

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP**

**Coordenação do Sistema de Protecção numa Rede  
de Média Tensão com elevada penetração de  
Geração Eólica**

Anabela Rodrigues Ribeiro

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Hélder Filipe Duarte Leite

Julho de 2010

© Anabela Rodrigues Ribeiro, 2010



## Resumo

Devido à crescente preocupação em reduzir as emissões de gases, causadores do efeito de estufa proveniente da produção de energia, através de produtos fósseis, a União Europeia e o Governo Português definiram ambiciosas metas no que concerne a aumentos significativos de geração eólica nas redes eléctricas. A ligação da geração eólica nas redes de distribuição irá provocar efeitos na rede e nos sistemas de protecção que não são esperados aquando o projecto da mesma, afectando deste modo a qualidade de serviço. Apesar das protecções de interligação retirarem de serviço a geração eólica aquando a ocorrência de um curto-circuito na rede, em determinadas situações o impacto no sistema de protecção não é evitado. O sistema de protecção é um importante meio para a actual elevada qualidade de serviço. Assim, este trabalho concentra-se na detecção e proposta de uma solução que elimine o impacto da geração eólica no sistema de protecção.

A retirada de serviço da geração eólica na rede de distribuição não se traduz numa solução adequada devido ao aumento progressivo de geração eólica na rede portuguesa. Na ocorrência de defeitos de carácter fugitivo, a saída de serviço de grandes quantidades de geração eólica pode provocar um impacto negativo na qualidade e na estabilidade da rede. Para impedir que haja a dificuldade de restauração após a saída de um número acentuado de parques eólicos na ocorrência de defeitos fugitivos, o estado português prevê no futuro obrigar os novos parques eólicos a dispor da capacidade de sobreviver a cavas de tensão (satisfazer a curva “Fault Ride Through”) fornecendo um serviço de sistema ao injectar corrente reactiva durante o defeito. Uma vez que é, ainda desconhecido o impacto no sistema de protecção das possíveis novas condições técnicas da geração eólica, este será um assunto discutido neste trabalho.



# Abstract

Due to the growing concern for the reduction of green house gases that are originated from the fossil fuel energy production, the European and Portuguese government have defined ambitious goals concerning significant electrical wind-power generation increases. The connection to this generation in the distribution networks will provoke effects in the network and in the protection systems that have not been expected when designing this project, affecting in this way service quality. Despite that protections of interconnection withdraw service from the wind power generation when a short circuit occurs in the network, in certain situations the impact in the protection system is not avoided. As the protection system is an important mean to the current high quality service, this work focuses in the detection and solution proposals of the wind generation impact in the protection system.

The service withdrawal from the wind generation in the distribution network does not consist in an adequate solution due to the progressive increase of the wind generation in the Portuguese network. In the event of temporary faults, the service exits on great quantities of wind generation can provoke a negative impact in the stability and quality of service network. In order to stop the hardship of restoration upon the exit of a high number of wind parks due temporary defaults, the Portuguese state foresees in the future to enforce all the new wind farms to have ride through fault capabilities by supplying a system service that injects reactive current during it's malfunction. Due to the impact in the protection system of the possible new technical conditions of the wind generation being still broadly unknown, this will be the aimed subject to further discussion on it's possible conclusions during the length of this work.



# Agradecimentos

Ao meu orientador, o Professor Doutor Hélder Filipe Duarte Leite, pela amizade, pelo empenho, pela confiança depositada, pelos níveis de exigência, assim como pela ajuda e dedicação ao longo da realização da dissertação.

Ao INESC Porto por me ter acolhido e recebido sempre com braços abertos, dispondo de material imprescindível para a realização da dissertação.

Aos colegas conhecidos no INESC Porto, destacando o Mestre Engenheiro Bernardo Silva, pelos conselhos de extrema utilidade, assim como pelas palavras amigas na minha estadia no INESC.

À minha família, pais, irmão, cunhada e sobrinho, que me têm apoiado incondicionalmente, pela confiança depositada, pelo orgulho, pelas frases amigas, pelos conselhos, pelos sorrisos e abraços na altura certa, o meu MUITO OBRIGADA!

À minha companheira de casa, Fátima Ribeiro pela companhia, pelos conselhos, pelo ombro amigo, pelas risadas, pelas conversas, pela humildade e acima de tudo pela amizade.

A todos os meus amigos que conheci na Faculdade durante os 5 anos, focando especial atenção aos que se preocuparam sempre comigo, fornecendo palavras de apoio e de amizade. Destaco, devido à maior convivência e a amizade continua durante os anos, a Alda Sousa, Graça Silva, João Moreira e Sérgio Oliveira.

O meu muito Obrigada a todos que contribuíram com algo para esta Dissertação.

Muito Obrigada!



# Índice

Resumo .....	v
Abstract.....	vii
Agradecimentos .....	ix
Índice.....	xi
Lista de Figuras .....	xv
Lista de Tabelas .....	xix
Abreviaturas e Símbolos .....	xxi
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1 - Importância da Geração Eólica .....	1
1.2 - Interligação de Geração Eólica na Rede de Distribuição: Benefícios e Desafios.....	3
1.3 - Motivação e Objectivos .....	4
1.4 - Impacto no Sistema de Protecção com Geração Eólica na Rede de Distribuição.....	4
1.5 - Estrutura da Dissertação.....	6
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>7</b>
Rede Eléctrica de Distribuição de Média Tensão: Sistema de Protecção .....	7
2.1 - Sistema de Protecção numa Rede de Média Tensão Aérea .....	7
2.2 - Sistema de Protecção nas linhas de Média Tensão na Subestação .....	8
2.3 - Sistema de Protecção de Interligação da Geração Eólica com a Rede de Distribuição .....	12
2.3.1 - Função de Protecção: máximo/mínimo de frequência (ANSI #81U e #81).....	14
2.3.2 - Função de Protecção: máximo/mínimo de tensão (ANSI #59 e #27).....	14
2.3.3 - Função de Protecção: máximo tensão homopolar (ANSI #59N) .....	14
2.3.4 - Função de Protecção: máximo de Corrente (ANSI #50 ou #51) .....	15
2.4 - Automatismo de Religação .....	15
2.5 - Impacto do Regime de Neutro no Transformador na Rede de Distribuição .....	17
2.5.1 - Regime de Neutro Isolado .....	17
2.5.2 - Regime de Neutro ligado directamente à Terra .....	18
2.5.3 - Regime de Neutro ligado à Terra através de uma Impedância .....	19
2.5.4 - Regime de Neutro adoptado no Transformador de Alta para Média Tensão em Portugal .....	20
2.5.5 - Regime de Neutro adoptado no Transformador de Interligação da Geração Eólica.....	20

2.6 - Aparelhos de Corte Automático e Telecomandados .....	21
2.6.1 - Interruptor Auto-Religador.....	22
2.6.1 a - Princípio de funcionamento do comando V-T .....	22
2.6.1 b - Características, Regulação e Coordenação .....	23
2.6.2 - Interruptores Aéreos Telecomandados: IAT.....	24
2.7 - Fusíveis no Posto de Transformação: Tipo e coordenação .....	24
2.7.1 - Tipo de Fusíveis na Rede de Média Tensão.....	24
2.7.2 - Importância da Coordenação do Fusível e da protecção na subestação .....	24
2.8 - Regulamento da Rede de Distribuição: Condições Técnicas de Ligação à Rede de Distribuição .....	25
2.9 - Resumo .....	26
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>27</b>
Os Sistemas de Protecção na Rede de Distribuição de Média Tensão com Geração Eólica: Desafios Actuais .....	27
3.1 - Redução da Sensibilidade/ Falha de Operação do Sistema de Protecção da Subestação de Distribuição .....	27
3.1.1 - Análise da Corrente de Curto-circuito com e sem contribuição de Geração Eólica .....	28
3.1.2 - Impacto da localização da Geração Eólica na amplitude da corrente em curto-circuito .....	31
3.1.3 - Impacto da Redução da Sensibilidade no Sistema de Protecção .....	31
3.1.4 - Impacto da protecção de Interligação na Redução da Sensibilidade do Sistema de Protecção .....	34
3.2 - Problemas na Coordenação entre protecções de duas linhas paralelas: Saída de Serviço de uma linha Sã ou apenas da Geração Eólica.....	35
3.2.1 - Análise da Corrente de Curto-circuito com e sem contribuição de Geração Eólica .....	36
3.2.2 - Impacto da Saída de uma linha Sã.....	38
3.2.3 - Impacto da protecção de interligação com a Redução da Sensibilidade no Sistema de Protecção .....	40
3.3 - Problemas de Coordenação: Fusível e Protecção do painel da linha de MT.....	40
3.3.1 - Análise da corrente em curto-circuito com e sem contribuição de Geração Eólica .....	42
3.4 - Inutilização de Religação Automática.....	43
3.4.1 - Impacto da protecção de interligação do Geração Eólica com a Rede de Distribuição .....	44
3.5 - Religação Automática fora de sincronismo.....	45
3.6 - Impacto da GE na utilidade do Interruptor Auto-Religador .....	45
3.7 - Impacto do tipo de Geração Eólica: Efeito na Corrente de Defeito .....	47
3.8 - Formação de Ilha .....	48
3.9 - Resumo .....	48
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>51</b>
Os Desafios dos Sistema de Protecção na Rede de Distribuição MT: validação com apoio do PSSE.....	51
4.1 - Simulação Dinâmica utilizando o Software PSS®E .....	51
4.2 - Redução da Sensibilidade ou Falha de Operação .....	52
4.2.1 - Rede para validação e Funções de protecção da Rede .....	53
4.2.2 - Validação através de Simulação Dinâmica em PSS®E: Parametização de Interligação de acordo com o “Cenário A” .....	54
4.2.3 - Validação através de Simulação Dinâmica em PSS®E: Parametização de Interligação de acordo com o “Cenário B” .....	57
4.2.4 - Impacto da Variação da localização do curto-circuito .....	59
4.2.5 - Impacto da Variação da Produção e da Capacidade da GE.....	60
4.3 - Problema de Coordenação: Saída de Serviço de uma linha Sã ou da Geração Eólica ...	62
4.3.1 - Rede para Validação e Funções de protecção da Rede .....	63
4.3.2 - Validação através de Simulação Dinâmica em PSS®E: Parametização de Interligação de acordo com o “Cenário A/B” .....	64

4.3.3 - Impacto da Variação da localização do curto-circuito .....	67
4.3.4 - Impacto da Variação da Produção e da Capacidade da GE .....	67
4.4 - Problemas de Coordenação: Fusível e Protecção do painel da linha de MT .....	69
4.4.1 - Rede para Validação e Funções de Protecção da Rede .....	69
4.4.2 - Validação através de Simulação Dinâmica em PSS®E: Parametização de Interligação de acordo com o “Cenário A/B” .....	70
4.5 - Inutilização da religação e religação automática fora de sincronismo .....	73
4.6 - Inutilização do Interruptor Auto-Religador .....	73
4.7 - Resumo .....	73
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>75</b>
Proposta de Soluções para os Desafios Actuais dos Sistemas de Protecção na Rede de Distribuição .....	75
5.1 - Soluções: Análise individual de cada desafio no Sistema de Protecção aquando interligação de Geração Eólica .....	75
5.1.1. Redução de Sensibilidade ou falha de operação da protecção .....	75
5.1.1.a - Validação da Solução em PSS®E .....	76
5.1.2. Problema de Coordenação: Saída de Serviço de uma linha Sã ou apenas da Geração Eólica .....	77
5.1.3. Problema de Coordenação: Fusível e protecção do painel da linha de Média Tensão .....	78
5.1.3.a - Validação da Solução em PSS®E .....	80
5.1.4. Inutilização Religação, Religação Automática fora de sincronismo e Inutilização do interruptor Auto-Religador .....	81
5.2 - Soluções Individuais vs Soluções Globais .....	81
5.3 - Resumo .....	84
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>85</b>
Novas Condições Técnicas para os Geradores Eólicos: Desafios Futuros .....	85
6.1 - Desafios Futuros na Qualidade de Serviço da Rede de Distribuição .....	85
6.2 - Novas Condições Técnicas das Gerações Eólicas: Possível Futuro .....	86
6.3 - Curva de Capacidade de Sobreviver a Cava de Tensão Programada “Fault Ride-Through” .....	87
6.4 - Protecção de Interligação da Geração Eólica com Cava de Tensão Programada .....	89
6.5 - Desafios nos Sistema de Protecção na Rede de Distribuição: Futuro .....	89
6.5.1 - Redução de Sensibilidade .....	90
6.5.2 - Problemas de coordenação: Saída de uma linha Sã .....	92
6.5.3 - Problemas de Coordenação: Fusível e Protecção na Linha de MT na Subestação AT/MT .....	94
6.6 - Resumo .....	96
<b>Capítulo 7 .....</b>	<b>97</b>
Conclusão e Trabalhos Futuros .....	97
7.1 - Conclusões .....	97
7.2 - Contribuição do trabalho .....	99
7.3 - Trabalhos Futuros .....	100
7.3.1. Estudo dos Desafios no Sistema de Protecção com Penetração de Geração Eólica: estudo de curto-circuitos assimétricos .....	100
7.3.2. Estudo dos Desafios no Sistema de Protecção para uma Rede Real .....	101
7.3.3. Validação dos Desafios no Sistema de Protecção com Geração Eólica com Capacidade a Sobreviver a Cavas de Tensão .....	101
<b>Referências .....</b>	<b>103</b>
<b>Anexo A .....</b>	<b>107</b>
Tipo e caracterização de defeitos: Curto-circuitos .....	107

<b>Anexo B</b> .....	<b>109</b>
Código ANSI .....	109
<b>Capítulo C</b> .....	<b>111</b>
Parâmetros utilizados nas simulações.....	111
<b>Capítulo D</b> .....	<b>117</b>
Modelização dos elementos da Rede para análise de Curto-Circuito.....	117
<b>Capítulo E</b> .....	<b>119</b>
Parametrização do Sistema de Protecção em PSS®E.....	119

# Lista de Figuras

Figura 1.1 - Potência instalada em parques eólicos por ano a nível mundial [1].....	2
Figura 1.2 - Ranking de potência instalada e novos parques eólicos no ano de 2009 [1]. ....	2
Figura 2.1 - Esquema de uma Rede de MT com GE e protecções. ....	8
Figura 2.2 - Esquema de uma Rede com Regime de neutro isolado MT. ....	17
Figura 2.3 - Esquema de uma Rede com Regime de Neutro ligado directamente à terra. ....	18
Figura 2.4 - Esquema de uma Rede com Regime de Neutro ligado à terra através de uma impedância. ....	19
Figura 2.5 - Funcionamento do Disjuntor com ou sem IAR e o funcionamento do IAR [19]. ...	23
Figura 2.6 - Curva corrente-tempo da actuação do fusível no PT e da função de máxima intensidade de fase da protecção na linha de MT na subestação AT/MT. Marcação dos intervalos de corrente em que o fusível é protegido. ....	25
Figura 3.1 - Rede de Média Tensão com uma geração eólica interligada à rede. Exemplificação da circulação da corrente para o defeito com e sem geração eólica quando ocorre um defeito no barramento B3. ....	28
Figura 3.2 - Circuito da Rede de Média Tensão da Figura 3.1 para a aplicação da lei de malhas. ....	29
Figura 3.3 - Relação entre a corrente fornecida pela subestação a corrente de curto-circuito para o defeito ilustrado na Figura 3.1. ....	32
Figura 3.4 - Relação entre a corrente da subestação com e sem GE para o defeito ilustrado na Figura 3.1. [23] ....	33
Figura 3.5 - Rede de Média Tensão com uma geração eólica interligada. Exemplificação da circulação da corrente para o defeito com e sem Gerador Eólico quando ocorre um defeito no barramento B3. ....	36
Figura 3.6 - Relação entre a corrente da fornecida pela GE e a corrente de curto-circuito para o defeito ilustrado na Figura 3.5 [23]. ....	39
Figura 3.7 - Rede de Média Tensão com um Posto de Transformação de MT/BT com uma geração Eólica interligada. Exemplificação da circulação da corrente para o defeito com e sem Gerador Eólico quando ocorre um defeito no barramento B3. ....	41
Figura 3.8 - Circuito da Rede de Média Tensão da Figura 3.7 para a aplicação da lei de malhas. ....	42
Figura 3.9 - Rede de Média Tensão com um IAR e com uma GE interligada à rede. ....	46

Figura 4.1 - Rede de Média Tensão com Geração Eólica interligada ao barramento B2 e a descrição das ligações das protecções da linha de MT na Subestação AT/MT (PS1) e a protecção de Interligação do GE com a RD (PI1). .....	52
Figura 4.2 - Rede de Média Tensão com Geração Eólica interligada. Rede para validação do problema de redução de sensibilidade. ....	53
Figura 4.3 - Função de máxima intensidade de Fase da protecção de saída da linha 1 (PS1) e protecção de interligação (PI1) do Sistema de protecção da rede da Figura 4.2. ....	54
Figura 4.4 - Amplitude da corrente da subestação (ver Figura 4.1) com e sem GE e a corrente na linha 1 antes, durante e após a eliminação do defeito. Protecção PI1 ajustada de acordo com o “Cenário A” (ver tabela 2.3). ....	55
Figura 4.5 - Amplitude da corrente de Interligação (ver Figura 4.2). Protecção PI1 parametrizada de acordo com o “Cenário A” (ver Tabela 2.3). ....	55
Figura 4.6 - Frequência no barramento B2 da Rede da Figura 4.2. Protecção PI1 parametrizada com um cenário de protecção de acordo com o “Cenário A” (ver Tabela 2.3). ....	56
Figura 4.7 - Tensão no barramento B2 da rede da Figura 4.2. Protecção PI1 parametrizada de acordo com cenário de protecção “A” (ver Tabela 2.3). ....	56
Figura 4.8 - Amplitude da corrente da subestação (ver Figura 4.2) com e sem GE e a corrente na linha 1 antes, durante e após a eliminação do defeito. Protecção PI1 ajustada de acordo com o “Cenário B” (ver tabela 2.4). ....	57
Figura 4.9 - Amplitude da corrente de interligação (ver Figura 4.2). Protecção de interligação PI1 parametrizada de acordo com o “Cenário B”.....	58
Figura 4.10 - Tensão no barramento B2 antes, durante e após o curto-circuito no barramento B3 da rede da Figura 4.2. Protecção de interligação PI1 parametrizada de acordo com o “Cenário B”.....	58
Figura 4.11 - Frequência no barramento B2 antes, durante e após o curto-circuito no barramento B3 da rede da Figura 4.2. Protecção de interligação PI1 parametrizada de acordo com o “Cenário B”.....	59
Figura 4.12 - Rácio entre a corrente da subestação com e sem GE interligação à RD após curto-circuito de acordo com a distância do local do curto-circuito. ....	59
Figura 4.13 - Tempo de actuação do disjuntor associado à protecção PS1 com e sem GE interligação à RD após curto-circuito de acordo com a distância do local do curto-circuito.....	60
Figura 4.14 - Rácio entre a corrente da subestação com e sem GE interligada à rede no momento do curto-circuito trifásico de acordo com a distância do barramento B2 ao curto-circuito. ....	61
Figura 4.15 - Tempo de actuação do disjuntor associado à protecção PS1 após curto-circuito de acordo com a distância do local do curto-circuito.....	61
Figura 4.16 - Rácio entre a corrente da subestação sem e com GE após o curto-circuito de acordo com a capacidade da GE para a rede da figura 4.2.....	62
Figura 4.17 - Tempo de actuação do disjuntor associado à protecção PS1 após curto-circuito de acordo com a capacidade da GE para a rede da Figura 4.2. ....	62

Figura 4.18 - Rede de Média Tensão com Geração Eólica interligada Rede para validação do problema de saída de serviço de uma linha sã. ....	63
Figura 4.19 - Função de máxima intensidade de Fase da protecção PS1 e protecção PS2 do Sistema de protecção da rede da Figura 4.18. ....	64
Figura 4.20 - Amplitude da corrente que circula na linha 1 e 2 (ver Figura 4.2) com e sem GE durante e após a eliminação do defeito. Protecção PI1 ajustada de acordo com o “Cenário A/B” (ver tabela 2.3 e 2.4). ....	65
Figura 4.21 - Amplitude da corrente de interligação da GE da Figura 4.18. Protecção PI1 ajustada de acordo com o “Cenário A/B” (ver tabela 2.3 e 2.4). ....	65
Figura 4.22 - Tensão no barramento B2 da rede da Figura 4.18. Protecção PI1 ajustada de acordo com o “Cenário A/B” (ver tabela 2.3 e 2.4). ....	66
Figura 4.23 - Frequência no barramento B2 com um cenário de protecção de acordo com o “Cenário A/B” (ver Tabela 2.3 e 2.4). Simulação de um curto-circuito no barramento B3 da Figura 4.18. ....	66
Figura 4.24 - Corrente na linha 1 no momento do curto-circuito (6 segundos) com GE interligada à RD de acordo com a distância do local do curto-circuito. ....	67
Figura 4.25 - Rácio entre a corrente na linha 1 e na linha 2 com GE interligada à RD de acordo com a distância do local do curto-circuito. ....	67
Figura 4.26 - Corrente na linha 1 e na linha 2 no momento do curto-circuito de acordo com a capacidade da GE. ....	68
Figura 4.27 - Rácio entre a corrente na linha 1 e na linha 2 de acordo com a capacidade do GE. ....	68
Figura 4.28 - Rede de Média Tensão com Geração Eólica interligada. Rede para validação do problema de falta de coordenação entre Fusível e protecção da linha de MT à saída da Subestação AT/MT. ....	69
Figura 4.29 - Curva de funcionamento do Fusível F1 parametrizado no PSE®E de 63A instalado no posto de transformação (ver Anexo E). ....	70
Figura 4.30 - Amplitude da corrente na linha 12 e no posto de transformação (ver Figura 4.28) com e sem GE. ....	71
Figura 4.31 - Amplitude da corrente na interligação da GE para a rede da Figura 3.28. ....	71
Figura 4.32 - Frequência no barramento B2 antes, durante e após o curto-circuito no barramento B3 da rede da Figura 4.28. ....	72
Figura 4.33 - Tensão no barramento B2 antes, durante e após o curto-circuito no barramento B3 da rede da Figura 4.28. ....	72
Figura 5.1 - Amplitude da Corrente da subestação com e sem GE e da linha 1 da rede da Figura 4.2. Terceiro nível de detecção de máxima intensidade de fase parametrizada para 2500A. ....	77
Figura 5.2 - Curva Corrente-Tempo da actuação da protecção PS1 e do fusível F1 da rede da Figura 4.28. 2 novas curvas para solucionar o problema de falta de coordenação entre fusível e protecção da linha de MT à saída da Subestação AT/MT. ....	79

Figura 5.3 - Corrente na linha 12 com e sem GE e no posto de transformação com a nova parametrização da protecção PS1 (ver Figura 5.2) ou com a substituição do fusível de 60A por 80A (ver Figura 5.2). .....	80
Figura 5.4 - Rede de Distribuição para análise do impacto da solução para resolver a falta de coordenação entre fusível e a protecção da linha 1 no problema de falta de coordenação entre as protecções das linhas de MT (PS1 e PS2). .....	82
Figura 6.1 - Curva de Tensão-Tempo da capacidade exigida aos centros produtores eólicos para suportarem cavas de tensão. ....	88
Figura 6.2 - Curva de fornecimento de reactiva pelos centros produtores eólicos durante cavas de tensão. ....	88
Figura 6.3 - Circuito da Rede da Figura 3.1 com o geração eólica representado por uma fonte de corrente: Análise de malhas do circuito. ....	91
Figura 6.4 - Relação entre a corrente fornecida pela subestação com e sem GE interligada à RD com capacidade de sobreviver a cavas de tensão. ....	92
Figura 6.5 - Rede de Média Tensão com Geradores Eólicos com capacidade interligados à Rede com capacidade de sobreviver a cava de tensão. ....	93
Figura 6.6 - Rede de Média Tensão com Geradores Eólicos com capacidade interligados à Rede com capacidade de sobreviver a cava de tensão para um curto-circuito trifásico em B3. ....	94
Figura 6.7 - Rede de Média Tensão com Geração Eólica com capacidade interligada à rede com capacidade de sobreviver a cava de tensão para um defeito em B3. ....	96
Figura A.1 - Esquema ilustrativo dos diferentes tipos de curto-circuitos. ....	108
Figura D.1 - Equivalente de Thévenin da rede. ....	117
Figura E.1 - Função de máxima intensidade de fase da protecção do painel de linha de Média Tensão na subestação de Alta Tensão para Média Tensão. ....	120
Figura E.2 - Função de máxima intensidade de fase da protecção do painel de linha de Média Tensão na subestação de Alta Tensão para Média Tensão a introduzir no PSS®E. ....	123
Figura E.3 - Curva corrente-tempo do fusível a introduzir no PSS®E. ....	123

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Características funcionais das funções de protecção na linha de MT na subestação AT/MT[8]. .....	9
Tabela 2.2 – Regulação da função de Máxima Intensidade de Fase.....	9
Tabela 2.3 – Protecções de Interligação, regulação e temporização para o cenário A.....	12
Tabela 2.4 – Protecções de Interligação, regulação e temporização para o “cenário B”.....	13
Tabela 2.5 – Parâmetros característicos do automatismo de religação. ....	16
Tabela 2.6 – Parâmetros característicos da religação rápida. ....	16
Tabela 2.7 – Parâmetros característicos da religação lenta. ....	16
Tabela 2.8 – Tipos de Ligação do Transformador de Potência na subestação AT/MT [11]. ....	20
Tabela 2.9 – Tipo de Fusíveis de MT de acordo com a capacidade do transformador MT/BT. ....	24
Tabela B.1 – Características funcionais das protecções MT da subestação AT/MT [7]. ....	110
Tabela C.1 – Parâmetros da rede interligada do lado de alta tensão à subestação de Alta para Média Tensão. ....	111
Tabela C.2 – Parâmetros e tipo de modelo do Gerador da Rede utilizado na simulação. ....	112
Tabela C.3 – Parâmetros e tipo de modelo do Excitador da Rede utilizado na simulação. ....	112
Tabela C.4 – Parâmetros e tipo de modelo do Regulador de Velocidade da Rede utilizada na simulação. ....	112
Tabela C.5 – Parâmetros do Transformador de Potência de Alta Tensão para Média Tensão (60kV/15kV) utilizados na simulação.....	113
Tabela C.6 – Parâmetros do Transformador de Potência de Média Tensão para Tensão de Produção (15kV/690V) utilizados na simulação. ....	113

Tabela C.7 – Parâmetros do Transformador de Potência de Média Tensão para Baixa Tensão (15kV/400V) utilizados na simulação. ....	113
Tabela C.8 – Parâmetros da linha 1, linha 12, linha 13 e linha 2 de Média Tensão utilizados na simulação. ....	114
Tabela C.9 – Parâmetros e tipo de Geração Eólico (parâmetros utilizados para qualquer capacidade de geração).....	114
Tabela C.10 – Parâmetros e tipo de modelo do Excitador da Rede utilizado na simulação. .	115
Tabela C.11 – Parâmetros e tipo de modelo do Regulador de Velocidade da Rede utilizada na simulação. ....	115
Tabela C.12 – Parâmetros e tipo de Geração Eólico (parâmetros utilizados para qualquer capacidade de geração).....	115
Tabela E.1 – Pontos da curva corrente-tempo do fusível de 63A. ....	122
Tabela E.2 – Pontos da curva corrente-tempo do fusível de 80A. ....	122

# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de abreviaturas

A	Ampére. Unidade de Sistema Internacional da intensidade de corrente
AT	Alta Tensão. Na rede de distribuição em Portugal corresponde a uma tensão eficaz superior a 45kV e inferior a 120kV
BT	Baixa Tensão. Na rede de distribuição em Portugal corresponde a uma tensão eficaz inferior a 1kV
CCTP	Curva de tensão programada. Na literatura designada habitualmente por <i>“Fault Ride Through”</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GE	Geração Eólica
IED	Intelligent electronic device
ms	Milissegundos
MT	Média Tensão. Na rede de distribuição em Portugal corresponde aos níveis de tensão eficazes superior a 1kV e inferior a 45kV
PT	Posto de Transformação
PTR	Protecção de máximo de intensidade homopolar de terras resistentes
p.u.	“por unidade”
RD	Rede de Distribuição
REE	Regime de exploração especial
RT	Rede de Transporte
SI	Sistema Internacional
SP	Sistema de Protecção
V	Volt. Unidade de Sistema Internacional da tensão
MW	MegaWatt
Mton	Megatonelada

## Lista de símbolos

CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono.
-----------------	---------------------

$\Omega$	Ohm. Unidade de Sistema Internacional da impedância.
$I_{cc}^{Sem GE}$	Corrente de curto-circuito sem Geração Eólica interligada à rede em análise (p.u. A)
$I_{cc}^{Com GE}$	Corrente de Curto-circuito com Gerador Eólico interligado à Rede em análise (p.u. A)
$I_{Sub}^{Sem GE}$	Corrente que a Rede de Transporte fornece durante o defeito sem Geração Eólica interligado à Rede em análise (p.u. A)
$I_{Sub}^{Com GE}$	Corrente que a Rede de Transporte fornece durante o defeito com Geração Eólica interligado à Rede em análise (p.u. A)
$I_{GE}$	Corrente que a Geração Eólica fornece durante o defeito (p.u. A)
$V_i^0$	Tensão pré-defeito no barramento i (p.u. V)
$V$	Tensão igual a 1 p.u.V (p.u. V)
$Z_{Eq}$	Impedância Equivalente vista do ponto de defeito (p.u.Ω)
$Z_{R.T.}$	Soma da Impedância da Rede de Transporte com a impedância do Transformador de Potência AT/MT (p.u. Ω)
$Z_{GE}$	Soma da Impedância da Geração Eólica com a impedância do Transformador de Potência 15kV (MT) para 0,69 V (p.u. Ω)
$Z_{PT}$	Impedância do Transformador de Potência de MT/BT (p.u. Ω)
$Z_{Li}$	Impedância da linha i (i=1,12,2) (p.u. Ω)

# Capítulo 1

## Introdução

As sociedades modernas são cada vez mais dependentes da energia eléctrica, tomando o sector eléctrico um papel crucial e fundamental. A liberalização do sistema eléctrico e a necessidade de garantir maior sustentabilidade, maior segurança de abastecimento e maior fiabilidade, bem como a crescente preocupação ambiental tem levado ao aumento significativo de produção dispersa na rede de distribuição.

A produção dispersa envolve essencialmente a energia renovável sendo a energia eólica a que mais se destaca mais devido à sua elevada produção nacional (15% do consumo total em Portugal [1]). Apesar dos benefícios da geração eólica na rede de distribuição, também surgem potenciais impactos na operação, protecção e controlo da rede de distribuição.

O trabalho realizado incide sobre o impacto da geração eólica no sistema de protecção na rede de distribuição, onde se destacam algumas questões, conflitos e respectivas soluções na integração deste tipo de geração na rede.

Neste capítulo será destacada, especificamente, a importância e desafios da integração da geração eólica na rede de distribuição bem como a motivação e estrutura da dissertação.

### 1.1 - Importância da Geração Eólica

De acordo com [2] a geração distribuída pode tanto incluir tecnologia renovável de pequena escala (células de combustível, micro-turbinas e energia fotovoltaica) como geração próxima das cargas que pode ir desde kiloWatts (kW) até aos MegaWatts (MW). Este trabalho incidirá na energia eléctrica derivada da energia eólica de grande capacidade devido ao seu interesse mundial. A energia eólica mundial prevista para este ano corresponde a 203 500 MW da capacidade instalada com um crescimento que tem duplicado de três em três anos (ver Figura 1.1). Entre todos os países, Portugal encontra-se no nono lugar de capacidade total instalada de energia eólica, com um valor igual a 3 535 MW em 2009 (ver figura 1.2).

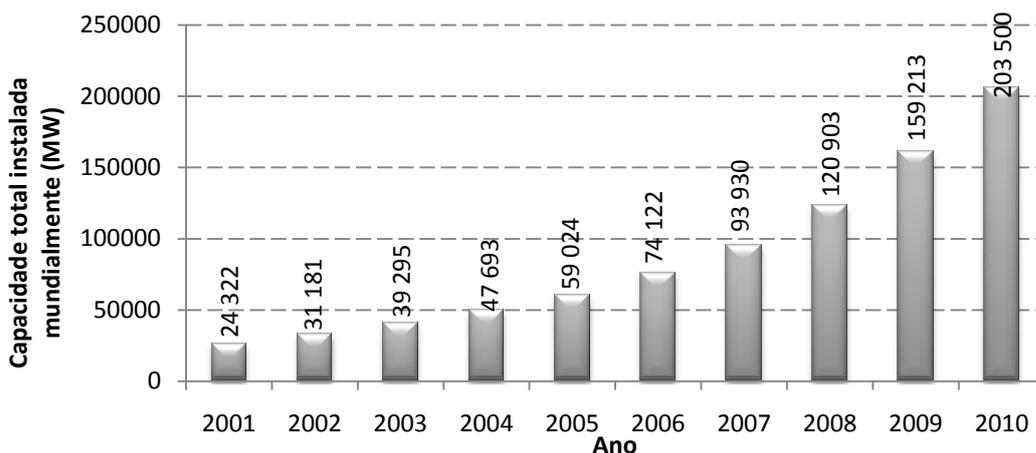


Figura 1.1 - Potência instalada em parques eólicos por ano a nível mundial [1].

Em termos percentuais, e tendo em conta a Figura 1.2, Portugal apresenta 2.2% do total da capacidade de geração eólica mundial, com um aumento de instalação de geração eólica de 1.8% em 2009 relativamente ao aumento de capacidade de geração em todo o mundo. Segundo [1] Portugal corresponde ao segundo país com maior percentagem de fonte de energia eólica instalada em relação à capacidade total instalada no país, apresentando uma percentagem de 15% sobre todas as fontes de energia utilizadas. O investimento de instalação de novas eólicas não estabiliza, sendo previsto um aumento entre 7 500 a 9 000 MW de capacidade eólica para o ano 2020 em Portugal [3]. Este aumento de capacidade instalada, bem como o aumento da capacidade de energia eólica nos restantes países mundiais permitem uma redução de aproximadamente 320Mton (Megatoneladas) de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) no ano de 2020 [3].

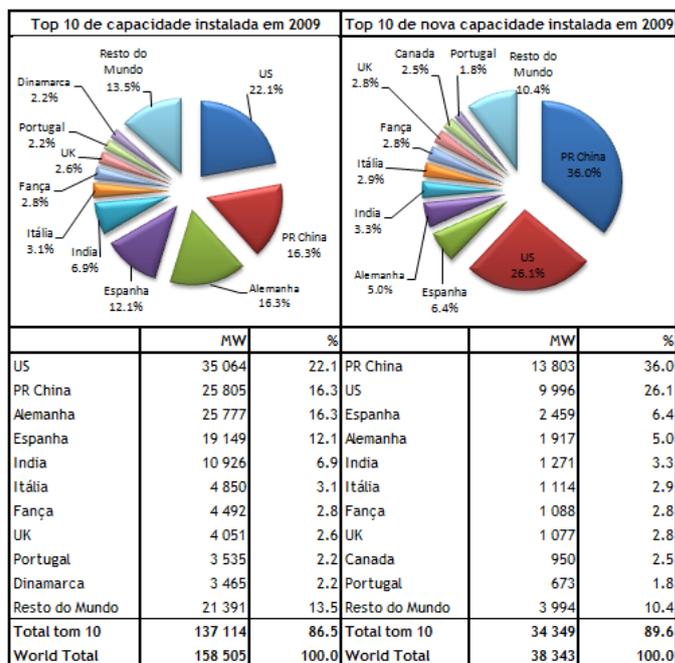


Figura 1.2 - Ranking de potência instalada e novos parques eólicos no ano de 2009 [1].

## 1.2 - Interligação de Geração Eólica na Rede de Distribuição: Benefícios e Desafios

O investimento da geração eólica deve-se essencialmente aos benefícios de instalação da produção dispersa bem como a instalação de fontes de energia renovável. Os benefícios da geração eólica consistem de acordo com [2] nos seguintes pontos:

- **Protecção do meio ambiente:** produção de energia eléctrica sem emissão de gases nocivos;
- **Redução de investimentos na rede de transporte:** a redução do congestionamento do sistema de transporte evita investimentos no aumento da rede de transporte (por exemplo novas linhas);
- **Redução de investimentos na rede de distribuição:** operação da geração eólica perto da carga poderá evitar investimentos na própria rede de distribuição (por exemplo novas linhas);
- **Redução de perdas:** geração eólica situada próximo da carga pode reduzir as perdas na rede;
- **Possível aumento da fiabilidade e qualidade de serviço:** possibilidade de fornecimento de serviços de sistema permitindo uma melhoria da qualidade e fiabilidade de energia vendida.

Contudo, a interligação da geração eólica na rede de distribuição apresenta um potencial e significativo impacto na operação, protecção e controlo na rede de distribuição, sendo de seguida descritos os principais desafios técnicos [4,5]:

- **Alteração da circulação e amplitude da corrente:** a inserção de geração eólica na rede irá alterar a circulação e amplitude da corrente quer em funcionamento normal quer em situação de defeito;
- **Sobretensões:** em certos locais de instalação de geração eólica pode aumentar a tensão violando os limites de tensão, principalmente após a eliminação de defeito na rede;
- **Possível redução da qualidade de serviço:** a geração eólica pode apresentar flutuações de tensão, flickers, harmónicos e variações de frequência;
- **Operação incorrecta do sistema de protecção:** a alteração da circulação e amplitude da corrente em situação de defeito pode provocar a incorrecta operação da protecção.

O impacto da geração eólica é geralmente evitado na maioria dos países pela retirada de serviço da mesma, através das protecções de interligação aquando um defeito na rede. Contudo, esta solução não impede a ocorrência dos problemas descritos, uma vez que, o tempo de detecção do defeito por parte da protecção de interligação não é instantâneo. Para além destes desafios, a retirada de serviço da geração eólica aquando um defeito de carácter fugitivo pode afectar o restabelecimento da rede e a qualidade de serviço. Posto isto, existem actualmente estudos sobre a possibilidade de obrigar as gerações eólicas a permanecer interligadas á rede de acordo com a tensão aos seus terminais, fornecendo corrente reactiva para apoio na regulação de tensão da rede de distribuição. Esta solução

apesar de possibilitar a prestação do serviço de sistema pode afectar igualmente o funcionamento adequado do sistema de protecção.

### **1.3 - Motivação e Objectivos**

Nos últimos anos assim como nos que se avizinham, tem-se vindo a detectar um investimento acentuado na produção de energia distribuída, nomeadamente a energia provinda do vento. Os benefícios deste tipo de geração de energia são inegáveis pelo seu impacto benéfico na protecção do meio ambiente bem como a possibilidade de redução de investimentos na expansão da rede eléctrica. Portugal tem sido um dos países que desenvolveu exigentes metas de produção eólica que permitem pela sua extensão, alimentar uma percentagem de carga significativa.

Apesar dos seus benefícios, a geração eólica proporciona um impacto significativo no funcionamento correcto da rede, principalmente quando esta está sujeita a situações anormais de defeito. A actual legislação, devido ao seu impacto negativo no sistema de protecção, obriga a retirada de serviço da geração eólica aquando um defeito na rede de distribuição. Na actualidade, mesmo com a saída de serviço da geração eólica (devido à saída tardia da mesma) existe um impacto no funcionamento correcto do sistema de protecção. Devido à importância do sistema de protecção, este impacto pode influenciar significativamente a qualidade de serviço da rede, impedindo o isolamento do troço de defeito num menor tempo possível ou a saída de serviço de troços da rede desnecessariamente.

Para além do impacto no sistema de protecção, devido ao aumento progressivo da capacidade de geração eólica na rede de distribuição portuguesa, a perda de produção, aquando a ocorrência de defeitos fugitivos, pode afectar significativamente a restauração e a qualidade de serviço da rede eléctrica. Actualmente, existem estudos em Portugal para incorporar nos parques eólicos a capacidade de sobreviver a cavas de tensão, bem como proporcionar serviço de sistema ao injectar corrente reactiva durante o defeito (regulação de tensão).

Assim, é de importância extrema na qualidade da rede eléctrica, detectar os problemas no sistema de protecção aquando a interligação de geração eólica na rede de distribuição com ou sem capacidade de sobreviver a cavas de tensão (“Fault Ride Through”). Devido à existência do impacto da geração eólica no sistema de protecção serão propostas soluções para possibilitar e aumentar o interesse nos investimentos na capacidade instalada de geração eólica na rede de distribuição em Portugal, e assim possibilitar o alcance das metas propostas em [3].

### **1.4 - Impacto no Sistema de Protecção com Geração Eólica na Rede de Distribuição**

A inserção da geração eólica apresenta um impacto no funcionamento adequado do sistema de protecção na rede de distribuição convencional. A rede de distribuição convencional apresentava unicamente a função de receber energia da rede de transporte e distribuí-la pelos clientes. Desta forma, o fluxo da corrente quer em regime de funcionamento normal ou anormal (em defeito) da rede apresentava um único sentido. Com a

interligação da geração eólica à rede, a amplitude e o sentido da corrente em defeito é alterado, provocando problemas no funcionamento adequado no sistema de protecção da rede. O impacto da geração eólica no sistema de protecção pode apresentar consequências desastrosas desde a inutilização ou a não actuação da protecção até à avaria da geração eólica e dos componentes da rede de distribuição. Os principais desafios no sistema de protecção aquando a interligação de geração eólica são segundo [6] os seguintes:

- **Falha de operação da protecção ou redução de sensibilidade:** a redução da amplitude da corrente em defeito pode impedir ou aumentar o tempo de actuação da protecção para o isolamento do defeito;
- **Incorrecta operação da protecção:** a protecção pode operar sem necessidade devido à contribuição da geração eólica retirando de serviço uma linha sã;
- **Retirada de serviço da geração eólica sem necessidade:** Curto-circuito em linhas paralelas a que a geração eólica se encontra interligada pode provocar a saída de serviço da mesma;
- **Impedimento da protecção do fusível:** a presença de geração eólica provoca primeiro a actuação do fusível em vez do automatismo da protecção da linha na subestação, impossibilitando a protecção do fusível aquando defeitos de carácter fugitivo;
- **Inutilização de religação automática:** devido à contribuição de geração eólica, a religação automática pode perder a utilidade na tentativa de eliminação do defeito;
- **Religação fora de sincronismo:** a religação de uma linha, quando esta se encontra sobre tensão devido à presença de geração eólica, pode provocar prejuízos elevados pela danificação dos componentes da rede, do cliente e da geração eólica;
- **Formação de ilha:** fornecimento de energia por parte da geração eólica sem interligação da mesma à rede. Pode provocar a redução da qualidade de serviço e o impedimento da religação automática.

