrente, bloqueando qualquer corrente elétrica com eventual potencial de re-ignição do arco elétrico [44]. As proteções híbridas conciliam as vantagens de ambas as proteções anteriormente mencionadas [52].

A Tabela 4.2 reúne um conjunto de características relativas aos disjuntores mecânicos e aos disjuntores de estado sólido, permitindo avaliar as vantagens de cada tecnologia, o que conduz à adoção de disjuntores híbridos.

Tabela 4.2: Características dos disjuntores mecânicos e de estado sólido [53].

Característica	Disjuntor mecânico	Disjuntor de estado sólido
Resistência entre contactos	Alguns $\mu\Omega$	Alguns $m\Omega$
Perdas de potência	Muito reduzidas	Elevadas
Queda de tensão registada à corrente nominal	Inferior a 100 mV	Entre 1 e 2 V
Isolamento galvânico	Sim	Não
Capacidade de suportar sobretensão/sobrecorrente	Elevada	Limitada
Tempo de resposta	ms	μs
Tempo de vida	Limitado pela erosão que ocorre nos contactos	Teoricamente ilimitado
Fiabilidade	Elevada	Muito elevada
Capacidade de ligar frequentemente	Elevada	Muito elevada
Proteção contra sobretensão	Não necessária	Utilização de <i>snubber</i> e de varistor
Tamanho	Reduzido	Grande, devido à necessidade de utilizar um sistema de arrefecimento
Manutenção	Necessária	Não necessária
Custo	Relativamente baixo	Elevado

Tal como nos disjuntores de estado sólido, existe uma grande variedade de tecnologias de semicondutores passíveis de ser aplicadas em disjuntores híbridos, já mencionadas anteriormente. Não obstante, devem ser tidos em conta os parâmetros do sistema onde serão aplicados, como a corrente nominal, o valor de sobrecorrente que poderá ser atingido, etc. Comparativamente aos dispositivos de estado sólido, os disjuntores híbridos são mais lentos na atuação e na interrupção da passagem de corrente, implicando valores de pico de corrente mais elevados, facto esse que leva a que os semicondutores envolvidos necessitem de ser mais robustos.

A principal desvantagem característica dos dispositivos de estado sólido, i.e. a relevância das perdas por condução, não se verifica nos dispositivos híbridos, uma vez que a corrente elétrica circula através do interruptor mecânico em funcionamento normal. Apesar disso, poderão ainda ser necessárias formas de dissipar o calor gerado nos semicondutores pela circulação da corrente comutada, especialmente em redes DC de elevada tensão.

Também nos disjuntores híbridos são necessários elementos passivos para forçar a corrente elétrica a atingir um valor nulo, tal como nos disjuntores de estado sólido. Quando os semicondutores são desligados para eliminar a falha, a tensão aos terminais dos semicondutores sofre um aumento súbito, causado pela indutância de linha. Esta tensão poderá danificar o disjuntor, caso não se utilizem componentes que atuem na redução do seu valor. O varistor é um elemento indicado para o controlo do valor de pico da tensão, o que permite a desmagnetização mais rápida da indutância parasita, o que culmina na redução da corrente elétrica até ao valor nulo.

Tal como nos disjuntores de estado sólido, poderá também ser necessário utilizar vários semicondutores ligados em série, por forma a cumprir com o valor de tensão que é necessário suportar. São ainda necessários, pelo menos, dois semicondutores dispostos em antiparalelo, para assegurar que o disjuntor é bidirecional [54].

A Figura 4.5 apresenta uma representação simplificada da constituição de um disjuntor híbrido.

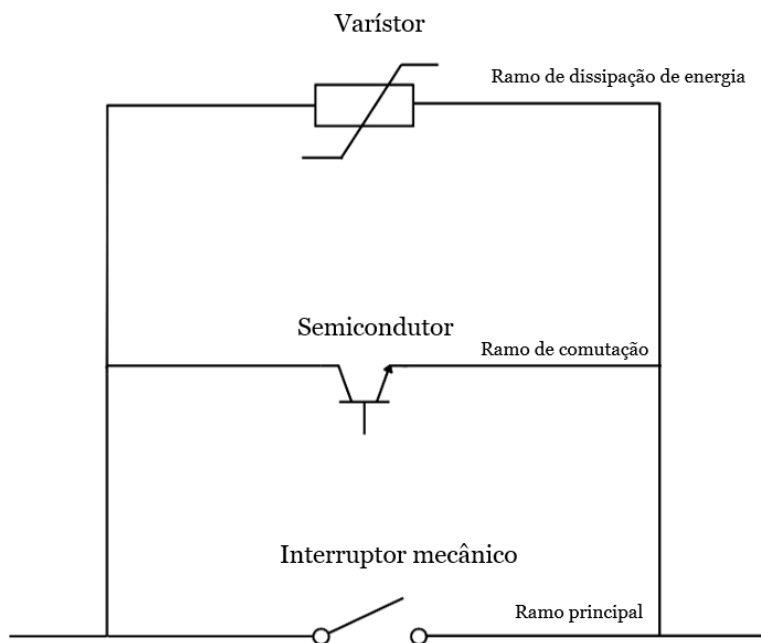


Figura 4.5: Representação simplificada de um disjuntor híbrido.

4.2.4.1 Constituição

O ramo principal, pelo qual a corrente elétrica circula em funcionamento normal, é composto por um interruptor mecânico de baixa resistência e por um semicondutor (opcional), usado como interruptor de comutação, que direciona o fluxo de corrente para o ramo de comutação, em caso de falha. Podem ainda ser aplicadas bobinas para limitar a corrente de falha ou até um interruptor mecânico extra, para isolar a secção afetada [55].

Existem duas possibilidades de assegurar a comutação de corrente: uma inclui a utilização de um semicondutor adicional para forçar a comutação da corrente para o ramo de comutação; a outra utiliza somente um interruptor mecânico, sendo que a formação do arco elétrico induz a passagem da corrente para o ramo de comutação.

Os semicondutores, em número suficiente para suportar a corrente de falha, formam o circuito de comutação, estando ligado em paralelo com o interruptor mecânico. É possível ainda utilizar um circuito *snubber* (resistência e condensador) ligado em paralelo, para cada semicondutor. O condensador é dimensionado de forma a garantir que a tensão que atravessa os seus terminais é inferior à tensão de arco elétrico prevista para o interruptor mecânico.

A duração do período de eliminação da falha afeta o dimensionamento da tensão limite do supressor de picos de tensão (*arrester*). Assim, um período de tempo reduzido implica uma menor dissipação de energia no *arrester*, mas um maior valor de tensão de pico.

4.2.4.2 Funcionamento

Em condições de comutação natural, que se verificam nos denominados disjuntores híbridos convencionais, a corrente de falha é forçada a circular no ramo de comutação, devido ao facto da tensão do arco elétrico formado entre os contactos do interruptor mecânico ser elevada. Uma vez concluído o processo de comutação, a distância entre os contactos do interruptor mecânico deverá ser suficiente para suportar a tensão de recuperação transitória (TRV).

Em condições de comutação forçada, um semicondutor denominado LCS (*Load Commutating Switch*) encarrega-se de direcionar a corrente de falha para o ramo de comutação, para que o interruptor mecânico possa abrir. Nesse ramo, encontram-se mais semicondutores que interrompem a corrente elétrica. A utilização deste LCS permite reduzir a erosão a que os contactos do interruptor mecânico estão sujeitos devido ao arco elétrico.

A Figura 4.6 mostra as diferenças na constituição de um disjuntor cuja comutação é feita naturalmente (a), e de um disjuntor onde a comutação é forçada (b).

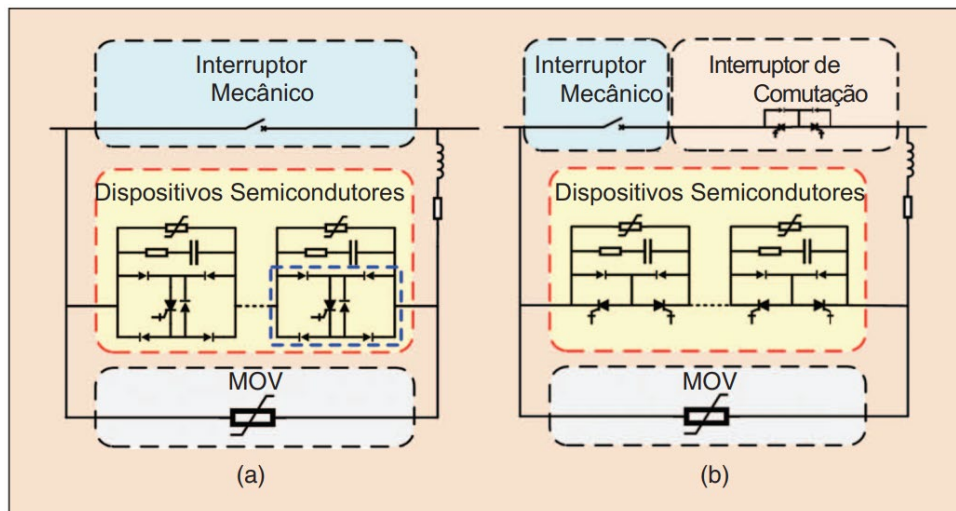


Figura 4.6: Constituição de um disjuntor híbrido, com recurso a: a) comutação natural; b) comutação forçada [45].

A tensão do arco elétrico formado no interruptor mecânico deverá ser superior à tensão entre o emissor e coletor do semicondutor, para assegurar o sucesso da comutação. Quanto maior for a tensão de arco elétrico, menor será o tempo necessário à comutação e mais rápida será a atuação do interruptor principal [45].

Segue-se a abertura do semicondutor, que leva à comutação da circulação da corrente para o ramo paralelo, que consiste numa proteção contra picos de tensão (*arrester*). A passagem de corrente no *arrester* estabelece uma tensão de polaridade inversa no interruptor mecânico, que reduz a corrente até um valor nulo. O banco de *arresters* deve suportar uma tensão superior àquela para a qual a rede DC foi projetada.

A Figura 4.7 representa um exemplo da evolução da corrente elétrica em vários pontos de um disjuntor híbrido, após a ocorrência de uma falha. A falha ocorre no instante T_{fault} , seguindo-se o início da abertura do interruptor mecânico S e da ativação dos semicondutores, no instante T_{break} . Quando a tensão do arco elétrico, medida aos terminais de S , atingir um valor suficientemente elevado, a corrente de falha comuta para o ramo dos semicondutores. Após a comutação total da corrente e da extinção do arco elétrico, no instante T_{sem} , toda a corrente de falha circula através dos semicondutores, sendo tal condição observada até ao instante T_{off} , por forma a evitar a re-ignição do arco elétrico. Quando os semicondutores são desligados, a energia acumulada é absorvida por um supressor de picos de tensão (*arrester*), como por exemplo um varistor.

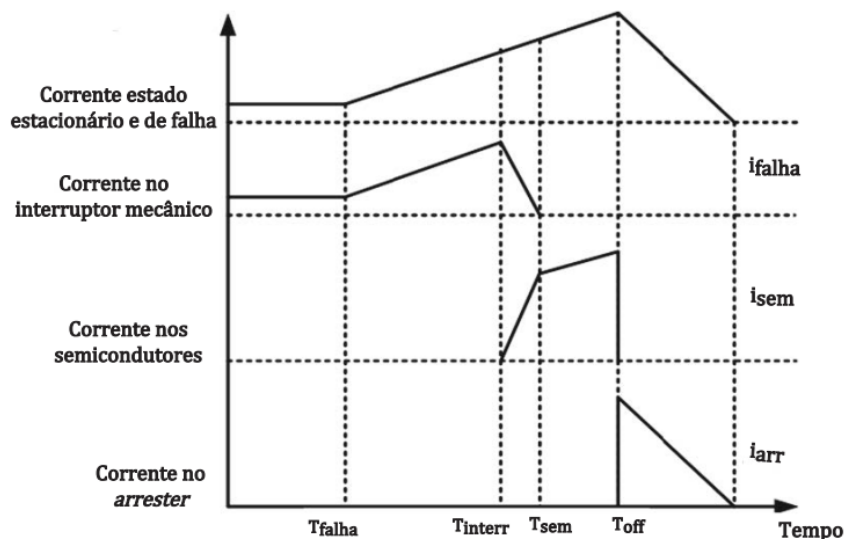


Figura 4.7: Evolução temporal da corrente elétrica nos vários componentes do disjuntor, após a ocorrência de uma falha [44].

4.2.4.3 Tipos de disjuntores híbridos

- **Híbrido convencional**

Este tipo de disjuntor híbrido corresponde à estrutura mais simples que é possível adotar. É constituído por três ramos paralelos: o principal, composto por um interruptor mecânico; o de comutação, composto por semicondutores; e o terceiro trata-se de um ramo de absorção de energia.

Em modo de operação normal, a corrente circula pelo ramo principal, onde encontra menor resistência elétrica. Quando ocorre uma falha, a corrente elétrica é forçada a passar para o ramo de comutação, devido à tensão do arco elétrico formado entre os contactos do interruptor mecânico. Uma vez totalmente extinta a corrente, a distância entre os contactos do interruptor mecânico deverá ser suficiente para suportar a tensão de recuperação transitória (TRV), tensão que surge aos terminais do interruptor mecânico após a sua abertura e a formação do arco.

- **Híbrido com *booster* auxiliar de comutação**

Em [56] e [57], é apresentado um disjuntor híbrido que utiliza uma bobina acoplada como auxiliar de comutação. A sua constituição é semelhante à do disjuntor híbrido convencional: o ramo onde normalmente circula a corrente é composto por um interruptor mecânico e por uma das bobinas acopladas; o segundo ramo inclui os semicondutores e a segunda bobina; o último ramo é igual ao do disjuntor convencional, destinando-se a dissipar

energia. Encontra-se representada, na Figura 4.8, esta configuração de disjuntor híbrido. A indutância da bobina do ramo principal, L_1 , deverá ser superior à indutância de L_2 , de tal modo que, quando a corrente elétrica aumenta, toda circula pelo ramo secundário.

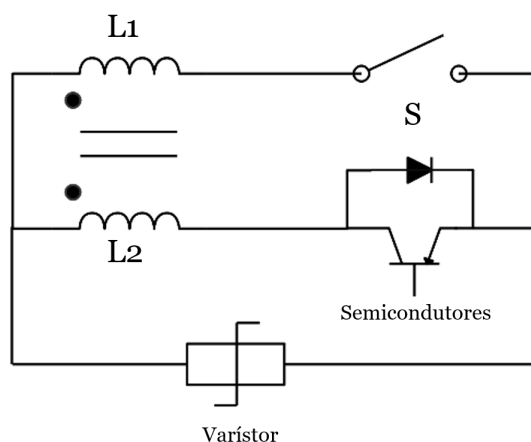


Figura 4.8: Constituição de um disjuntor híbrido com *booster* auxiliar de comutação (adaptado de [58]).

Em funcionamento normal, a corrente elétrica circula no ramo principal, através do interruptor mecânico. Quando ocorre uma falha, os semicondutores são imediatamente ativados. Devido à presença da bobina, a corrente inicia a redução até zero, permitindo a abertura do interruptor mecânico. Assim que o interruptor mecânico for capaz de suportar a tensão do sistema, os semicondutores desligam e o varistor limita a tensão, para evitar picos de tensão prejudiciais posteriores à desativação dos semicondutores.

Por não haver necessidade de formar qualquer arco elétrico no interruptor mecânico, não ocorre erosão nos contactos do mesmo. O aumento da corrente de falha auxilia a comutação, através do acoplamento indutivo do interruptor mecânico aos semicondutores. Quanto maior for a taxa de aumento da corrente elétrica, mais rápido será o processo de comutação.

A desvantagem deste esquema reside nas perdas associadas ao enrolamento da bobina L_1 , o que leva a que as mesmas devam ser cuidadosamente consideradas no desenho deste tipo de disjuntor [58].

▪ Híbrido com supercondutores limitadores de corrente

Os materiais supercondutores têm sido alvo de investigação intensiva, sendo particularmente atrativos para redes DC, dadas as suas propriedades: não estão sujeitos a perdas quando operam com correntes puramente DC e transitam rapidamente para um estado de elevada resistência quando a corrente de falha excede o valor crítico definido para um material supercondutor.

Um disjuntor híbrido baseado em material supercondutor para limitação da corrente elétrica foi proposto em [59] e [60], para uma tensão de 400 V DC. A Figura 4.9 mostra a

estrutura deste tipo de disjuntor. É constituído por uma secção de limitação da corrente eléctrica, que integra um supercondutor ligado em paralelo com uma resistência, e por uma secção de interrupção, composta pelo interruptor mecânico. O interruptor mecânico a adotar pode ser de vários tipos: gás (direcionado para sistemas de alta tensão), em miniatura (aplicáveis a redes de baixa tensão) ou de caixa moldada (aptos para redes de baixa ou média tensão). Na Figura 4.9, é utilizado um disjuntor a gás, dado o disjuntor se destinar a aplicações de HVDC, e um varistor de Óxido de Zinco (ZnO).

