

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

Parques Eólicos com
“Ride-through Fault”: Validação
de um Novo Sistema de Protecção
em Tempo Real com ajuda do
RTDS

Bernardo Marques Amaral Silva

Tese submetida no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major de Energia

Orientador: Hélder Filipe Duarte Leite (Prof. Doutor)

Fevereiro de 2009

A Dissertação intitulada

**“PARQUES EÓLICOS COM “RIDE-TROUGH FAULT” VALIDAÇÃO DE UM NOVO
SISTEMA DE PROTECÇÃO EM TEMPO REAL COM AJUDA DO RTDS”**

foi aprovada em provas realizadas em 27/Fevereiro/2009

o júri

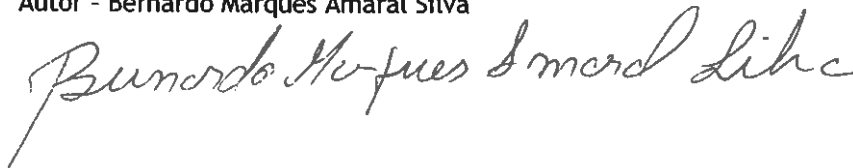

presidente Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Professor Auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto


Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão
Professor Auxiliar da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro


Professor Doutor Helder Filipe Duarte Leite
Professor Auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados

Autor - Bernardo Marques Amaral Silva



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Preocupações ambientais e económicas têm vindo a justificar a adopção em larga escala de fontes de energia renovável para a produção de energia eléctrica. A tecnologia eólica tem sido uma das principais fontes de energia renovável integrada nas redes eléctricas. Todavia, a implantação desta tecnologia em grande escala tem sido vista com preocupação por, poder pôr em causa a estabilidade do sistema eléctrico.

Nos dias de hoje, a tecnologia eólica é considerada uma fonte mais segura de produção de energia eléctrica podendo inclusivamente fornecer serviços de sistemas à rede auxiliando a sua exploração.

Um dos serviços de sistema existente é o “*Ride-through Fault*” que tem como objectivo permitir a sobrevivência dos parques eólicos à cavas de tensão programadas. Pretende-se com isto, que este tipo de instalações sirvam de suporte a eventuais problemas existentes na rede eléctrica e, simultaneamente não sejam retirados de serviço provocando mais um problema, o de perda de geração e, conseqüentemente instabilidade do sistema.

Este trabalho começa por avaliar o comportamento dos sistemas de protecção existentes e, a sua compatibilidade com o fornecimento do “*Ride-through Fault*” utilizando para isso o simulador digital em tempo-real, o **RTDSTM-Simulator** para a elaboração de testes em malha fechada tendo como unidade de protecção externa, um relé digital comercial, o **TPU-S420 da EFACEC** onde foram efectuadas as respectivas parametrizações das diferentes protecções.

Dada a incompatibilidade dos sistemas de protecção actuais com o cumprimento do “*Ride-through Fault*”, torna-se objectivo principal deste trabalho, o desenvolvimento de uma nova metodologia que garanta o cumprimento do “*Ride-through Fault*” e a possibilidade de implementação num relé comercial sem trazer encargos adicionais.

Abstract

Environmental and economics concerns have become the main motivation for the adoption of large scale integration of renewable energy sources. Over the last few years, many studies about numerous technologies have been carried out. Despite the wind intermittently, which may cause stability problems to the electrical system, wind technology can be used in large scale when allied with control techniques. Nowadays, installed wind farms can even supply ancillary services to the electrical system.

Ride-through fault is one ancillary service that wind farms can provide. It consists on a wind farm continuing connected to the network on voltage sag situations. A curve of voltage profile versus time is can be used to define as limitation of the sags. This ancillary service aims to reduce the amount of power loss on voltage dip situations. The wind farm should also provide reactive current to support the voltage profile over the buses of the network.

This work evaluates the behaviour of the Portuguese adopted protection scheme for integration of distributed generation on Ride-through Fault situations. In order to perform these closed-loop simulations where carried across real-time digital simulator **RTDSTM–Simulator** and the digital relay **EFACEC TPU-S420**, with the protection scheme set in.

The incompatibility of the refered protection schemes on Ride-through fault supply motivates the development of a new protection scheme. This work proposes a Ride-through fault protection scheme that should compatible for digital relay integration. The develop protection scheme is also validated through closed-loop test.

Agradecimentos

Ao meu orientador, o Prof. Doutor Hélder Filipe Duarte Leite, pela confiança depositada em mim, atenção despendida, pelos conselhos e críticas sempre com o intuito de melhorar a minha evolução assim como o meu trabalho.

Ao Mestre Engenheiro José Alberto da Cunha Barros que sempre acreditou na concretização deste trabalho ajudando com conselhos de extrema utilidade e correcção desta tese.

Ao Prof. Doutor João Abel Peças Lopes pela avaliação dos resultados de simulação e pela visão e conhecimentos transmitidos sobre energia eólica ao longo do curso que foram essenciais para a elaboração deste trabalho.

Ao Prof. Doutor José Rui Ferreira pelo apoio técnico e logístico prestado durante este trabalho.

Ao Engenheiro Cândido Duarte que durante todo o meu percurso académico e com ênfase o período desta tese ajudou-me a encarar os problemas de engenharia com uma visão científica, prática e objectiva.

Aos meus Avós, Mãe, Irmão e Padrasto por me apoiarem sempre e por me terem proporcionado as condições necessárias para que chegasse ao fim desta etapa através da escrita desta tese.

Ao José António Nogueira pelo companheirismo e apoio técnico prestado.

Aos meus amigos e companheiros da Faculdade de Engenharia que, estiveram presentes durante os momentos de reflexão e intervalo do trabalho sempre com uma palavra positiva apontando para a concretização do trabalho, pelo que, não posso deixar de mencionar: Daniel Oliveira, Miguel Pina, Américo Dias, Ricardo “Carvalhido” e Pedro Pereira

À Sara Dias Costa pelo carinho, companhia e compreensão mesmo nos momentos mais árduos durante a elaboração deste trabalho.

Ao Laboratório de Protecções do Departamento de Engenharia Electrotécnica da Faculdade de Engenharia da Universidade por me ter acolhido e, dispor de material e meios imprescindíveis para a elaboração desta dissertação.

Dedico este trabalho ao meu Pai.

Bernardo Marques Amaral Silva

*“The difference between theory and practice is
grater in practice than in theory”.*

James McGovern

Conteúdo

Resumo	i
Abstract	iii
1 Introdução	1
1.1 Condições Preliminares	1
1.2 Motivação	4
1.3 Filosofia actual dos esquemas de protecções e o cumprimento do “Ride-through Fault”	4
1.4 Estrutura da Dissertação	5
1.5 Contribuições da Tese	5
2 Sistemas de Produção de Energia Eólica	7
2.1 Condições preliminares	7
2.2 Principais tecnologias de aerogeradores	9
2.3 Produção de Energia Eólica em Portugal: Serviços de Sistema	11
2.3.1 “Ride-through Fault”	12
2.3.2 “Ride-through Fault” em Portugal	13
2.3.3 Estratégias de controlo do DFIG para o cumprimento do “Ride-through Fault”	15
2.3.4 Estratégia de controlo adoptada neste trabalho para o cumprimento do “Ride-through Fault”	19
2.3.5 Validação de “Ride-through Fault” na DFIG através de simulação em RTDS TM	22
2.4 Resumo	23
3 Sistemas de Protecções para a Integração de Parques Eólicos na a Rede de Distribuição	25
3.1 Defeitos em Redes de Distribuição	25
3.1.1 Curto-Circuitos em Linhas de Distribuição	26
3.1.1.1 Tipos de curto-circuitos	26
3.2 Protecções de interligação de um Parque Eólico ligado à Rede de Distribuição	27
3.2.1 Parametização das protecções de interligação	28
3.2.2 Funcionamento das protecções de interligação do Parque Eólico	29
3.2.2.1 Protecção de máximo de tensão homopolar	29
3.2.2.2 Protecção de máximo/mínimo de tensão	30
3.2.2.3 Protecção de máximo/mínimo de frequência	30
3.2.2.4 Protecção de máximo de corrente	30

3.3	Protecções do Painel de Média Tensão de Saída de Linha Aérea ou Mista	31
3.3.1	Função de Religação Automática nas Redes de Distribuição	32
3.4	Regimes de Neutro	34
3.4.1	Neutro Isolado	34
3.4.2	Neutro ligado directamente à terra	35
3.4.3	Neutro ligado indirectamente à terra	36
3.4.4	Regime de Neutro adoptado na modelização da rede	37
3.5	Resumo	38
4	Teste em Tempo-Real em malha fechada com ajuda do RTDS™	39
4.1	Simulador Digital em Tempo Real	39
4.2	Configurações físicas do RTDS™	41
4.2.1	GPC – Giga Power Processor	41
4.2.2	3PC – Triple Processor Card	42
4.2.3	WIF – Workstation InterFace Card	43
4.3	Real Time Digital Simulator – FEUP	44
4.4	Alocação de processos para modelização em tempo-real	45
4.5	O conceito de malha fechada em simulações RTDS™	46
4.6	Rede modelizada em RTDS™- RSCAD	47
4.7	Testes em circuito fechado aos cenários de protecção para integração de produção dispersa	48
4.7.1	Ligações físicas entre RTDS™e TPU-S420	48
4.7.2	Testes em malha fechada ao Cenário A de protecções	50
4.7.3	Testes em malha fechada ao Cenário B de protecções	52
4.7.4	Conclusões dos testes em malha fechada para ambos os cenários de protecção	54
4.8	Resumo	56
5	“Ride-through Fault”: parametrização no relé digital EFACEC TPU-S420	57
5.1	Necessidade de mudança no actual esquema de protecções para interligação de parques eólicos com a rede de distribuição	57
5.2	Análise da curva “Ride-through Fault”	58
5.3	Metodologia desenvolvida para o cumprimento do “Ride-through Fault”	59
5.4	Testes em RTDS™à metodologia desenvolvida para o cumprimento do “Ride-through Fault”	62
5.5	TPU S-420 EFACEC com “Ride-through Fault”: Teste em tempo real com ajuda do RTDS™	67
5.5.1	Implementação de “Ride-through Fault” na EFACEC TPU S-420	67
5.5.2	Teste em circuito fechado à metodologia de protecção em situações de “Ride-through Fault”	70
5.5.3	Conclusões sobre a implementação da metodologia no relé EFACEC TPU-S420	73
5.6	Resumo	76
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	77
6.1	Principais contribuições desta dissertação	77
6.2	Conclusões	77
6.3	Trabalhos Futuros	78

6.3.1	Detecção de defeitos	78
6.3.2	Precisão do método	79
Referências		83
A Classificação das protecções pela nomenclatura ANSI/IEEE		85
B Detecção de frequência em relés digitais		87
C Transformadores de Medida		91
C.1	Transformador de Tensão	91
C.1.1	Diagrama vectorial do transformador de tensão	92
C.1.2	Conexão dos transformadores de tensão	92
C.2	Transformador de Corrente	95
C.2.1	Diagrama vectorial do transformador de corrente	95
C.2.2	Curva de magnetização	95
C.2.3	Polaridade	96
C.2.4	Conexão dos transformadores de corrente	97
D Parâmetros utilizados nas simulações		99
D.1	Parâmetros da Rede Eléctrica	99
D.2	Parâmetros do Aerogerador / Turbina eólica	100
D.3	Modelização para Simulação da Potência de Curto Circuito da Rede a Montante	100

Lista de Figuras

1.1	Potência cumulativa instalada em parques eólicos por ano à nível mundial	3
1.2	Ranking de potência instalada e novos parques eólicos no ano de 2007	3
2.1	Configurações de diferentes tipos de aerogeradores	10
2.2	Configurações do aerogerador duplamente alimentado (DFIG)	11
2.3	Curvas de tolerância de tensão adoptadas por diferentes operadores de rede	13
2.4	Curva tensão/tempo da capacidade exigida aos produtores de suportarem cavas de tensão	14
2.5	Curva de fornecimento de corrente reactiva durante cavas de tensão	15
2.6	Esquema de controlo vectorial para o conversor do lado do rotor	17
2.7	Esquema de controlo vectorial para o conversor do lado do estator	18
2.8	Conjunto de resistências adicionadas ao lado do rotor	18
2.9	Esquema de controlo de binário, tensão terminal e factor de potência em DFIG	19
2.10	Esquema de controlo de potência activa e reactiva em DFIG	20
2.11	Diagrama de blocos do controlo adoptado para a DFIG	20
2.12	Esquema de controlo do conversor electrónico da rede (estator)	21
2.13	Esquema de controlo do conversor electrónico do rotor	22
2.14	Tensão terminal do parque eólico	22
2.15	Potências activas e reactivas geradas pelo parque eólico	23
3.1	Esquema ilustrativo dos diferentes tipos de curto-circuitos	26
3.2	Esquema ilustrativo do regime de Neutro Isolado	35
3.3	Esquema ilustrativo do regime de Neutro directamente ligado à Terra	36
3.4	Esquema ilustrativo do regime de Neutro indirectamente ligado à Terra	37
4.1	Placa GPC - Giga Power Processor	42
4.2	Placa 3PC - Triple Processor	43
4.3	Placa WIF - Workstation Interface card	44
4.4	Esquema da alocação de processos utilizada para modelização	45
4.5	Esquema de interacção dos componentes em malha fechada	46
4.6	Esquema de rede utilizada em simulação	47
4.7	Esquema de interacção inerente à simulação	49
4.8	Tensão no Parque Eólico no cenário A e respectivas protecções	50
4.9	Corrente no Parque Eólico no cenário A e respectivas protecções	51
4.10	Frequência no Parque Eólico no cenário A e respectivas protecções	52
4.11	Tensão no Parque Eólico no cenário B e respectivas protecções	53
4.12	Corrente no Parque Eólico no cenário B e respectivas protecções	54
4.13	Frequência no Parque Eólico no cenário B e respectivas protecções	55

4.14	Medição de frequência em relé digital (TPU-S420)	55
4.15	Frequência PE cenário B ampliada a zona de análise	56
5.1	Análise da curva de “Ride-through Fault” Portuguesa	58
5.2	Quantificação digital de um sinal analógico	59
5.3	Quantificação digital da curva de “Ride-through Fault”	60
5.4	Fluxograma da função de cumprimento de “Ride-through Fault”	61
5.5	Curva de “Ride-through Fault” parametrizada para simulação	62
5.6	Esquema lógico utilizado na simulação	63
5.7	Esquemático de simulação utilizado	64
5.8	Resultados obtidos em simulação à metodologia desenvolvida	65
5.9	Violação da curva de “Ride-through Fault”	66
5.10	Translação temporal da parametrização	66
5.11	Diagrama de blocos da implementação lógica	69
5.12	Esquemático de simulação e ligações utilizado	71
5.13	Resultados obtidos em simulação à metodologia desenvolvida	72
5.14	Disparos do relé digital	72
5.15	Erro de tensão introduzido pelo erro de tempo de disparo	74
B.1	Método de detecção de passagem por zero	87
B.2	Resultados da simulação de medição de frequência	88
B.3	Ampliação da região analisada na Figura	89
C.1	Topologia de transformador electromagnético	92
C.2	Diagrama fasorial do transformador de tensão	93
C.3	Transformador de tensão em ligação estrela-estrela	93
C.4	Diagrama fasorial das tensões da ligação estrela-estrela	94
C.5	Transformador de tensão em ligação estrela-triângulo aberto	94
C.6	Diagrama fasorial do transformador de corrente	96
C.7	Curva de saturação de um transformador de corrente	96
C.8	Transformadores de corrente em ligação estrela	97
C.9	Transformadores de corrente em ligação triângulo	97
D.1	Equivalente de Thévenin representativo da rede à montante	100

Lista de Tabelas

3.1	Parametrização de protecções cenário A	28
3.2	Parametrização de protecções cenário B	28
3.3	Modos de funcionamento da função de religação automática em linhas de MT	33
5.1	Valores de tempo e tensão utilizados para parametrização dos comparadores	64
5.2	Abaixamento de tensão e resistência de defeito associada para cada caso simulado	64
5.3	Novos valores de tempo e tensão utilizados para parametrização dos comparadores no relé digital	73
5.4	Parametrização de protecções de um novo cenário proposto	75
A.1	Codificação ANSI/IEEE para protecções	86
D.1	Parâmetros da Rede Eléctrica	99
D.2	Parâmetros do aerogerador	100
D.3	Parâmetros da turbina eólica	100

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo será efectuada uma descrição do consumo de energia eléctrica fazendo o paralelismo com a emissão de gases com efeito de estufa por si causada. Será apresentada a motivação para a elaboração deste trabalho assim como uma pequena introdução ao tema central do mesmo, o serviço de sistema “Ride-Through Fault” e a capacidade da concretização do seu fornecimento pelo esquema de protecções.

1.1 Condições Preliminares

A energia eléctrica é na sociedade em que vivemos um bem de elevada importância quer a nível habitacional, industrial e nos transportes. Neste momento, observam-se cenários de aumento de consumo de energia quer em países desenvolvidos como nos países em vias de desenvolvimento.

Para saciar esta procura energética, têm sido criadas estratégias por parte dos governos. Numa perspectiva clássica, a utilização de combustíveis fósseis para a produção de energia eléctrica seria uma opção sensata a ser tomada. Todavia, na actualidade, é sabido que estes encontram-se em vias de indisponibilidade num horizonte temporal de dezenas de anos.

Por outro lado, começou-se a estudar e compreender os efeitos provocados pela emissão de gases com efeito de estufa que têm vindo a causar as alterações climáticas já sentidas. Os maiores responsáveis por essas alterações ainda são os países desenvolvidos [1]. Essas emissões não podendo ser totalmente evitadas, podem ser moderadas recorrendo à diversificação das fontes de produção de energia.

Tomando Portugal como exemplo, constata-se que cerca de 30 % das emissões de CO_2 (dióxido de carbono) são da responsabilidade da produção de energia eléctrica através de centrais termoeléctricas [2]. Estando a generalidade dos governos dos países desenvolvidos

sensibilizados para os efeitos da emissão desses gases e, tendo como função primordial zelar pelo bem estar das populações, tomaram medidas para que os níveis de emissões sejam reduzidos.

Em 11 de Dezembro de 1997 em Quioto, Japão foi assinado por um grande número de países um tratado que tem como objectivo a imposição de metas no que toca às quantidades de emissão de gases com efeito de estufa este tratado, denominado por tratado de Quioto e, entrou em vigor em 16 de Fevereiro de 2005.

Essas metas poderão ser atingidas através de:

- Reformas nos sectores de energia e transportes;
- Promoção ao uso de fontes energéticas renováveis;
- Eliminação mecanismos financeiros e de mercado inapropriados aos fins da convenção;
- Limitação às emissões de metano no controlo de resíduos dos sistemas energéticos;
- Protecção de florestas e outros sumidouros de carbono.

Com vista ao cumprimento dessas metas, tornou-se necessário o investimento em energias renováveis (como a energia eólica, solar fotovoltaica, biomassa, geotérmica, ondas e marés, entre outras). De entre as tecnologias existentes para a produção renovável de energia, há a necessidade de melhoramentos e investigação para obter melhores rendimentos e, maior segurança para sistema eléctrico. Todavia, a energia eólica encontra-se destacada em virtude das demais pois apresenta uma maior fiabilidade e rendimento pois tem vindo a desenvolver-se rapidamente na última década sendo somente ultrapassada pela energia hídrica. Esse desenvolvimento rápido também teve como grande impulso medidas de incentivo dadas pelos governos no que toca à remuneração deste tipo de tecnologia de produção e à criação de mecanismos de mercado, possibilitando maiores retornos a investidores na construção e conexão de novos parques eólicos.

A Figura 1.1 mostra a evolução da potência instalada de tecnologia eólica em todo o mundo.

Na Figura 1.2 é possível verificar a repartição da potência instalada por países. Denota-se que Portugal detém um lugar no top 10 mundial de potência eólica findo o ano de 2007. No que toca à construção de novos parques eólicos, Portugal destaca-se em sétimo lugar do escalonamento. Este indicador reflecte os grandes investimentos que têm vindo a ser efectuados nesta área.

No mundo encontram-se instalados $93.864MW$ de energia eólica sendo que, Portugal contribui em $2.150MW$ desse valor. Essa parcela tende a aumentar nos próximos anos, isto porque, Portugal está a ultrapassar as metas de potência instalada estipuladas pela União Europeia.

GLOBAL CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY 1996-2007

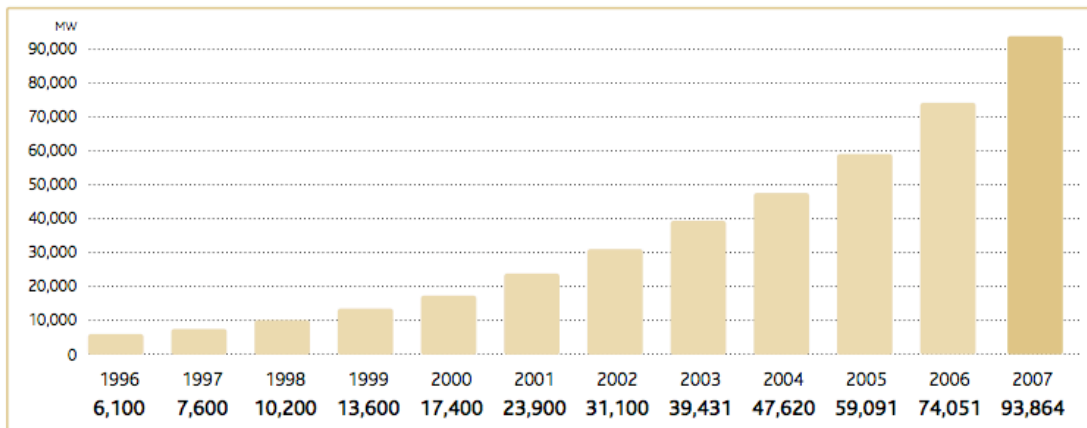
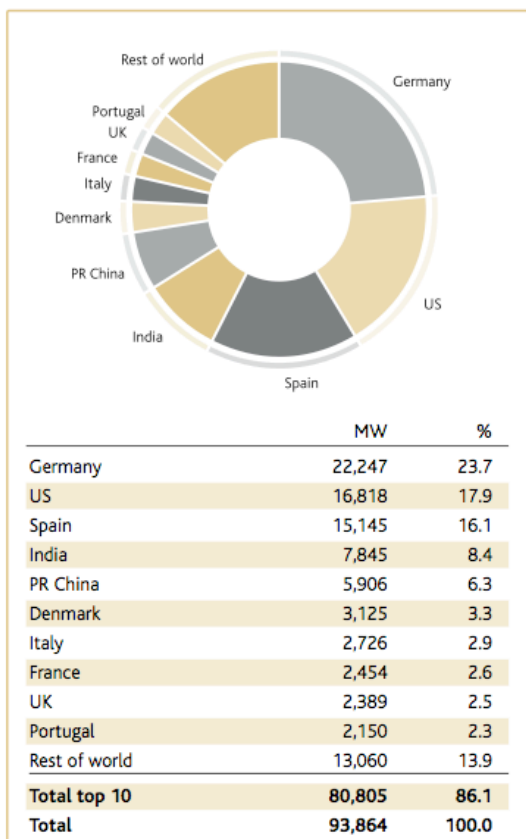


Figura 1.1: Potência cumulativa instalada em parques eólicos por ano a nível mundial [3]

TOP 10 TOTAL INSTALLED CAPACITY



TOP 10 NEW CAPACITY

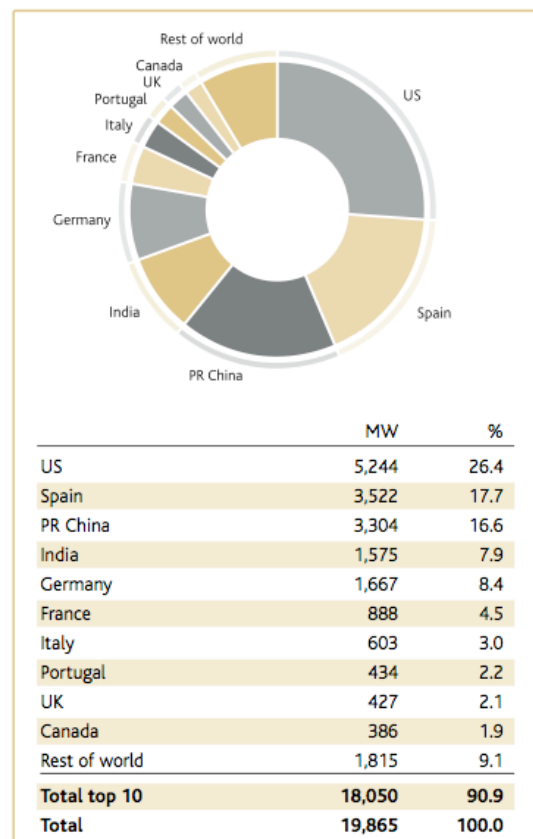


Figura 1.2: Ranking de potência instalada e novos parques eólicos no ano de 2007 [3]

1.2 Motivação

A integração de fontes de energia renovável, nomeadamente a energia eólica foi nos primórdios motivo de desconfiança por parte dos operadores de rede pois receavam os impactos que estas novas instalações pudessem trazer à exploração e funcionamento do sistema eléctrico sendo a intermitência do vento um factor que não contribui para a credibilidade das instalações eólicas.

Contudo, devido ao forte avanço tecnológico hoje em dia os aerogeradores disponíveis no mercado são máquinas mais fiáveis com potencialidades muito superiores aos aerogeradores tradicionais.

Juntamente com o aumento da penetração de produção eólica nascem novos desafios sendo que um deles é o combate às saídas de serviço dos parques eólicos. Tendo um parque eólico uma grande potência instalada, uma saída de serviço significa uma grande perda de produção de energia “*Loss of Mains*” o que pode influenciar a estabilidade do sistema eléctrico dependendo da magnitude de potências em jogo. Estando normalmente as saídas de serviço relacionadas com defeitos que por sua vez desencadeiam o disparo das protecções, criou-se um serviço de sistema denominado de “*Ride-Through Fault*” que prevê a continuidade em serviço dos parques eólicos em função de exigências técnicas entre as quais, o cumprimento de uma curva limitadora de cava de tensão em função do tempo. Estando os parques eólicos preparados para o cumprimento desta norma resta que o sistema de protecções existente seja adequado de modo a permitir o seu cumprimento.

1.3 Filosofia actual dos esquemas de protecções e o cumprimento do “*Ride-through Fault*”

Sendo o “*Ride-through Fault*” um serviço de sistema requerido aos novos parques eólicos, para além de estes serem capazes de o fornecer, é necessário que o esquema de protecções inerentes à interligação do parque com a rede eléctrica, o permita.

Este trabalho tem primeiramente o objectivo de analisar o comportamento dos sistemas de protecções existentes em Portugal para utilização em interligações de parques eólicos e, verificar se permitem o cumprimento do “*Ride-Through Fault*”. Para proceder a esta análise utilizou-se uma plataforma de simulação em tempo real (**RTDS** TM) permitindo a interligação com uma protecção digital existente no mercado.

No **RTDS** TM foi simulado um aerogerador de indução duplamente alimentado (DFIG - “*Doubly Fed Induction Generator*”) por ser a topologia de aerogeradores mais fabricada actualmente pela maior parte de fabricantes de aerogeradores.

A unidade de protecção digital utilizada foi a modelo TPU S-420 da EFACEC.

Dado que as parametrizações actuais não permitem o cumprimento do serviço de sistema de “*Ride-through Fault*”, o contributo deste trabalho, é encontrar uma nova parametrização que permita o cumprimento do “*Ride-through Fault*” e em simultâneo continue a

garantir a segurança do sistema eléctrico. Esta nova parametrização será efectuada no relé digital EFACEC TPU-S420 da parametrização encontrada de modo a possibilitar ensaios em circuito fechado para validação da solução encontrada.

1.4 Estrutura da Dissertação

Para além desta introdução, a presente dissertação contém mais 5 capítulos.

No capítulo 2 é efectuada uma revisão sobre os vários modelos de aerogeradores e seu controlo. São também apresentadas as normas adoptadas para o cumprimento do “Ride-through Fault” na elaboração desta tese.

No capítulo 3 é efectuada uma abordagem dos sistemas de protecções existentes e são apresentados os cenários de protecções previstos para a utilização em produção dispersa.

O capítulo 4 é dedicado à apresentação do simulador utilizado neste trabalho, o **RTDSTM Simulator** assim como os seus diversos componentes.

São ainda efectuados testes em malha-fechada de modo a aferir o comportamento das parametrizações dos cenários de protecção apresentados no capítulo 3.

O capítulo 5 visa apresentar a metodologia adoptada para o cumprimento do “Ride-through Fault” por parte das protecções de interligação do parque eólico com a rede de distribuição. É apresentada a estratégia adoptada de integração da metodologia encontrada no relé digital EFACEC TPU-S420. São ainda efectuadas simulações em circuito fechado entre o **RTDSTM** e o relé EFACEC TPU-S420 programa com a metodologia adoptada permitindo a validação da mesma, em tempo-real.

O capítulo 6 é destinado às conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

1.5 Contribuições da Tese

O trabalho desenvolvido no âmbito desta tese permitiu a publicação de um artigo [4]. Este artigo contribui com a apresentação da metodologia desenvolvida para o cumprimento da curva tensão/tempo de “Ride-through Fault”, por parte do sistema de protecção. São apresentadas simulações do conceito em circuito aberto com o auxílio do **PSCADTM/EMTDC**.

Encontra-se em fase de submissão um segundo artigo [5], onde será apresentada a implementação do conceito desenvolvido neste trabalho para o cumprimento da curva de “Ride-through Fault” implementado no relé comercial EFACEC TPU-S420. Serão também apresentados neste artigo os testes em circuito fechado entre o **RTDSTM** e a **EFACEC TPU-S420**.

Capítulo 2

Sistemas de Produção de Energia Eólica

Neste capítulo serão introduzidas as diversas tecnologias de produção de energia eólica e enfatizada a tecnologia adoptada para a elaboração deste trabalho. Será também apresentado o conceito de serviço de sistema dando ênfase ao “Ride-through Fault” sendo apresentadas as curvas que o caracterizam para Portugal e, demonstrados também exemplos de curvas adoptadas em outros países.

É efectuada uma abordagem às metodologias de controlo do gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), para o cumprimento do “Ride-through Fault” apresentando a estratégia de controlo adoptada na elaboração deste trabalho.

Por fim, de modo a validar a metodologia de controlo adoptada é efectuada uma simulação da DFIG numa situação de “Ride-through Fault” com o auxílio do **RTDSTM– Simulator**.

2.1 Condições preliminares

Um sistema de produção de energia eólica consiste na transformação da energia cinética proveniente do vento para movimentar geradores permitindo que estes produzam electricidade. O conceito de utilização da energia do vento para produzir movimento crê-se que provenha do século V A.C. com o uso do vento para propulsão de barcos no rio Nilo. No século II D.C. os primeiros moinhos foram introduzidos na China para bombeamento de água enquanto que, os Persas, adoptaram moinhos de eixo vertical com velas de tecido para moagem de cereais. No século XI, Holandeses adaptaram o moinho de vento para a drenagem de lagos [6].

A utilização de energia eólica para a produção de electricidade está datada do ano de 1931 e patenteada pelo engenheiro aeronáutico francês Georges Jean Marie Darrieus

através da invenção de um aerogerador de eixo vertical com o propósito de geração de energia eléctrica [7].

Contudo, a utilização de energia eólica para a produção de electricidade foi vista com desinteresse devido à forte utilização da máquina a vapor, dos motores de combustão, do baixo preço dos combustíveis fósseis e ao alargamento da electrificação [6].

Nas duas últimas décadas, a utilização de energia eólica começou a ser atractiva devido a factores económicos e ambientais. Em termos económicos a principal motivação foi a subida do preço do petróleo e a sua alta taxa de utilização para produção de energia eléctrica. Em termos ambientais, preocupações com os níveis de emissões de gases com efeito de estufa levou os governos a promoverem a utilização de fontes de energia renováveis e não poluentes para a produção de energia eléctrica [8]. Neste âmbito, a Comissão Europeia definiu em 1997, no chamado Livro Branco, que até 2010 no mínimo 12 % da energia consumida na União Europeia teria que ter origem em fontes de energia renovável [8]. Deram-se então, através de investigação e desenvolvimento, avanços tecnológicos na concepção e exploração de aerogeradores tornando cada vez mais rentável e fiável a utilização do vento como fonte de produção de energia eléctrica e, apesar da sua intermitência tem tido uma aceitação bastante elevada. Prevê-se um aumento de 2,5 GW de produção em 1995, para 240 GW em 2012, em todo mundo [3].

Há algumas décadas atrás, a energia eólica, era vista como uma fonte de produção de energia pouco segura mas, devido à baixa potência instalada, tinha pouca influência na estabilidade do sistema eléctrico de energia [6]. Existindo um defeito que levasse a tensão aos terminais de um parque eólico abaixo dos valores estipulados, este era retirado de serviço e, a produção da energia perdida pelo deslastre desse parque era assegurada por um outro produtor ou por outros produtores ligados à rede [9]. Hoje em dia, devido à elevada potência instalada num parque eólico e à elevada penetração desta tecnologia de produção de energia, um deslastre neste tipo de infra-estruturas significará uma elevada perda de produção podendo afectar a estabilidade do sistema eléctrico. Para combater estes efeitos, foram introduzidas medidas sob a forma de criação de novos serviços de sistema com o intuito de minimizar o impacto da ligação de novos parques eólicos na rede eléctrica [10]. Com a criação desses novos serviços de sistema, foi necessário alterar filosofias de exploração, controlo e protecção dos parques eólicos tendo como auxílio a utilização de conversores electrónicos de grande capacidade.