Com o objectivo de diminuir o impacto da geração eólica no sistema de protecção da rede de distribuição é definido em cada país um sistema de protecção de interligação que permite a retirada de serviço da geração eólica aquando a ocorrência de um defeito. Contudo, este sistema de protecção não permite de todo eliminar todos os problemas no sistema de protecção causados pela interligação da geração eólica na rede. Ocorrerá situações em que a geração eólica permanecerá interligada tempo suficiente para provocar os problemas descritos. Para além disso, a saída de serviço da geração sempre que ocorre um defeito, não é a solução adequada, uma vez que pode ocorrer a perda de grandes quantidades de produção e impedir Portugal de atingir as metas definidas em [3]. Assim sendo, existe actualmente uma proposta de um novo regulamento da rede de distribuição em Portugal que obriga que os parques eólicos com capacidade superior a 5 MVA disponham de capacidade de sobreviver a cavas de tensão injectando corrente reactiva durante o defeito.

Com as actuais e as possíveis futuras condições técnicas de interligação dos parques eólicos, será analisada nos próximos capítulos a possibilidade de ocorrência dos problemas do sistema de protecção descritos na rede de distribuição.

## 1.5 - Estrutura da Dissertação

A divisão desta dissertação foi feita por sete capítulos, sendo o capítulo actual, uma breve introdução ao tema que irá ser abordado pormenorizadamente nos capítulos seguintes.

O capítulo 2 faz uma descrição dos sistemas de protecção na rede de distribuição de média tensão em Portugal, nomeadamente a protecção na linha de média tensão na subestação de alta para média tensão, os interruptores auto-religadores, os fusíveis no posto de transformação e a protecção de interligação da geração eólica. Será também analisada a influência dos regimes de neutro na rede de distribuição.

Os desafios no sistema de protecção são o foco de todo o Capítulo 3. Os desafios analisados consistem na redução de sensibilidade da protecção, saída de serviço de uma linha sã, perda de coordenação entre o fusível e a protecção na linha de média tensão na subestação, saída de serviço da geração eólica sem necessidade, inutilização de religação da protecção, religação fora de sincronismo, inutilização do interruptor auto-religador e formação de ilha. Será analisada teoricamente, a possibilidade de ocorrência de cada um destes problemas, bem como a influência dos problemas na variação da capacidade da geração eólica, localização da geração e localização do curto-circuito trifásico.

O capítulo 4 consiste na validação dos problemas no sistema de protecção com a interligação de geração eólica na rede de distribuição. Neste capítulo serão analisados, através de simulação dinâmica no software PSS®E, todos os problemas descritos no capítulo 3.

No Capítulo 5 são propostas soluções para o impedimento da ocorrência dos problemas analisados no capítulo 3 e 4 individualmente. Será analisada cada solução no que respeita ao impacto da mesma nos restantes problemas, fornecendo, por último, soluções que permitam resolver um conjunto de problemas no sistema de protecção sem provocar impactos negativo num dos problemas individuais.

O Capítulo 6 centra-se na análise das novas condições técnicas dos parques eólicos, descrito na proposta do novo Regulamento da Rede de Distribuição. Estas novas condições técnicas prendem-se essencialmente em obrigar o parque eólico a possuir a capacidade de sobreviver a cavas de tensão fornecendo serviços de sistema aquando de curto-circuitos na rede. Neste capítulo será analisado o impacto destas novas condições técnicas dos parques eólicos nos desafios actuais no sistema de protecção na rede de média tensão.

Por último, o Capítulo 7 refere as principais conclusões, contribuições desta dissertação, assim como eventuais possibilidades para trabalhos futuros.

## Capítulo 2

# Rede Eléctrica de Distribuição de Média Tensão: Sistema de Protecção

Neste Capítulo será analisado o conjunto de sistemas de protecção existentes numa rede de distribuição de média tensão aérea. A ênfase será dada ao sistema de protecção associado às linhas de média tensão da subestação de alta para média tensão, à interligação da geração eólica com a rede bem como aos interruptores auto-religadores e fusíveis localizados, respectivamente, na linha de média tensão e nos postos de transformação. Para todos os sistemas de protecção, será analisada a sua regulação em Portugal de acordo com os regulamentos.

Este Capítulo será complementado com uma análise do actual regulamento da rede de distribuição, focando com especial atenção as actuais condições técnicas impostas aos parques eólicos na interligação dos mesmos à rede.

### 2.1 - Sistema de Protecção numa Rede de Média Tensão Aérea

Na ocorrência de um defeito existe a necessidade de o isolar o mais rapidamente possível, de modo que as causas do defeito não se alastrem pela rede e provoque danos nos equipamentos da rede e do cliente. Com a necessidade de garantir que a qualidade e a continuidade de serviço sejam elevadas, é indispensável que a rede possua um sistema de protecção que na detecção de situações anormais de funcionamento da rede isole o defeito. Neste trabalho, e em específico neste Capítulo, será analisado o sistema de protecção de uma rede de Média Tensão (MT).

Um sistema de protecção encontra-se instalado na linha de MT na subestação de Alta Tensão (AT) para MT. Este sistema de protecção é constituído por diversas funções de protecção descritas na Secção 2.2 do presente Capítulo, sendo a sua localização observada na Figura 2.1 (Protecção na subestação da linha 1 e 2: PS1 e PS2).

Na mesma Figura 2.1 visualiza-se a localização de Interruptores Auto-Religadores (IAR's), distribuídos ao longo das linhas de MT, de forma estratégica, e com a função de reduzir a área isolada da linha para defeitos localizados entre o IAR e a carga 1. Esta protecção será analisada com maior detalhe na Secção 2.6. Um outro sistema de protecção, existente devido

à interligação da Geração Eólica (GE) com a Rede de Distribuição (RD), consiste no sistema de protecção de interligação. Também este sistema de protecção, caracterizado na Figura 2.1 por PI1 engloba um conjunto de funções de protecção descritas na Secção 2.3. Por último, na Secção 2.7 será analisada a protecção nos postos de transformação, nomeadamente nos fusíveis legendados na Figura 2.1. como “F1-F2”.

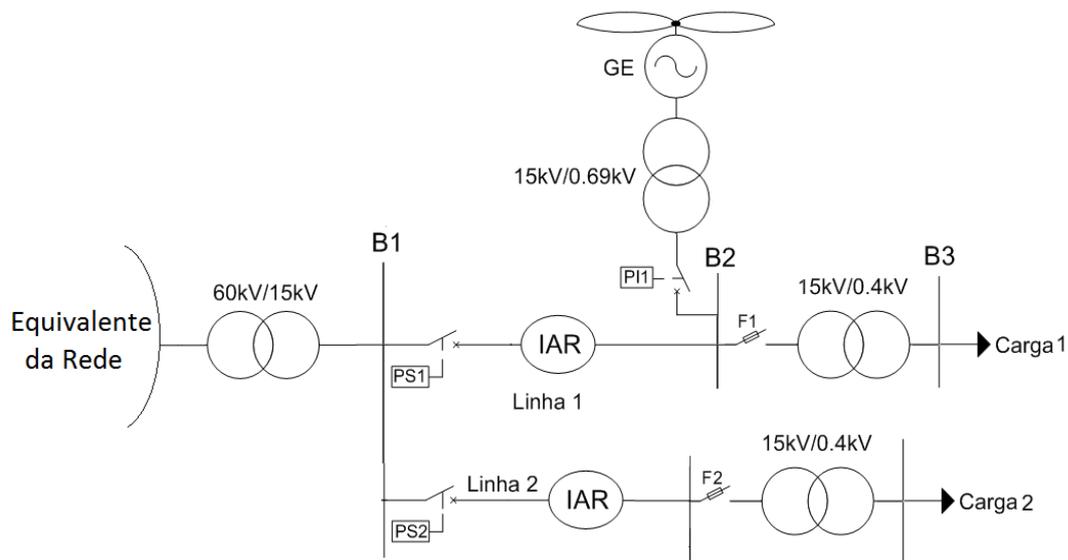


Figura 2.1 - Esquema de uma Rede de MT com GE e protecções.

## 2.2 - Sistema de Protecção nas linhas de Média Tensão na Subestação

No painel de saída da linha de MT da subestação de AT/MT o sistema de protecção é composto por um conjunto de equipamentos, no qual se realça o dispositivo de abertura designado como disjuntor e o Intelligent Electronic Device (IED). Os IED's têm a capacidade de possuir um conjunto de funções de protecção da linha de MT na subestação AT/MT, que segundo [8] devem ser as seguintes:

- Máxima intensidade de Fase (ANSI #50);
- Máxima de Intensidade Homopolar Direccional (ANSI #67N);
- Máxima Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR) (ANSI #51N);
- Condutor Partido;
- Presença de Tensão;
- Cold Load Pickup /Inrush Restraint.

As características das funções de protecção mencionadas baseiam-se na norma [8] e podem ser visualizadas na Tabela 2.1. O tempo de detecção, transmissão do sinal da função de protecção para o disjuntor e abertura do mesmo, corresponde a um mínimo de 0,04 segundos (s) para as funções de máxima intensidade [8,9].

**Tabela 2.1:** Características funcionais das funções de protecção na linha de MT na subestação AT/MT[8].

Função	Características	Gamas
Geral	Frequência nominal (Fn)	50 Hz
	Tensão nominal (Un)	100/ $\sqrt{3}$
	Corrente nominal (In)	1 Ampère (A)
	Tensão de alimentação auxiliar (Ucc)	110 Vcc
	Tensão máxima	
	▪ Permanência	1,5 Tensão Nominal (Un)
	▪ Durante 1segundo (s)	2,5 Un
Corrente máxima:		
	▪ Permanência	2 Corrente Nominal (In)
	▪ Durante 1s	100 In
Máximo de Intensidade de Fase	Corrente de arranque	50% a 1000% In, passos de 5%
	Informação de arranque	$\leq 50$ ms
	Tempo independente	0,04 a 5s, passos de 0,01s
Máximo de Intensidade Homopolar Direcional	Corrente homopolar de arranque	1% a 300% de In, passos de 5%
	Tensão de polarização mínima	1% Un
	Informação de arranque	$\leq 50$ milissegundos (ms)
	Tempo independente	0,04 a 5s, passos de 0,01s
Máximo de intensidade Homopolar de terras resistentes	Ligação a toro	0,5A a 50A (corrente primária)
	Informação de arranque	$\leq 50$ ms
	Curva de tempo muito inverso	Curva PTR
Detecção de presença de tensão	Patamar de funcionamento	10 a 80% Un, passos de 1%
	Tempo de operação	entre 65 a 95 ms

### 2.2.1 - Função de Protecção: Máxima Intensidade de Fase (ANSI #50)

A função de protecção de máxima intensidade de fase tem como principal intuito a detecção de curto-circuito trifásico entre fases (curto-circuito bifásico). Esta função deverá ser trifásica, com três níveis de detecção de curto-circuitos e de funcionamento por tempo independente na qual o tempo de actuação poderá ser mais rápido. Conforme referido em [8], o primeiro nível deve ser regulado tendo em conta a carga do painel, contudo, geralmente é ajustado com uma corrente de detecção na ordem de  $1,3I_n$ , em que  $I_n$  é igual à corrente nominal máxima em carga (geralmente à capacidade máxima da linha). A temporização para a primeira detecção deve ser superior a 0,5 s. Neste trabalho, a regulação dos três níveis de detecção de defeitos é definida de acordo com a Tabela 2.2.

**Tabela 2.2** – Regulação da função de Máxima Intensidade de Fase.

	Corrente (A)	Tempo de actuação (s)
1º Nível ( $I >$ )	$1,3I_n$	1
2º Nível ( $I >>$ )	$2I_n$	0,5
3º Nível ( $I >>>$ )	[1500,4000]	0,1

Pela análise da Tabela 2.2,  $I_n$  corresponde à corrente nominal máxima da linha em Amperes (A) sendo o tempo dado em segundos. O tempo corresponde ao intervalo de tempo entre a detecção da violação da corrente e a transmissão do sinal para a abertura do disjuntor.

No caso da rede de MT ser aérea ou mista, esta função deve ter ainda a capacidade de desencadear a função de automatismo “religação rápida e/ou lenta de disjuntores” [8].

### 2.2.2 -Função de Protecção: Máxima Intensidade Homopolar Direcional (ANSI #50N)

A função de protecção de máxima intensidade homopolar direcional destina-se à detecção de defeitos do tipo curto-circuito fase terra pouco resistivos. Esta função de protecção deverá ter capacidade de detecção de pelo menos três níveis, nomeadamente  $I_{0>}$  (corrente homopolar maior),  $I_{0>>}$  (corrente homopolar maior maior) e  $I_{0>>>}$  (corrente homopolar três vezes maior), de funcionamento por tempo independente e para o qual deverá ser considerada uma actuação instantânea e outra temporizada. De acordo com [8], a detecção do primeiro nível deve ser regulada para actuar para uma corrente homopolar superior à corrente capacitiva ( $I_{cap}$ ), sendo normalmente utilizada uma detecção igual ou superior a  $1,3I_{cap}$  e uma temporização superior a 0,5 segundos. A corrente de detecção de máxima homopolar, ou seja,  $I_{0>>>}$ , deve ser igual à soma vectorial das correntes de fase, sendo assim necessário garantir um resultado real para efectuar o cálculo desta corrente homopolar.

Esta função de protecção deverá permitir configurar a direcionalidade nos diferentes níveis de detecção de uma forma individual. No caso do nível  $I_{0>}$  deverá ser possível calcular a corrente homopolar através da soma vectorial das correntes de fase. A função de máxima intensidade homopolar direcional no caso de linhas aéreas ou mistas devera ter capacidade de desencadear a função de automatismo “religação rápida e/ou lenta de disjuntores”.

### 2.2.3 -Função de Protecção: Máxima Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR) (ANSI #51)

A função de protecção de máxima intensidade homopolar direcional de terras resistentes (PTR) destina-se a detecção de defeitos fase terra com elevada resistência (na ordem dos  $16k\Omega$ ), sendo assim dotada de uma elevada sensibilidade. De acordo com [8], esta função de protecção deverá ter um nível de detecção, designada habitualmente por  $I_{0>}$  (corrente homopolar maior), dispondo de uma curva de funcionamento do tipo “tempo muito inverso”, garantido assim a selectividade temporal da protecção da linha com defeito em relação às protecções das restantes linhas. Assim e tendo em conta a norma [8], para garantir esta selectividade, a curva PTR deve ser descrita por uma das Equações 2.1 a 2.3, atendendo às correntes observadas na linha em regime de funcionamento normal.

- Para  $0.5A \leq \text{corrente} < 5A$ :

$$t_{op} = \frac{459.14 \times TM}{I^{0.655}} \quad , \quad (2.1)$$

- Para  $5A \leq \text{corrente} < 200A$ :

$$t_{op} = \frac{800 \times TM}{I} , \quad (2.2)$$

- Para corrente  $\geq 200A$ :

$$t_{op} = 0.8 , \quad (2.3)$$

Em que TM corresponde ao tempo de margem (ou discriminativo) entre a actuação de duas protecções, top ao tempo de operação e I ao rácio entre a corrente de curto-circuito e a corrente de arranque da protecção. As unidades dos parâmetros correspondem às unidades do Sistema Internacional (SI), ou seja, o TM e top é fornecido em segundos (s) enquanto a corrente é fornecida em Amperes (A).

A função PTR permite que os IAR's instalados na RD de MT funcionem de forma coordenada com o sistema de protecção no respectivo painel. Esta função também deve ser capaz de desencadear a função de automatismo de "relição rápida e/ou lenta de disjuntores" no caso de linhas aéreas ou mistas.

#### 2.2.4 -Função de Protecção: Condutor Partido

A função condutor partido tem como utilidade a detecção de interrupção de uma fase na linha a proteger. Esta detecção é baseada em métodos que permitam detectar eficazmente a assimetria resultante deste tipo de defeitos, como, por exemplo, o aparecimento da componente inversa da corrente.

#### 2.2.5 -Função de Protecção: Presença de Tensão

A função de presença de tensão tem como objectivo a detecção de presença de tensão do lado da rede de MT e deve ser instalada na subestação AT/MT no painel da linha de MT, quando se encontra interligada à mesma, geração eólica. Esta função permite impedir o fecho do disjuntor no caso da existência de tensão na respectiva saída (devido ao funcionamento da unidade de produção de energia em ilha) quer por um comando automático ou voluntário (local ou por telecomando).

#### 2.2.6 -Função de Protecção: "Cold Load Pickup/Inrush Restraint"

Esta função permite alterar o valor máximo de corrente, que a função de protecção de máxima de intensidade de fase está regulada, para que a instalação suporte os picos de corrente causados, por exemplo pela ligação de cargas evitando deste modo actuações intempestivas.

## 2.3 - Sistema de Protecção de Interligação da Geração Eólica com a Rede de Distribuição

A interligação de GE na RD irá trazer benefícios e desafios técnicos no funcionamento adequado da rede. De forma a reduzir o seu impacto e de manter a qualidade de serviço da rede com interligação da GE à mesma, é necessário que a interligação disponha de funções de protecção, que permitam retirar de serviço a geração aquando um defeito ou aquando a abertura do disjuntor da linha de MT na subestação. Assim, a interligação entre a rede e o produtor independente de acordo com [10], deverá possuir o seguinte bloco de funções de protecção:

- Máximo/mínimo de frequência (ANSI #81U e #81);
- Máximo/ mínimo de tensão (ANSI #59 e #27);
- Máximo de tensão homopolar (ANSI #59N);
- Máximo de corrente (ANSI #50 ou #51).

A regulação das funções de protecção de interligação é da responsabilidade da entidade proprietária da rede receptora. O operador da rede de distribuição portuguesa coloca ao dispor dois cenários de protecções, nomeadamente o tipo A e B, caracterizadas nas Tabelas 2.3 e 2.4 respectivamente.

**Tabela 2.3** – Protecções de Interligação, regulação e temporização para o cenário A.

Protecção	Valor	Tempo de Actuação (s)
Máximo de Tensão Homopolar	<i>a calcular</i> <sup>1</sup>	Instantâneo
3 X Mínimo de Tensão	$85\%U_n$	Instantâneo
2 X Máximo de Tensão	$115\%U_n$	Instantâneo
Máximo/Mínimo de Frequência	$50,2 / 49,8 \text{ Hz}$	Instantâneo
3 X Máximo de Corrente	$1.3I_n$	1 Segundo

<sup>1</sup> Dependente do comprimento total da saída e do tipo de rede (aéreas ou subterrânea) onde se encontra interligada a unidade independente de produção.

Tabela 2.4 – Protecções de Interligação, regulação e temporização para o “cenário B”.

Protecção	Valor	Tempo de Actuação (s)
Máximo de Tensão Homopolar	<i>A calcular</i> <sup>2</sup>	1 Segundo + Instantâneo (REE)
3 X Mínimo de Tensão	$85\%U_n$	1 Segundo + Instantâneo (REE)
3 X Mínimo de Tensão (2°)	$120\%U_{min}$ <sup>3</sup>	Instantâneo
2 X Máximo de Tensão	$115\%U_n$	Instantâneo
Máximo/Mínimo de Frequência	$50,2 / 49,8$ Hz	Instantâneo
3 X Máximo de Corrente	$1,3 I_n$	1 Segundo

Como a protecção na linha de MT na subestação de AT/MT contém o automatismo de religações rápidas (máximo de 400ms [11]), é necessário que as funções de protecção de interligação da GE na RD sejam instantâneas de modo a evitar que o disjuntor da subestação se feche provocando paralelos intempestivos. O “Cenário A” apresenta assim uma solução de regulação das funções de protecção, que retira de serviço a GE antes do disjuntor na subestação efectuar a religação da linha, possuindo funções de protecção de máxima/mínimo de tensão, função de máxima tensão homopolar e função de máximo e mínimo de frequência com um tempo de actuação instantânea. Contudo, na ocorrência de um defeito nas linhas paralelas à linha que contem uma GE interligada, o disjuntor de interligação pode actuar intempestivamente, nomeadamente devido à actuação da protecção de mínimo de tensão e à protecção de máximo de tensão homopolar.

Em alternativa a este cenário, a operadora da rede eléctrica Portuguesa criou um novo cenário designado por “Cenário B” facultando uma regulação mais favorável para o produtor. Esta permite a adequada coordenação entre os sistemas de protecção, introduzindo para isso um pequeno atraso nas funções de protecção de mínimo de tensão e máxima de tensão homopolar. Deste modo, e para situações de defeito em linhas paralelas à linha em que a GE se encontra interligada, não é retirado de serviço a geração. Este segundo cenário obriga a instalação de um sistema de detecção de tensão na linha de MT na subestação em que a GE se encontra interligada. Este cenário obriga também a adição de um segundo nível de detecção na função de mínimo de tensão trifásica na protecção de interligação da GE com a RD. O segundo nível de detecção de tensão trifásica é regulado em função do limite de tensão para o qual a protecção de frequência bloqueia quando a tensão diminui ( $120\%U_{min}$ : geralmente  $40\%U_n$  [12]). Assim, este cenário permite garantir a inexistência de paralelos intempestivos, resultantes de religações rápidas, bem como a melhoria da continuidade de serviço ao nível da instalação de produção. Sendo os custos relativos aos equipamentos de interligação a cargo do produtor independente, este pode escolher entre os dois cenários descritos. Salienta-se que o “Cenário B” só se torna justificável no caso da GE se desligar da rede devido a actuações intempestivas, com muita frequência, do disjuntor de interligação.

O tempo de detecção, transmissão do sinal da função de máximo e mínimo de frequência da protecção de interligação para o disjuntor e abertura do mesmo, corresponde a um

2 Dependente do comprimento total da saída e do tipo de rede (aéreas ou subterrânea) onde se encontra interligada a unidade independente de produção.

3  $U_{min}$ , tensão mínima de funcionamento da protecção de frequência. De acordo com [12] o segundo nível de detecção de mínimo de tensão corresponde a  $40\%U_n$ .

mínimo de 0,07 segundos [9]. O tempo desde a violação do limite e a abertura do disjuntor para as restantes funções de protecção corresponde a um tempo igual a 0,04 segundos [9].

### 2.3.1 -Função de Protecção: máximo/mínimo de frequência (ANSI #81U e #81)

Devido ao desequilíbrio entre a produção e o consumo, podem ocorrer variações de frequência consideráveis que se persistirem durante um tempo significativo podem danificar os equipamentos ligados à rede e os equipamentos da própria rede. As funções de protecção de máximo e mínimo frequência permitem a retirada de serviço da GE através da actuação do disjuntor de interligação, quando a frequência ultrapassa respectivamente o valor máximo ou mínimo regulável respectivamente.

A função protecção de máximo e mínimo de frequência possibilita a detecção de situações em “ilha”, isto é, a detecção de situações de funcionamento da rede isolada com a GE por intermédio do disparo dos disjuntores na linha de MT da subestação.

### 2.3.2 -Função de Protecção: máximo/mínimo de tensão (ANSI #59 e #27)

Uma das prevenções necessárias é garantir que as tensões anormais aquando um curto-circuito, não danifiquem os equipamentos da rede e os equipamentos ligados às mesmas. Assim, a função de protecção de máximo e mínimo de tensão permitem a retirada de serviço da GE quando a tensão aos seus terminais se encontra fora dos limites superiores e inferiores respectivos. Quando o limite máximo de tensão for excedido a função de protecção de máxima tensão dá ordem de abertura ao disjuntor de interligação retirando de serviço a GE. No caso da tensão mínima regulável ser superior à tensão no ponto de medida, a função de protecção de mínimo de tensão dá ordem de abertura ao disjuntor de interligação, retirando de serviço a GE da rede eléctrica.

A função de protecção de mínimo de tensão possibilita a detecção de situações de funcionamento da rede isolada, retirando de serviço a GE. Esta função de protecção transmite uma ordem de abertura ao disjuntor, no caso de a GE estar em sobrecarga ou no caso de incapacidade do mesmo em operar em “ilha” [4]. Para além deste objectivo, a função de protecção de mínimo de tensão impede a religação da instalação da GE antes do retorno de tensão à rede pública. Para detectar este tipo de situações é fulcral que o transformador de medida de tensão esteja do lado da rede do disjuntor.

### 2.3.3 -Função de Protecção: máximo tensão homopolar (ANSI #59N)

A função de protecção de máximo de tensão homopolar tem como objectivo a detecção de curto-circuitos fase-terra, prosseguindo com a transmissão do sinal para o disjuntor de interligação, para a retirada de serviço da GE. Apesar de ser usual o uso da função de protecção de corrente homopolar para este tipo de defeitos, neste caso, não pode ser aplicável, uma vez que, o regime de neutro utilizado na interligação da GE com a rede é do tipo isolado [13]. Assim, o relé associado a este tipo de função de protecção de tensão homopolar soma a tensão medida nas três fases, e no caso de esta ser superior ao valor regulável na protecção, a função de protecção prossegue com a ordem de disparo do disjuntor de interligação. O limite máximo da tensão homopolar depende da rede e do ponto de interligação da GE,

contudo geralmente o valor da função regulado com um limite máximo é igual a três vezes a tensão homopolar.

#### 2.3.4 - Função de Protecção: máximo de Corrente (ANSI #50 ou #51)

A função de protecção de máxima corrente trifásica tem como objectivo a protecção da GE e da interligação em situações de sobrecargas e elevadas correntes provocadas por curto-circuitos. Esta função de protecção envia uma ordem de abertura ao disjuntor, de interligação da GE com a rede, quando a corrente é superior ao limite máximo regulado, retirando assim de serviço a GE. No caso da existência de mais do que uma função de protecção de máxima corrente, a selectividade é garantida através de um escalonamento temporal entre as diferentes funções de protecção de máxima corrente, permitindo a actuação da protecção de máxima corrente que se localizar mais próximo do defeito.

### 2.4 - Automatismo de Religação

A religação à rede está incluída num conjunto de automatismos instalados nas subestações e consiste numa manobra automática de fecho do disjuntor de protecção após um disparo provocado pela actuação de uma função de protecção. O objectivo principal desta função consiste na eliminação de defeitos não permanentes (70% a 80% [7] do total de defeitos), ou seja, na eliminação de defeitos fugitivos ou semi-permanentes nas linhas de MT, assegurando a reposição de serviço após interrupções de curta duração. Torna-se assim, possível diminuir o número de interrupções na rede de distribuição, sem retirar de serviço a linha com o defeito não permanente. Contudo, no caso do defeito ser do tipo permanente, esta função deve ter a capacidade de isolar a linha em questão.

Para esse efeito existem três tipos de religações, a seguir descritas:

- **Religação:** Consiste numa manobra automática de fecho do disjuntor de protecção consecutiva a um disparo (ex: actuação da função de protecção de máxima intensidade) [11];
- **Religação rápida:** Religação cujo tempo de isolamento é reduzido, normalmente inferior a 0,4 segundos [11];
- **Religação lenta:** Religação cujo tempo de isolamento é da ordem das dezenas de segundos e não superior a 120 segundos [11].

Segundo [11], apenas são permitidos os modos de funcionamento descritos na Tabela 2.5 para as saídas das linhas de MT na subestação:

**Tabela 2.5 – Parâmetros característicos do automatismo de religação.**

Modos de Funcionamento	Descrição Sumária
0	Religação inibida
4	1 Religação rápida
2	1 Religação lenta
3	2 Religações lentas
6	1 Religação rápida + 1 religação lenta
7	1 Religação rápida + 2 religações lentas

Atendendo ao definido em [14,15] o modo de funcionamento utilizado na protecção na linha de MT na subestação AT/MT é o modo de funcionamento 7. Este modo de funcionamento de religação é desencadeado através da função de máxima intensidade de fase, máximo intensidade homopolar direccional ou pela função de máxima intensidade homopolar de terras resistentes. Quando é detectado um defeito por estas funções é desencadeada a função de religação rápida no disjuntor da linha em defeito com um tempo de isolamento de 300 milissegundos (ms) [15]. Após o fecho do disjuntor se o defeito persistir são realizadas duas religações lentas com o máximo de 120 segundos [15]. Se o defeito for indiferente às religações, persistindo na rede de distribuição então o disjuntor abre definitivamente, sendo depois apenas possível voltar a fechar através de um comando manual, quando se resolver o defeito a partir de intervenção técnica.

Os parâmetros da religação rápida e lenta podem ser visualizados na Tabela 2.6 e 2.7, respectivamente:

**Tabela 2.6 – Parâmetros característicos da religação rápida.**

Designação	Valor (s)	Precisão (s)
Temporização do disparo instantâneo	0 a 0,05	0,005
Tempo de isolamento	0,1 a 0,4	0,01
Tempo de encravamento	5 a 120	1

Nota: os tempos de isolamento e de encravamento serão definidos por painel de linha.

**Tabela 2.7 – Parâmetros característicos da religação lenta.**

Designação	Valor (s)	Precisão (s)
Tempo de isolamento	5 a 120	1
Tempo de encravamento	5 a 120	1

Nota: os tempos de isolamento e de encravamento serão definidos por painel de linha

Caso existe pelo menos, uma interligação da GE à rede de distribuição de MT, o automatismo de religação poderá ser encravado pelo sistema de detecção de tensão, pois pode ser detectada tensão na linha de interligação, proveniente da unidade de GE, impedindo o disjuntor de fechar.

## 2.5 - Impacto do Regime de Neutro no Transformador na Rede de Distribuição

Quando se efectua uma análise no sistema de protecção para a detecção de curto-circuitos, é necessário ter em conta as ligações ao neutro por parte do transformador de potência, uma vez que a corrente de curto-circuito no caso de envolver a terra, depende destas ligações. Assim, é necessário analisar os diferentes tipos de ligação à terra dos transformadores de potência existentes na rede. Actualmente existem três tipos de ligação à terra utilizados em Portugal, designadamente:

- **Neutro Isolado:** O neutro encontra-se galvanicamente isolado da terra ou ligado a ela através de uma impedância muito elevada, sendo a referência à terra, feita através das capacidades das linhas.
- **Neutro ligado directamente à terra:** a ligação à terra é realizada a partir de uma impedância de baixo valor, resultante da impedância do condutor de terra e da resistência entre o eléctrodo de terra e a própria terra.
- **Neutro ligado indirectamente à terra:** a ligação à terra é realizada através de uma resistência ou reactância.

### 2.5.1 -Regime de Neutro Isolado

O neutro isolado pode ser caracterizado, por exemplo, pela ligação do secundário do transformador de AT/MT, em estrela ou em triângulo, ou seja, quando a ligação consiste numa impedância infinita entre a terra e o neutro do transformador secundário (no caso de estrela). No caso da ocorrência de um defeito fase-terra (tipos de defeitos: Anexo A), numa das linhas de MT, a contribuição da corrente homopolar deriva apenas das correntes capacitivas de todas as linhas de MT da subestação (ver Figura 2.2).

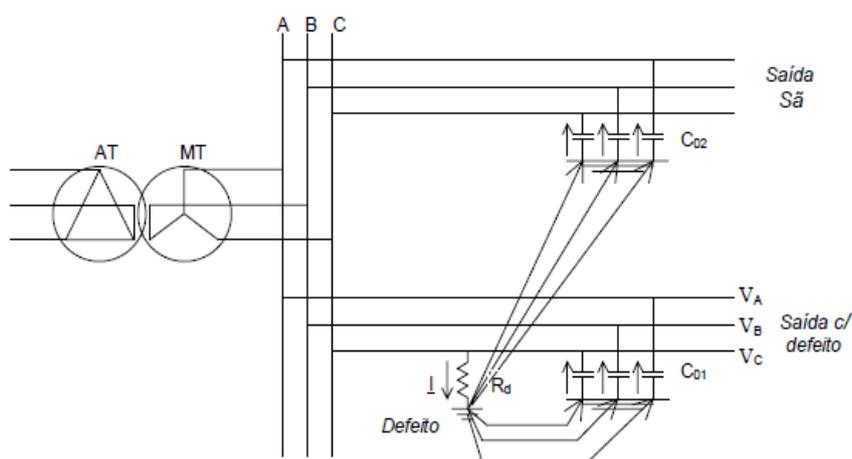


Figura 2.2 - Esquema de uma Rede com Regime de neutro isolado MT.

As correntes de curto-circuito resultantes de defeitos fase-terra são pouco elevadas, podendo não se detectar um curto-circuito. Geralmente, neste tipo de isolamento de neutro,

o curto-circuito resulta da ocorrência de um segundo curto-circuito unipolar numa outra fase, antes do primeiro curto-circuito ter sido eliminado. Consequentemente, os isolamentos serão submetidos a reduzidos esforços electrodinâmicos. Como a corrente de curto-circuito é baixa, os disjuntores serão pouco solicitados, uma vez que se a corrente de curto-circuito for inferior ao limite de estabilidade do arco, este não reacende depois da sua extinção, e não obriga à retirada da rede de serviço. Todavia, as reduzidas correntes de curto-circuito dificultam a sua detecção pelo sistema de protecção, obrigando que os sistemas de protecção sejam complexos, caros e de difícil regulação.

No que concerne às tensões das fases após a ocorrência do curto-circuito, estas serão submetidas a um aumento de tensão significativo, e mais concretamente, a tensão entre duas fases irá passar de tensão simples para uma tensão composta do sistema. Assim, todos os equipamentos devem ser dimensionados para a tensão composta, agravando, deste modo, o custo associado ao isolamento adoptado.

As funções de protecção a utilizar para o uso deste regime consistem nas duas seguintes funções de protecção:

- **Função de protecção de tensão homopolar:** Função no sistema de protecção no barramento de média tensão para análise da tensão homopolar. É uma função de protecção não selectiva, ou seja, incapaz de retirar de serviço apenas a linha em defeito. No entanto permite eliminar os defeitos que não seriam detectados de outra forma.
- **Função de protecção direccionada de potência reactiva:** Função no sistema de protecção dos painéis das linhas de média tensão na subestação. É uma protecção selectiva que permite identificar a linha com defeito.

### 2.5.2 -Regime de Neutro ligado directamente à Terra

Neste regime de neutro é efectuada a ligação do neutro, por exemplo, do lado secundário do transformador (MT) à terra por meio de uma impedância aproximadamente nula. Esta impedância corresponde à impedância do condutor de terra e à resistência entre o eléctrodo de terra e a terra.

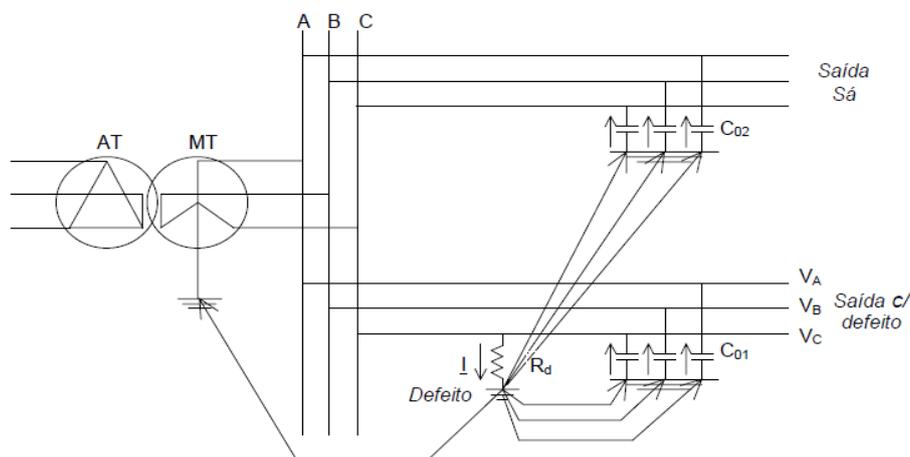


Figura 2.3 - Esquema de uma Rede com Regime de Neutro ligado directamente à terra.



de AT/MT. No que concerne à protecção de defeitos fase-terra resistivos utiliza-se as seguintes funções de protecção:

- **Função de protecção de máximo de intensidade homopolar de terras resistentes (PTR):** Aplicada nas linhas de aéreas ou mistas de MT na subestação de AT/MT;
- **Detector de terras resistentes:** Aplicada no barramento de MT na subestação de AT/MT.

#### 2.5.4 -Regime de Neutro adoptado no Transformador de Alta para Média Tensão em Portugal

Tendo em conta o documento da Operadora da Rede de Distribuição Portuguesa [11] o tipo de ligações possíveis numa subestação de AT/MT de acordo com o número de enrolamentos e valor das tensões nominais apresentam-se na Tabela 2.8.

**Tabela 2.8** – Tipos de Ligação do Transformador de Potência na subestação AT/MT [11].

Tensões Nominais (kV)	Símbolos de Ligação	
60/10,5	YN, d11	
60/15,75	YN, d11	YN, d5
60/31,5	YN, yn0, d	
61/31,5/10,5	YN, yn0, d11	
61/31,5/15,75	YN, yn0, d11	YN, yn0, d5
60/31,5-15,75	YN, d11	YN, d5

O transformador de potência pode possuir entre dois ou três enrolamentos, e no caso da existência do terceiro enrolamento, este possuirá a função de estabilização, sendo através deste realizada a ligação à terra. No caso da rede em análise (utilização do transformador com apenas dois enrolamentos) e tendo em conta o indicado em [15] a ligação do neutro utilizado no secundário do transformador de uma subestação de AT/MT, deve ser em triângulo com ligação à terra através da criação de um neutro artificial. Esta ligação será assegurada pela instalação de uma reactância trifásica limitadora da corrente de defeito fase-terra, ligada a cada barramento de MT. É possível que o regime de neutro funcione temporariamente ou permanente em regime de neutro isolado, bastando para o efeito efectuar uma parametrização adequada das funções de protecção.

De acordo com [16] a importância da reactância do neutro artificial deve-se à possibilidade de limitação da corrente de curto-circuito fase-terra a 300 A em redes aéreas, ou mistas, e a 1000 A para redes subterrâneas.

#### 2.5.5 -Regime de Neutro adoptado no Transformador de Interligação da Geração Eólica

Uma das condições técnicas de ligação da GE à RD consiste na exigência da utilização de um transformador de potência, para se efectuar a interligação entre a GE e a rede de média de tensão. Tal como mencionado na Secção 2.5, o regime de neutro adoptado nos transformadores pode influenciar os valores de curto-circuito quando a terra é envolvida.

Assim, torna-se relevante analisar o regime de neutro do transformador de interligação da GE.

De acordo com o regulamento [17] e [10] os neutros dos transformadores de interligação da GE com a RD, devem estar isolados do lado da RD de forma a permitir a exploração da mesma. Estes regulamentos também referem que um dos enrolamentos do transformador de interligação deve estar em triângulo. Uma das vantagens da ligação dos enrolamentos em triângulo do transformador de interligação consiste na não transmissão de perturbações internas no parque de GE, nomeadamente correntes homopolares e harmónicos de terceira ordem para a rede de distribuição.

Segundo [18], o transformador de interligação com os enrolamentos em triângulo do lado da GE, e em estrela do lado da rede, possibilita a continuação da correcta coordenação da rede a nível de protecção de máxima corrente homopolar na linha de MT na subestação AT/MT. Isto, porque este tipo de ligação do transformador não contribui significativamente com uma impedância homopolar, e consequentemente para a corrente homopolar. Neste tipo de ligação do transformador, existe apenas uma única referência à terra por parte do transformador da subestação AT/MT. No caso da ocorrência de curto-circuitos fase-terra na linha em que se encontra a GE ligada, a função de protecção de máxima intensidade homopolar actua isolando, assim, a linha. Poderão ocorrer situações em que a GE ainda se encontre ligada à linha, provocando sobretensões na linha, uma vez que com a rede do lado de AT da subestação AT/MT fora de serviço o regime de neutro utilizado nessa situação é o regime isolado através do transformador de interligação.

## 2.6 - Aparelhos de Corte Automático e Telecomandados

Com o intuito de proporcionar uma elevada fiabilidade e qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica, tornou-se relevante diminuir a zona afectada após defeito, reduzindo consequentemente a potência interrompida e o número de clientes afectados. Com isto instalou-se na rede de MT aparelhos de seccionamento automático e selectivos localizados em pontos estratégicos, permitindo a diminuição do tempo de indisponibilidade de alimentação dos clientes em caso de defeito. Alguns destes equipamentos são telecomandados pelo Centro de Despacho, permitindo uma maior eficiência e flexibilidade em qualquer regime de funcionamento da RD. Com os disjuntores auto-religadores nas linhas de MT na subestação de AT/MT e com seccionadores automáticos e selectivos instalados em pontos estratégicos nas linhas de MT, é possível aumentar a fiabilidade e qualidade de serviço, uma vez que se torna possível reduzir a área afectada pelo corte de energia e assim a energia não fornecida. Deste modo, os aparelhos de corte automático têm como objectivo isolar parte da rede afectada por um defeito, de forma automática, possibilitando a continuação de alimentação da restante linha de MT. Estes aparelhos são caracterizados pelo seu tipo de funcionamento, sendo possível distinguir os aparelhos mencionados nas secções seguintes (2.6.1 e 2.6.2).

### 2.6.1 - Interruptor Auto-Religador

O princípio de funcionamento dos Interruptores Auto-Religadores (IAR) é baseado no aparecimento e desaparecimento da tensão na linha de MT, onde está instalado o IAR, durante o período de religação automática do disjuntor localizado na mesma linha na subestação de AT/MT. De acordo com [19], os tipos de comando usados consistem no comando V-T (tensão tempo) e no comando O-T (malha aberta). Como o comando O-T é utilizado em redes em malha aberta, e sendo a rede portuguesa uma rede radial, não será abordada este tipo de comando neste trabalho.