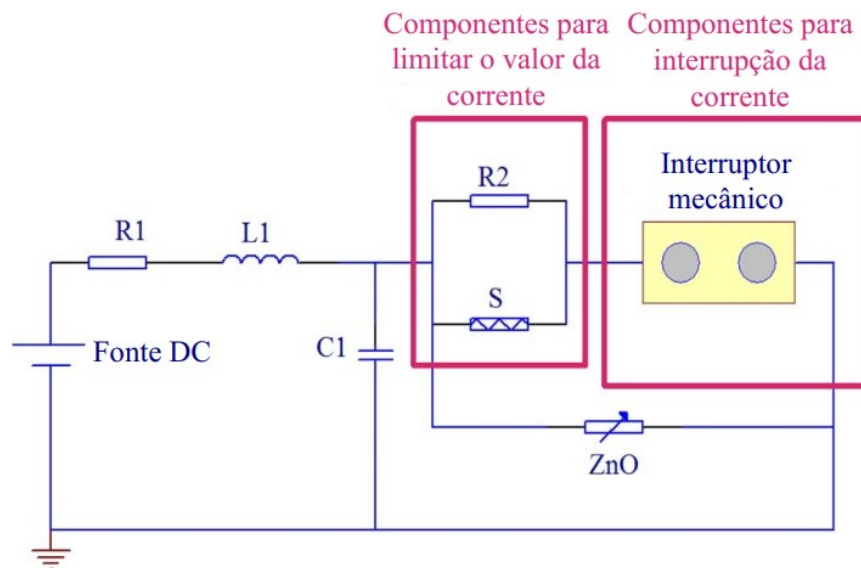


Figura 4.9: Estrutura de um disjuntor híbrido com utilização de supercondutores para limitar a corrente eléctrica de falha [60].

O valor ao qual a corrente eléctrica é limitada é determinado por vários fatores, entre os quais: o comprimento das tiras do supercondutor, a sua resistência específica e o valor da resistência que é ligada em paralelo com o supercondutor. A resistência utilizada em paralelo impede que a corrente seja limitada muito rapidamente, o que causaria picos de tensão (valores elevados de $L \frac{di}{dt}$), passíveis de danificar o supercondutor [60].

No entanto, há que ter em conta que quanto mais baixo for o valor limite definido para a corrente eléctrica, maior será o custo associado ao disjuntor. Por outro lado, se o valor limite de corrente for elevado, aumenta a dificuldade do processo de interrupção da corrente.

Durante o período de funcionamento normal, a corrente eléctrica circula pelo supercondutor e pelo interruptor mecânico. Quando a falha é detetada, a corrente regista um aumento que leva a atingir o valor crítico definido para o supercondutor, passando o supercondutor de um estado de supercondução a um estado de condução normal. Este aumento no valor da resistência limita a corrente eléctrica num intervalo de tempo de aproximadamente 1 ms. Posteriormente, o interruptor mecânico abre, interrompendo a

corrente elétrica. O varistor absorve a energia residual, proveniente da interrupção do fluxo de corrente elétrica.

É de salientar que os supercondutores necessitam de um sistema criogénico para assegurar temperaturas entre os 4 K e os 80 K. As baixas temperaturas são necessárias para garantir a operação dos supercondutores [58].

- **Híbrido com bobina limitadora de corrente e interruptor mecânico adicional**

Após a eliminação da falha, um interruptor mecânico adicional, ligado ao disjuntor, interrompe a passagem de corrente residual e isola a linha afetada pela falha da restante rede DC, por forma a proteger os bancos de varistores contra sobrecargas, evitando o seu sobreaquecimento.

A ligação de uma bobina em série com o interruptor adicional permite limitar a taxa de aumento da corrente de falha, facto esse que confere uma vantagem especialmente interessante a esta configuração de disjuntor [61].

O valor de indutância da bobina determina a taxa de aumento da corrente, pelo que deve ser dimensionada de maneira que, dentro do intervalo necessário à atuação do disjuntor, a corrente elétrica não atinja o valor máximo que o disjuntor pode suportar. Para além disso, o dimensionamento da bobina pode estar dependente do custo e da estabilidade da rede [52].

- **Híbrido proativo ou de comutação forçada**

Este tipo de disjuntor utiliza um método de controlo que permite compensar o atraso causado pela abertura do interruptor mecânico, através da comutação proativa da corrente elétrica para o ramo de comutação, onde se encontram os semicondutores. Permite também cumprir o requisito de proteção seletiva. A comutação é forçada com recurso ao LCS (*Load Commutating Switch*), ligado em série com o interruptor mecânico. Deste modo, não é necessário aguardar pela formação do arco elétrico para que a comutação da corrente elétrica para o ramo de semicondutores ocorra. Esta característica é especialmente vantajosa, uma vez que a erosão dos contactos do interruptor mecânico aumenta substancialmente para durações do arco elétrico superiores a 50-100 μ s [62].

Este tipo de controlo é ativado quando o valor da corrente de linha exceder o valor definido como limite de sobrecorrente. Nesse caso, existem duas situações possíveis: a proteção seletiva envia um sinal de comando para o semicondutor LCS ou a corrente elétrica atinge o limite máximo que o interruptor mecânico consegue suportar. Em ambos os casos, a comutação proativa inicia-se quando a corrente excede o valor predefinido como o de sobrecorrente. A atuação do interruptor principal (semicondutores) é adiada até ao instante em que um sinal da proteção seletiva seja recebido ou em que a corrente atinja um valor

próximo do limite de corrente que os semicondutores suportam. Para estender o intervalo de tempo até ao acionamento do interruptor de comutação, o interruptor principal pode operar em modo de limitação da corrente, previamente à interrupção da corrente. O interruptor principal, constituído pelos semicondutores, controla a queda de tensão até ao valor nulo, registada aos terminais do disjuntor, evitando um aumento ainda maior do valor da corrente [52], [54].

A Figura 4.10 mostra um esquema representativo da constituição de um disjuntor híbrido que utiliza um controlo proativo de comutação, através da utilização de um LCS ou disjuntor DC auxiliar. Já a Figura 4.11 mostra a evolução da corrente elétrica na proteção em função do tempo, indicando também os instantes em que cada elemento do disjuntor atua.

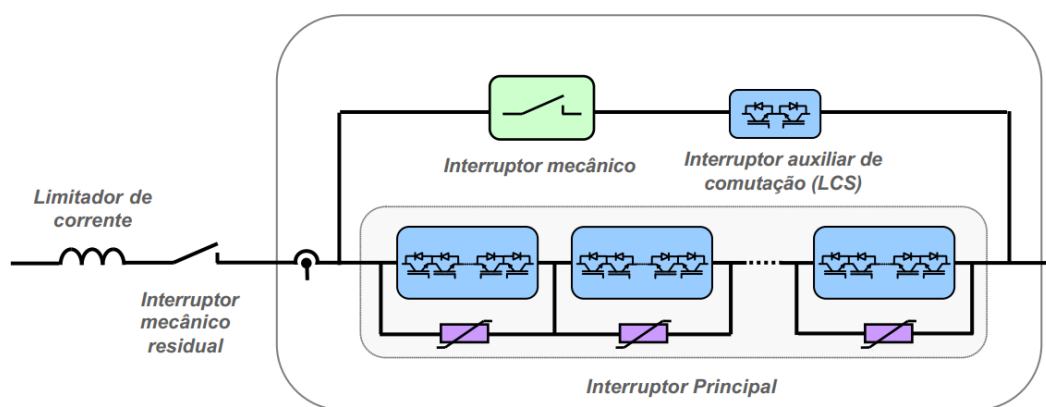


Figura 4.10: Estrutura de um disjuntor híbrido com comutação proativa [52].

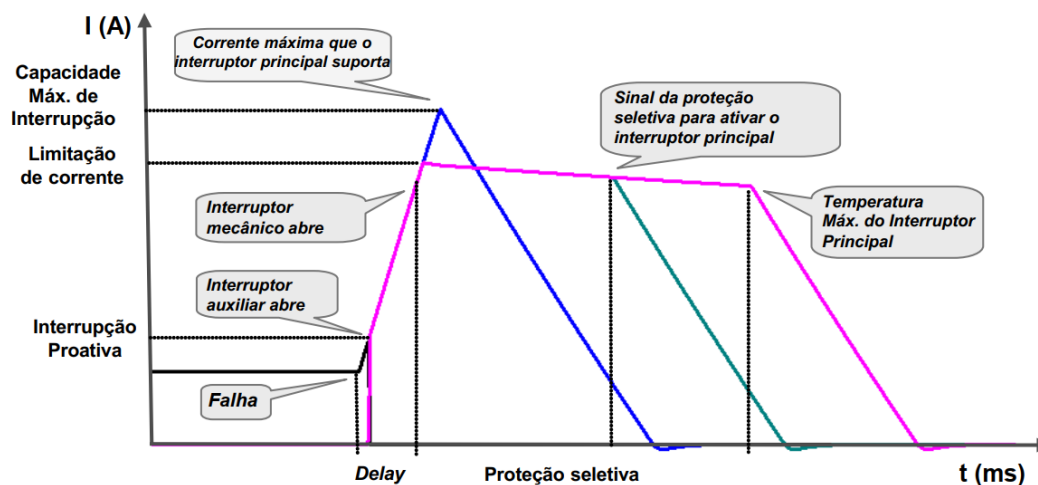


Figura 4.11: Controlo proativo de um disjuntor híbrido [52].

4.2.4.4 Técnicas para interrupção da corrente elétrica

De forma simplificada, pode afirmar-se que existem duas técnicas para controlar disjuntores híbridos: comutação a corrente nula (*Zero Current Switching, ZCS*) ou comutação a tensão nula (*Zero Voltage Switching, ZVS*). Estas técnicas permitem reduzir a erosão dos contactos dos interruptores mecânicos, através da diminuição da duração do arco elétrico. Essa diminuição, bem como a redução da Interferência Eletromagnética, são conseguidas através da utilização de um ramo paralelo ao interruptor mecânico.

- **ZVS**

Durante a comutação a tensão nula, a tensão aos terminais do interruptor mecânico é mantida num valor muito próximo de zero, para minimizar a formação de arco elétrico. A corrente é comutada para o ramo paralelo, o que mantém o valor da tensão aos terminais do interruptor mecânico próxima de zero, permitindo a sua abertura. A Figura 4.12 mostra a constituição de um disjuntor híbrido que utiliza esta técnica.

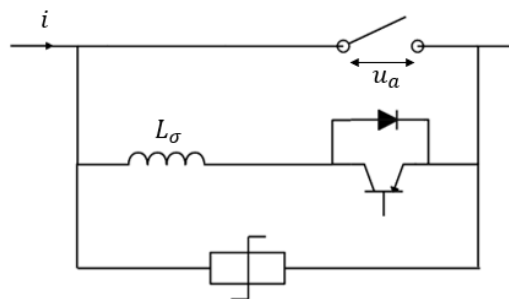


Figura 4.12: Constituição de um disjuntor híbrido que utiliza uma técnica ZVS para interromper a corrente elétrica (adaptado de [62]).

O processo de comutação é caracterizado pela tensão de arco elétrico e pela indutância transitória, estabelecida entre o interruptor mecânico e os semicondutores, como é possível verificar pelo gráfico da Figura 4.13, onde t_a corresponde à duração do arco elétrico. Esta componente parasítica domina a técnica de ZVS. A taxa de aumento da corrente elétrica no ramo de comutação pode ser expressa como [62]:

$$\left(\frac{di}{dt}\right)_{ZVS} = \frac{u_a - u_{Tmedio} - (i \times r_T)}{L_\sigma} \quad (4.1)$$

onde u_a é a tensão de arco elétrico, u_{Tmedio} a tensão média entre o coletor e o emissor do semiconductor, e L_σ a indutância parasita entre o interruptor mecânico e o ramo de comutação. A componente $i \times r_T$ pode ser desprezada caso a mesma seja consideravelmente inferior à componente $u_a - u_{Tmedio}$.

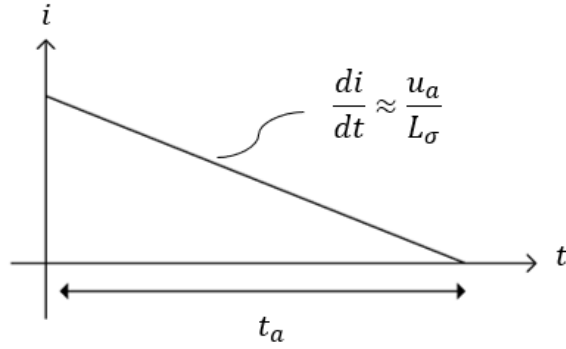


Figura 4.13: Técnica de ZVS aplicada a um disjuntor híbrido [62].

Após a abertura do interruptor, a tensão do arco elétrico passa ao valor mínimo necessário, que ronda os 14 V, a partir do momento em que a distância dos contactos for de aproximadamente 50 μm . A queda de tensão não-indutiva deve permanecer inferior à tensão do arco elétrico para que a comutação da corrente seja finalizada [62].

É possível determinar o tempo máximo de duração do arco elétrico quando a corrente de *turn-off*, a taxa de subida da corrente, a indutância parasita e os parâmetros do semiconductor são conhecidos:

$$t_a(i) \simeq i \cdot \left(\frac{L_\sigma}{u_a - u_{T0} - \frac{1}{2} \cdot r_T \cdot i} \right) + t_d = i \cdot \left(\frac{di}{dt} \right)^{-1} + t_d \quad (4.2)$$

onde i é a corrente de *turn-off*, u_{T0} indica o valor limite de tensão do semiconductor, r_T a resistência e t_d o tempo de atraso na ligação do semiconductor.

O gráfico da Figura 4.14 mostra a relação entre duração do arco e a corrente de *turn-off*, para $t_d = 10 \mu s$. A conjugação destes dados com os parâmetros mencionados atrás fornece informação relevante para o dimensionamento do ZVS. Por exemplo, se $u_a - u_{T0} = 4 V$, $L_\sigma = 0.1 mH$, sendo $\frac{1}{2} \cdot r_T \cdot i$ desprezável, e com base em (4.1), obtém-se:

$$\left(\frac{di}{dt} \right) = \frac{L_\sigma}{u_a - u_{T0}} \leftrightarrow \left(\frac{di}{dt} \right) = \frac{100 \times 10^{-3}}{4} \leftrightarrow \left(\frac{di}{dt} \right) = 0.025 \quad (4.3)$$

resultando em $\left(\frac{di}{dt} \right)^{-1} = 40 A/\mu s$. Sem desrespeitar o limite de duração máxima do arco de 100 μs , através da consulta do gráfico, verifica-se que é possível interromper correntes elétricas até aproximadamente 3.7 kA.

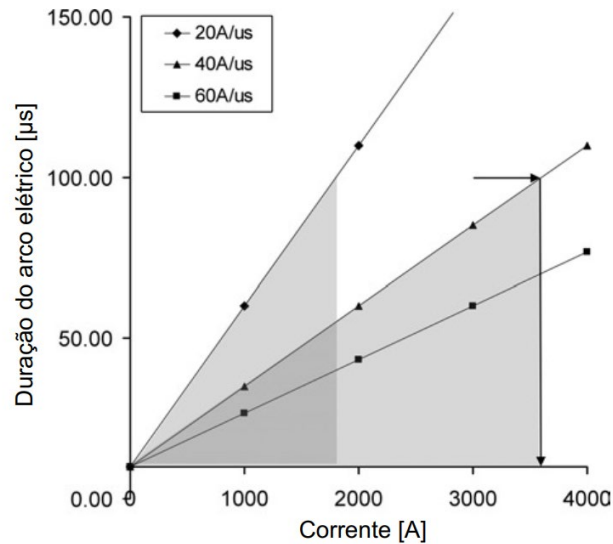


Figura 4.14: Tempo de duração do arco elétrico em função da corrente de *turn-off*, para três taxas de variação da corrente distintas [62].

Esta técnica elimina a existência de arco elétrico quando se ligam os semicondutores da proteção e simplifica a estrutura da proteção, através da escusa de componentes ressonantes de grandes dimensões. Porém, a corrente máxima que podem interromper é limitada. Por outro lado, a duração do arco elétrico é considerável.

- **ZCS**

Esta técnica consiste em forçar a corrente elétrica a atingir valor nulo antes de o interruptor mecânico ser aberto, recorrendo a um circuito ressonante, tal como apresentado anteriormente. É mais recorrente do que a técnica ZVS.