Tendo isto por base, torna-se necessário efectuar estudos prévios do comportamento estacionário e transitório dos aerogeradores em diversas situações de exploração para que seja garantida um eficaz funcionamento do sistema eléctrico de energia.

2.2 Principais tecnologias de aerogeradores

No que concerne às tecnologias de aerogeradores existentes para a conversão de energia eólica para a produção de electricidade, existem três grandes famílias [11, 12] :

- a) Aerogerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo (“Squirrel Cage Induction Generator”)
- b) Aerogerador de indução duplamente alimentado (“Doubly Fed Induction Machine”)
- c) Aerogerador de ímanes permanentes (“Permanent Magnetic Synchronous Generator”)

Estes aerogeradores, ilustrados na Figura 2.1 diferenciam-se por características construtivas, de interligação e sistemas de controlo associados. Contudo, existem ainda outras tecnologias com utilização residual por não permitirem o controlo, flexibilidade e rendimento introduzidos pelas tecnologias apresentadas.

Tem-se verificado uma forte dominância do aerogerador duplamente alimentado por todo o mundo [13]. Em Portugal, esta tecnologia tem sido instalada em grande escala visto que, de momento, é a mais fabricada por parte dos fabricantes de aerogeradores [13]. Todavia, no último concurso do Estado Português para atribuição de construção de um “cluster” eólico, a empresa vencedora para o fornecimento dos aerogeradores utiliza máquinas de ímanes permanentes. Esta máquina não pode ser considerada para a elaboração deste trabalho pois o seu modelo para estudos de comportamento transitório não é conhecido por encontrar-se em segredo industrial.

Contudo, tendo a garantia por parte dos respectivos fabricantes que ambas as tecnologias permitem o cumprimento do “Ride-through Fault” com as regras em vigor, torna-se indiferente para o âmbito desta dissertação a não utilização de geradores de ímanes permanentes.

O aerogerador de indução duplamente alimentado tem vindo a ser cada vez mais utilizado pois, permite, entre outras funcionalidades, um funcionamento a velocidade rotórica variável. Esta capacidade é obtida devido ao uso de conversores electrónicos de potência relativamente reduzida (cerca de 10% a 25 % da potência nominal do aerogerador). Com isto, alcança-se uma vantagem económica em relação ao gerador de ímanes permanentes (segunda máquina com maior utilização) mesmo apesar da DFIG necessitar de caixa de velocidades o que imputa custos adicionais [11].

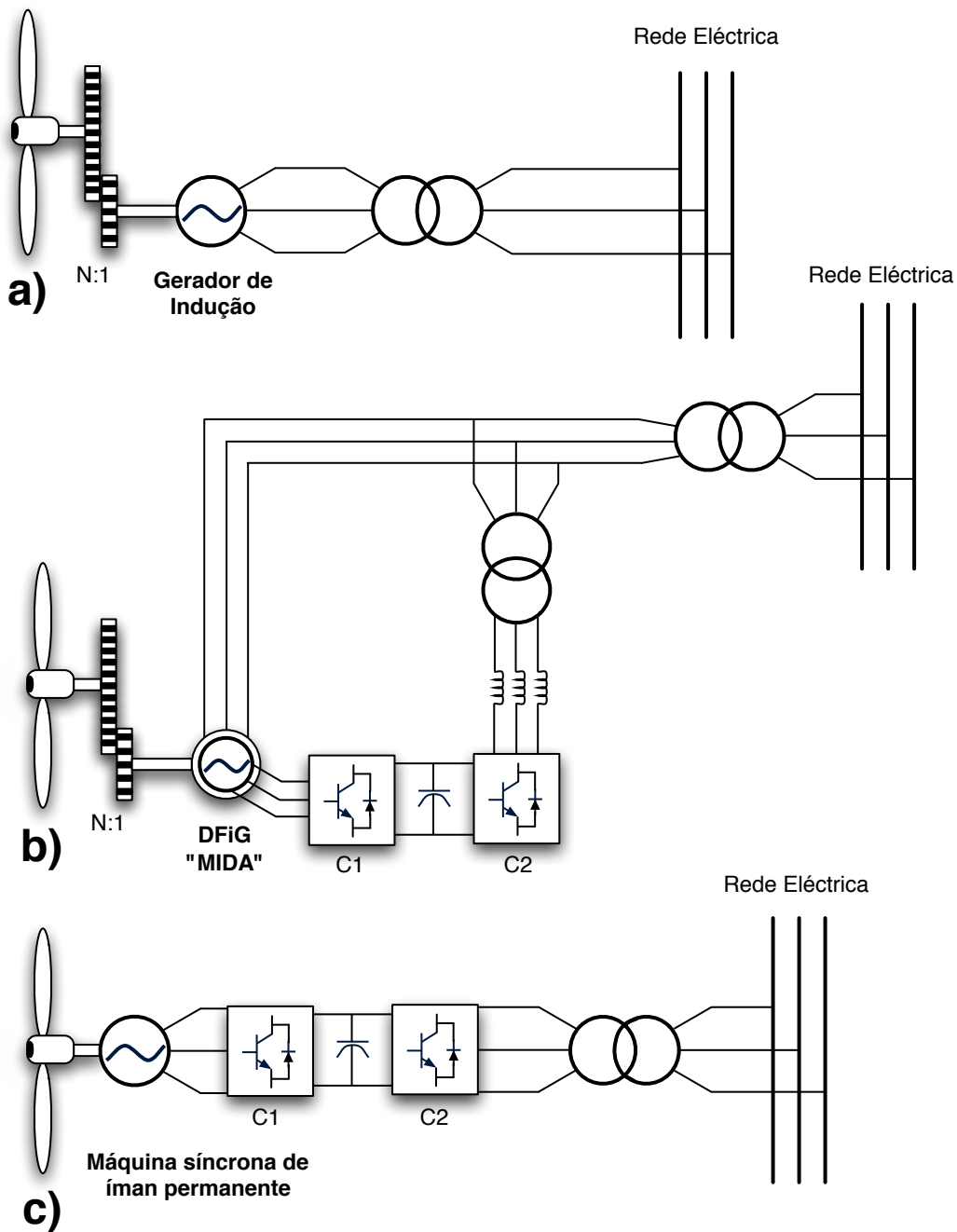


Figura 2.1: Configurações de diferentes tipos de aerogeradores [11]

Neste tipo de tecnologia, existe uma configuração de conversores electrónicos **CA-CC-CA** que encontra-se conectado entre o rotor da máquina e a rede eléctrica como se pode observar na Figura 2.2. O conversor **C1** tem como função injectar correntes no rotor da máquina controlando-a de modo a seguir uma estratégia definida. O controlo dessas correntes é efectuado através de um sinal de comando do tipo *"Pulse Width Modulation"*–

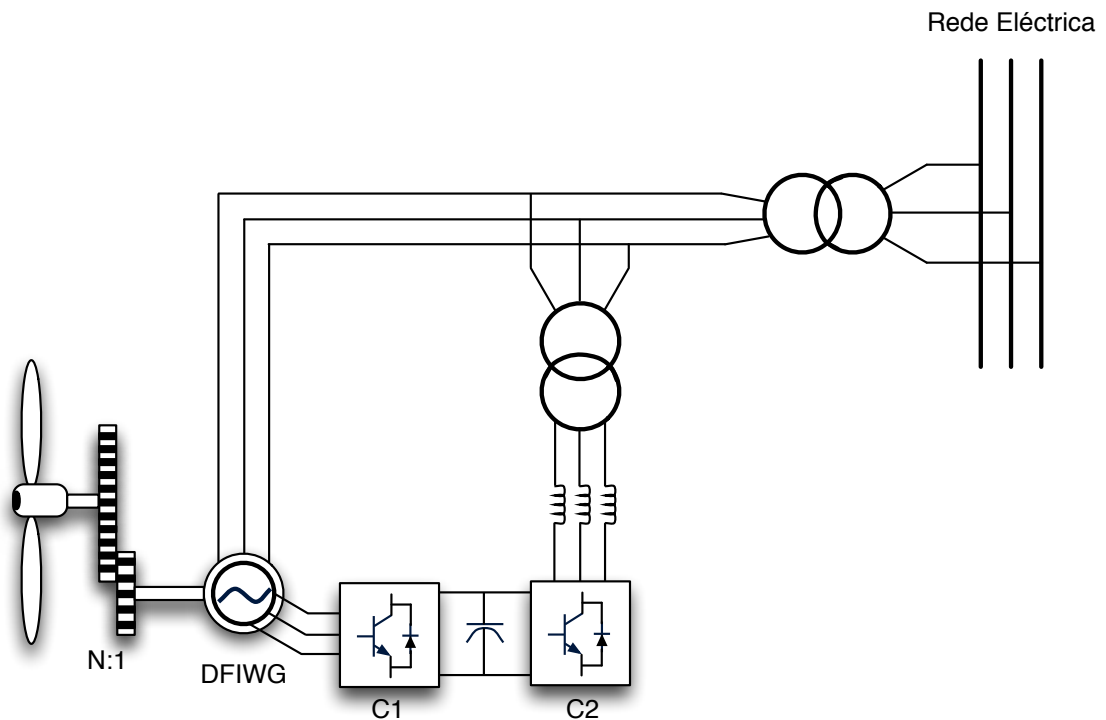


Figura 2.2: Configurações do aerogerador duplamente alimentado (DFIG)

(**PWM**) que irá comandar o ângulo de disparo dos “*Insulated Gate Bipolar Transistor*”– (**IGBT’s**) permitindo definir o fluxo de corrente desejado.

O conversor **C2**, estando ligado à rede, opera com frequência de $50Hz$, impondo assim a frequência de saída do aerogerador e, em simultâneo controla a tensão contínua do condensador. Todavia, este conversor poderá também funcionar como um **STATCOM** (compensador estático de potência reactiva).

Apesar desta máquina funcionar com velocidade variável e permitir controlo independente de potência activa e reactiva gerada (dentro de limites técnicos), quando comparada com outras tecnologias tem o inconveniente de não permitir um desacoplamento total da rede por ter uma ligação física ao estator.

Devido a esta característica, a DFIG torna-se mais vulnerável a perturbações na rede eléctrica. Contudo, o avanço da electrónica de potência e estratégias de controlo cada vez mais apuradas têm possibilitado o aumento da adopção desta tecnologia de aerogeradores na produção de energia eólica [11].

2.3 Produção de Energia Eólica em Portugal: Serviços de Sistema

Os serviços de sistema são serviços de assistência à rede eléctrica exigidos aos produtores de energia com a finalidade de assegurar a segurança e qualidade de serviço.

Estes serviços são essenciais para o bom funcionamento do sistema eléctrico e têm como principais objectivos o equilíbrio entre a produção e consumo de energia, o controlo dos perfis de tensão nas redes e metodologias de reposição de serviço após uma falha [14].

Devido ao enorme crescimento da utilização de energia eólica para a produção de electricidade, as potências instaladas até ao momento já justificam a participação desta tecnologia no fornecimento de serviços de sistema.

Factores como a imprevisibilidade de produção (devido ao carácter intermitente do vento), a dificuldade de despacho devido à não regulação de produção (não garantia de potência), flutuações de tensão e congestionamento dos nós deram origem a desafios no que toca à exploração da rede e à alteração de procedimentos de modo a garantir a estabilidade e qualidade da energia assim como, da sua transmissão [11].

Deste modo existem as condições para a criação de novos serviços de sistema para a produção eólica em Portugal permitindo que estes contribuam no combate de problemas na rede, tais como: controlo da tensão e energia reactiva, controlo primário de frequência, capacidade de despacho em caso de ser necessário limitar temporariamente os níveis de produção eólica em situação de emergência [11], e o “Ride-through Fault”, sendo este último um enorme desafio para os produtores eólicos.

Este trabalho, dedicar-se-á sobre este último serviço de sistema referido que, será detalhado na próxima secção.

2.3.1 “Ride-through Fault”

O serviço de sistema “Ride-through Fault” foi exigido aos fabricantes de aerogeradores envolvidos no último concurso para a instalação de novos parques eólicos em Portugal e, pode ser definido como sendo a capacidade de um sistema de produção eólica se manter em operação perante o aparecimento de cavas de tensão resultantes de defeitos na rede, exceptuando a linha de interligação do parque eólico com a subestação.

Ao “Ride-through Fault” está associada uma curva que define os valores mínimos de tensão em função do tempo que deverão existir aos terminais do parque eólico sob pena de dar-se a desligação do parque caso essa curva seja violada.

Existe também uma curva de corrente reactiva/tensão que deverá ser respeitada. Pela Europa foram sendo definidas curvas de “Ride-through Fault” com diferentes características quer de tempo, quer de tensão sendo que estas características têm como fundamento as protecções de rede adoptadas por cada um dos operadores nos diferentes países. O intervalo de tempo em que a tensão é mínima corresponde à duração máxima admitida para a permanência do aerogerador em serviço até que se verifique a eliminação do defeito. Em caso de falha da protecção principal deverá actuar a protecção de “*backup*”.

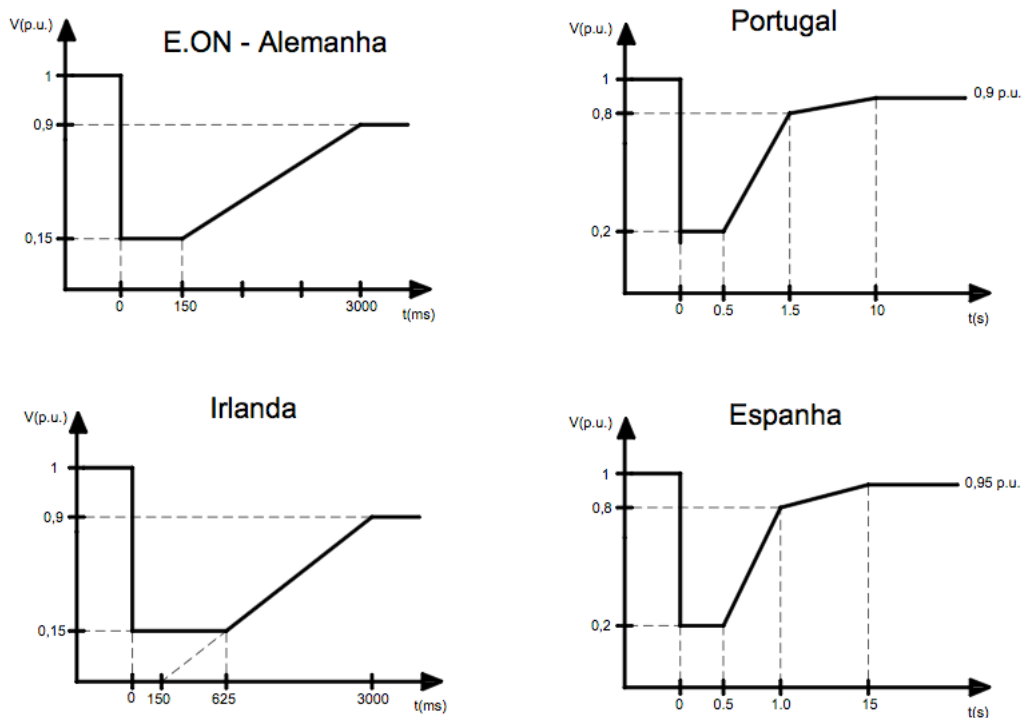


Figura 2.3: Curvas de tolerância de tensão adoptadas por diferentes operadores de rede [11]

Na Figura 2.3 encontram-se ilustradas as curvas de “Ride-through Fault” adoptadas em alguns países da Europa.

2.3.2 “Ride-through Fault” em Portugal

Até à definição do “Ride-through Fault” em Portugal, um defeito que provocasse um abaixamento de tensão (a partir de 85 % em Portugal) levava à actuação das protecções retirando o parque eólico de serviço, sendo estes novamente ligados após a eliminação do defeito. Dada as grandes potências instaladas em jogo nos actuais parques eólicos, situações de desligamento podem provocar situações de instabilidade no sistema eléctrico devido à perda de produção o que levaria à quebra de equilíbrio entre consumo e produção. Assim, à semelhança do existente em outros países, criou-se o “Ride-through Fault” de modo a promover a estabilidade do sistema eléctrico.

As condições de “Ride-through Fault” adoptadas em Portugal, tiveram origem como procedimento adoptado pela empresa alemã responsável pela gestão das redes de alta e muito alta tensão, em que foi definida uma curva de tensão acima da qual o sistema teria que se manter ligado à rede, sendo também, definido o tempo dentro do qual o defeito teria que ser eliminado [11].

A curva de “Ride-through Fault” para Portugal, representada na Figura 2.4, define os valores mínimos de tensão em função do tempo que os parques eólicos sujeitos ao fornecimento deste serviço de sistema, deverão ter após um abaixamento de tensão provocado por um defeito.

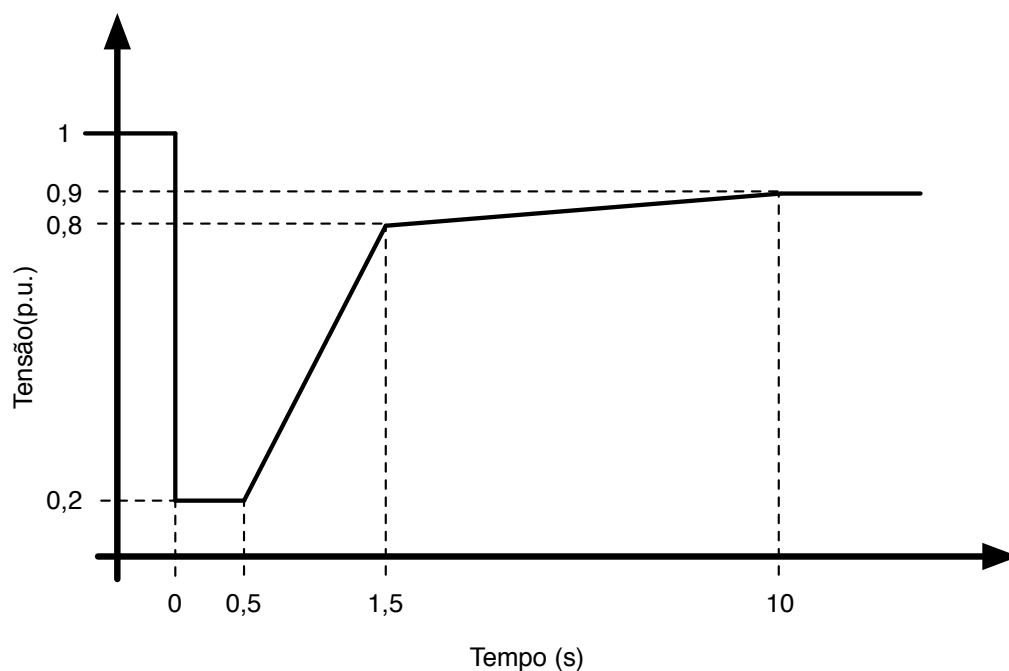


Figura 2.4: Curva tensão tempo da capacidade exigida aos produtores de suportarem cavas de tensão

Durante situações de afundamento de tensão acima da curva de “Ride-through Fault”, existe outro requisito técnico exigido aos produtores eólicos.

Este requisito refere-se ao fornecimento de corrente reactiva por parte do parque eólico de modo a que esta, durante as cavas de tensão sirva de suporte para os perfis de tensão da rede. Para tal, encontra-se definida uma curva representada na Figura 2.5 onde está definida a percentagem de corrente reactiva em função da corrente nominal que deverá alimentar a rede de acordo com o valor da tensão aos terminais do parque.

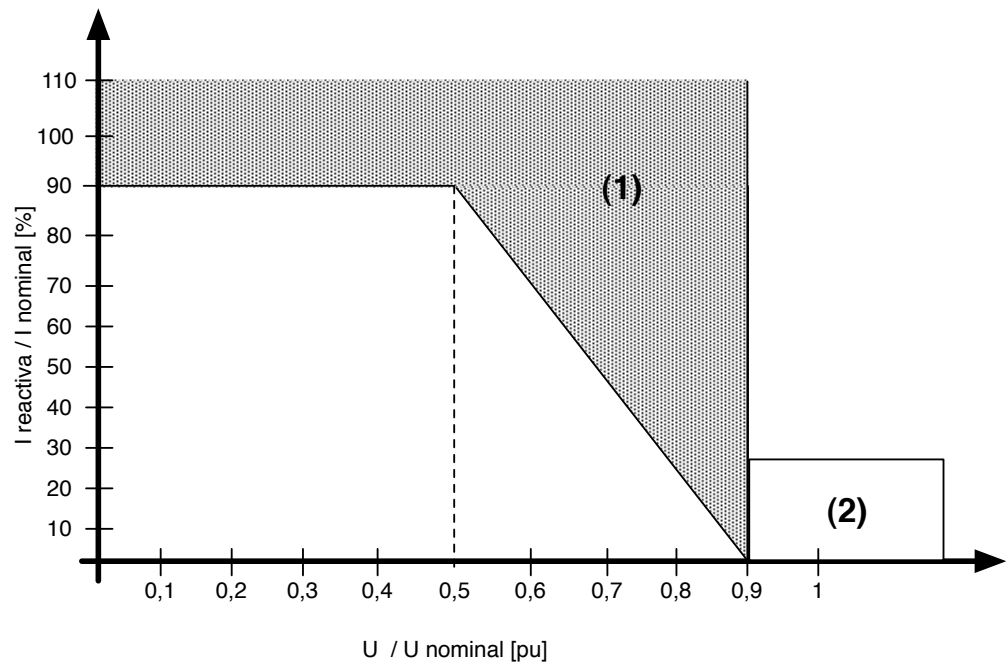


Figura 2.5: Curva de fornecimento de corrente reactiva durante cavas de tensão

Na Figura 2.5 encontram se definidas 2 zonas. A zona 1 corresponde a situações de defeito e respectiva recuperação para valores de tensão aos terminais do parque inferiores a 90 % da tensão nominal. Nestas situações, o parque eólico deverá fornecer à rede, em cada instante e com um atraso máximo de 40 ms uma quantidade de energia reactiva que se situe dentro dessa zona dependendo da tensão aos terminais do parque.

A zona 2 corresponde ao regime de funcionamento estacionário estando a tensão aos terminais do parque acima dos 90 % da tensão nominal devendo então o parque fornecer a corrente reactiva de acordo com o regime normal em vigor.

Estes requisitos técnicos imputaram grandes desafios aos produtores eólicos no que toca à capacidade do seu fornecimento. No entanto, com a evolução e desenvolvimento da capacidade de controlo sobre a produção eólica, a capacidade de fornecimento desses serviços tem vindo também a aumentar sendo que a última tecnologia de aerogeradores já é capaz de fornecer o “Ride-through Fault”.

2.3.3 Estratégias de controlo do DFIG para o cumprimento do “Ride-through Fault”

Em situações de defeito na rede, existirá um afundamento de tensão aos terminais da DFIG tendo diferentes magnitudes dependendo do tipo de defeito e da localização do mesmo. Esse afundamento de tensão provocará o aparecimento de correntes de valor

elevado tanto no rotor como no barramento de acoplamento DC (*Direct Current* - corrente contínua) dos conversores electrónicos do rotor e da rede (C1 e C2 na Figura 2.2) obrigando a sua saída de serviço para evitar a sua danificação devido à presença dessa corrente de magnitude elevada. Dispositivos denominados de “*crowbar*” são normalmente instalados entre o rotor e os conversores electrónicos da DFIG. Existindo uma corrente de elevada magnitude, esse dispositivo é então ligado, desligando simultaneamente o conversor electrónico do rotor passando a máquina a funcionar com uma resistência rotórica (inerente ao dispositivo) como se de uma máquina de indução convencional com rotor em gaiola de esquilo se tratasse [15].

Para o cumprimento do “Ride-through Fault” a actuação do “*crowbar*” desligando o conversor electrónico do rotor é uma acção não desejada. O desafio passa por criar um sistema de controlo que consiga manter a corrente rotórica dentro de limites admissíveis mesmo tendo em conta o abaixamento da tensão e assim, possibilitando a conversão de energia nesses níveis de tensão [16]. Nesta área, durante os últimos anos têm havido fortes evoluções a nível tecnológico. Soluções para permitir o fornecimento do “Ride-through Fault” têm sido desenvolvidas e implementadas por diversos fabricantes que, por sua vez, somente têm disponibilizado as curvas de tolerância dos seus geradores mantendo em segredo as técnicas de controlo utilizadas.

Apesar disso, alguns estudos têm sido publicados divulgando metodologias de controlo da DFIG capazes de permitir o cumprimento do “Ride-through Fault” e controlar a sua tensão através do fornecimento de corrente reactiva.

Em [10], os autores desenvolveram um modelo de simulação utilizando a “Técnica do controlo vectorial” aplicada a ambos os conversores aliado à metodologia de disparo *Pulse Width Modulation* (PWM), do lado do rotor e rede para conseguirem impor um controlo da velocidade do DFIG. Os esquemas da técnica encontram-se ilustrados nas Figuras 2.6 e 2.7.

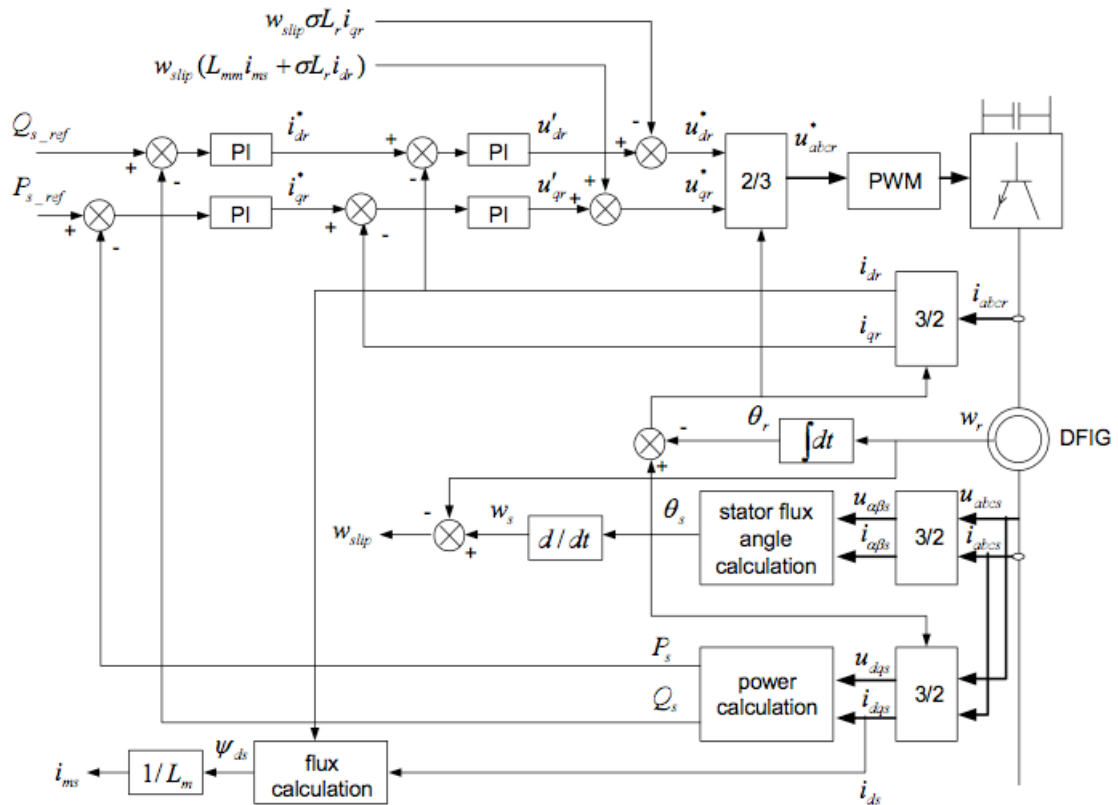


Figura 2.6: Esquema de controlo vectorial para o conversor do lado do rotor [10]

No artigo apresentado em [17] são aplicados os métodos **DTC** (*Direct Torque Control*) e **MRAS** (*Model Reference Adaptive System*) para o controlo do DFIG com o objectivo de melhorar o fornecimento do serviço de sistema “Ride-through Fault” ao sistema de energia para o caso de um defeito fase-terra externo. É considerada também a protecção dos conversores do DFIG. Após simulação é concluído que com a estratégia de controlo adoptada o comportamento do sistema em situação de “Ride-through Fault” é melhorado.

Em [18], é apresentada uma solução cujo objectivo consiste em manter a DFIG ligado à rede em situações de defeito e, após a eliminação deste, retomar a potência que estava a produzir. A solução consiste na aplicação de um conjunto de resistências no rotor da máquina através da utilização de tirístores, de forma a limitar a corrente do rotor, evitando assim a saída de serviço dos conversores electrónicos e melhorando a performance da DFIG durante o curto-circuito. Esta solução está ilustrada na Figura 2.8.

Num caso de estudo apresentado em [19], os autores demonstram que a redução da corrente no rotor do DFIG durante uma situação de curto-circuito é conseguida através da injeção de potência reactiva a partir do conversor ligado à rede. Com isto, as exigências do controlador do lado do rotor para controlar o factor de potência e a tensão terminal

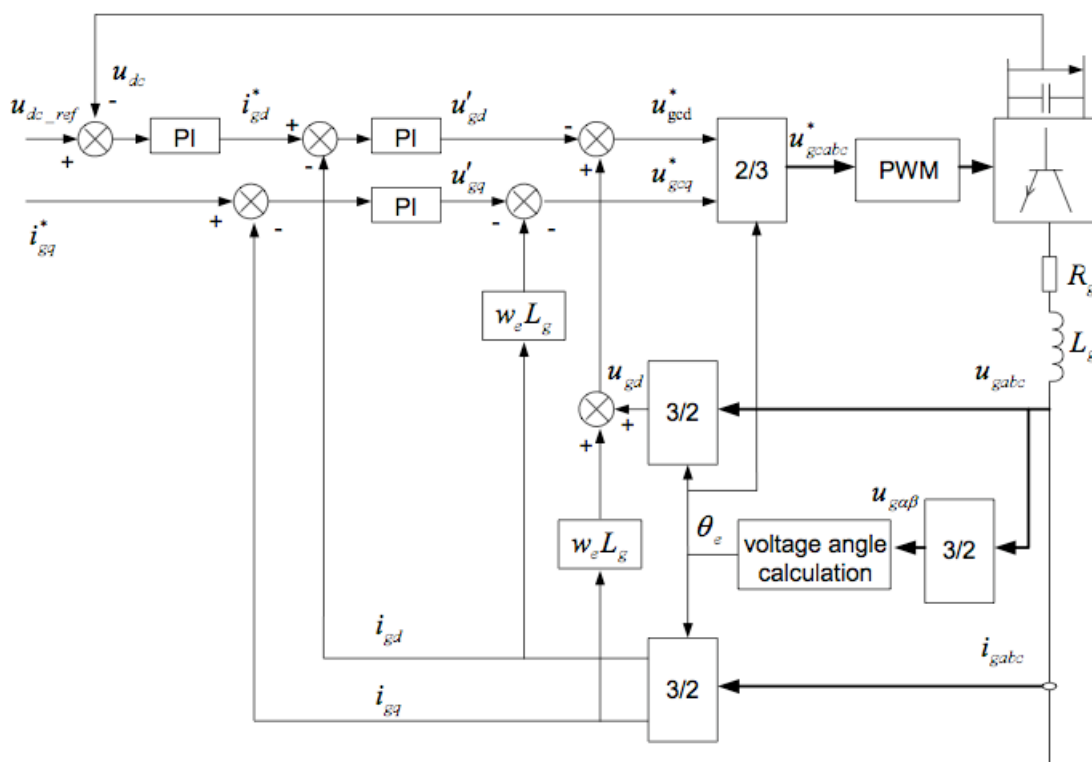


Figura 2.7: Esquema de controlo vectorial para o conversor do lado do estator [10]

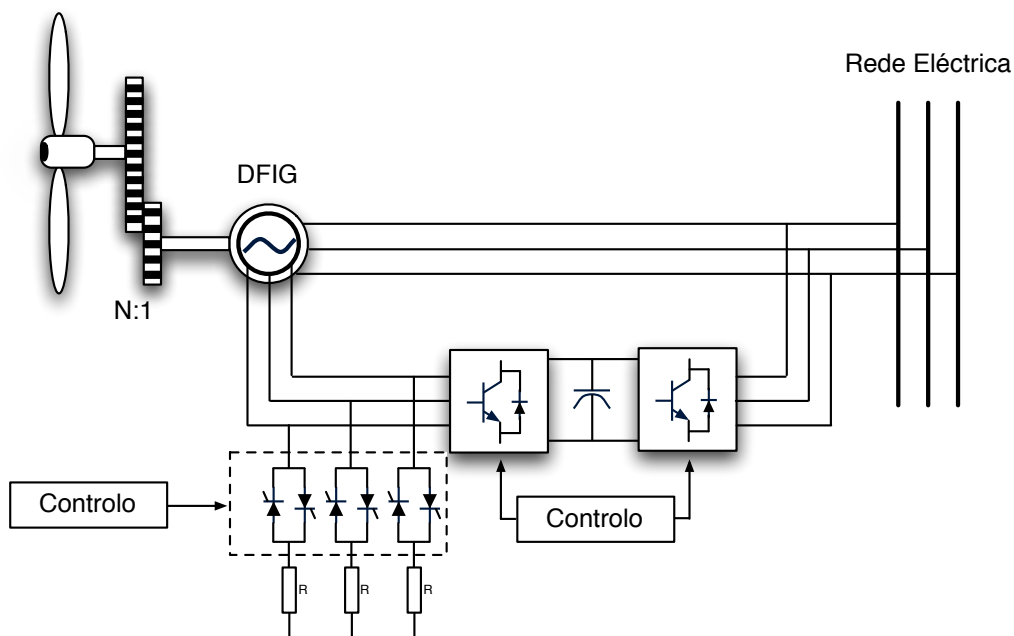


Figura 2.8: Conjunto de resistências adicionadas ao lado do rotor [18]

durante um defeito, tornam-se inferiores. O esquema de controlo construído neste trabalho encontra-se representado simplificada na Figura 2.9.