#### 2. 6.1 a - Princípio de funcionamento do comando V-T

O IAR com o comando V-T permite a eliminação de defeitos de carácter fugitivo pelo disjuntor a montante (rede sem GE interligada) e a actuação do IAR, ficando bloqueado no caso de o defeito ser do tipo permanente. A sequência de operações, de acordo com [19] e [20], numa rede de distribuição convencional (sem GE), pode ser caracterizada da seguinte forma:

1º Quando ocorre um defeito na linha em que se localiza o IAR o disjuntor a montante abre o circuito. Em consequência o IAR nessa mesma linha sente a falta de tensão (num dos lados do IAR) e após um período de tempo sem tensão ( $t_a$ ) o IAR abre. Este período de tempo justifica-se para ser possível evitar a abertura do IAR quando a protecção efectua religações rápidas para a eliminação de defeitos fugitivos.

2º Quando o disjuntor efectua a primeira religação lenta, a tensão reaparece aos terminais do IAR, provocando o fecho do mesmo após uma constante de tempo regulável designado como tempo de confirmação ( $t_c$ ).

3º Após o fecho do IAR, inicia-se a contagem do chamado tempo de bloqueio ( $t_b$ ) regulável, podendo ocorrer duas situações distintas:

a) O disjuntor volta a abrir, faltando novamente tensão no IAR durante o tempo de bloqueio, provocando, conseqüentemente, a sua abertura. O IAR fica bloqueado na posição de aberto, sendo apenas possível mudar esta posição de forma manual. Na segunda religação lenta do disjuntor, e no caso do defeito se localizar a jusante do IAR, este fica no estado fechado, uma vez que a zona de defeito se encontra isolada. No caso de o defeito ser a montante do IAR, então o disjuntor volta a abrir, permanecendo nesta posição.

b) O disjuntor não volta a abrir, revelando deste modo que o defeito desapareceu. Depois do tempo de bloqueio ter acabado, sem que falte a tensão aos terminais do IAR, o IAR permanece fechado e o automatismo de comando regressa ao estado inicial.



dois IAR's em paralelo é necessário garantir que  $t_{c2} > t_{c1} + t_{b1}$  de modo que os tempos de bloqueio dos IAR's em paralelo não ocorram em simultâneo.

## 2.6.2 - Interruptores Aéreos Telecomandados: IAT

Um interruptor aéreo telecomandado é constituído por um órgão de corte e por um armário de comando. Este órgão possibilita o comando tanto a nível local, através do armário do comando como à distância via telecomando, a partir do centro de comando. Este dispositivo permite ainda a implementação de automatismos locais, com o objectivo de isolar rapidamente os defeitos na rede, sem que seja necessária a intervenção do operador. Os interruptores aéreos telecomandados instalados recentemente na rede podem ser de dois tipos diferentes, os designados por DAS, em que o sistema de corte tem como base uma ampôla de vácuo e os designados por THO onde o sistema de corte tem por base o uso de hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) [20]. O tipo de comando geralmente usado é do tipo V-T com o funcionamento igual ao referido na Secção 2.6.1.a. A única diferença reside nos nomes dados às constantes de tempo em que  $t_a$  no interruptor aéreo telecomandado é designado por tempo de confirmação ( $t_c$ ) e o tempo de confirmação no IAR é designado no IAT como tempo de fecho ( $t_c = t_{\text{fecho}}$ ).

## 2.7 - Fusíveis no Posto de Transformação: Tipo e coordenação

### 2.7.1 - Tipo de Fusíveis na Rede de Média Tensão

O tipo de fusível no Posto de Transformação (PT) depende da potência máxima do transformador de potência de MT para a Baixa Tensão (BT). Na tabela 2.9 apresentam-se alguns valores de potência nominal de transformadores com o respectivo fusível a utilizar na rede de MT de 15kV.

**Tabela 2.9** – Tipo de Fusíveis de MT de acordo com a capacidade do transformador MT/BT.

Potência Nominal do Transformador (kVA)	Tipo de Fusível <sup>4</sup> (A)
400	31,5
630	40-50
800	50-63
1000	63

### 2.7.2 - Importância da Coordenação do Fusível e da protecção na subestação

A existência da religação automática na linha de MT na subestação AT/MT deve-se, essencialmente, ao elevado número de defeito fugitivos na RD (70 a 80% [7]). Este automatismo de protecção na subestação tem como principal função eliminar defeitos fugitivos, sem o isolamento da linha por um tempo longo devido à actuação do fusível. Na

<sup>4</sup> As curvas dos fusíveis podem ser visualizada por catálogos dos fabricantes dos fusíveis.

ocorrência de um defeito nas linhas de BT, o disjuntor associado à protecção na linha de MT na subestação AT/MT actua antes do fusível, permitindo a tentativa de eliminação do defeito, através da religação rápida e protecção do fusível, em caso do defeito ser de carácter fugitivo. Assim, a regulação da religação automática e do fusível no PT permitem para determinados valores de amplitude de corrente a protecção do fusível para defeitos na BT. No caso de o defeito ser do tipo permanente, então, após a religação rápida (300ms em Portugal [15]), prossegue-se com uma religação lenta (no máximo 120ms em Portugal [15]) que permite a actuação do fusível antes do disjuntor. A segunda religação lenta da protecção na subestação de AT/MT permite a continuação de alimentação na linha de MT nas cargas situadas entre a subestação e o PT. Se, por algum motivo, o fusível não disparar (avaria), então, o religador retira de serviço a linha inteira. De acordo com o fusível instalado no posto de transformação e a parametrização da protecção da linha de MT na subestação AT/MT, a protecção do fusível ocorre para dois intervalos de corrente, assinalados na Figura 2.6.

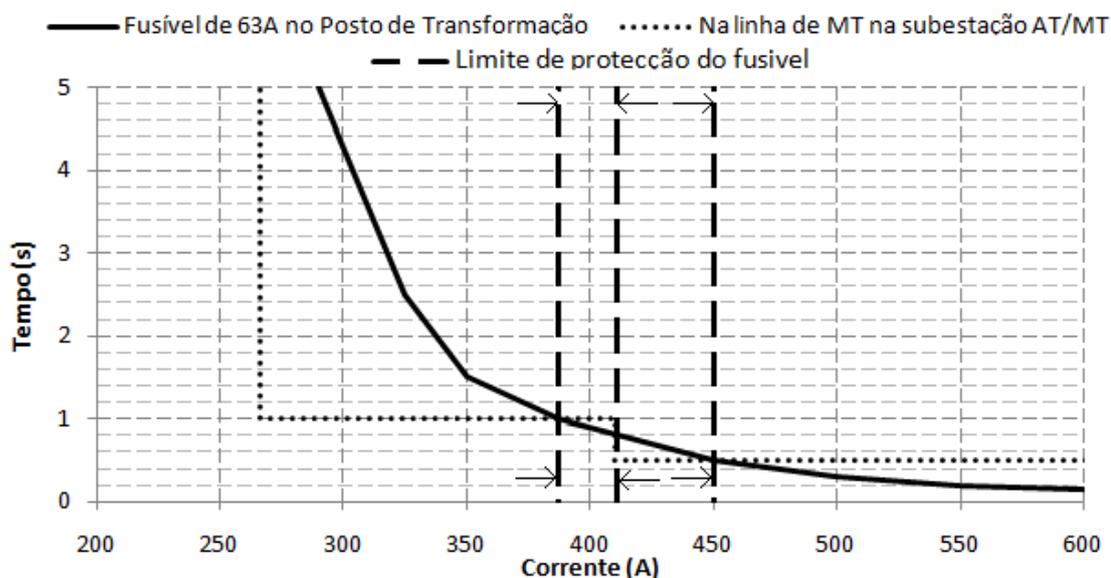


Figura 2.6 - Curva corrente-tempo da actuação do fusível no PT e da função de máxima intensidade de fase da protecção na linha de MT na subestação AT/MT. Marcação dos intervalos de corrente em que o fusível é protegido.

## 2.8 - Regulamento da Rede de Distribuição: Condições Técnicas de Ligação à Rede de Distribuição

Entre outros pontos mencionado em [17], são definidas as condições técnicas que um gerador assíncrono ou síncrono devem conter para que seja permitida a sua interligação com a rede de distribuição. Sem focar as condições técnicas do tipo de gerador, a interligação da GE na RD, de acordo com [17], apenas pode ser realizada no caso de a tensão no local da interligação não provocar desvios de tensão superiores a 0,08p.u. e 0,2Hz de frequência. No caso da interligação da GE com capacidade inferior a 10MVA na rede de MT, a potência de curto-circuito mínima no PT da interligação é 20 vezes a capacidade da GE. Geradores com capacidade superior a 10MVA devem ser realizados acertos entre o produtor e a concessionária da RD, sobre a potência de curto-circuito máxima permitida. Sendo a interligação da GE realizada à RD de MT, a ligação é obrigatoriamente realizada por meio de

um transformador com um dos lados em triângulo e com o neutro isolado do lado da rede [10,17].

Em termos actuais, o regulamento da RD define que a saída de serviço da produção independente deve ser realizada de imediato após a detecção de um defeito na linha em que esta se encontra interligada. Assim, é possível que não ocorra o ilhamento da GE com o troço em defeito, a não alimentação do defeito pela GE e a religação do disjuntor da linha de MT situado na subestação AT/MT sem dificuldades. A retirada de serviço da GE é realizada através do sistema de protecção descrito em [10] e na Secção 2.3. Após a saída de serviço da GE, a religação de acordo com [17] apenas é efectuada após satisfazer as seguintes condições técnicas:

- A GE tem que estar no mínimo três minutos desligada da RD;
- A tensão da RD tem que ter atingido no mínimo 80% do seu valor nominal;
- Não pode ser feita mais que uma ligação à RD por minuto.

## 2.9 - Resumo

Neste Capítulo foram descritos os principais sistemas de protecção existentes na rede de média tensão com a geração eólica. O sistema de protecção descrito neste Capítulo consiste nomeadamente no sistema de protecção na linha de média tensão na subestação de alta tensão para média tensão, na protecção de interligação da geração eólica com a rede de distribuição, nos fusíveis nos postos de transformação e por último nos interruptores auto-religadores utilizados em Portugal.

Finalizou-se este Capítulo com uma descrição sobre as condições técnicas de funcionamento de uma geração eólica interligada à rede de distribuição.

## Capítulo 3

# Os Sistemas de Protecção na Rede de Distribuição de Média Tensão com Geração Eólica: Desafios Actuais

Com a inserção de geração eólica na rede de distribuição o funcionamento adequado do sistema de protecção na rede poderá ser alterado podendo, conseqüentemente, afectar a rede e os clientes. Assim, neste Capítulo serão analisados os desafios actuais nos sistemas de protecção numa rede de distribuição, quando é realizada a interligação de geração eólica. A identificação dos desafios será efectuada, através de uma demonstração teórica, recorrendo sempre que possível a formulações matemáticas.

O impacto no sistema de protecção na rede de distribuição será completado pela análise de influência, que a capacidade e localização da geração eólica, assim como a localização do curto-circuito, podem provocar no mau funcionamento do sistema de protecção.

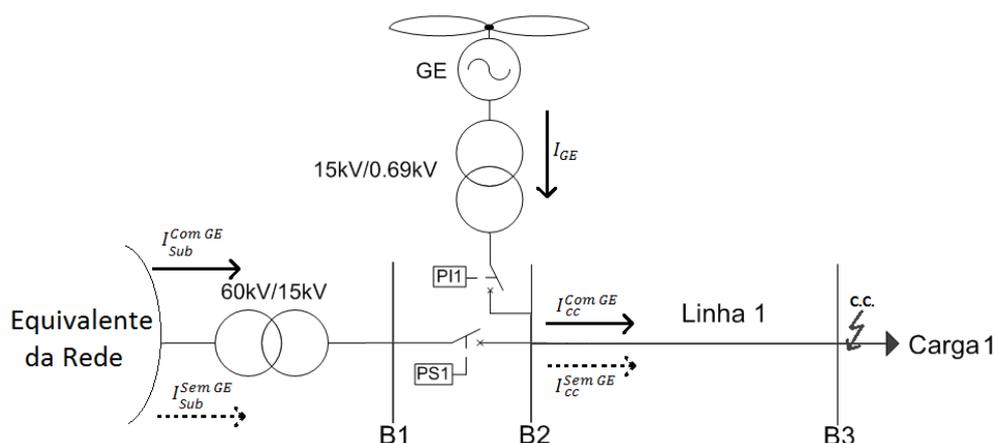
### 3.1 - Redução da Sensibilidade/ Falha de Operação do Sistema de Protecção da Subestação de Distribuição

A interligação de Geração Eólica (GE) numa Rede de Distribuição (RD) pode provocar uma alteração no sentido e/ou amplitude da corrente eléctrica. Em caso de ocorrência de um curto-circuito, a contribuição para esse defeito deixará de ser realizada unicamente pela subestação e passará a ser efectuada através da subestação e de todas as Gerações Eólicas interligadas à mesma. Assim, numa rede de distribuição com GE distribuída, a contribuição para a corrente de curto-circuito por parte da subestação, irá diminuir. Esta diminuição é responsável pela diminuição da sensibilidade do sistema de protecção associado à linha de Média Tensão (MT) na subestação de distribuição. A diminuição de sensibilidade, verificada na protecção, consiste no aumento do tempo de actuação da protecção e, conseqüente, no aumento do tempo de abertura do disjuntor da linha de média tensão em defeito. De acordo com [21], os curto-circuitos com elevadas resistências e curto-circuitos entre fases podem reduzir de tal modo a contribuição da rede que a protecção da linha de MT a que a GE se encontra interligada não detecta o defeito e não actua.

### 3.1.1 - Análise da Corrente de Curto-circuito com e sem contribuição de Geração Eólica

A redução de sensibilidade de uma protecção, ou a não actuação da mesma pode ser assinalada pela ocorrência de um curto-circuito trifásico no fim da linha 1 da rede da Figura 3.1. Com a GE interligada ao barramento, designado como B2, a corrente de curto-circuito será igual à soma da contribuição da rede e da GE. No caso de a GE se encontrar desligada da RD, a corrente de curto-circuito é obtida unicamente pela subestação.

Para efeitos de simplificação, a corrente que circula entre o barramento B1 e B2, será designada por corrente da subestação. A corrente fornecida pela GE corresponde sempre à corrente de interligação.



**Figura 3.1** - Rede de Média Tensão com uma geração eólica interligada à rede. Exemplificação da circulação da corrente para o defeito com e sem geração eólica quando ocorre um defeito no barramento B3.

A corrente e a tensão em qualquer ponto da rede após o curto-circuito podem ser obtidas através da soma entre a corrente, ou tensão, antes do curto-circuito (pré-defeito) e a variação sofrida da corrente, ou tensão, na ocorrência do curto-circuito (teorema da sobreposição [22]). Como os valores pré-defeito são muito inferiores à variação dos valores na ocorrência do curto-circuito, e sendo estes característicos do cenário de operação da rede (por exemplo valores de carga e produção dos diferentes geradores), será no decorrer deste trabalho considerada a rede antes do curto-circuito em vazio. A variação sofrida pelos parâmetros pode ser obtida pela análise do circuito equivalente da rede. No caso da corrente de curto-circuito, esta pode ser obtida pela divisão entre a tensão da rede e a impedância equivalente vista do ponto do defeito. Assim a corrente de curto-circuito sem GE na RD é dada pela Equação 3.1.

$$I_{cc}^{Sem GE} = I_{Sub}^{Sem GE} = \frac{V_3^0}{Z_{Eq}} = \frac{V}{Z_{Sub} + Z_{L1}} \quad , \quad (3.1)$$

Em que  $I_{cc}^{Sem GE}$  corresponde à corrente de curto-circuito sem GE (corrente no local onde ocorre o curto-circuito),  $V_3^0$  à tensão no barramento B3 antes do curto-circuito,  $Z_{Sub}$  correspondem à impedância da rede somada à impedância do transformador de potência de Alta Tensão (AT) / MT e  $Z_{L1}$  define a impedância da linha 1. Como a rede se encontra em

vazio, sem qualquer carga, a tensão em todos os barramentos antes do curto-circuito é igual à tensão nominal, caracterizada por “V”. A soma da impedância da rede e da linha é igual à impedância equivalente ( $Z_{Eq}$ ) vista do barramento B3 (ver Figura 3.1) com a GE desligada da rede. As unidades dos parâmetros correspondem à unidade por unidade (p.u.) de acordo com o Sistema Internacional (SI) de cada parâmetro, ou seja, a tensão é em p.u.Volts (V), a impedância em p.u. Ohm ( $\Omega$ ) e a corrente em p.u. Ampère (A).

No caso de se efectuar a interligação da GE ao barramento B2 (ver Figura 3.1), a corrente de curto-circuito para um curto-circuito trifásico no barramento B3 é obtida pela Equação 3.2.

$$I_{cc}^{Com GE} = \frac{V_3^0}{Z_{Eq}} = \frac{V}{Z_{L1} + \left[ \frac{Z_{Sub} \times Z_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{GE}} \right]}, \quad (3.2)$$

Onde  $I_{cc}^{Com GE}$  é a corrente de curto-circuito com a GE interligada à RD e  $Z_{GE}$  é a soma entre a impedância da GE com a impedância do transformador de interligação. Também estes parâmetros são considerados em p.u. de acordo com o SI de cada parâmetro.

A existência de uma GE interligada ao barramento B2 provoca a alteração da impedância equivalente vista do ponto de defeito (ver (3.1) e (3.2)). Como:

$$Z_{Sub} + Z_{L1} > Z_{L1} + \left( \frac{Z_{Sub} \times Z_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{GE}} \right), \quad (3.3)$$

Assim:

$$I_{cc}^{Com GE} > I_{cc}^{Sem GE}, \quad (3.4)$$

Através da Equação 3.4, obtida através da comparação da Equação 3.1 e 3.2, verifica-se que existe um aumento da corrente de curto-circuito com a GE interligada à RD. Assim, para um curto-circuito no barramento B3, a linha 1 está sujeita a correntes de curto-circuito superiores no caso de ter uma GE interligada ao barramento B2.

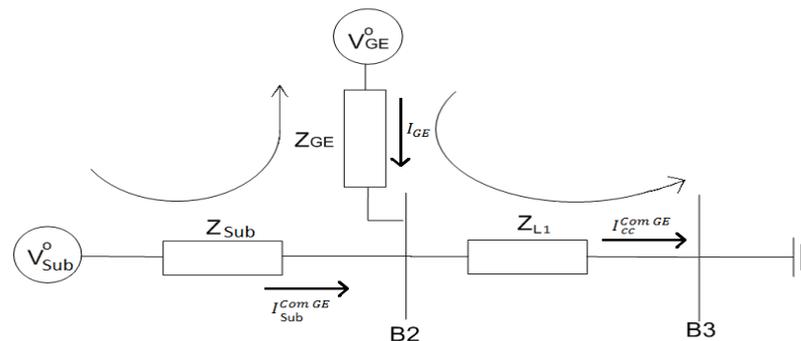


Figura 3.2 - Circuito da Rede de Média Tensão da Figura 3.1 para a aplicação da lei de malhas.

Para verificar se existe uma redução de sensibilidade na protecção da linha de MT, denominada na Figura 3.1 como PS1, é necessário calcular a corrente fornecida pela subestação (da rede) aquando um curto-circuito no fim da linha de MT. No caso de a GE estar

desligada da RD (ver Figura 3.1), a corrente que a subestação fornece para o curto-circuito é igual à corrente de curto-circuito, uma vez que não existe outra fonte a contribuir para o defeito. No caso de a GE se encontrar interligada ao barramento B2 em funcionamento, a corrente da subestação será alterada. Esta corrente pode ser obtida pela análise do circuito ilustrado na Figura 3.2 recorrendo à análise de malhas e lei de Kirchhof, obtendo as três Equações de 3.5 a 3.7.

$$I_{GE} + I_{Sub}^{Com GE} = I_{cc}^{Com GE} \quad , \quad (3.5)$$

$$-V_{Sub}^o + Z_{Sub}I_{Sub}^{Com GE} - Z_{GE}I_{GE} + V_{GE}^o = 0 \quad , \quad (3.6)$$

$$-V_{GE}^o + Z_{GE}I_{GE} + Z_{L1}I_{cc}^{Com GE} = 0 \quad , \quad (3.7)$$

Substituindo a Equação 3.5 na Equação 3.7 obtém-se a Equação 3.8 que corresponde à corrente da GE aquando o curto-circuito no barramento B3.

$$-V_{GE}^o + Z_{GE}I_{GE} + Z_{L1}I_{GE} + Z_{L1}I_{Sub}^{Com GE} = 0 \Leftrightarrow I_{GE} = \frac{V_{GE}^o - Z_{L1}I_{Sub}^{Com GE}}{Z_{GE} + Z_{L1}} \quad , \quad (3.8)$$

Substituindo a Equação 3.8 na Equação 3.6 e considerando que as tensões internas antes do curto-circuito da subestação e da GE, se encontravam a um valor igual a V, obtém-se a corrente fornecida pela subestação após a ocorrência do curto-circuito (Equação 3.9):

$$\begin{aligned} -V + Z_{Sub}I_{Sub}^{Com GE} - Z_{GE} \left( \frac{V - Z_{L1}I_{Sub}^{Com GE}}{Z_{GE} + Z_{L1}} \right) + V &= 0 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow Z_{GE}Z_{Sub}I_{Sub}^{Com GE} + Z_{L1}Z_{Sub}I_{Sub}^{Com GE} - Z_{GE}V + Z_{GE}Z_{L1}I_{Sub}^{Com GE} &= 0 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow I_{Sub}^{Com GE} = \frac{V}{Z_{L1} + (1 + \frac{Z_{L1}}{Z_{GE}})Z_{Sub}} \quad , & \quad (3.9) \end{aligned}$$

Comparando a Equação 3.9 com a Equação 3.1, que corresponde à corrente da subestação com e sem GE interligada à RD aquando um curto-circuito, verifica-se a existência de uma diferença no denominador. Como:

$$1 + \frac{Z_{L1}}{Z_{GE}} > 1 \quad , \quad (3.10)$$

Logo:

$$Z_{L1} + \left(1 + \frac{Z_{L1}}{Z_{GE}}\right)Z_{Sub} > Z_{Sub} + Z_{L1} \quad , \quad (3.11)$$

Onde se conclui, a partir da Equação 3.1 e 3.9, que a corrente da subestação com GE interligada à RD é inferior à corrente da subestação sem GE interligado à RD ( $I_{Sub}^{Com GE} < I_{Sub}^{Sem GE}$ ) em que  $I_{Sub}^{Sem GE} = I_{cc}^{Sem GE}$ ).

### 3.1.2 - Impacto da localização da Geração Eólica na amplitude da corrente em curto-circuito

A análise da corrente em situação de curto-circuito, focada na presença da GE numa das linhas de MT, resultou na demonstração da redução da contribuição da subestação para o curto-circuito e o aumento da corrente de curto-circuito.

No caso de a GE se encontrar interligada no barramento B1 em vez de ser no barramento B2 (ver Figura 3.1), verificar-se-á na mesma uma redução da contribuição da subestação para um curto-circuito, assim como, um aumento da corrente de curto-circuito. Contudo neste caso, a corrente que circula na linha 1 corresponde à corrente de curto-circuito. Nesta situação, o transformador de medida da protecção da linha de MT, na subestação AT/MT, irá medir uma corrente maior que no caso da rede não ter GE interligada. Se o sistema de protecção (PS1) tiver capacidade de suportar a corrente de curto-circuito que irá circular na ocorrência de um curto-circuito, em qualquer ponto da linha 1, este irá actuar correctamente.

Considerando agora que a GE se encontra interligada no barramento B3 e que ocorre um curto-circuito na linha 1 (ver Figura 3.1), a protecção PS1 irá detectar apenas a corrente fornecida da subestação que no caso de ter GE interligada à RD, será menor do que não existir GE interligada à RD (ver Equação 3.1 e 3.9). Assim, a interligação da GE, em qualquer ponto da linha 1, provoca a redução de sensibilidade da protecção da linha de MT na subestação AT/MT.

### 3.1.3 - Impacto da Redução da Sensibilidade no Sistema de Protecção

Considerando que  $Z_{GE} = aZ_{Sub}$  e  $Z_{L1} = bZ_{Sub}$  [23] pode-se obter a Equação 3.12. Esta Equação define a variação entre a corrente de curto-circuito e a corrente que a subestação fornece quando ocorre um curto-circuito trifásico no barramento B3, com GE interligada no barramento B2 (Rede da Figura 3.1).

$$\begin{aligned} \frac{I_{Sub}^{Com GE}}{I_{cc}^{Com GE}} &= \frac{\frac{V}{Z_{L1} + \left(1 + \frac{Z_{L1}}{Z_{GE}}\right) Z_{RT}}}{\frac{V}{Z_{L1} + \left[\frac{Z_{Sub} \times Z_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{GE}}\right]}} \leftrightarrow \frac{I_{Sub}^{Com GE}}{I_{cc}^{Com GE}} = \frac{\frac{V}{bZ_{Sub} + \left(1 + \frac{bZ_{Sub}}{aZ_{Sub}}\right) Z_{Sub}}}{\frac{V}{bZ_{Sub} + \left[\frac{Z_{Sub} \times aZ_{Sub}}{Z_{RT} + aZ_{Sub}}\right]}} \leftrightarrow \frac{I_{Sub}^{Com GE}}{I_{cc}^{Com GE}} = \frac{bZ_{Sub} + \left(\frac{a}{1+a}\right) Z_{Sub}}{bZ_{Sub} + \left(1 + \frac{b}{a}\right) Z_{Sub}} \leftrightarrow \\ \leftrightarrow \frac{I_{Sub}^{Com GE}}{I_{cc}^{Com GE}} &= \frac{b + \left(\frac{a}{1+a}\right)}{b + \left(1 + \frac{b}{a}\right)}, \end{aligned} \quad (3.12)$$

A Figura 3.3 ilustra o impacto dos coeficientes “a” e “b” no rácio entre a corrente fornecida pela subestação com a GE interligada à RD ( $I_{Sub}^{Com GE}$ ) e a corrente no ponto do curto-circuito ( $I_{cc}^{Com GE}$ ).

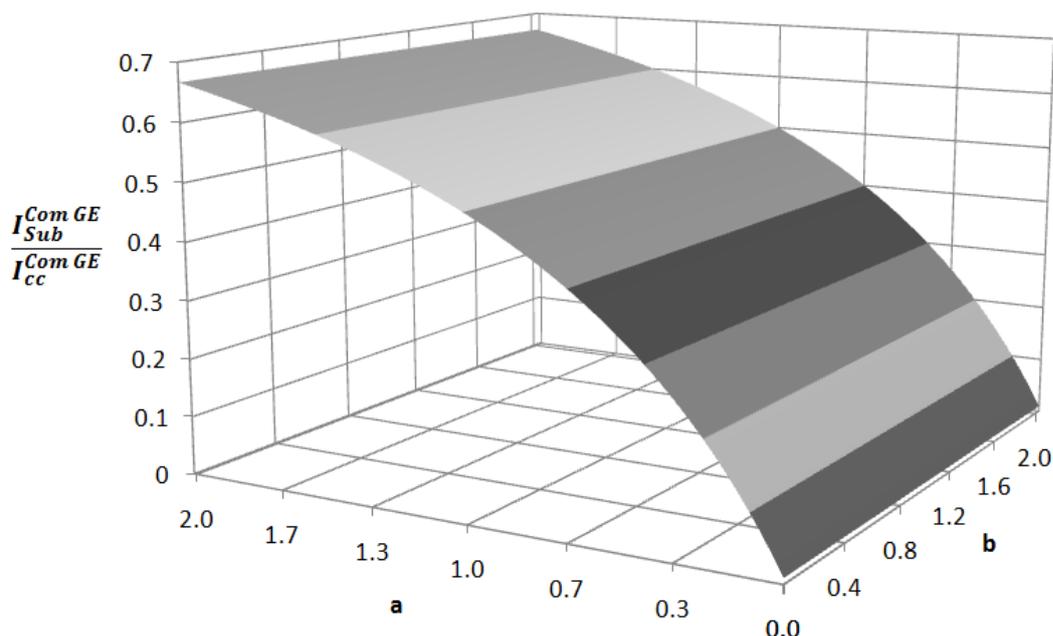


Figura 3.3 - Relação entre a corrente fornecida pela subestação a corrente de curto-circuito para o defeito ilustrado na Figura 3.1.

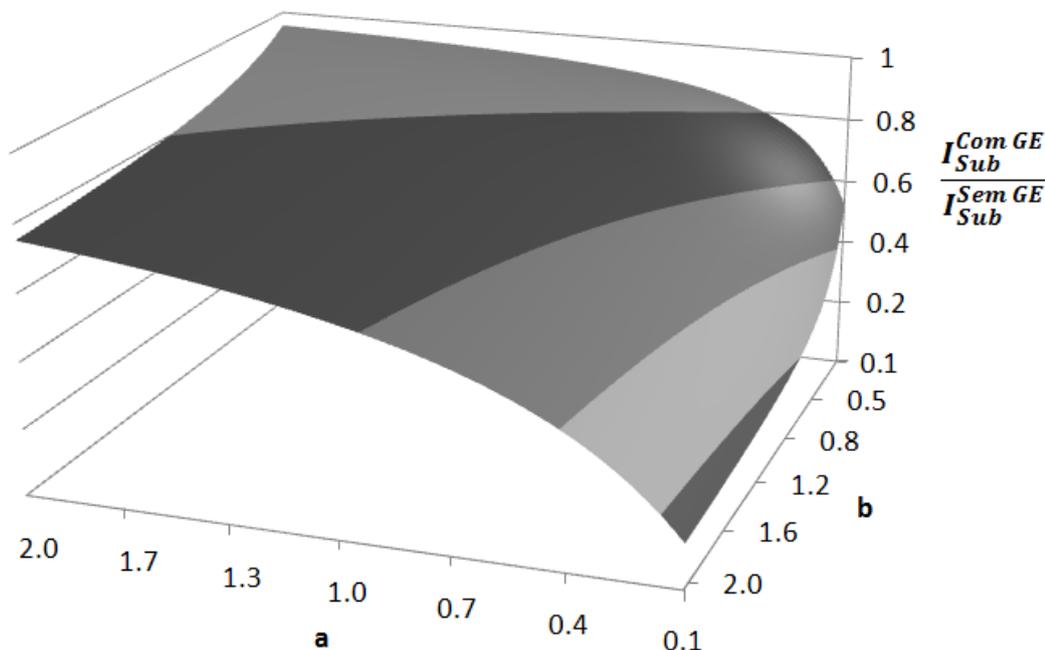
Através da Figura 3.3 conclui-se que o factor que provoca a alteração da diferença entre a corrente de curto-circuito e a corrente fornecida pela subestação com GE interligada à RD, corresponde ao parâmetro “a”. A variação do parâmetro “b”, quando “a” apresenta um valor constante, não afecta o rácio entre a corrente na linha 1 e na subestação (ver Figura 3.1). Para um valor de “b” constante, quanto menor for o parâmetro “a” maior será a diferença entre as duas correntes no momento do curto-circuito. Sendo  $Z_{GE} = aZ_{Sub}$ , quanto menor for a impedância da GE em relação à impedância da subestação, maior será a diferença entre a corrente de curto-circuito e a corrente que circula da subestação (ver Figura 3.1). Assim, quanto menor for “a” maior serão as possibilidades de ocorrer redução de sensibilidade da protecção PS1. Em consequência, os equipamentos desde do barramento B2 até ao curto-circuito serão sujeitos a correntes muito mais elevadas do que a corrente que circula na subestação e medida pelo transformador de medida da protecção PS1 (ver Figura 3.3 e 3.1).

A Equação 3.12 define a variação entre corrente em pontos da rede que antes de possuir a GE interligada à RD era do mesmo valor (quociente igual a 1). Para a análise da redução de sensibilidade é necessário analisar a variação da contribuição da subestação com e sem GE interligada à RD. Assim, é efectuado o mesmo processo de cálculo, que se efectuou para obter a Equação 3.12, obtendo-se a Equação 3.13 que define a variação entre a corrente fornecida da subestação com e sem GE para um curto-circuito no barramento B3 (ver Figura 3.1).

$$\frac{I_{Sub}^{Com GE}}{I_{Sub}^{Sem GE}} = \frac{\frac{V}{Z_{L1} + \left(1 + \frac{Z_{L1}}{Z_{GE}}\right)Z_{Sub}}}{\frac{V}{Z_{Sub} + Z_{L1}}} \leftrightarrow \frac{I_{Sub}^{Com GE}}{I_{Sub}^{Sem GE}} = \frac{\frac{V}{bZ_{Sub} + \left(1 + \frac{bZ_{Sub}}{aZ_{Sub}}\right)Z_{Sub}}}{\frac{V}{Z_{Sub} + bZ_{Sub}}} \leftrightarrow \frac{I_{Sub}^{Com GE}}{I_{Sub}^{Sem GE}} = \frac{Z_{Sub} + bZ_{Sub}}{bZ_{Sub} + \left(1 + \frac{b}{a}\right)Z_{Sub}} \leftrightarrow$$

$$\leftrightarrow \frac{I_{Sub}^{Com GE}}{I_{Sub}^{Sem GE}} = \frac{a+ab}{a+b+ab} \quad , \quad (3.13)$$

A Figura 3.4 ilustra o impacto dos coeficientes “a” e “b” no rácio entre a contribuição da subestação aquando um curto-circuito trifásico no barramento B3 com e sem GE.



**Figura 3.4** - Relação entre a corrente da subestação com e sem GE para o defeito ilustrado na Figura 3.1. [23]

Como é possível observar pela Figura 3.4, o impacto da GE é de tal ordem que o rácio é sempre inferior a um, o que significa que a contribuição da GE reduz a corrente medida pelo transformador de intensidade da protecção PS1 (ver Figura 3.1) [23]. Mantendo o parâmetro “a” com valor constante, o aumento de “b” provoca uma diminuição do rácio entre a corrente que a subestação fornece com, e sem GE interligado à RD. Assim, quanto maior for o valor de “b”, ou seja, quanto maior for a impedância da linha em relação à impedância da subestação ( $Z_{L1} = bZ_{Sub}$ ) maior será a diferença entre a corrente da subestação com, e sem, GE. Com esta diferença, e independentemente da característica interna da GE, quanto mais longe for o curto-circuito, em relação ao ponto de interligação da GE à RD (corresponde à subestação), maior será a redução da corrente da subestação em relação à mesma rede sem GE interligada. Nestas condições a protecção PS1 poderá medir, através do transformador de intensidade de medida, uma corrente muito inferior aos níveis de detecção de corrente, não disparando ou disparando para um intervalo de tempo maior do que o previsto no seu dimensionamento.

No caso de se fixar o parâmetro “b” variando o parâmetro “a”, constata-se pela análise da Figura 3.4, que a diminuição de “a” provoca um aumento da variação da corrente da subestação ao interligar a GE à RD. Com isto, quanto menor for a impedância da GE ( $Z_{GE} = aZ_{Sub}$ ) maior será a variação de amplitude de corrente fornecida pela subestação e consequentemente medida pelo transformador de intensidade da protecção PS1 (ver Figura 3.1).

Em resumo, a análise da Figura 3.4 permite concluir que o aumento do impacto da GE na RD é obtido pelo tamanho da GE (quanto maior for a GE menor será o coeficiente “a”) e pelo comprimento do troço da linha entre a unidade da GE e o curto-circuito (quanto maior o comprimento maior é o coeficiente “b”) [23].

### 3.1.4 - Impacto da protecção de Interligação na Redução da Sensibilidade do Sistema de Protecção

A contribuição da GE durante o curto-circuito depende das funções de protecção de interligação, uma vez que, se estas dispararem num intervalo de tempo suficientemente pequeno relativamente à actuação do disjuntor nas linhas de MT na subestação AT/MT, este problema de redução de sensibilidade pode não ocorrer. As funções de protecção de interligação da GE com a RD, de acordo com a Secção 2.3.1 do presente trabalho e representado na Figura 3.1 como PI1, podem ser parametrizadas com dois cenários distintos (“Cenário A” e “Cenário B”).

Sendo a análise focada neste trabalho apenas em curto-circuitos trifásicos, a análise recai nas funções de máximo/mínimo de frequência, máximo/mínimo de tensão e na função de máxima intensidade de fase.

Considerando que a RD se encontra interligada a uma rede de grande dimensão, a ocorrência de um curto-circuito trifásico não provoca desvios de frequência consideráveis. Assim, a função de protecção de máximo e mínimo de frequência, independente do cenário de parametrização da protecção de interligação, não detecta violações. Deste modo, a GE não é retirada de serviço, enquanto estiver interligada à subestação, permitindo a ocorrência da redução de sensibilidade.

A função de máxima intensidade é parametrizada, considerando ambos os “Cenário A/B”, com um tempo, desde a detecção até à transmissão de sinal de abertura do disjuntor de 1 segundo. De acordo com, as características da GE, a localização do curto-circuito e tipo de rede, a protecção PS1 poderá sentir uma redução de sensibilidade podendo dar ordem de abertura ao disjuntor até um máximo de 1 segundo ou não detectar o curto-circuito. No caso de a protecção PS1 (ver Figura 3.1) detectar a violação de máxima corrente de fase, com a GE interligada à RD, é dada a ordem de abertura, para um tempo máximo de 1 segundo (1 nível de detecção: ver tabela 2.3). Se em contrapartida, não for detectada a violação da máxima intensidade na protecção PS1, após 1 segundo (ver tabela 2.4 e 2.5) (mais o tempo de abertura do disjuntor, entre outros), o disjuntor de interligação PI1 pode disparar, possibilitando, com a retirada de serviço da GE, a detecção do curto-circuito por parte da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1 (ver Figura 3.1). Contudo, para este caso, os componentes eléctricos da rede e do cliente a partir do barramento B2 estarão sujeitos a uma corrente muito mais elevada que a corrente medida pelo transformador de intensidade de medida da protecção PS1. Consequentemente, irá ocorrer o desgaste de alguns dos equipamentos e a danificação de outros, devido ao tempo de submissão dos equipamentos a elevadas amplitudes de corrente, reduzindo, consequentemente, a qualidade de serviço e a fiabilidade dos componentes eléctricos.

No “cenário A” a função de mínimo de tensão, na ocorrência de um curto-circuito na RD, pode comandar a abertura do disjuntor, dependendo da localização do curto-circuito e severidade do mesmo. No caso da tensão no barramento B2 (ver Figura 3.1), ser inferior ao

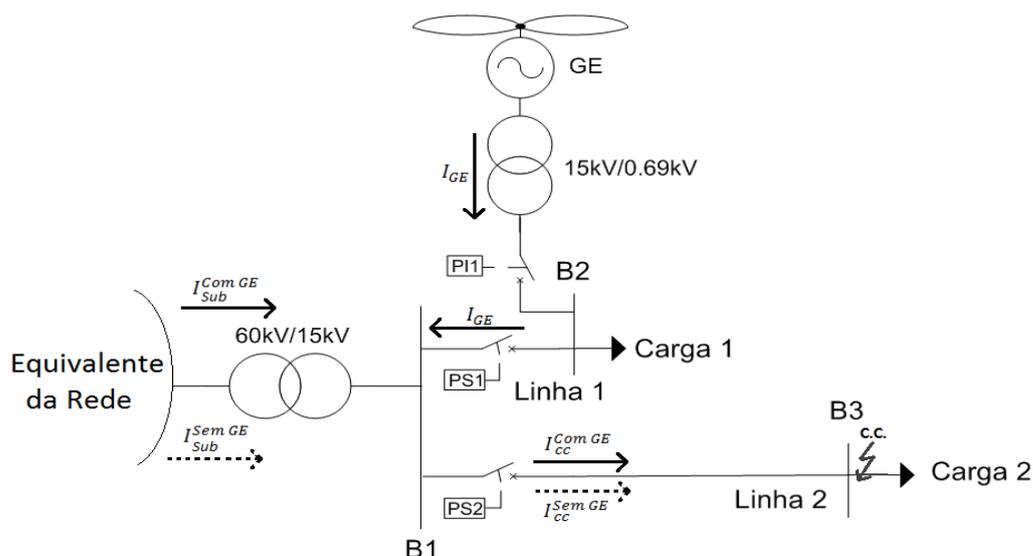
mínimo parametrizado na protecção de interligação, a GE será retirada de serviço após 0,04 segundos (tempo de detecção, transmissão e abertura do disjuntor: ver Secção 2.3.1). De acordo com a amplitude da corrente, os 0,04 segundos de permanência da GE na RD, pode reduzir a sensibilidade da protecção da linha de MT. Neste caso, o atraso da actuação do disjuntor da linha de MT na subestação AT/MT pode ser até, aproximadamente, 0,04 segundos relativamente ao mesmo curto-circuito, mas sem GE interligada desde do início do curto-circuito.

O segundo nível da função de mínimo de tensão do “Cenário B” apresenta o mesmo comportamento que a função de mínimo de tensão do “Cenário A”. Caso a tensão aos terminais da GE seja superior ao segundo nível de mínimo de tensão (0,4p.u. V) e inferior ao primeiro nível (0,85 p.u. V), a função de mínimo de tensão apenas transmite sinal de abertura ao disjuntor após 1 segundo, depois da detecção da violação de tensão (ver tabela 2.4). Assim, tal como a análise efectuada para a função de máxima intensidade de fase, que apresenta também um tempo de 1 segundo para a transmissão do sinal de abertura para o disjuntor, a redução de sensibilidade pode ocorrer.

### **3.2 - Problemas na Coordenação entre protecções de duas linhas paralelas: Saída de Serviço de uma linha Sã ou apenas da Geração Eólica**

Um curto-circuito trifásico numa linha de MT paralela à linha a que a GE se encontra interligada, como ilustra a Figura 3.5, pode provocar a retirada de serviço da GE por duas razões distintas [24].