Uma corrente ressonante de sentido contrário ao fluxo típico de corrente elétrica percorre o interruptor mecânico para diminuir a corrente principal, i . Quando o interruptor mecânico abre, a corrente possui um valor muito próximo de zero, o que se traduz numa duração inferior do arco elétrico [63]. A Figura 4.15 apresenta um disjuntor híbrido que aplica a técnica ZCS.

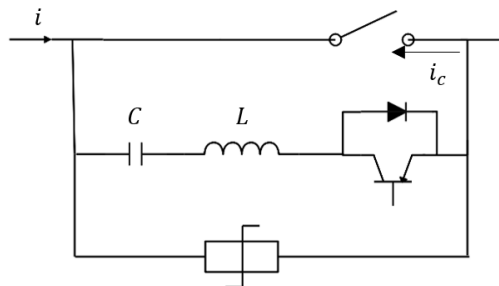


Figura 4.15: Constituição de um disjuntor híbrido que utiliza uma técnica ZCS para interromper a corrente elétrica (adaptado de [62]).

A corrente elétrica de sentido contrário é conseguida com a utilização de um condensador pré-carregado. Quando a corrente atinge um valor nulo no interruptor mecânico, a corrente circula pelo circuito ressonante e o semiconductor é ligado. Entretanto, a tensão aos terminais do condensador C sobe até que o varistor inicie a condução, para dissipar energia [64]. O valor máximo dessa corrente de sentido contrário deverá ser, pelo menos, igual à corrente máxima de curto-circuito. Desta condição, resultam as restrições expostas em (4.4), relativamente ao dimensionamento de L e C :

$$e_0 - \hat{i}_c \times \sqrt{\frac{L}{C}} = 0 \quad (4.4)$$

onde e_0 é a tensão à qual o condensador é pré-carregado, L é a indutância da bobina e C indica a capacitância do condensador. A Figura 4.16 mostra a evolução da corrente elétrica no disjuntor híbrido quando esta estratégia é utilizada.

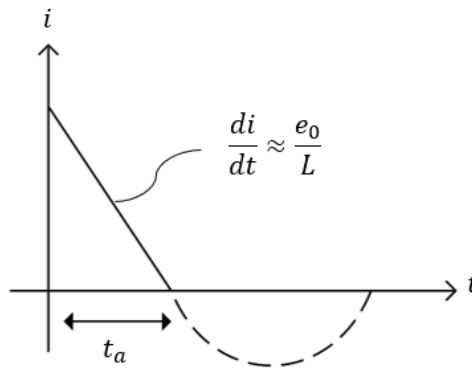


Figura 4.16: Evolução da corrente elétrica no disjuntor híbrido, resultado da aplicação da técnica ZCS [62].

É também importante definir a frequência de comutação: metade do período de comutação deve ser igual ao tempo necessário para separar os contactos do interruptor mecânico, de maneira que suportem a tensão do sistema:

$$t_{MSfv} - \pi \times \sqrt{LC} = 0 \quad (4.5)$$

onde t_{MSfv} é o intervalo de tempo entre o envio do sinal de comando para abrir o interruptor mecânico e a abertura dos contactos indicada para suportar a tensão da rede. O valor de L deverá ser consideravelmente inferior à indutância do sistema.

Na técnica de ZCS, regista-se maior di/dt , implicando uma extinção mais célere do arco e uma capacidade de interrupção de valores elevados de corrente. Na técnica de ZCS, a taxa de variação da corrente é dada por:

$$\frac{di}{dt} = \frac{e_0}{L} \times \cos\left(\frac{t}{\sqrt{LC}}\right) \quad (4.6)$$

Esta técnica possibilita a interrupção de maiores correntes elétricas, com o recurso a menos semicondutores. No entanto, regista-se a formação de arco elétrico na operação de ligação. Para além disso, são necessários componentes ressonantes de grandes dimensões, sendo que o condensador do circuito ressonante se encontra sempre pré-carregado.

Capítulo 5

Simulação da proteção proposta

Para assegurar o bom funcionamento de uma micro-rede DC e, acima de tudo, preservar a integridade dos componentes constituintes da rede, após a ocorrência de uma falha de curto-circuito, foi desenvolvida um sistema de proteção baseado num disjuntor híbrido. A escolha desta configuração é justificada pelas vantagens que proporciona em relação às outras tecnologias. Foi simulada, através do software MATLAB/Simulink, uma micro-rede DC simplificada, onde se inclui a proteção proposta. Observou-se o comportamento das variáveis medidas nos vários componentes do sistema, em modo de falha, antes e após a implementação da proteção.

5.1 Micro-rede DC simulada

A micro-rede DC utilizada para simular o comportamento da proteção desenvolvida é composta por um conversor DC-DC *interleaved buck*, representado na Figura 5.1, e por uma bateria, representada na Figura 5.2 a). O conversor fornece energia à bateria dependendo do seu estado de carga (SOC): caso o SOC seja de 100%, a bateria descarrega. Os parâmetros da bateria são ajustáveis, permitindo ajustar o nível de carga, a tensão nominal e a capacidade de carga, como se observa na Figura 5.2 b).

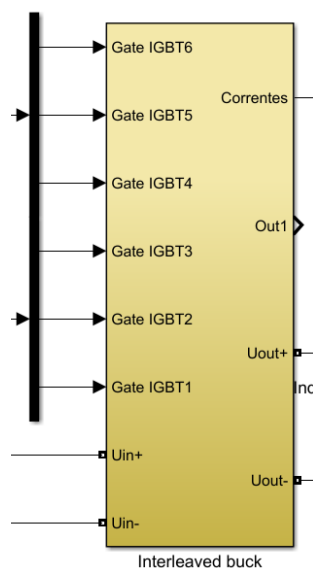


Figura 5.1: Bloco representativo do conversor DC/DC *interleaved buck* utilizado na simulação.

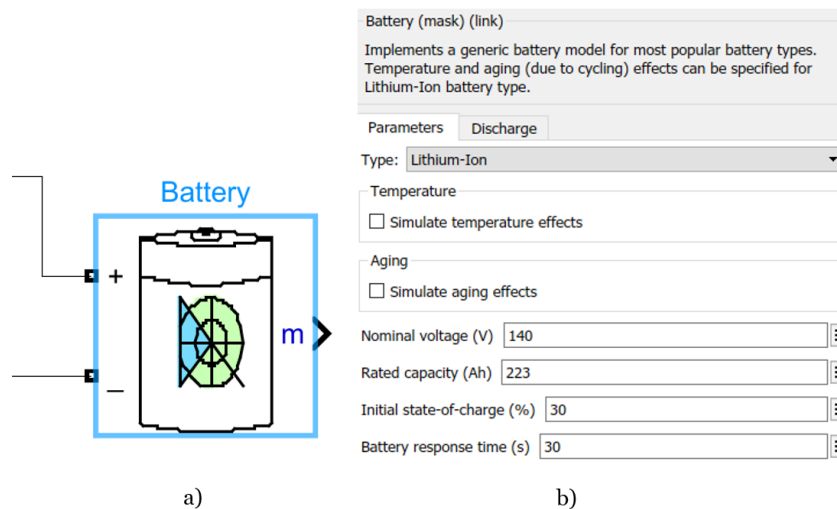


Figura 5.2: Bateria: a) Bloco; b) Janela de configuração dos parâmetros da bateria.

À entrada do conversor DC/DC, a tensão de alimentação é $U_{in} = 300 V$. O carregamento da bateria é efetuado a corrente constante, sendo definida a corrente de entrada $I_{in} = 5 A$. O conversor possui uma frequência de comutação de $f_s = 5 kHz$. À saída do conversor, regista-se um valor de tensão de $U_{out} = 150 V$ e de corrente $I_{out} = 3 A$.

5.2 Falha

A ocorrência de uma falha pólo-pólo é simulada no instante $t = 2 s$, através de um curto-circuito entre o pólo positivo e o pólo negativo da bateria. A falha é habilitada através de um sinal de comando, aplicado aos 2 segundos, que fecha a ligação entre os pólos, como mostra a Figura 5.3.

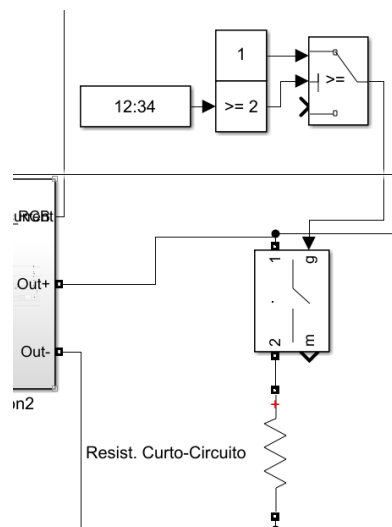


Figura 5.3: Esquema que permite a aplicação da falha entre pólos.

5.3 Proteção proposta

A proteção que se apresenta inclui um disjuntor híbrido e um interruptor mecânico residual (RCB), que isola a micro-rede da zona afetada pela falha, enquanto que a dissipação de energia se processa no ramo do varistor.

O disjuntor é composto por 3 ramos principais: o ramo primário, onde a corrente elétrica circula em condição de funcionamento normal, constituído por um interruptor mecânico e um interruptor de comutação (LCS); o segundo ramo ou interruptor principal (MCB) é constituído por semicondutores; o terceiro ramo consiste num varistor. O disjuntor híbrido projetado encontra-se representado na Figura 5.4.

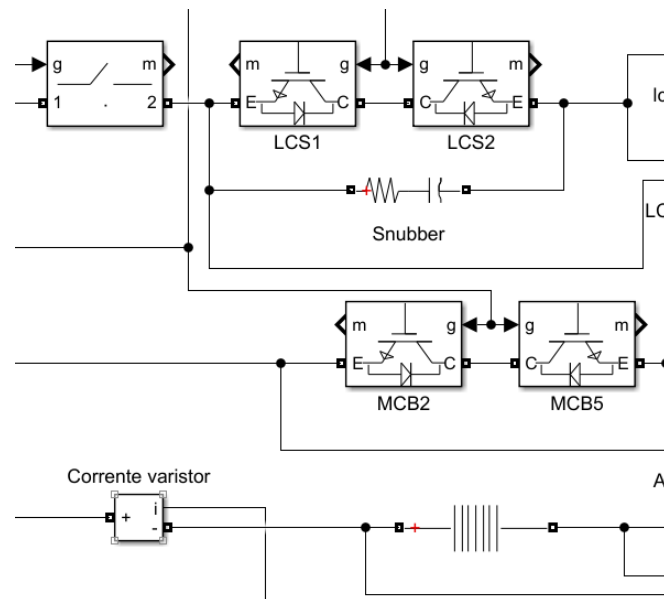


Figura 5.4: Constituição da proteção proposta, simulada em Simulink.

Os semicondutores escolhidos para a proteção consistem em IGBT's, por se adequarem a sistemas de baixa tensão, como é o caso da micro-rede DC em causa. Para além disso, têm uma capacidade de resposta extremamente rápida, permitindo agilizar o processo de comutação da corrente elétrica e de interrupção. São utilizados aos pares, por forma a garantir a bidirecionalidade na interrupção da corrente. O par de LCS possui um circuito *snubber*, ligado em paralelo para suprimir possíveis picos de tensão, resultantes da comutação da corrente.

A estratégia de deteção de falha utilizada é a de sobrecorrente, que serve como sinal de *trigger* do disjuntor. O valor de corrente à saída do conversor é monitorizado continuamente; caso ultrapasse o valor de 10 A (valor arbitrário), dá-se início à sucessão de operações necessárias à eliminação da falha. A Figura 5.5 mostra a estratégia de deteção de sobrecorrente, que passa pela criação de um sinal de comando, através de uma função MATLAB.

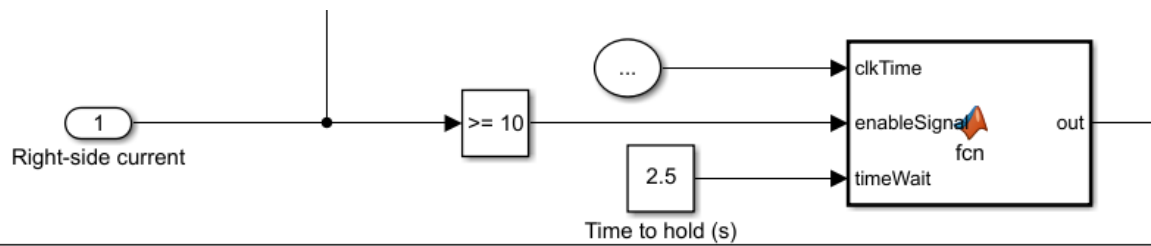


Figura 5.5: Criação do sinal que indica a ocorrência de uma falha e inicia a atuação do disjuntor.

A primeira etapa compreende a desativação de LCS e a ativação dos IGBT's do interruptor principal, para se dar a comutação da corrente elétrica entre ramos. Assim que estiver concluída a fase de comutação, o interruptor mecânico pode abrir. Os IGBT's principais são desligados, surgindo elevados valores de tensão aos terminais destes componentes. Nessa fase, o varistor passa a conduzir, forçando a corrente elétrica a atingir valor nulo.

A Figura 5.6 mostra os instantes em que os sinais de controlo do LCS e do interruptor mecânico (UDS) passam a zero, enquanto a Figura 5.7 representa os sinais de comando do interruptor principal (MCB) e do interruptor mecânico residual (RCB).

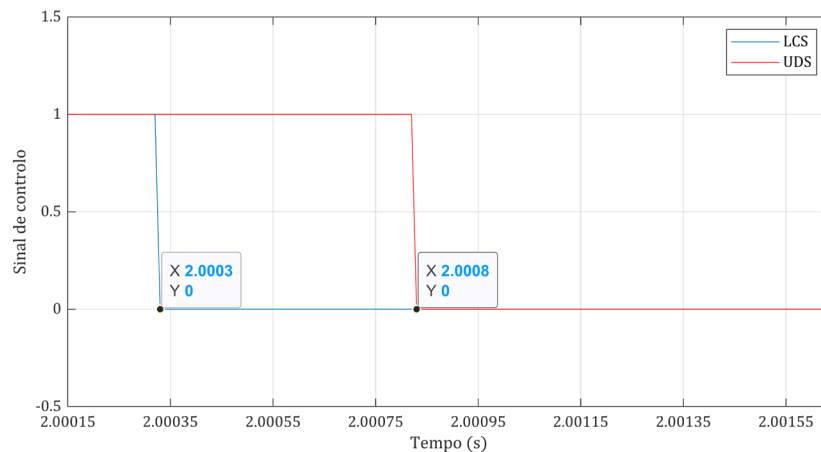


Figura 5.6: Sinais de comando do LCS e do interruptor mecânico (UDS).

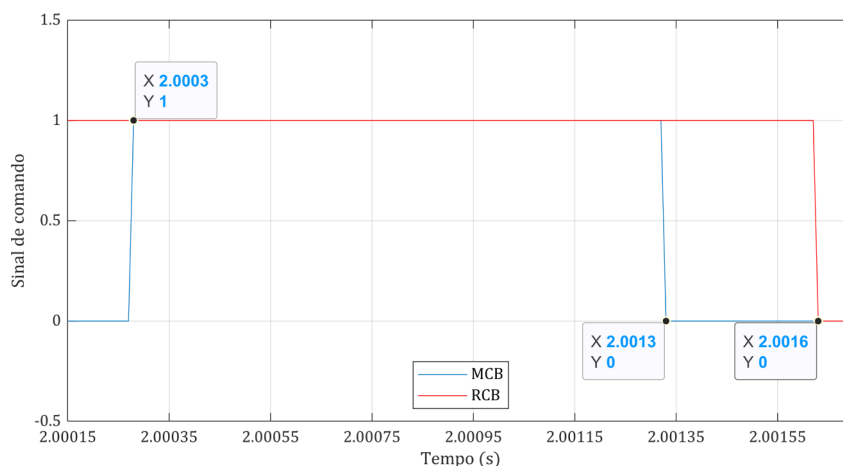


Figura 5.7: Sinais de comando dos IGBT's do interruptor principal (MCB) e do interruptor residual (RCB).

5.4 Resultados da Simulação

Para avaliar a atuação do sistema de proteção proposto perante a ocorrência de uma falha, foram simulados 3 cenários distintos:

- no primeiro cenário, o sistema de proteção é acionado;
- no segundo cenário, não é utilizada qualquer proteção e é utilizada uma resistência para fazer a ligação de curto-circuito;
- no terceiro cenário também não é utilizada proteção e a ligação de curto-circuito é direta.

Estes cenários têm em comum a ocorrência de uma falha de curto-circuito no instante $t = 2$ s. Os tempos definidos para a atuação dos diferentes componentes do disjuntor são propositalmente elevados (da ordem das centenas de microssegundos), para permitir uma visualização adequada do comportamento das variáveis que se pretendem analisar.