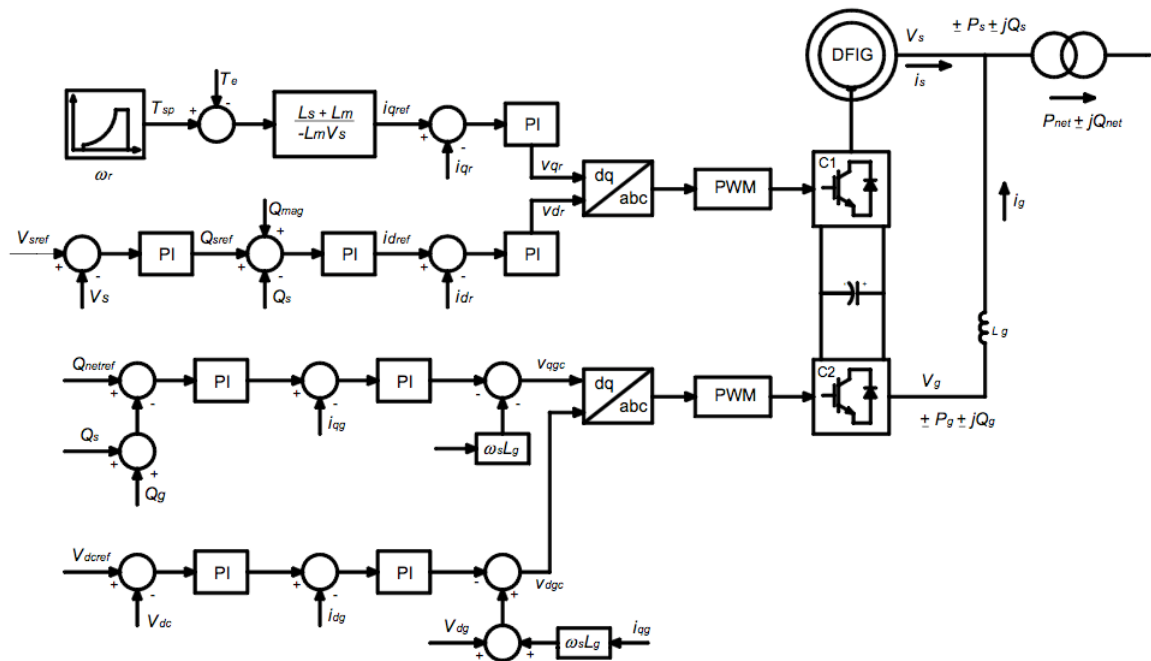


Figura 2.9: Esquema de controlo de binário, tensão terminal e factor de potência em DFIG [19]

Na referência [20], os autores estudaram um cenário de grande penetração eólica, nomeadamente numa rede de transporte em Portugal, sendo considerado o comportamento do DFIG na situação de cumprimento e não cumprimento do “Ride-through Fault”. A técnica de controlo utilizada encontra-se ilustrada na Figura 2.10, onde se pode observar um bloco de controlo da tensão (contornado a tracejado) sendo que, o objectivo consiste em controlar a tensão terminal através do controlo da potência reactiva injectada na rede. Com a utilização deste método o afundamento de tensão durante um curto-circuito tende a ser menor devido à maior existência de potência reactiva entregue pelo gerador servindo de suporte à tensão.

2.3.4 Estratégia de controlo adoptada neste trabalho para o cumprimento do “Ride-through Fault”

Este trabalho assenta em parte, na simulação de um aerogerador de indução duplamente alimentado no **RTDSTM** utilizando para tal, a técnica de controlo ilustrada no esquema do diagrama de blocos da Figura 2.11.

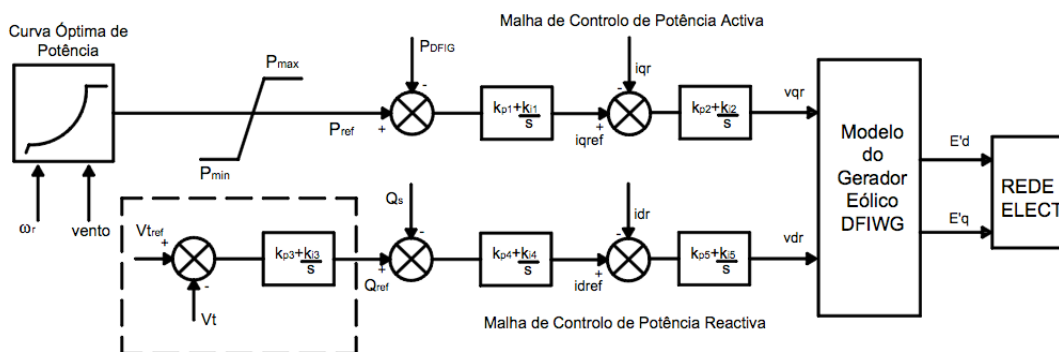


Figura 2.10: Esquema de controlo de potência activa e reactiva em DFIG [20]

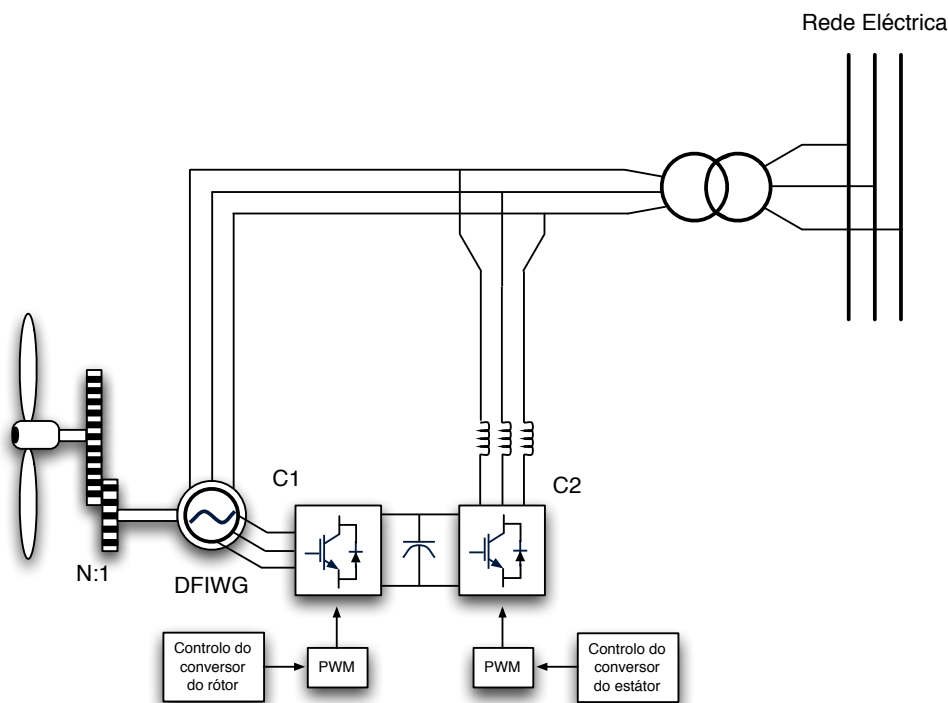


Figura 2.11: Diagrama de blocos do controlo adoptado para a DFIG

O estator do gerador encontra-se directamente ligado à rede enquanto que o rotor é alimentado através de um conversor electrónico de frequência variável como o ilustrado na Figura 2.11. O fluxo de potência rotor-rede eléctrica tem de ser controlado em magnitude e direcção de modo a produzir uma potência eléctrica a tensão e frequência constantes apesar da velocidade de funcionamento da máquina poder ser diferente da nominal [21].

O conversor de frequência variável é constituído por dois conjuntos rectificador/inversor interligados por um "link-DC" através de um condensador.

Deste modo, a configuração pode ser vista como um conversor CA-CC-CA bidireccional permitindo assim fluxos de potência em ambos os sentidos. O accionamento das "gates"

dos **IGBT**'s é feito através de conversores de modulação por largura de impulso **PWM** que, em função do “setpoint” à entrada, irá oscilar de impulsos maior ou menor largura controlando assim o tempo de condução do IGBT. Graças ao uso desta topologia de conversão de energia, torna-se possível ter no lado do rotor uma potência de frequência variável sendo que, posteriormente será rectificada e, através do condensador ser posta em oscilação à frequência de 50 Hz pelo conversor C2 para ser entregue à rede eléctrica. Em simultâneo, fluxos de potência podem vir do lado da rede através da rectificação à passagem do conversor da rede (C2) e ser posto em oscilação devido ao conversor do rotor (C1) a uma frequência variável. A injeção dessa corrente controlada irá alterar o funcionamento da máquina possibilitando que esta não saia duma determinada gama de velocidades.

A máquina, modelizada em **RTDS** TM segue os modelos propostos em [22] sendo que o aerogerador foi modelizado em coordenadas d-q (coordenadas de eixo directo e em quadratura, sendo que o eixo de quadratura encontra-se esfasado 90° em relação ao eixo directo) assumindo que o eixo em quadratura antecede o eixo directo.

Relativamente à estratégia de controle dos conversores, utilizou-se o controlo PI (proporcional-integral) estando estes esquematizados nas Figuras 2.12, 2.13.

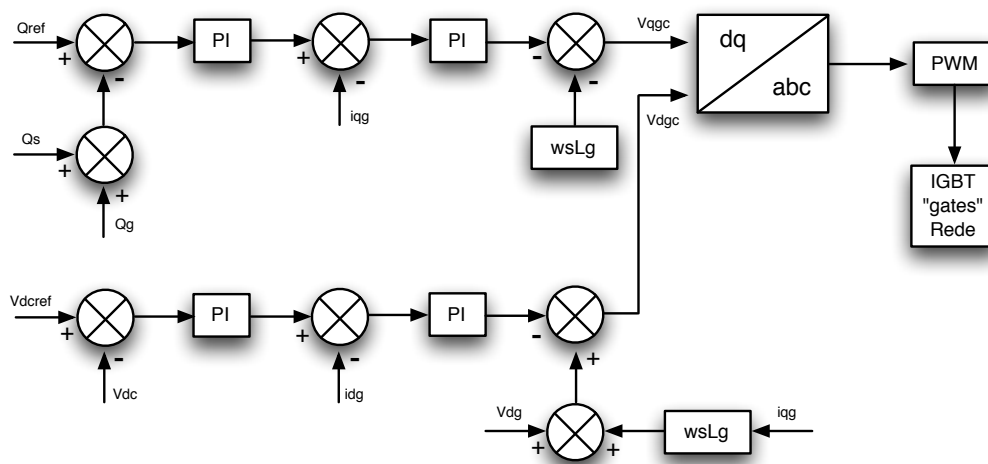


Figura 2.12: Esquema de controlo do conversor electrónico da rede (estator)

Esta técnica de controlo permite o funcionamento em “Ride-through Fault” conforme será demonstrado na secção seguinte. Torna-se possível controlar a potência activa e reactiva gerada assim como a tensão terminal da máquina.

Em todas as simulações considerou-se que o vento existia a uma velocidade de 12 m/s

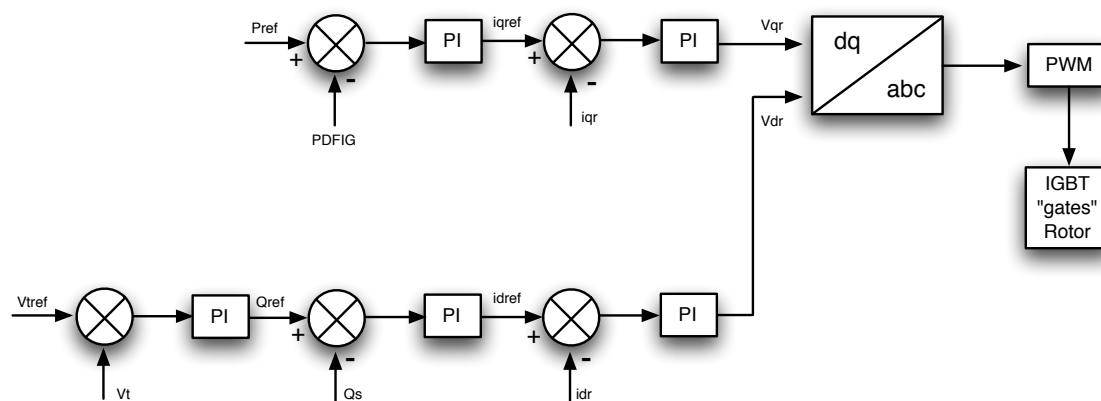


Figura 2.13: Esquema de controlo do conversor electrónico do rotor

constante. Os instantes de início dos defeitos nas simulações foram efectuados em situações em que previamente a máquina já se encontrava em regime nominal. O controlo de “pitch” (ângulo formado entre as pás e a direcção dominante do vento) não foi inibido nas simulações efectuadas.

2.3.5 Validação de “Ride-through Fault” na DFIG através de simulação em RTDSTM

Para verificar o funcionamento em modo “Ride-through Fault”, efectuou-se a simulação em RTDSTM simulando um curto-circuito trifásico numa linha adjacente à linha de interligação do parque eólico tendo por base o esquemático de simulação demonstrado na Figura 4.6.

O defeito foi programado para ter duração de “0,5s” tendo início em ($t = 0s$).

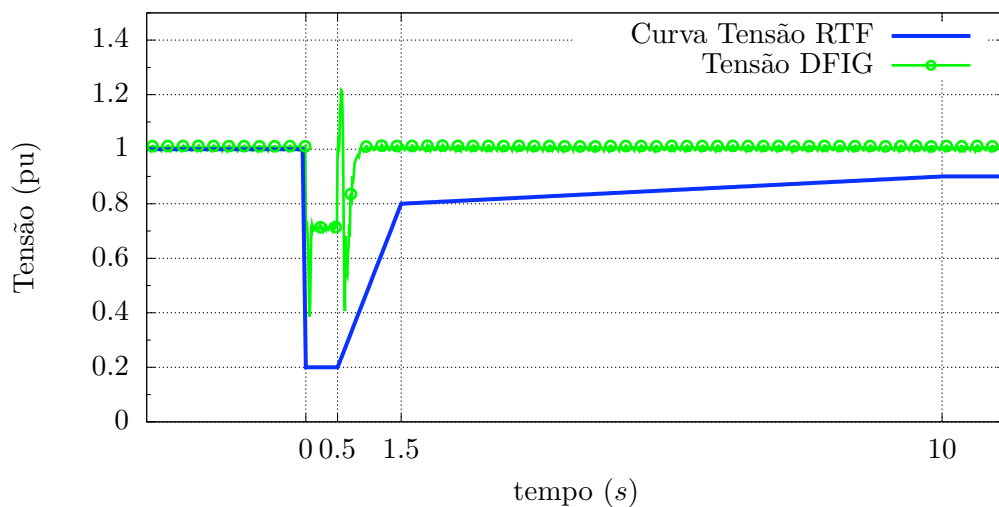


Figura 2.14: Tensão terminal do parque eólico

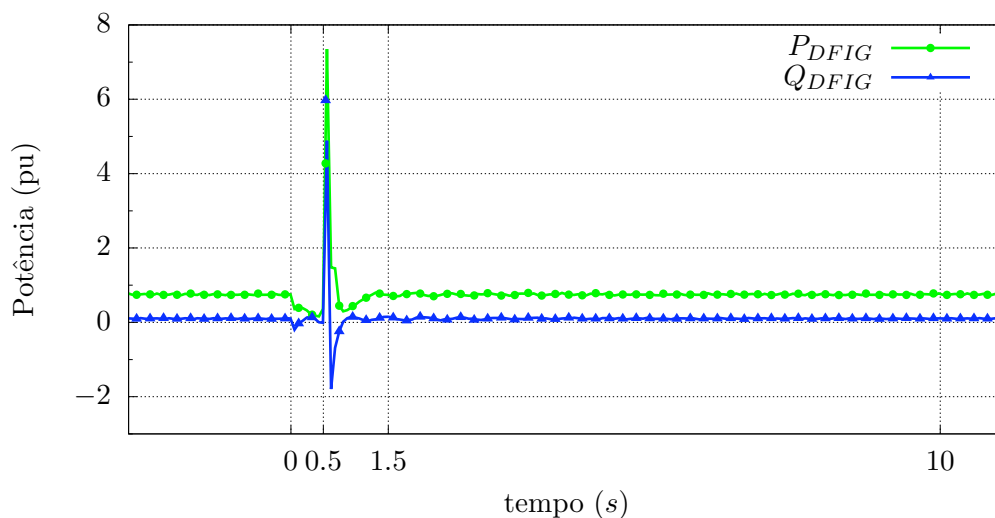


Figura 2.15: Potências activas e reactivas geradas pelo parque eólico

As Figuras 2.14, 2.15 ilustram os resultados obtidos à nível de tensão terminal e potências activa (P_{DFIG}) e reactiva (Q_{DFIG}).

A Figura 2.14 mostra que, no instante em que ocorre o defeito, a tensão aos terminais do parque eólico desce mas, rapidamente, devido à injeção de corrente reactiva de suporte, verifica-se a alteração da tensão estabilizando para um valor superior ao estipulado pela curva.

Findo o defeito ($t = 0,5s$), verifica-se que progressivamente a tensão volta aos valores existentes nas condições pré-defeito.

Na Figura 2.15 pode-se verificar que, durante o defeito houve uma diminuição de injeção de potência activa e um aumento de potência reactiva conforme o desejado sendo que, após a eliminação do defeito, a máquina volta progressivamente a produzir as potências em condições pré-defeito.

2.4 Resumo

Neste capítulo foram demonstrados os tipos de aerogeradores mais utilizados de momento para a conversão de energia eólica em energia eléctrica, dando ênfase ao aerogerador de indução duplamente (DFIG) alimentado por ser de momento a tecnologia mais utilizada.

Foram nomeados os principais serviços de sistema sendo focando em particular o “Ride-through Fault”, por servir de base para a execução deste trabalho. Assim, foi apresentada a curva tensão-tempo característica assim como a curva de corrente reactiva para situações

de abaixamento de tensão terminal. Curvas de tensão/tempo de “Ride-through Fault” de outros países, inspiradoras da curva Portuguesa, foram apresentadas a título ilustrativo.

Técnicas de controlo da DFIG assim como metodologias de controlo para a ajuda ao cumprimento do “Ride-through Fault” foram abordadas chegando à estratégia adoptada para as simulações que serão detalhadas nos Capítulos 4 e 5.

Capítulo 3

Sistemas de Protecções para a Integração de Parques Eólicos na a Rede de Distribuição

Este capítulo apresenta os sistemas de protecções necessários para a interligação de parques eólicos, com a Rede Eléctrica, assim como descreve as funções de cada uma das protecções a necessárias. Apresenta ainda os cenários de protecção previstos para interligação de produção dispersa com a rede de distribuição, assim como as suas parametrizações demonstrando as diferenças entre eles.

Por fim, é abordado o tema dos regimes de neutro existentes com respectiva exposição e o impacto causado no sistema eléctrico e de protecções pela adopção de cada um dos mesmos.

3.1 Defeitos em Redes de Distribuição

Um defeito pode ser associado a uma mudança repentina e, por vezes, violenta do comportamento do sistema eléctrico de energia. Numa linha de distribuição, os defeitos podem ser de origem interna ou externa.

Um defeito designa-se de origem externa quando é provocado por fontes externas às redes eléctricas podendo ser ruptura de um suporte, de um condutor, de um isolador de uma linha aérea bem como contactos provocados por agentes do meio envolvente assim como ramo de árvores ou aves com condutores e até depósito de agentes poluidores (po-eiras) podem provocar o desvio da corrente do seu usual caminho dando origem a um curto-circuito.

Os defeitos de origem interna são aqueles que aparecem nas próprias redes não justificados por causas externas. Casos de sobre tensões podem ser justificados por fenómenos

de ressonância ou de abertura de circuitos eléctricos em carga, assim como abertura de linhas em vazio e manobras de baterias de condensadores (efeito de Ferranti) [23].

Os defeitos manifestam-se nos sistemas eléctricos de energia sobre a forma de sobre tensões, sobrecargas e curto-circuitos. Neste trabalho apenas serão considerados defeitos provocados por curto-circuitos, sendo que estes serão apresentados na secção seguinte.

3.1.1 Curto-Circuitos em Linhas de Distribuição

Os curto-circuitos verificam-se quando há supressão de isolamento entre pontos condutores, podendo ser entre dois ou três pontos condutores, entre condutores e terra ou entre um condutor e terra, correspondendo a intensidades de corrente de valor superior ao verificado em regime nominal. As causas do aparecimento de curto-circuitos são bastante diversas, todavia o conhecimento dos valores máximos e mínimos que a corrente associada a esse curto-circuito pode atingir é indispensável para a exploração da rede eléctrica, na medida em que é desta intensidade e da sua duração do defeito que estará dependente a gravidade dos seus efeitos. O valor da corrente de curto-circuito dependerá de factores como estrutura e estado da rede, resistência de defeito, regime de neutro adoptado e tipo de defeito desencadeador da mesma [24].

3.1.1.1 Tipos de curto-circuitos

Os tipos de curto-circuito existentes encontram-se ilustrados na Figura 3.1.

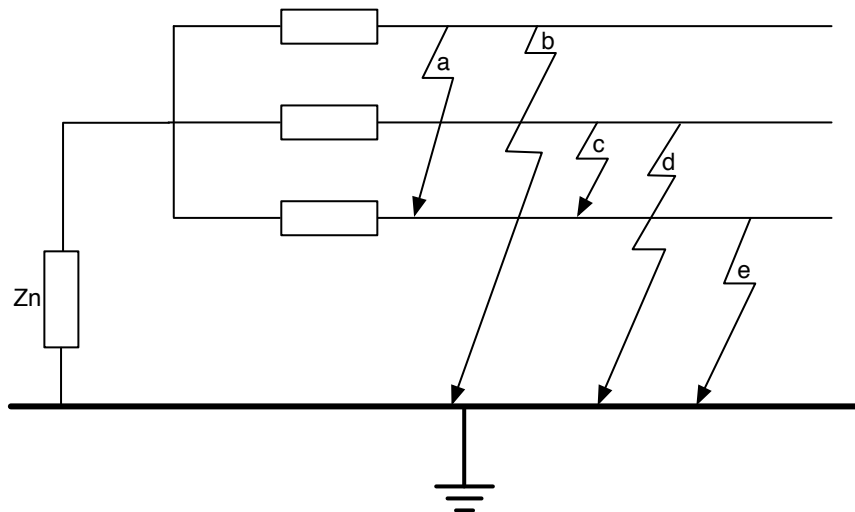


Figura 3.1: Esquema ilustrativo dos diferentes tipos de curto-circuitos [23]

Os curto-circuitos podem ser:

- a) Curto-circuito trifásico sem terra

- b) Curto-circuito trifásico com terra
- c) Curto-circuito bifásico sem terra – *fase-fase*
- d) Curto-circuito bifásico com terra – *fase-fase-terra*
- e) Curto-circuito monofásico – *fase-terra*

Nos regimes **a)** e **b)** os curto-circuitos associados também são chamados de simétricos. De facto, sendo o defeito inerente às três fases, o sistema de forças electromotrizes e o sistema de corrente de curto-circuito, são simétricos. Pressupondo-se a igualdade das impedâncias nas três fases, basta o estudo de uma das fases podendo reflectir esses resultados às outras.

Nos regimes **c)**, **d)**, **e)** os curto-circuitos englobam-se numa categoria denominada de assimétricos visto que as perturbações não afectam as três fases igualmente. Para o estudo deste tipo de defeitos é necessário o uso do teorema de “Fortescue” de modo a transformar o sistema em componentes simétricas (componente directa, inversa e homopolar), efectuar os cálculos necessários a cada tipo de defeito e, posteriormente utilizar o processo inverso para determinar os parâmetros de defeito em cada uma das fases [24].

3.2 Protecções de interligação de um Parque Eólico ligado à Rede de Distribuição

Na fase de projecto e execução dum parque eólico, um dos assuntos abordados são as protecções de interligação do parque com a rede eléctrica.

Essas protecções têm como objectivo garantir que defeitos e perturbações na rede não ponham em perigo a integridade dos aerogeradores, assim como defeitos no parque eólico não perturbem o funcionamento e estabilidade da rede eléctrica pondo em risco bens e pessoas.

Para garantir uma adequada integração do parque eólico com a rede, a *Direcção Geral de Energia e Geologia-DGEG* publicou o “Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia” onde se encontram descritas as protecções necessárias para a interligação de produções independentes sendo estas:

- Máximo / Mínimo de frequência – **ANSI 81U e 81O¹** – Actuam quando a frequência do sistema é violada superiormente ou inferiormente. Em produção distribuída têm como principal função detectar situações de rede isolada quando a subestação sai de serviço e cargas se encontram na linha de interligação [25].
- Máximo / Mínimo de Tensão – **ANSI 59 e 27¹** – Actuam quando a tensão do circuito protegido viola superiormente ou inferiormente os valores parametrizados. A protecção de mínimo de tensão é útil para detectar defeitos que provoquem diminuição da tensão aos terminais da produção distribuída/dispersa.

- Máximo de Corrente – **ANSI 50 ou 51**¹ – Actua quando a corrente do circuito protegido é superior ao valor parametrizado. Detecta situações de defeito que solicitem correntes elevadas da fonte de produção distribuída.
- Máximo Tensão Homopolar – **ANSI 59N**¹ – Actua quando a tensão homopolar encontra-se acima dos valores parametrizados. Detecta situações de defeito fase-terra.

3.2.1 Parametrisação das protecções de interligação

Seguindo o estipulado no “*Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia*”, publicado pela DGEG, a EDP Distribuição definiu 2 cenários de parametrização das protecções de interligação, cenários A e B onde, para cada tipo de protecção utilizada encontram-se definidos os tempos de actuação assim como os valores de regulação encontrando-se estes expostos na Tabela 3.1 e Tabela 3.2 .

Protecção	Regulação	Tempo de Actuação
Máximo de Tensão homopolar	a calcular	instantâneo
3 × Mínimo de Tensão	85 % U_n	instantâneo
2 × Máximo de Tensão	115 % U_n	instantâneo
Mínimo/Máximo de Frequência	49.8/50.2 Hz	instantâneo
3 × Máximo de Corrente	1.3 I_n	1 segundo

Tabela 3.1: Parametrisação de protecções cenário A [23]

Protecção	Regulação	Tempo de Actuação
Máximo de Tensão homopolar	a calcular	1 segundo + inst (REE)
3 × Mínimo de Tensão	85 % U_n	1 segundo + inst (REE)
3 × Mínimo de Tensão (2º escalão)	120 % U_{min} ²	instantâneo
2 × Máximo de Tensão	115 % U_n	instantâneo
Mínimo/Máximo de Frequência	49.8/50.2 Hz	instantâneo
3 × Máximo de Corrente	1.3 I_n	1 segundo

Tabela 3.2: Parametrisação de protecções cenário B [23]

Em ambos os cenários, o valor de regulação da protecção de máximo de tensão homopolar não se encontra especificada pois depende da linha a proteger assim como do seu comprimento, devendo ser escolhido de modo a que seja semelhante à procura de terras resistentes da subestação à qual o produtor está associado.

As grandes diferenças entre os 2 cenários estabelecidos são a relaxação de 1 segundo do tempo de actuação das protecções de máximo de tensão homopolar e de mínimo de

¹Descrição da nomenclatura ANSI disponível no Anexo A

²Tensão mínima de funcionamento da protecção de frequência

tensão e a inclusão de um segundo escalão de actuação na protecção de mínimo de tensão.

A criação deste segundo cenário teve como objectivo combater disparos intempestivos existentes na parametrização adoptada no cenário A, devido a perturbações e defeitos nas linhas adjacentes à linha de interligação do parque eólico que provocavam a saída de serviço dos produtores independentes. Com a inclusão do cenário B, havendo defeito numa linha adjacente, o sistema de protecções torna-se selectivo retirando de serviço a linha com defeito permanecendo o produtor independente ligado à rede. Chama-se a isso, selectividade temporal.

A inclusão do segundo escalão de mínimo de tensão tem como objectivo salvaguardar o correcto funcionamento da protecção de frequência. Na existência de um defeito que provoque uma diminuição da tensão do sistema, o parque eólico só sairá de serviço após a permanência desse defeito durante 1 segundo. No intervalo de tempo entre o aparecimento do defeito e da actuação da protecção, a tensão poderá assumir valores baixos que prejudiquem a correcta medição da frequência.

Para evitar este fenómeno, a inclusão deste segundo escalão na protecção de tensão tem com o objectivo retirar o parque eólico de serviço instantaneamente não possibilitando medições de frequência erróneas.

3.2.2 Funcionamento das protecções de interligação do Parque Eólico

As protecções, na generalidade deverão proteger uma determinada zona de um circuito, ser selectivas com as protecções existentes, serem sensíveis operando de uma forma viável mesmo em situações mínimas de defeito, devem ser rápidas, detectando o defeito e actuando de forma a eliminá-lo com a maior rapidez possível garantindo com isso a selectividade temporal de outras protecções e reduzindo os esforços eléctricos e electromecânicos dos componentes da rede eléctrica proveniente de elevadas correntes em situações de defeito. Detendo essas características, as protecções devem actuar para o tipo de defeitos que foram concebidas para detectar conforme o detalhado a seguir.

3.2.2.1 Protecção de máximo de tensão homopolar

A protecção de máximo de tensão homopolar tem como o objectivo detectar defeitos à terra quando perante a existência de uma malha de terra galvânicamente fechada. Os tipos de exploração do regime de neutro que permite a inclusão desta protecção são o neutro directamente ligado à terra e o neutro ligado à terra através de uma impedância (ver secção 3.4). Usualmente estes tipos de defeito também poderão ser detectados através da utilização de uma protecção de máximo de corrente homopolar.

Caso o regime de neutro adoptado seja o neutro isolado, torna-se impossível a inclusão desta protecção pois, o neutro não se encontra acessível por não existir uma malha de terra galvânicamente fechada. Por outro lado, as protecções digitais conseguem calcular

a tensão de neutro fictícia através da soma vectorial das três tensões de fase [26].

A protecção em questão irá actuar através da medição da tensão homopolar, isto é, a soma das tensões das três fases. Se esta soma for superior ao valor parametrizado, significa que existe um defeito à terra, logo a protecção irá actuar dando ordem de abertura para o disjuntor tirando o parque eólico de serviço [26].

3.2.2.2 Protecção de máximo/mínimo de tensão

A protecção de máximo de tensão actua quando a tensão entre fases é superior ao valor parametrizado enviando ordem de abertura do disjuntor.

A protecção de mínimo de tensão actua quando a tensão trifásica do circuito eléctrico é inferior ao valor parametrizado. Contudo, um relé digital poderá também ser programado para detectar mínimo de tensão entre fase-fase, detectando com isto abaixamentos de tensão provocados por defeitos bifásicos. Com isto, é possível detectar defeitos que provoquem a diminuição significativa da tensão isto é, curto circuitos fase-fase e trifásicos onde a componente homopolar não é afectada.

A aquisição dos sinais para estas protecções é efectuada através de transformadores de tensão devendo estes estar conectados do lado da linha, isto é, antes do disjuntor. Este procedimento permite que mesmo após da abertura do disjuntor provocada pela actuação da protecção, os sinais de tensão estejam disponíveis para que seja possível efectuar eventuais religações detectando assim situações de falta de tensão para as quais deverá ser impedida a religação.

3.2.2.3 Protecção de máximo/mínimo de frequência

Através da frequência de um sistema eléctrico, é possível verificar se existe balanço entre consumo e produção.

Situações como perda de produção ou tomada de carga eléctrica levam a frequência do sistema a descer do valor de referência. Situações como aumento de produção ou deslastre de carga levam a frequência do sistema a subir em relação o valor de referência.

A protecção de frequência utiliza a metodologia explicada no Anexo B deste trabalho actuando se o valor de frequência à saída do Parque Eólico se encontrar acima ou abaixo dos valores parametrizados respectivamente para máximo ou mínimo de frequência enviando ordem de abertura do disjuntor em caso de violação. Com isto, pretende-se criar uma banda de frequências admissíveis permitindo pequenos desvios inerentes ao funcionamento dinâmico do sistema eléctrico.

3.2.2.4 Protecção de máximo de corrente

O valor da corrente a ser enviado para a protecção é medido através de transformadores de corrente (TI's) situados a jusante do disjuntor.

A protecção de máximo de corrente, também denominada por máximo de intensidade de

corrente é concebida para actuar quando a corrente para a qual está parametrizada é ultrapassada durante um dado instante de tempo, protegendo assim o parque eólico e a linha de interligação de solicitações elevadas de corrente provocadas por defeitos ou sobrecargas elevadas.

Quando existe mais do que uma protecção de corrente instalada, para garantir a selectividade tirando de serviço só o troço aonde existe o defeito, é utilizado um escalonamento temporal sendo com isto definidos diferentes tempos de actuação com base em diferentes curvas de actuação.