A ocorrência de um curto-circuito, na linha adjacente à linha de MT a que a GE se encontra interligada, pode provocar quedas de tensão aos terminais da geração semelhantes à ocorrência de um curto-circuito na linha de MT da GE. Devido à parametrização da função de mínimo de tensão, o disjuntor de interligação pode receber ordens de abertura devido à queda de tensão nos terminais da GE como consequência de um curto-circuito na linha paralela á mesma. De acordo com [24], a GE é retirada de serviço nestas circunstâncias essencialmente quando a GE se encontra instalada próxima da subestação e no caso do cenário de parametrização da protecção de interligação ser o “Cenário A” (ver Secção 2.3). Por este motivo, o “Cenário B” torna-se mais aconselhável, uma vez que só para tensões muito baixas é que a GE é retirada de serviço, da mesma forma que no “Cenário A” (após 0,04 segundos do curto-circuito: ver Secção 2.3). No caso de quedas de tensão superiores ao segundo nível de detecção de mínimo de tensão da protecção de interligação PI1 (40% Un) o disjuntor associado à protecção PI1 só actua após 1,04 segundo (ver Secção 2.3). Para tensões neste intervalo, é possível que o sistema de protecção da linha em defeito detecte e isole o defeito, evitando a actuação da protecção de interligação e, assim, a saída de serviço da GE.



**Figura 3.5** - Rede de Média Tensão com uma geração eólica interligada. Exemplificação da circulação da corrente para o defeito com e sem Gerador Eólico quando ocorre um defeito no barramento B3.

A GE também pode ser retirada de serviço (ou funcionar em ilha) através da saída de serviço da linha a que a geração se encontra interligada. Na ocorrência de um curto-circuito na linha adjacente a que a GE se encontra interligada, por exemplo um curto-circuito no barramento B3 da Figura 3.5, a subestação deixa de ser a única fonte de alimentação do curto-circuito. A GE irá contribuir com a alimentação do curto-circuito fornecendo corrente através da linha sã a que se encontra interligada [25, 21,26]. Assim, a circulação da corrente aquando um curto-circuito na RD pode alterar, podendo apresentar um sentido contrário ao presumido no projecto da RD (rede passiva com apenas um sentido de corrente) e suas protecções. Como a protecção na linha sã é unidireccional, de acordo com a amplitude da contribuição da GE, o disjuntor na linha sã pode actuar antes ou ao mesmo tempo que o disjuntor da linha em defeito. Consequentemente, é possível que para um curto-circuito, no barramento B3 da rede da Figura 3.5, a linha sã seja retirada de serviço devido à contribuição da GE para a alimentação do defeito, provocando a actuação do disjuntor associado à protecção PS1. Salienta-se que a ocorrência deste tipo de problema no sistema de protecção da RD depende fortemente da parametrização da função de máxima intensidade de fase das protecções PS1 e PS2. No caso da corrente na linha de MT sã ser muito inferior à corrente de curto-circuito, conclui-se que este problema dificilmente irá ocorrer, salvo se as curvas de máxima intensidade de fase das protecções PS1 e PS2 (ver Figura 3.5) forem muito diferentes [26].

### 3.2.1 - Análise da Corrente de Curto-circuito com e sem contribuição de Geração Eólica

Considerando que a rede da Figura 3.5 funcionam em vazio antes da ocorrência de um curto-circuito trifásico, no barramento B3 com a GE desligada da RD, a corrente de curto-circuito é obtida pela Equação 3.14:

$$I_{cc}^{Sem\ GE} = \frac{V_3^0}{Z_{Eq}} = \frac{V}{Z_{Sub} + Z_{L2}} \quad , \quad (3.14)$$

Em que  $I_{cc}^{Sem\ GE}$  corresponde à corrente de curto-circuito sem GE,  $V_3^0$  à tensão no barramento B3 antes do curto-circuito,  $Z_{Eq}$  corresponde à impedância equivalente vista do barramento B3,  $Z_{Sub}$  corresponde à impedância da rede somada à impedância do transformador de AT/MT e  $Z_{L2}$  caracteriza a impedância da linha 2. Estando a rede antes do curto-circuito em vazio, a tensão em todos os barramentos é igual à tensão nominal, caracterizada por V. As unidades dos parâmetros correspondem às unidades em p.u. ou seja, para a tensão é p.u.V, para a corrente p.u.A e para a impedância é em p.u.Ω.

No caso de se efectuar a interligação de uma GE ao barramento B2 (Figura 3.5), que por ser próximo da protecção PS1, a resistência e reactância da linha que interliga o barramento B1 até B2 para efeitos de simplificação serão desprezadas, obtendo-se a corrente de curto-circuito descrita em (3.15).

$$I_{cc}^{Com\ GE} = \frac{V_3^0}{Z_{Eq}} = \frac{V}{Z_{L2} + \left[ \frac{Z_{Sub} \times Z_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{GE}} \right]} \quad , \quad (3.15)$$

Onde  $I_{cc}^{Com\ GE}$  é a corrente de curto-circuito com a GE interligada à RD e  $Z_{GE}$  representa a soma da impedância da GE com a impedância do transformador de interligação. Também estes parâmetros são considerados em p.u..

A inclusão da GE no barramento B2 (ver Figura 3.5) para além de aumentar a corrente de curto-circuito contribui para o curto-circuito fornecendo corrente através da linha 1. A contribuição da GE para o curto-circuito pode ser obtida através de uma análise de malhas da rede da Figura 3.5, que corresponde à Figura 3.2, obtendo as mesmas Equações descritas na Secção 3.1 (Equação 3.5-3.7). Substituindo a Equação 3.5 em 3.7 obtém-se a corrente da subestação dada pela Equação 3.16.

$$-V_{GE}^0 + Z_{GE}I_{GE} + Z_{L2}I_{GE} + Z_{L2}I_{Sub}^{Com\ GE} = 0 \leftrightarrow I_{Sub}^{Com\ GE} = \frac{+V_{GE}^0 - Z_{GE}I_{GE} - Z_{L2}I_{GE}}{Z_{L2}} \quad , \quad (3.16)$$

Substituindo a Equação 3.16 em 3.6 e considerando que as tensões internas antes do curto-circuito da rede e da GE se encontravam ambas a um valor igual a V (tensão nominal), obtém-se a corrente fornecida pela GE após a ocorrência do curto-circuito (3.17).

$$-V + Z_{Sub} \left( \frac{V - Z_{GE}I_{GE} - Z_{L2}I_{GE}}{Z_{L2}} \right) - Z_{GE}I_{GE} + V = 0 \leftrightarrow$$

$$\leftrightarrow Z_{Sub}V_{GE}^0 - Z_{GE}Z_{Sub}I_{GE} - Z_{L2}Z_{Sub}I_{GE} - Z_{GE}Z_{L2}I_{GE} = 0 \leftrightarrow I_{GE} = \frac{V}{Z_{L2} + \left(1 + \frac{Z_{L2}}{Z_{Sub}}\right)Z_{GE}} \quad , \quad (3.17)$$

De acordo com a Equação 3.17 a contribuição da GE depende da impedância da linha 2. Quanto menor for a impedância da linha 2, ou seja, quanto mais perto for o curto-circuito do barramento de MT na subestação AT/MT (B2 ver Figura 3.5), maior será a corrente que a GE fornece para a alimentação do curto-circuito. A diminuição da impedância da GE (aumento da

capacidade da GE) também aumenta a corrente fornecida por esta. Contudo, quanto maior for a impedância da subestação, maior será a contribuição da GE para a alimentação do curto-circuito.

O aumento da corrente fornecida pela GE para um curto-circuito trifásico no barramento B3, aumenta a possibilidade de ocorrer a perda da linha sã, devido à possibilidade de violação os níveis de máxima intensidade de fase da protecção PS1 da rede da Figura 3.5.

A análise da variação da corrente de curto-circuito e da corrente fornecida da GE para a alimentação do curto-circuito é analisada na Secção 3.2.2.

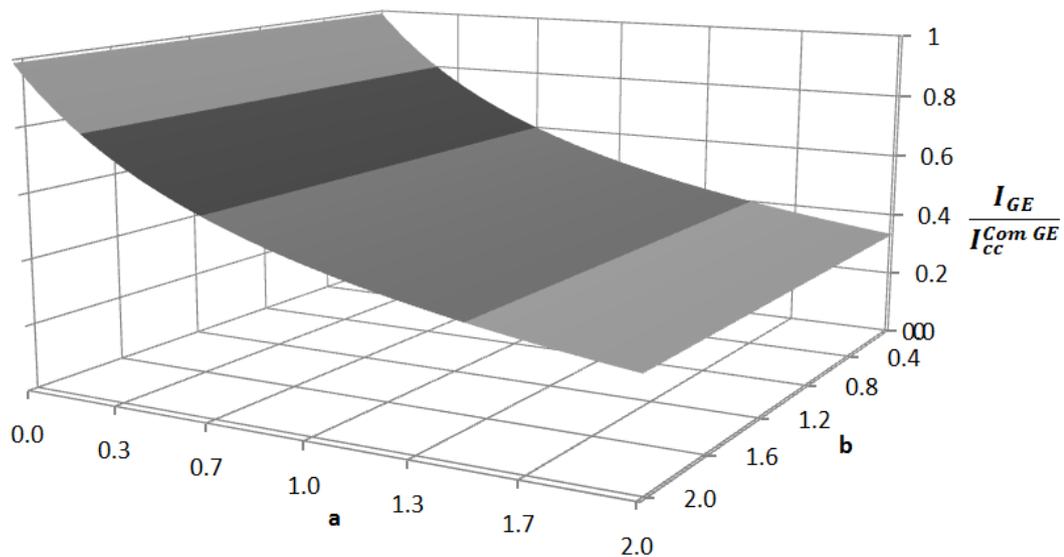
### 3.2.2 - Impacto da Saída de uma linha Sã

Considerando que  $Z_{GE} = aZ_{Sub}$  e  $Z_{L2} = bZ_{Sub}$  [23] pode-se obter a Equação 3.18 que define a variação entre a corrente de curto-circuito e a corrente que a GE fornece aquando a ocorrência de um curto-circuito trifásico no barramento B3 (ver Figura 3.5).

$$\begin{aligned} \frac{I_{GE}}{I_{cc}^{Com GE}} &= \frac{\frac{V}{Z_{L2} + \left(1 + \frac{Z_{L2}}{Z_{Sub}}\right) Z_{GE}}}{\frac{V}{Z_{L2} + \left[\frac{Z_{Sub} \times Z_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{GE}}\right]}} \leftrightarrow \frac{I_{GE}}{I_{cc}^{Com GE}} = \frac{\frac{V}{bZ_{Sub} + \left(1 + \frac{bZ_{Sub}}{Z_{Sub}}\right) aZ_{Sub}}}{\frac{V}{bZ_{Sub} + \left[\frac{Z_{Sub} \times aZ_{Sub}}{Z_{Sub} + aZ_{Sub}}\right]}} \leftrightarrow \frac{I_{GE}}{I_{cc}^{Com GE}} = \frac{bZ_{Sub} + \left(\frac{a}{1+a}\right) Z_{Sub}}{bZ_{Sub} + (1+b)aZ_{Sub}} \leftrightarrow \\ \leftrightarrow \frac{I_{GE}}{I_{cc}^{Com GE}} &= \frac{b + \left(\frac{a}{1+a}\right)}{b + a + ab} \quad , \end{aligned} \quad (3.18)$$

A Figura 3.6 ilustra o impacto dos coeficientes “a” e “b” no rácio entre a corrente fornecida pela GE interligada à RD no barramento B2 (Rede: Figura 3.5) e a corrente no ponto do curto-circuito ( $I_{cc}^{Com GE}$ ).

Pela análise da Figura 3.6 constata-se que a corrente da GE fornecida para o curto-circuito da rede, ilustrada na Figura 3.5, depende unicamente do parâmetro “a”. Quanto menor for “a”, ou seja, quanto menor for a impedância da GE em relação à impedância da subestação ( $Z_{GE} = aZ_{Sub}$ ), maior é a aproximação da corrente da GE com a corrente de curto-circuito. Esta aproximação, e considerando que as capacidades da linha 1 e 2 são iguais, irá provocar o disparo das duas protecções, PS1 e PS2 (ver Figura 3.5), ao mesmo tempo. No caso da linha 1 apresentar menor capacidade que a linha 2 (ver Secção 2.2.1 sobre a parametrização da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1 e PS2) poderá ocorrer o disparo da linha 1 e posteriormente da linha 2. Isto poderá acontecer, pois a função de protecção da linha 1 estará parametrizada para a retirada de serviço da linha para uma amplitude de corrente menor que a linha 2 (ver Figura 3.5). Se, em contrapartida a linha 2 apresentar uma maior capacidade, e de acordo com o parâmetro “a”, a retirada de serviço de uma linha sã poderá não ocorrer.



**Figura 3.6** - Relação entre a corrente da fornecida pela GE e a corrente de curto-circuito para o defeito ilustrado na Figura 3.5 [23].

Em vez da GE se encontrar interligada próximo da subestação AT/MT (no barramento B1 - ver Figura 3.5), mas sim por exemplo a metade da linha 1, ter-se-ia que considerar uma impedância da GE equivalente ao seu ponto de interligação. Esta impedância iria substituir a impedância da GE, na Equação 3.16, apresentando um valor igual à soma da impedância da GE com a impedância do barramento B1 até ao Barramento B2 ( $z_{GE} = z_{GE} + Z_{L1}/2$ ). Assim, a nova impedância da GE é maior que a antiga impedância, tornando o parâmetro “a” maior ( $Z_{GE} = aZ_{Sub}$ ). De acordo com a Equação 3.17, a corrente fornecida pela GE é menor, contudo, a variação da corrente da GE e da corrente de curto-circuito é maior (ver Figura 3.6).

A localização do curto-circuito, de acordo com análise realizada na Secção 3.2.1 (Equação 3.17), irá influenciar a amplitude da corrente fornecida pela GE. Contudo, a localização do curto-circuito não influencia a variação da amplitude da corrente na linha 1 e na linha 2. Caso haja uma diferença significativa na capacidade da linha 1 e 2, apresentando a linha 1 menor capacidade, curtos-circuitos localizados próximos da subestação podem provocar a saída de serviço da linha sã. Quando a capacidade da linha 1 e 2 é semelhante, ou quando a capacidade da linha 2 é maior que a da linha 1, o problema de perda de linha dificilmente ocorrerá [26].

Em suma, de acordo com a parametrização das funções de protecção das linhas de MT, da capacidade da GE, da localização do curto-circuito o problema de falta de coordenação entre as protecções de duas linhas de MT adjacentes com GE pode ocorrer.

### 3.2.3 - Impacto da protecção de interligação com a Redução da Sensibilidade no Sistema de Protecção

No caso das funções de protecção de interligação da GE com a RD estarem parametrizadas de acordo com o “Cenário A” (ver tabela 2.3), e tendo em conta que o curto-circuito é trifásico, apenas a função de protecção de máxima/mínimo frequência, máximo/mínimo de tensão e máxima intensidade de fase podem detectar o curto-circuito.

Enquanto a GE se encontrar interligada à subestação, não existem desvios de frequência que provoquem a actuação da função de máxima/mínimo de frequência na protecção de interligação.

A ocorrência de um curto-circuito na linha 2, da rede da Figura 3.5, pode provocar descidas de tensões na linha 1 semelhantes à ocorrência de um curto-circuito na mesma linha (linha1). Assim, a GE pode ser desligada da RD após aproximadamente 0,04 segundos da ocorrência do curto-circuito, pela actuação da função de mínimo de tensão [24]. Nestas circunstâncias é impedida a ocorrência da saída de serviço da linha sã, uma vez que o tempo de actuação do disjuntor associado à protecção PS1 é sempre superior a 0,04 segundos. A retirada de serviço da GE, que no caso de ser de grande capacidade ou no caso de a rede possuir diversas gerações eólicas interligadas à linha 1, pode causar perdas de produção muito elevadas.

A função de máxima intensidade de fase apenas transmite sinal para o disjuntor actuar após 1 segundo da detecção de violação. Desta forma, caso ocorra apenas a violação da corrente máxima de interligação, permite que o problema de falta de coordenação entre as protecções das linhas de MT ocorra (tempo máximo de actuação das protecções PS1 e PS2 é igual a 1 segundo, ver tabela 2.2).

Se for utilizado o “Cenário B” como parametrização da protecção de interligação, pode ser evitada a saída de serviço da GE interligada ao Barramento B2 (ver Secção 2.3.1). Contudo, o atraso de tempo no comando de abertura para o disjuntor, no primeiro nível de detecção da função de mínimo tensão, permite a ocorrência do problema de falta de coordenação entre a protecção PS1 e PS2 (ver Figura 3.5). Com esta parametrização é, assim, possível a ocorrência da retirada de serviço de uma linha sã de serviço, aumentando a energia não fornecida e o tempo de interrupção ao cliente ligado à linha sã.

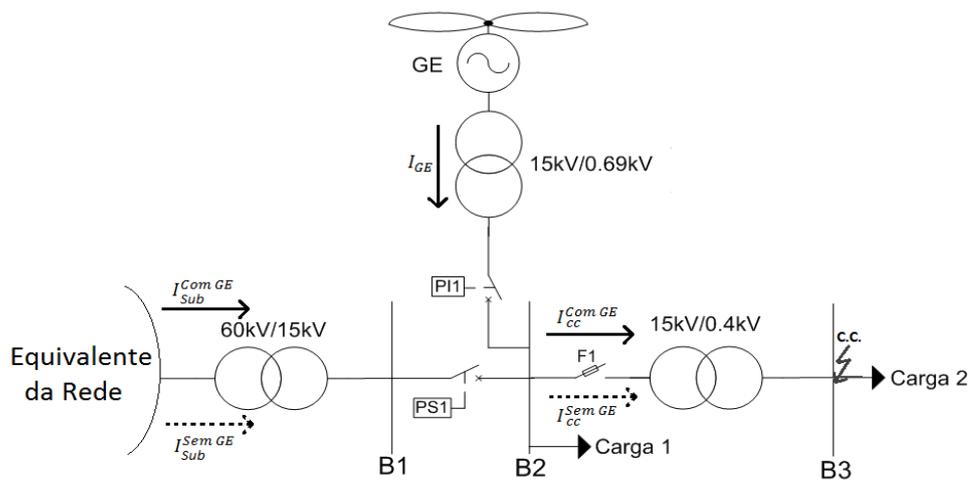
Se a tensão no Barramento B2 (ver Figura 3.5) for inferior ao segundo nível de detecção de mínimo de tensão, a GE é retirada de serviço após 0,04 segundos, impedindo a saída de serviço da linha em que a GE se encontra interligada. As restantes funções de protecção funcionam como referido na análise do “Cenário A”.

## 3.3 - Problemas de Coordenação: Fusível e Protecção do painel da linha de MT

Devido à existência de defeitos fugitivos na RD de Baixa Tensão (BT) ou próximo do posto de transformação, a função de automatismo da protecção das linhas de MT é coordenada com o fusível instalado no Posto de Transformação (PT) de MT para BT. Esta coordenação permite salvar (sem danificar) o fusível, para determinadas amplitudes de corrente, ao desenergizar e restaurar a linha com operações de religação rápida por parte das funções de protecção das linhas de MT na subestação de AT/MT para defeitos de carácter fugitivo [18]. Este método é

utilizado com o objectivo de reduzir o impacto nas saídas dos postos de transformação e com o intuito de melhorar a fiabilidade [18] do sistema eléctrico (ver Secção 2.7).

A instalação de GE numa linha de MT da rede da Figura 3.7 provoca alterações da corrente no funcionamento normal e em defeito de uma rede. Na ocorrência de um curto-circuito no barramento B3, o defeito deixará de ser alimentado unicamente pela rede e passará a ser sustentado também pela GE. A corrente que circula no posto de transformação sofre um aumento devido à contribuição da GE para o defeito. Em contrapartida, o funcionamento da GE na RD provoca um decréscimo da contribuição da subestação para o defeito (ver Secção 3.1). O aumento da corrente no PT e a descida de corrente da subestação pode provocar o disparo do fusível no PT antes ou ao mesmo tempo que a protecção na linha de MT na subestação AT/MT [26,27,28]. Nestas condições, e no caso de o defeito ser de carácter fugitivo a função de automatismo torna-se incapaz de proteger o fusível e tentar eliminar o defeito. Os clientes do PT que normalmente não seriam afectados, caso o defeito fosse eliminado pelo automatismo de religação da protecção na subestação, permanecem sem energia eléctrica até que o fusível seja substituído. O aumento da energia não fornecida e o tempo de interrupção de serviço corresponde a duas das consequências da falta de coordenação entre o fusível e a protecção na linha de MT na subestação. Sendo os defeitos fugitivos, 70% a 80% dos defeitos que ocorrem na RD [7], esta falta de coordenação entre a protecção da linha de MT e o fusível provoca uma redução da qualidade de serviço. De acordo com [7] o fusível pode não estar dimensionado para suportar correntes de defeito muito elevadas, podendo ser ainda danificado sem a sua actuação.



**Figura 3.7** - Rede de Média Tensão com um Posto de Transformação de MT/BT com uma geração Eólica interligada. Exemplificação da circulação da corrente para o defeito com e sem Gerador Eólico quando ocorre um defeito no barramento B3.

### 3.3.1 - Análise da corrente em curto-circuito com e sem contribuição de Geração Eólica

Considerando a rede da Figura 3.7 em vazio sem GE interligada à RD, com a ocorrência de um curto-circuito trifásico no barramento B3, a corrente de curto-circuito é obtida pela Equação 3.19:

$$I_{cc}^{Sem\ GE} = \frac{V_3^0}{Z_{Eq}} = \frac{V}{Z_{Sub} + Z_{PT}} \quad , \quad (3.19)$$

Em que  $I_{cc}^{Sem\ GE}$  corresponde à corrente de curto-circuito sem GE,  $V_3^0$  a tensão no barramento B3 antes do curto-circuito,  $Z_{Eq}$  corresponde à impedância equivalente,  $Z_{Sub}$  corresponde à impedância da rede somada à impedância do transformador de potência AT/MT e  $Z_{PT}$  caracteriza a impedância do transformador de MT para BT (Ver Figura 3.7). Para efeitos de simplificação, considera-se que todos os barramentos, antes do curto-circuito se encontram ao mesmo valor de tensão, correspondente à tensão nominal (V). As unidades dos parâmetros correspondem às unidades em p.u. de acordo com as unidades SI de cada parâmetro, ou seja, a tensão é em p.u.V, a impedância em p.u.  $\Omega$  e a corrente em p.u.A.

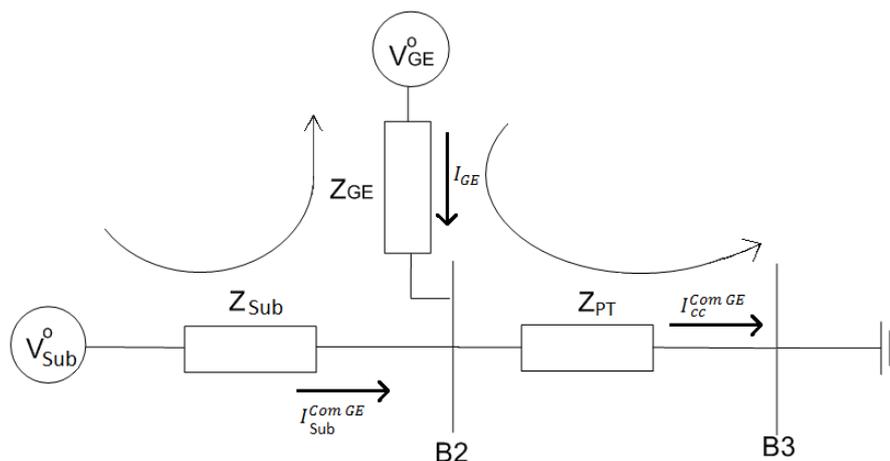


Figura 3.8 - Circuito da Rede de Média Tensão da Figura 3.7 para a aplicação da lei de malhas.

No caso de se efectuar a interligação de GE ao barramento B2 (Figura 3.7), que por ser próximo da protecção PS1, a resistência e reactância, da linha, que interligam o barramento B1 e B2, serão desprezados, obtendo-se a corrente de curto-circuito descrita em (3.20).

$$I_{Sub}^{Com\ GE} = \frac{V_3^0}{Z_{Eq}} = \frac{V}{Z_{PT} + \frac{Z_{Sub} \times Z_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{GE}}} \quad , \quad (3.20)$$

Onde  $I_{cc}^{Com\ GE}$  é a corrente de curto-circuito com a GE interligada à RD e  $Z_{GE}$  representa a soma da impedância da GE com a impedância do transformador de interligação. Também estes parâmetros são considerados em unidades p.u. de acordo com unidade SI, ou seja, as impedâncias em p.u. $\Omega$ , a tensão em p.u.V e a corrente de curto-circuito em p.u.A.

Pela análise da Equação 3.19 e 3.20, constata-se que a inserção da GE na RD provoca um aumento da corrente de curto-circuito para o mesmo curto-circuito. Este aumento deve-se à diminuição da impedância equivalente vista do ponto do curto-circuito. A corrente fornecida pela subestação pode ser obtida através de uma análise de malhas e nós da rede ilustrada na Figura 3.8, que representa o circuito equivalente da rede da Figura 3.7. Salienta-se para a semelhança entre a Figura 3.2 e a Figura 3.8 que estas apenas diferem na impedância entre o barramento B2 e o B3. Desta forma, apenas é necessário substituir na Equação 3.7 a impedância da linha 1 pela impedância do transformador de MT/BT, obtendo a Equação 3.21 que representa a corrente que a subestação fornece aquando um curto-circuito trifásico no barramento B3.

$$\leftrightarrow I_{\text{Rede}}^{\text{Com GE}} = \frac{V}{Z_{PT} + (1 + \frac{Z_{PT}}{Z_{GE}})Z_{\text{Sub}}} \quad , \quad (3.21)$$

O impacto dos parâmetros da rede, das impedâncias da Equação 3.21, no problema de coordenação entre o fusível e a protecção PS1 (ver Figura 3.7) tem uma análise semelhante ao problema de redução de sensibilidade (Secção 3.1). Contudo, neste caso, em vez da rede conter uma impedância da linha 1 apresenta uma impedância referente ao transformador de potência MT/BT. Assim, quanto menor for a impedância do transformador de MT/BT e quanto menor for a capacidade da GE (maior impedância do GE) menor será a diferença entre a contribuição da subestação para o curto-circuito com, e sem, GE. Assim, o risco de ocorrer problemas de coordenação entre o fusível e a protecção da linha MT na Subestação AT/MT é menor (ver Secção 3.1.2). Em contrapartida se a capacidade da GE e a impedância do transformador de potência de MT/BT for grande, a corrente que circula no posto de transformação é muito superior à corrente que a subestação fornece. Nesta situação pode ocorrer o disparo do fusível em vez da protecção PS1. No caso do defeito ser do tipo fugitivo, esta falta de coordenação, reduz a qualidade de energia, uma vez que se é efectuado o isolamento do posto de transformação que poderia ter sido evitado para um mesmo defeito (caso for de carácter fugitivo) sem a GE interligado à RD.

A análise da possibilidade da GE ficar interligada à RD sem a actuação das protecções de interligação durante o período de tempo que ocorre a falta de coordenação entre o fusível e a protecção PS1 é semelhante à realizada na Secção 3.1.3.

### 3.4 - Inutilização de Religação Automática

A religação automática desencadeada pelas funções de protecção na linha de MT na subestação AT/MT é privilegiada na maior parte dos países devido à capacidade de eliminar defeitos não permanentes. Sendo os defeitos fugitivos constituídos por 70% a 80% dos defeitos na RD, este automatismo melhora a fiabilidade da RD e diminui os custos de manutenção [7]. De acordo com [13] a religação automática, ou seja, a retirada de serviço da linha por breves milissegundos possibilita a extinção do arco através da desionização do arco. No caso de o defeito ser fugitivo, a linha em que ocorre o defeito poderá continuar em serviço apenas com um corte de energia na ordem dos 300ms em Portugal. Se em contrapartida o defeito for do tipo permanente, após as três religações por parte da protecção do painel da linha de MT (ver Secção 2.7), a linha é retirada de serviço na sua totalidade.

Para um defeito no barramento B3 na rede radial apresentada na Figura 3.1 sem GE interligada à mesma, a desionização do arco é realizada apenas recorrendo a uma protecção na linha de MT na subestação de AT/MT (caracterizada por PS1 na Figura 3.1). Se, em contrapartida existir uma interligação de uma GE no barramento B2, a rede deixará de ser a única fonte de alimentação do defeito (ver Figura 3.1). No caso do sistema de protecção de interligação não retirar de serviço a GE antes do disparo da protecção PS1 a GE irá permanecer em ilha, alimentando o defeito durante a religação da protecção PS1 [25,13]. Durante o período de religação rápida, por parte da protecção PS1, a GE irá assim manter a tensão na linha e sustentar o defeito não permitindo a sua extinção [21]. Consequentemente, se o defeito fosse do tipo fugitivo iria deixar de o ser, passando para permanente. A função de religação automática torna-se assim inútil, reduzindo a qualidade de serviço, aumentando a deterioração do equipamento e reduzindo, consequentemente, a vida útil dos mesmos [6]. Salienta-se que a inutilização da religação automática apenas ocorre quando a GE se encontra interligada à linha em defeito, sendo dependente das funções de protecção de interligação.

### 3.4.1 - Impacto da protecção de interligação do Geração Eólica com a Rede de Distribuição

A GE na ocorrência de um curto-circuito permanece interligada à RD de acordo com as parametrizações das funções de protecção de interligação e de acordo com o tipo e localização do curto-circuito.

No caso de as funções de protecção de interligação serem parametrizadas de acordo com o “Cenário A”, o disjuntor de interligação pode retirar de serviço a GE após alguns milissegundos da ocorrência do defeito (abertura do disjuntor 0,04segundos) caso a tensão viole o limite mínimo da função de mínimo de tensão. Se a tensão aos terminais da GE não for inferior ao limite mínimo da função de protecção de mínimo de tensão, a GE permanece interligada à RD evitando a eliminação de defeitos fugitivos por parte do automatismo de religação da protecção da linha de MT (ver Figura 3.1).

Se o cenário de regulação da protecção de interligação fosse o “Cenário B”, mesmo que a tensão fosse inferior ao primeiro nível de detecção, a GE apenas seria retirada de serviço após 1 segundo. Desta forma permitia, dependendo da corrente que a subestação fornece aquando o defeito, a ocorrência do problema de inutilização de religação. Se a tensão for inferior ao segundo nível de detecção de mínimo de tensão do “Cenário B” (ver tabela 2.4), o defeito fugitivo poderia ser eliminado pelo automatismo de religação, uma vez que a GE seria retirada de serviço após alguns milissegundos da ocorrência do defeito (0,04 segundos: ver Secção 2.3.1).

A função de protecção de máxima intensidade de fase actua apenas após 1 segundo (para ambos os cenários de operação), possibilitando de acordo com a amplitude da contribuição da rede (ver tabela 2.2) a religação da protecção PS1 (ver Figura 3.1) sem a retirada de serviço da GE. Se apenas o primeiro nível da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1 for violado, a religação automática pode não ocorrer, pois o disjuntor de interligação abre ao mesmo tempo que o disjuntor da linha (ver Secção 2.2.1 e 2.3.1). Caso contrário, como a soma do tempo de actuação do disjuntor na subestação e a religação rápida é superior ao tempo de actuação do disjuntor de interligação, o problema da inutilização da religação automática poderá ocorrer. No caso, da GE ser de pequena capacidade, de acordo com [21],

a contribuição da GE é geralmente muito baixa para que a função de máxima intensidade de fase detecte e transmita a ordem de abertura para o disjuntor de interligação, possibilitando a ocorrência do problema de coordenação entre o fusível F1 e a protecção PS1 (ver Figura 3.1).

Considerando que a rede é de grande dimensão, a frequência é mantida dentro dos limites (para os dois cenários de operação), mantendo a GE interligada à RD.

### 3.5 - Religação Automática fora de sincronismo

A interligação de uma GE à RD possibilita o funcionamento em ilha por parte da GE enquanto é efectuada a religação da protecção da linha de MT para um curto-circuito na mesma linha. Considerando a rede da Figura 3.1, aquando um curto-circuito trifásico no barramento B3, de acordo com as parametrizações da função de protecção de interligação, a GE pode ficar interligada à RD quando a protecção PS1 efectua a primeira religação automática (Religação rápida: Secção 2.4). Enquanto a protecção PS1, nomeadamente o disjuntor associado a essa protecção se mantiver na posição de aberto, a GE irá manter a tensão na linha 1 (ver Figura 3.1). Durante este período de tempo a GE poderá acelerar ou desacelerar de modo que no momento da religação do disjuntor associado à protecção PS1, no pior caso esteja em oposição de fase entre a parte em ilha e a rede [6,13]. De acordo com [29] a religação fora de fase poderão surgir elevadas correntes e binários mecânicos, danificando, conseqüentemente, a GE. Entre outros problemas, [29] menciona a produção de transitórios e a criação de sobretensões que podem atingir gamas superiores a 2 p.u.V. O problema da religação fora de fase é uma consequência que pode danificar tanto a GE como o equipamento da rede eléctrica e os equipamentos dos clientes. Assim é imprescindível que se a GE não for retirada de serviço antes da religação automática da protecção da linha de MT na subestação AT/MT, a religação seja feita em sincronismo, de modo a evitar estas consequências.

A possibilidade da GE funcionar em ilha (i.e. desligado da rede pública de distribuição de energia) depende entre outros factores, da severidade do defeito, localização e parametrizações das funções de protecção de interligação da GE com a RD. Na Secção 3.4.1 descreve-se, de acordo com a função de protecção de interligação, a possibilidade da GE permanecer interligada à RD aquando um curto-circuito. No caso da parametrização da protecção de interligação da GE com a RD ser de acordo com o “Cenário B”, a protecção da linha na subestação é obrigada a possuir um detector de tensão, que detecta a tensão na linha, bloqueando o automatismo de religação da protecção. Assim, com este cenário de parametrização da protecção de interligação, não ocorrerá a religação da linha fora de sincronismo.

### 3.6 - Impacto da GE na utilidade do Interruptor Auto-Religador

O Interruptor Auto-Religador (IAR) descrito na Secção 2.6 revela utilidade no isolamento de defeitos, desde do IAR até ao barramento B3 da Figura 3.9, uma vez que permite reduzir a zona de saída de serviço devido ao defeito. No caso de incluir uma GE no barramento B2

(Figura 3.9) e de acordo com o seu comportamento após o defeito, o IAR pode perder a sua utilidade.

Para a análise deste problema, será estudado o comportamento do sistema de protecção da rede da Figura 3.9, para um curto-circuito trifásico no barramento B3. Considera-se que a redução de sensibilidade na função de protecção de máxima intensidade (ver Secção 3.1) da protecção PS1 não afecta o impedimento da actuação da mesma, devido à existência de GE no barramento B2. De acordo com o nível de detecção da função de máxima intensidade de fase, após um intervalo de tempo da ocorrência do curto-circuito o disjuntor, associado à protecção PS1 dispara. Tendo em conta diversos aspectos, como a característica interna da GE, a sua produção, e a sua capacidade, severidade e localização do defeito, entre outros, a GE poderá continuar interligada à rede. No caso, da GE ser retirada de serviço pelo disjuntor de interligação, o procedimento da protecção da linha de MT na subestação e do IAR é igual ao descrito na Secção 2.6, relevando a sua utilidade e importância na qualidade de serviço. Se, em contrapartida a GE apresenta capacidade em funcionar em ilha, de acordo com o cenário de parametrização das funções de protecção de interligação, a protecção PS1 pode fechar (“Cenário A”) ou permanecer em aberto (“Cenário B”, devido ao detector de tensão: Ver Secção 2.3.1). Se fechar, pode ocorrer o problema descrito na Secção 3.5. Se ficar em aberto, irá permitir que a GE permaneça em ilha (ver Secção 3.8). Independentemente do comportamento da protecção PS1, a GE irá manter a tensão no barramento B2 não permitindo a abertura do IAR. Neste caso, o IAR deixa de se revelar útil, uma vez que não apresenta capacidades de isolar o curto-circuito a que a RD está sujeita com a GE. Salienta-se que este problema é pouco frequente, uma vez que apenas ocorre quando a GE apresentar capacidade de funcionar em ilha satisfazendo a carga e manter a tensão aos seus terminais dentro dos limites parametrizados nas funções de protecção de interligação. No caso de a GE apresentar características de incapacidade de funcionar em ilha, a geração é retirada de serviço pelas funções de protecção de máximo/mínimo de tensão ou máximo/mínimo de frequência. Com a saída de serviço da GE, apesar da possibilidade do atraso de abertura do IAR relativamente ao mesmo curto-circuito sem GE, é possível o isolamento do troço a partir do IAR (processo de funcionamento do IAR e a protecção PS1 da Figura 3.9 de acordo com a Secção 2.6).

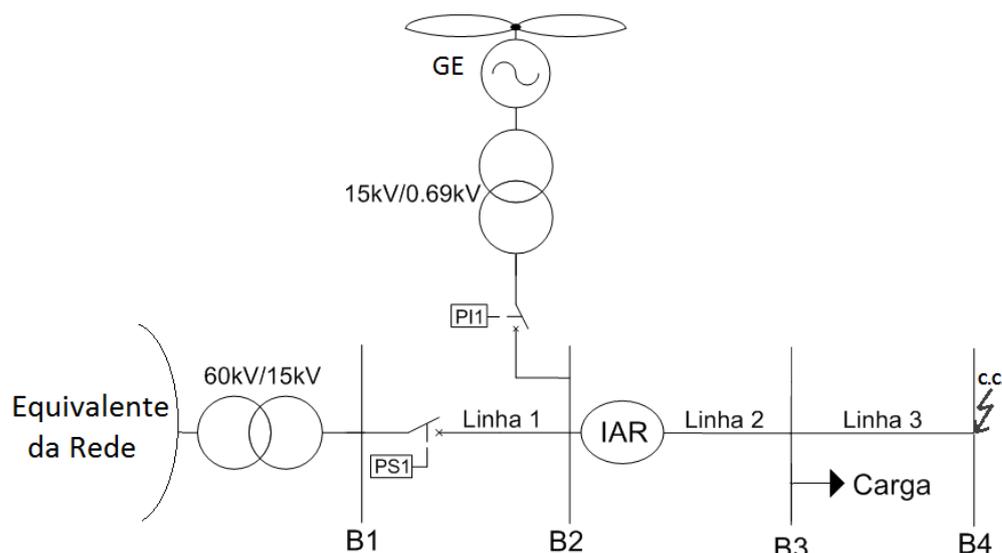


Figura 3.9 - Rede de Média Tensão com um IAR e com uma GE interligada à rede.

Independentemente da localização da GE, no barramento B2 ou no barramento B3, o IAR irá ter o mesmo comportamento, uma vez que este só abre quando não detecta tensão em ambos os lados do IAR (ver Secção 2.6). Para que o IAR isole defeitos localizados desde do barramento B2 até ao barramento B4, e garanta a continuidade de serviço aos clientes ligados da rede até ao barramento B2, é necessário garantir que a GE é retirada de serviço na ocorrência do defeito. Salienta-se que a criação de ilha apesar de possível, apresenta uma pequena duração, uma vez que não existe controlo sobre a produção da GE, de modo a igualar a cada instante a evolução da carga. Contudo, o tempo da ilha provoca a continuidade de alimentação do defeito, que no caso da GE não apresentar capacidade de se retirar de serviço, poderá afectar os equipamentos da rede e dos clientes, mesmo que seja por um curto espaço de tempo.

### **3.7 - Impacto do tipo de Geração Eólica: Efeito na Corrente de Defeito**

Cada GE apresenta as suas vantagens e desvantagens no funcionamento na RD, entre outros pontos, o torque do gerador, capacidade de regulação de tensão e capacidade de variação de velocidade e conseqüente controlo de frequência. Dependendo do tamanho e do tipo de GE, esta apresenta características que irá afectar diversas grandezas eléctricas entre outras a tensão, corrente e, a mais importante em situações de curto-circuito a contribuição da corrente para o curto-circuito. Deste modo, o tipo de gerador irá influenciar o sistema de protecção. De acordo com [30], na ocorrência de um curto-circuito, podem ser caracterizados três tipos de geradores, nomeadamente os geradores síncronos, assíncronos e os geradores que usam a potência electrónica para a interligação com a rede eléctrica.

Os geradores síncronos contêm um sistema de excitação, permitindo assim a criação da tensão interna no mesmo. Este gerador não necessita, contrariamente ao gerador assíncrono, absorver corrente reactiva para o seu adequado funcionamento. Com isto, este irá contribuir para o curto-circuito mesmo estando esta isolada da rede (funcionamento em ilha: ver Secção 3.8). Segundo [4] os geradores síncronos são caracterizados por facultar correntes de defeito sub-transitórios e transitórios, que são consideravelmente maiores que a máxima corrente de carga. Em [30] é mencionado que a contribuição dos geradores síncronos em curto-circuito depende das características da máquina, do tipo de excitação e do regulador de velocidade. Contudo, a contribuição deste tipo de gerador em defeitos é maior com uma maior duração, que todos os restantes tipos de geradores, como se pode verificar na análise efectuada em [30]. No caso de ocorrer um curto-circuito próximo do gerador, estes podem perder o campo, danificando-se.

A contribuição de geradores assíncronos aquando um curto-circuito, pode ser desprezável quando existem poucos geradores assíncronos em paralelo, uma vez que corrente fornecida para o curto-circuito por esta é apenas facultada num curto espaço de tempo não afectando as protecções (anula-se num prazo de milissegundos) [30]. Como estes geradores necessitam de receber potência reactiva da rede ou de outras fontes de excitação, para o seu funcionamento, a possibilidade de ficar isolado com a carga da RD é improvável, a menos que possua fontes de fornecimento de potência reactiva. Quando o gerador assíncrono funciona

em ilha (com baterias de condensadores), este, apresenta um funcionamento contínuo anormal danificando a carga e o próprio gerador [4]. Existe ainda a possibilidade de ressonância entre a indutância magnetizante do gerador e da capacitância, causando sobretensões de duas vezes ou mais o valor nominal, prejudiciais aos equipamentos da rede de distribuição e à carga [4].