5.4.1 Cenário 1

A Figura 5.8 apresenta a evolução temporal da tensão e corrente da alimentação DC. A tensão não sofre qualquer variação, mesmo no instante em que ocorre a falha; já a corrente sofre um aumento relevante quando a falha ocorre, podendo atingir 5 A. O valor máximo é prontamente reduzido, graças à atuação da proteção.

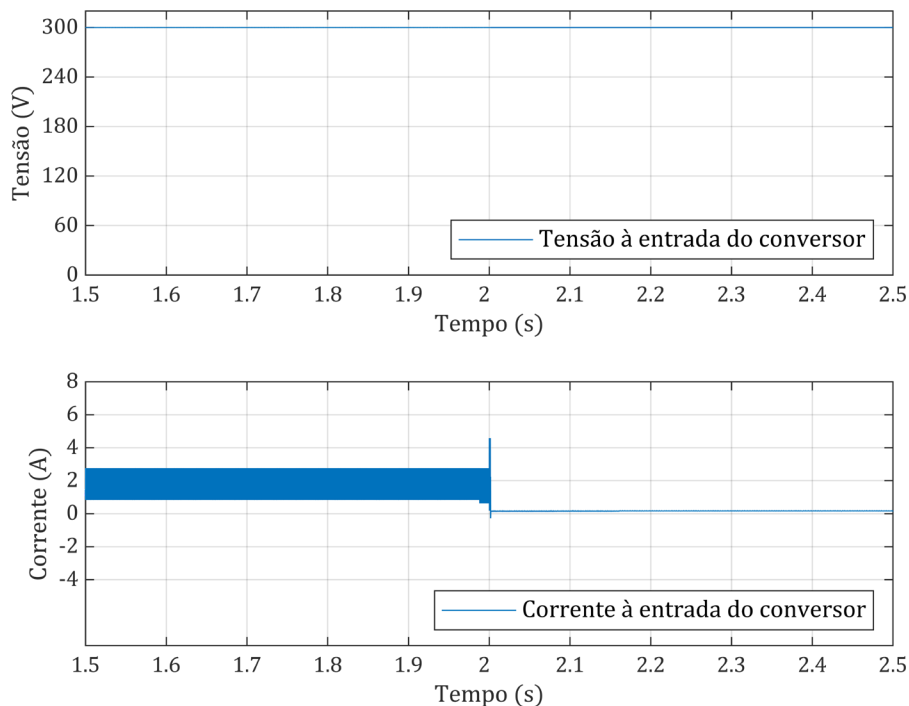


Figura 5.8: Tensão e corrente registadas à entrada do conversor, respetivamente, considerando o cenário de adoção do disjuntor.

A Figura 5.9 mostra uma tendência semelhante na evolução da tensão e corrente que alimentam a bateria. Ainda assim, a corrente diminui imediatamente após a ocorrência da falha, dado que toda a corrente é direccionada para o curto-circuito.

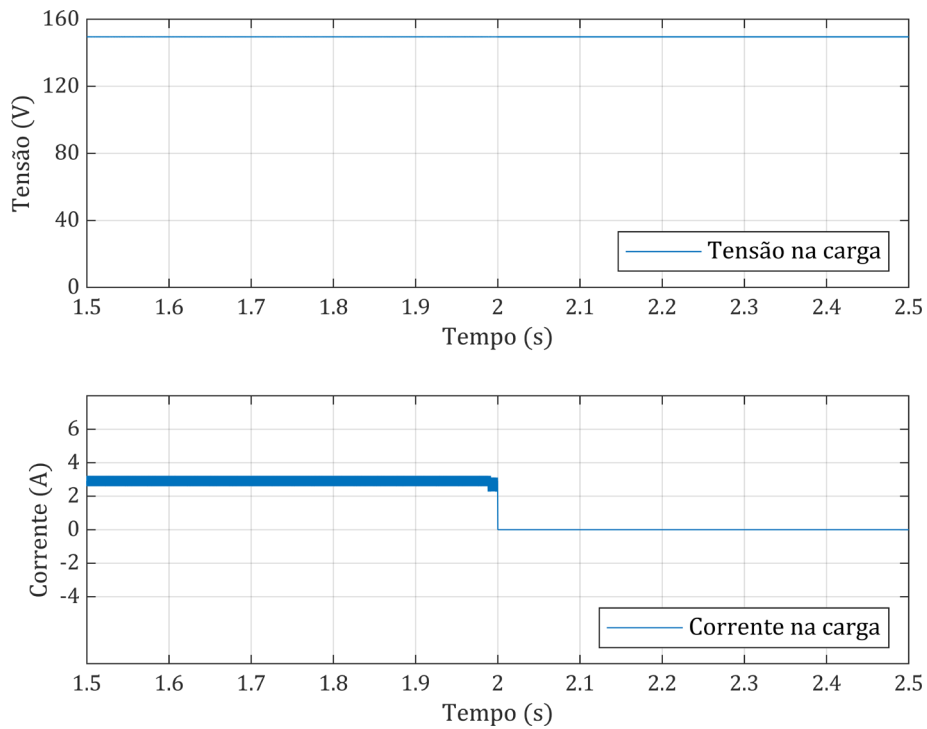


Figura 5.9: Tensão e corrente de alimentação da bateria, respetivamente, considerando o cenário de adoção do disjuntor.

A Figura 5.10 representa a tensão e corrente, respetivamente, a que LCS é sujeito.

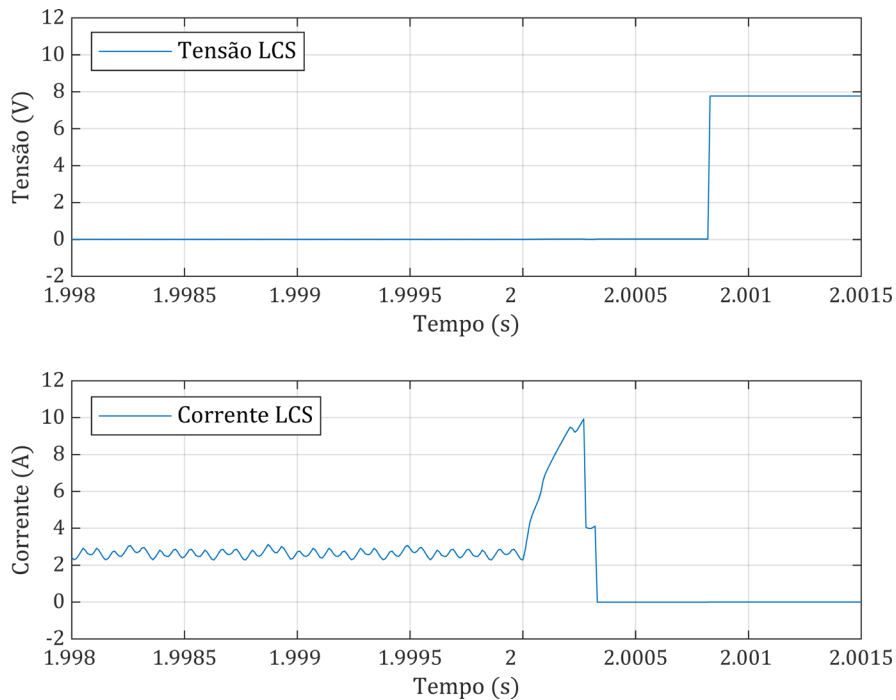


Figura 5.10: Tensão e corrente no elemento LCS.

No gráfico de corrente da Figura 5.10, é também possível confirmar que o elemento LCS é desligado aos 2.0003 s, de acordo com o sinal apresentado na Figura 5.6.

Quando LCS é desativado, passam a ser os IGBT's do interruptor principal a conduzir corrente (aos 2.0003 s). Após serem desativados, aos 2.0013 s, surge uma tensão elevada aos terminais dos IGBT's do interruptor principal, atingindo um pico de 200 V, visível na Figura 5.11.

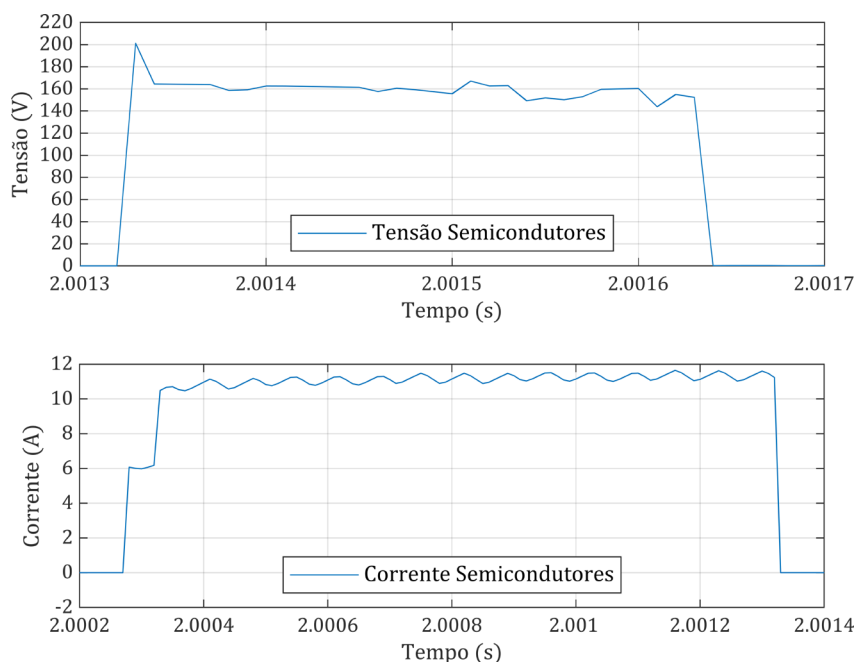


Figura 5.11: Tensão registada aos terminais dos IGBT's do interruptor principal, após desativação dos mesmos, e corrente, aferida enquanto estão IGBT's se encontra acionados.

A Figura 5.12 demonstra o sucesso da comutação da corrente do ramo primário (do LCS), para o ramo dos IGBT's. A Figura 5.13 representa, em maior detalhe, a comutação da corrente, onde se vê claramente que o processo se inicia um pouco antes de $t = 2.00028$ s (280 μ s após a ocorrência da falha) e fica concluída para $t = 2.00033$ s, quando a corrente no elemento LCS é nula.

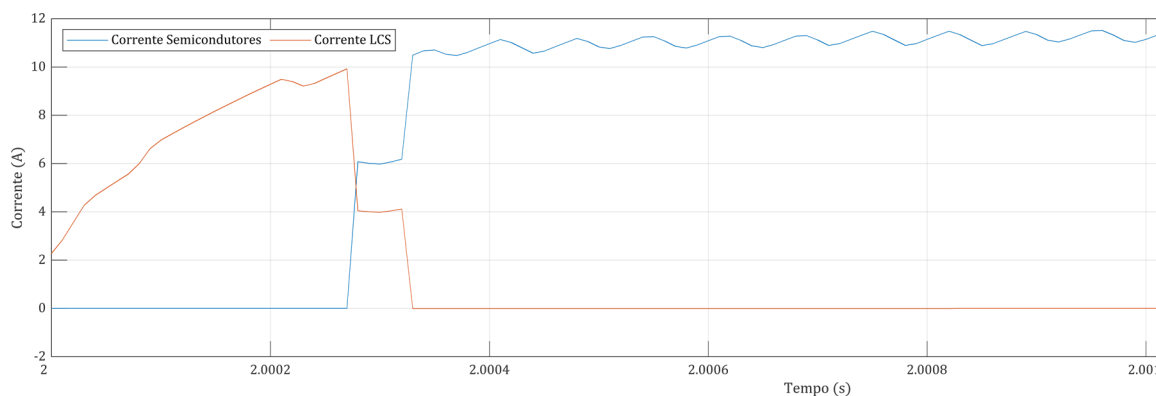


Figura 5.12: Fenómeno da comutação da corrente elétrica.

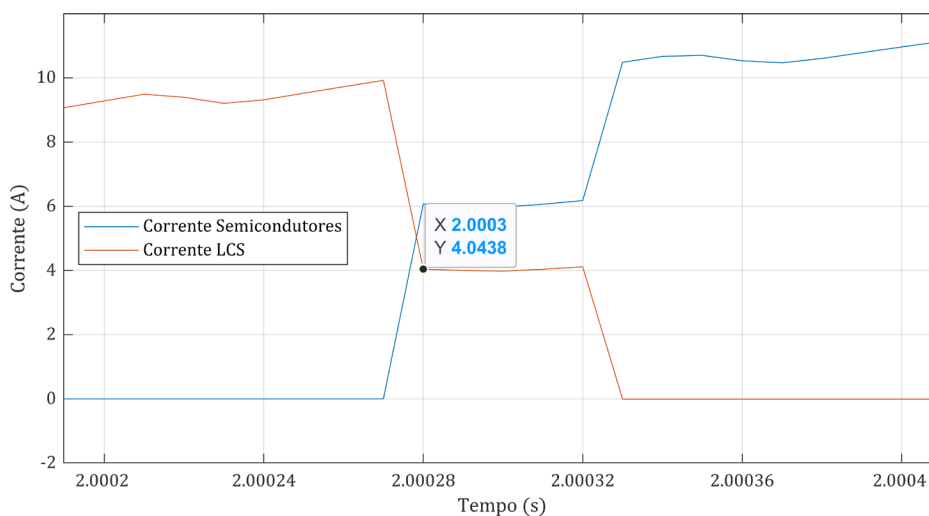


Figura 5.13: Detalhe do fenómeno de comutação da corrente do LCS para o ramo dos semicondutores.

Devido aos elevados valores de tensão aos terminais dos IGBT's, resultantes da sua inativação, é necessária a atuação imediata do varistor. Este absorve a energia remanescente da falha, fazendo decrescer progressivamente a tensão e a corrente, como é visível na Figura 5.14.

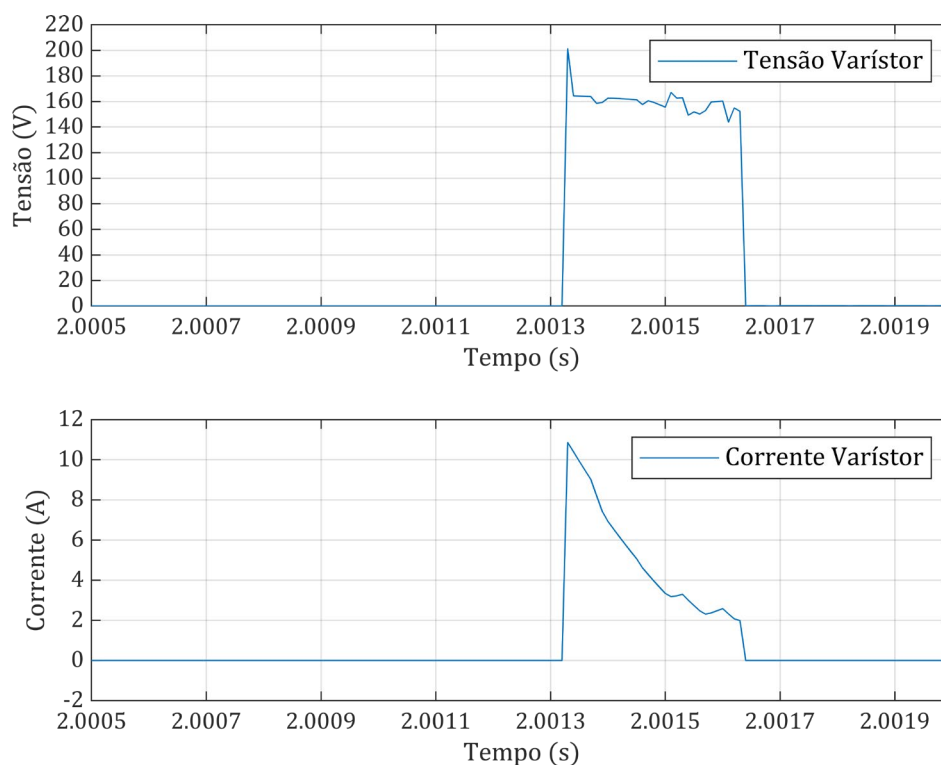


Figura 5.14: Atuação do varistor, através da absorção da energia remanescente.

Quando a tensão e corrente no varistor registarem e mantiverem valores nulos, o interruptor residual (RCB) abre, isolando a secção afetada pela falha, para evitar a sua propagação a outros pontos da micro-rede. A Figura 5.15 mostra os valores de tensão e corrente registados neste interruptor.