3.3 Protecções do Painel de Média Tensão de Saída de Linha Aérea ou Mista

As protecções consideradas e suas respectivas regulações encontram-se normalizadas através de normas da EDP Distribuição [27]. A norma prevê que o painel de saída de linha aérea ou mista deverá conter as seguintes protecções:

- Máximo de Intensidade de Fase
- Máximo de Intensidade Homopolar Direccional
- Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR)
- Condutor Partido
- Presença de Tensão
- “Cold Load Pickup / Inrush Restraint”

A protecção de máximo de intensidade tem como função detectar defeitos trifásicos e bifásicos. Esta protecção deverá ser trifásica podendo ter até três níveis de detecção, de tempo independente, para os quais os tempos de actuação são diferenciados.

A protecção de máximo de intensidade deverá estar regulada para uma corrente mínima de actuação de $1.3I_n$ sendo I_n a corrente máxima da linha e uma temporização superior a 0,5 segundos.

Para a detecção de defeitos fase-terra pouco resistivos é utilizada a protecção de máximo de intensidade homopolar direccional, que deverá estar regulada para pelo menos 3 níveis de corrente homopolar, de tempo também independente. A corrente homopolar mínima considerada é normalmente superior a 1,3 vezes à corrente capacitiva da linha.

A protecção de máximo de intensidade homopolar de terras resistentes destina-se à detecção de defeitos de elevada resistência, sendo por isso dotada de uma elevada sensibilidade. As protecções existentes no mercado já são capazes de detectar defeitos com resistências compreendidas entre $12.5k\Omega$ e $15.6k\Omega$. Possuem ainda uma característica de tempo fortemente inversa o que permite promover selectividade temporal e com isso isolar

somente a linha em defeito não afectando o funcionamento das restantes.

As funções de máximo de intensidade de fase, máximo de intensidade homopolar direccional e máximo de intensidade homopolar de terras resistentes, ao detectarem o defeito devem enviar ordem de abertura ao respectivo disjuntor e, simultâneamente desencadear a função de religação automática. Deste modo, caso o defeito seja fugitivo haverá reestabelecimento de serviço num curto espaço de tempo.

A função de protecção de condutor partido deve detectar a interrupção de uma fase, considerando por exemplo o aparecimento da componente inversa da corrente.

Cold Load Pickup / Inrush Restraint é uma função que possibilita a actualização do valor de parametrização da protecção de máximo de intensidade de modo a que esta não responda a picos de corrente causados pela ligação de cargas.

3.3.1 Função de Religação Automática nas Redes de Distribuição

A função de religação automática é uma função da família de automatismos instalados nas subestações e a sua função é reestabelecer o fecho do disjuntor após a ordem de abertura provocada pela actuação de uma protecção ou através de outra função de automatismo.

Esta função foi introduzida com o objectivo de tentativa de eliminação automática de defeitos fugitivos e semi-permanentes nas linhas de MT sem que seja necessário retirar completamente a linha de serviço como em caso de defeitos permanentes. Por outro lado, esta função deve garantir o isolamento da linha caso se trate de um defeito permanente.

Usualmente existem dois tipos de religação, a religação rápida e a religação lenta, permitida somente para Redes de Distribuição de Média Tensão (MT). A religação rápida comanda o fecho do disjuntor após um disparo instantâneo, depois de um tempo programado mas que em regra geral é curto, usualmente inferior a $400ms$. A religação lenta tem tempo de actuação da ordem de dezenas de segundos (no máximo $120s$). Esta religação segue-se normalmente após um disparo temporizado. É normal a utilização de religações rápidas e lentas em conjunto de modo a garantir a eliminação de defeitos temporários e, simultâneamente garantir o isolamento completo da linha caso se trate de um defeito permanente.

Os modos de funcionamento do sistema de religação para as linhas MT encontram-se demonstrados Tabela 3.3.

Na subestação, cada painel de linha poderá ser programado independentemente. O que se verifica, é que o modo de funcionamento mais utilizado é o modo 7. Com este modo, estando a função de religação activa (não encravada por mecanismos de encravamento) e o disjuntor operacional irá verificar-se, após a abertura do disjuntor uma religação rápida (cerca de $300ms$). Caso o defeito persista, à religação rápida seguir-se-á a primeira religação lenta ($15s$). Estando a linha ainda perante o defeito, uma terceira e última

Modos de Funcionamento	Descrição Sumária
0	Religação Inibida
2	1 Religação Lenta
3	2 Religações Lentas
4	1 Religação Rápida
6	1 Religação Rápida + 1 Religação Lenta
7	1 Religação Rápida + 2 Religações Lentas

Tabela 3.3: Modos de funcionamento da função de religação automática em linhas de MT

religação lenta dar-se-á num intervalo de tempo de 15s. Caso o defeito não tenha desaparecido neste processo de religações automáticas, trata-se então de um defeito persistente que necessitará de intervenção técnica para que seja solucionado pelo que a religação da linha só poderá ser feita manualmente após a reparação da fonte que origina o mesmo.

Contudo, em linhas de interligação de produção dispersa a função de interligação poderá encontrar-se encravada pelo sistema de detecção de tensão, pois sendo detectada tensão na linha de interligação (proveniente da fonte de produção dispersa) o disjuntor é impedido de fechar.

No caso de tratar-se de um parque eólico com sistema de religação automático, após verificar-se a saída de serviço dar-se-á a seguinte rotina [27]:

- Verificação da condição de tensão
- Envio de sinalização de início de sequência (SCADA)
- Abertura dos disjuntores de MT dos ramais
- Fecho do disjuntor de interligação
- Incremento na contagem de religações
- Verificação de ligação bem sucedida
- Fecho dos disjuntores MT dos ramais
- Verificação estabilidade e reset do contador

Após a primeira tentativa de religação e em caso de insucesso, o parque só poderá repor o serviço manualmente, desactivando assim o automatismo de religação automática.

3.4 Regimes de Neutro

O regime de neutro adoptado irá afectar o funcionamento de um sistema eléctrico durante desequilíbrios e defeitos à terra.

A escolha do regime de neutro é de extrema importância para as protecções pois afectará o seu funcionamento no que toca a defeitos à terra podendo existir situações de disparos inadequados e até mesmo não detecção do defeito.

Nas redes de média tensão existem três tipos de ligações do neutro sendo estes:

- **Neutro Isolado** – regime em que o neutro encontra-se galvanicamente isolado da terra ou existindo uma impedância muito grande entre o neutro e a terra sendo a referência à terra as capacidades das linhas.
- **Neutro à terra** – regime em que o neutro encontra-se directamente ligado à terra existindo uma resistência que deverá de ser de baixo valor inerente ao condutor de ligação e do contacto à terra.
- **Neutro à impedante** – regime em que o neutro encontra-se ligado à terra através do auxílio de resistências ou reactâncias.

3.4.1 Neutro Isolado

A situação de neutro isolado encontra-se ilustrada na Figura 3.2. Nestas situações, existindo um defeito fase-terra, não haverá uma malha homopolar galvanicamente fechada, pelo que a corrente de defeito fechar-se-á pelas capacidades à terra das linhas adjacentes interligadas na subestação. Com o aumento do número de linhas de saída da subestação e respectivas ramificações, podem-se criar correntes à terra de magnitude considerável.

A tensão fase-terra nas linhas e fases sãs podem sofrer elevações chegando no máximo a atingir a tensão composta (fase-fase).

No que toca às protecções, caso seja utilizada uma protecção de máximo de corrente homopolar (sendo que o valor da corrente homopolar é obtido por soma vectorial interna na protecção) esta deixa de ser selectiva. Isto é, para defeitos em linhas adjacentes, com este regime de neutro verifica-se o disparo de linhas sem defeito.

Para o adequado funcionamento do sistema de protecção neste regime de neutro, será necessário um gerador de tensões homopolares ao nível do barramento MT e ou uma protecção direccionada de potência reactiva, actuando quando verifica que o sentido da potência reactiva passa a ser na direcção da instalação.

A protecção por tensão homopolar, como indicado na secção 3.2.2.1, não é selectiva e

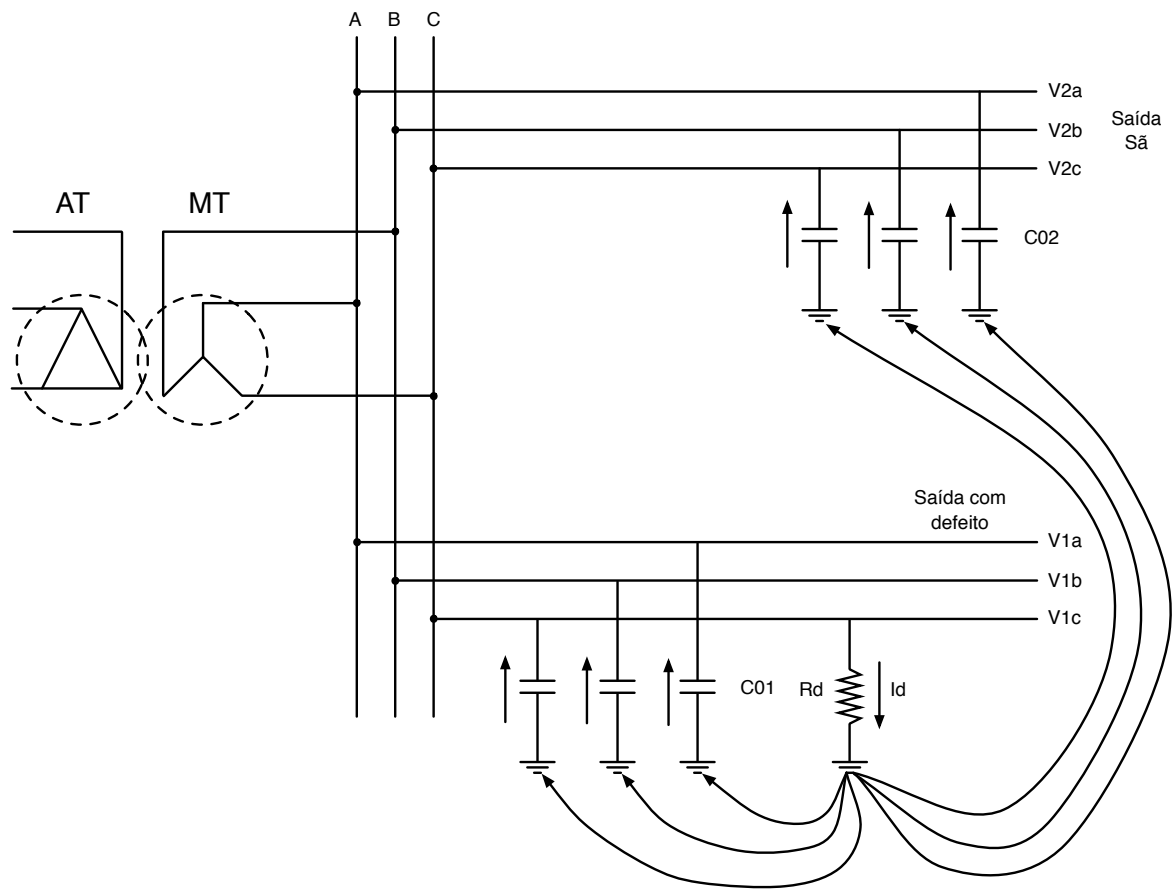


Figura 3.2: Esquema ilustrativo do regime de Neutro Isolado

colocará todas as linhas fora de serviço, pelo contrário, a protecção direccionada de potência permite detectar qual a linha em defeito.

O regime de neutro isolado apresenta um custo inicial baixo ao evitar a preparação das terras na subestação. Este regime de neutro isolado foi muito utilizado em toda a Europa por parecer imune aos defeitos fase-terra, mas uma vez verificadas as consequências do uso deste tipo de regime de neutro tornou-se necessário utilizar sistemas de protecção mais selectivos, complexos e consequentemente mais dispendiosos.

3.4.2 Neutro ligado directamente à terra

Neste tipo de regime, o neutro da subestação encontra-se directamente ligado à terra conforme o ilustrado na Figura 3.3. Assim, em situações de defeito à terra, existe uma malha fechada onde circulará a corrente homopolar. Contudo, a magnitude dessa corrente, para defeitos francos ou pouco impedantes será elevada, podendo danificar equipamentos. No que toca ao sistema de protecção, um relé de máximo de intensidade homopolar poderá ser utilizado com esta configuração de neutro, sendo simples garantir a selectividade dado que a saída da subestação com maior corrente é a que se encontra-se sob defeito.

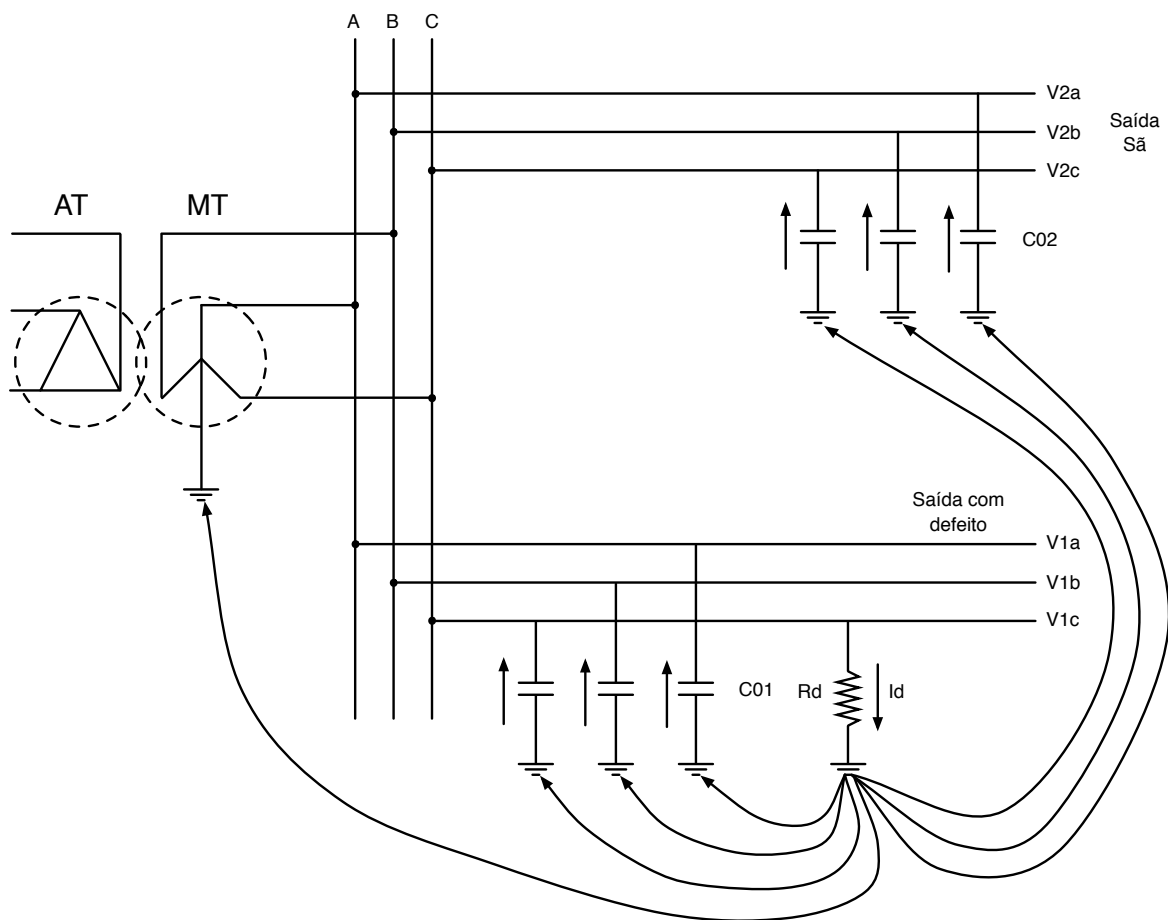


Figura 3.3: Esquema ilustrativo do regime de Neutro directamente ligado à Terra

3.4.3 Neutro ligado indirectamente à terra

A configuração de neutro ligado indirectamente à terra consiste na utilização de uma resistência ou reactância limitadoras que interligam o neutro à terra ilustrada na Figura 3.4. Com isto pretende-se criar uma limitação na corrente provocada por defeitos à terra de modo a que esta não seja tão grande como na ligação apresentada na secção 3.4.2 e em simultâneo manter em equilíbrio a tensão nas fases sãs.

Esta reactância limitadora deverá ser calculada de modo que as correntes criadas por defeitos não sejam demasiado pequenas sob pena de não serem detectadas pelas protecções, nomeadamente a protecção de máximo de corrente homopolar. Uma protecção de máximo de tensão homopolar também poderá ser utilizada com este regime de exploração do neutro.

Na inexistência de neutro no transformador, geralmente é criado um neutro artificial no barramento de saída de média tensão da subestação de modo a possibilitar que essas reactâncias sejam intercaladas.

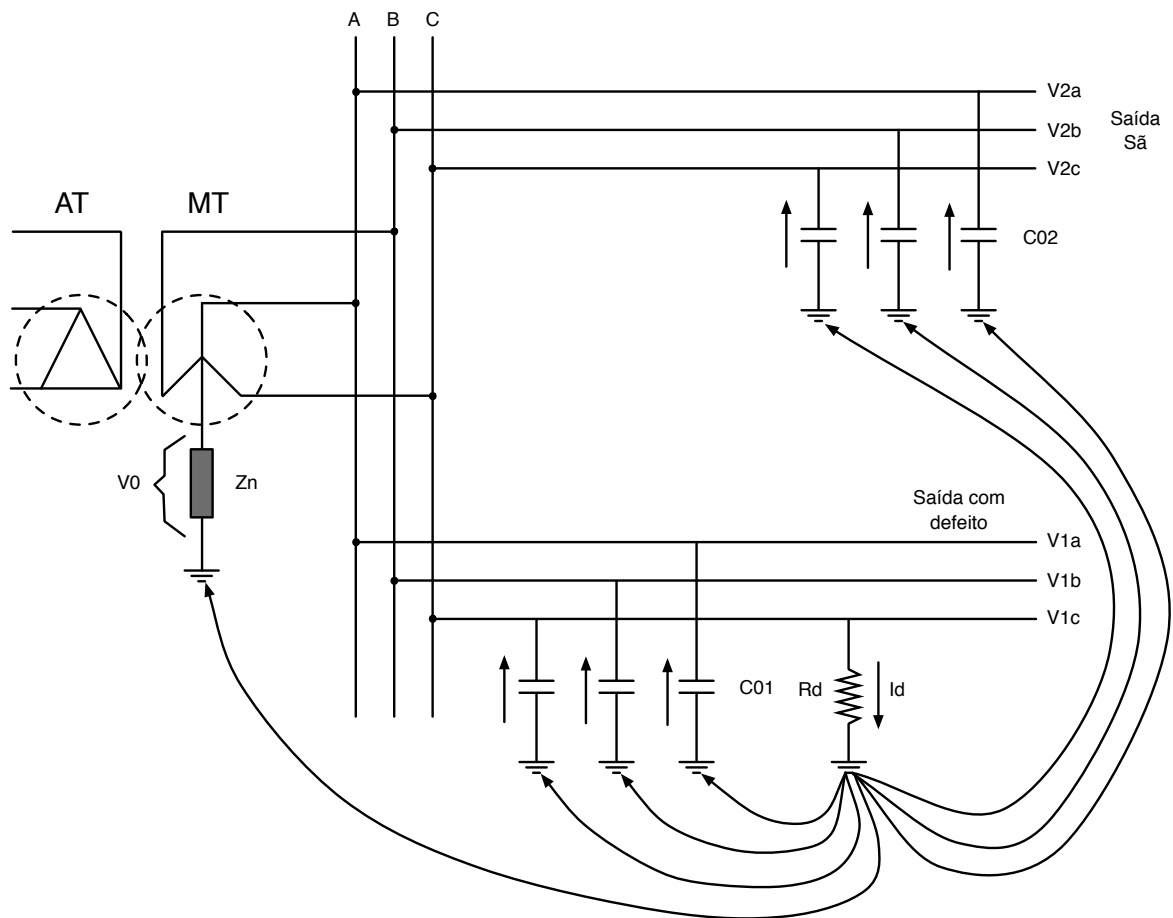


Figura 3.4: Esquema ilustrativo do regime de Neutro indirectamente ligado à Terra

3.4.4 Regime de Neutro adoptado na modelização da rede

O regime de neutro adoptado para as simulações desta tese foi o neutro directamente ligado a terra.

Os curto-circuitos levados a cabo em simulações foram do tipo trifásico simétrico de modo a produzirem quedas de tensões de elevada magnitude permitindo o teste de situações “Ride-through Fault” em toda a profundidade da cava de tensão bastando somente a alteração da impedância de defeito para obter variação no nível de afundamento da cava de tensão. Como mencionado na secção 3.1.1, os curto-circuitos trifásicos sem terra não são influenciados pelo regime de neutro adoptado por não terem uma componente homopolar associada.

3.5 Resumo

Neste capítulo foram apresentados os requisitos ao nível dos sistemas de protecção para a integração/exploração segura de uma fonte de produção independente com a rede eléctrica.

Foram apresentadas as protecções necessárias assim como a descrição de funcionamento de cada uma delas.

Os cenários existentes para parametrização das protecções de parques eólicos foram também demonstrados salientando as diferenças existentes entre eles.

Por fim, foram expostas as configurações de regime de neutro existentes, demonstrando vantagens e desvantagens de cada uma das configurações para o bom funcionamento da rede eléctrica assim como do sistema de protecções sugerindo diferentes tipos de protecções adequados a cada configuração.

Capítulo 4

Teste em Tempo-Real em malha fechada com ajuda do RTDSTM

Neste capítulo é apresentado o simulador utilizado para a elaboração deste trabalho, o **RTDSTM Simulator** explicando a sua filosofia de funcionamento assim como as funcionalidades dos seus diversos constituintes. É efectuada a descrição do simulador utilizado explicando a estratégia de alocação de processos para a elaboração de simulações do caso em estudo.

São abordados ensaios em circuito fechado com a utilização do *real time digital simulator* explicitando as diversas ligações e interacções entre o simulador e o exterior. Por fim, são realizados testes em malha fechada com a inclusão do relé digital TPU-S420 parametrizado para os cenários de protecções apresentados no capítulo 3 de modo a averiguar o comportamento do sistema de protecções e compatibilidade com a situações de “Ride-through fault”.

4.1 Simulador Digital em Tempo Real

O Simulador Digital em Tempo Real (“*Real Time Digital Simulator*” – **RTDSTM Simulator**), assim como os seus componentes adicionais são comercializados pela empresa **RTDS Technologies Inc.** Em meados da década de 80, o **RTDSTM** começou a ser investigado e desenvolvido no Canadá no **Manitoba HVDC Research Center**, sendo que em 1993 foi implementado o primeiro protótipo. Deu-se então o “*spin-off*” do projecto criando a empresa **RTDS Technologies Inc.** que hoje em dia é responsável pelo fabrico, distribuição e assistência do simulador [28].

O **Manitoba HVDC Research Center** é também responsável pelo desenvolvimento do software de simulação electromagnética no domínio dos tempos **PSCADTM/EMTDC** sendo que, muitos dos modelos presentes na biblioteca do RTDS têm como base modelos

existentes no PSCADTM/EMTDC.

Simulador Digital em Tempo Real RTDSTM é um simulador que utiliza a combinação de *hardware* dedicado e modelos de componentes eléctricos para resolver problemas de transitórios electromagnéticos em sistemas de energia utilizando para isso técnicas de integração numérica, aliadas à resolução de equações nodais agrupadas em matrizes permitindo com isso, processamento paralelo [29].

A simulação, denominada de em “tempo real”, consiste na utilização discreta de passo de integração de pequeno intervalo de tempo assemelhando-se assim o mais possível à realidade contínua sendo que, quanto menor for o passo de integração, mais próximo do “tempo-real” a simulação fica, aumentando com isso a sua exactidão.

Todavia, o passo de simulação é limitado pela capacidade de processamento dos processadores, assim como pela sua velocidade de relógio e tempos de comunicação mínimos necessários para a interacção entre os diferentes processadores e diferentes placas.

Neste momento há um crescente, a nível mundial, uso do simulador digital em tempo real para testes em malha fechada de relés e de controladores para utilização em sistemas eléctricos tendo sido ultimamente efectuadas várias publicações científicas utilizando este simulador [30, 31, 32, 33]. O RTDSTM Simulator, por outro lado, tem sido também utilizado na indústria por fabricantes de componentes e empresas responsáveis pelo transporte e distribuição de energia que avaliam desde situações de contingências até ao simples teste de um determinado aparelho desenvolvido (lista de clientes disponível para consulta em www.rtds.com/clients.htm).

Associado ao RTDSTM existe o software “RSCAD” disponível para os sistemas operativos Windows e UNIX. Este software é primordial para o funcionamento do simulador e deve ser instalado num computador ligado a uma rede LAN, possibilitando assim a comunicação entre o simulador e o computador. Através de computador com o software RSCAD, o utilizador tem a possibilidade de desenhar o seu esquemático de simulação, compilar o mesmo esquemático para a linguagem máquina utilizada pelo simulador e, posteriormente enviar o caso compilado para o simulador de modo a que este possa ser simulado. Este software, num dos seus módulos permite ainda a visualização de resultados de simulação, assim como a interacção com a simulação em tempo real.

O software “RSCAD – RTDSTM” é composto por 5 módulos:

- **Draft** – Módulo de desenho do esquemático, configuração de parâmetros e compilação.
- **Runtime** – Módulo de interacção em tempo real.
- **CBuilder** – Módulo para construção de componentes.

- **Cable** – Módulo para modelização de cabos.
- **T-Line** – Módulo para modelização de linhas.

O módulo **Draft** torna possível, através de um ambiente gráfico, desenhar um esquemático utilizando componentes existente em diversas bibliotecas podendo o utilizador editar os valores dos diferentes parâmetros dos componentes, assim como da simulação.

Após o término do desenho e configuração do esquemático de simulação, o utilizador poderá correr um “Loadflow” (trânsito de potências) dentro do próprio software de modo a obter os valores iniciais nodais para que posteriormente possam ser utilizados como valores iniciais do método de integração numérica. Esta funcionalidade, ajuda a garantir a convergência dos métodos utilizados.

De seguida, segue-se a compilação do caso em estudo. Este processo automatizado, divide as tarefas de cálculo necessárias pelos processadores disponíveis e, gera um código para ser fornecido aos DSP's – *Digital Signal Processor*.

Após o caso de estudo ter sido compilado com sucesso, dá-se início ao módulo **Run-time**.

Este módulo será responsável pelo envio do caso de estudo compilado para o simulador através do suporte de uma rede **LAN**.

Uma vez este processo completo, dá-se início à simulação podendo o utilizador interagir com a mesma. Este módulo permite a inclusão de gráficos e medidores virtuais num ambiente gráfico no ecrã possibilitando assim a visualização dos resultados da simulação. Permite ainda a inclusão de interruptores e botões virtuais para o envio de comandos à simulação sendo que, estes podem ser, por exemplo, comando de abertura/fecho de um disjuntor, início de um defeito, reconfiguração da rede eléctrica.

4.2 Configurações físicas do RTDSTM

Estes simuladores estão disponíveis no mercado em diferentes tamanhos. Associado ao tamanho do simulador está o número de “slot” disponíveis para a agregação de placas de processamento. As placas de processamento têm diferentes finalidades e configurações, conseguindo tempos e poder de cálculo diversificados.

De seguida, serão apresentadas as placas mais recentes e que foram utilizadas nas simulações efectuadas no âmbito deste trabalho.

4.2.1 GPC – Giga Power Processor

A placa GPC, ilustrada na Figura 4.1, é neste momento no que concerne a processamento, a última inovação da **RTDSTMTechnologies Inc.** É uma placa constituída por

2 processadores IBM Power PC 750GX RISC operando cada um à uma frequência de 1 GHz.



Figura 4.1: Placa GPC - Giga Power Processor

Uma placa GPC permite a simulação de 54 nós, assim como 12 grupos de semicondutores controlando até 56 interruptores monofásicos utilizados como disjuntores ou desenchadeadores de defeitos. Esta placa, devido à sua capacidade computacional e velocidade de relógio também permite a execução de funções “*small-timestep*” (passo de integração pequeno) conseguindo passos de integração de $2\mu s$ permitindo com isso a utilização de “Voltage Source Converters” (VSC) em simulações.

Outra novidade que esta placa trouxe, foi a possibilidade da utilização de electrónica de potência (IGBT's) visto que tais podem necessitar de impulsos de comutação de frequência relativamente alta.

No que toca à capacidade de interacção com exterior, a GPC dispõe de 24 conversores D/A (digital para analógico) para a saída e, como entrada dispõe de canais ópticos permitindo testar conversores electrónicos digitais utilizados em controlo de sistemas de energia como por exemplo, sinais de impulso *Pulse Width Modulation* (PWM).

4.2.2 3PC – Triple Processor Card

A placa 3PC, ilustrada na Figura 4.2, detém 3 DSP's – (“Digital Signal Processor”) da tecnologia **SHARC** (*Super Harvard Architecture*) ADSP21062.

Esta placa pode ser utilizada para processar modelos de sistemas eléctricos (transformadores, cabos, linhas, geradores) dispondo cada uma de 8 canais de saída analógicos para interligação com componentes exteriores.



Figura 4.2: Placa 3PC - Triple Processor

Com isto, cada placa 3PC permite 24 canais de saída analógicos com tensões no intervalo de $[-10;10]$ Volt e ainda um canal digital de saída de 2×16 bit, 5 Volt e outro de entrada digital também com 2×16 bit, 5 Volt para interações com o exterior quando perante dispositivos que enviam ou recebem sinais digitais, nomeadamente relés digitais e sinais de comando de protecções analógicas.

4.2.3 WIF – Workstation InterFace Card

A placa WIF, ilustrada na Figura 4.3, é responsável pelas comunicações entre o RTDSTM e o computador com o software RSCAD sendo que, para isso, dispõe de uma interface de ligação Ethernet 10/100 Mbps.

Esta placa é controlada por um processador (MPC860T) e também dispõe de memória armazenar 1 milhão de pontos para posteriormente serem impressos em formato gráfico no software.



Figura 4.3: Placa WIF - Workstation Interface card

4.3 Real Time Digital Simulator – FEUP

O RTDS™ utilizado para a execução deste trabalho foi o RTDS™ da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – FEUP.

Trata-se de um modelo denominado de “*Small Cubicle*” [34] com capacidade de alocar 1 placa WIF (essencial para estabelecer comunicações) restando 6 slots livres.

De momento, este simulador encontra-se equipado com uma placa dupla 3PC – “dual 3PC” (ocupando 2 slots) e uma placa GPC (ocupando 2 slots) restando assim 2 slots livres para eventuais actualizações – “upgrades”.

Esta configuração permite que sejam efectuadas simulações mistas, isto é, utilizando a placa “dual 3PC” para processar componentes ligados à biblioteca “Power-system” (geradores, linhas, transformadores, cabos) e “Control” ficando ainda a placa GPC livre para componentes VSC que utilizem um passo de integração pequeno (conversores electrónicos, DFIG).

Na ausência de componentes VSC, a placa GPC poderá deixar de funcionar em exclusividade processando também componentes da biblioteca “Power-system” e “Control”.

4.4 Alocação de processos para modelização em tempo-real

Para a realização deste trabalho, utilizou-se a estratégia de alocação de processos esquematizada no diagrama de blocos da figura 4.4. Devido à enorme quantidade de dados a serem processados, optou-se por utilizar a placa GPC para o processamento dos componentes da biblioteca “VSC” isto é, a máquina de indução duplamente alimentada, os conversores electrónicos do rotor e da rede. Por questões técnicas, a rede de teste e os curto-circuitos também tiveram que ser modelizados no GPC, assim como os transformadores do parque eólico e da subestação, tendo sido esta a única estratégia viável para a execução das simulações de elevado poder de cálculo computacional inerentes a este trabalho com o hardware existente.

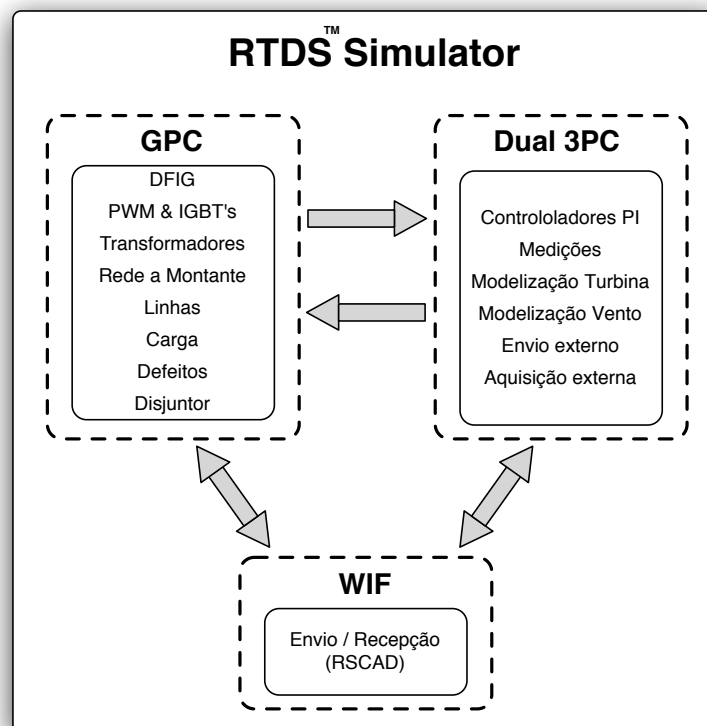


Figura 4.4: Esquema da alocação de processos utilizada para modelização

A placa dual-3PC foi dedicada para o processamento do controlo a aplicar nos conversores, medições a efectuar, modelização do vento assim como para comunicações bidireccionais com o exterior.

Para que a simulação fosse compilada, acomodada e processada nas placas existentes teve-se que aumentar o passo de integração de original de $50\mu s$ para $75\mu s$ não pondo em causa

a convergência da mesma.