Os geradores que usufruem da potência electrónica, por exemplo geradores doubly fed induction generator (gerador de indução duplamente alimentado), têm a vantagem de não perderem a estabilidade após o defeito ter sido eliminado e de ter a possibilidade de alterar a velocidade do rotor, numa gama de usualmente  $\pm 30\%$  em relação à velocidade nominal[30].

### 3.8 - Formação de Ilha

A ocorrência de curto-circuitos na RD pode provocar o disparo do disjuntor da linha de MT possibilitando o funcionamento da GE separado da rede. Este fenómeno é designado por ilha, em que a GE se encontra a alimentar as cargas sem ter nenhuma interligação à rede. Apesar da formação de ilha em alguns casos ser desejável (por exemplo a alimentação de Hospitais quando a rede é separada do cliente), esta não é praticável em Portugal [10]. A formação de ilha ocasiona entre outros problemas, a religação automática (Secção 3.5), alimentação do defeito (Secção 3.4) e a incapacidade de a GE fornecer a qualidade de energia exigida aos clientes. Apesar da existência de um sistema de protecção de interligação que permite a retirada de serviço da GE aquando ocorre a formação de ilha, estas reduzem a qualidade de serviço (ver Secção 3.2). De acordo com [29], existem situações em que as funções de protecção de interligação podem não detectar a formação de ilha. Uma das possibilidades é na ocorrência de um curto-circuito fase terra, em que a interligação da GE não apresenta uma ligação á terra [29].

Apesar da possibilidade de ocorrência de ilha na RD, o tempo de permanência da GE em funcionamento em ilha é, geralmente, curto. Isto porque, a GE necessita de satisfazer a carga a cada instante, de modo a não provocar a actuação da função de protecção de máximo/mínimo de frequência e máximo/mínimo de tensão [29]. A ocorrência da ilha depende assim também do tipo de GE, das características internas do mesmo e da capacidade de regular a tensão e a frequência.

### 3.9 - Resumo

Neste Capítulo foram analisados os problemas actuais no sistema de protecção após a interligação de geração eólica na rede de distribuição. O sistema de protecção estudado consiste nas protecções do painel da linha de média tensão na subestação de alta para média tensão, na protecção de interligação da geração eólica com a rede, em interruptores auto-religadores e fusíveis instalados nos postos de transformação de média para baixa tensão. Verificou-se que a interligação da geração eólica pode causar a redução de sensibilidade da protecção na subestação, a saída de serviço de uma linha sã e/ou da geração eólica, a perda de coordenação entre a protecção na subestação da linha de média tensão e o fusível, a inutilização da religação e do interruptor auto-religador, a religação fora de sincronismo e a

formação de ilha. Através de uma análise matemática constatou-se que a capacidade, localização e tipo de GE, bem como a localização do curto-circuito, pode beneficiar a ocorrência destes desafios no sistema de protecção na rede de distribuição.



## Capítulo 4

# Os Desafios dos Sistema de Protecção na Rede de Distribuição MT: validação com apoio do PSS®E

Este capítulo consiste na validação dos desafios actuais no sistema de protecção causados pela injeção de geração eólica na rede de distribuição. Para a validação, será utilizado um software, designado por PSS®E.

Os desafios no sistema de protecção, que serão validados neste capítulo, correspondem à redução de sensibilidade da protecção na linha de média tensão na subestação de alta para média tensão, a saída de serviço de uma linha sã ou da geração eólica, a falta de coordenação entre a protecção na linha de média tensão na subestação e o fusível instalado no posto de transformação, a inutilização da religação automática e do interruptor auto-religador e a religação fora de sincronismo.

Este capítulo será completado pela validação da influência da capacidade e produção da Geração Eólica, assim como a localização do curto-circuito nos problemas no sistema de protecção com a interligação de geração eólica na rede de distribuição.

### 4.1 - Simulação Dinâmica utilizando o Software PSS®E

A simulação dinâmica foi usada com o objectivo de validar os actuais desafios no sistema de protecção da Rede de Distribuição (RD) Portuguesa quando se interliga Geração Eólica (GE), permitindo assim a visualização da actuação das protecções de acordo com o tempo. Por esta razão, utilizou-se o software PSS®E v.32.0, software este que demonstrou uma ferramenta versátil, apresentando uma biblioteca de diferentes modelos para diferentes tipos de equipamentos. O software PSS®E fornece uma interface simples com a possibilidade de se visualizar graficamente a evolução dos parâmetros eléctricos ao longo do tempo de modo fácil e rápido. Permite, ainda a simulação dinâmica com a ocorrência de diversos curto-circuitos e sua eliminação.

A realização da simulação no PSS@E iniciou-se pelo trânsito de potências (para tempo igual a 0 segundos) seguindo-se pela simulação temporal através da introdução de dados adicionais. Os dados adicionais, no caso em estudo, correspondem aos modelos dinâmicos dos geradores e das protecções. O software inclui modelos próprios, sendo aqui usados o modelo “GENSAL”, como modelos dos geradores (rede a montante da subestação de Alta Tensão (AT) para Média Tensão (MT) e a GE), como regulador de excitação será usado o “IEEET1” e o regulador de velocidade será caracterizado pelo modelo “DEGOV1” ou “TGOV1”.

O funcionamento de transmissão de dados da protecção na linha de MT na subestação e a protecção de interligação da GE com a RD são representadas na Figura 4.1 e caracterizadas por PS1 e PI1 respectivamente. Salienta-se que as funções de protecção utilizadas por PS1 e PI1 apenas correspondem às funções que podem actuar aquando um curto-circuito trifásico (ver Secção 2.2 e 2.3), uma vez que neste trabalho só se analisará este tipo de defeito. A função de máxima intensidade de fase será representada pelo modelo “TIOCR1”, a função de protecção de máximo/mínimo de frequência será realizada através do modelo “FQRDCA” e para a função de protecção de máximo e mínimo de tensão será usado o modelo “VTGDCA”.

Os parâmetros dos modelos dos geradores, reguladores e protecções encontram-se no Anexo C e E.

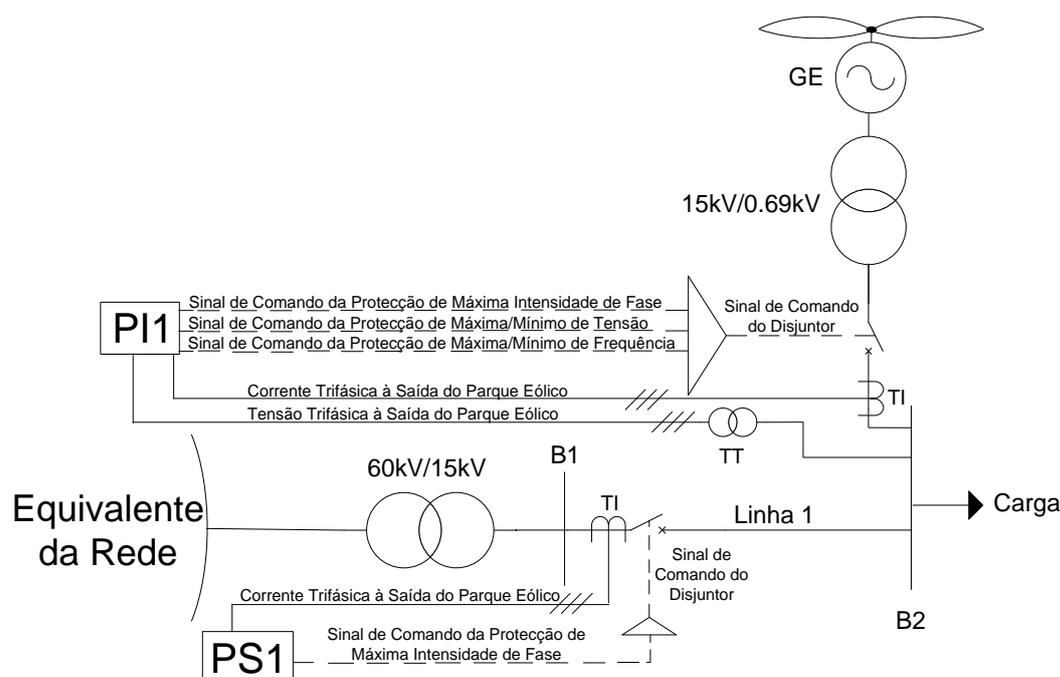


Figura 4.1 - Rede de Média Tensão com Geração Eólica interligada ao barramento B2 e a descrição das ligações das protecções da linha de MT na Subestação AT/MT (PS1) e a protecção de Interligação do GE com a RD (PI1).

## 4.2 - Redução da Sensibilidade ou Falha de Operação

Nesta Secção será realizada a validação da redução de sensibilidade ou falha de operação da protecção da linha de MT na subestação devido à interligação de GE.

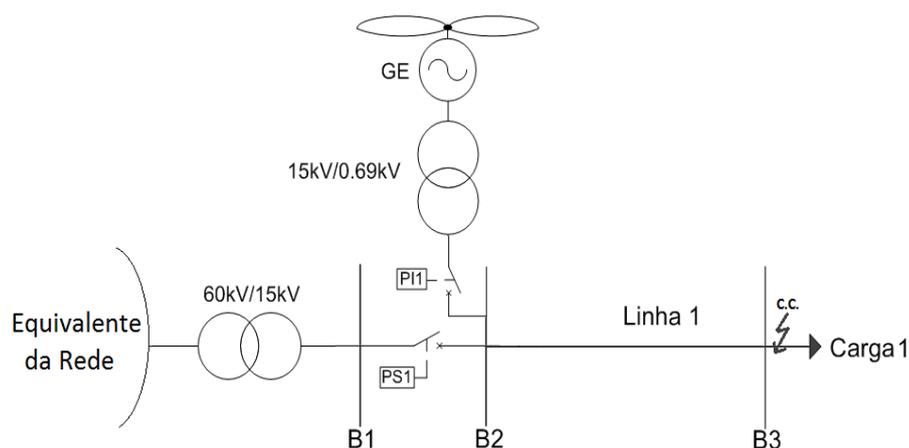
Na subsecção 4.2.1 é descrita a rede para validação, em que na subsecção 4.2.2 é validado o desafio de redução de sensibilidade ou falha de operação no sistema de protecção

para os dois cenários de parametrização da protecção de interligação. Na subsecção 4.2.3 e 4.2.4 é feita a validação da influência da localização do curto-circuito, da produção e da capacidade da GE na redução de sensibilidade da protecção na linha de MT na subestação.

#### 4.2.1 - Rede para validação e Funções de protecção da Rede

A validação da redução da sensibilidade da protecção da linha de MT na subestação AT/MT é realizada tendo em conta a rede eléctrica da Figura 4.2. A rede eléctrica em estudo consiste numa subestação de AT para MT com apenas uma linha de MT para a alimentação da carga 1.

Efectuou-se a simulação de um curto-circuito trifásico no barramento B3 com e sem GE interligada ao barramento B2 de modo a observar o comportamento da protecção na linha de MT na subestação AT/MT (PS1) e da protecção de interligação (PI1). A GE é caracterizada, na simulação, como um gerador síncrono<sup>5</sup> com capacidade de 8.4MVA<sup>6</sup> a fornecer 6.5MW e 3MVAR no funcionamento normal da rede. Os parâmetros dos equipamentos da rede da Figura 4.1 são descritos no anexo E.



**Figura 4.2** - Rede de Média Tensão com Geração Eólica interligada. Rede para validação do problema de redução de sensibilidade.

No que concerne às funções de protecção, a função de máximo/mínimo de frequência e de tensão são parametrizadas de acordo com o Anexo E, tendo em conta a tabela 2.3 ou 2.4 de acordo com o cenário de parametrização escolhido (ver Secção 2.3). No que concerne à função de máxima intensidade de fase das protecções PS1 e PI1, ilustradas na Figura 4.3, serão parametrizadas tendo em conta a tabela 2.2 (Anexo E). Foi considerado um tempo de detecção, transmissão da protecção para o disjuntor e conseqüente abertura do mesmo, de 0,07 segundos para a função de máximo/mínimo de frequência e para as restantes funções de

<sup>5</sup> A validação foi efectuada apenas para Geradores Síncronos, uma vez que estes são os que apresentam um impacto maior na contribuição para o curto-circuito

<sup>6</sup> Capacidade máxima da GE para que os limites térmicos da linha a que se encontra interligado não seja violado.

protecção um tempo de 0,04 segundos [9]. Para efeitos de simplificação, a corrente que circula entre o barramento B1 e B2, será designada como corrente da subestação e a corrente fornecida pela GE é referida como corrente na interligação.

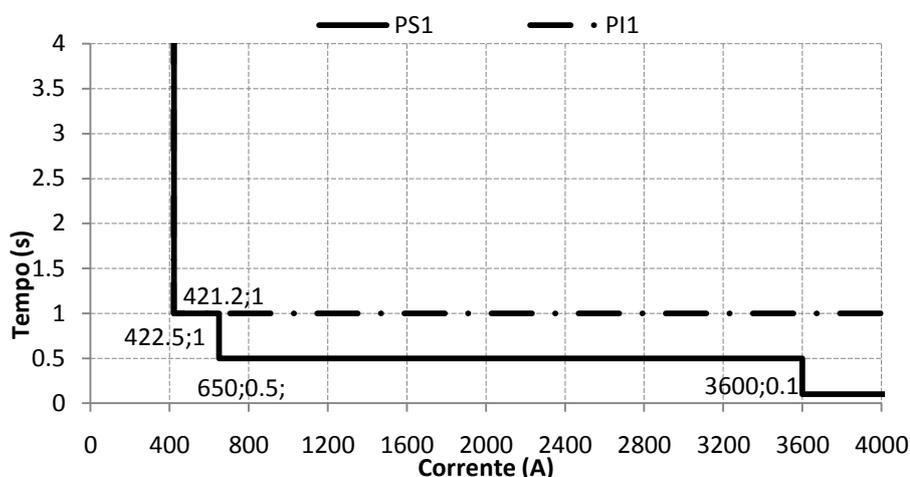
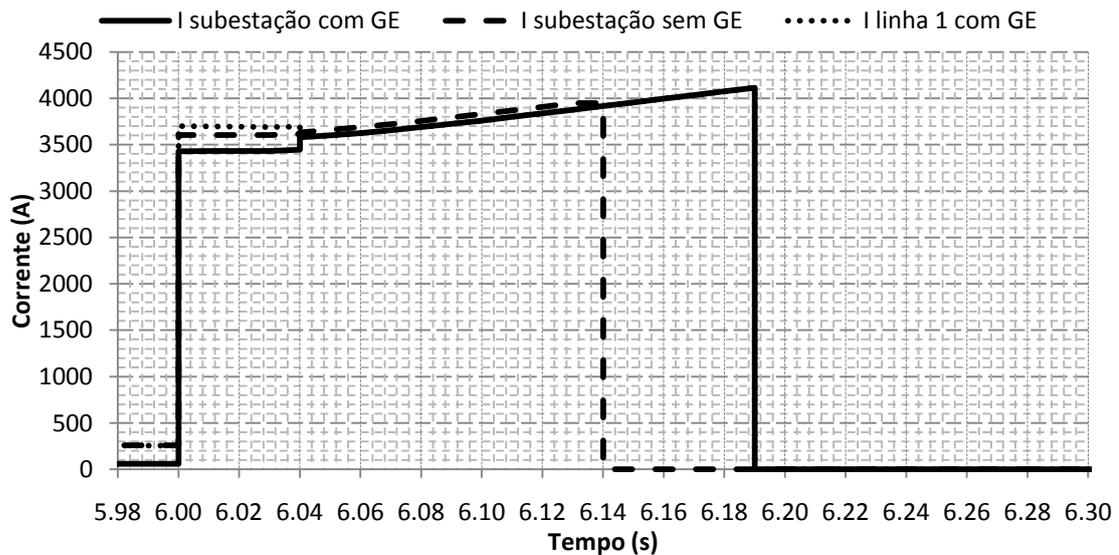


Figura 4.3 - Função de máxima intensidade de Fase da protecção de saída da linha 1 (PS1) e protecção de interligação (PI1) do Sistema de protecção da rede da Figura 4.2.

#### 4.2.2 - Validação através de Simulação Dinâmica em PSS®E: Parametrização de Interligação de acordo com o “Cenário A”

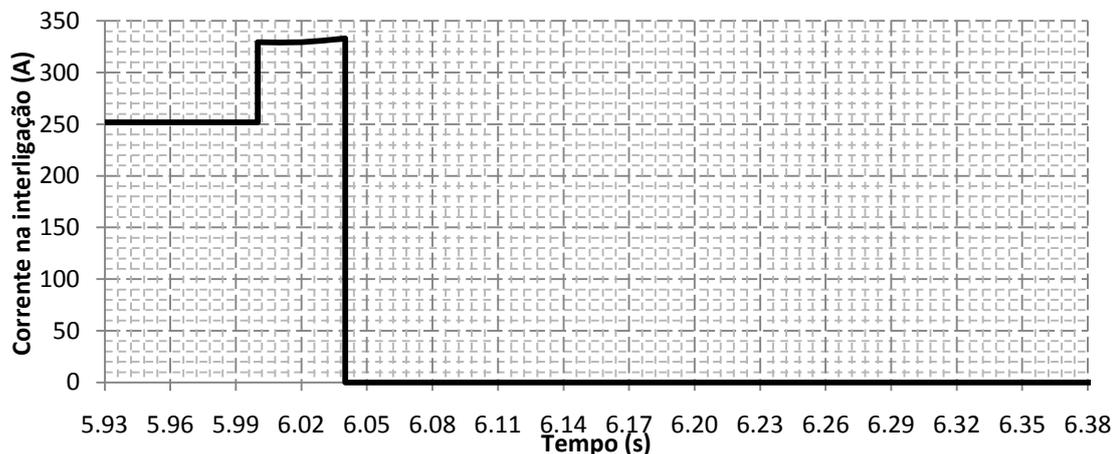
De acordo com a rede, da Figura 4.2, e a parametrização dos equipamentos da rede, procedeu-se à simulação de um curto-circuito trifásico no barramento B3 aos 6 segundos. A parametrização das funções de protecção de interligação foi realizada de acordo com o “Cenário A”, caracterizado na Tabela 2.3. As Figuras 4.4, 4.5, 4.6 e 4.7 apresentam os resultados da corrente com e sem GE na subestação, da corrente de interligação (fornecida pela GE), a tensão e da frequência no barramento B2 (ver Figura 4.1) respectivamente.

Através da Figura 4.4 constata-se que no momento da ocorrência do curto-circuito, a corrente da subestação após o curto-circuito é menor no caso de conter a GE interligada à RD. Contudo, aos 6,04 segundos a corrente da subestação, com GE interligada ao barramento B2, aproxima-se da corrente sem GE interligada à rede. Esta variação da corrente deve-se à saída de serviço da GE. O atraso de tempo de saída de serviço da GE após a ocorrência do curto-circuito, possibilitou um atraso na actuação do disjuntor associado à protecção PS1 de 0,05 segundos. Quanto maior for a demora da saída de serviço da GE, após a ocorrência do curto-circuito, maior será a redução de sensibilidade da protecção PS1.



**Figura 4.4** - Amplitude da corrente da subestação (ver Figura 4.1) com e sem GE e a corrente na linha 1 antes, durante e após a eliminação do defeito. Protecção P11 ajustada de acordo com o “Cenário A” (ver tabela 2.3).

No momento do curto-circuito, a corrente fornecida pela GE (Figura 4.5) aumenta para a alimentação do mesmo. Como a corrente de interligação, fornecida pela GE, não ultrapassa o valor parametrizado na função de máxima intensidade de fase (ver Figura 4.3), esta não provoca a actuação do disjuntor de interligação. Contudo, aos 6,04 segundos, a GE é retirada de serviço, uma vez que a corrente desce para zero. Como não ocorre violação da corrente fornecida pela GE, a geração é retirada de serviço por outra função de protecção parametrizada na protecção de interligação.



**Figura 4.5** - Amplitude da corrente de Interligação (ver Figura 4.2). Protecção P11 parametrizada de acordo com o “Cenário A” (ver Tabela 2.3).

A função de máximo e mínimo de frequência também não provoca a actuação da protecção de interligação, uma vez que a variação de frequência, verificada na Figura 4.6, não viola nenhum dos limites parametrizados na função (ver tabela 2.3).

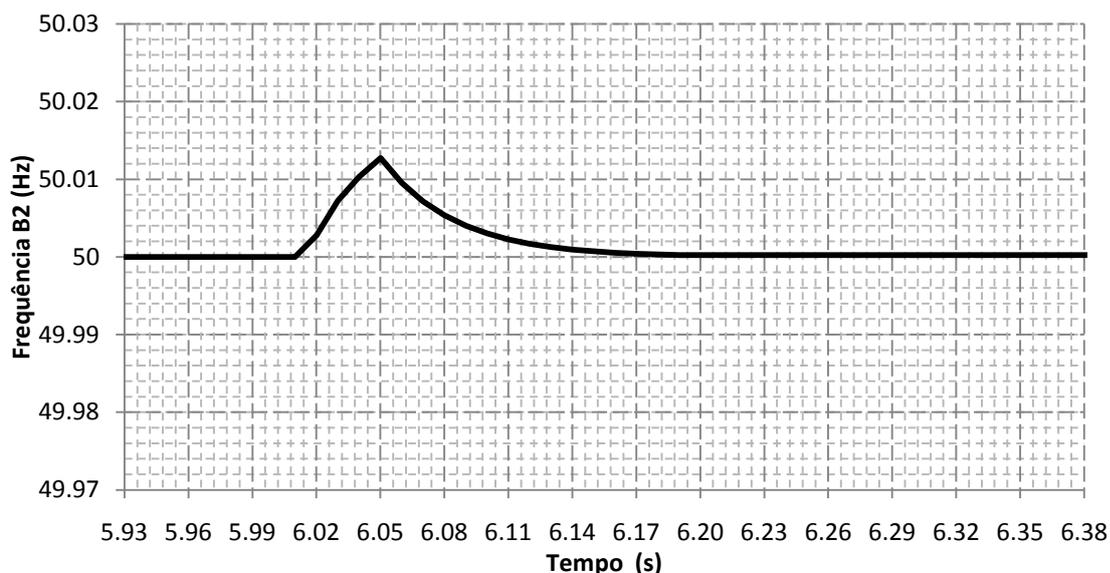


Figura 4.6 - Frequência no barramento B2 da Rede da Figura 4.2. Protecção PI1 parametrizada com um cenário de protecção de acordo com o “Cenário A” (ver Tabela 2.3).

Na Figura 4.7 é possível observar a variação de tensão sofrida aquando o curto-circuito trifásico no barramento B3. Como a tensão no barramento B2, no momento do curto-circuito, é inferior a 0,85 p.u.V, a função de mínimo de tensão transmite sinal de abertura ao disjuntor imediatamente após a sua detecção. O tempo de detecção, de transmissão e de abertura do disjuntor associado à protecção foi considerado de 0,04 segundos. Assim, aos 6,04 segundos, a GE é retirada de serviço, deixando de contribuir para a alimentação do curto-circuito (ver Figura 4.5), permitindo que a corrente da subestação se aproxime da corrente sem GE na RD (ver Figura 4.4).

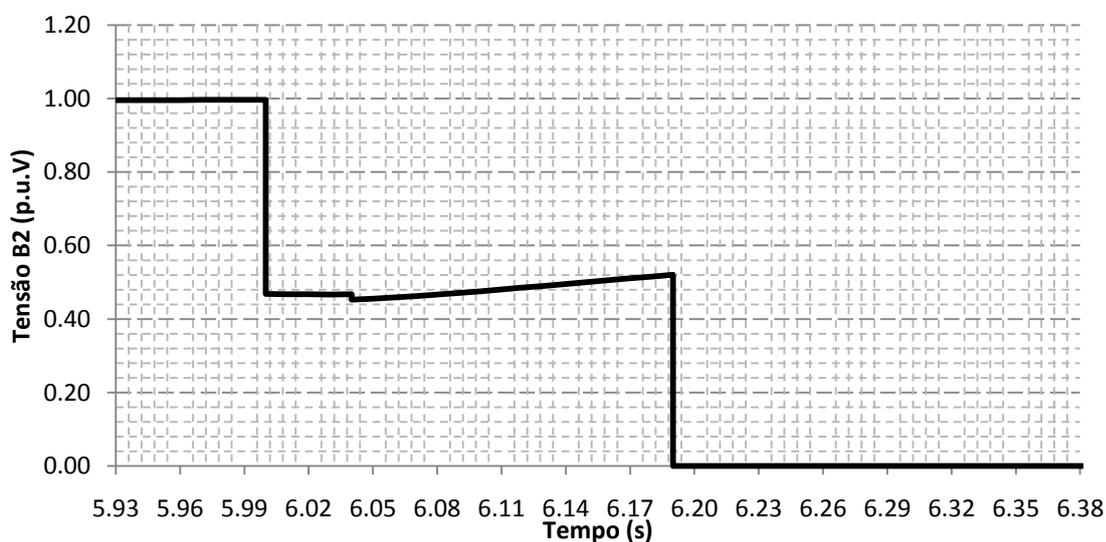


Figura 4.7 - Tensão no barramento B2 da rede da Figura 4.2. Protecção PI1 parametrizada de acordo com cenário de protecção “A” (ver Tabela 2.3).

### 4.2.3 - Validação através de Simulação Dinâmica em PSS®E: Parametrização de Interligação de acordo com o “Cenário B”

Repetindo o processo de simulação efectuado na subsecção anterior 4.2.2, mas agora com a protecção de interligação PI1 parametrizada de acordo com o “Cenário B”, obtiveram-se os resultados das Figuras 4.8-4.11. Estas figuras representam os resultados obtidos das correntes, tensões e frequência medidas pelos transformadores de medida das protecções da rede da Figura 4.2.

Pela análise da Figura 4.8 conclui-se que ocorre um atraso na actuação do disjuntor associado à protecção PS2 para o mesmo curto-circuito com GE interligada ao barramento B2 da rede da Figura 4.2. No caso de a RD não conter nenhuma GE interligada ao barramento B2, o disjuntor associado à protecção PS2 actua para um tempo igual a 6,14 segundos. No caso da ocorrência do mesmo curto-circuito, no mesmo barramento B3, (ver rede da Figura 4.2) com a GE interligada à RD, o disjuntor associado à protecção PS2 actua aos 6,24 segundos. Assim, na ocorrência de um curto-circuito trifásico no barramento B3 com a GE interligada ao barramento B2 ocorre uma redução de sensibilidade da protecção PS2. No atraso da actuação do disjuntor, associado à protecção, é de 0,10 segundos, relativamente ao mesmo curto-circuito, mas sem GE interligado à rede. O curto-circuito após a abertura do disjuntor da linha 1 na subestação AT/MT (PS2, ver Figura 4.2) continua a ser alimentado pela GE, sendo a GE retirada de serviço aos 6,28 segundos, isolando a zona de defeito.

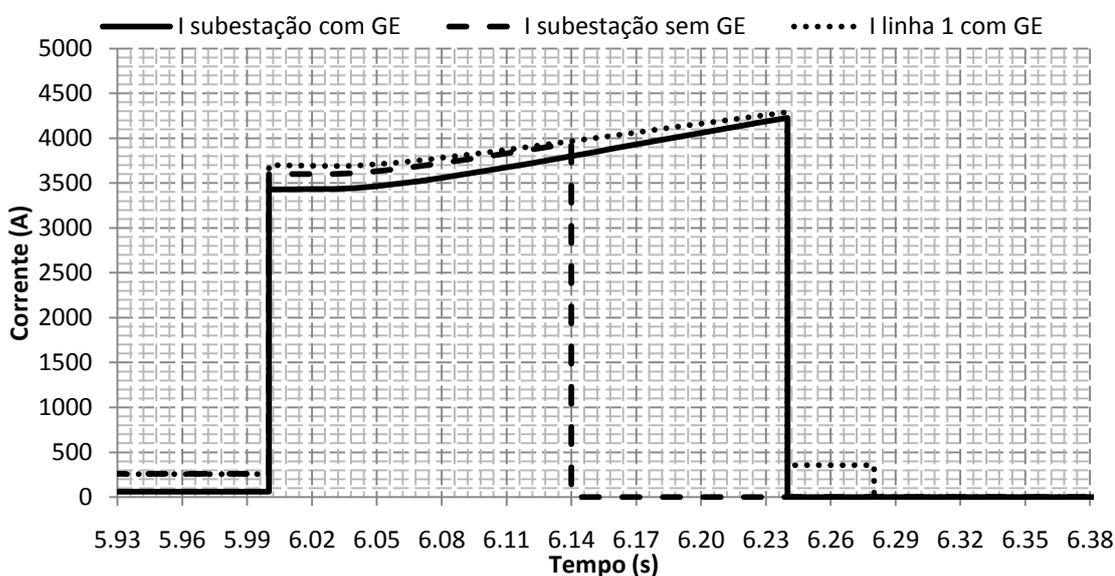


Figura 4.8 - Amplitude da corrente da subestação (ver Figura 4.2) com e sem GE e a corrente na linha 1 antes, durante e após a eliminação do defeito. Protecção PI1 ajustada de acordo com o “Cenário B” (ver tabela 2.4).

Desde o instante de curto-circuito trifásico, a corrente fornecida pela GE aumenta (ver Figura 4.9), devido à alimentação do curto-circuito. Aos 6,24 segundos o disjuntor associado à protecção PS1 abre, possibilitando o funcionamento da GE em ilha (ver Figura 4.2), e a continuação de alimentação do curto-circuito. Nesta situação, e caso este defeito seja de carácter fugitivo, pode tornar-se permanente, tornando-se inútil a religação automática por parte da protecção PS1 (problema de inutilidade da religação: ver Secção 3.4). Aos 6,28 segundos, a GE é retirada de serviço, possibilitando a religação do disjuntor associado à

protecção PS1. A retirada de serviço da GE não é efectuada pela função de máxima intensidade de fase, uma vez que a corrente fornecida durante a simulação não viola o limite parametrizado (ver Figura 4.3) na protecção de interligação PI1. Após a saída de serviço da GE é possível efectuar-se a religação automática da protecção PS1 sendo a GE apenas interligada após 3 minutos e quando a tensão no barramento B2 apresentar no mínimo 0.8 p.u.V (ver Secção 2.8).

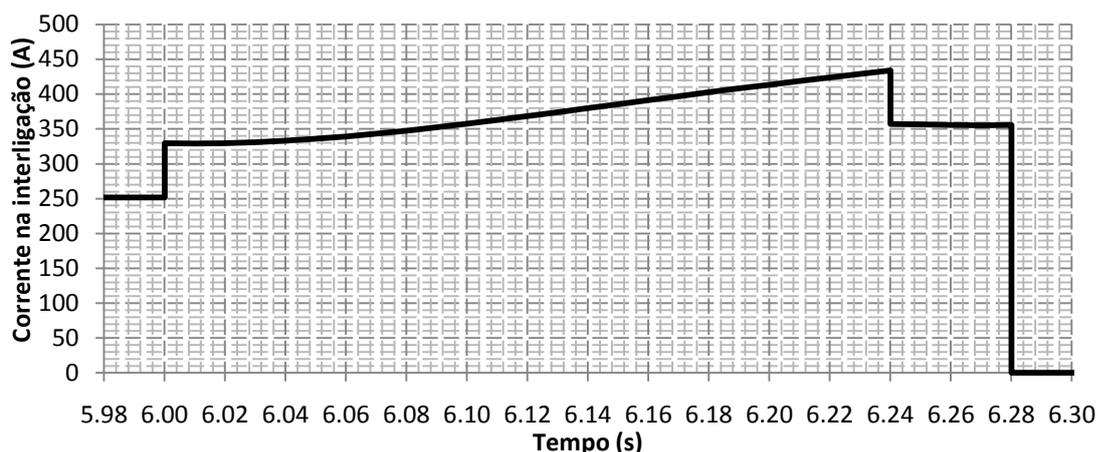


Figura 4.9 - Amplitude da corrente de interligação (ver Figura 4.2). Protecção de interligação PI1 parametrizada de acordo com o “Cenário B”.

A Figura 4.10 ilustra a tensão no barramento B2 para um curto-circuito no barramento B3. Apesar da tensão apresentar valores inferiores a 0,85 p.u.V, a função de mínimo de tensão apenas transmite ordem de abertura após 1 segundo da detecção da violação do limite de mínimo de tensão (ver tabela 2.4). Após o disparo do disjuntor associado à protecção na linha de MT na subestação PS1, aos 6,24 segundos, ocorre novamente uma redução da tensão. Esta redução de tensão viola o segundo nível de detecção da função de mínimo de tensão da função de protecção de interligação (ver tabela 2.4). Assim, após 0,04 segundos (tempo de detecção, transmissão de sinal para o disjuntor e abertura do mesmo) do disparo do disjuntor associado à protecção PS1, o disjuntor de interligação da GE com a RD abre, retirando de serviço a GE.

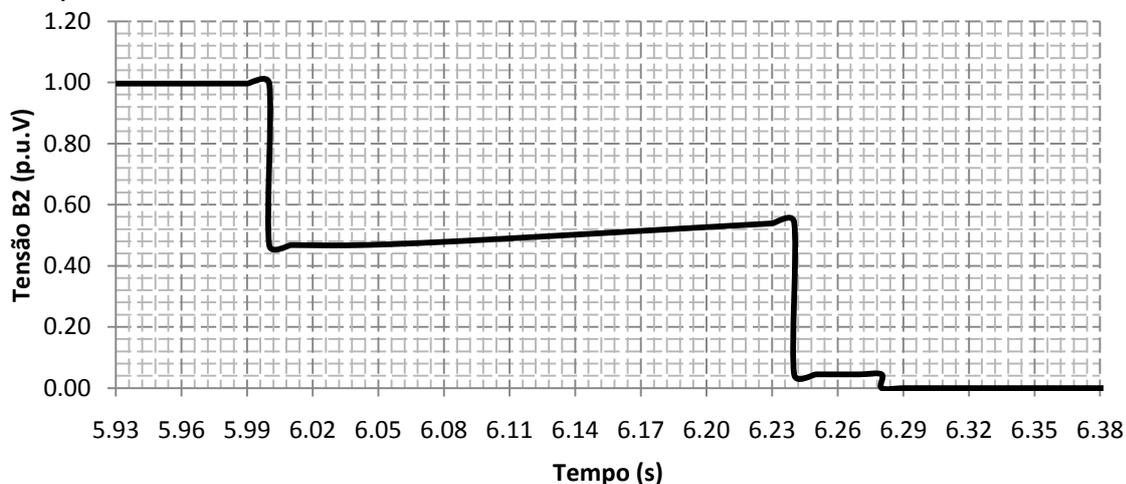


Figura 4.10 - Tensão no barramento B2 antes, durante e após o curto-circuito no barramento B3 da rede da Figura 4.2. Protecção de interligação PI1 parametrizada de acordo com o “Cenário B”.

Na Figura 4.11 visualiza-se o comportamento da frequência no barramento B2. Enquanto a GE se encontra interligada à subestação AT/MT, o desvio de frequência com o curto-circuito no barramento B3 (ver Figura 4.2) é muito pequeno, e não provoca a actuação da função de frequência da protecção de interligação. Contudo, após o disparo do disjuntor associado à protecção PS1 a GE permanece em funcionamento, isolada com a alimentação do curto-circuito e a carga (ver Figura 4.2), provocando um aumento da frequência. Como a função de mínimo de tensão transmite a ordem de disparo para o disjuntor de interligação com a consequente abertura do mesmo aos 6,28 segundos, a frequência estabiliza num valor aproximado de 50.6 Hz. Apesar do limite de frequência ter sido violado, é a função de mínimo de tensão que é responsável pela abertura do disjuntor, uma vez que a violação da tensão ocorre para um tempo inferior (ver Figura 4.10) à violação do limite de frequência (ver Figura 4.11).

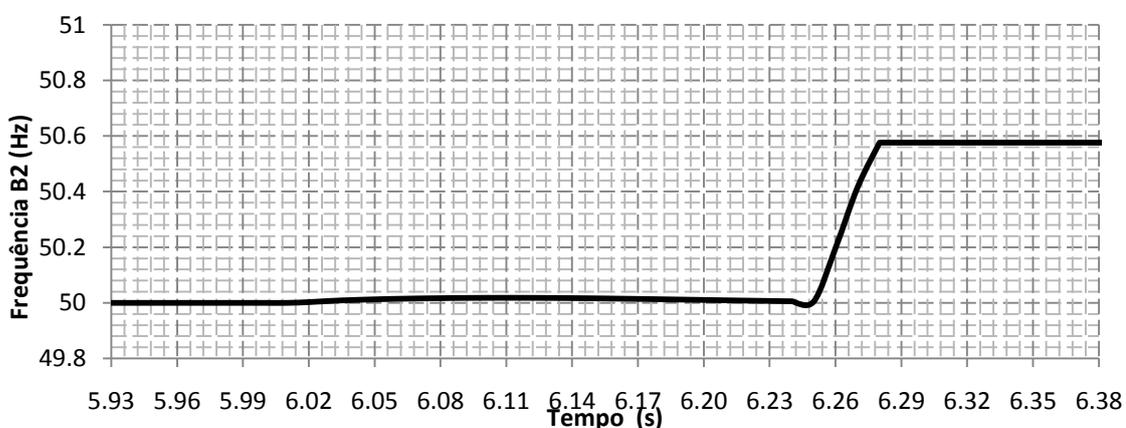


Figura 4.11 - Frequência no barramento B2 antes, durante e após o curto-circuito no barramento B3 da rede da Figura 4.2. Protecção de interligação PI1 parametrizada de acordo com o “Cenário B”.

#### 4.2.4 - Impacto da Variação da localização do curto-circuito

Com o objectivo de observar o impacto da localização do curto-circuito na redução de sensibilidade da protecção da linha de MT da rede da Figura 4.2 efectuaram-se simulações com a variação da localização do curto-circuito.

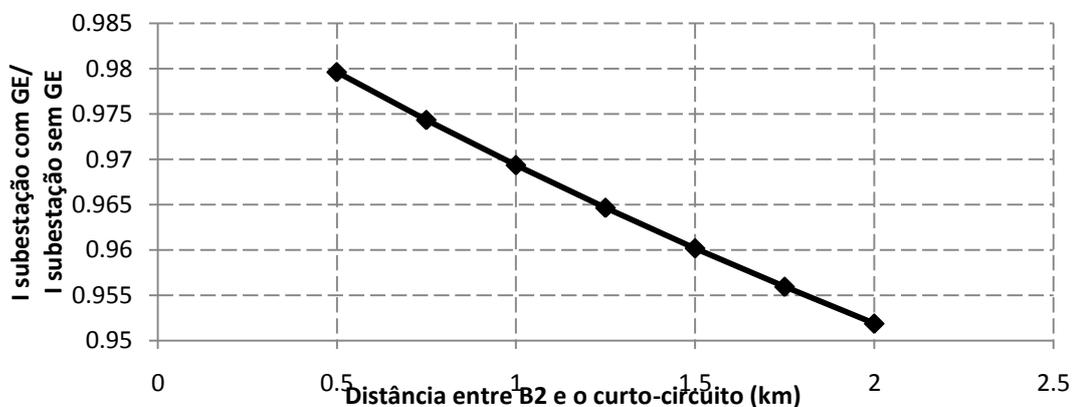


Figura 4.12 - Rácio entre a corrente da subestação com e sem GE interligação à RD após curto-circuito de acordo com a distância do local do curto-circuito.

Na Figura 4.12 visualiza-se a variação da corrente da subestação de AT/MT com GE em relação à mesma corrente sem GE interligada à RD. Conclui-se que, tal como analisado na Secção 3.1.3, o quociente da circulação da corrente da subestação, sem GE em relação à mesma corrente com GE interligada à RD, é maior quanto maior for a distância do local do curto-circuito ao Barramento B2 (ver Figura 4.2).

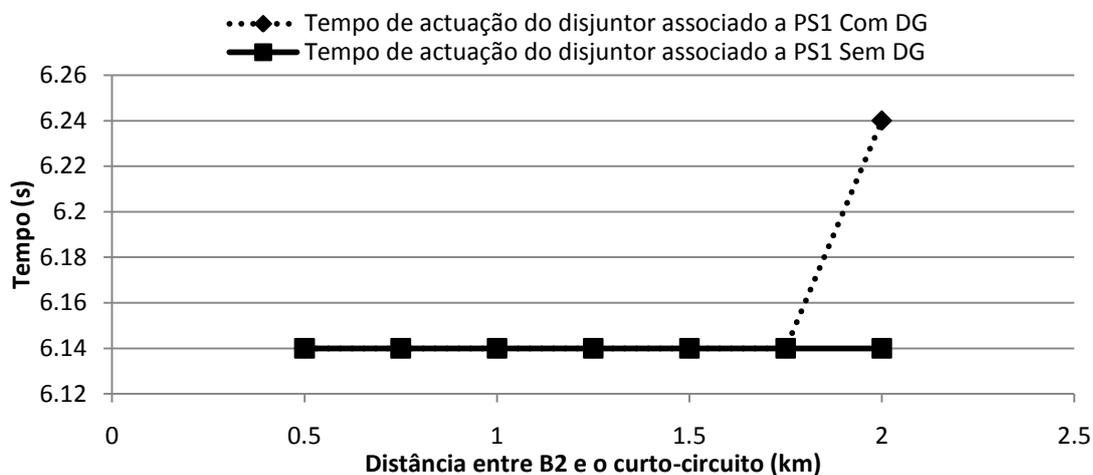


Figura 4.13 - Tempo de actuação do disjuntor associado à protecção PS1 com e sem GE interligação à RD após curto-circuito de acordo com a distância do local do curto-circuito.

A Figura 4.13 descreve o tempo de actuação da protecção PS1 (ver Figura 4.2) de acordo com a localização do curto-circuito. Constata-se que apesar de existir uma diferença na corrente da subestação com e sem GE interligada à RD para as diferentes localizações do curto-circuito (ver Figura 4.12), apenas para um curto-circuito a 2km de distância da subestação é que ocorre a redução de sensibilidade da protecção. Isto ocorre devido à parametrização do último nível da protecção PS1, que se encontra parametrizada para um valor 3600A (ver Figura 4.3). Como a corrente que circula na protecção PS1 para curto-circuito a uma distância inferior a 2km é superior a 3600A com e sem GE interligada à RD, o disjuntor associado à protecção PS1 actua ao mesmo tempo independentemente de conter ou não GE interligada à rede. Salienta-se que quanto mais próximo for o curto-circuito do barramento B2 maior será a contribuição da subestação e da GE para alimentação do curto-circuito (ver Equação 3.2 e 3.17).