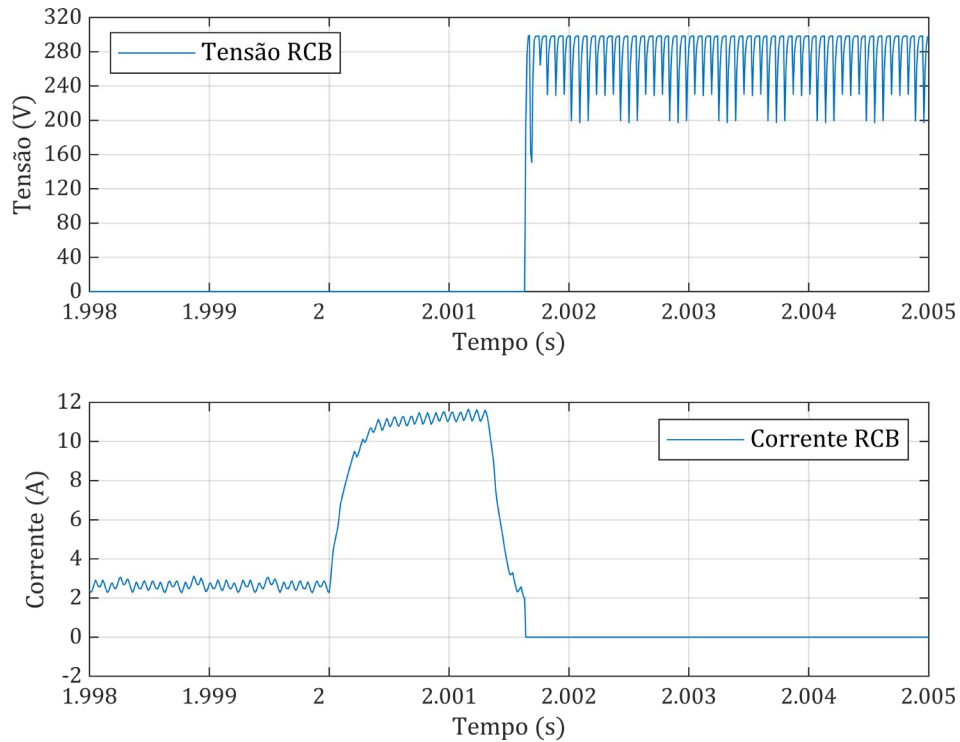


Figura 5.15: Valores de tensão e corrente aferidos no interruptor mecânico residual (RCB).

5.4.2 Cenário 2

Para esta situação, considera-se a aplicação de um curto-circuito de resistência elétrica igual a 5Ω entre os pólos para simular um curto-circuito. Não é aplicada a proteção desenvolvida.

A Figura 5.16 mostra que o valor de tensão à entrada do conversor não sofre qualquer alteração; já a corrente registra um pico no instante em que ocorre a falha. Após esse aumento, ocorre uma ligeira redução do valor da corrente, sendo que a corrente elétrica nunca atinge valor nulo.

No que diz respeito aos valores registados na tensão e corrente que alimentam a bateria (Figura 5.17), é possível afirmar que têm um comportamento idêntico ao registado no cenário 1, onde a proteção foi utilizada.

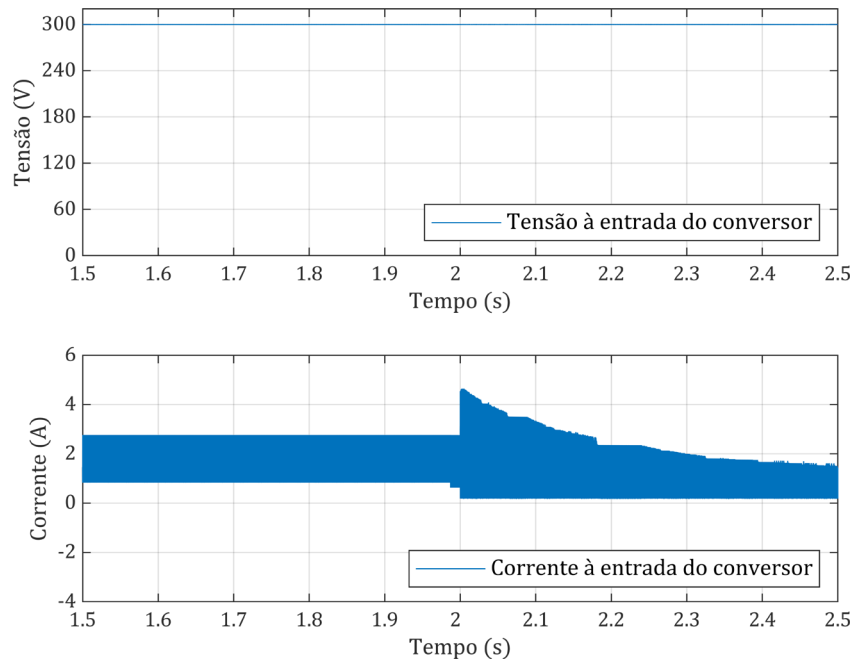


Figura 5.16: Tensão e corrente aferidas à entrada do conversor, no cenário em que é utilizada uma resistência para provocar um curto-circuito.

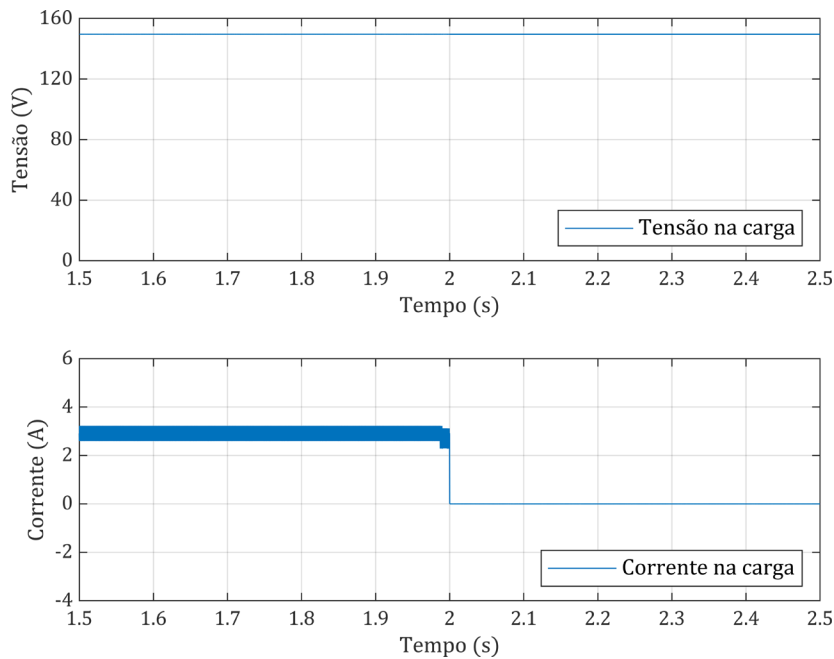


Figura 5.17: Tensão e corrente de alimentação da bateria, no cenário em que é utilizada uma resistência para provocar um curto-circuito.

5.4.3 Cenário 3

Neste cenário, a ligação de curto-circuito foi executada diretamente entre pólos e a proteção não foi utilizada. Novamente, não se regista alteração no valor de tensão que alimenta o conversor, enquanto a corrente regista um aumento muito significativo após a ocorrência da falha, como é evidente na Figura 5.18. Esta tendência demonstra a importância

da rapidez de atuação das proteções, para evitar que o valor máximo de corrente atingido danifique os componentes da micro-rede, nomeadamente o conversor e a bateria.

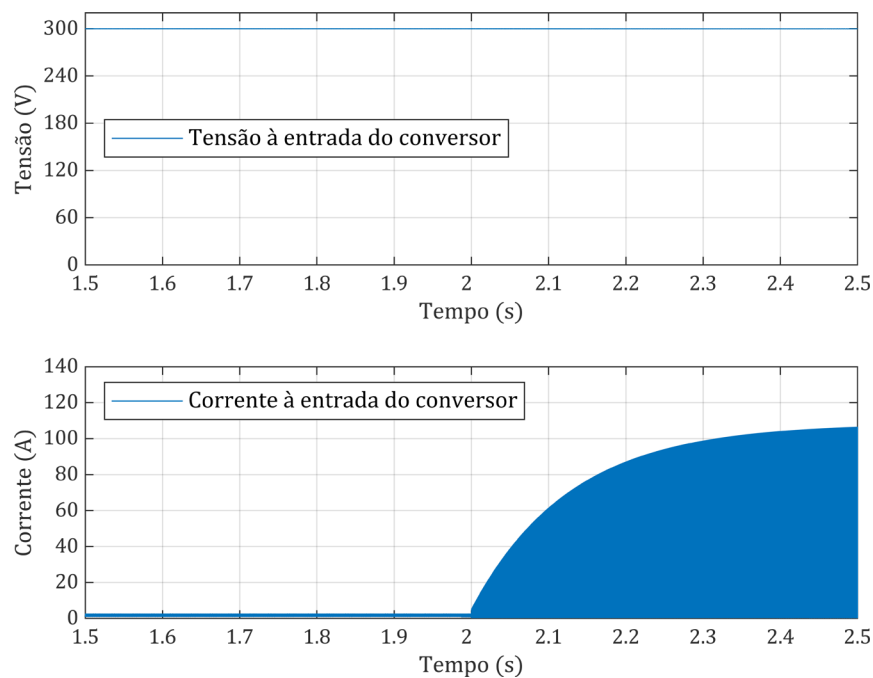


Figura 5.18: Tensão e corrente registadas à entrada do conversor, perante a ocorrência de um curto-circuito pleno, quando não é utilizada a proteção.

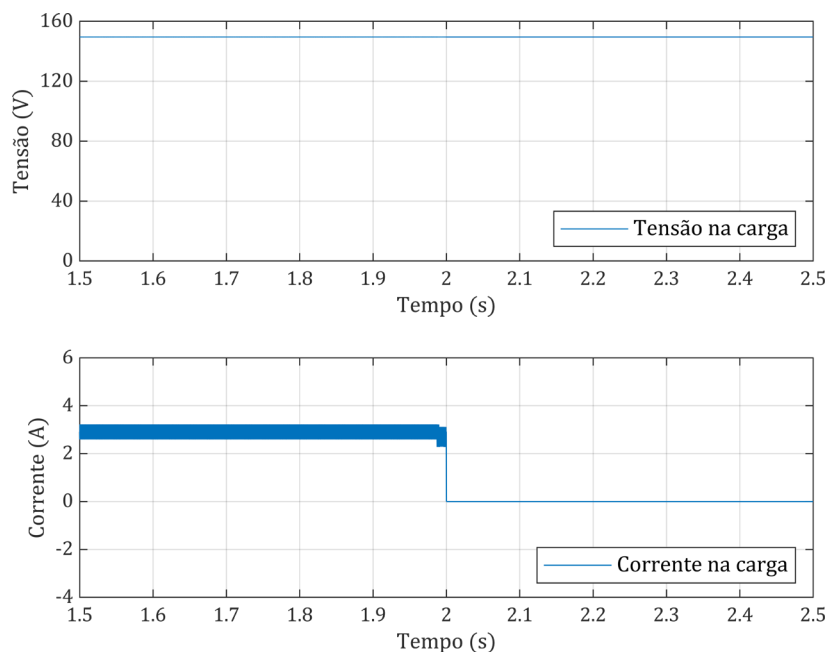


Figura 5.19: Tensão e corrente medidas na bateria, perante a ocorrência de um curto-circuito, quando não é utilizada a proteção.

A tensão e corrente que alimentam a bateria, provenientes do conversor, apresentam comportamento idêntico nesta situação (Figura 5.19), pelo facto de toda a energia envolvida no processo ser direccionada para o curto-circuito.

Capítulo 6

Validação Experimental

6.1 Considerações iniciais

Para a realização de ensaios experimentais, foi implementado um protótipo experimental de configuração idêntica à do sistema implementado em ambiente de simulação.

Os ensaios experimentais contemplam uma janela temporal de 10 s, pelo que os instantes de tempo nos quais se observam os principais fenômenos diferem da simulação. Para além disso, o acionamento do curto-circuito foi executado manualmente, o que resulta num instante variável definido para ocorrência da falha.

Para avaliar o desempenho do sistema e a sua resposta, considera-se a testagem do protótipo para valores de sobrecorrente de 2 A e 3 A. Já a resistência de curto-circuito utilizada apresenta um valor de 20 Ω .

A montagem experimental inclui um TRIAC que funciona como interruptor mecânico residual (RCB).

Apenas foram realizados ensaios que recorrem à utilização da proteção perante a ocorrência de curto-circuito, pelo que não serão analisados os cenários 2 e 3 do capítulo anterior. A validação do funcionamento do sistema na ausência de proteção traria consequências nefastas para os diversos componentes da montagem experimental.

6.1.1 Montagem experimental

A Figura 6.1 representa uma vista geral da montagem experimental adotada. São utilizados sensores de tensão e corrente para fazer leituras à entrada e saída do conversor. O interruptor que ativa o curto-circuito foi acionado manualmente, o que explica as diferentes escalas temporais dos gráficos.

O módulo de semicondutores de potência inclui os elementos LCS, MCB, RCB e UDS.

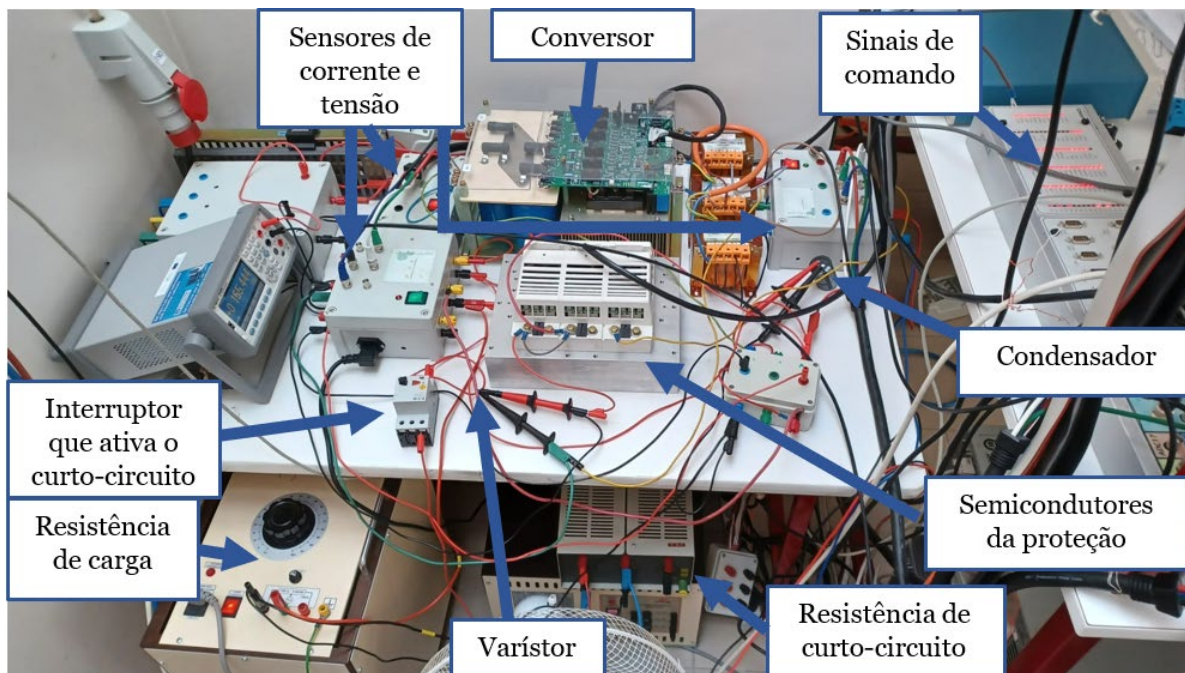


Figura 6.1: Montagem do equipamento utilizado na realização de ensaios experimentais.

6.2 Análise de resultados

Consideram-se dois cenários distintos, em função das correntes registadas nos componentes da proteção: no primeiro, o limite de sobrecorrente definido é de $3 A$ (cenário 1); no segundo, o limite de sobrecorrente definido é de $2 A$ (cenário 2). As tensões apresentam valores e comportamento extremamente idênticos para ambos os cenários, pelo que apenas são apresentados gráficos das tensões aferidas num dos cenários.

6.2.1 Cenário 1

A Figura 6.2 mostra os instantes em que LCS é desativado e em que o interruptor mecânico residual (RCB) abre. Só após a desativação de LCS, é que o interruptor mecânico é aberto. O elemento RCB recebe o mesmo comando que o interruptor mecânico (UDS), motivo pelo qual não é registado.