4.5 O conceito de malha fechada em simulações RTDSTM

A interacção entre os diversos componentes utilizados no teste em malha fechada pode ser explicada com o auxílio da Figura 4.5

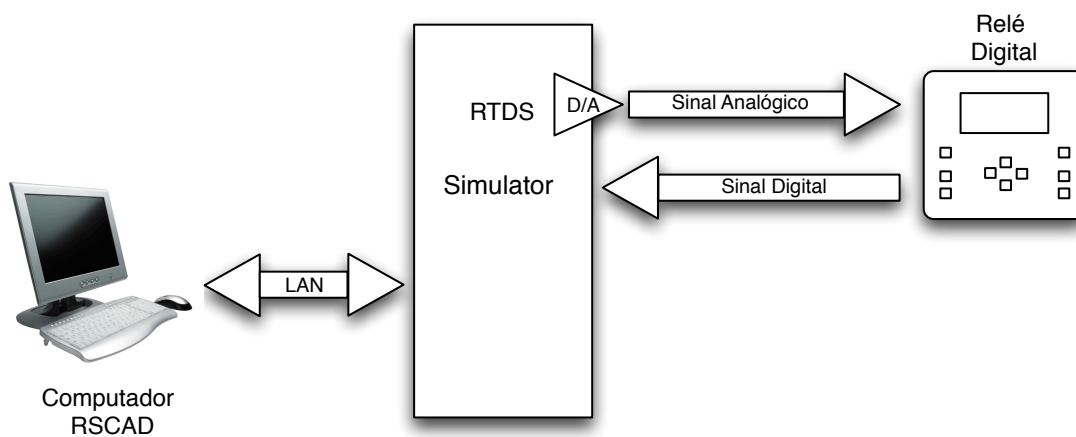


Figura 4.5: Esquema de interacção dos componentes em malha fechada

Conforme já referido na secção 4.1, existe uma ligação bidireccional entre o software e o simulador, sendo enviadas ordens de comando à simulação e recebendo resultados de simulação provenientes do simulador.

O simulador, por outro lado, detém uma ligação analógica com o relé digital enviando através dela sinais analógicos de tensão e corrente em tempo real. O relé digital, por sua vez, com base na parametrização, valores recebidos e respectiva programação irá interagir com a simulação enviando um sinal digital que corresponderá à abertura do disjuntor em caso de necessidade.

4.6 Rede modelizada em RTDSTM- RSCAD

Para efeitos de simulação deste trabalho, a rede de teste modelizada encontra-se exposta na Figura 4.6.

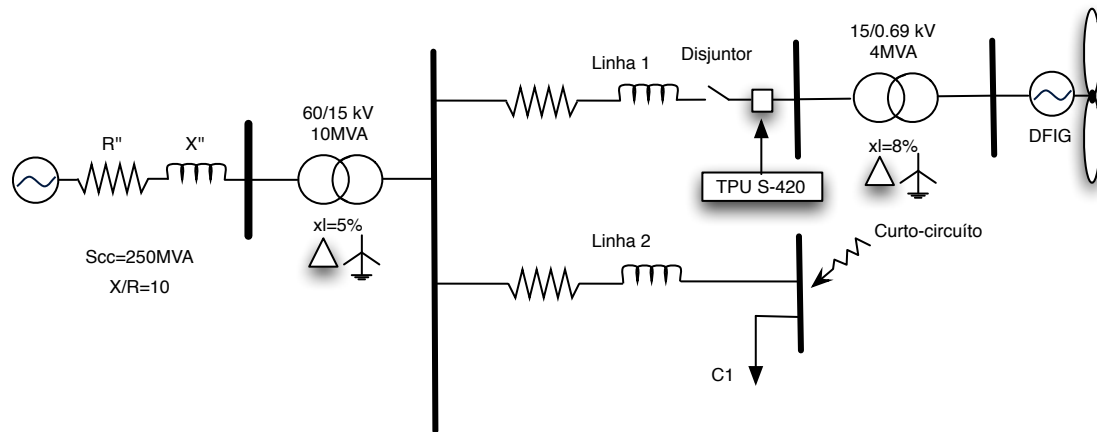


Figura 4.6: Esquema de rede utilizada em simulação

A rede modelizada para teste consiste numa subestação de distribuição ligada à uma rede de 60 kV com uma potência de curto-circuito máxima de 250 MVA modelizada através das impedâncias compostas por R'' e X'' (ver modelização no Anexo D). Nesta subestação, na parte de média tensão (15 kV) existem 2 linhas numa configuração radial.

A linha 1, é exclusivamente dedicada à interligação do parque eólico com a subestação tendo como órgão de corte um disjuntor localizado à saída do parque eólico para permitir o isolamento do mesmo em caso de defeitos.

A linha 2, é destinada à alimentação da carga C1. A interligação do parque eólico é efectuada com o auxílio de um transformador situado na subestação do parque eólico acoplando assim o nível de tensão da parte de média tensão (15 kV) com a tensão de funcionamento da máquina (0.69 kV). Os parâmetros electromagnéticos desta rede encontram-se detalhados no Anexo D.

De modo a respeitar o imposto na definição de “Ride-through Fault” em Portugal, abordada no capítulo 2, nenhum dos defeitos simulados na elaboração deste trabalho teve lugar na linha de interligação do parque eólico com a rede (linha 1). Foram considerados por isso defeitos na extremidade da linha 2 e, no barramento da subestação sendo que, para cada caso é previamente especificado o local considerado para a simulação do defeito.

4.7 Testes em circuito fechado aos cenários de protecção para integração de produção dispersa

Com o intuito de testar o comportamento das protecções em situações de “Ride-through Fault”, procedeu-se a um teste em malha fechada cujo esquemático de simulação e ligações encontra-se explicitado na Figura 4.7. Este teste consistiu na modelização da rede da Figura 4.6 em RTDSTM seguido de uma montagem em malha fechada com o relé digital EFACEC TPU-S420. Na Figura 4.7 estão demonstradas as ligações efectuadas. Do simulador saem três condutores que correspondem à tensão trifásica no barramento de saída da subestação do parque eólico. Outros três condutores são responsáveis pelo envio do sinal de corrente trifásica disponível também à saída do parque eólico. Estes dois sinais analógicos servem como entradas para o relé digital, que com estes dois dados consegue monitorizar a tensão e corrente disponíveis à saída do parque eólico como se tratasse na realidade de ligações a TT’s (transformadores de tensão) e TI’s (transformador de intensidade) conforme explicado no Anexo C.

Em situações reais, o transformador de tensão deve estar conectado a montante do disjuntor para a detecção de tensão na linha para situações de religação. Nas simulações efectuadas para verificação do comportamento dos cenários de protecção, não foi considerada existência de religações logo, optou-se por ligar os TT’s a jusante do disjuntor, permitindo assim a monitorização da tensão e frequência do parque eólico após a desligação.

Através de uma adaptação, os transformadores de medida (quer de tensão, quer de corrente) do relé digital foram substituídos, de modo a funcionarem na gama de amplitudes de saída do simulador não prejudicando a performance do relé digital nem inviabilizando os resultados obtidos.

Essa substituição foi necessária visto não se dispor de um amplificador de sinal na altura da realização dos ensaios que permitiria o uso dos transformadores com razões de transformação provenientes de fábrica.

4.7.1 Ligações físicas entre RTDSTM e TPU-S420

A programação e parametrização do relé foi efectuada com base nos cenários de protecções expostos nas tabelas 3.1 e 3.2. As saídas do relé correspondem às ordens de comando do disjuntor situado à saída do parque eólico. Tendo em conta as quatro protecções parametrizadas, existem portanto quatro saídas do relé digital a entrar no RTDSTM.

Dentro do esquemático da simulação, estas entradas (saídas do relé) foram fundidas através da função lógica “OR” sendo que, deste modo, caso algum dos sinais de abertura do disjuntor esteja no estado lógico “1”, será dada ordem de abertura do mesmo. Caso coexistam sinais lógicos em “1”, o disjuntor será aberto devido à presença do primeiro

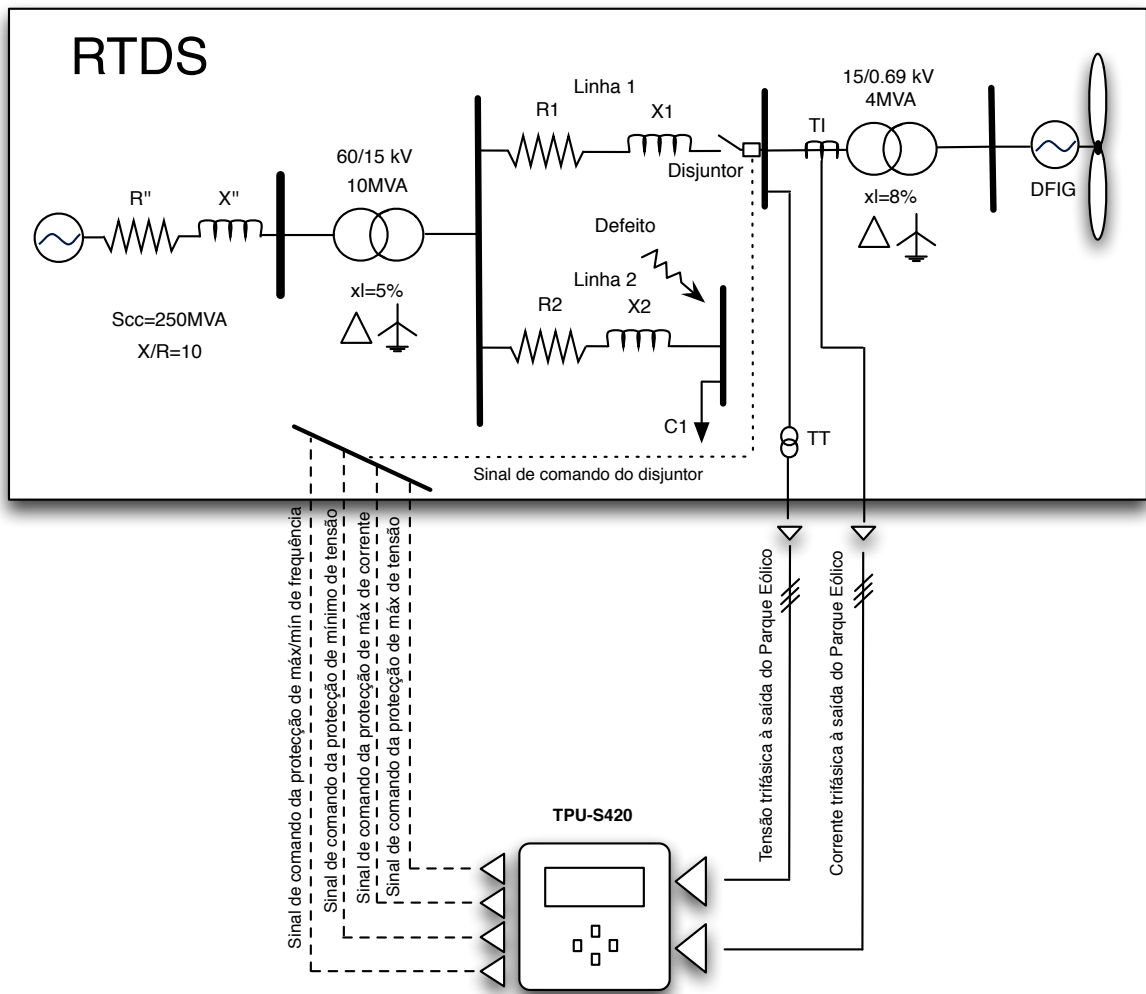


Figura 4.7: Esquema de interacção inerente à simulação

sinal.

Como é importante verificar o instante temporal de aparecimento dos eventos, no ambiente de interacção com a simulação “Runtime” foram monitorizados os sinais de saída do relé podendo assim facilmente identificar qual das protecções actuou e o instante em que a mesma ocorreu localizando assim a protecção responsável pela retirada de serviço do parque eólico no caso de coexistência de ordens de disparo. Para efeitos de simulação considerou-se o fornecimento por parte da máquina de indução duplamente alimentada de $0.75pu$ de potência activa e $0.15pu$ de reactiva a uma velocidade de vento de $12m/s$ constante. Estando a máquina em regime nominal (após o arranque), simulou-se um defeito tendo origem em ($t = 0s$) tendo uma duração máxima de ($t = 4s$). Este tempo de duração é bastante exagerado e excede a gama temporal observada nos resultados gráficos pois espera-se que a protecção actue previamente retirando o parque eólico de serviço.

Os resultados obtidos são gráficos de tensão, corrente e frequência à saída do parque eólico aliados com o estado digital das respectivas protecções, sendo que estando estas no estado

lógico “1” estão activas (abertura do disjuntor da linha de interligação do parque eólico representado na Figura 4.7).

A corrente programada no relé digital é de $1,3I_n$, sendo que I_n é a corrente nominal da linha de interligação, logo tendo a linha uma capacidade de transporte nominal superior à potência instalada do parque eólico, é expectável que em regime nominal a corrente obtida seja inferior a $1p.u.$.

4.7.2 Testes em malha fechada ao Cenário A de protecções

Após o relé digital TPU-S420 da EFACEC ter sido parametrizado com os parâmetros do cenário A, conforme o explicitado na tabela 3.1, deu-se inícios aos testes. Os gráficos das Figuras 4.8, 4.9, 4.10 apresentam os resultados de tensão, corrente e frequência assim como a resposta digital das suas respectivas protecções.

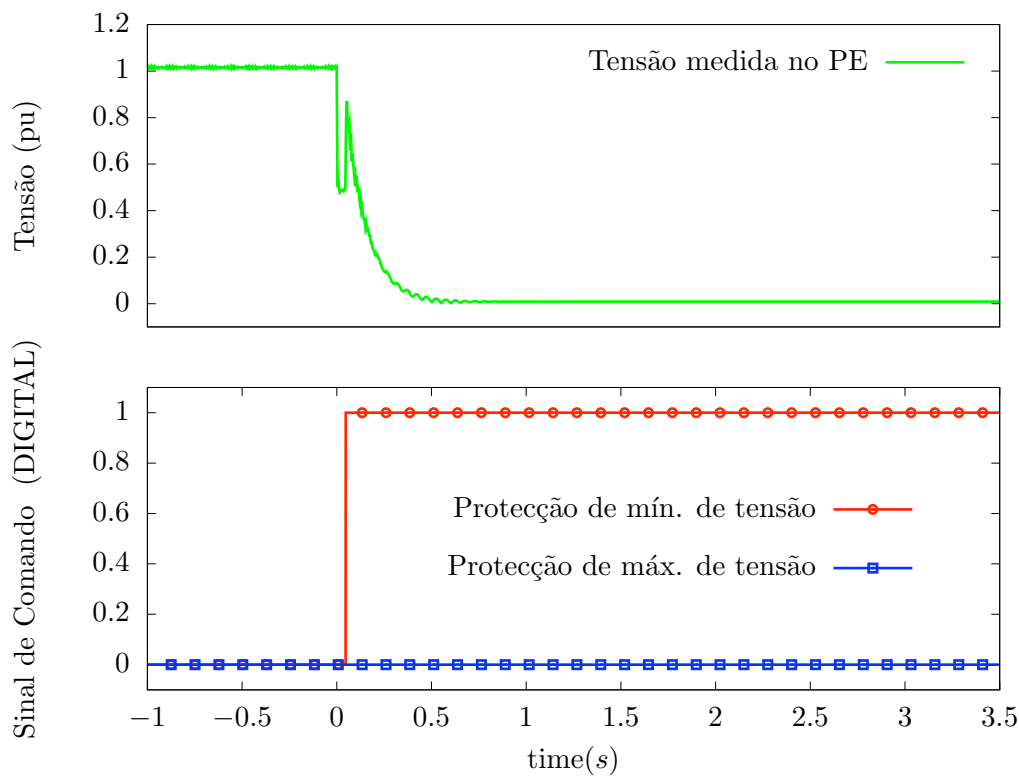


Figura 4.8: Tensão no Parque Eólico no cenário A e respectivas protecções

Como se pode verificar através do gráfico da Figura 4.8, a protecção de mínimo de tensão foi activada retirando o parque eólico de serviço. Este disparo deu-se visto que,

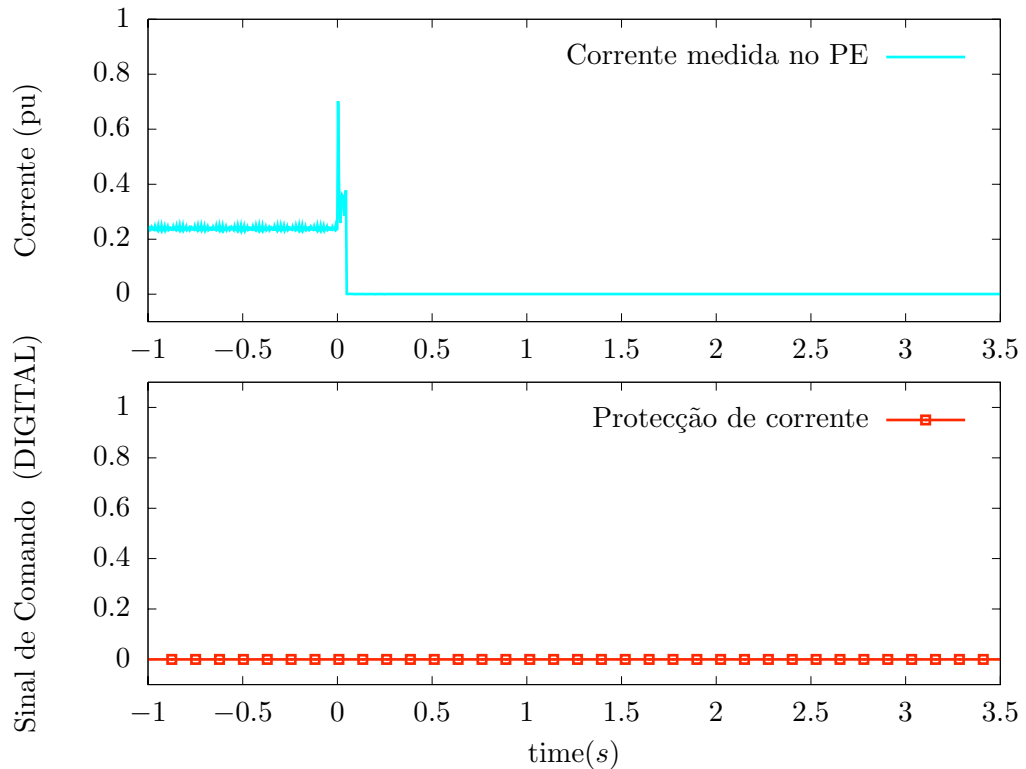


Figura 4.9: Corrente no Parque Eólico no cenário A e respectivas protecções

a tensão à saída do parque eólico desceu abaixo dos $0,85p.u.$ o que levou à actuação da protecção de mínimo de tensão que se encontrava parametrizada para este valor e com tempo de disparo instantâneo.

A protecção de máximo de corrente não foi actuada pois, para além desta encontrar-se programada com um tempo de operação de $1seg$, a magnitude da corrente não atingiu valores que justificassem o disparo.

Na Figura 4.10, tem-se o comportamento da frequência aos terminais no parque eólico, assim como o da protecção de mínimo e máximo de frequência denominada somente por protecção de frequência. Como se pode observar não houve disparo por frequência. Todavia, logo após a aparição do defeito, existem perturbações de frequência que podem ser visualizadas no gráfico da frequência. Estes fenómenos serão abordados no final desta secção juntamente com a apresentação dos resultados do cenário B.

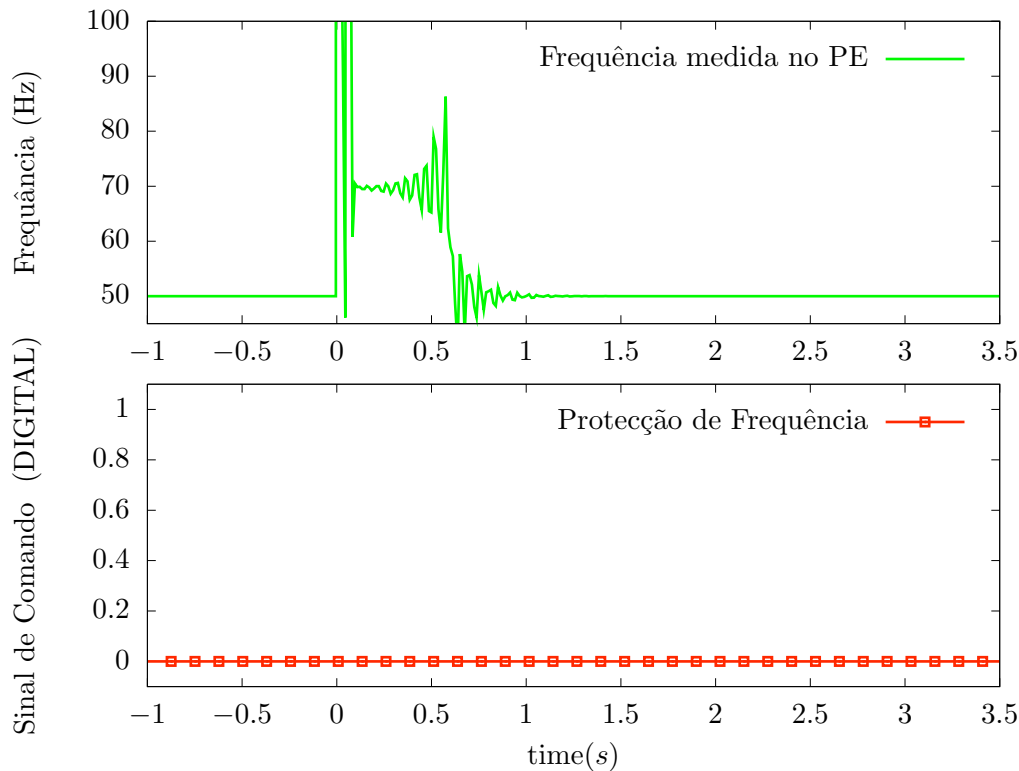


Figura 4.10: Frequência no Parque Eólico no cenário A e respectivas protecções

4.7.3 Testes em malha fechada ao Cenário B de protecções

Seguindo a metodologia idêntica à adoptada no cenário A, parametrizou-se agora o relé digital com os parâmetros do cenário B expostos na tabela 3.2. Os resultados obtidos encontram-se ilustrados nas Figuras 4.11, 4.12, 4.13.

Como se pode constatar por inspecção dos resultados obtidos, mais uma vez houve disparo do disjuntor pondo o parque eólico fora de serviço.

Este disparo foi provocado ao fim de 1seg após o início do defeito como pode verificar-se na Figura 4.11, tendo sido provocado pela protecção de mínimo de tensão parametrizada para actuar para tensões inferiores a $0,85p.u.$ e com duração maior ou igual a 1seg .

A protecção de corrente não é activada, visto que a corrente não viola os valores parametrizados. A protecção de frequência, tal como no cenário anterior não provocou disparo do disjuntor.

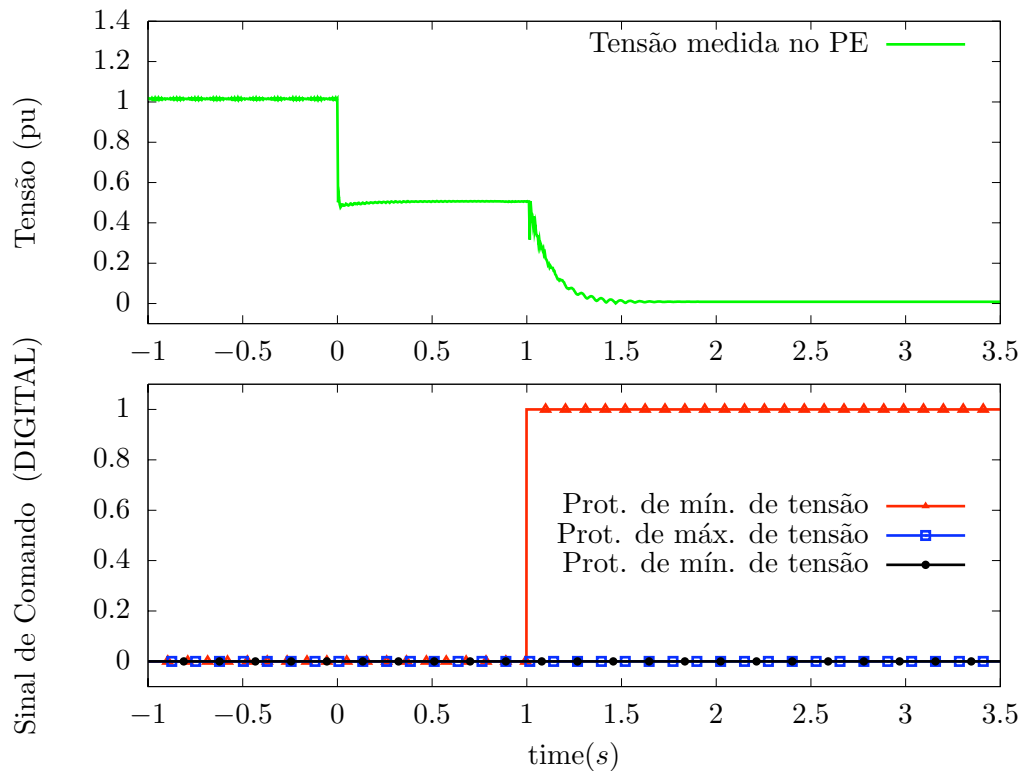


Figura 4.11: Tensão no Parque Eólico no cenário B e respectivas protecções

Em ambos os gráficos, Figura 4.10 e Figura 4.13 pode-se visualizar uma grande perturbação após o aparecimento do defeito. Essa perturbação está associada ao método utilizado para a medição da frequência, encontrando-se este explicado assim como a causa de má medição de frequência, no Anexo B.

A protecção TPU S-420 da EFACEC internamente detém um filtro passa baixo eliminando essas variações elevadas de frequência tal como o demonstrado no diagrama de blocos da Figura 4.14 limitando com isto a frequência à uma gama de variações admissível a circuitos associados a um sistema eléctrico de energia.

É também de salientar, que tanto para o cenário A como para o cenário B, após o parque eólico ter sido retirado de serviço, há uma estabilização da frequência em $70Hz$ sendo que, devido ao controlo de frequência da máquina passado uns instantes volta a estabilizar nos $50Hz$. Esta situação já não é de importância do ponto de vista das protecções pois o parque eólico já se encontra desligado da rede e a protecção de frequência encontra-se bloqueada devido ao baixo valor da tensão existente, sendo esta a razão da inexistência de disparo por violação de máximo de frequência.

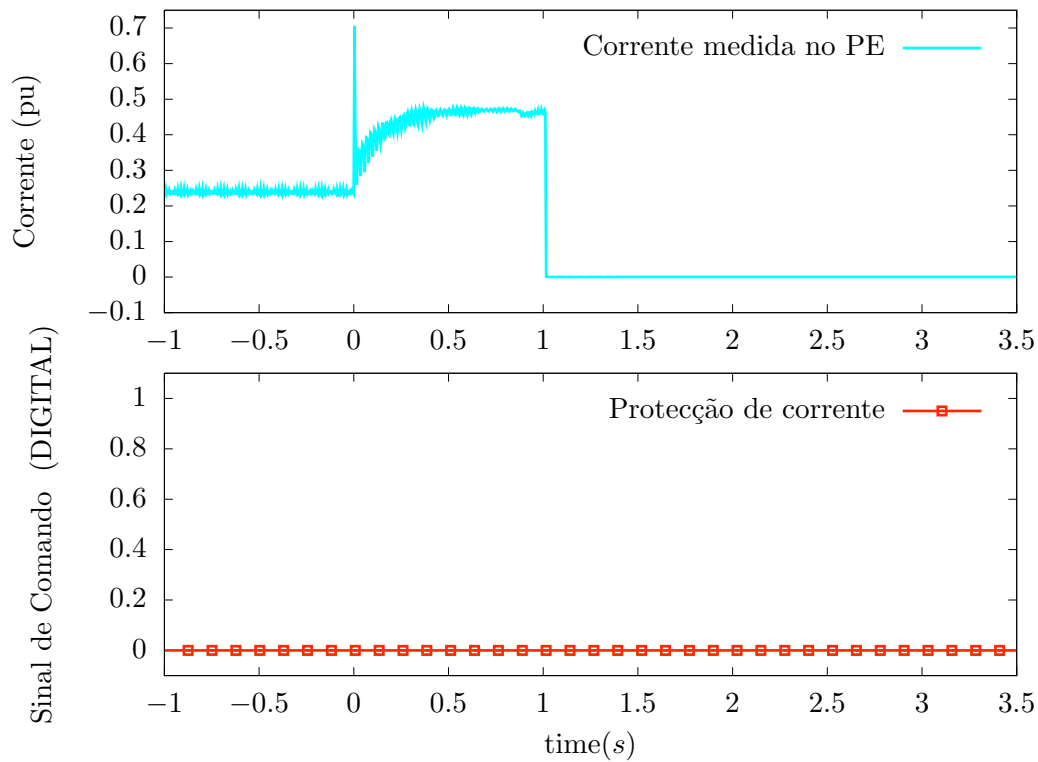


Figura 4.12: Corrente no Parque Eólico no cenário B e respectivas protecções

4.7.4 Conclusões dos testes em malha fechada para ambos os cenários de protecção

Conclui-se assim que para este caso de estudo, ambos os cenários de protecção em vigor não permitem o cumprimento do “Ride-through Fault” pois retiram o parque eólico de serviço devido a violações da protecção de mínimo de tensão.

O gráfico da Figura 4.13 carece de uma análise pormenorizada de modo a verificar o comportamento da frequência entre os instantes de ocorrência do defeito até à abertura do disjuntor. Para isso, foi efectuada uma ampliação do gráfico para essa zona e, para os limites parametrizados na protecção de frequência sendo representada na Figura 4.15.

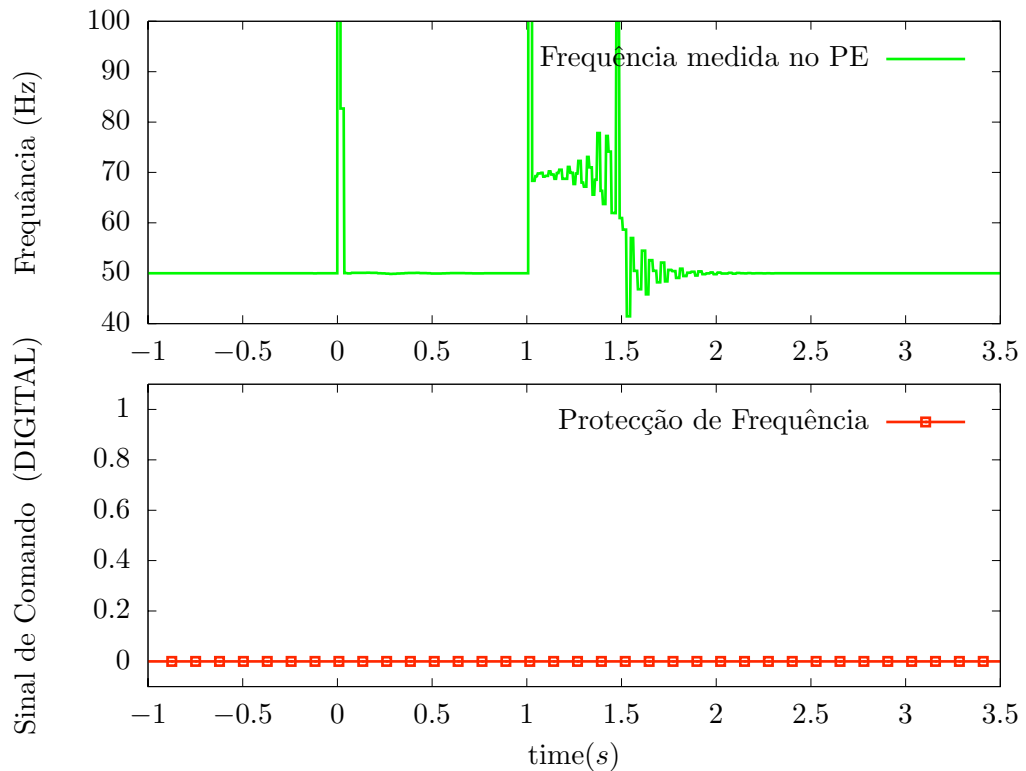


Figura 4.13: Frequência no Parque Eólico no cenário B e respectivas protecções

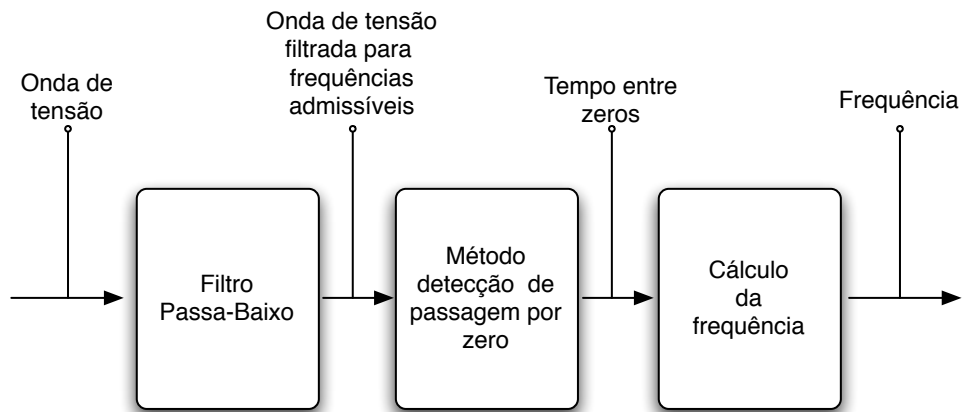


Figura 4.14: Medição de frequência em relé digital (TPU-S420)

Como é possível observar na Figura 4.15, excluindo o aparecimento de uma violação de frequência de alto valor que por sua vez é filtrada no relé digital, não existe violação da protecção de frequência, mesmo estando o defeito em permanência por 1seg.