#### 4.2.5 - Impacto da Variação da Produção e da Capacidade da GE

As Figuras 4.14 e 4.15 representam a variação da produção activa (mantendo a produção reactiva a 3MVAR) com e sem GE e o tempo de actuação do disjuntor associado à protecção PS1 (ver Figura 4.2) para os diferentes valores de produção da GE respectivamente.

### Impacto da Variação da Produção e da Capacidade da GE 61

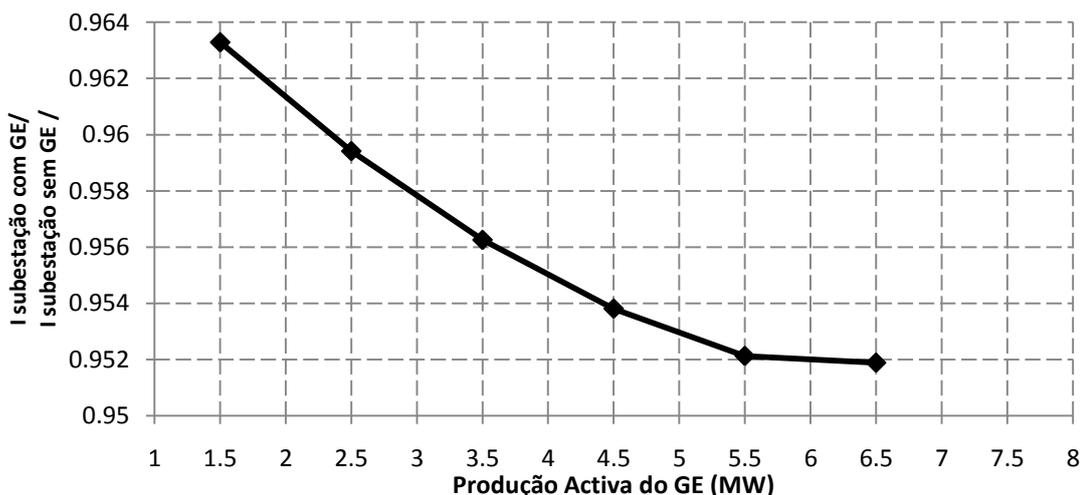


Figura 4.14 - Rácio entre a corrente da subestação com e sem GE interligada à rede no momento do curto-circuito trifásico de acordo com a distância do barramento B2 ao curto-circuito.

Através da análise da Figura 4.14 e 4.15 conclui-se que o aumento da produção da GE antes da ocorrência do curto-circuito trifásico no barramento B3 da rede da Figura 4.2 provoca um aumento da redução de sensibilidade da protecção PS1 (Secção 3.1).

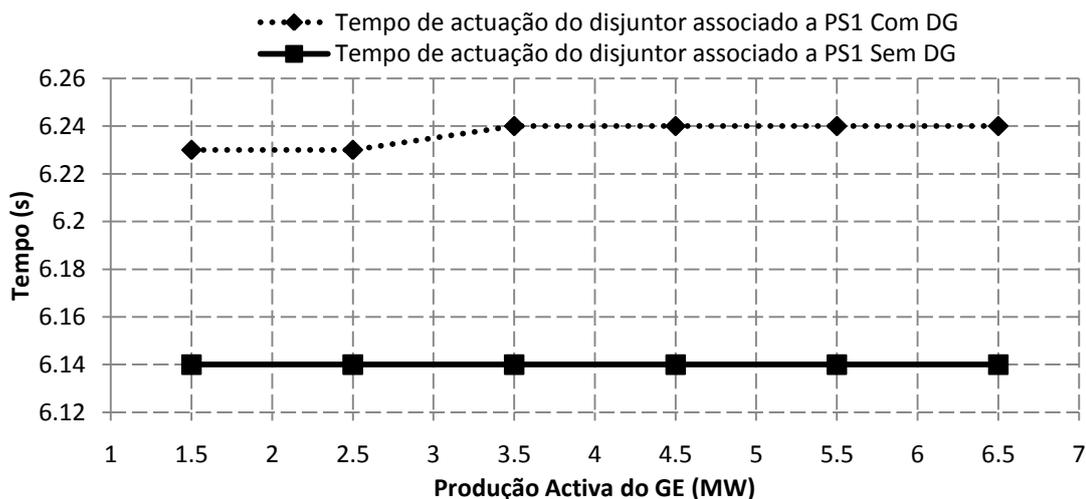


Figura 4.15 - Tempo de actuação do disjuntor associado à protecção PS1 após curto-circuito de acordo com a distância do local do curto-circuito.

A influência da variação da corrente da subestação com a variação da capacidade da GE interligada ao barramento B2 aquando um curto-circuito no barramento B3 da rede da Figura 4.2, pode ser visualizada na Figura 4.16.

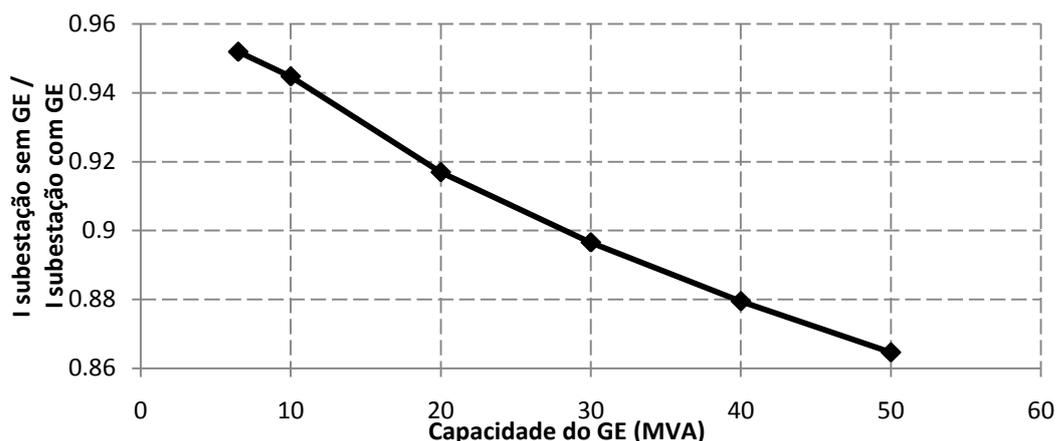


Figura 4.16 - Rácio entre a corrente da subestação sem e com GE após o curto-circuito de acordo com a capacidade da GE para a rede da figura 4.2.

Através da análise da Figura 4.16 e 4.17 conclui-se que o aumento da capacidade da GE provoca uma diminuição da contribuição da subestação para o curto-circuito, reduzindo a corrente da subestação e aumentando, conseqüentemente, o tempo de actuação do mesmo (ver Secção 3.1.3). Saliencia-se, que a análise do efeito da alteração da capacidade da GE tem como objectivo a validação da análise efectuada na Secção 3.1.3, não sendo em termos reais possível incluir GE na rede da Figura 4.2 com capacidade maior que 8,4MVA. Geradores com capacidade superior a 8,4 MVA obrigam a limitação da sua produção, pois para produção próxima do seu limite poderiam ultrapassar o limite térmico da linha 1 da rede.

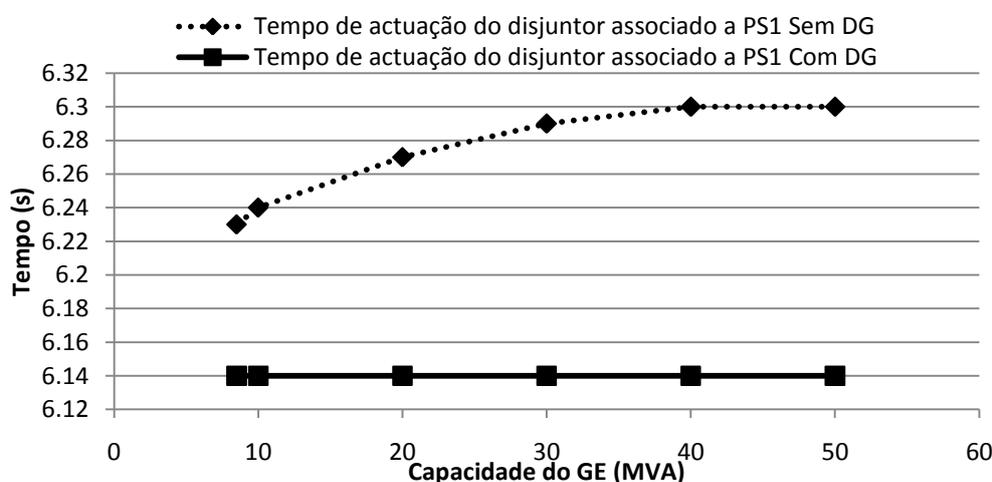


Figura 4.17 - Tempo de actuação do disjuntor associado à protecção PS1 após curto-circuito de acordo com a capacidade da GE para a rede da Figura 4.2.

### 4.3 - Problema de Coordenação: Saída de Serviço de uma linha Sã ou da Geração Eólica

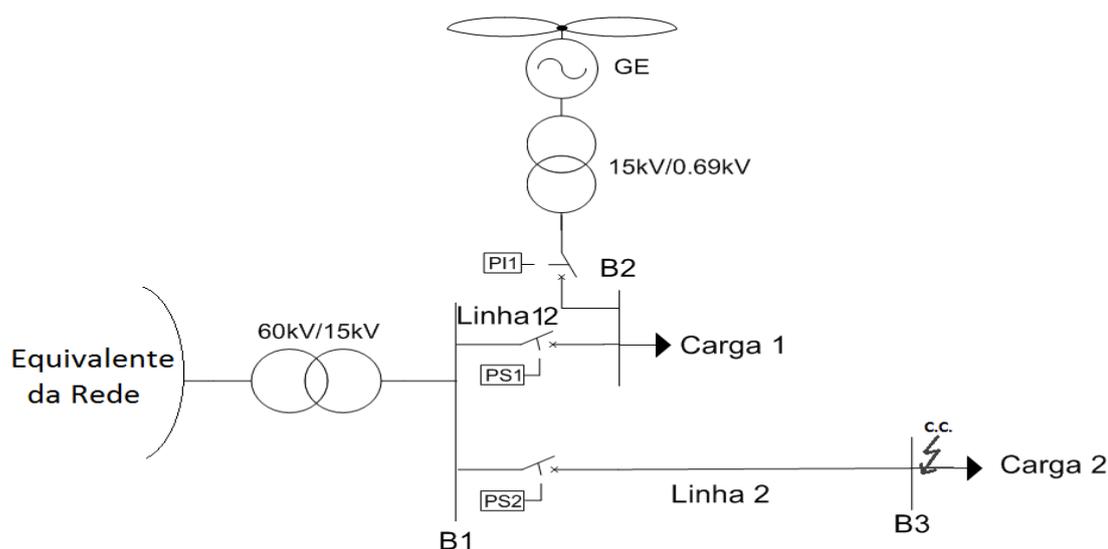
Nesta Secção será realizada a validação do problema de coordenação entre as protecções de duas linhas paralelas e a saída de serviço da GE sem necessidade.

Na subsecção 4.3.1 é descrita a rede para a validação, em que na subsecção 4.3.2 é realizada a simulação de um curto-circuito para a visualização do comportamento do sistema

de protecção na rede de distribuição. Na subsecção 4.3.3 e 4.3.4 é feita a validação da influência da localização do curto-circuito e da capacidade da GE na redução de sensibilidade da protecção na linha de MT na subestação respectivamente.

#### 4.3.1 - Rede para Validação e Funções de protecção da Rede

A validação do problema de coordenação das funções de protecção de duas linhas de MT paralelas na subestação AT/MT é realizada recorrendo à rede da Figura 4.18. A rede eléctrica consiste numa subestação de AT/MT com duas linhas de MT. Cada linha de MT alimenta uma carga cujos parâmetros se encontram definidos no Anexo C. Efectuou-se a simulação de um curto-circuito trifásico no barramento B3 com e sem GE interligada ao barramento B2 de modo a observar o comportamento das protecções nas linhas de MT na subestação AT/MT (PS1 e PS2) e da protecção de interligação (PI1). A GE é considerada na simulação como um gerador síncrono com capacidade de 8.4MVA<sup>7</sup>, a fornecer no regime de funcionamento normal 6.5MW e 3MVAR. Os parâmetros da linha, da carga, da GE, da rede equivalente encontram-se descritos no Anexo C.



**Figura 4.18** - Rede de Média Tensão com Geração Eólica interligada Rede para validação do problema de saída de serviço de uma linha sã.

As funções de protecção de interligação da GE à RD são iguais ao apresentado na Secção 4.3 e podem ser visualizados no Anexo E. No que concerne à função de máxima intensidade de fase da protecção PS2, ilustrada na Figura 4.19, juntamente com a função de máxima intensidade de fase da protecção PS1. Estas funções de protecção são parametrizadas tendo em conta a tabela 2.2 e introduzidas no PSS®E, tal como ilustra o Anexo E do presente trabalho. Foi considerado um tempo de transmissão de sinal e consequente abertura do disjuntor para a função de máximo/mínimo de frequência de 0,07 segundos e para as restantes funções de 0,04 segundos. [9]

<sup>7</sup> Capacidade máxima da GE para que os limites térmicos da linha a que se encontra interligado não seja violado.

Para efeitos de simplificação a corrente que circula entre o barramento B1 e B3 será designada pela corrente na linha 2, a corrente fornecida pela GE será designada por corrente na interligação e a corrente fornecida pela rede interligada à subestação será designada por corrente da subestação.

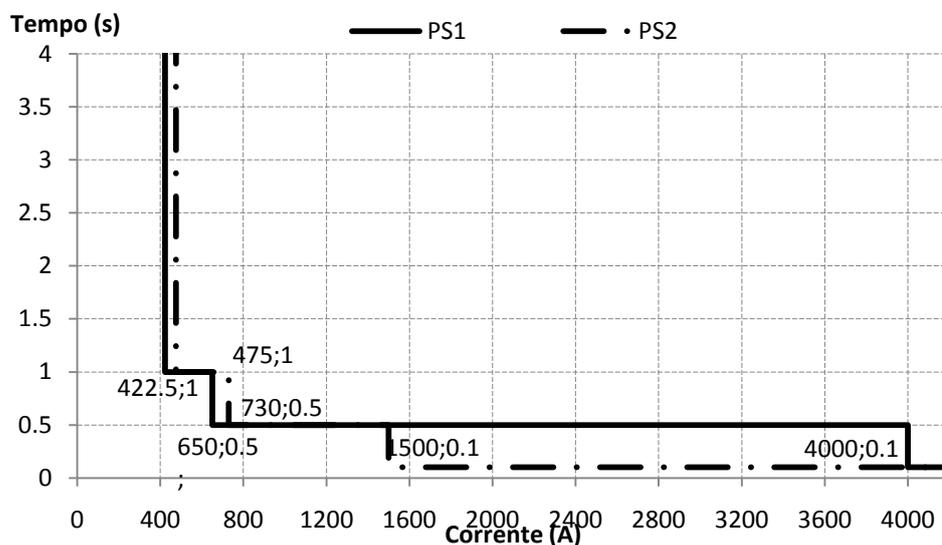


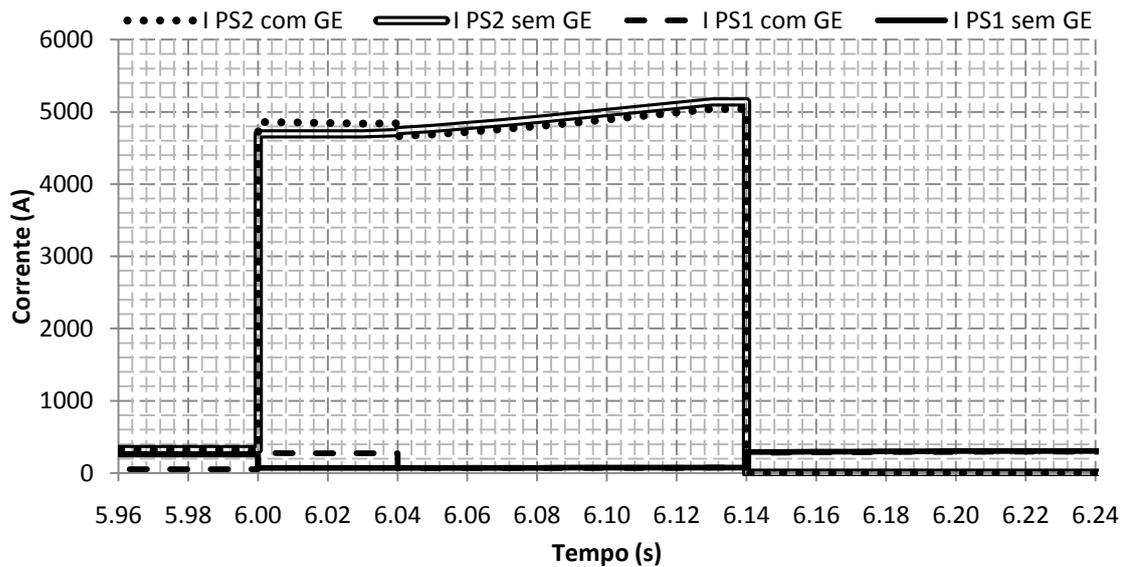
Figura 4.19 - Função de máxima intensidade de Fase da protecção PS1 e protecção PS2 do Sistema de protecção da rede da Figura 4.18.

#### 4.3.2 - Validação através de Simulação Dinâmica em PSS®E: Parametrização de Interligação de acordo com o “Cenário A/B”

Após a parametrização das protecções, dos geradores, da rede e da linha procedeu-se à simulação de um curto-circuito no barramento B3 aos 6 segundos para a rede da Figura 4.18. Independentemente do cenário de parametrização da protecção de interligação, “Cenário A” ou “Cenário B” o resultado obtido nas simulações é igual.

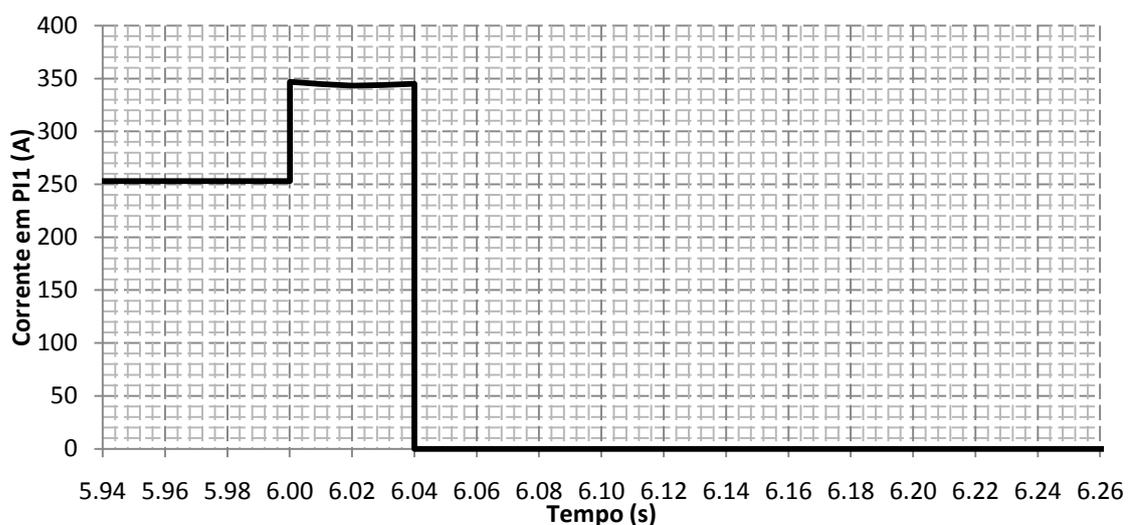
As Figuras 4.20, 4.21, 4.22 e 4.23 apresentam os resultados da corrente com e sem GE na RD e na linha 12 e 2, da corrente na interligação, da tensão e da frequência no barramento B2 (ver Figura 4.18), respectivamente.

Como se pode verificar por inspecção do resultado obtido na Figura 4.20 não ocorre o problema de coordenação entre a protecção PS1 e a protecção PS2. A linha em defeito é isolada pela actuação da protecção PS2 sem retirar de serviço a linha sã que corresponde à linha 1 (ver Figura 4.18). Quer a rede da Figura 4.18 apresente, ou não, uma GE interligada à mesma, a saída de serviço da linha sã não ocorre.



**Figura 4.20** - Amplitude da corrente que circula na linha 1 e 2 (ver Figura 4.2) com e sem GE durante e após a eliminação do defeito. Protecção PI1 ajustada de acordo com o “Cenário A/B” (ver tabela 2.3 e 2.4).

A Figura 4.21 ilustra a corrente fornecida pela GE. Como se pode constatar a corrente que a GE fornece não é suficiente para provocar o disparo da protecção na linha 12 na subestação AT/MT. De acordo com a Figura 4.19, o primeiro nível da função de máxima intensidade de fase corresponde a 422,5A sendo a corrente fornecida pela GE inferior a esta. Assim, independentemente da parametrização da função de máxima intensidade de fase da protecção PS2, a saída de serviço de uma linha não ocorre. Como a GE é retirada de serviço aos 6,04 segundos, a amplitude da corrente em defeito nas linhas aproxima-se da corrente sem GE (ver Figura 4.20). Apesar da corrente fornecida pela GE não violar os limites parametrizados na função de máxima intensidade de fase na protecção de interligação, a GE é retirada de serviço aos 6,04 segundos. Conclui-se assim, que a GE é retirada de serviço pela função de máximo/mínimo de tensão ou de frequência.



**Figura 4.21** - Amplitude da corrente de interligação da GE da Figura 4.18. Protecção PI1 ajustada de acordo com o “Cenário A/B” (ver tabela 2.3 e 2.4).

Pela análise da Figura 4.22 constata-se que no momento do curto-circuito trifásico no barramento B3 (ver Figura 4.18) a tensão medida pela protecção de interligação desce para um valor inferior a 0,40 p.u.V. Desta forma, após 0,04 segundos (ver Secção 2.3) a GE é retirada de serviço pela actuação do disjuntor de interligação, independentemente do cenário de parametrização da protecção de interligação. Salienta-se que para o “Cenário B” como cenário de parametrização de interligação, para tensões inferiores a 0,4 p.u. (inferior ao segundo nível de mínimo de tensão), a protecção de interligação apresenta o mesmo comportamento que o considerado no “Cenário A” como parametrização de interligação (ver tabela 2.3 e 2.4).

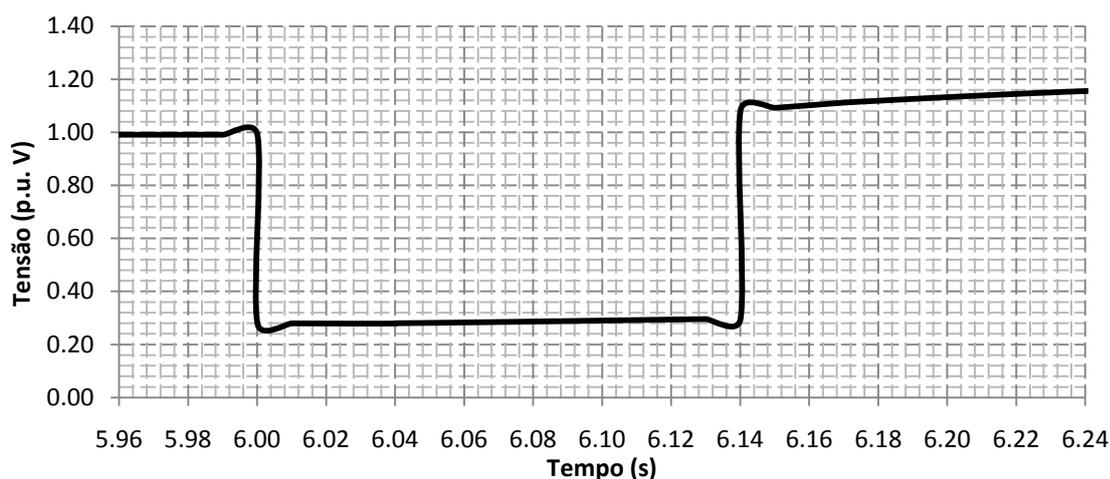


Figura 4.22 - Tensão no barramento B2 da rede da Figura 4.18. Protecção PI1 ajustada de acordo com o “Cenário A/B” (ver tabela 2.3 e 2.4).

Através da Figura 4.23 constata-se que não ocorre violação dos limites de frequência, uma vez que a frequência se encontra entre 49,8 Hz e 50,2 Hz (ver tabela 2.3 ou 2.4).

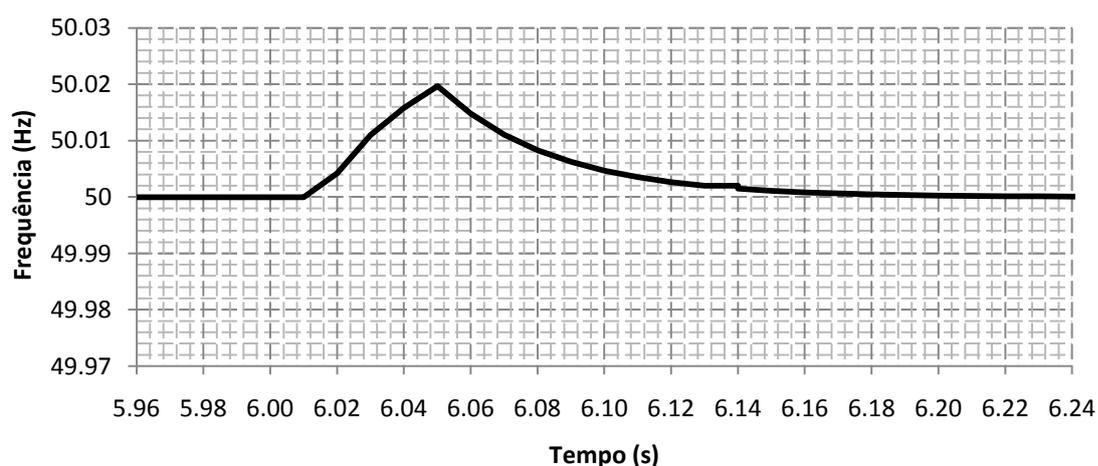


Figura 4.23 - Frequência no barramento B2 com um cenário de protecção de acordo com o “Cenário A/B” (ver Tabela 2.3 e 2.4). Simulação de um curto-circuito no barramento B3 da Figura 4.18.

### 4.3.3 - Impacto da Variação da localização do curto-circuito

Com o objectivo de observar o impacto da localização do curto-circuito no comportamento das protecções PS1 e PS2 da rede da Figura 4.18 efectuaram-se simulações com a variação da localização do curto-circuito na linha 2.

Na Figura 4.24 visualiza-se a variação da corrente que circula na linha 1 no momento do curto-circuito para as diferentes localizações. Verifica-se, tal como a Equação (3.17) demonstra, que o aumento da distância do ponto do curto-circuito ao barramento B2 provoca uma diminuição da contribuição da GE para a alimentação do curto-circuito.

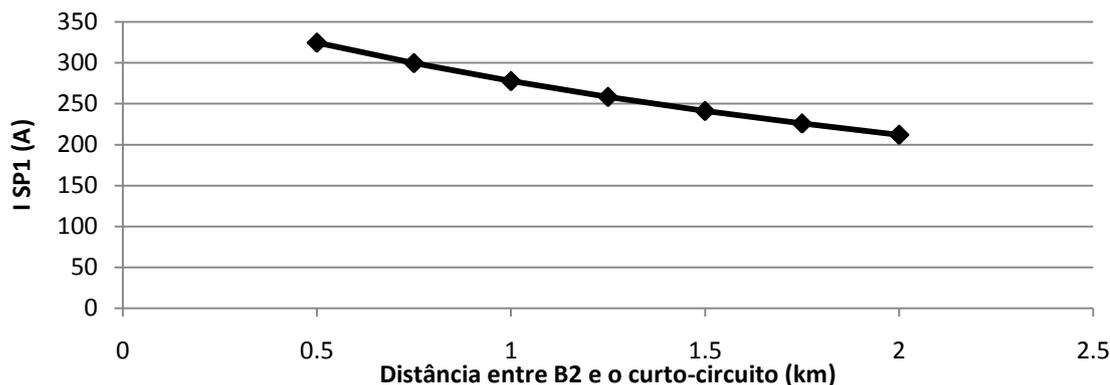


Figura 4.24 - Corrente na linha 1 no momento do curto-circuito (6 segundos) com GE interligada à RD de acordo com a distância do local do curto-circuito.

A variação da corrente na linha 2 e na linha 12 aquando o curto-circuito, quando a rede contém GE interligada, é representado da Figura 4.25. Como se pode concluir pela sua análise, a localização do curto-circuito trifásico altera a variação entre a corrente que circula na protecção PS1 e PS2, contudo a diferença não é significativa.

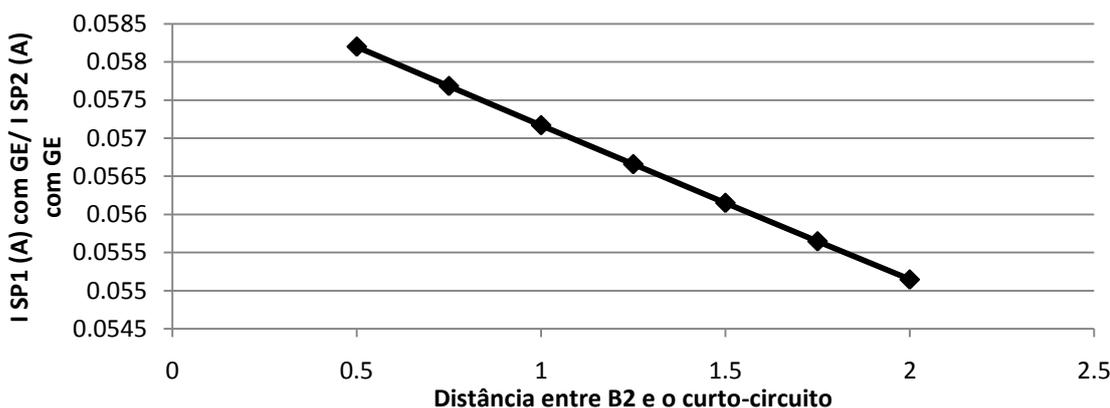


Figura 4.25 - Rácio entre a corrente na linha 1 e na linha 2 com GE interligada à RD de acordo com a distância do local do curto-circuito.

### 4.3.4 - Impacto da Variação da Produção e da Capacidade da GE

A Figura 4.26 representa a variação da corrente na linha 1 e 2 com GE interligada à RD (rede da Figura 4.18) de acordo com a capacidade da mesma. Com o aumento da capacidade da GE, haverá um aumento da contribuição da mesma para o curto-circuito que, consequentemente provoca um aumento da corrente medida pelo transformador de medida

da protecção PS1 e PS2. Como o terceiro nível da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1 regulada para 1500A (ver Figura 4.19), para uma capacidade de 60MVA da GE, a linha sã (linha 1: ver Figura 4.28) é retirada de serviço ao mesmo tempo que a linha em defeito (linha 2). Salienta-se que em termos económicos não seria praticável colocar uma GE com esta capacidade na RD analisada da Figura 4.26, pois ter-se-ia que limitar a produção da geração devido aos limites térmicos da linha 1, ou substituir a linha 1 para uma linha com maior capacidade.

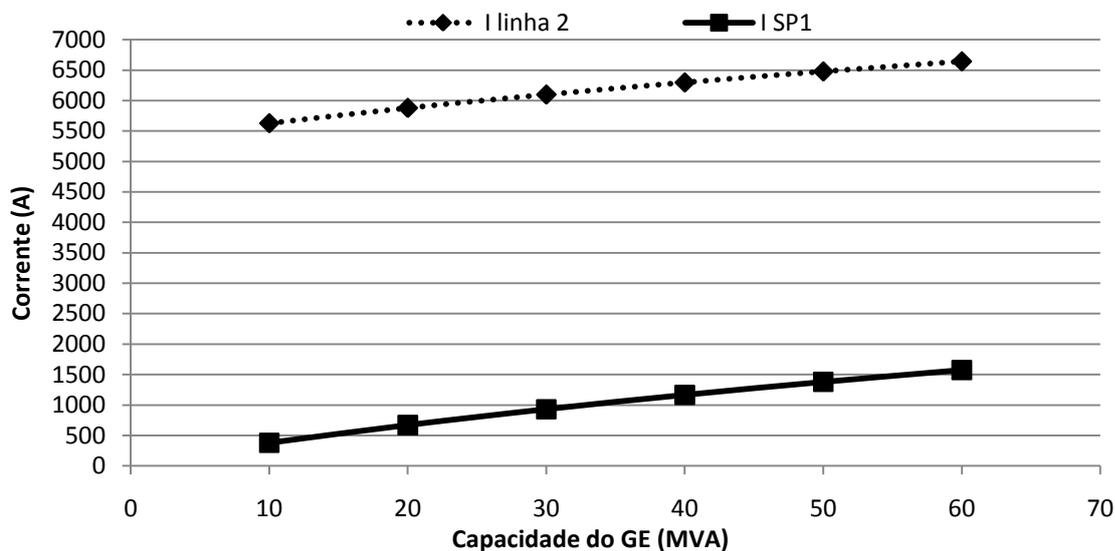


Figura 4.26 - Corrente na linha 1 e na linha 2 no momento do curto-circuito de acordo com a capacidade da GE.

Na Figura 4.27 é apresentado o comportamento do rácio entre a corrente na linha 1 e na linha 2 (com GE interligada à RD - ver Figura 4.18) de acordo com a capacidade da GE. Conclui-se, tal como verificado na Secção 3.2.2, que o aumento da capacidade da GE aproxima a corrente que circula na linha 1 com a corrente na linha 2, aumentando a possibilidade de ocorrência de saída de uma linha sã.

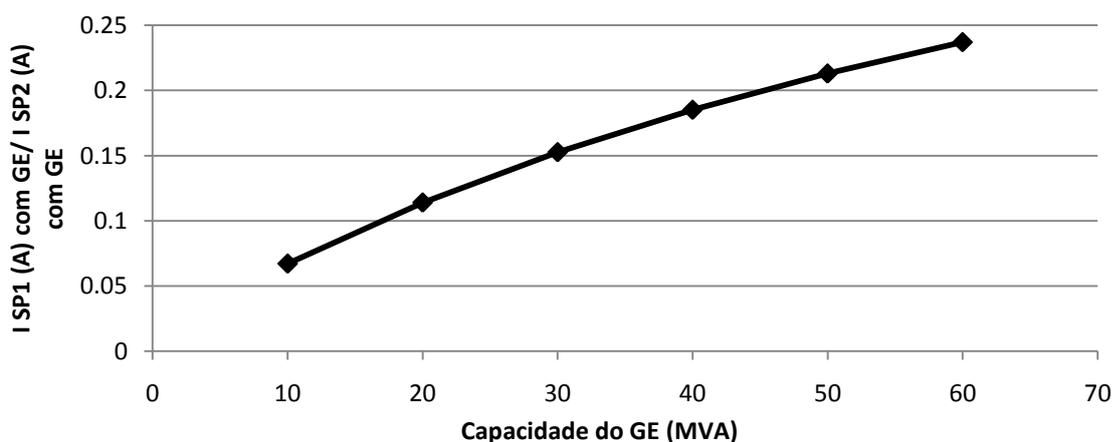


Figura 4.27 - Rácio entre a corrente na linha 1 e na linha 2 de acordo com a capacidade do GE.

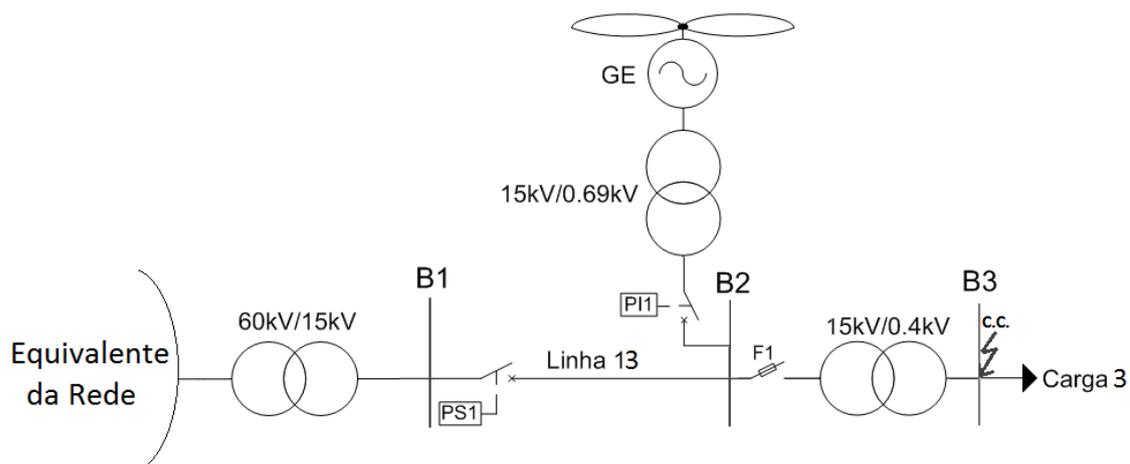
## 4.4 - Problemas de Coordenação: Fusível e Protecção do painel da linha de MT

Nesta Secção será realizada a validação do problema de coordenação entre o fusível instalado no Posto de Transformação (PT) e a protecção da linha de MT na subestação.

Na subsecção 4.4.1 é descrita a rede para a validação, em que na subsecção 4.3.2 é realizada a simulação de um curto-circuito na BT para a visualização do comportamento do sistema de protecção na rede de distribuição.

### 4.4.1 - Rede para Validação e Funções de Protecção da Rede

Para a validação do problema de falta de coordenação entre o fusível instalado no PT de MT/BT e a protecção da linha de MT na subestação de AT/MT é utilizada a rede da Figura 4.28. A rede eléctrica em estudo consiste numa subestação de AT/MT com uma linha para a alimentação de um PT. Efectuou-se a simulação de um curto-circuito trifásico no barramento B3 com e sem GE de modo a observar o comportamento do fusível F1, da protecção na subestação AT/MT (PS1) e da protecção de interligação (PI1). A GE é considerada na simulação como um gerador síncrono com capacidade de 5.3MVA e a fornecer 2MW e 1MVAR no regime de funcionamento normal. Os parâmetros da linha, da carga, da GE e da rede encontram-se descritos no Anexo C.



**Figura 4.28** - Rede de Média Tensão com Geração Eólica interligada. Rede para validação do problema de falta de coordenação entre Fusível e protecção da linha de MT à saída da Subestação AT/MT.

As funções de protecção de interligado da GE à RD correspondem as descritas na Secção 4.3 e no Anexo E. A curva de funcionamento do fusível corresponde à curva ilustrada na Figura 4.29 (fusível F1 de 63A), e a curva da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1. Nesta Figura, constata-se que a protecção do fusível apenas ocorre para curto-circuito na BT que provoca a circulação de corrente na linha 13 entre [266,5;387 A] e entre [410; 450 A]. Para intervalos de circulação de corrente na linha 13 e no posto de transformação fora destes intervalos, o fusível dispara antes que a protecção PS1. Foi considerado um tempo de transmissão de sinal e consequente abertura do disjuntor para a função de máximo/mínimo de frequência de 0,07 segundos e para as restantes funções de 0,04 segundos [9].

O impacto da variação da capacidade e da produção não foi efectuado, uma vez que na Secção 3.3 constatou-se que a influência de alteração destes parâmetros apresenta resultados semelhantes ao problema de redução de sensibilidade (ver Secção 4.2.4 e 4.2.5).

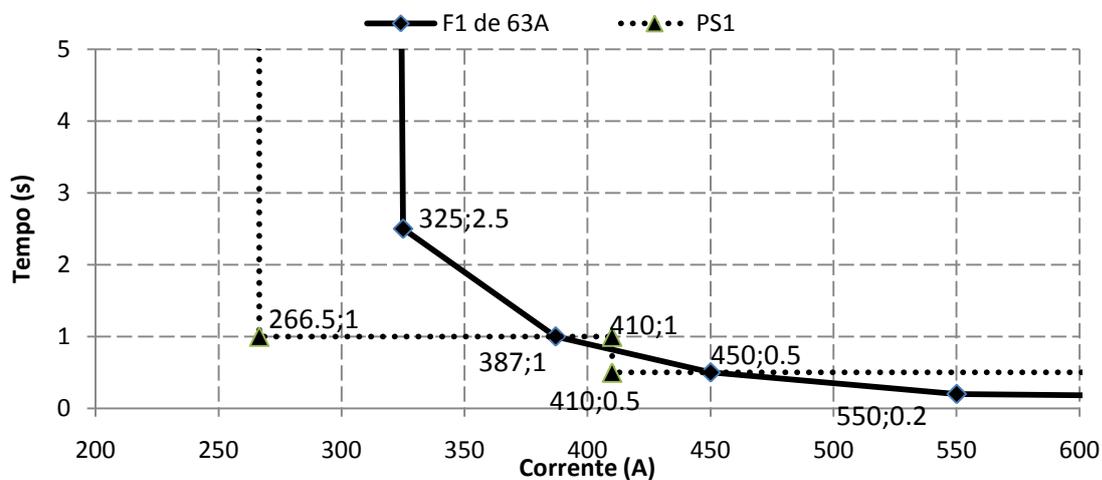


Figura 4.29 - Curva de funcionamento do Fusível F1 parametrizado no PSE@E<sup>8</sup> de 63A instalado no posto de transformação (ver Anexo E).