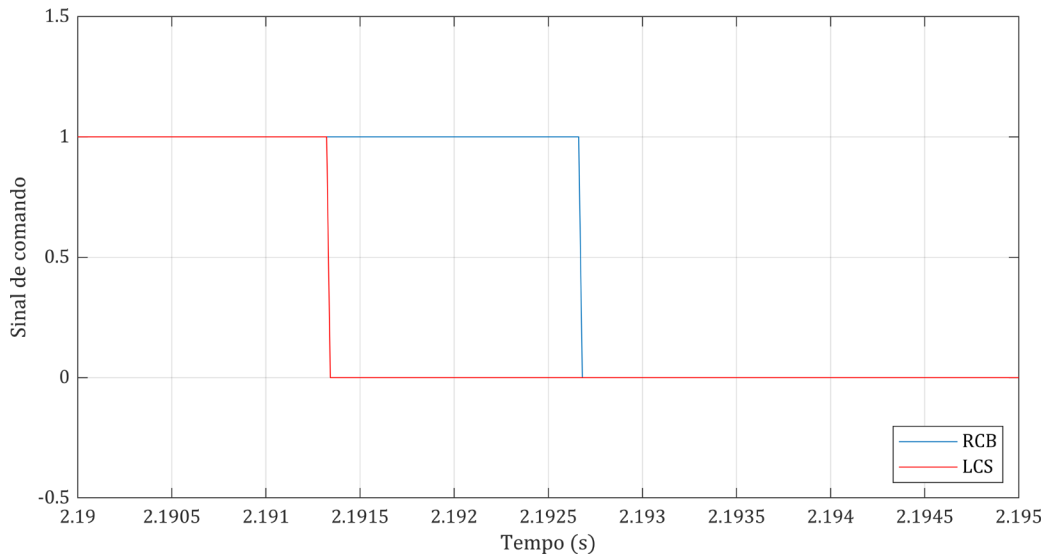


Figura 6.2: Sinais de comando de LCS e do interruptor mecânico residual (RCB).

Na Figura 6.3 está representado o sinal que comanda os IGBT's do interruptor principal, o chamado MCB, que apenas entra à condução durante a comutação. Quando o varistor passa à condução, este elemento é desligado.

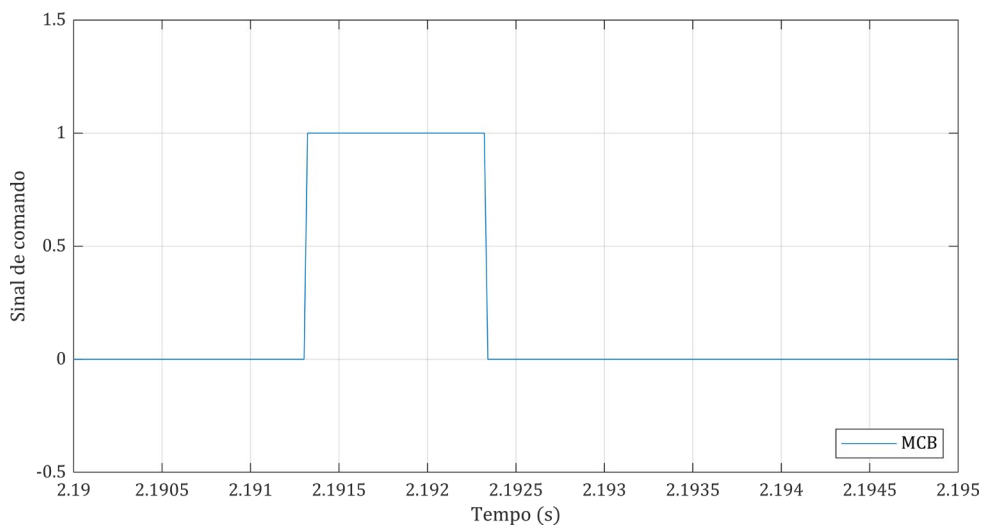


Figura 6.3: Sinal de comando do interruptor principal dos IGBT's (MCB).

As figuras que se seguem representam a evolução da corrente nos diversos constituintes da proteção. A Figura 6.4 diz respeito à corrente no elemento LCS, que atinge um valor máximo próximo de 4 A. A forma de onda é muito semelhante à registada no âmbito de simulação do capítulo anterior. A principal diferença acontece numa pequena oscilação, visível na descida após atingir o valor máximo: no caso da simulação, a corrente decai e estabiliza imediatamente, enquanto nos ensaios experimentais tal evolução não é imediata.

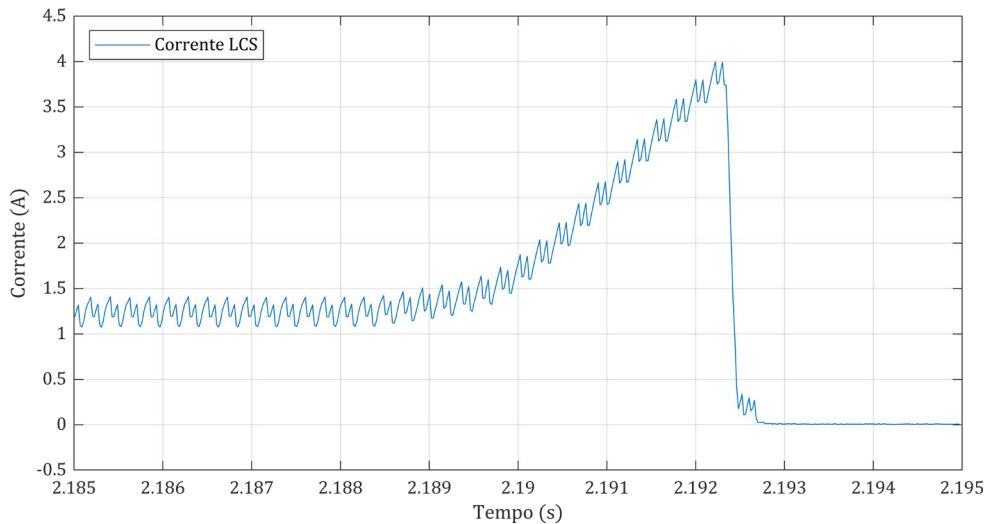


Figura 6.4: Corrente registrada no ramo do LCS.

A evolução da corrente no interruptor principal, composto por IGBT's, está registrada na Figura 6.5. É possível afirmar que a comutação da corrente de falha é bem-sucedida, por apenas se registrar corrente no elemento MCB quando a corrente no LCS já é nula. Em comparação com o cenário da simulação, observa-se um comportamento em tudo idêntico, sendo, no entanto, destacada a amplitude da corrente inferior ao expectável: amplitude próxima do pico máximo medido no elemento LCS.

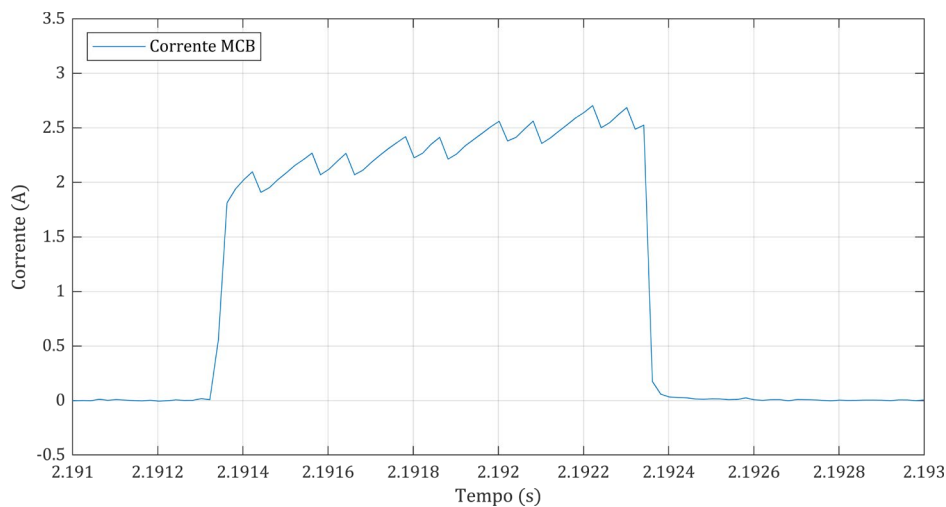


Figura 6.5: Corrente medida no ramo do elemento MCB.

Com o fim da condução do elemento MCB, segue-se o período de condução do varistor, que se inicia quando a tensão aos seus terminais atinge um valor predefinido, neste caso 90 V, como mostra a Figura 6.6. Em ambiente de simulação, a tensão tem uma tendência de descida mais imediata. A corrente que o percorre tem valor idêntico à corrente que percorre o MCB, tal como se verifica na Figura 6.7.

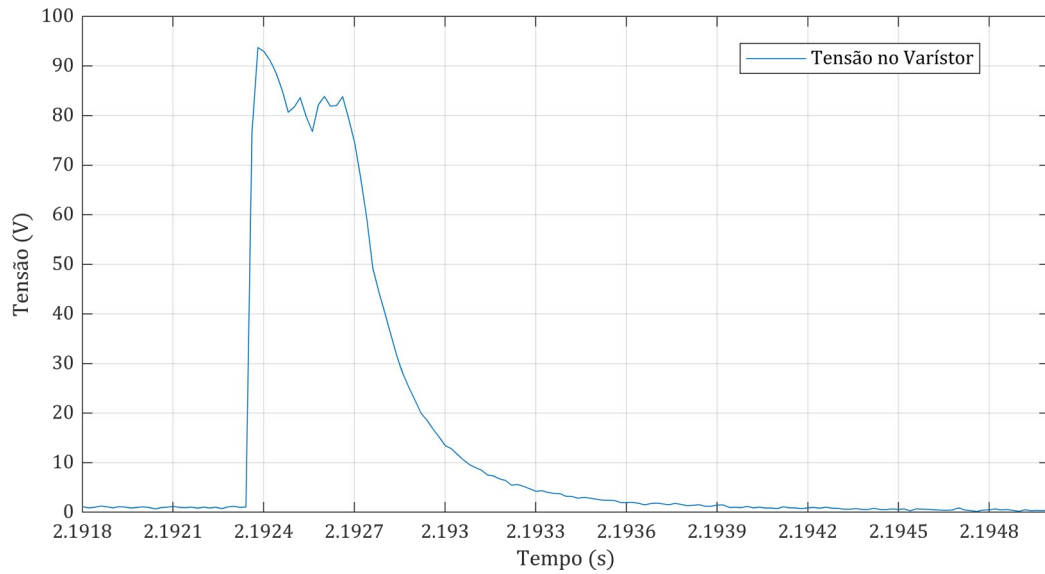


Figura 6.6: Tensão aos terminais do varistor.

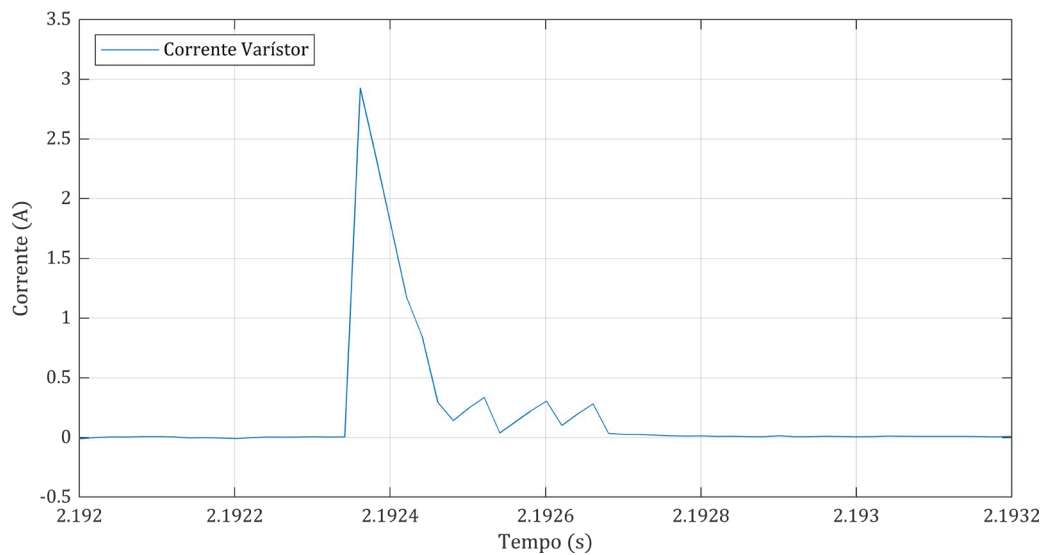


Figura 6.7: Corrente no varistor.

A corrente medida à entrada do conversor tem um valor médio de 0.3 A , oscilando entre 0.2 A e 0.4 A , tal como mostra a Figura 6.8. Quando ocorre a falha, não se regista um aumento na amplitude da corrente, mas antes uma descida, resultante da atuação da proteção, que culmina na estabilização a um valor nulo.

A Figura 6.9 dá conta da evolução da corrente elétrica à saída do conversor. Observa-se um aumento significativo, aproximando-se esta grandeza dos valores máximos registados nos componentes da proteção, a que se segue uma queda até um valor nulo.

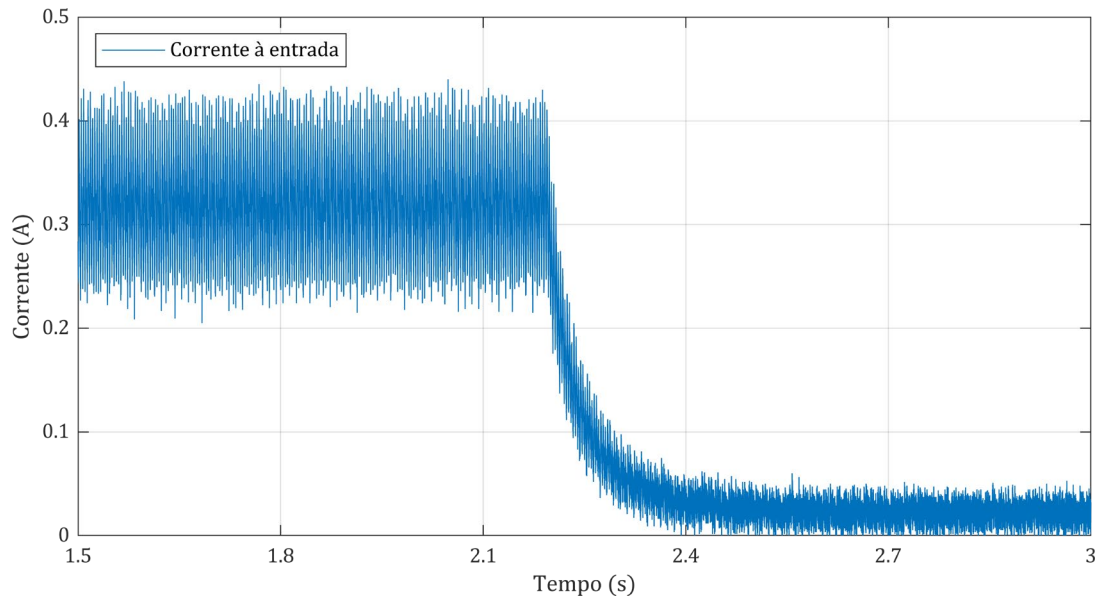


Figura 6.8: Corrente à entrada do conversor.

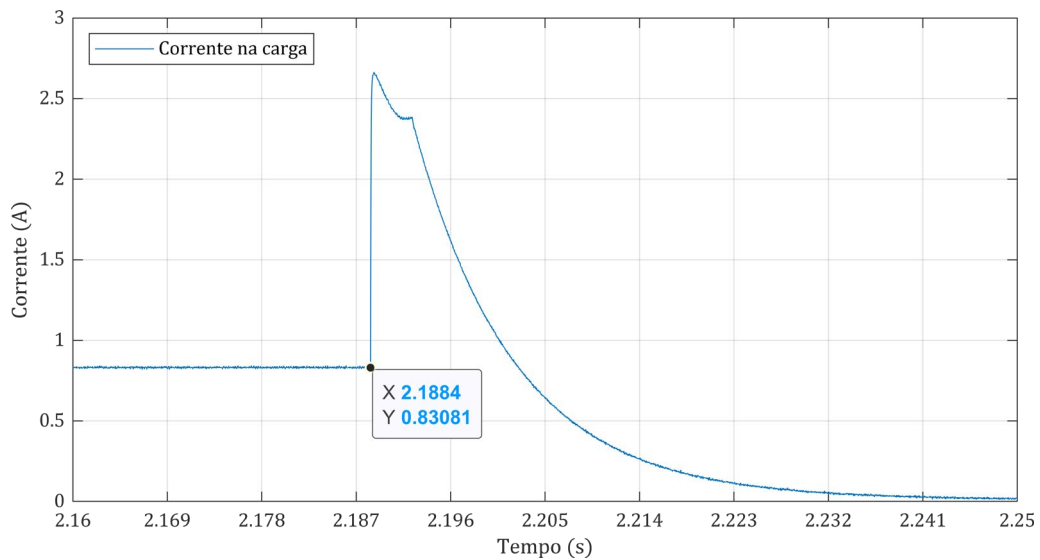


Figura 6.9: Corrente medida na carga.