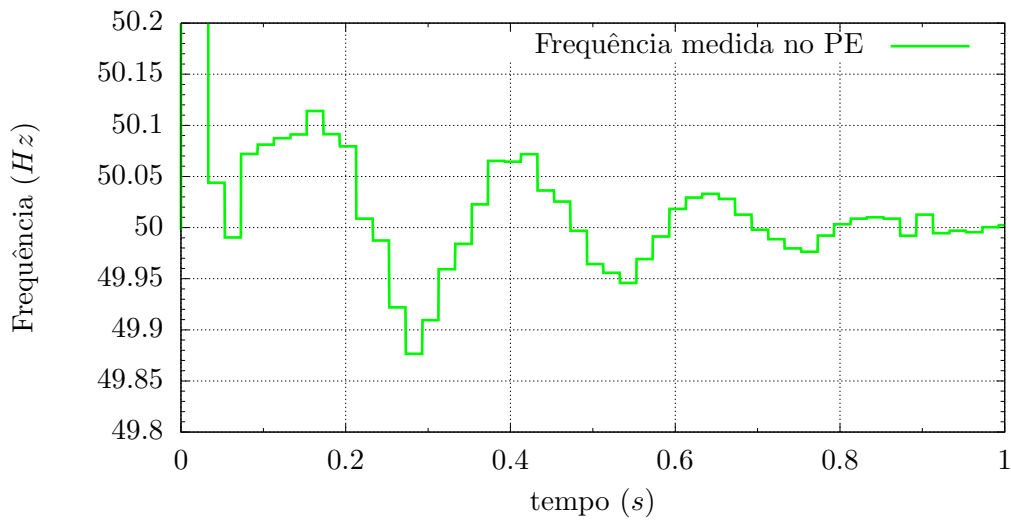


Figura 4.15: Frequência PE cenário B ampliada a zona de análise

4.8 Resumo

Neste capítulo foi apresentado o simulador RTDSTM assim como os seus componentes e filosofia de operação. Foi ainda apresentada a rede de testes utilizada e introduzido o conceito de circuito fechado utilizando a rede em questão interligada com o relé digital exterior TPU S-420 da EFACEC. Ensaios aos cenários de protecção foram efectuados em circuito fechado sendo apresentados os resultados e, retirada a conclusão principal que é a incompatibilidade dos mesmos com o “Ride-through Fault”.

Capítulo 5

“Ride-through Fault”: parametrização no relé digital EFACEC TPU-S420

Este capítulo apresenta o método de detecção da curva de “Ride-through Fault” passível de ser programado num relé digital possibilitando o cumprimento deste serviço de sistema por parte do sistema de protecções de interligação de parques eólicos com a rede de distribuição.

Testes ao conceito adoptado são efectuados no *Real Time Digital Simulator*. A metodologia de integração do método de detecção da curva de “Ride-through Fault” com o relé EFACEC TPU-S420 é apresentada.

Ensaio em circuito fechado são efectuados entre o **RTDSTM** e o relé EFACEC TPU-S420 para validação do novo esquema de protecções determinado, para o cumprimento do “Ride-through Fault”.

5.1 Necessidade de mudança no actual esquema de protecções para interligação de parques eólicos com a rede de distribuição

Conforme o observado no capítulo 4, os sistemas de protecções com as parametrizações actualmente adoptadas não permitem o cumprimento do “Ride-through Fault”, pois retiraram os parques eólicos de serviço.

Sendo o “Ride-through Fault” uma exigência aos fabricantes de aerogeradores, assim como aos promotores dos parques eólicos, dentro em breve será também uma exigência a nível dos sistemas de protecções que, por sua vez, terão de possibilitar o cumprimento deste

serviço de sistema reduzindo assim as saídas de serviço dos parques eólicos.

Torna-se então necessário criar uma metodologia que permita a alteração da função de protecção de mínimo de tensão de modo a que esta, não actue para um valor parametrizado fixo, mas sim, de uma forma dinâmica detectando eventuais violações do perfil de tensão do parque eólico em função do tempo, de acordo com a curva de “Ride-through Fault” estabelecida.

5.2 Análise da curva “Ride-through Fault”

De modo a iniciar o estudo de uma possível metodologia de implementação da curva de “Ride-through Fault” nas protecções, procedeu-se à análise matemática da mesma conseguindo assim caracterizá-la quanto à sua parametrização e discretização.

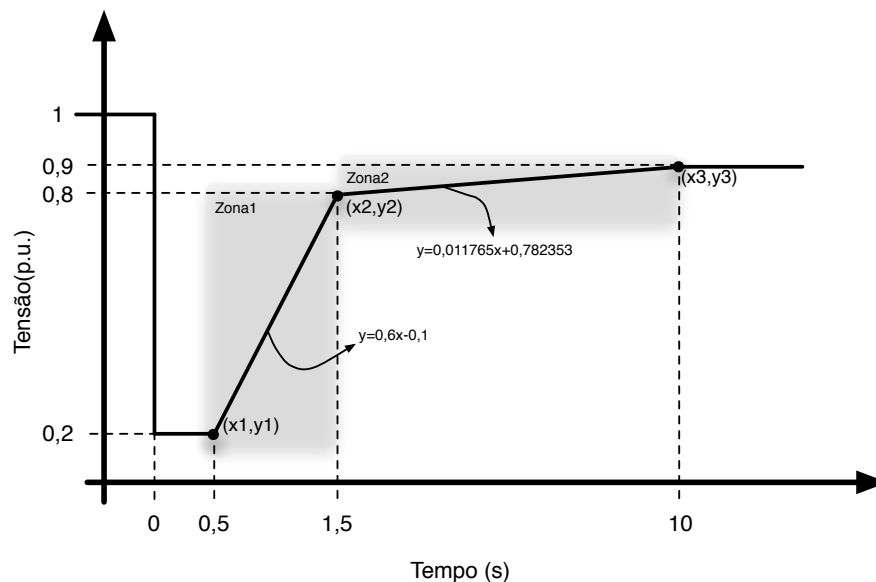


Figura 5.1: Análise da curva de “Ride-through Fault” Portuguesa

Conforme o ilustrado na Figura 5.1 procedeu-se à separação da curva em duas zonas (zona1, zona2) tendo cada zona uma recta associada com declives diferentes. Estas duas zonas podem ser caracterizadas matematicamente através da equação reduzida da recta descrita na equação 5.1.

$$y = mx + b \quad (5.1)$$

sendo que m é o declive da recta e pode ser calculado através de:

$$m = \frac{y_k - y_{k-1}}{x_k - x_{k-1}} \quad (5.2)$$

Substituindo pelos pontos do gráfico da Figura 5.1 obtêm-se as rectas:

- Zona1: $y = 0,6x - 0,1$
- Zona2: $y = 0.011765x + 0.78235$

Com isto, ficam parametrizadas as rectas que caracterizam matematicamente a curva de “Ride-through Fault”.

5.3 Metodologia desenvolvida para o cumprimento do “Ride-through Fault”

Componentes digitais são aproximações a componentes contínuos pois utilizam a discretização de um sinal em pequenos incrementos. O conceito de conversores analógicos para digital *ADC* exemplificam de uma forma simples o princípio de funcionamento de aparelhagem digital, isto é, o princípio da discretização de um sinal.

Conforme o ilustrado na Figura 5.2, o sinal analógico é quantificado digitalmente por pequenos patamares. Essa metodologia é utilizada em aparelhagem digital e denominada usualmente por *sampling* ou amostragem sendo que, a qualidade da amostragem aumenta com o incremento do número de amostras e redução do comprimento dos níveis de amostragem (patamares) aproximando-se cada vez mais do sinal analógico.

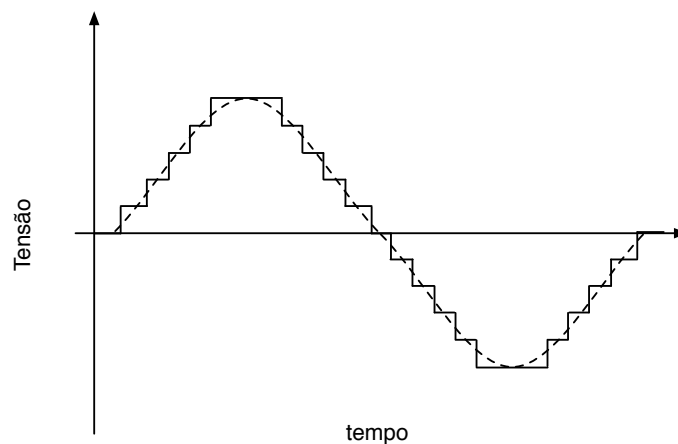


Figura 5.2: Quantificação digital de um sinal analógico

Com base neste conceito, a curva de “Ride-through Fault” poderá também ser amostrada digitalmente. Assim, a curva poderá ser parametrizada numa função de protecção

tendo em conta os valores de tensão e tempo correspondentes a cada um dos degraus de quantificação.

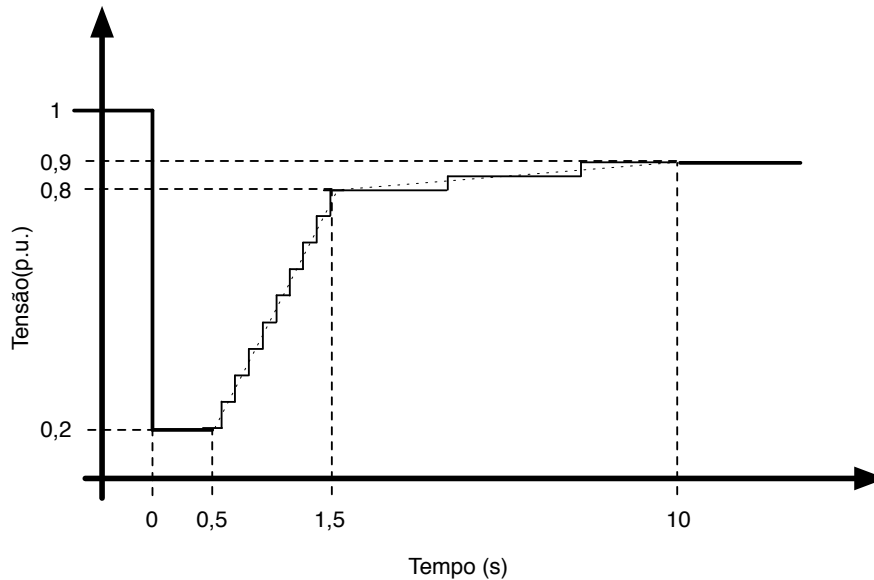


Figura 5.3: Quantificação digital da curva de “Ride-through Fault”

Através desta abordagem pretende-se que fiquem definidos pontos de comparação (tensão/tempo) sob os quais a protecção terá que reagir caso sejam ultrapassados. Todavia, a curva de “Ride-through Fault”, não poderá estar indefinidamente activa sendo que, terá que existir um elemento desencadeador do método. Foi adoptado então o conceito de uma protecção do tipo *Event-driven* (desencadeada por um evento) onde, o evento de desencadeamento escolhido foi a violação inferior da tensão num valor previamente parametrizado. Assim, a verificação das tensões/tempos da curva de “Ride-through Fault” só serão efectuadas quando houver necessidade.

O fluxograma ilustrado na Figura 5.4 demonstra a metodologia utilizada para activação da protecção de “Ride-through Fault” assim como, os critérios necessários para a actuação da mesma.

Estando a tensão aos terminais do parque eólico abaixo de um valor parametrizado ($0,9pu$ no caso da curva Portuguesa), a função “Ride-through Fault” tem início.

Com o início desta função é dada ordem de início aos temporizadores previamente parametrizados. A cada temporizador encontra-se associado um nível de tensão obtido a

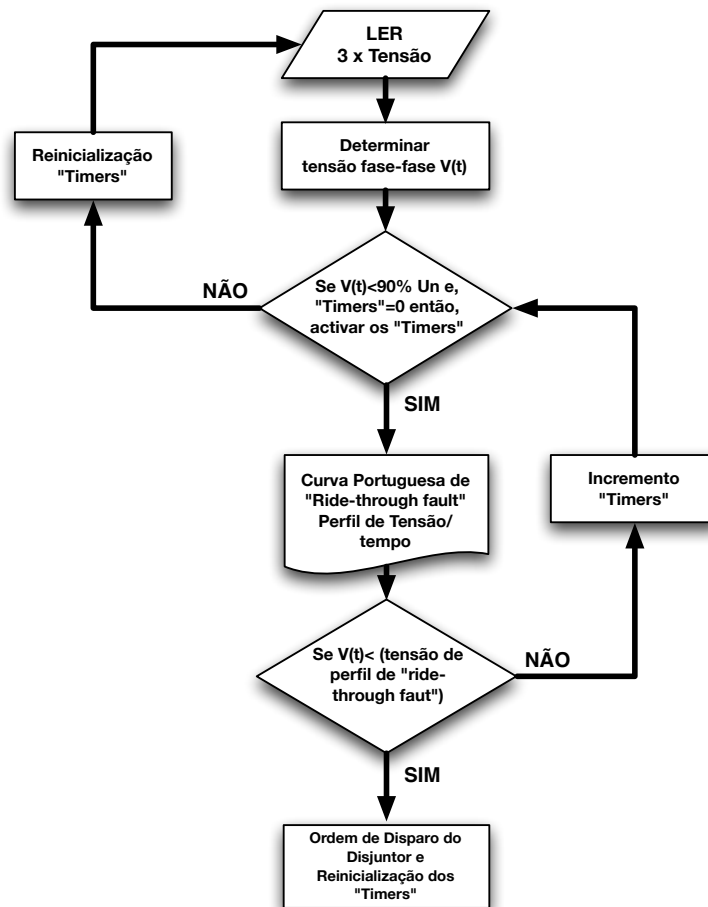


Figura 5.4: Fluxograma da função de cumprimento de “Ride-through Fault”

partir das equações da curva para cada uma das zonas. É efectuado em tempo real a comparação do valor de tensão existente aos terminais do parque eólico com o valor de tensão parametrizado sendo que, caso a tensão aos terminais do parque seja inferior à tensão estipulada pela curva o comparador encontrar-se-á activo. Estando um comparador activo e, o seu respectivo temporizador também activo, significa que houve intersecção ou violação da curva de “Ride-through Fault” logo, é dada ordem de abertura ao disjuntor da subestação.

De modo a testar o funcionamento deste conceito, uma vez tendo a máquina de indução duplamente alimentada com capacidade de cumprimento do “Ride-through Fault” modelizada no **RTDSTM**, efectuaram-se testes em circuito aberto (sem a inclusão do relé digital) a este conceito sendo o princípio utilizado para a programação da função no simulador, explicada na próxima secção.

5.4 Testes em RTDSTM à metodologia desenvolvida para o cumprimento do “Ride-through Fault”

Utilizando o esquemático de simulação apresentado na Figura 5.7, utilizou-se o RTDSTM para testar o funcionamento do conceito apresentado na secção 5.3. Para tal, utilizou-se como auxílio blocos de comparação e temporizadores existentes na biblioteca do simulador. Por uma questão de limitação de física de “hardware” foi decidido efectuar o teste com auxílio de doze pares de comparadores/temporizadores digitalizando assim a curva de “Ride-through Fault” em doze patamares conforme o ilustrado na Figura 5.5.

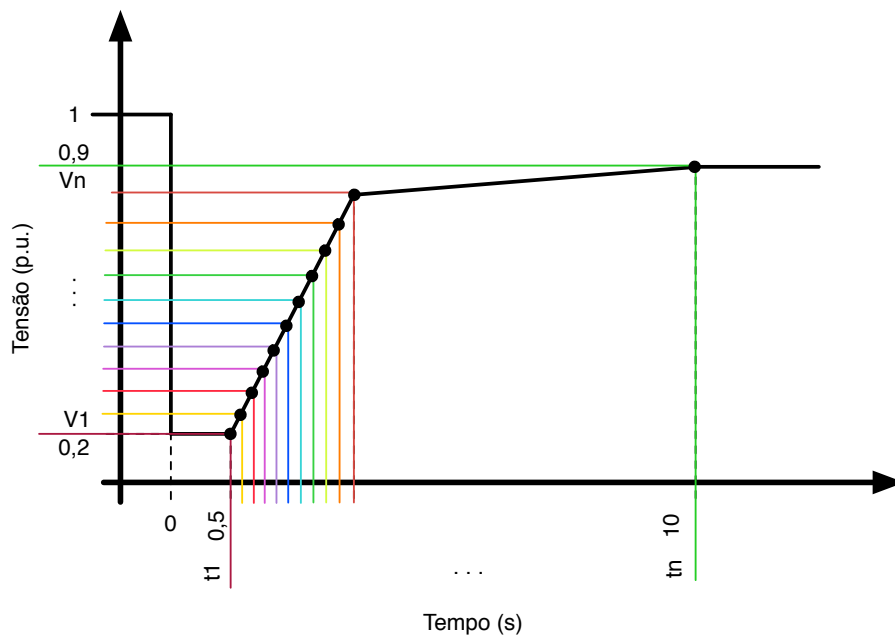


Figura 5.5: Curva de “Ride-through Fault” parametrizada para simulação

Quanto à lógica utilizada, encontra-se ilustrada na Figura 5.6.

O processo de activação da função de protecção de “Ride-through Fault” é iniciado assim que a tensão do parque desce abaixo de $0,9pu$, devido à mudança de estado do comparador. Uma vez essa função iniciada, é dada ordem de início de contagem aos temporizadores que, inicialmente encontram-se no estado lógico “0” sendo que, ao fim do tempo para que estão programados passam ao estado lógico “1”. A cada temporizador, encontra-se associado um comparador que comparará a tensão aos terminais do parque eólico com valores previamente definidos obtidos através da discretização da curva de

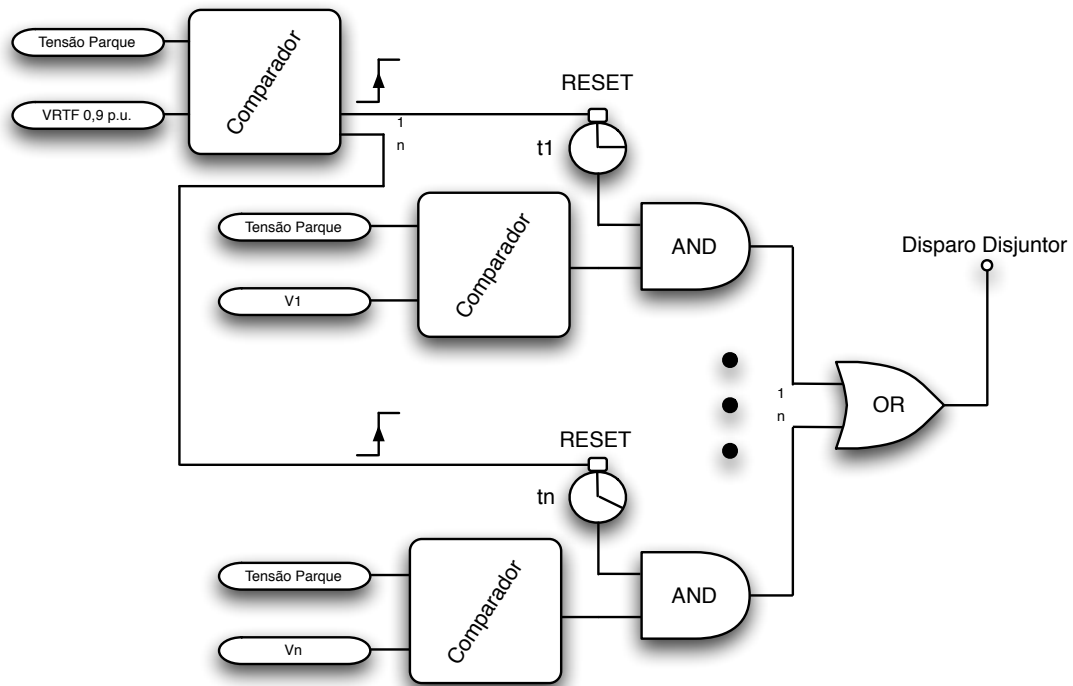


Figura 5.6: Esquema lógico utilizado na simulação

“Ride-through Fault”. Quando a tensão aos terminais do parque eólico se encontra igual ou inferior ao valor definido no comparador, este transita do estado “0” para o estado “1”. Estando um temporizador e o seu respectivo comparador no estado lógico “1” significa que fisicamente, a curva de “Ride-through Fault” foi violada visto que, para um dado tempo “X” programado, a tensão aos terminais do parque eólico encontra-se abaixo do valor “Y” correspondente. Logo, da conjunção destas duas violações será dada a ordem de abertura do disjuntor.

Os valores utilizados para parametrização dos comparadores e temporizadores, de acordo com a equação da curva de “Ride-through Fault” encontram-se apresentados na Tabela 5.1.

Os resultados obtidos após os testes encontram-se ilustrados na Figura 5.8 sendo que os valores de resistência de defeito utilizados para cada um dos casos encontram-se discriminados na Tabela 5.2.

Como pode-se verificar através dos resultados expostos na Figura 5.8, a curva tensão/tempo de “Ride-through Fault” está a ser respeitada havendo disparos na existência de violação da mesma. Esta simulação permitiu verificar o bom funcionamento do conceito inerente

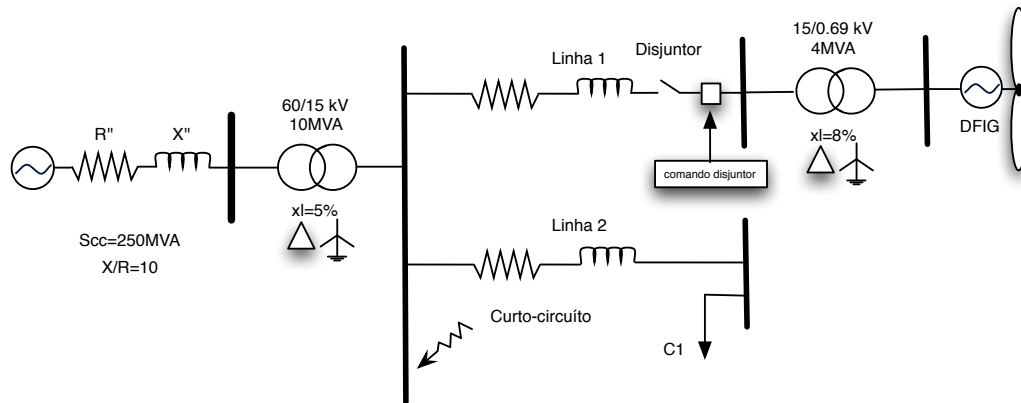


Figura 5.7: Esquemático de simulação utilizado

Comparador	Tempo definido (segundos)	Tensão definida (p.u.)
Comparador 1	0.5	0.20
Comparador 2	0.6	0.26
Comparador 3	0.7	0.32
Comparador 4	0.8	0.38
Comparador 5	0.9	0.44
Comparador 6	1.0	0.50
Comparador 7	1.1	0.56
Comparador 8	1.2	0.62
Comparador 9	1.3	0.68
Comparador 10	1.4	0.74
Comparador 11	1.5	0.80
Comparador 12	1.6	0.8012

Tabela 5.1: Valores de tempo e tensão utilizados para parametrização dos comparadores

Caso	Abaixamento de tensão	Resistência de defeito
Caso 1	0.57	0,8 Ω
Caso 2	0.61	1 Ω
Caso 3	0.67	1,2 Ω

Tabela 5.2: Abaixamento de tensão e resistência de defeito associada para cada caso simulado

ao método todavia, existe um defeito associado ao mesmo que encontra-se ilustrado na Figura 5.9.

Para valores de tensão situados entre os pontos de comparação/actuação dá-se a violação da curva de “Ride-through Fault”, havendo a detecção da mesma somente no ponto de comparação/actuação seguinte. Conforme o ilustrado na Figura 5.9, essa violação poderá atingir no limite um tempo de violação t_3 , que será um valor marginalmente próximo

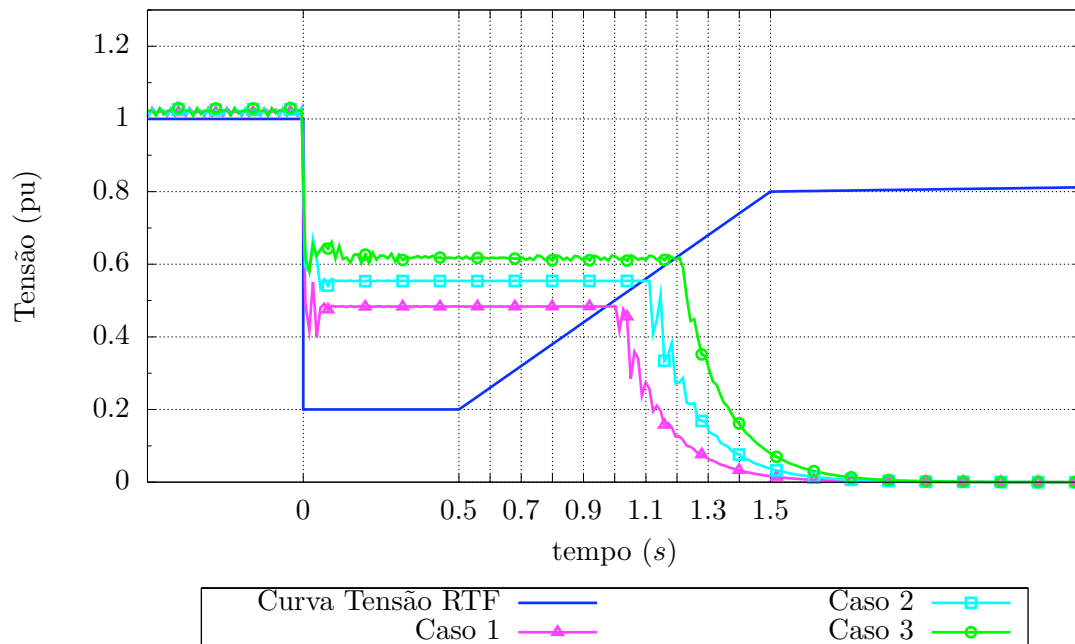


Figura 5.8: Resultados obtidos em simulação à metodologia desenvolvida

do tempo entre comparações. Este caso extremo de violação dar-se-á para situações em que o valor da tensão do parque é ligeiramente superior ao valor parametrizado num ponto de comparação.

Para o caso implementado, tendo em conta que o tempo entre comparações foi de $100ms$, a violação da curva poderá assumir valores bastante próximos desta magnitude o que, para sistemas de protecções, onde usualmente existem tempos de actuação de protecção de 1 – 3 ciclos ($20 - 60 ms$) torna-o num tempo bastante elevado. Em casos onde o tempo entre comparações tenha de ser superior (por limitações físicas), o tempo de violação da curva assumirá um valor ainda superior podendo tornar-se inadmissível. De modo a combater este efeito, adoptou-se uma parametrização que impossibilita a violação da curva de “Ride-through Fault”.

O conceito aliado a esta nova parametrização encontra-se ilustrado na Figura 5.10 e consiste na redução dos tempos de comparação programados provocando disparos usualmente antes da curva de “Ride-through Fault” garantido com isso, no caso extremo a intersecção com a mesma e nunca a sua violação.

Esses novos tempos de actuação utilizados para parametrização podem ser calculados através da equação 5.3

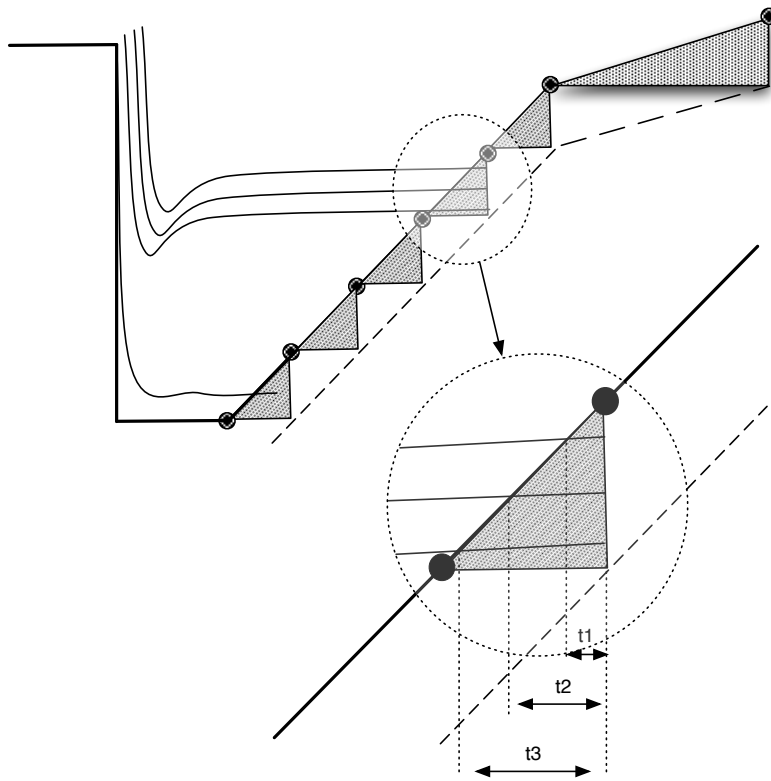


Figura 5.9: Violação da curva de “Ride-through Fault”

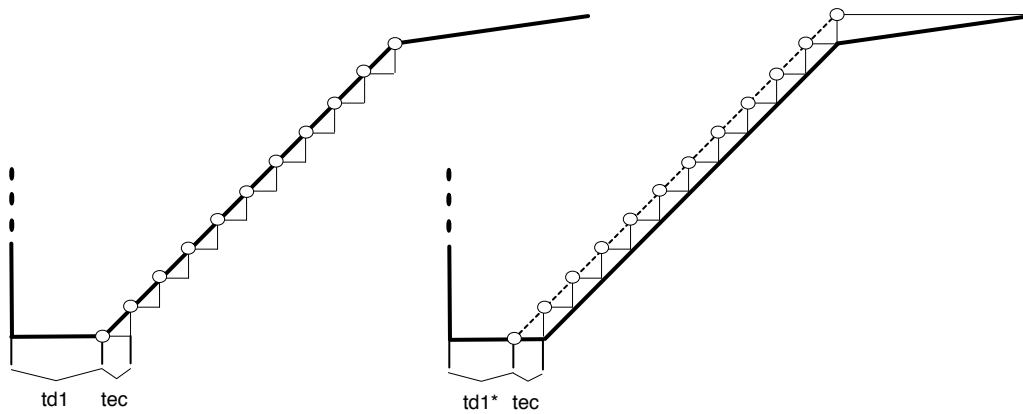


Figura 5.10: Translação temporal da parametrização

$$td_i^* = td_i - tec \quad (5.3)$$

Basicamente, procedeu-se ao adiamento dos tempos de comparação, tendo como valor base de adiamento o passo entre as comparações tec , conforme o ilustrado na Figura 5.10, sendo que o valor de tensão associado a cada tempo de comparação/actuação permanecerá inalterado.

Este procedimento de adiantamento da curva de “Ride-through Fault” irá definir uma nova curva de disparos cuja a equação poderá ser facilmente determinada, visto que o declive da mesma manter-se-á inalterado havendo somente alteração na ordenada na origem. Essa nova ordenada na origem pode ser calculada através de:

$$b = y - mx \tag{5.4}$$

De seguida, escolhendo um qualquer ponto na Tabela 5.1 poderá calcular-se o novo tempo a parametrizar. Tomando o caso do comparador 1, o novo tempo de disparo poderá ser calculado com base na equação 5.3 substituindo os valores respectivos apresentados na Tabela $td_1^* = td_1 - 0.1 = 0.4$.

Portanto, os valores de x, y , tempo, tensão respectivamente serão:

- $x = t = 0.4$ segundos
- $y = V = 0.2$ p.u. (conforme a Tabela 5.1)

Mantendo-se o declive igual, a nova ordenada na origem será dada por:

$$b = -0.04$$

Obtendo assim a nova equação da recta 1:

$$y = 0.6 \times x - 0.04 \tag{5.5}$$

Nesta fase, e dada a escassez de comparadores/temporizadores, optou-se por parametrizar somente a recta com maior grau de severidade no que toca à detecção que, para a curva apresentada é a recta 1 pois apresenta maior declive.

Posto isto, a equação apresentada em 5.5 passa a ser a equação de disparo da protecção sendo que, através dela é possível proceder à determinação dos novos tempos de parametrização.

5.5 TPU S-420 EFACEC com “Ride-through Fault”: Teste em tempo real com ajuda do RTDS™

5.5.1 Implementação de “Ride-through Fault” na EFACEC TPU S-420

Após o conceito inerente à detecção de situações de violação da curva “Ride-through Fault” ter sido testado através de simulação no RTDS™, conforme o demonstrado na secção 5.4, torna-se imperativo testar o mesmo conceito num relé digital comercial utilizado em subestações. O relé disponível para a execução destes testes foi o EFACEC TPU S-420 já utilizado em testes em circuito fechado no Capítulo 4.