#### 4.4.2 - Validação através de Simulação Dinâmica em PSS@E: Parametrização de Interligação de acordo com o “Cenário A/B”

Após a parametrização das protecções, dos geradores, da rede e da linha procedeu-se ao início da simulação de um curto-circuito trifásico no barramento B3 aos 6 segundos (Figura 4.28). Independentemente da parametrização das funções de protecção de interligação PI1 estar de acordo com o “Cenário A” (ver Tabela 2.4) ou o “Cenário B” (ver Tabela 2.5) os resultados são os mesmos.

Os gráficos das Figuras 4.30-4.33 apresentam os resultados da corrente que circula na linha 13 e no PT com e sem GE na RD, a corrente na interligação, a frequência e tensão no barramento B2 (ver Figura 4.28), respectivamente.

<sup>8</sup> A curva de funcionamento do Fusível é parametrizada no PSE@E pelos quatro pontos descritos na Figura 4.33.

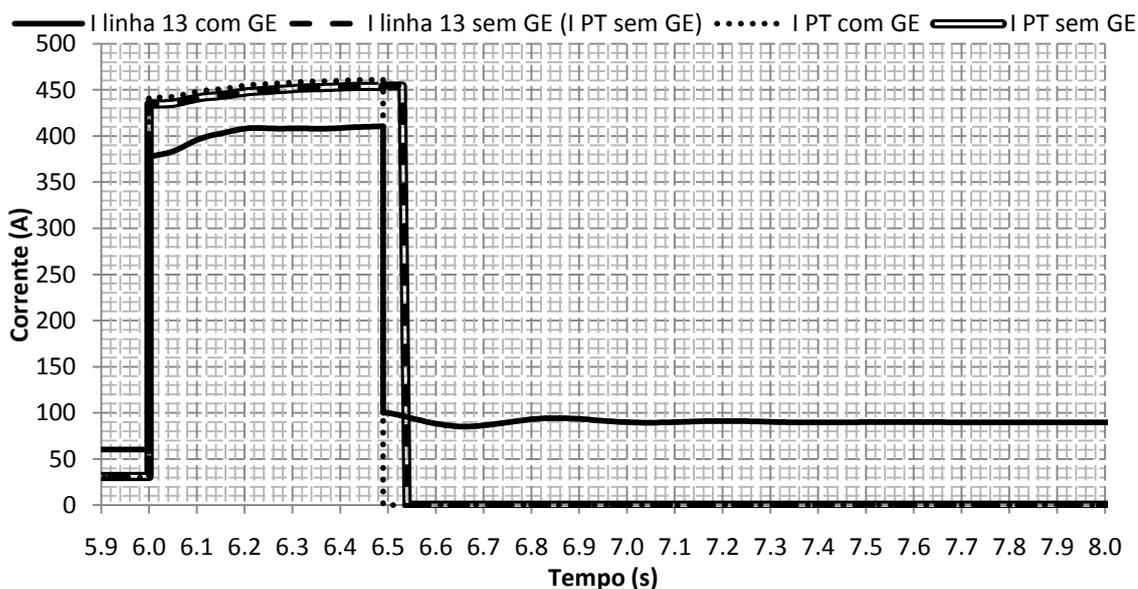


Figura 4.30 - Amplitude da corrente na linha 12 e no posto de transformação (ver Figura 4.28) com e sem GE.

Como descrito na Secção 2.7, um dos objectivos na coordenação do fusível com a protecção PS1 consiste na protecção do fusível aquando defeitos de carácter fugitivo na rede de BT. No caso de não conter a GE na rede da Figura 4.28, a protecção PS1 actua antes do fusível F1 permitindo a sua protecção e a tentativa de eliminação do defeito no barramento B3 ao efectuar a religação após 300ms (não foi possível simular a religação, devido à incapacidade da protecção de máxima intensidade de fase). No caso de se interligar uma GE ao barramento B2, como ilustra a Figura 4.30, o fusível actua antes da protecção PS1 para o mesmo curto-circuito. Isto acontece devido à diferença de correntes que circula no PT e na linha 13 provocada pela contribuição da GE para alimentação do curto-circuito. Assim, com a GE interligada à RD o fusível F1 (ver Figura 4.28) pode ser danificado para um defeito do tipo fugitivo com o isolamento do PT por um tempo igual à substituição do fusível. Nesta situação, o automatismo para tentativa de eliminação de defeitos de carácter fugitivo da protecção PS1 revela-se inútil.

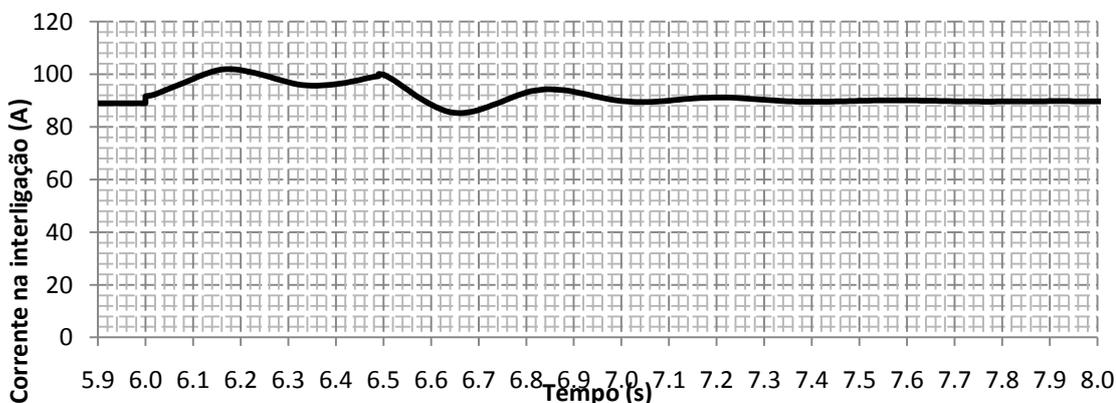


Figura 4.31 - Amplitude da corrente na interligação da GE para a rede da Figura 3.28.

Através da Figura 4.31 constata-se que a corrente que a GE fornece aquando o curto-circuito é insuficiente para fazer actuar a protecção de interligação, uma vez que o primeiro nível de máxima intensidade de fase pela qual a protecção actua corresponde a 266,5A (independentemente do cenário de operação: ver tabela 2.3 e 2.4). Após o isolamento do curto-circuito por parte do fusível F1 aos 6,49 segundos, a contribuição da GE é reduzida e estabiliza para um tempo igual a 7,4 segundos.

A Figura 4.32 demonstra o comportamento da frequência no barramento B2 (ver Figura 4.28). Como se pode concluir pela análise do comportamento da frequência não ocorre violação da mesma (independentemente do cenário de operação: ver tabela 2.3 e 2.4).

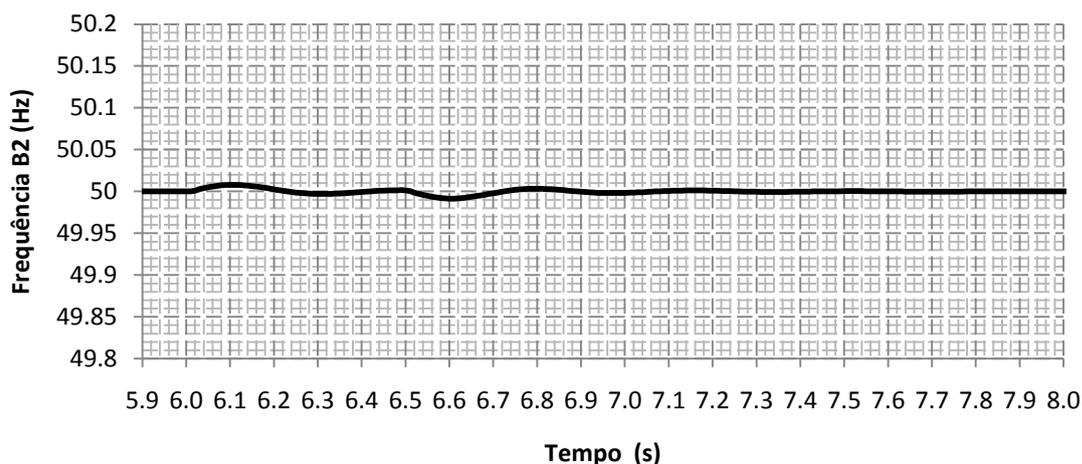


Figura 4.32 - Frequência no barramento B2 antes, durante e após o curto-circuito no barramento B3 da rede da Figura 4.28.

A tensão no barramento B2 ilustrada na Figura 4.33 durante o curto-circuito e após a sua eliminação encontra-se dentro dos limites máximos e mínimos parametrizados na protecção de interligação (independentemente do cenário de operação: ver tabela 2.4 e 2.5).

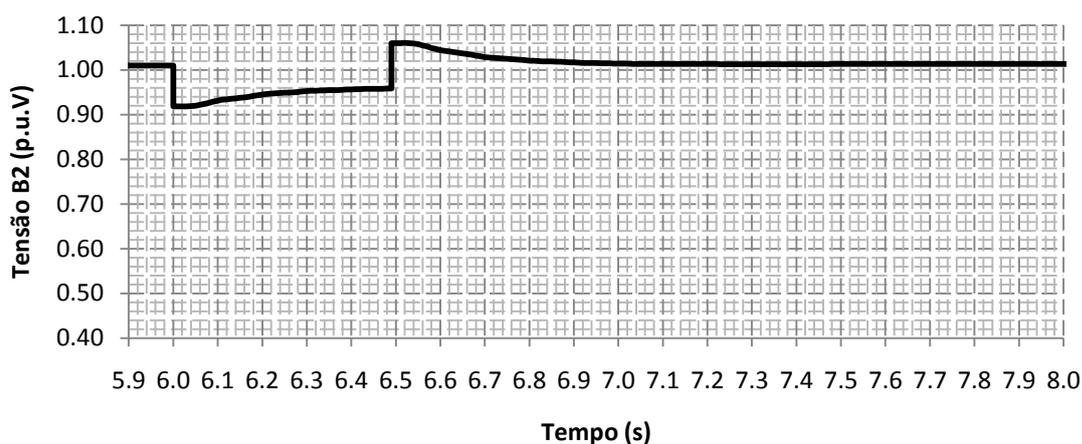


Figura 4.33 - Tensão no barramento B2 antes, durante e após o curto-circuito no barramento B3 da rede da Figura 4.28.

## **4.5 - Inutilização da religação e religação automática fora de sincronismo**

O problema da inutilização da religação pode ser analisado através da rede da Figura 4.2 e a simulação efectuada na Secção 4.2.3. Com o “cenário B” como parametrização da protecção de interligação, constatou-se que a GE só é retirada de serviço após 0,04 segundos da actuação da protecção PS1. Assim, durante 0,04 segundos o defeito continua a ser alimentado pela GE. Após a saída de serviço da GE, o automatismo da protecção PS1 efectua a religação após 300ms da sua abertura tentando eliminar o defeito, caso seja fugitivo. Neste caso, o tempo de alimentação da GE é muito curto, tirando dificilmente a utilidade na religação automática em eliminar o defeito fugitivo através da religação. Assim, a religação automática para a rede analisada na Figura 4.2 pode ter sucesso na eliminação de defeitos fugitivos.

Não foi possível simular a religação automática fora de sincronismo. Contudo pela análise da Secção 4.2.2, a única situação em que a GE continuaria a funcionar em ilha, e a religação automática poderia ser efectuada sem problemas, uma vez que a GE seria retirada de serviço no período de tempo em que o disjuntor se encontra ainda na posição em aberto. Assim, quando o disjuntor associado à protecção PS1 (ver Figura 4.2) efectua a religação, a GE encontra-se já fora de serviço, estando a linha 1 sem tensão.

## **4.6 - Inutilização do Interruptor Auto-Religador**

Supõe-se que no início da linha 1 da rede da Figura 4.2, no barramento B2, é instalado um Interruptor Auto-Religador (IAR). Com o “Cenário B” como cenário de parametrização de interligação da GE, para um curto-circuito no barramento B3, a GE mantém-se interligada à rede durante 0,04 segundos após a actuação da protecção PS1 (ver Secção 4.2.3). Como a GE é retirada de serviço, enquanto o disjuntor se encontra em aberto, a religação do disjuntor é efectuada com sucesso. No caso de o defeito ser de carácter permanente o disjuntor efectua a religação lenta, permitindo a abertura do IAR. Assim, o IAR não sofre qualquer modificação no seu funcionamento não perdendo assim a sua utilidade, podendo isolar a zona de defeito mesmo com GE interligada à RD.

## **4.7 - Resumo**

Neste Capítulo evidenciou-se o impacto da geração eólica no sistema de protecção recorrendo à simulação em PSS®E. Na secção 4.2 confirmou-se a existência da redução de sensibilidade na protecção da linha de média tensão na subestação de alta para média tensão com penetração de geração eólica na rede de distribuição. O problema de falta de coordenação (Secção 4.3) entre protecções de duas linhas de média tensão na subestação não foi detectado, devido às limitações da rede de distribuição e das condições técnicas impostas por [10] e por [17] (ver Secção 2.8). A inutilização de religação, a religação fora de sincronismo e a inutilização do interruptor auto-religador também não foram detectados, uma vez que a saída de serviço da geração eólica é efectuada após 0,04 segundos da actuação da protecção na linha de MT na subestação AT/MT.

Os parâmetros que influenciam o impacto da inclusão de geração eólica na rede de distribuição foram analisados para o problema de redução de sensibilidade e para o problema de falta de coordenação. Constatou-se que a localização do curto-circuito pode agravar o problema de redução de sensibilidade e a falta de coordenação entre as protecções de duas linhas de média tensão na subestação. Estes parâmetros consistem na capacidade da geração eólica, localização do curto-circuito e produção da geração eólica. Por último (Secção 4.4), foi analisado o problema de falta de coordenação entre o fusível no posto de transformação e a protecção da linha de média tensão na subestação, confirmando a sua existência independentemente do cenário de parametrização da protecção de interligação da geração eólica com a rede de distribuição.

## Capítulo 5

# Proposta de Soluções para os Desafios Actuais dos Sistemas de Protecção na Rede de Distribuição

Por motivos ambientais e económicos, tem-se como objectivo global aumentar a geração eólica na rede de distribuição. Este capítulo descreve possíveis soluções que evitam o impacto da geração eólica no adequado funcionamento do sistema de protecção e assim aumentar a possibilidade de geração nas redes eléctricas. As soluções propostas referem-se ao problema de redução de sensibilidade, à saída de uma linha sã, à perda de coordenação entre a protecção PS1 e o fusível instalado no posto de transformação, à inutilização da religação e do interruptor auto-religador e à religação fora de sincronismo quando é interligada a geração eólica à rede de distribuição.

Por último, é realizado um estudo das soluções propostas para cada problema, propondo soluções que possivelmente possuem capacidade de resolver estes problemas em conjunto.

### **5.1 - Soluções: Análise individual de cada desafio no Sistema de Protecção aquando interligação de Geração Eólica**

O estudo das soluções deve ter em conta diversos aspectos, desde a configuração da rede de distribuição até à parametrização dos equipamentos eléctricos, sendo aqui proposta uma solução para cada problema especificamente tendo em conta os factores económicos.

#### **5.1.1. Redução de Sensibilidade ou falha de operação da protecção**

A redução de sensibilidade ou não actuação da protecção deve-se à diminuição da corrente fornecida pela rede quando é interligada a Geração Eólica (GE) à Rede de Distribuição (RD) para um mesmo curto-circuito. De acordo com a análise efectuada na Secção 3.1 e 4.2, a redução de sensibilidade ou falha de operação da protecção apresenta um maior impacto em redes com grandes capacidades e produções de GE, com a GE interligada

próxima da subestação de Alta Tensão (AT) para Média Tensão (MT) e com curto-circuitos localizados longe da interligação da GE à RD. Para fornecer uma solução adequada é necessário analisar a variação máxima de corrente que a subestação fornece com GE aquando um curto-circuito entre fases. Assim, é possível parametrizar a protecção na linha de MT na subestação, de forma que esta actue correctamente, para a situação de funcionamento que a subestação pode apresentar maior redução de contribuição para o curto-circuito com a interligação de GE na RD. Através desta análise, o problema pode ser resolvido com a simples alteração dos níveis de detecção da função de máxima intensidade de fase da protecção na linha de MT na subestação AT/MT, reduzindo-a para o valor mínimo de corrente que a rede fornece para um curto-circuito entre fases com a GE interligada à RD. Caso a GE seja retirada de serviço a protecção da linha de MT na subestação AT/MT pode isolar a zona de defeito mais rápido do que com GE interligada à rede. A actuação com maior rapidez beneficia a qualidade de serviço da rede, sendo por isso uma solução defendida por diversos autores [31,28,21,26].

#### 5.1.1.a - Validação da Solução em PSS®E

Para a aplicação da solução proposta na Secção 5.1.1 é necessário analisar a rede, nomeadamente a corrente mínima que a rede fornece para um curto-circuito trifásico quando a GE se encontra interligada à RD. De acordo com a análise efectuada na Secção 4.2.5, existe maior variação da corrente fornecida pela rede com o aumento da capacidade da GE. Contudo, em termos práticos, como já justificado na Secção 4.2.5 a interligação de capacidade superior a 8,4MVA é impraticável devido à necessidade de limitação da produção das mesmas (limites térmicos da linha é excedido). Assim, o maior impacto na variação da corrente da rede com GE interligada à RD ocorre para um curto-circuito no final da linha 1 (2 km) para uma produção de 8,4MVA por parte da GE (ver Figura 4.2 e 4.12).

Para um curto-circuito a uma distancia de 2km (ver Figura 4.12) a variação da corrente da rede com GE é de aproximadamente 5% menor que a corrente fornecida pela subestação sem GE para o mesmo curto-circuito. Assim, e sendo a corrente fornecida da subestação para um curto-circuito trifásico no barramento B3 da rede da Figura 4.2 sem GE, aproximadamente, igual a 3600A, a variação da corrente entre a corrente com e sem GE é igual a 180A. Sendo assim, alterando o terceiro nível da função de máxima intensidade de fase de 3600A para 3400A (redução de 200A, para garantir que na produção máxima da GE a solução continua válida) o problema de redução de sensibilidade não deve ocorrer. Destaca-se que esta alteração da corrente é permitida, uma vez que o terceiro nível da função de máxima intensidade de fase pode variar entre 1500A a 4000A (ver Tabela 2.2). Como, esta análise foca a situação mais severa, esta solução permite evitar a redução de sensibilidade independentemente da produção, da capacidade da GE e localização de curto-circuito.

Para validação da solução, simulou-se um curto-circuito no barramento B2 da rede da Figura 4.2 com a nova parametrização da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1. Considerou-se como cenário de parametrização da protecção de interligação o “Cenário B”, visto a protecção PS1 demorar mais tempo a actuar neste cenário (ver Figura 4.4 e 4.8). Contudo, a protecção da linha de MT PS1, e o disjuntor associado ao mesmo apresentam o mesmo comportamento em ambos os cenários de parametrização da protecção de interligação da GE na RD.

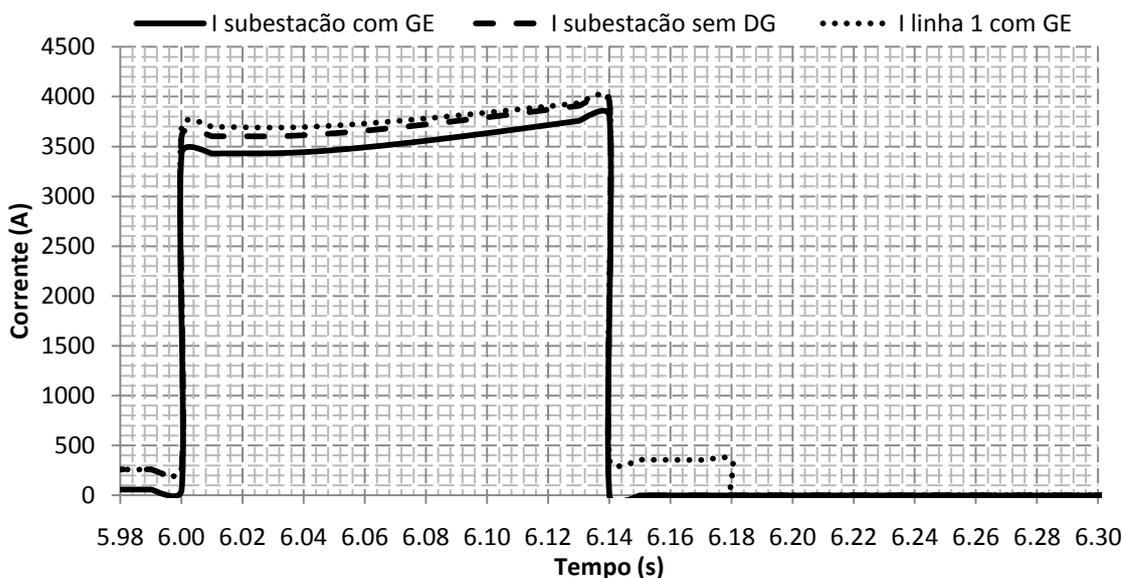


Figura 5.1 - Amplitude da Corrente da subestação com e sem GE e da linha 1 da rede da Figura 4.2. Terceiro nível de detecção de máxima intensidade de fase parametrizada para 2500A.

A Figura 5.1 apresenta o resultado da corrente da subestação com e sem GE e a corrente na linha 1 com GE (a corrente na linha 1 sem GE é igual à corrente da subestação sem GE). Como se pode constatar, a corrente da subestação é anulada em ambos os casos aos 6,14 segundos. Após 0,04 segundos a GE é retirada de serviço pela protecção de interligação. O terceiro nível da função de máxima intensidade de fase é suficientemente baixo, de modo a permitir, que para produções superiores a 7,16 MVA (6,5 MW de produção activa e 3 MVA de produção reactiva), o problema de redução de sensibilidade da protecção PS1 da rede analisada da Figura 4.2 não ocorra. Com a alteração do último nível da função de máxima intensidade de fase foi possível impedir a ocorrência da redução de sensibilidade da protecção na linha de MT na subestação AT/MT.

### 5.1.2. Problema de Coordenação: Saída de Serviço de uma linha Sã ou apenas da Geração Eólica

Um curto-circuito numa linha paralela à que a GE se encontra interligada pode provocar quedas de tensão, que retiram a GE de serviço através da actuação do disjuntor de interligação (ver Secção 3.2 e 4.3). Com o interesse de Portugal em investir no aumento da capacidade da GE na RD, a saída de serviço de vários parques eólicos pode provocar um desequilíbrio de produção e consumo acentuado. Este desequilíbrio, para além de reduzir a qualidade de serviço, também dificulta a restauração da rede para o seu regime de funcionamento normal. Como a GE apresenta a capacidade de se manter em serviço interligada à RD para tensões inferiores a 0,4 pu. V [32, 33, 34] é proposto por [35, 36, 37,38] o estabelecimento de novas condições técnicas às GE. Estes autores defendem que a GE deve manter-se interligada à rede quando a tensão aos seus terminais é superior a uma determinada curva, injectando corrente reactiva durante o defeito. Assim, é possível aumentar a qualidade de serviço, melhorar a estabilidade, permitindo um restauro da rede com maior rapidez [35]. Esta nova condição, designada habitualmente por “Fault Ride Through” é descrita e analisada no Capítulo 6, nomeadamente na Secção 6.3.

Para além do problema da saída de serviço da GE, constatou-se pela análise realizada na Secção 3.2, que pode ocorrer a saída de serviço de uma linha sã. A linha sã é retirada de serviço devido à contribuição da GE para o curto-circuito circulando, conseqüentemente, corrente da GE para o barramento de MT da subestação AT/MT. Sendo a protecção da linha de MT na subestação AT/MT não direccionada, o disjuntor associado à protecção da linha pode actuar antes ou ao mesmo tempo que a protecção da linha em defeito. Uma das soluções que permite resolver o problema, contudo com algum custo de investimento [23], é a substituição da protecção da linha de MT para uma protecção direccionada [30,28,21,26].

Devido à necessidade de investimento, uma vez que a protecção é mais lenta [23], uma segunda solução consiste em alterar os níveis de detecção da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1 ou da protecção PS2 [23]. De acordo com o nível máximo de corrente fornecida pela GE para o curto-circuito na linha paralela, aumenta-se o nível de detecção da função de máxima intensidade de fase da protecção da linha sã. Deste modo, apesar de circular corrente da GE para a alimentação do curto-circuito na linha paralela, a amplitude da corrente na linha sã é insuficiente para fazer actuar o disjuntor da linha sã antes ou ao mesmo tempo que o disjuntor da linha em defeito. No caso de se alterar o tempo de actuação da função de máxima intensidade de fase da protecção PS2, para um valor mais pequeno, permite-se que esta função de protecção transmita a ordem de abertura ao disjuntor, com um tempo suficiente, para isolar o defeito sem a saída de serviço da linha sã.

A validação da solução de manter a GE interligada à RD não foi realizada devido à falta de um modelo de GE com capacidade de sobreviver a cavas de tensão injectando corrente reactiva durante o defeito em PSS®E. Como na Secção 4.3 não se detectou o problema de saída de serviço de uma linha sã para a rede em análise da Figura 4.2 (ver Secção 4.3), devido às limitações técnicas da rede, não é necessário analisar a solução proposta através de simulação.

### 5.1.3. Problema de Coordenação: Fusível e protecção do painel da linha de Média Tensão

Na Secção 3.3 constatou-se que a interligação da GE numa RD de MT para um curto-circuito em Baixa Tensão (BT) provoca um aumento da amplitude da corrente no Posto de Transformação (PT) e uma diminuição da corrente da rede no funcionamento em defeito. Esta variação de corrente faz com que o fusível (no PT) actue antes da protecção da linha de MT na subestação AT/MT (ver Figura 4.32), tirando a utilidade de automatismo de religação da protecção na linha em proteger o fusível contra defeitos de carácter fugitivo (ver Secção 2.7). Uma solução defendida por diversos autores [28, 26] consiste, após análise da rede [18], em alterar a parametrização da curva da função de máxima intensidade de fase e/ou a alteração da curva do fusível.

A alteração da função de máxima intensidade de fase reside na alteração do tempo de actuação dos níveis da função de máxima intensidade de fase. Na Figura 5.2 é apresentada a solução da nova parametrização da função de máxima intensidade de fase, designada por uma nova protecção PS11. O primeiro nível de detecção foi reduzido para um tempo igual 0,7 segundos, de modo a permitir a protecção do fusível para curto-circuitos entre amplitudes de corrente de [370, 400A] (ver Secção 2.7). O segundo nível de detecção de máxima intensidade de fase transmite a ordem de abertura para o disjuntor após 0,1 segundos da detecção da violação da corrente, e o terceiro nível para um tempo igual a 0,05 segundos.

Neste caso, é garantida a selectividade entre o fusível F1 e a protecção PS1 até uma corrente máxima de 850A, permitindo a actuação da protecção PS1 antes do fusível F1 (ver Figura 4.29 e 5.2).

Uma segunda solução consiste na substituição do fusível de 63A por um fusível de 80A (Características do fusível no anexo E e curva corrente-tempo na Figura 6.2) . Na Figura 6.2, constata-se que a selectividade entre o fusível de 80A e a protecção PS1 é garantida até 625A. Contudo, o fusível de 80A apresenta a desvantagem de fundir-se apenas para amplitudes de corrente superiores a 250A, enquanto o fusível de 63A funde-se para correntes a partir de 210A. Assim, a solução de alteração da parametrização da protecção PS1 pode ser mais benéfica, uma vez que a substituição do fusível pode afectar a sensibilidade do mesmo para correntes mais baixas em curto-circuitos na baixa tensão.

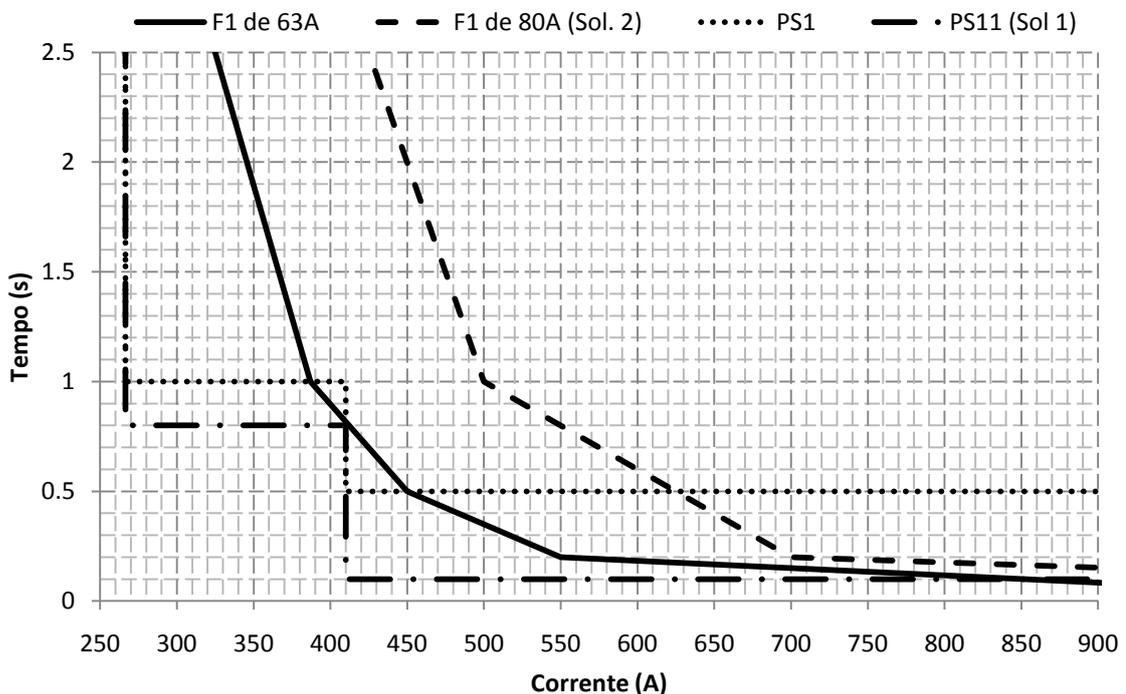


Figura 5.2 - Curva Corrente-Tempo da actuação da protecção PS1 e do fusível F1 da rede da Figura 4.28. 2 novas curvas para solucionar o problema de falta de coordenação entre fusível e protecção da linha de MT à saída da Subestação AT/MT.

No caso de interligação de vários parques eólicos à RD, estas soluções podem não ser as melhores vias para a resolução do problema [27]. Com vários parques eólicos interligados à linha de MT, um curto-circuito no barramento B3 pode provocar um aumento significativo da amplitude de corrente no posto de transformação. A alteração do fusível torna-se, neste caso, impensável pois seria necessário substituir o fusível por outro com uma corrente superior a 80A, impedindo a actuação do fusível para correntes mais baixas. A alteração da protecção da linha de MT para tempos de actuação, apesar de poder ser uma solução, obrigaria à redução do tempo de actuação para um valor muito baixo. Contudo nem sempre é garantida a protecção do fusível, uma vez que a protecção da linha de MT na subestação AT/MT apresenta um tempo, desde a violação da corrente até a actuação do disjuntor, de 0,04 segundos (ver Secção 2.2). Este tempo pode ser superior à actuação do fusível, tornando-se impossível protegê-lo.

Uma solução proposta por [27] consiste em ajustar a protecção da linha de MT (PS1: Ver Figura 4.32) de acordo com o cenário de operação da rede. Com as actuais protecções, não se torna possível alterar a parametrização da protecção da linha de MT de acordo com o cenário de operação da rede. Assim em [27] é defendida a necessidade de utilização, como protecção da linha de MT a protecção com base em microprocessadores direccionais. Este permite o ajuste da parametrização da protecção e da religação de acordo com o cenário de operação, protegendo o fusível para curto-circuitos na BT. De acordo com [39], para a aplicação correcta desta solução, quando a GE é interligada com uma linha em que no início da mesma existe uma protecção com automatismo de religação, a ocorrência de um curto-circuito obriga à saída de serviço da GE, na primeira religação da protecção.

### 5.1.3.a - Validação da Solução em PSS®E

Procedeu-se à simulação de um curto-circuito no barramento B3 da rede da Figura 4.28, substituindo o fusível e alterado a protecção da linha de MT na subestação AT/MT de acordo com a Figura 5.2. O resultado de ambas as soluções coincidem, sendo representado na Figura 5.3 a corrente na linha 13 com e sem GE e a corrente no PT. Como se pode constatar pela análise da Figura 5.3, apesar da corrente no posto de transformação ser superior à corrente da subestação em defeito, a protecção PS1 actua antes do fusível F1, permitindo a sua protecção quando o defeito é de carácter fugitivo. A GE é retirada de serviço após 0,04 segundos da actuação da protecção PS1 (6,60 segundos), permitindo a religação da protecção PS1 após 300ms da sua actuação. No caso do defeito ser do tipo permanente, a protecção PS1 realiza a religação lenta de modo a permitir a actuação do fusível.

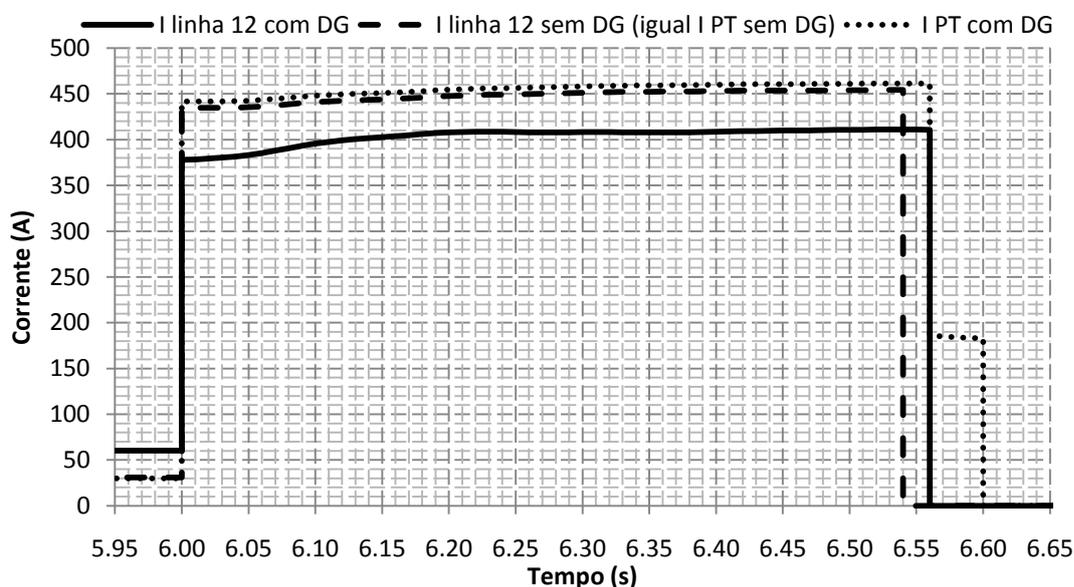


Figura 5.3 - Corrente na linha 12 com e sem GE e no posto de transformação com a nova parametrização da protecção PS1 (ver Figura 5.2) ou com a substituição do fusível de 60A por 80A (ver Figura 5.2).

#### 5.1.4. Inutilização Religação, Religação Automática fora de sincronismo e Inutilização do interruptor Auto-Religador

Para evitar a ocorrência da inutilização da religação, da religação automática fora de sincronismo e da inutilização do IAR é necessário retirar a GE de serviço imediatamente após a ocorrência de um defeito [23]. Com as actuais protecções de interligação, nem sempre é possível, sendo muito dependente de entre outros pontos, do tipo do curto-circuito, localização do mesmo e tipo de GE. Uma solução é ajustar a protecção de interligação. Contudo, esta solução poderia levar à saída de serviço da GE em situações desnecessárias. Com o aumento da GE na RD esta solução provoca um aumento da perda de produção, aumentando o tempo e dificuldade de restauração.

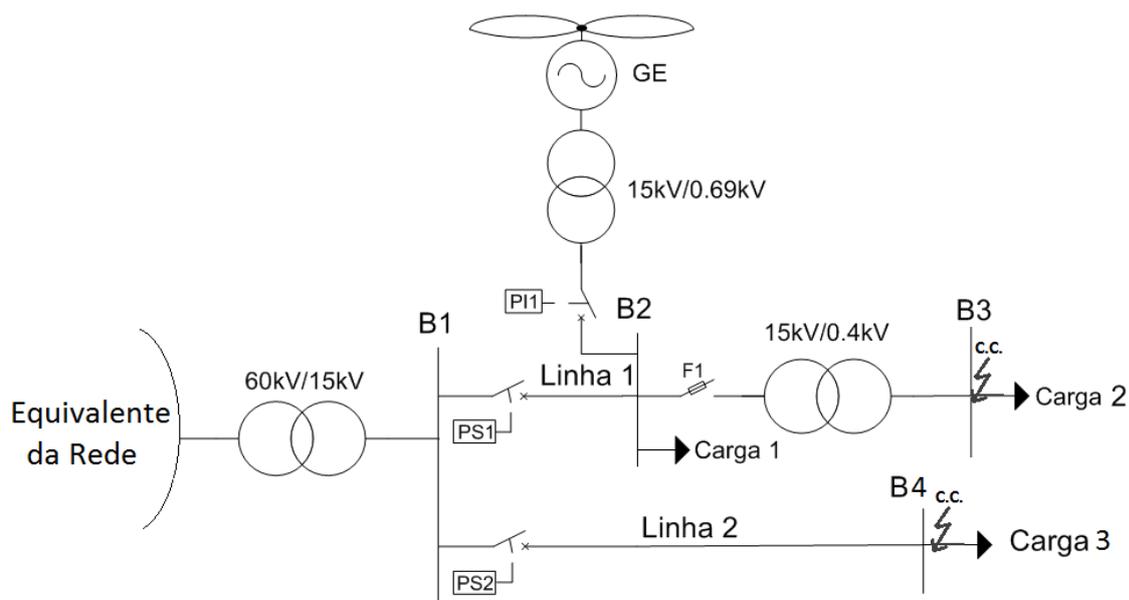
No que concerne ao problema de religação automática, uma segunda solução consiste em aumentar o tempo de religação (300 ms por exemplo para 1 segundo), de modo a permitir a retirada de serviço da GE até à religação da protecção. Contudo, de acordo com [23], este aumento do tempo de religação pode provocar problemas na qualidade de serviço da rede. Assim, para cada rede, teria que se analisar o tempo de religação mais adequado, sem provocar o problema de religação automática fora de sincronismo nem reduzir a qualidade de serviço. Também é possível impedir a religação, não podendo tirar partido deste automatismo da protecção em certas situações (situações em que a GE tem capacidade de se manter em ilha), através da colocação de um detector de tensão na protecção com o automatismo de religação (como é obrigado no caso de utilizar o “Cenário B” como parametrização da protecção de interligação). Outra solução seria instalar a função de sincronismo (ANSI 25) para que a religação seja feita em sincronismo.

O problema de inutilização de religação e do Interruptor Auto-Religador (IAR) resolve-se através da colocação de uma segunda protecção com função de máxima intensidade de fase na linha de MT com o automatismo de religação (por exemplo: no local em que se encontra o IAR). Com esta protecção seria possível, isolar a zona de defeito sem a actuação da protecção da linha de MT na subestação AT/MT e sem retirar de serviço a GE. Também seria possível, devido à função de automatismo de religação da nova protecção tentar eliminar o defeito, no caso de este ser de carácter fugitivo. Salienta-se que o funcionamento adequado da nova protecção depende da coordenação com a protecção de interligação da GE e com a protecção da linha de MT na subestação AT/MT com GE. A presença da GE, para esta solução, pode apresentar um impacto negativo podendo retirar a coordenação entre a nova protecção e as já existentes [40].

## 5.2 - Soluções Individuais vs Soluções Globais

As soluções propostas para os problemas no sistema de protecção foram fornecidas para resolver cada um dos problemas em específico, não sendo analisada a consequência de cada solução para os restantes problemas no sistema de protecção. No caso da solução apresentada na Secção 5.1.3, a alteração da parametrização da protecção da linha de MT na subestação pode afectar o problema de falta de coordenação entre protecção de duas linhas paralelas aquando um curto-circuito numa.

Considera-se o exemplo da rede da Figura 5.4. Um curto-circuito no barramento B3 pode provocar o disparo do fusível F1 antes que ocorra o disparo da protecção PS1, podendo não proteger o fusível no caso de o defeito ser do tipo fugitivo. Assim, e de acordo com a solução proposta na Secção 5.1.3, a alteração da parametrização da protecção PS1 (diminuição do tempo de actuação) possibilita a protecção do fusível F1 aquando defeitos de carácter fugitivo. Supondo agora que após o ajuste da protecção PS1 para possibilitar a protecção do fusível em defeitos fugitivos, ocorre um curto-circuito trifásico no barramento B4 (ver Figura 5.4). Neste caso, e considerando que a GE se encontra interligada à rede, irá circular corrente na linha 1 para a alimentação do curto-circuito derivada da GE. De acordo com, entre outros aspectos, a capacidade da GE, a protecção PS1 estando parametrizada com um tempo de actuação menor pode originar a saída de serviço da linha sã (linha 1). Salienta-se que na Secção 4.3 não foi detectado o problema de saída de serviço de uma linha sã, devido à parametrização da protecção da linha. Apesar de ter sido violado o limite do primeiro nível de máxima intensidade de fase, devido à temporização da mesma, a protecção da linha em defeito actua antes da protecção da linha sã (ver Secção 4.3). Contudo, no caso de alteração da protecção PS1 para possibilitar a coordenação entre a protecção PS1 e o fusível F1, pode originar a ocorrência de falta de coordenação entre a protecção PS1 e PS2 da rede da Figura 5.4.



**Figura 5.4** - Rede de Distribuição para análise do impacto da solução para resolver a falta de coordenação entre fusível e a protecção da linha 1 no problema de falta de coordenação entre as protecções das linhas de MT (PS1 e PS2).