Relativamente às tensões, a Figura 6.10 mostra os valores da tensão de alimentação do conversor, enquanto a Figura 6.11 apresenta a evolução da tensão na saída do conversor. Na Figura 6.10 é perceptível um aumento da tensão registada à entrada do conversor, após atuação da proteção. Já na Figura 6.11 verifica-se a situação contrária, com a tensão da carga a decrescer até zero.

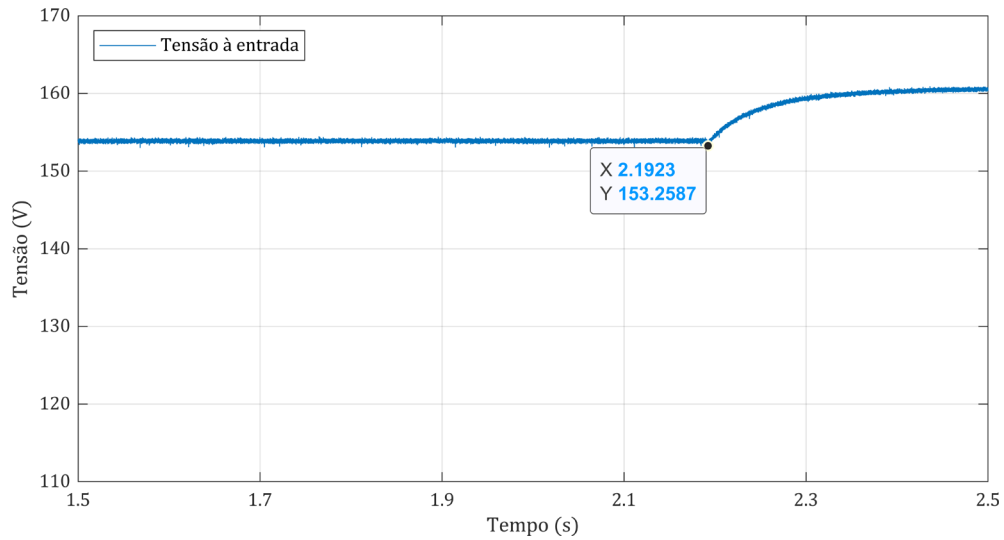


Figura 6.10: Tensão registada à entrada do conversor.

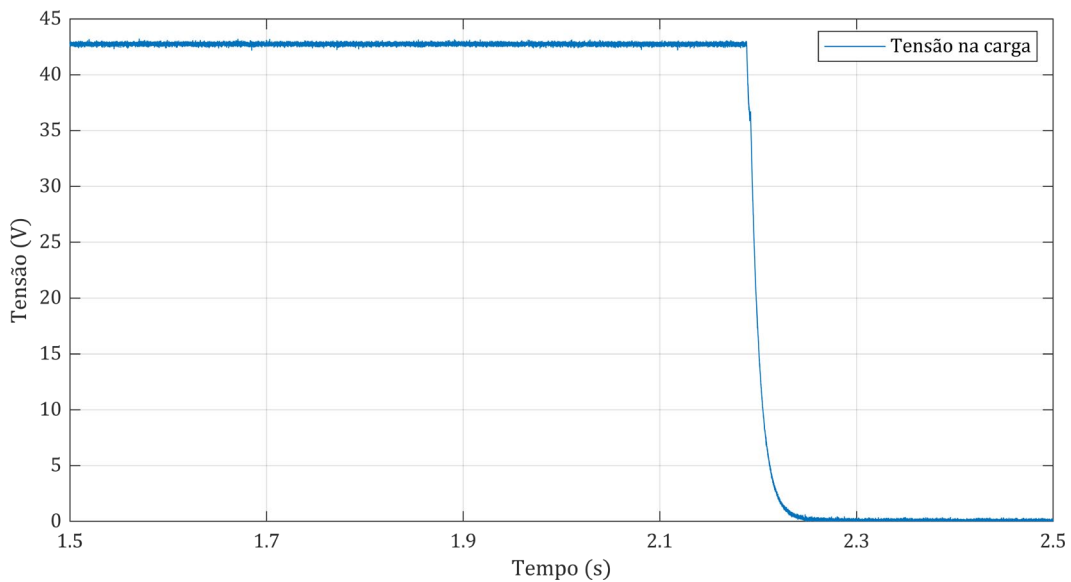


Figura 6.11: Tensão registada à saída do conversor.

6.2.2 Cenário 2

Para este cenário, considera-se que o limite de sobrecorrente superior ao considerado para o cenário 1, sendo aqui estabelecido o limite a 3 A. Os gráficos das tensões respeitantes a este cenário não serão apresentados, uma vez que são em tudo idênticos aos do cenário anterior, diferindo apenas em algumas unidades o valor máximo. A Figura 6.12 e a Figura 6.13 mostram os sinais de comando dos componentes da proteção, sendo estes semelhantes aos aferidos para o cenário 1. Estes sinais ajudam a ter uma perceção dos instantes em que ocorre a comutação para o MCB, quando abre o interruptor mecânico ou quando o varistor dissipa energia.

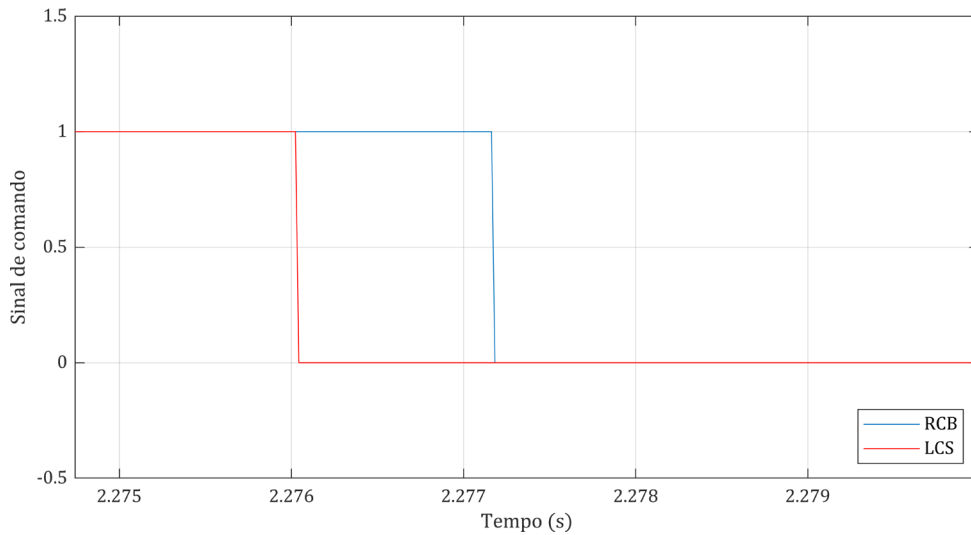


Figura 6.12: Sinal de comando dos elementos RCB e LCS.

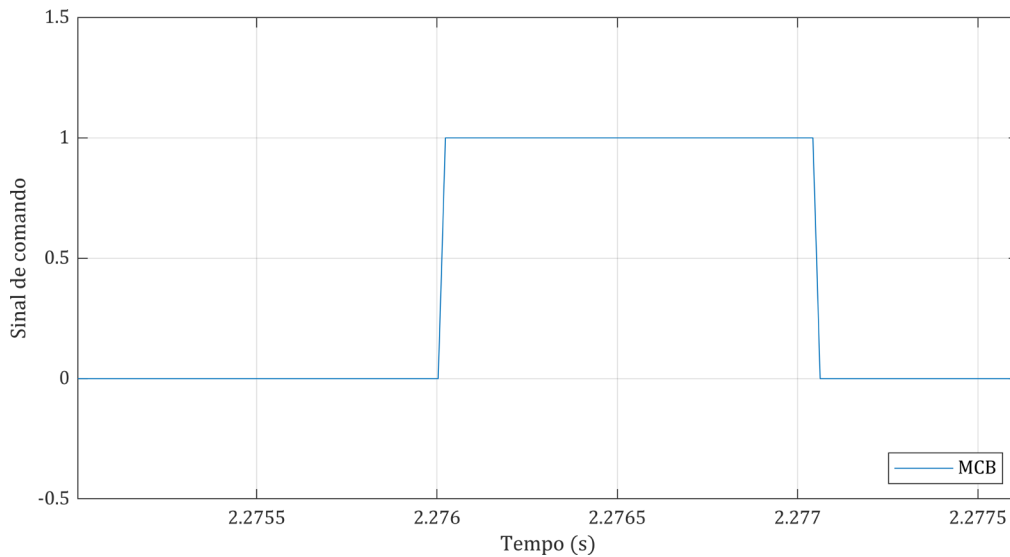


Figura 6.13: Sinal de comando do elemento MCB.

A corrente elétrica aferida no ramo do elemento LCS está representada na Figura 6.14. Neste caso, o valor máximo atingido é muito próximo de 3 A (inferior ao valor do cenário anterior). No período de decrescimento da corrente, a estabilização ocorre mais rapidamente do que no cenário 1.

A Figura 6.15 mostra a corrente que percorre o ramo dos IGBT's do elemento MCB, evidenciando que a comutação ocorreu ainda antes de a corrente atingir um valor nulo no LCS, já que a corrente no MCB registra um aumento enquanto a corrente do LCS ainda não é nula.

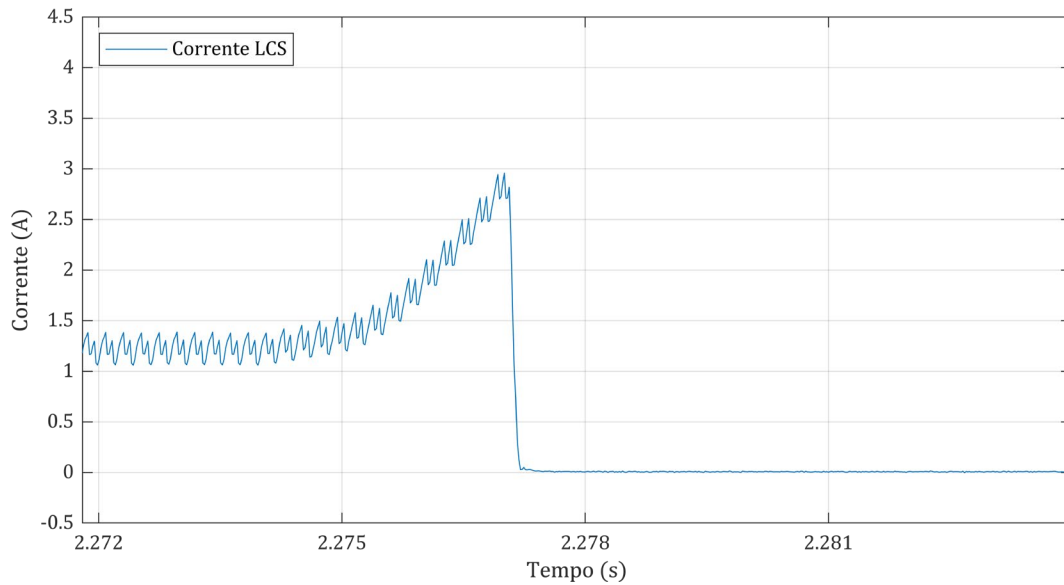


Figura 6.14: Evolução da corrente no LCS.

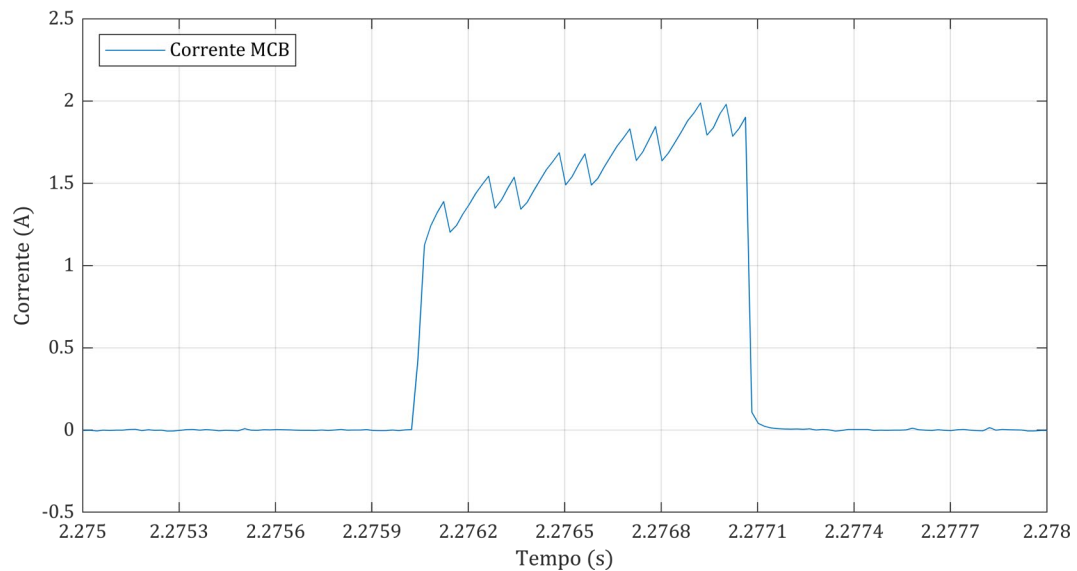


Figura 6.15: Evolução da corrente no MCB.

A Figura 6.16 mostra o processo de dissipação de energia no varistor, que se inicia após a corrente no MCB passar a zero, num comportamento muito semelhante ao cenário anterior, distinguindo-se apenas pela amplitude máxima atingida. Em comparação com a simulação, a evolução desta corrente segue o mesmo comportamento.

Para este cenário, os gráficos das correntes à entrada do conversor e na carga foram omitidos, por apresentarem semelhanças com os demais.

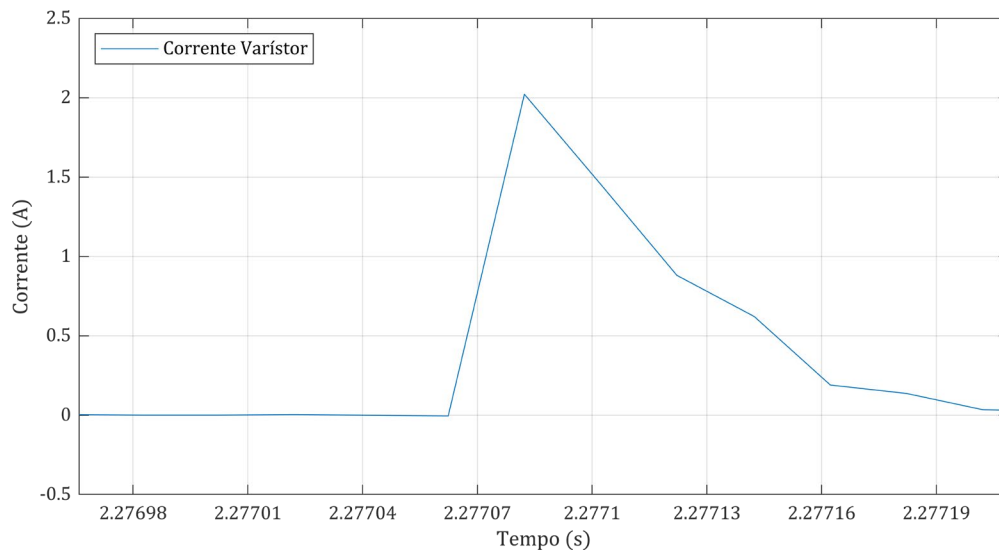


Figura 6.16: Corrente registada no varistor.

Capítulo 7

Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

7.1 Conclusões

A utilização de micro-redes DC apresenta-se como uma alternativa à rede AC de distribuição de energia convencional, com inúmeras vantagens, nomeadamente pelo elevado número de cargas DC que encontramos nas utilizações domésticas e pelo crescimento na utilização de DERs, que fazem aproveitamento de fontes de energia renováveis. O grande desafio da adoção desta forma de distribuição de energia passa pela proteção dos equipamentos e segurança das pessoas, caso alguma falha ocorra. Neste trabalho, foram apresentados os principais mecanismos disponíveis para concretizar essa tarefa e foi descrita uma possível proteção híbrida para implementar nestas micro-redes.

As proteções híbridas conciliam as vantagens das proteções mecânicas e de estado sólido, conciliando rapidez na atuação, característica dos dispositivos de estado sólido, com a redução das perdas de condução, típica de proteções mecânicas.

O dimensionamento das proteções híbridas é um processo bastante intuitivo e iterativo, exigindo alguma experimentação até que o seu funcionamento seja o desejado. São necessárias estratégias para forçar a corrente a um valor nulo e para limitar o valor máximo de corrente de falha.

A proteção aqui apresentada demonstrou o comportamento esperado, tanto a nível da simulação como a nível experimental, com a capacidade de interromper a corrente antes que atinja valores que possam ser prejudiciais aos equipamentos, como se verificou no caso em que ocorre um curto-circuito (sem resistência) e não é utilizada a proteção.