Este relé digital dispõe de um *software* de interface para programação e parametrização denominado de *WINPROT*, sendo que dentro deste existem 6 módulos:

- **WinSettings** – Módulo onde o utilizador pode efectuar a parametrização das diferentes protecções: desde tempos a valores de actuação, assim como programação de temporizadores e funções de automatismo.
- **WinLogic** – Módulo que permite ao utilizador editar as funções lógicas por trás das funções de protecção, assim como a criação de novas funções lógicas através de blocos de lógica auxiliar permitindo a interacção com as existentes.
- **WinReport** – Módulo de visualização dos eventos e oscilografias inerentes ao relé digital.
- **WinMimic** – Módulo que permite ao utilizador editar o sinóptico do relé digital.
- **WinTest** – Módulo de Teste da Unidade.
- **WinCode** – Módulo de actualização de firmware da unidade.

As funções de protecção implementadas neste relé digital são funções estáticas, na medida em que actuam para um dado valor parametrizado num tempo definido pelo utilizador. O pretendido com o conceito de “Ride-through Fault” é a implementação de um esquema de protecção dinâmico que, após a ocorrência de um evento, em função do tempo, verifique a violação de um determinado valor parametrizado e, num instante de tempo seguinte verifique a violação de um novo valor parametrizado até que estejam completas todas as verificações. Este tipo de função não se encontra implementado de fábrica dentro da protecção EFACEC TPU-S420, pelo que torna-se necessário encontrar uma estratégia que permita este tipo de funcionamento. Com isso, os relés existentes podem ser facilmente programados sem que sejam necessários gastos adicionais.

Dado este desafio e, analisando as opções existentes entre os blocos de lógica interna do relé traçou-se a seguinte estratégia:

- Em primeiro lugar, utilizou-se o primeiro escalão da protecção de mínimo de tensão como evento de desencadeamento da função de “Ride-through Fault” encontrando-se este parametrizado para actuar para tensões inferiores a $0.9p.u.$ com um tempo de disparo instantâneo.
- A temporização foi efectuada em temporizadores auxiliares disponíveis no relé. Estes temporizadores foram programados para transitarem de estado (de “0” para “1”) ao fim do tempo para o qual encontram-se parametrizados.

- Como método de comparação entre os valores de tensão disponíveis no parque eólico e os valores de tensão da curva de “Ride-through Fault”, utilizou-se a função “Medida” também disponível na biblioteca de funções auxiliares da EFACEC TPU-S420. Esta função usualmente é utilizada para o envio de avisos através do sinóptico quando as grandezas programadas são violadas inferiormente ou superiormente.

As alteração destas funções, adaptando-as ao caso pretendido juntamente com blocos de lógica auxiliar existente no relé, permitiu chegar à parametrização desejada para detecção e cumprimento da curva de “Ride-through Fault”.

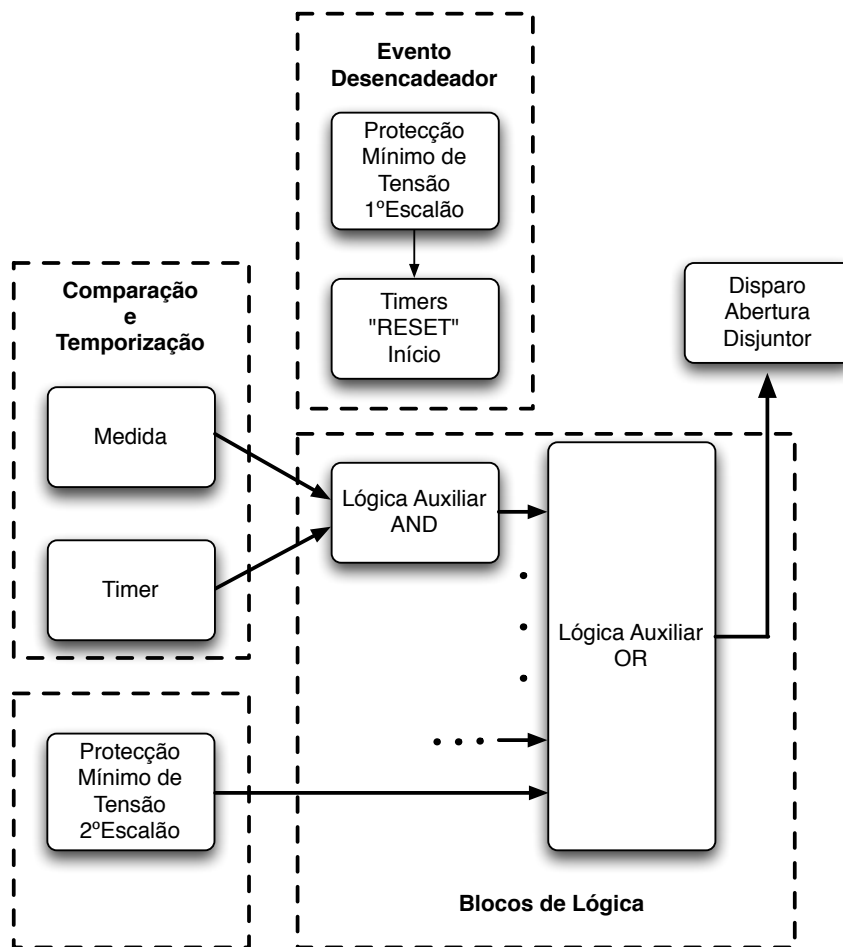


Figura 5.11: Diagrama de blocos da implementação lógica

O diagrama de blocos esquematizado na Figura 5.11 permite a compreensão das interações existentes entre as diferentes funções necessárias para o cumprimento do “Ride-through Fault” no relé EFACEC TPU-S420.

Pretende-se que, após a detecção de um abaixamento de tensão e respectiva activação do

primeiro escalão da função de mínimo de tensão seja enviada ordem de re-inicialização aos temporizadores e respectivo início da contagem para os valores parametrizados respectivamente. Nos blocos de “Comparação e Temporização” e “Lógica” esquematizados na Figura 5.11 podem existir as seguintes situações:

- Na existência de violação de uma medida e do tempo do respectivo temporizador, o bloco de lógica irá detectar esse evento e enviar a ordem de abertura ao disjuntor da subestação. Esta situação significa que houve violação da curva de “Ride-through Fault”
- Na existência de violação de um temporizador e não violação da medida associada, o bloco de lógica não deverá enviar ordem de abertura do disjuntor. Esta situação significa que, para um dado tempo, o perfil de tensão no parque eólico não se encontrava baixo suficientemente não havendo transgressão da curva. Nesta situação, o perfil de tensão do parque eólico encontrar-se-á na zona admissível da curva de “Ride-through Fault”.
- Na existência de violação de uma medida e não violação do temporizador associado, o bloco de lógica não deverá enviar ordem de abertura ao disjuntor. Esta situação significa que o perfil de tensão do parque eólico encontra-se abaixo de um determinado valor, todavia, ainda dentro da zona admissível da curva de “Ride-through Fault” podendo ainda recuperar devido a uma eventual eliminação do defeito.

O segundo escalão da função de protecção de mínimo de tensão encontra-se sempre activo e parametrizado para disparo instantâneo quando a tensão aos terminais do parque eólico encontrar-se abaixo dos $0.2p.u.$ garantindo assim a não violação da zona inferior da curva de “Ride-through Fault”.

5.5.2 Teste em circuito fechado à metodologia de protecção em situações de “Ride-through Fault”

Tendo o relé digital sido programado de acordo com o explicitado na secção 5.5.1 e parametrizado com os valores de tensão/tempo descritos na Tabela 5.3, procedeu-se ao teste em circuito fechado à metodologia adoptada para o cumprimento da curva tensão/tempo de “Ride-through Fault”.

Para a elaboração deste teste as ligações foram efectuadas de acordo com o esquemático de montagem exposto na Figura 5.12. Este princípio de funcionamento em circuito fechado já foi explicado no Capítulo 4 sendo que esta Figura se assemelha à Figura 4.7, com a diferença do local de ocorrência do defeito.

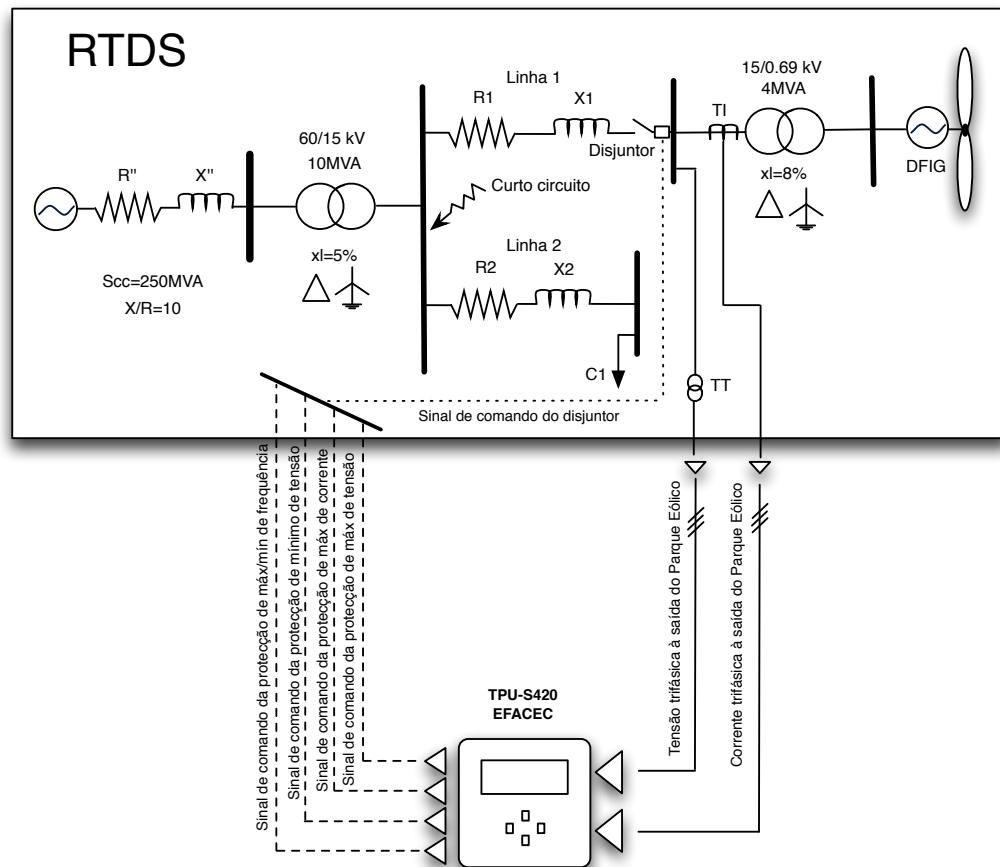


Figura 5.12: Esquemático de simulação e ligações utilizado

Os curto circuitos simulados tiveram como resistências de defeito os mesmos valores da utilizados na secção 5.4 e encontram-se expostos na Tabela 5.2. Optou-se pela utilização das mesmas resistências de defeito de modo a que as quedas de tensão obtidas fossem de magnitude idêntica às obtidas anteriormente. Acrescentou-se ainda um caso de simulação adicional com resistência de defeito mais baixa ($R = 0.2\Omega$) de modo a obter um abaixamento de tensão mais elevado possibilitando o teste à violação da curva inferiormente.

O resultado dos testes para os diferentes casos encontram-se ilustrados na Figura 5.13. Devido a limitações existentes no número de comparadores e temporizadores disponíveis no relé digital, optou-se por caracterizar somente a primeira recta da curva de “Ride-through Fault” (denominada de recta 1 na secção 5.4) por apresentar maior declive e consequentemente trazer maior dificuldade à protecção, no que toca à detecção da situação de defeito e respectiva abertura do disjuntor em tempo útil. De um modo geral, pode observar-se a

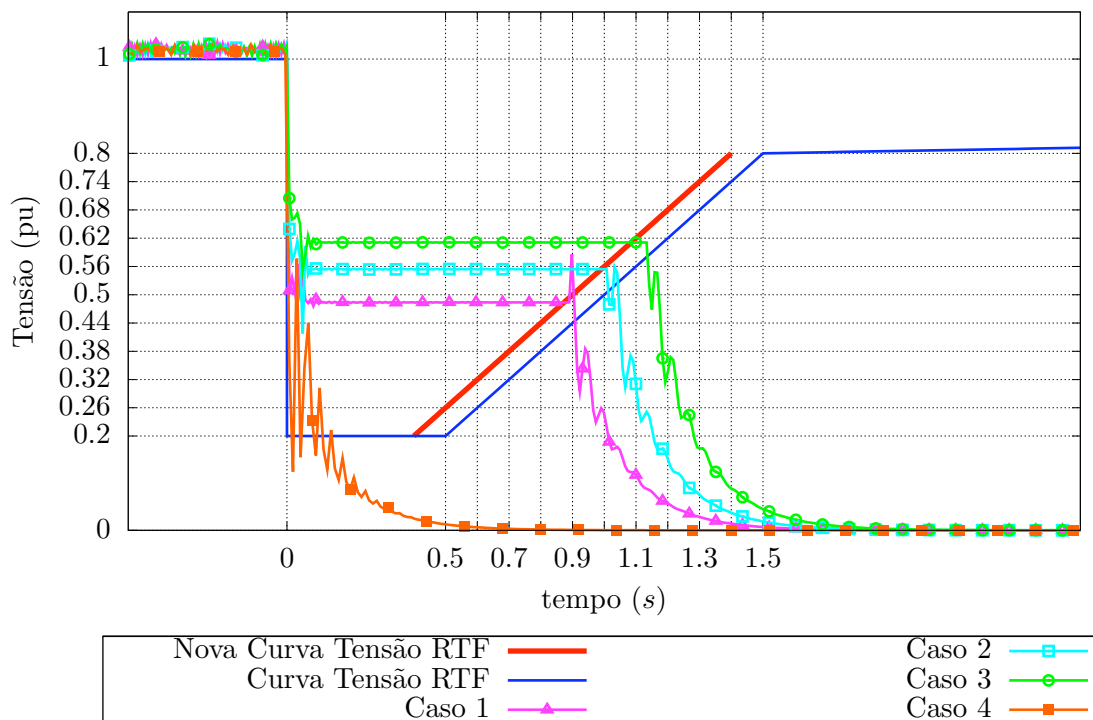


Figura 5.13: Resultados obtidos em simulação à metodologia desenvolvida

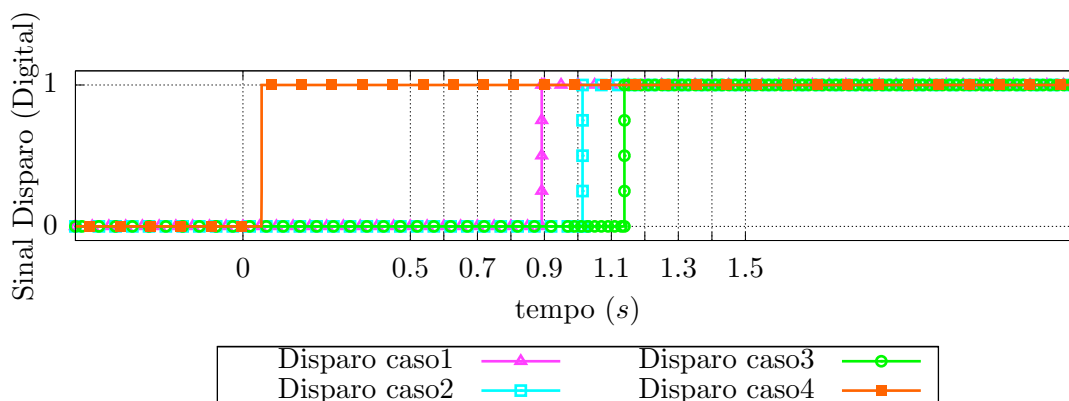


Figura 5.14: Disparos do relé digital associados aos resultados da Figura 5.13

saída de serviço do parque eólico para todos os casos simulados.

Numa análise mais pormenorizada e, começando pelo caso 4, o de defeito de maior magnitude, assim como cava de tensão. Verifica-se que, este foi detectado pelo segundo escalão de protecção da função de mínimo de tensão tendo sido dada ordem de abertura do disjuntor do parque eólico. Juntamente com a abertura do disjuntor, verifica-se um aumento de tensão devido à grande magnitude de corrente existente seguindo-se uma dimi-

Comparador	Tempo definido (segundos)	Tensão definida (p.u.)
Comparador 1	0.4	0.20
Comparador 2	0.5	0.26
Comparador 3	0.6	0.32
Comparador 4	0.7	0.38
Comparador 5	0.8	0.44
Comparador 6	0.9	0.50
Comparador 7	1.0	0.56
Comparador 8	1.1	0.62
Comparador 9	1.2	0.68
Comparador 10	1.3	0.74
Comparador 11	1.4	0.80

Tabela 5.3: Novos valores de tempo e tensão utilizados para parametrização dos comparadores no relé digital

nuição exponencial negativa da mesma. No que toca aos restantes casos, estes pertencem à zona delimitada pela recta 1. Como pode-se observar através dos resultados, as violações da recta foram detectadas e o parque eólico foi retirado de serviço. Após a detecção do defeito e, abertura do disjuntor pode verificar-se uma vez mais a diminuição exponencial da onda de tensão. Esta diminuição verifica-se visto que a medição da tensão, conforme o ilustrado na Figura 5.12 foi efectuada do lado do parque eólico e, após a abertura do disjuntor é espectável que a tensão aos seus terminais não se extinga instantaneamente devido à inércia da máquina.

Esta nova parametrização, com o adiantamento dos tempos de comparação trouxe a garantia de não violação da curva de “Ride-through Fault” original conforme pode-se observar através dos resultados.

5.5.3 Conclusões sobre a implementação da metodologia no relé EFACEC TPU-S420

A metodologia de parametrização da função “Ride-through Fault” com o adiantamento nos tempos de actuação demonstrou bons resultados. Constatou-se com estes testes, a não existência da violação da curva de “Ride-through Fault” original apesar de os disparos terem sido verificados após a nova recta definida. Por outro lado, verificou-se que nenhum dos disparos foi efectuado antes da recta definida para o efeito podendo concluir a inexistência de disparos intempestivos.

Efectuando uma análise aos tempos de disparos obtidos através do auxílio da Figura 5.14 verifica-se que os mesmos não foram efectuados nos tempos previstos. As possíveis origens desta pequena imprecisão podem ser:

- Imprecisão dos temporizadores da EFACEC TPU-S420.
- Atrasos de comunicação entre o RTDSTM e o relé digital.

- Imprecisão no evento de desencadeamento (detecção da protecção de mínimo de tensão – 1º escalão).

Os temporizadores, por serem obtidos com base no sinal de relógio do relé, têm um grau de precisão elevado. Os tempos de comunicação entre o **RTDSTM** e o relé são muito pequenos (na ordem dos μs) e, iguais para todos os casos de teste [34]. O tempo de actuação da protecção de mínimo de tensão foi parametrizado como instantâneo. Contudo, o tempo mínimo requisitado pelo relé EFACEC TPU S-420 para a detecção do valor da tensão e actuação é de $40ms$ [26]. Variações neste tempo de detecção, levará à um atraso de início dos temporizadores logo, o referencial entre o simulador e o relé digital virá esfasado temporalmente. Estando perante uma recta com uma determinada inclinação, um erro num dos eixos provocará um dado erro no outro eixo após a projecção do mesmo sobre a recta conforme pode ser observado pela Figura 5.15.

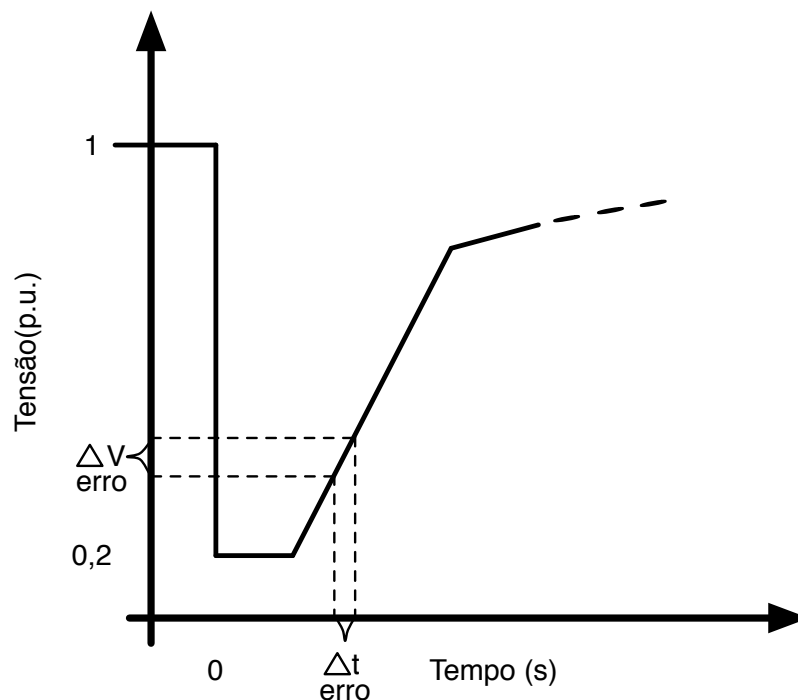


Figura 5.15: Erro de tensão introduzido pelo erro de tempo de disparo

Logo, erros temporais podem inferir erros na tensão. Como este caso não remonta ao domínio contínuo, devido à discretização da curva, situações de detecção de violação à parametrização poderão, somente serem detectadas no ponto de comparação seguinte. Contudo, a parametrização adoptada, devido à translação da curva de “Ride-through

Fault” torna-se imune a estes atrasos disparando, no pior dos casos, em cima da curva de “Ride-through Fault” real. Tendo em conta mais uma vez os valores obtidos nas simulações pode constatar-se que os erros de disparo não assumem uma magnitude muito elevada sendo sempre inferiores a meio tempo de comparação (50ms).

As restantes protecções pertencente ao cenário A de protecções de interligação apresentado no Capítulo 3 não actuaram durante os testes efectuados confirmando o constatado nos testes efectuados no capítulo 4.

Com bases nestes ensaios existe a possibilidade de definir um novo cenário de protecções que pode ser encarado como alternativa aos cenários existentes, demonstrados no capítulo 3. Este novo cenário sugerido deverá contemplar as protecções e as parametrizações expostas na Tabela 5.4.

Protecção	Regulação	Tempo de Actuação
Máximo de Tensão homopolar	a calcular	instantâneo
3 × Mínimo de Tensão	Curva de Ride-through Fault	
3 × Mínimo de Tensão (2º escalão)	20 % U_n	instantâneo
2 × Máximo de Tensão	115 % U_n	instantâneo
Mínimo/Máximo de Frequência	49.8/50.2 Hz	instantâneo
3 × Máximo de Corrente	1.3 I_n	1 segundo

Tabela 5.4: Parametrização de protecções de um novo cenário proposto

Pretende-se com este cenário manter as protecções e parametrizações do cenário A apresentado no Capítulo 3, (na Tabela 3.1) efectuando somente a alteração da função de mínimo de tensão conforme o proposto no presente Capítulo. A inclusão do segundo escalão na protecção de mínimo de tensão é efectuada com o objectivo de detectar violações na zona inferior da curva de “Ride-through Fault”.

Este terceiro cenário de protecções de interligação de produção dispersa com a rede de distribuição poderá ser denominado de cenário C e, deverá ser utilizando na existência de necessidade do fornecimento do serviço de sistema de “Ride-through Fault”.

5.6 Resumo

Neste capítulo foi apresentada a metodologia de protecção desenvolvida para implementação num relé digital comercial (nomeadamente EFACEC TPU S-420) visando o cumprimento da curva de “Ride-through Fault” Portuguesa. Inicialmente, a metodologia foi explicada a nível de conceito, sendo seguido um ensaio em RTDSTM com a implementação sugerida implementada internamente com o auxílio de lógica e temporizadores.

Efectuaram-se os ensaios com o conceito proposto, detectando possíveis modificações a ser efectuadas no método para posteriormente ser implementado no relé digital. Foi efectuada a integração da função de protecção de “Ride-through Fault” no relé digital EFACEC TPU-S420. Testes em circuito fechado entre o RTDSTM Simulator e o relé EFACEC TPU-S420 foram efectuados para a respectiva validação da função proposta nesta tese.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Principais contribuições desta dissertação

Nesta dissertação, foram efectuados testes em malha fechada às parametrizações existentes nos cenários actuais de protecções utilizando um relé digital **TPU S-420 EFACEC** com o auxílio do simulador **RTDSTM** onde foi modelizada uma pequena rede de distribuição com integração de produção dispersa, nomeadamente um parque eólico com as tecnologia de aerogeradores mais utilizada no momento.

Através destes ensaios foi possível contribuir com a verificação de incapacidade do actual esquema de protecção no que toca ao cumprimento de das exigências técnicas nomeadamente o “Ride-Through Fault”.

Na procura de combater a incapacidade de cumprimento da curva de “Ride-through fault”, foi desenvolvida uma metodologia capaz de cumprir a curva tensão/tempo de “Ride-through fault” sendo que um dos objectivos primordiais era que essa metodologia pudesse ser implementada num relé comercial já existente permitindo assim, através de uma simples actualização da base de dados do relé obter a parametrização da curva inibindo gastos na substituição de aparelhagem já existente.

6.2 Conclusões

Ao longo de todo o trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação, são de salientar as conclusões abaixo indicadas.

- A máquina de Indução duplamente alimentada com capacidade de cumprimento de “Ride-through fault” é passível de ser modelizada em **RTDSTM** com a configuração existente no **RTDSTM-FEUP**. Isto permite efectuar testes em tempo real possibilitando interligações com aparelhagem externa.

- Os testes executados aos cenários de protecções vigentes programados num relé digital permitem comprovar que, neste momento, com base nas parametrizações existentes, torna-se impossível o cumprimento da norma de “Ride-through fault”. Estes testes permitiram também detectar que tal impedimento era inerente à protecção de mínimo de tensão possibilitando com isto efectuar uma estratégia de mudança orientada a esta protecção.
- Para proceder ao cumprimento do “Ride-through fault” desenvolveu-se uma filosofia de detecção da curva tensão/tempo. As simulações efectuadas em malha aberta foram de extrema importância pois permitiram verificar funcionamento da ideologia e, detectar possíveis casos de violação da parametrização dando a possibilidade de alterar a estratégia formulada antes de recorrer ao ensaio em malha fechada.
- O ensaio em malha fechada com um relé digital comercial foi primordial pois permitiu efectuar a validação do conceito desenvolvido verificando a sua funcionalidade numa aplicação real. Permitiu ainda definir um novo cenário de protecções incluindo o “Ride-through fault” e, mantendo as restantes protecções existentes. Com isto, garante-se que o parque eólico encontrar-se-á protegido como se as protecções estivessem parametrizadas para o cenário A, com a mais valia de possibilitar o cumprimento do “Ride-through fault”.

6.3 Trabalhos Futuros

O método desenvolvido nesta dissertação possibilita a execução de novos trabalhos de modo a melhorar o seu desempenho. Existem dois grandes aspectos que podem ser trabalhados para alcançar um método generalizado a partir do contributo dado com este trabalho. Os temas inerentes a estes aspectos encontram-se explicitados nas próximas secções .

6.3.1 Detecção de defeitos

Para a execução do trabalho foi considerado a ocorrência do defeito em regiões externas à linha de interligação do parque eólico com a rede eléctrica.

Esta consideração foi necessária, conforme já explicado, de modo a cumprir o imposto pelo regulamento que, considera que um parque eólico só deverá cumprir os requisitos de “Ride-through fault” se o defeito originário do abaixamento de tensão se localizar fora da linha de interligação do parque eólico com a rede eléctrica.

Na realidade, os defeitos ocorrem incontroladamente e em locais diversos podendo por isso existir defeitos na linha de interligação.

A metodologia desenvolvida nesta tese, assume que os defeitos eram em zonas externas à linha de interligação não sendo capaz de detectar a localização do defeito.

A implementação do conceito desenvolvido nesta tese numa protecção para fins comerciais

carece de uma abordagem que permita distinguir a ocorrência do defeito dentro ou fora da linha de interligação actuando somente para os defeitos externos à linha de interligação. Para a detecção de localização de defeitos foram apresentados ultimamente algumas publicações científicas abordando diferentes métodos.

Propõe-se então como trabalho futuro a implementação de um método que possibilite localizar o defeito aliado ao método de protecção de “Ride-through fault” sugerido nesta dissertação de modo a aprimorar a função na sua globalidade generalizando-a a qualquer caso.

6.3.2 Precisão do método

Apesar da verificação funcional positiva deste método, com base nos testes efectuados é conveniente aprimorar a precisão do método. Para isso é necessário aumentar o número de comparações e temporizações existentes. Estando esta quantidade limitada ao utilizador, propõe-se como um futuro trabalho, em parceria com o fabricante desenvolver um código na linguagem utilizada para a programação do autómato de modo a criar uma função de “Ride-through fault” passando esta a estar disponível de fábrica.

Referências

- [1] United Nations Statistics Division. Environmental indicators. http://unstats.un.org/unsd/environment/air_co2_emissions.htm – Última Visita – 07 de Janeiro de 2009, Setembro 2007. CO2 emission.
- [2] Plano nacional de atribuição de licenças de emissão de CO2 2008-2012. Technical report, Instituto do ambiente/ Governo Português, Junho 2008.
- [3] Global wind 2007 report. Technical report, Global Wind Energy Council, Dezembro 2007.
- [4] H. Leite, P. Ramalho, B. Silva, and R. Fiteiro. Wind Park Protection Scheme to Permit Ride-through Fault. *CIREN – 20th International Conference on Electricity Distribution*, Junho 2009.
- [5] B. Silva and H. Leite. Real-time Digital Simulation of Ride-through Fault Protection Scheme on Digital Relay. *Industry Applications (TO BE SUBMITTED)*, *IEEE Transactions on*, 2009.
- [6] U.S. Department of Energy. Wind & Hydropower Technologies Program. Technical report, Energy Efficiency and Renewable Energy, <http://www1.eere.energy.gov> – 15 Janeiro de 2009.
- [7] K.Taylor Z.Smith. *Renewable and Alternative Energy Resources: A Reference Handbook*. ABC-CLIO – Contemporary World Issues Series, 2008. ISBN 1598840894.
- [8] T. Burton, T. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi. *Wind Energy handbook*. John Wiley & Sons, 2001. ISBN:0471489972.
- [9] E. Muljadi, C.P. Butterfield, J. Conto, and K. Donohoo. Ride-through Capability Predictions for Wind Power Plants in the ERCOT Network. *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, pages 72–79 Vol. 1, Junho 2005.
- [10] T. Sun, Z. Chen, and F. Blaabjerg. Transient Analysis of Grid-connected Wind Turbines With DFIG After an External Short-circuit Fault. *Nordic Wind Power Conference*, Março 2004.
- [11] Rogério Almeida. *Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados*. PhD thesis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Rua Doutor Roberto Frias, S/N, 2006.

- [12] B. Fox, D. Flynn, L. Bryans, N. Jenkins, M. O'Malley, R. Watson, and D. Milborrow. *Wind Power Integration: Connection and System Operational Aspects*. IET, 2007. ISBN:0863414494.
- [13] A.D. Hansen and L.H. Hansen. Wind Turbine Concept Market Penetration Over 10 Years (1995-2004). *Wind Energy*, 10, pages pp. 81–97, Janeiro 2007.
- [14] J.A. Peças Lopes, M.A. Matos, J.T. Saraiva, J. Pereira da Silva, and M.T. Leão. The Iberian Electricity Market – Merging Two Commercial Operation Models Into an Integrated Market Structure. *Proceedings MedPower'02*, 2002.
- [15] L. Holdsworth, X.G. Wu, J.B. Ekanayake, and N. Jenkins. Comparison of Fixed Speed and Doubly-fed Induction Wind Turbines During Power System Disturbances. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, 150(3):343–352, Maio 2003.
- [16] A. Mullane, G. Lightbody, and R. Yacamini. Wind-turbine Fault Ride-through Enhancement. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(4):1929–1937, Nov. 2005.
- [17] Xingjia Yao, Hongxia Sui, Zuoxia Xing, and Dayong Liu. The Dynamic Model of Doubly-fed Induction Generator Based on Wind Turbine. *Automation and Logistics, 2007 IEEE International Conference on*, pages 1023–1027, Agosto 2007.
- [18] J. Morren and S.W.H. de Haan. Ride-through of Wind Turbines With Doubly-fed Induction Generator During a Voltage Dip. *Energy Conversion, IEEE Transaction on*, 20(2):435–441, Junho 2005.
- [19] Anaya-Lara O. Jenkins N. Fault Current Contribution of DFIG Wind Turbines. In *3rd IEE International conference on reliability of transmission and distribution Networks*, pages 15–17, London, UK, February 2005.
- [20] P.F. Marques, J.A. Peças Lopes, A. Mendonça, and R. Almeida. Avaliação do Comportamento Dinâmico da Rede Eléctrica Portuguesa num Cenário de Grande Produção Eólica. *ENER'05, Conferência sobre energias renováveis e ambientais em Portugal*, Maio 2005.
- [21] Akhmatov V. Voltage Stability of Large Power Networks With Large Amount Of Wind Power. *Wind Engineering*, pages 421–430, Setembro 2005.
- [22] R. Pena, J.C. Clare, and G.M. Asher. Doubly Fed Induction Generator Using Back-to-Back PWM Converters and its Application to Variable-speed Wind-energy Generation. *Electric Power Applications, IEE Proceedings -*, 143(3):231–241, Maio 1996.
- [23] Sistemas de Protecção da EDP Distribuição. Technical report, EDP Distribuição - Norte, Janeiro 2002.
- [24] José Pedro Sucena Paiva. *Redes de Energia Eléctrica - Uma Análise Sistémica*. IST Press, Lisboa, 2005. ISBN: 9789728469344.
- [25] R.C. Dugan and T.E. McDermott. Operating Conflicts For Distributed Generation on Distribution Ssystems. *Rural Electric Power Conference, 2001*, pages A3/1–A3/6, 2001.

- [26] TPU-S420. *Unidade Terminal de Protecções e Controlo de Saída*. EFACEC Engenharia, S.A., Jan 2007.
- [27] EDP Distribuição DNT – Direcção de Normalização e Tecnologia. *Instalações AT e MT.Subestações de Distribuição*. Norma EDP, Fevereiro 2007.
- [28] RTDS Technologies. Inc. Website. <http://www.rtds.com> – Última Visita – 20 de Janeiro de 2009, Janeiro 2009. RTDS Simulator online information.
- [29] H.W. Dommel. Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single- and Multiphase Networks. *power apparatus and systems, ieee transactions on*, PAS-88(4):388–399, Abril 1969.
- [30] R. Kuffel, J. Giesbrecht, T. Maguire, R.P. Wierckx, P.A. Forsyth, and P.G. McLaren. A Fully Digital Real-time Simulator For Protective Relay Testing. *Developments in Power System Protection, Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 434)*, pages 147–150, Março 1997.
- [31] Zhongqi Liu, Qiang Song, Hongtao Zhang, and Wenhua Liu. Real-time Digital Simulation For a 50Mvar Cascaded Multilevel STATCOM. *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*, pages 1–6, Outubro 2006.
- [32] Wei Qiao, G.K. Venayagamoorthy, and R.G. Harley. Real-Time Implementation of a STATCOM on a Wind Farm Equipped with Doubly Fed Induction Generators. *Industry Applications Conference, 2006. 41st IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2006 IEEE*, 2:1073–1080, Outubro 2006.
- [33] H.Leite. *Modelling and Real-Time Testing of an Automatic Local Voltage Controller to Increase the Amount of Distributed Generation*. PhD thesis, University of Manchester Institute of Science and Technology, 2004.
- [34] RTDS Technologies. *RTDS User Manual*. Manitoba HVDC Research Centre, Agosto 2005.
- [35] R.Balakrishnan L.Hewitson, M.Brown. *Practical Power System Protection*. Newnes – ELSEVIER, primeira edition, Dezembro 2004. ISBN: 9780750663977.

Anexo A

Classificação das protecções pela nomenclatura ANSI/IEEE

A classificação das protecções é usualmente efectuada através de um código numérico que corresponde à função que desempenha. Na tabela [A.1](#) é apresentado a correspondência entre os códigos (**ANSI/IEEE**) e as respectivas protecções.

Código numérico ANSI/IEEE	Função de Protecção
2	Temporizador (auxiliar)
21	Distância
24	Sobre-excitação ou V/Hz
25	Sincronismo (“ <i>Synchrocheck</i> ”)
27	Mínimo de Tensão
30	Sinalizador (auxiliar)
32	Inversão de potência
37	Mínimo de corrente (motores)
38	“ <i>Bearing</i> ”
40	Perda de campo de excitação (geradores)
46	Máximo de corrente de sequência inversa
47	Sequência errada de fases da tensão
48	Falta de fase na tensão
49	Térmica ou contra sobrecargas
50	Máximo de corrente instantânea
50BF	Falha de disjuntor
51	Máximo de corrente temporizada
51G ou 51N	Máximo de corrente homopolar, temporizada
51V	Máximo de corrente temporizada com bloqueio por 27
59	Máximo de tensão
59 N	Máximo de tensão homopolar
63	Pressostato
64G	Corrente à terra no rotor (geradores)
67	Máximo de corrente direccional homopolar
68	Relé bloqueante (auxiliar)
69	Relé permissivo (auxiliar)
71	Relé detector de gás
74	Relé de Alarme (auxiliar)
76	Máximo de corrente contínua
81U / 81O	Frequência (U -”Under” – Mínimo, O - “Over” – Máximo)
85	Interface para tele-protecção
86	Bloqueio (usado para encravar ligações)
87	Diferencial
87L	Diferencial de Linhas
87N	Diferencial restrita a defeitos à terra
94	Relé de disparo (auxiliar, de amplificação)

Tabela A.1: Codificação ANSI/IEEE para protecções

Anexo B

Detecção de frequência em relés digitais

As unidades digitais de protecção assim como o simulador **RTDSTM** utilizam o método de detecção de passagem por zero – “zero-cross detection” na literatura anglo-saxónica – para medir a frequência de um sistema eléctrico [34].

Este método consiste em medir os tempos entre as passagens da onda de tensão por zero. Conforme o ilustrado na Figura B.1, com um conjunto de dois tempos pode-se definir o período de uma onda sinusoidal e com isso calcular a frequência.

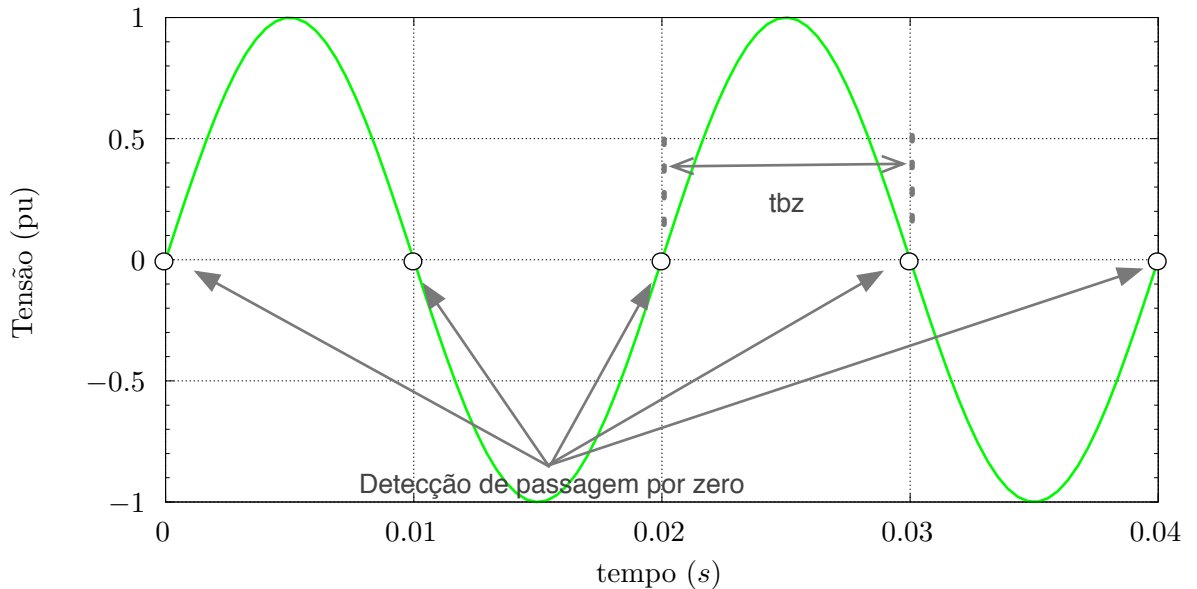


Figura B.1: Método de detecção de passagem por zero

De acordo com a Figura B.1, a frequência pode ser determinada através equação B.1.

$$f = \frac{1}{2 \times tbz} \quad (\text{B.1})$$

Apesar deste método ser robusto para o sistema em regime estacionário, em situações transitórias poderá efectuar medições erradas. Para que tal aconteça basta que a onda de tensão sofra perturbações (eg.: presença de termos harmónicos com elevada magnitude, mudanças bruscas de comportamento devido ao uso de conversores electrónicos) vindo a sua forma de onda deformada.

Para demonstrar este fenómeno, efectuou-se uma simulação no RTDSTM em que consistiu na medição da frequência aos terminais de uma DFIG numa situação de “Ride-through fault”, estando representadas na Figura B.2 a onda de tensão e respectiva medição de frequência associada, utilizando o método de detecção de passagem por zero.

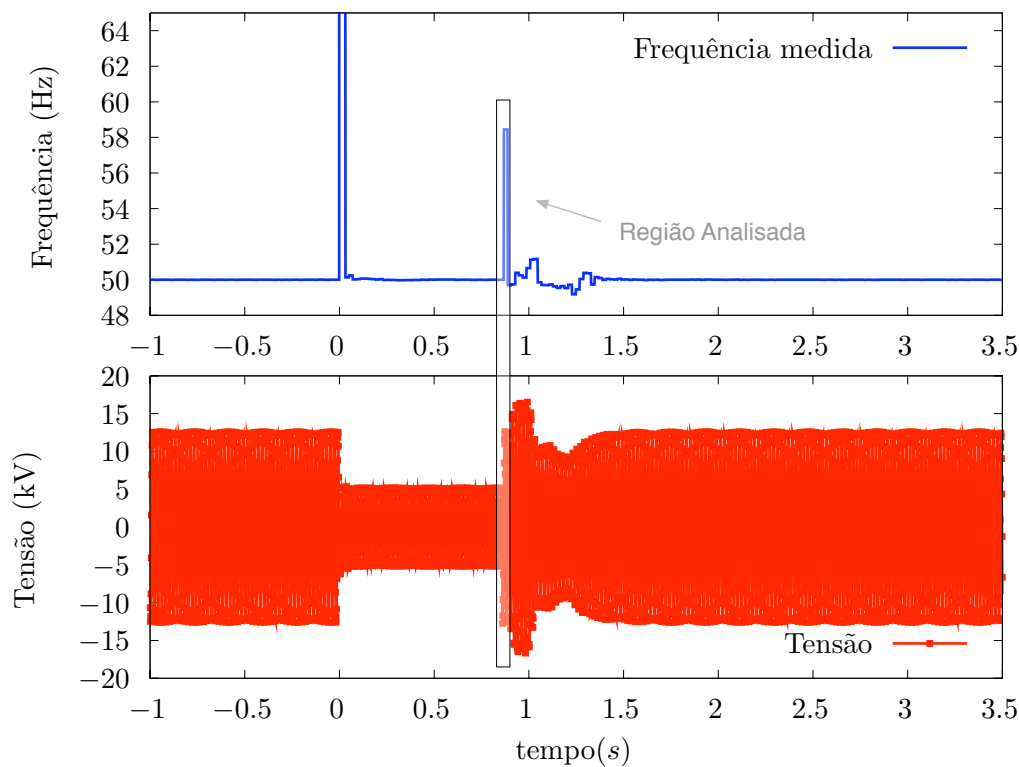


Figura B.2: Resultados da simulação de medição de frequência

Analisando a região demarcada na Figura B.2, através de ampliação, obtém-se a Figura B.3.

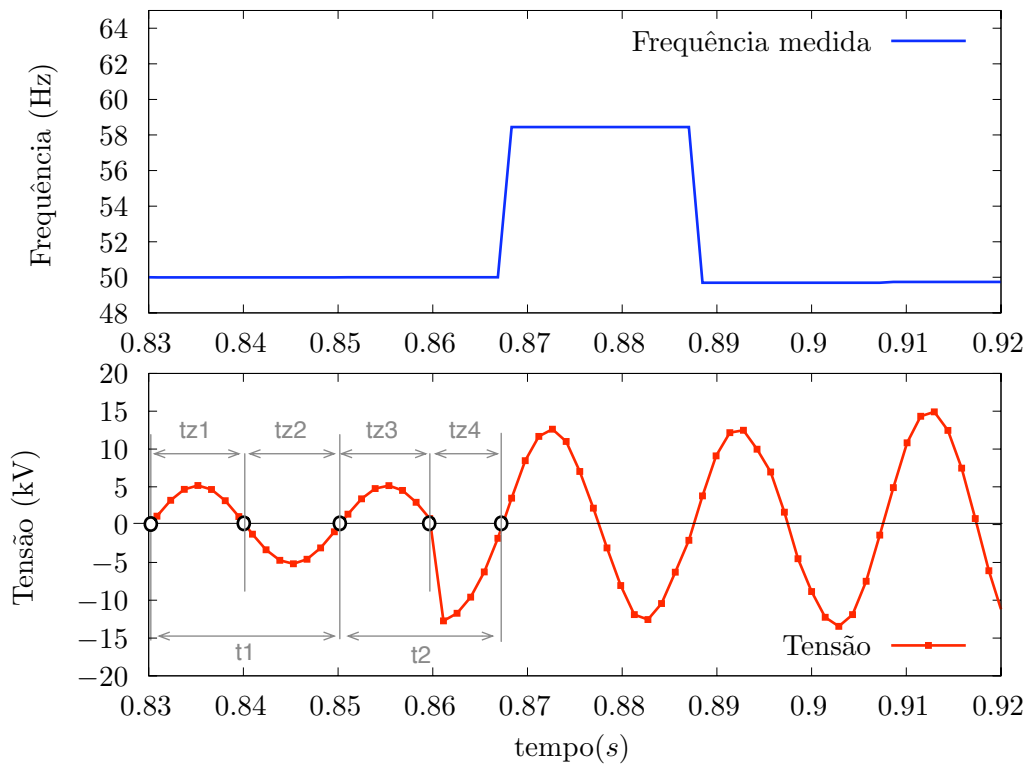


Figura B.3: Ampliação da região analisada na Figura B.2

Após observação da Figura B.3, denota-se uma deformação da onda de tensão (devido à mudança de “setpoint” dos conversores electrónicos). Essa deformação é responsável pela alteração dos tempos entre os zeros da sinusóide, nomeadamente $tz4$ alterando o período da onda $t2$. Essa diminuição de tempo será responsável por um aumento na frequência do sistema.

Este método necessita de medir o tempo entre 3 zeros consecutivos (1 período) para posteriormente calcular o valor da frequência, logo o valor da frequência virá atrasado de um período de onda.

Como se pode verificar, o valor da frequência é actualizado no ciclo seguinte e, devido à diminuição do tempo entre zeros em $tz4$, a frequência vem actualizada de um valor superior.

Anexo C

Transformadores de Medida

Os transformadores de medida são elementos imprescindíveis para o funcionamento de sistemas de protecções assim como sistemas de medição e aquisição de dados.

Num sistema eléctrico de energia existem vários níveis de tensão e corrente havendo a necessidade de existir a adaptação dos mesmos para níveis passíveis de serem utilizados em sistemas de protecção e medição. Esta adaptação pode ser encarada como uma reprodução reduzida à escala do sinal a medir.

Um transformador de medida deve portanto garantir [35]:

- A transformação de tensões ou correntes de valores elevados para valores mais baixos que permitam a utilização por relés e instrumentos de medição.
- Isolamento elevado, de modo a proteger a aparelhagem dos níveis de alta tensão.
- Transformar o sinal de entrada para a saída introduzindo pouco erros no sinal de saída e uma correcta relação de transformação.

Os transformadores são máquinas eléctricas de elevada eficiência. Um transformador é composto por dois enrolamentos, um primário e outro secundário, acoplados por um núcleo magnético comum. Quando o enrolamento primário se encontra conectado a uma fonte e o secundário em circuito aberto, o transformador irá comportar-se como uma bobine (indutância) com uma corrente mínima, sendo absorvida da fonte. Simultaneamente, uma tensão será induzida no secundário devido ao acoplamento magnético.

Quando existe uma carga acoplada ao enrolamento secundário do transformador, existirá uma corrente que será imposta pela impedância da carga. Uma corrente proporcional a esta irá também fluir no enrolamento primário do transformador. Este princípio é utilizado para a transferência de tensão e corrente entre primário e secundário.

C.1 Transformador de Tensão

O transformador de tensão, vulgarmente denominado por **TT**, tem como função efectuar o acoplamento entre dois níveis de tensão. A relação entre número de voltas (espiras)

entre o enrolamento primário e secundário é directamente proporcional à relação de tensões em circuito aberto. A Figura C.1 demonstra um transformador de tensão monofásico, sendo que para sistemas trifásicos é necessário o uso de três destes transformadores, um por fase conectados em estrela ou triângulo, dependendo da rede que se pretende monitorizar. Estes transformadores podem ser directamente utilizados até níveis de tensão de 150 kV.

Para níveis de tensão superiores é usual utilizar transformadores agrupados em cascata, conseguindo assim ter andares de transformação, ou adoptar o uso de transformadores do tipo **TTC** – *Transformador de Tensão Capacitivo*.

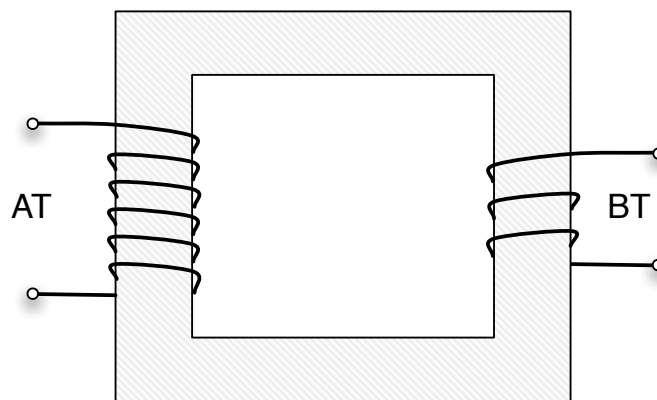


Figura C.1: Topologia de transformador electromagnético

C.1.1 Diagrama vectorial do transformador de tensão

O diagrama vectorial de um transformador de tensão, tomando o sufixo “**p**” para os parâmetros referidos ao primário e o sufixo “**s**” para os parâmetros referidos ao secundário, está representado no diagrama da Figura C.2.

É de salientar que, o transformador de tensão exerce um esfasamento de 180° às grandezas induzidas no secundário relativamente às mesmas no primário.

C.1.2 Conexão dos transformadores de tensão

Os transformadores de tensão podem ser conectados entre fases ou entre uma fase e a terra. Sendo utilizados transformadores monofásicos, normalmente a ligação entre os seus enrolamentos é efectuada em estrela-estrela, conforme o ilustrado na Figura C.3.

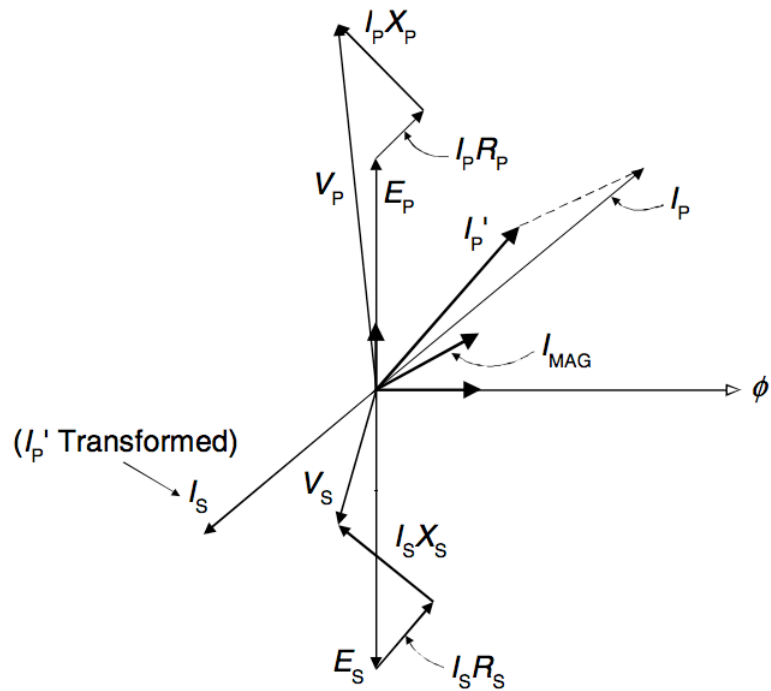


Figura C.2: Diagrama fasorial do transformador de tensão [35]

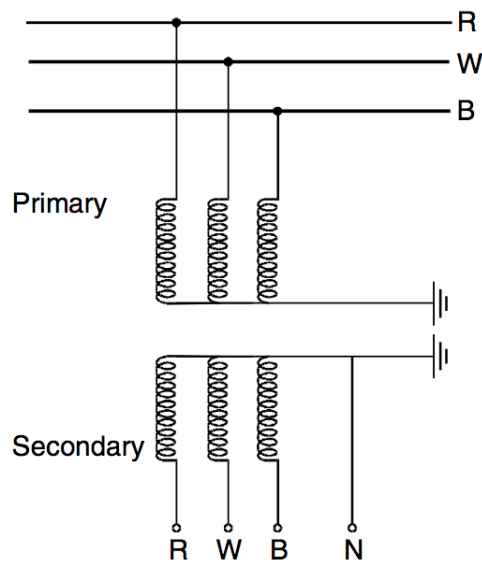


Figura C.3: Transformador de tensão em ligação estrela-estrela [35]

Com a ligação adoptada na Figura C.3, sendo uma ligação trifásica as tensões vêm esfasadas de acordo com a Figura C.4.

Verifica-se então que existe uma transformação do sinal de entrada para níveis de tensão mais baixos na saída. As razões de transformação definem, como já foi mencionado,

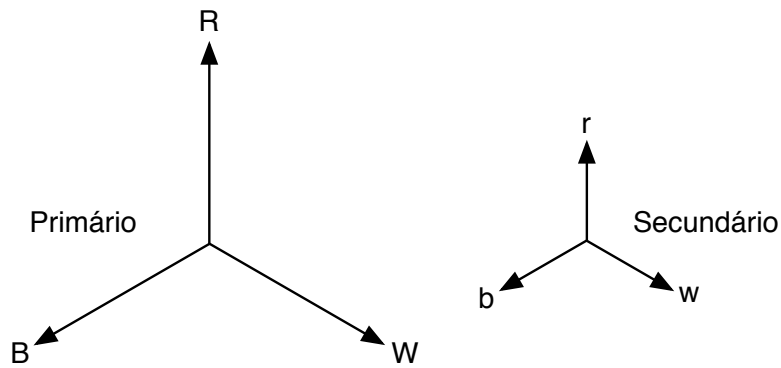


Figura C.4: Diagrama fasorial das tensões da ligação estrela-estrela [35]

a relação entre a tensão de primário e secundário em corrente alternada.

Estando os níveis de tensão das redes eléctricas estandardizados assim como os níveis de tensão de funcionamento das protecções (100V, 110V e 120V) as razões de transformação também vêm estandardizadas. Todavia, no relé digital utilizado (EFACEC TPU-S420) é possível efectuar electronicamente o ajuste da razão de transformação, permitindo assim aumentar ou diminuir a escala de tensão a ser utilizada pela protecção.

Uma outra topologia de ligação do transformador de tensão é a adopção da ligação em estrela no primário e triângulo aberto (*Broken Delta*) no secundário conforme ilustrado na Figura C.5 .

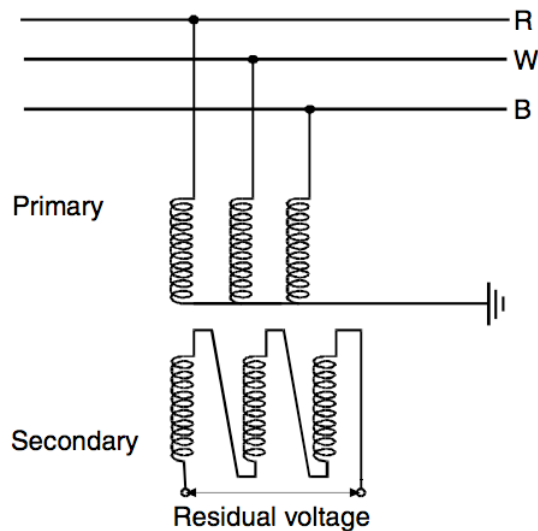


Figura C.5: Transformador de tensão em ligação estrela-triângulo aberto [35]

Esta topologia de ligação é bastante útil para a utilização em protecções de máximo de tensão homopolar, permitindo detectar esta tensão no triângulo aberto do secundário.

C.2 Transformador de Corrente

Assim como é necessário efectuar a adaptação de valores elevados de tensão, também é necessário efectuar a adaptação de níveis de corrente. Para desempenhar esta tarefa, utilizam-se transformadores de corrente (TI) que, no que toca ao comportamento electromagnético são semelhante aos transformadores de tensão existindo um enrolamento primário e um secundário acoplados por um núcleo magnético. A corrente no primário contém duas componentes [35]:

- A corrente de excitação, que é responsável pela magnetização do circuito magnético e alimentação de perdas por histerese.
- A corrente primária, sendo definida como, a restante parcela disponível para transformação.

Sendo a corrente de excitação não aproveitada para a conversão para o secundário, elevadas correntes de excitação podem provocar erros no razão de transformação. Essa corrente de excitação está relacionada com o material ferromagnético utilizado no núcleo do transformador assim como, a necessidade de fluxo magnético necessário para satisfazer a carga conectada ao secundário. Este fenómeno pode ser melhor compreendido através da análise do diagrama vectorial do transformador de corrente.

C.2.1 Diagrama vectorial do transformador de corrente

O diagrama vectorial de um transformador de corrente, tomando o sufixo “p” para os parâmetros referidos ao primário e o sufixo “s” para os parâmetros referidos ao secundário, está apresentado no diagrama da Figura C.6.

C.2.2 Curva de magnetização

O transformador de corrente apresenta a curva típica de magnetização representada na Figura C.7.

Como se pode observar na Figura C.7, a curva de magnetização contém três regiões:

- Uma região inicial, onde o transformador ainda não se encontra totalmente magnetizado
- Uma região não saturada, praticamente linear

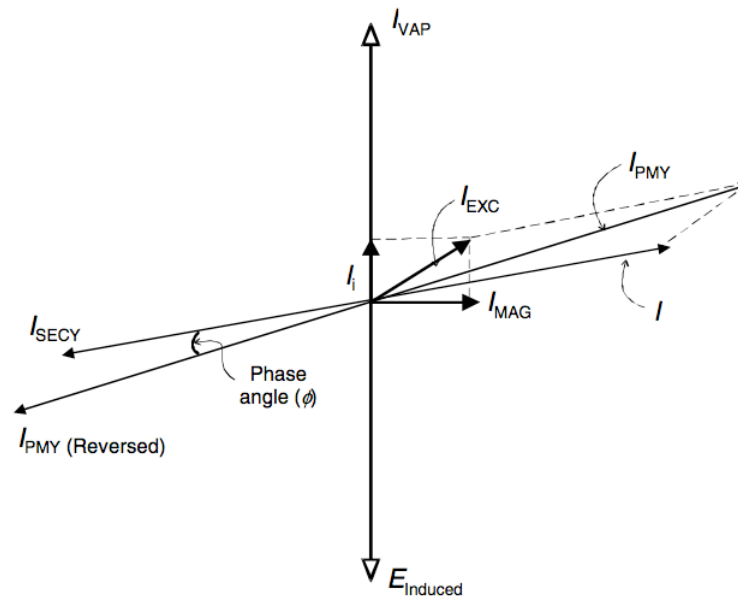


Figura C.6: Diagrama fasorial do transformador de corrente [35]

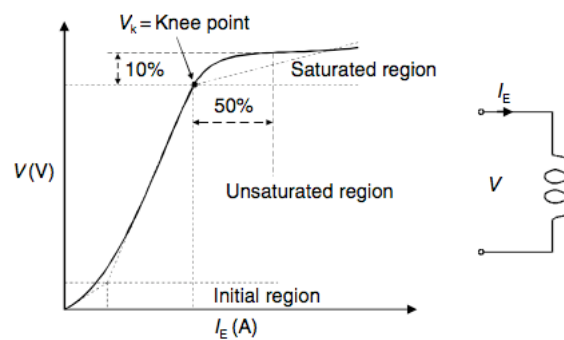


Figura C.7: Curva de saturação de um transformador de corrente [35]

- Uma região saturada, não linear

Para uma correcta medição e utilização em protecções, o transformador deve ser operado na região não saturada de forma a dar uma resposta linear do sinal presente à entrada. Operações nas outras restantes zonas podem provocar distorção nos sinais no secundário.

C.2.3 Polaridade

Num circuito eléctrico, podemos ter a corrente a fluir num sentido ou no sentido oposto. A polaridade do transformador indica o sentido convencional da corrente eléctrica, pelo que deve ser respeitada. Para protecções direccionais é bastante importante que a polaridade do transformador seja respeitada para o seu correcto funcionamento.

C.2.4 Conexão dos transformadores de corrente

Tal como os transformadores de tensão, os transformadores de corrente são concebidos monofásicos, sendo necessário efectuar a ligação de três transformadores para adquirir sinais trifásicos.

O tipo de ligação mais frequente é a ligação em estrela. Com este tipo de ligação, no secundário obtêm-se as três correntes de fase independentemente, podendo obter a corrente de neutro ou corrente residual através de soma vectorial.

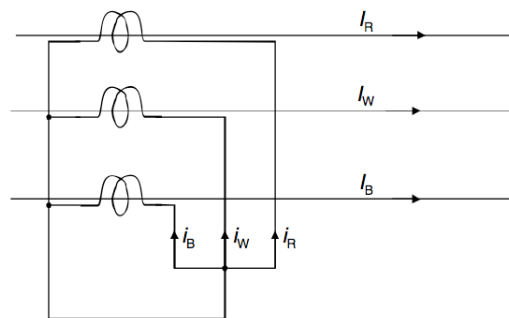


Figura C.8: Transformadores de corrente em ligação estrela [35]

Todavia, a adopção de uma ligação em triângulo também poderá ser efectuada, visto que permite a circulação de corrente homopolar para situações de defeito à terra. Com isto, este tipo de ligação poderá ser adoptado em protecções de máximo de corrente homopolar e o esquema de ligação encontra-se demonstrado na Figura C.9.

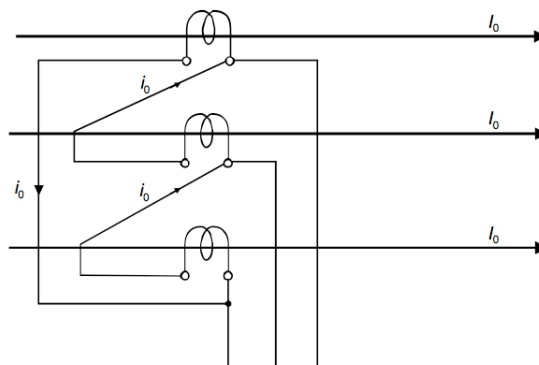


Figura C.9: Transformadores de corrente em ligação triângulo [35]

Anexo D

Parâmetros utilizados nas simulações

D.1 Parâmetros da Rede Eléctrica

Parâmetro	Valor	Unidade
Capacidade Linha 1	4	MVA
Resistência Linha 1	3.645	Ω
Impedância Linha 1	1.628	mH
Capacidade Linha 2	4	MVA
Resistência Linha 2	1.458	Ω
Impedância Linha 2	0.651	mH
Carga 1	1.8+j0.3	MVA
Transformador T1		
Potência Nominal	10	MVA
Relação de Transformação	60/15	kV
Ligação dos Enrolamentos	Triângulo-Estrela com Neutro	
Transformador T2		
Potência Nominal	4	MVA
Relação de Transformação	15/0.69	kV
Ligação dos Enrolamentos	Triângulo-Estrela com Neutro	
Rede à Montante		
Potência de Curto-Circuito máxima	250	MVA
X''/R''	10	

Tabela D.1: Parâmetros da Rede Eléctrica

D.2 Parâmetros do Aerogerador / Turbina eólica

Parâmetro	Valor	Unidade
Potência Nominal	2.2	MVA
Tensão Nominal (estator)	0.69	kV
Frequência Nominal	50	Hz
Resistência do Estator	0.00462	p.u.
Impedância de fugas do Estator	0.102	p.u.
Impedância de magnetização	4.348	p.u.
Constante de Inércia	1.5	MWs/MVA

Tabela D.2: Parâmetros do aerogerador

Parâmetro	Valor	Unidade
Potência Nominal do Gerador	2.2	MVA
Potência Nominal da Turbina	2.0	MW
P.U. Velocidade Gerador @ Velocidade Nominal da Turbina	1.2	p.u.
Velocidade Nominal de Vento	12.0	m/s
Velocidade de Vento “ <i>Cut-in</i> ”	6.0	m/s
Velocidade de Vento “ <i>Cut-off</i> ”	24.0	m/s

Tabela D.3: Parâmetros da turbina eólica

D.3 Modelização para Simulação da Potência de Curto Circuito da Rede a Montante

A rede à montante da subestação de Distribuição é modelizada por um equivalente de rede. Sabendo a Potência de Curto Circuito máximas, torna-se possível através do equivalente de Thévenin representar a rede para fins de simulação. Para tal, tem-se como auxílio a Figura D.1.

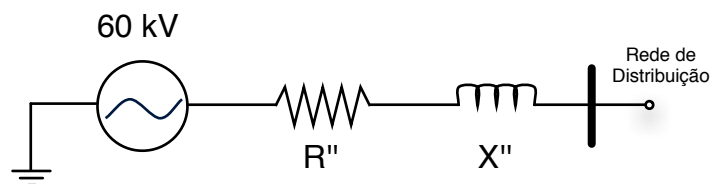


Figura D.1: Equivalente de Thévenin representativo da rede à montante

Conhecendo a potência de curto circuito e a relação X''/R'' , expressos na Tabela D.1, pretende-se calcular o valor de R'' e X'' a utilizar na simulação. Para isso, sabendo que

a potência de curto circuito relaciona-se com R'' e X'' através:

$$S_{CC} = \frac{V^2}{\sqrt{R''^2 + X''^2}} = \frac{V^2}{R'' \sqrt{1 + \left(\frac{X''}{R''}\right)^2}} \quad (\text{D.1})$$

Arranjando a equação e substituindo o valor de $\frac{X''}{R''}$ obtém-se:

$$R'' = \frac{V^2}{S_{CC} \times \sqrt{1 + (10)^2}}$$

$$X'' = 10 \times R''$$

Substituindo pelos dados da Tabela D.1 obtém-se:

$$R'' \approx 1.432\Omega$$

$$X'' = 10 \times R'' \leftrightarrow X'' = 14.32\Omega$$

Todavia, o valor da reactância indutiva a inserir no simulador deverá ser da forma de indutância L logo, sabendo a relação entre estas grandezas obtém-se:

$$L'' = \frac{X''}{2\pi f} \approx 45.61mH$$