A utilização de um semiconductor em série com o interruptor mecânico permite reduzir a tensão e duração do arco elétrico formado no interruptor mecânico, ao mesmo tempo que agiliza a comutação da corrente para o ramo do interruptor principal, força a corrente a um valor nulo e reduz a erosão dos contactos do interruptor mecânico. Não menos importante é o varistor, responsável pela dissipação de toda a energia acumulada no processo de interrupção da corrente.

7.2 Sugestões para trabalhos futuros

A proteção de micro-redes DC é um tópico emergente e que importa discutir de forma mais aprofundada pela comunidade científica, no sentido de normalizar e regulamentar procedimentos e equipamentos a adotar para garantir a segurança de equipamentos e pessoas.

Num futuro próximo poderão ser desenvolvidos trabalhos:

- com vista à replicação de uma micro-rede DC mais elaborada, por forma a testar a eficácia das proteções híbridas e o comportamento da utilização de vários elementos de proteção em simultâneo;
- ao nível do sistema de controlo das proteções utilizadas, a fim de implementar melhorias relativas ao tempo de resposta e da sincronização entre as várias proteções.

Bibliografia

- [1] 'The war of the currents', *IOPSpark*. <https://spark.iop.org/war-currents> (accessed Aug. 12, 2021).
- [2] M. Lonkar and S. Ponnaluri, 'An overview of DC microgrid operation and control', in *IREC2015 The Sixth International Renewable Energy Congress*, Mar. 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/IREC.2015.7110892.
- [3] H. Lotfi and A. Khodaei, 'AC Versus DC Microgrid Planning', *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 296–304, Jan. 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2457910.
- [4] D.-K. Jeong, H.-S. Kim, J.-W. Baek, H.-J. Kim, and J.-H. Jung, 'Autonomous Control Strategy of DC Microgrid for Islanding Mode Using Power Line Communication', *Energies*, vol. 11, no. 4, Art. no. 4, Apr. 2018, doi: 10.3390/en11040924.
- [5] 'DC Microrgrids with next-generation LED lighting', *Independence LED*. <https://independeceled.com/dc-microgrids/> (accessed Aug. 12, 2021).
- [6] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, 'Defining control strategies for MicroGrids islanded operation', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 916–924, May 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873018.
- [7] F. Katiraei, M. R. Iravani, and P. W. Lehn, 'Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process', *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 1, pp. 248–257, Jan. 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.835051.
- [8] X. Lu, J. M. Guerrero, K. Sun, and J. C. Vasquez, 'An Improved Droop Control Method for DC Microgrids Based on Low Bandwidth Communication With DC Bus Voltage Restoration and Enhanced Current Sharing Accuracy', *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 4, pp. 1800–1812, Apr. 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2266419.
- [9] 'Five minute guide to microgrids - Arup'. <https://www.arup.com/en/perspectives/publications/promotional-materials/section/five-minute-guide-to-microgrids> (accessed Aug. 13, 2021).
- [10] X. Pei, O. Cwikowski, D. S. Vilchis-Rodriguez, M. Barnes, A. C. Smith, and R. Shuttleworth, 'A review of technologies for MVDC circuit breakers', in *IECON 2016 -*

- 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Oct. 2016, pp. 3799–3805. doi: 10.1109/IECON.2016.7793492.
- [11] N. Bayati, A. Hajizadeh, and M. Soltani, ‘Protection in DC microgrids: a comparative review’, *IET Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 66–75, 2018, doi: 10.1049/iet-stg.2018.0035.
- [12] A. Kwasinski and C. N. Onwuchekwa, ‘Dynamic Behavior and Stabilization of DC Microgrids With Instantaneous Constant-Power Loads’, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 3, pp. 822–834, Mar. 2011, doi: 10.1109/TPEL.2010.2091285.
- [13] J. Yang, J. E. Fletcher, and J. O’Reilly, ‘Short-Circuit and Ground Fault Analyses and Location in VSC-Based DC Network Cables’, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 59, no. 10, pp. 3827–3837, Oct. 2012, doi: 10.1109/TIE.2011.2162712.
- [14] A. Chandra, G. K. Singh, and V. Pant, ‘Protection techniques for DC microgrid- A review’, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 187, pp. 1-8, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106439.
- [15] J.-D. Park and J. Candelaria, ‘Fault Detection and Isolation in Low-Voltage DC-Bus Microgrid System’, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 2, pp. 779–787, Apr. 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2243478.
- [16] S. D. A. Fletcher, P. J. Norman, K. Fong, S. J. Galloway, and G. M. Burt, ‘High-Speed Differential Protection for Smart DC Distribution Systems’, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2610–2617, Sep. 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2306064.
- [17] A. A. S. Emhemed, K. Fong, S. Fletcher, and G. M. Burt, ‘Validation of Fast and Selective Protection Scheme for an LVDC Distribution Network’, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 3, pp. 1432–1440, Jun. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2593941.
- [18] X. Liu, A. H. Osman, and O. P. Malik, ‘Hybrid Traveling Wave/Boundary Protection for Monopolar HVDC Line’, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 2, pp. 569–578, Apr. 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2008.2002687.
- [19] D. K. J. S. Jayamaha, N. W. A. Lidula, and A. D. Rajapakse, ‘Protection and grounding methods in DC microgrids: Comprehensive review and analysis’, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 120, pp. 1–17, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109631.
- [20] X. Feng, L. Qi, and J. Pan, ‘A novel fault location method and algorithm for DC distribution protection’, in *2016 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Oct. 2016, pp. 1–5. doi: 10.1109/IAS.2016.7731976.

- [21] A. A. S. Emhemed, K. Fong, S. Fletcher, and G. M. Burt, 'Validation of Fast and Selective Protection Scheme for an LVDC Distribution Network', *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 3, pp. 1432–1440, Jun. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2593941.
- [22] R. Li, L. Xu, and L. Yao, 'DC Fault Detection and Location in Meshed Multiterminal HVDC Systems Based on DC Reactor Voltage Change Rate', *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 3, pp. 1516–1526, Jun. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2590501.
- [23] A. Etxegarai, D. M. Larruskain, O. Abarrategi, P. Eguia, and G. Buigues, 'HVDC Circuit Breakers for HVDC Grids', *Int. J. Eng. Res. Technol.*, vol. 8, no. 11, Nov. 2019, doi: 10.17577/IJERTV8IS110236.
- [24] D. Paul, 'DC traction power system grounding', *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 38, no. 3, pp. 818–824, May 2002, doi: 10.1109/TIA.2002.1003435.
- [25] M. Noritake, T. Iino, A. Fukui, K. Hirose, and M. Yamasaki, 'A study of the safety of the DC 400 V distribution system', in *INTELEC 2009 - 31st International Telecommunications Energy Conference*, Oct. 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/INTLEC.2009.5351768.
- [26] K. Xing, F. C. Lee, J. S. Lai, T. Gurjit, and D. Borojevic, 'Adjustable speed drive neutral voltage shift and grounding issues in a DC distributed system', in *IAS '97. Conference Record of the 1997 IEEE Industry Applications Conference Thirty-Second IAS Annual Meeting*, Oct. 1997, vol. 1, pp. 517–524 vol.1. doi: 10.1109/IAS.1997.643071.
- [27] M. E. Baran and N. R. Mahajan, 'DC distribution for industrial systems: opportunities and challenges', *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 39, no. 6, pp. 1596–1601, Nov. 2003, doi: 10.1109/TIA.2003.818969.
- [28] D. Kumar, F. Zare, and A. Ghosh, 'DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications, and Standardizations Aspects', *IEEE Access*, vol. 5, pp. 12230–12256, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2705914.
- [29] D. Salomonsson, L. Soder, and A. Sannino, 'Protection of Low-Voltage DC Microgrids', *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 3, pp. 1045–1053, Jul. 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2016622.
- [30] T. Dragičević, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, 'DC Microgrids—Part II: A Review of Power Architectures, Applications, and Standardization Issues', *IEEE Trans.*

- Power Electron.*, vol. 31, no. 5, pp. 3528–3549, May 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2464277.
- [31] D. Salomonsson, L. Soder, and A. Sannino, ‘Protection of Low-Voltage DC Microgrids’, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 3, pp. 1045–1053, Jul. 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2016622.
- [32] ‘Sistemas de Terra.pdf’. Accessed: Aug. 20, 2021. [Online]. Available: <https://comun.rcaap.pt/bitstream/10400.26/4303/1/Sistemas%20de%20Terra.pdf>
- [33] S. Beheshtaein, R. M. Cuzner, M. Forouzesh, M. Savaghebi, and J. M. Guerrero, ‘DC Microgrid Protection: A Comprehensive Review’, *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, 2019, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2904588.
- [34] ‘ABB circuit breakers for direct current applications’. Accessed: Aug. 23, 2021. [Online]. Available: <https://library.e.abb.com/public/de4ebee4798b6724852576be007b74d4/1SXU210206G0201.pdf>
- [35] M. K. Bucher and C. M. Franck, ‘Fault Current Interruption in Multiterminal HVDC Networks’, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 1, pp. 87–95, Feb. 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2448761.
- [36] F. Wang, Z. Zhang, T. Ericson, R. Raju, R. Burgos, and D. Boroyevich, ‘Advances in Power Conversion and Drives for Shipboard Systems’, *Proc. IEEE*, vol. 103, no. 12, pp. 2285–2311, Dec. 2015, doi: 10.1109/JPROC.2015.2495331.
- [37] C. Meyer, S. Schroder, and R. W. De Doncker, ‘Solid-state circuit breakers and current limiters for medium-voltage systems having distributed power systems’, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 5, pp. 1333–1340, Sep. 2004, doi: 10.1109/TPEL.2004.833454.
- [38] C. Xu, T. Damle, and L. Graber, ‘A Survey on Mechanical Switches for Hybrid Circuit Breakers’, in *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, Aug. 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973674.
- [39] P. G. Slade, Ed., *Electrical Contacts: Principles and Applications*, 2nd ed. Boca Raton: CRC Press, 2017. doi: 10.1201/b15640.

- [40] A. Anders, 'Tracking down the origin of arc plasma science-II. early continuous discharges', *IEEE Trans. Plasma Sci.*, vol. 31, no. 5, pp. 1060–1069, Oct. 2003, doi: 10.1109/TPS.2003.815477.
- [41] M. Abedrabbo, W. Leterme, and D. Van Hertem, 'Analysis and enhanced topologies of active-resonance DC circuit breaker', in *2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe)*, Sep. 2017, pp. 1-10. doi: 10.23919/EPE17ECCEurope.2017.8099371.
- [42] K. Pedro and K. Pedro, 'Electric Arc Modeling in Circuit Breakers for Electromagnetic Transients Analysis', Instituto Superior Técnico, Lisboa, pp.1-10, 2017.
- [43] 'Methods of Arc Extinction in Circuit Breaker'. <https://studyelectrical.com/2014/05/principles-and-methods-of-arc.html> (accessed Sep. 01, 2021).
- [44] A. Shukla and G. D. Demetriades, 'A Survey on Hybrid Circuit-Breaker Topologies', *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 2, pp. 627–641, Apr. 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2331696.
- [45] B. Zhao *et al.*, 'A More Prospective Look at IGCT: Uncovering a Promising Choice for dc Grids', *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 12, no. 3, pp. 6–18, Sep. 2018.
- [46] F. Wang, Z. Zhang, T. Ericson, R. Raju, R. Burgos, and D. Boroyevich, 'Advances in Power Conversion and Drives for Shipboard Systems', *Proc. IEEE*, vol. 103, no. 12, pp. 2285–2311, Dec. 2015, doi: 10.1109/JPROC.2015.2495331.
- [47] Z. Ganhao, 'Study on DC Circuit Breaker', in *2014 Fifth International Conference on Intelligent Systems Design and Engineering Applications*, Jun. 2014, pp. 942–945. doi: 10.1109/ISDEA.2014.208.
- [48] Z. Chen *et al.*, 'Analysis and Experiments for IGBT, IEGT, and IGCT in Hybrid DC Circuit Breaker', *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, no. 4, pp. 2883–2892, Apr. 2018, doi: 10.1109/TIE.2017.2764863.
- [49] D. Lawes, L. Ran, and Z. Xu, 'Design of a solid-state D.C. circuit breaker for light rail transit power supply network', in *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Sep. 2014, pp. 350–357. doi: 10.1109/ECCE.2014.6953414.

- [50] K. Yasuda *et al.*, ‘Research and development of superconducting fault current limiter in Japan’, *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 15, no. 2, pp. 1978–1981, Jun. 2005, doi: 10.1109/TASC.2005.849349.
- [51] C. Jin and R. Dougal, ‘Current limiting technique based protection strategy for an industrial DC distribution system’, in *2006 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, Jul. 2006, vol. 2, pp. 820–825. doi: 10.1109/ISIE.2006.295740.
- [52] J. Häfner and B. Jacobson, ‘Proactive Hybrid HVDC Breakers - A key Innovation for Reliable HVDC Grids’, *Electr. Power Syst. Future – Integrating Supergrids Microgrids Int. Symp.*, Sep. 2011.
- [53] A. M. S. Atmadji and J. G. J. Sloot, ‘Hybrid switching: a review of current literature’, in *Proceedings of EMPD '98. 1998 International Conference on Energy Management and Power Delivery (Cat. No.98EX137)*, Mar. 1998, vol. 2, pp. 683–688 vol.2. doi: 10.1109/EMPD.1998.702771.
- [54] F. Mohammadi, G.-A. Nazri, and M. Saif, ‘A New Topology of a Fast Proactive Hybrid DC Circuit Breaker for MT-HVDC Grids’, *Sustainability*, vol. 11, no. 16, Jan. 2019, doi: 10.3390/su11164493.
- [55] O. Cwikowski, M. Barnes, R. Shuttleworth, and B. Chang, ‘Analysis and simulation of the proactive hybrid circuit breaker’, in *2015 IEEE 11th International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, Jun. 2015, pp. 4–11. doi: 10.1109/PEDS.2015.7203574.
- [56] J. Magnusson, L. Liljestrand, and R. Saers, ‘Apparatus arranged to break an electrical current’, EP2888749B1, Jun. 22, 2016 Accessed: Sep. 19, 2021. [Online]. Available: <https://patents.google.com/patent/EP2888749B1/en>
- [57] J. Magnusson, R. Saers and L. Liljestrand, ‘The Commutation Booster, a New Concept to Aid Commutation in Hybrid DC-Breakers’, *Cigre*, 2015, Accessed: Sep. 19, 2021. [Online]. Available: <https://library.e.abb.com/public/f6009912dfee48e4a730c37e3e5a3686/The%20Commutation%20Booster,%20a%20New%20Concept%20to%20Aid%20Commutation%20in%20Hybrid%20DC-Breakers.pdf>
- [58] X. Pei, O. Cwikowski, D. S. Vilchis-Rodriguez, M. Barnes, A. C. Smith, and R. Shuttleworth, ‘A review of technologies for MVDC circuit breakers’, in *IECON 2016 -*

42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Oct. 2016, pp. 3799–3805. doi: 10.1109/IECON.2016.7793492.

- [59] Y. Morishita, T. Koyama, I. Yamaguchi, S. Okabe, G. Ueta, and S. Yanabu, ‘Development of DC-current-limiting circuit-breaker with superconducting fault current limiter’, in *2008 17th International Conference on Gas Discharges and Their Applications*, Sep. 2008, pp. 97–100.
- [60] B. Xiang, Z. Liu, Y. Geng, and S. Yanabu, ‘DC Circuit Breaker Using Superconductor for Current Limiting’, *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 25, no. 2, pp. 1–7, Apr. 2015, doi: 10.1109/TASC.2014.2363058.
- [61] M. Callavik, A. Blomberg, J. Häfner, and B. Jacobson, ‘The Hybrid HVDC Breaker An innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids’, *ABB Grid Systems, Technical Paper*, Nov. 2012.
- [62] B. Roodenburg, A. Taffone, E. Gilardi, S. M. Tenconi, B. H. Evenblij, and M. a. M. Kaanders, ‘Combined ZVS–ZCS topology for high-current direct current hybrid switches: design aspects and first measurements’, *IET Electr. Power Appl.*, vol. 1, no. 2, pp. 183–192, Mar. 2007, doi: 10.1049/iet-epa:20060295.
- [63] R. Lazzari and L. Piegari, ‘Design and Implementation of LVDC Hybrid Circuit Breaker’, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 8, pp. 7369–7380, Aug. 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2878655.
- [64] P. van Gelder and J. A. Ferreira, ‘Zero volt switching hybrid DC circuit breakers’, in *Conference Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Fifth IAS Annual Meeting and World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy*, Oct. 2000, vol. 5, pp. 2923–2927 vol.5. doi: 10.1109/IAS.2000.882581.