A solução proposta na Secção 5.1.1 pode afectar do mesmo modo o problema de saída de serviço da linha sã (sem defeito). Também neste caso, foi proposta a redução do nível de amplitude de corrente da função de máxima intensidade de fase da protecção da linha sã (exemplo PS1 Figura 5.4). Com esta redução, um curto-circuito na linha paralela, de acordo com entre outros aspectos da capacidade da GE, pode originar a actuação da protecção da linha sã antes ou ao mesmo tempo que a actuação da linha em defeito. Na rede analisada na Secção 4.3, este impacto podia não afectar a saída de serviço da linha sã devido à saída de serviço da GE e à baixa contribuição por parte da GE para o curto-circuito. Assim, a alteração dos níveis de função de máxima intensidade de fase da protecção da linha sã, desde que não sejam feitas alterações exageradas, não provocarão a saída de serviço de uma linha sã.

A religação fora de sincronismo descrita no Capítulo 3.5, é resolvida actualmente apenas com a retirada de serviço da GE antes da primeira religação. Contudo, a saída de serviço de grandes quantidades de GE na ocorrência de um defeito de carácter fugitivo não é aceitável, devido à elevada quantidade de produção perdida com a sua saída [41]. Em [42] este problema é reduzido, sendo fornecido um algoritmo que mantém a GE interligada à rede, quando ocorrem defeitos nas linhas paralelas à linha a que a GE se encontra interligada.

Actualmente, existem diversos autores que fornecem soluções que permitem resolver os problemas do sistema de protecção quando se interliga GE à RD, descritos no capítulo 3, sem prejudicar nenhum problema em específico. Uma das soluções propostas pelos autores em [43, 44] consiste na limitação da capacidade de GE de acordo com as protecções e as características de linha. Esta limitação é realizada de modo que não ocorram os problemas no sistema de protecção mencionados no capítulo 3. Em [43] a limitação da capacidade de GE é obtida através de formulação matemática, calculando o desvio de corrente máxima para a qual existe coordenação entre duas protecções. Com este cálculo, a determinação da variação da corrente permite a coordenação entre duas protecções e através do cálculo da corrente de curto-circuito (trifásico ou fase-fase) obtém-se a capacidade máxima da GE, que impossibilita a ocorrência dos problemas no sistema de protecção descritos no capítulo 3. Em [44] a determinação da capacidade máxima da GE consiste na optimização da capacidade da mesma de acordo com as restrições das protecções, recorrendo a um algoritmo designado por nicho genético (“niche genetic”). No caso da necessidade de manter a coordenação de diversos dispositivos de protecção na rede, o algoritmo descrito em [44] é menos complexo e mais fácil de obter resultados após a construção do programa de optimização. O cálculo teórico descrito em [43] é simples e útil quando se utiliza poucas restrições. A limitação da capacidade da GE impede investimentos no aumento da sua capacidade em Portugal, podendo impedir o país de atingir as metas propostas em [40].

Os autores em [39] e [45] fornecem uma solução que permite manter a maior parte das GE interligadas à RD durante os curto-circuitos [41]. Esta solução consiste na criação de zonas na rede, em que cada zona é constituída por uma GE e carga. Deve existir um certo balanço entre a capacidade da GE e da carga, em que a capacidade da GE deve ser ligeiramente superior à carga. Entre as zonas são colocados disjuntores com capacidade de estar repetitivamente a abrir, fechar e receber sinais do relé localizado na subestação. Estes disjuntores devem ter ainda a função de sincronização (ANSI 25) (permite apenas a religação caso esteja em sincronização [4]). O relé instalado na subestação tem que apresentar a capacidade de analisar a rede, de modo a detectar a ocorrência e localização do curto-circuito e comunicar a abertura ou fecho dos disjuntores que interligam a zona de defeito com outras zonas.

É realizada a religação com o objectivo de detectar o tipo de defeito (fugitivo ou permanente). Caso o defeito tenha sido fugitivo os disjuntores permanecem no estado fechado. Caso contrário os disjuntores voltam a abrir, permanecendo neste estado até a eliminação do defeito. De acordo com [41], devido ao balanço diário da carga e da GE torna-se difícil definir as zonas durante o dia. Para além disso, é necessária a preparação de operação em ilha, que na maioria dos casos ainda continua hoje em dia, não ser desejável [41]. Assim, em [41] é proposto uma solução que permite que a GE continue em serviço, sem a ocorrência de ilha aquando um curto-circuito na rede. Esta solução obriga a interligação da GE em duas linhas, de modo que em funcionamento normal a rede funcione em anel. Desta forma, na ocorrência de um curto-circuito numa das linhas em que a GE se encontra

interligada, a GE é retirada de serviço da linha em defeito continuando a fornecer energia à linha em que se encontra interligada. Após a retirada de serviço, procede-se à eliminação do defeito e por último prossegue-se com a restauração da rede em anel. Cada processo (retirar da GE da linha em defeito, eliminação do defeito e restauração da rede) envolve diferentes tipos de relés e número de disjuntores, dependendo da localização de interligação da GE e da configuração da rede de MT. Assim, esta solução pode tornar-se bastante dispendiosa para a concessionária da RD, pois obriga a um elevado investimento.

Uma solução que não obriga a instalação de disjuntores na rede de distribuição, nem o funcionamento da rede em anel é a solução proposta em [46]. Esta consiste em adaptar a protecção existente numa protecção que altera automaticamente em tempo real os parâmetros de funcionamento da protecção em resposta às condições da rede e do tipo de curto-circuito. Propõe utilizar uma protecção direccionada com um algoritmo que se baseia no módulo da corrente de curto-circuito como critério de defeito, usando o cálculo curto-circuito através da impedância do sistema. De acordo com [46] este método é adequado para GE interligado na rede ou perto do barramento da subestação AT/MT do lado de MT. É considerado um bom método para geradores síncronos ligados à RD com elevada taxa de penetração.

A solução óptima é obtida de acordo com a topologia da rede e com a visão futura de injeção de GE. Existem soluções que apesar de económicas podem não ser úteis para um futuro com uma GE mais acentuada. É necessário realizar um estudo da rede a curto e longo prazo, de modo a optar por uma solução que permita resolver todos os problemas não só no dia de hoje, mas também no futuro.

### 5.3 - Resumo

Neste capítulo foram abordadas diversas soluções que permitem impedir o impacto negativo no sistema de protecção quando se interliga geração eólica à rede de distribuição. Na Secção 5.1.1 a 5.1.3 foram propostas soluções para cada problema em específico, nomeadamente para o problema de redução de sensibilidade, perda de uma linha sã, perda de coordenação entre a protecção da linha de média tensão e o fusível, inutilização da religação, inutilização do interruptor auto-religador e religação automática fora de sincronismo.

Na Secção 5.2 procedeu-se à análise das soluções apresentadas, destacando algumas soluções que apresentam um impacto negativo em outros problemas. A solução proposta para a redução de sensibilidade e perda de coordenação consiste na alteração da parametrização da protecção na linha. Contudo, esta solução, poderia apresentar um impacto negativo no problema de saída de serviço de uma linha sã, beneficiando a possibilidade de ocorrência deste tipo de problema. Assim, na Secção 5.2 foram propostas diversas soluções alternativas, entre outras, a limitação da capacidade da geração eólica, funcionamento em anel da rede com geração eólica e alteração da protecção para uma protecção com capacidade de alterar automaticamente a parametrização da mesma de acordo com o cenário de operação da rede.

## Capítulo 6

# Novas Condições Técnicas para os Geradores Eólicos: Desafios Futuros

Neste Capítulo serão introduzidas as possíveis mudanças no regulamento da rede de distribuição, no que concerne essencialmente às condições técnicas de ligação das gerações eólicas à rede de distribuição de média tensão. As gerações eólicas poderão, caso seja aceite a nova proposta do Regulamento da Rede de Distribuição, ficar interligadas à rede aquando um defeito, fornecendo ainda corrente reactiva para o controlo de tensão.

Por último, serão analisados os problemas no sistema de protecção, verificando a sua persistência com as novas condições técnicas de ligação das gerações eólicas à rede de distribuição proposta no Regulamento da Rede de Distribuição (em fase de avaliação desde Agosto de 2009). Os problemas do sistema de protecção analisados consistem na redução de sensibilidade ou a não actuação da protecção, saída de serviço da GE sem necessidade ou de uma linha sã, perda de coordenação entre fusível e protecção da linha de MT na subestação, inutilização da religação, religação fora de sincronismo e inutilização da existência de Interruptores Auto-Religadores.

### 6.1 - Desafios Futuros na Qualidade de Serviço da Rede de Distribuição

As redes eléctricas mundiais têm vindo a sofrer mudanças a nível da Rede de Distribuição (RD) de energia devido ao aumento de interligações de produção dispersa, nomeadamente da Geração Eólica (GE). O aumento da GE na RD provoca um acréscimo de perda de produção aquando um curto-circuito, devido às actuais condições técnicas da GE (ver Secção 2.8), dificultando após a saída de serviço dos mesmos a restauração de serviço e o funcionamento normal da rede [24]. O aumento de GE na RD acarreta uma redução de inércia da rede quando desacoplados da RD, que em caso de redes de pequena dimensão pode provocar uma variação de frequência [47], devido ao desequilíbrio acentuado entre a produção e consumo. De acordo com [37], as quedas de tensão começam a tornar-se uma grande ameaça, uma vez que podem provocar a perda simultânea de grandes quantidades de produção devido à saída

de serviço das GE. A saída de serviço da GE em Portugal é provocada por exemplo pela actuação da protecção de interligação da GE com a RD, quando a tensão no ponto de interligação é inferior a 0,85 p.u. (ver Secção 1.3.1). Na ocorrência de um defeito na RD e a consequente saída de serviço das GE é dificultado o restabelecimento da rede para o seu funcionamento normal, tornando-se mais demorado. Para além da dificuldade em aumentar consideravelmente a produção fornecida pela subestação, a GE na rede de distribuição apenas poderão voltar a interligar-se após 3 minutos da reposição de serviço, com a tensão igual a pelo menos a 80% do valor nominal e com intervalos entre a interligação de Geração Eólica de 1 minuto (ver Secção 2.8). Estes factores tornavam-se cada vez mais relevantes devido ao crescimento da instalação de GE na RD efectuando diversas investigações com a finalidade de analisar a capacidade das GE em sobreviver a cavas de tensão.

De acordo com [32] e [34] o “Critical Clearing Time” (tempo em que a GE pode permanecer interligada à RD sem perder a estabilidade) é bastante superior ao tempo de permanência actual da GE, aquando um defeito, sendo esta retirada da rede mesmo apresentando capacidade de operar com defeito. Devido à possível redução de qualidade de serviço da rede, encontra-se actualmente em estudo uma nova proposta do Regulamento da RD (em fase de avaliação desde Agosto de 2009) que obriga as GE a fornecer serviços de sistema. Os serviços de sistema são tarefas a serem executadas pelos operadores do sistema e pelos clientes, necessários para a operação de transmissão ou distribuição de sistemas que envolvem entre outros a participação de tensão e de controlo de frequência, potência reactiva e a contribuição de reserva de potência activa [38].

De acordo com a nova proposta do Regulamento da RD, a GE irá manter-se interligada à RD quer no regime de funcionamento normal quer em regime de defeito (sobrevivência a cavas de tensão). Esta proposta define uma curva de tensão em ordem ao tempo pela qual a GE deverá permanecer interligada à RD após o defeito, sempre que a tensão for superior, injectando uma determinada porção de corrente reactiva. Assim, e de acordo com [35], a permanência da GE na RD permite melhorar a estabilidade do sistema eléctrico, diminuindo o tempo de restabelecimento do funcionamento normal da rede após um defeito. Na actualidade, os novos concursos [10] para a construção de GE são obrigados a dispor de capacidade de sobreviver a cavas de tensão resultantes de defeitos na rede. Em [38] é defendido que estas novas condições técnicas das GE são vistas como sendo absolutamente necessárias para garantir a fiabilidade e qualidade de serviço a médio e longo prazo.

## **6.2 - Novas Condições Técnicas das Gerações Eólicas: Possível Futuro**

Actualmente, encontra-se em fase de avaliação uma nova proposta do Regulamento da RD (em fase de avaliação desde Agosto de 2009). Uma das grandes diferenças entre o regulamento actual da RD e a nova proposta de regulamento, consiste nas condições técnicas que os produtores eólicos devem suportar sem a retirada de serviço da geração. Em termos actuais, o regulamento da RD define que a saída de serviço da GE deve ser realizada de imediato, após a detecção de um defeito na linha em que esta se encontra interligada. Assim, é possível reduzir significativamente a possibilidade da formação de ilha da GE com o troço em defeito, a não alimentação do defeito pela GE e a religação do disjuntor da linha de MT situado na subestação AT/MT sem dificuldades. De acordo com a nova proposta de

regulamento da RD, as instalações de produção eólica com potência superior a 5MVA, devem ser dotadas da capacidade de, a partir das instalações do operador de rede, cumprirem as seguintes funções:

- Receber ordens de abertura do disjuntor de interligação, por actuação de protecções da rede;
- Comutar as parametrizações das protecções de interligação através de telecomando actuando pelo operador da Rede Nacional de Distribuição, entre dois conjuntos a aprovar por este, um dos quais destinado a possibilitar a exploração da rede em Regime Especial de Exploração.

No que refere à função de protecção de máximo e mínimo de frequência da produção eólica, estas deverão suportar incidentes, sem se desligarem da rede, nas seguintes condições:

- Desvios de frequência entre 47,5 e 51,5Hz;
- Componente inversa da corrente, até 5% da corrente nominal.

Para além destas condições, o Regulamento da RD, que se encontra actualmente na fase de avaliação (Agosto de 2009), obriga que todas as novas instalações de GE com capacidade superior a 5MVA e produtores eólicos já interligados na RD com capacidade superior a 10MVA, disponham de capacidade de sobreviver a cavas de tensão (“*Fault Ride Through*”). Estas GE devem permanecer interligadas à RD durante as cavas de tensão provocadas por curto-circuitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos. A interligação deve ser mantida no caso da tensão no barramento a que a GE se encontra interligada esteja acima da curva da Figura 6.1 (ver Secção 6.3), designada neste trabalho como “Curva da Cava de Tensão Programada”.

### **6.3 - Curva de Capacidade de Sobreviver a Cava de Tensão Programada “Fault Ride- Through”**

De acordo com a nova proposta do Regulamento da RD, a GE não deve ser desligada da RD se o valor da tensão eficaz nos seus terminais se mantiver acima da curva definida na Figura 6.1, durante a ocorrência de uma perturbação da rede que provoque uma cava de tensão.

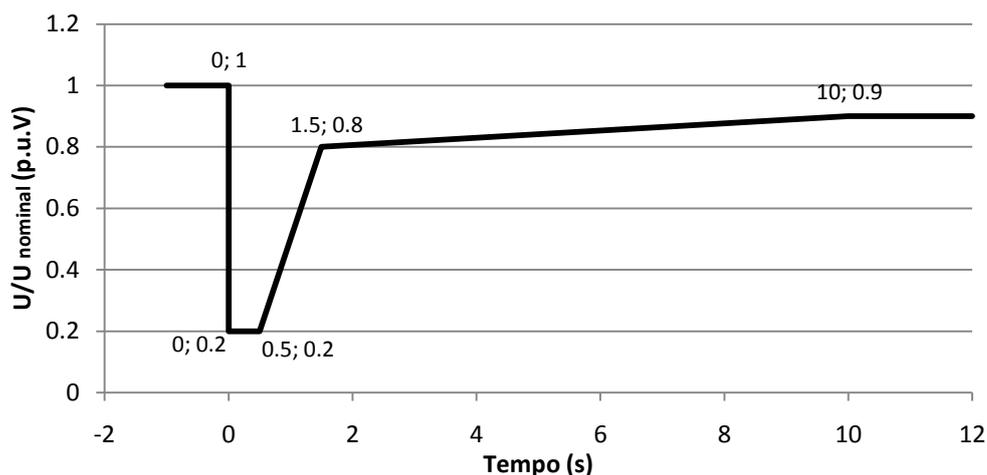


Figura 6.1 - Curva de Tensão-Tempo da capacidade exigida aos centros produtores eólicos para suportarem cavas de tensão.

Esta curva habitualmente designada como “Fault-Ride-Through” pode ser traduzida em português como “Curva da Cava de Tensão Programada”. Durante o período de defeito e na fase de recuperação da tensão, a GE não pode consumir potência activa ou reactiva. No período de recuperação da tensão na RD, a potência activa produzida pelo gerador deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimentos por segundo não inferior a 5% da sua potência nominal. No máximo de 50 milissegundos após a ocorrência do curto-circuito, e a consequente cava de tensão, a GE deve fornecer corrente reactiva. Na Figura 6.2 pode-se observar a quantidade de corrente reactiva em função da corrente nominal que a GE deve fornecer de acordo com a tensão aos seus terminais.

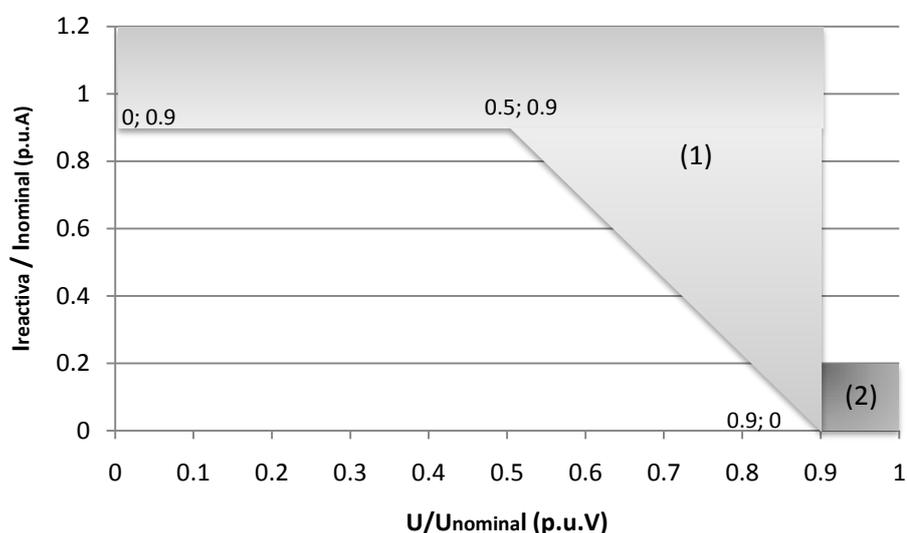


Figura 6.2 - Curva de fornecimento de reactiva pelos centros produtores eólicos durante cavas de tensão.

De acordo com a Figura 6.2 podem ser definidas duas zonas, designadas por zona 1 e 2. A zona 1 corresponde ao regime de funcionamento em defeito e recuperação para tensões abaixo de 0,9 p.u.V. Para estes níveis de tensão a GE deve fornecer corrente reactiva com um atraso máximo de 50ms que se situe dentro dessa zona dependendo da tensão aos terminais

do mesmo. A zona 2 corresponde ao regime de funcionamento normal, que no caso de a tensão ser superior a 0,9 p.u.V a GE deve regressar ao regime de funcionamento normal com uma produção de corrente reactiva de acordo com o regime normal em vigor.

De acordo com este requisito adicional no que concerne à GE, estes são obrigados a continuar ligados à RD, aquando a ocorrência de um defeito, fornecendo corrente reactiva de acordo com a Figura 6.2. Salienta-se, que a vantagem da GE fornece ligada à rede durante os defeitos consiste no fornecimento de um serviço de sistema, nomeadamente o controlo de tensão com injeção de corrente reactiva. Devido às incapacidades técnicas da GE, quando estes são obrigados a fornecer as quantidades de corrente reactiva definida na Figura 6.2, estes não poderão contribuir com produção significativa de potência activa durante o defeito [48]. Esta nova obrigação por parte das GE interligadas na RD apresenta ainda a vantagem de aumentar a rapidez na restauração do serviço do sistema no caso de o defeito ser eliminado num tempo admissível [36].

## **6.4 - Protecção de Interligação da Geração Eólica com Cava de Tensão Programada**

A actual parametrização da protecção de interligação (ver Secção 2.3) não permite o cumprimento das possíveis novas condições técnicas das GE definidas pelo Regulamento da RD em fase de avaliação (em fase de avaliação desde de Agosto de 2009). A função de protecção de mínimo de tensão deve ser ajustada de acordo com a Curva da Cava de Tensão Programada. A função de protecção de máximo e mínimo de frequência deve ser ajustada para os novos valores definidos na proposta do Regulamento da RD (em fase de avaliação desde de Agosto de 2009), nomeadamente 51.5Hz e 47.5Hz respectivamente. A função de protecção de máxima intensidade de fase e a função de protecção máximo de tensão homopolar podem permanecer parametrizados como descrito na Tabela 2.3 ou Tabela 2.4 de acordo com o “cenário de Operação”. No caso de se pretender possuir um segundo detector de mínimo de tensão (“Cenário B”- ver Secção 2.3) pode ser parametrizado para 20% de  $U_n$  ( $U_n$  - Tensão nominal) com actuação instantânea [12].

## **6.5 - Desafios nos Sistema de Protecção na Rede de Distribuição: Futuro**

As novas condições técnicas das GE descritas na proposta do novo Regulamento da RD (Agosto de 2009) podem alterar os desafios actuais no sistema de protecção. O possível novo Regulamento da RD obriga a saída de serviço das GE quando a tensão aos terminais da mesma é inferior à curva da Figura 6.1, injectando corrente reactiva de acordo com a Figura 6.2. No caso da protecção da linha na subestação AT/MT a que a GE se encontra interligada disparar (por exemplo protecção PS1 da Figura 4.1), a protecção de interligação da GE com a RD (PI1 da Figura 4.1) terá que receber ordens de abertura por parte da protecção da linha e retirar de serviço a GE. Desta forma, a inutilização da religação (ver Secção 3.4), o problema de religação fora de sincronismo (ver Secção 3.5), a inutilização do Interruptor Auto-Religador (IAR) (ver Secção 3.6) e a formação de ilha (ver Secção 3.8) não ocorrem, pois a GE é retirada

imediatamente de serviço após a actuação do disjuntor na linha de MT na subestação AT/MT a que o gerador se encontra instalado. No que concerne aos problemas de redução de sensibilidade, retirada de serviço de uma linha sã e perda de coordenação entre o fusível e a protecção do painel da linha de MT na subestação AT/MT será feita a sua análise na Secção 6.5.1, 6.5.2 e 6.5.3 respectivamente.

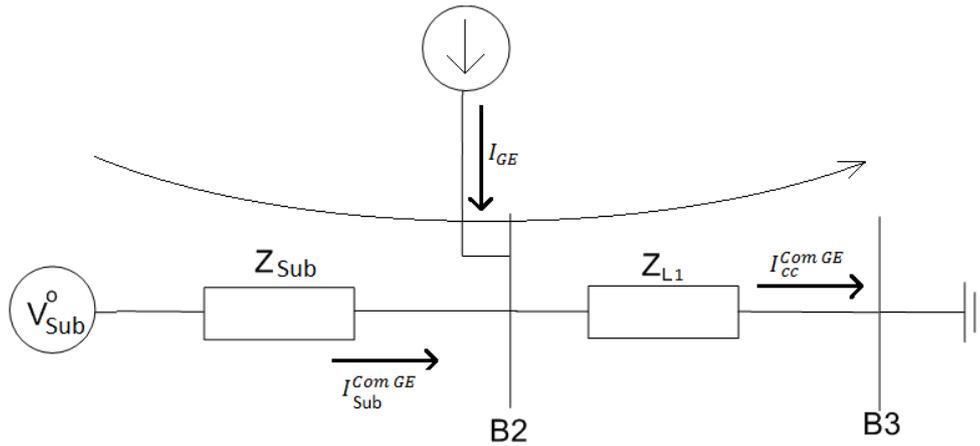
### 6.5.1 -Redução de Sensibilidade

Para a análise da possível redução de sensibilidade das protecções na rede de MT será analisado a rede da Figura 3.1, em que a GE interligada ao barramento B2 apresenta a capacidade de sobreviver a cavas de tensão. As funções de protecção de interligação (PI1) são parametrizadas de acordo com a Secção 6.4 (com o segundo nível de detecção de mínimo de tensão). Como as possíveis novas condições técnicas das GE obrigam os geradores a permanecer interligados à RD, durante as cavas de tensão injectando corrente reactiva de acordo com a Figura 6.2, a GE será caracterizada por uma fonte de corrente reactiva para análise do circuito equivalente da rede durante um defeito. Para a determinação da severidade da redução de sensibilidade da protecção PS1 da Figura 3.1, recorre-se a uma análise de malhas e nodal para a determinação da contribuição da rede para um defeito no barramento B3, considerado um curto-circuito trifásico. Assim, através da análise do circuito apresentado na Figura 6.3, que representa o circuito equivalente da rede da Figura 3.1 com a GE como fonte de corrente reactiva, é possível obter a Equação (6.1) e (6.2).

$$I_{GE} + I_{Sub}^{Com GE} = I_{cc}^{Com GE} \quad , \quad (6.1)$$

$$-V_{Sub}^0 + Z_{Sub} I_{Sub}^{Com GE} + Z_{L1} I_{cc}^{Com GE} = 0 \quad , \quad (6.2)$$

Em que  $I_{cc}^{Com GE}$  é a corrente de curto-circuito com a GE interligada à RD,  $V_{Rede}^0$  a tensão da rede antes do curto-circuito,  $I_{GE}$  a corrente reactiva fornecida pela GE aquando o curto-circuito,  $Z_{Sub}$  e  $Z_{L1}$  correspondem à impedância da subestação somada à impedância do transformador de potência Alta Tensão (AT)/Média Tensão (MT) e à impedância da linha 1, respectivamente. Para efeitos de simplificação, considerou-se que todos os barramentos antes do curto-circuito se encontravam à mesma tensão definida pela tensão nominal ( $V=1p.u.V$ ). As unidades dos parâmetros correspondem às unidades por unidade (p.u) de acordo com o Sistema Internacional (SI) de cada parâmetro, ou seja, a tensão é em p.u.Volts (V), a impedância em p.u. Ohm ( $\Omega$ ) e a corrente em p.u. Ampères (A).



**Figura 6.3** - Circuito da Rede da Figura 3.1 com o geração eólica representado por uma fonte de corrente: Análise de malhas do circuito.

Resolvendo as Equações 6.1 e 6.2 obtém-se a corrente que a subestação fornece durante o curto-circuito:

$$I_{Sub}^{Com GE} = \frac{V - Z_{L1} I_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{L1}} \quad , \quad (6.3)$$

A variação da corrente da rede na ocorrência de um curto-circuito trifásico no barramento B3 (ver Figura 3.1) com e sem GE com as condições técnicas descritas na Secção 6.2 podem ser caracterizadas pela Equação 6.4.

$$\frac{I_{Sub}^{Com GE}}{I_{Sub}^{Sem GE}} = \frac{\frac{V - Z_{L1} I_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{L1}}}{\frac{V}{Z_{Sub} + Z_{L1}}} = \frac{1 - Z_{L1} I_{GE}}{1} = 1 - Z_{L1} I_{GE} \quad , \quad (6.4)$$

Para a análise do rácio, entre a corrente da subestação (corrente que circula no transformador de medida da protecção PS1- ver Figura 3.1) com GE (com capacidade de sobreviver a cavas de tensão) e sem GE, é analisada na Figura 6.4. Esta Figura aplica a Equação 6.4 para diferentes comprimentos de linha 1 (de 0,1km a 5,3km) e correntes antes do curto-circuito da GE (para uma produção de 0,1MVA até 10MVA). A linha 1 é caracterizada por uma impedância por unidade de comprimento ( $Z_{L1} = 0,101574 + j0,16918 p.u. \Omega/km$ ) com uma capacidade máxima superior à corrente máxima fornecida pela GE. O comprimento da linha 1 pode ser no máximo 5,3km devido à limitação da queda de tensão na linha no funcionamento normal da rede. A produção máxima da GE considerada para a elaboração do gráfico foi de 10MVA. A corrente fornecida pela GE aquando um curto-circuito trifásico no barramento B3 (ver Figura 3.1) foi considerada igual à corrente nominal antes do curto-circuito (situação pessimista), independentemente do valor da tensão aos terminais da GE. A tensão e a potência aparente de base foram consideradas de 15kV e 100MVA, respectivamente.

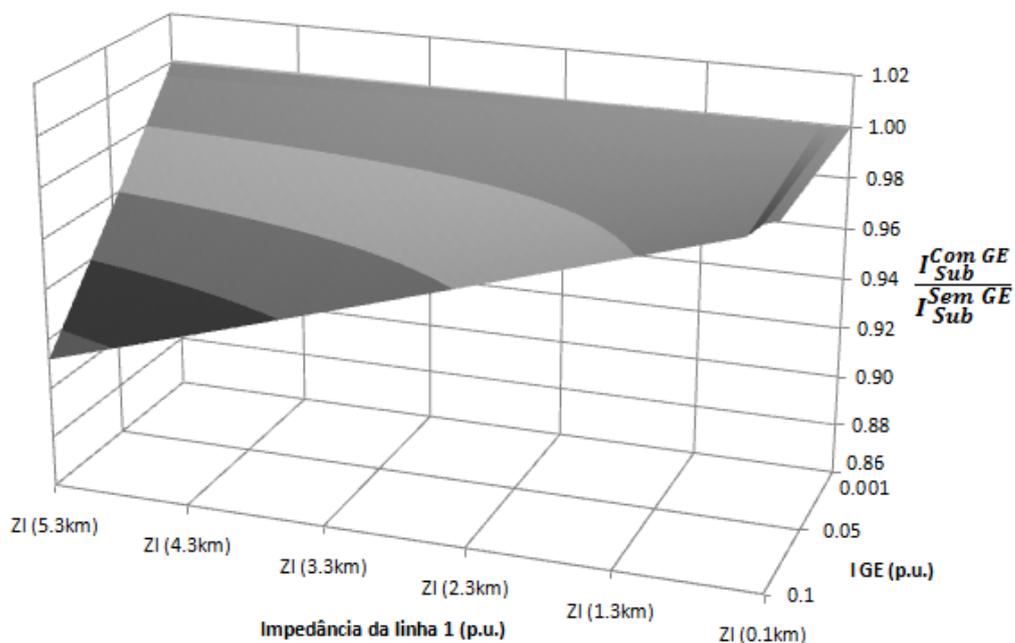


Figura 6.4 - Relação entre a corrente fornecida pela subestação com e sem GE interligada à RD com capacidade de sobreviver a cavas de tensão.

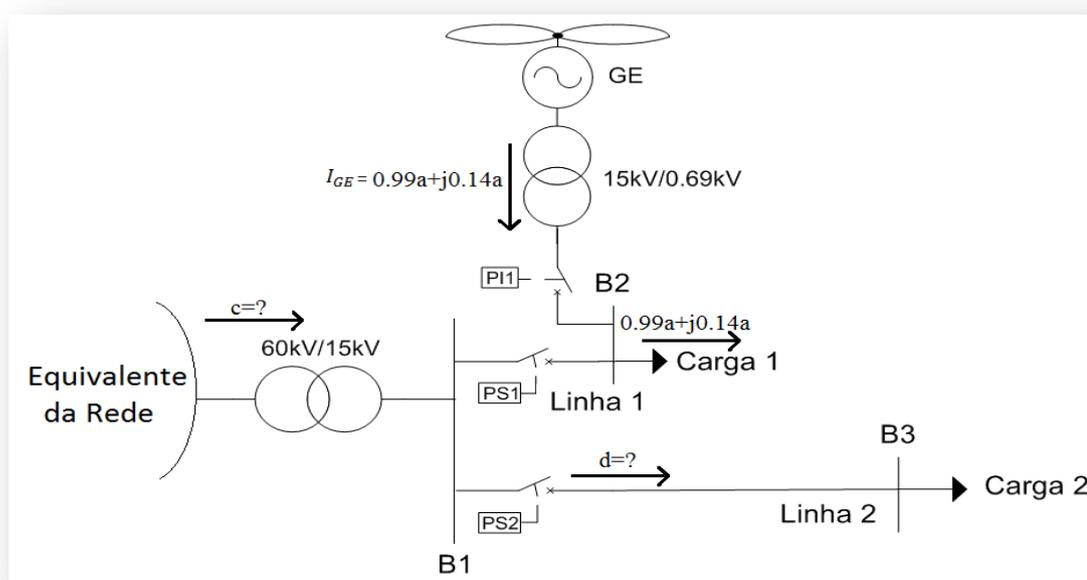
Através da Figura 6.4. constata-se que o aumento do comprimento da linha 1 (distância do curto-circuito até ao ponto de interligação da GE) e o aumento da produção da GE antes do curto-circuito podem levar a um decréscimo da corrente fornecida pela subestação aquando um curto-circuito trifásico no barramento B3 (ver Figura 3.1), até um máximo de cerca de 9%. A redução de 9%, que corresponde a uma variação de 346,41 A da corrente da subestação com GE com capacidade a sobreviver a cavas de tensão em relação à corrente da subestação sem GE, pode aumentar o tempo de actuação da protecção PS1 (ver Figura 3.1) quando se interliga a GE à rede. No caso da corrente que circula na subestação AT/MT (PS1-ver Figura 3.1) sem GE for próxima de um dos três níveis de detecção da função de máxima intensidade de fase (ver Secção 2.2.2) a diminuição da corrente fornecida da subestação, quando uma GE (com capacidade de sobreviver a cavas de tensão) se encontra interligada à RD, pode provocar a redução de sensibilidade da protecção PS1. Assim, conclui-se que de acordo com a produção da GE antes do curto-circuito, a sua localização (comprimento da linha 1), e o seu tipo e a parametrização da protecção de máxima intensidade de fase do painel da linha de MT da subestação AT/MT que pode sofrer redução de sensibilidade (ver Figura 3.1).

### 6.5.2 -Problemas de coordenação: Saída de uma linha Sã

Considera-se que uma GE com capacidade de sobreviver a cavas de tensão encontra-se interligada ao barramento B2 da Figura 6.5. Na ocorrência de um curto-circuito no barramento B3, a GE não é retirada de serviço caso a tensão seja superior à tensão da Figura 6.1. De acordo, com a tensão aos seus terminais, a GE é obrigada a fornecer uma corrente reactiva durante o curto-circuito satisfazendo os requisitos da Figura 6.2. Sendo a capacidade máxima da linha 1 igual a “a”, considera-se que a GE alimenta no funcionamento normal da rede da Figura 6.5 a carga 1 (fornecer a sua potência máxima). Quando ocorre um curto-

circuito no barramento B3, como ilustra a Figura 6.6, a máxima corrente reactiva que a GE irá ter que fornecer é igual a “ $ja$ ” (cenário pessimista). Assim, a corrente medida pelo transformador de intensidade da protecção PS1 aquando o curto-circuito será em módulo igual a “ $1,331a$  A” (módulo de  $-0,99a+j1,86a$  A). Sendo o primeiro nível da protecção PS1 parametrizado de acordo com 1,3 da corrente máxima na linha (“ $1,3a$ ” ver Tabela 2.3), a protecção PS1 irá dar ordem de abertura ao disjuntor após 1 segundo, caso o curto-circuito não seja isolado antes. Para que a protecção PS1 (ver Figura 5.6) não dispare antes da protecção PS2 é necessário que esta dispare para um tempo inferior a 1 segundo. Para isso, a corrente de curto-circuito terá que ser superior ao segundo nível de detecção da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1 (ordem de disparo ao disjuntor após 0,5 segundos, ver Tabela 2.2). A corrente de curto-circuito terá se apresentar em módulo o dobro da corrente nominal da linha 2, na ocorrência de um curto-circuito trifásico no barramento B3 (ver Tabela 2.2), para que ocorra o disparo da protecção PS2 antes que a protecção PS1 (ver Figura 6.6). No caso de ser inferior ao segundo nível de detecção da função de máxima intensidade de fase da protecção PS2, a protecção PS1 pode actuar antes ou ao mesmo tempo que a protecção PS2 retirando de serviço uma linha sã (ver Figura 6.6).

A probabilidade de ocorrência de saída de serviço de uma linha sã depende fortemente do local do curto-circuito, da característica da rede equivalente, da corrente da GE antes do curto-circuito e da parametrização das protecções. Se a GE não fornecer antes do curto-circuito uma corrente próxima da capacidade da linha, a saída de serviço da linha sã é pouco provável, uma vez que pode não ultrapassar o valor do primeiro nível de detecção da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1 (ver Figura 3.7). Se a rede for bastante forte (ou seja de grande inércia) terá um peso tão significativo que facilmente ultrapassa o segundo nível de detecção da protecção PS2, sendo impossível a protecção PS1 actuar ao mesmo tempo ou antes da protecção PS2 (ver Figura 6.6).



**Figura 6.5** - Rede de Média Tensão com Geradores Eólicos com capacidade interligados à Rede com capacidade de sobreviver a cava de tensão.

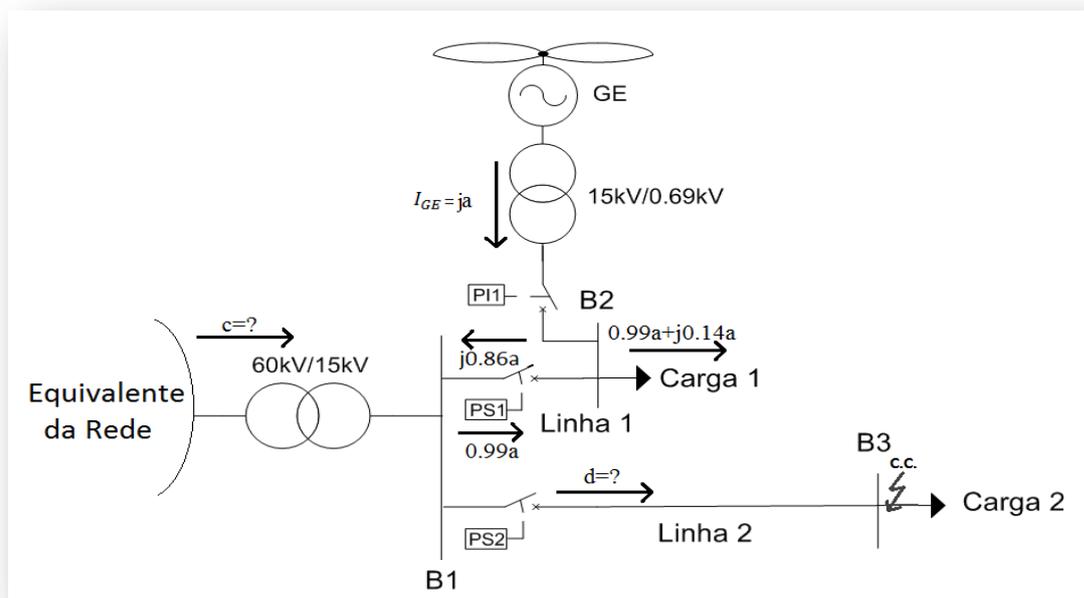


Figura 6.6 - Rede de Média Tensão com Geradores Eólicos com capacidade interligados à Rede com capacidade de sobreviver a cava de tensão para um curto-circuito trifásico em B3.

### 6.5.3 -Problemas de Coordenação: Fusível e Protecção na Linha de MT na Subestação AT/MT

A falta de coordenação entre o fusível e a protecção do painel da linha de MT caracterizado por PS1, na Figura 3.7, pode ocorrer com uma GE com capacidade de sobreviver a cavas de tensão interligada à RD. A redução de sensibilidade da protecção PS1 (ver Figura 3.7) foi confirmada na Secção 6.5.1 através da análise da Figura 6.4. Neste caso, a redução de sensibilidade também ocorre, podendo ser confirmada pela análise do circuito da Figura 6.7 que representa a rede da Figura 3.7 em curto-circuito com a GE a fornecer corrente reactiva. Salienta-se para a semelhança entre a Figura 6.3 e a Figura 6.7 (Circuito da Figura 3.7 com GE de acordo com as possíveis novas condições técnicas - ver Secção 6.2) que apenas difere na impedância do barramento B2 ao barramento B3. Desta forma, apenas é necessário substituir a impedância da linha 1 na Equação 6.3 pela impedância do transformador de potência de MT/BT, obtendo a Equação 6.5, que representa a corrente que a subestação fornece aquando um defeito no barramento B3.

$$I_{Sub}^{Com GE} = \frac{V - Z_{TP} I_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{TP}} \quad (6.5)$$

Em que  $I_{Sub}^{Com GE}$  corresponde à corrente da subestação durante o curto-circuito com GE interligado à RD,  $V$  é a tensão nominal da RD,  $I_{GE}$  a corrente reactiva fornecida pelo GE aquando o curto-circuito trifásico,  $Z_{Sub}$  e  $Z_{TP}$  correspondem à impedância da rede somada à impedância do transformador de potência de Alta Tensão (AT) / Média Tensão (MT) e impedância do transformador de Potência de MT/BT, respectivamente. Para efeitos de simplificação, considerou-se que todos os barramentos antes do curto-circuito se encontravam à mesma tensão definida pela tensão nominal ( $V=1p.u.V$ ). As unidades dos parâmetros correspondem as unidades em p.u. de acordo com o Sistema Internacional (SI) de

cada parâmetro, ou seja, a tensão é em p.u.Voltes (V), a impedância em p.u. Ohm ( $\Omega$ ) e a corrente em p.u. Ampéres (A).

De acordo com análise feita na Secção 6.5.1, e como a única diferença entre a Equação 6.5 e 6.3 consiste na impedância do transformador de potência de MT/BT, conclui-se que ocorre uma redução de sensibilidade na protecção PS1 da rede da Figura 3.7. A corrente de curto-circuito que irá circular no fusível F1 (ver Figura 3.7) será diferente no caso de possuir ou não uma GE com capacidade de sobreviver a cavas de tensão. No caso da GE da Figura 3.7 satisfazer as possíveis novas condições técnicas descritas na Secção 6.2, a corrente de curto-circuito na Equação 6.6 pode ser obtida pela substituição da Equação 6.5 na Equação 6.1 (Equação pode ser obtida pela análise nodal da Figura 6.7)

$$I_{GE} + I_{Sub}^{Com GE} = I_{cc}^{Com GE} \leftrightarrow I_{cc}^{Com GE} = I_{GE} + \frac{V - Z_{TP}I_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{TP}} \quad (6.6)$$

Comparando a corrente de curto-circuito com e sem GE com capacidade de sobreviver a cavas de tensão, ou seja, comparando a Equação 6.6 com a Equação 3.19 obtém-se:

$$\begin{aligned} \frac{I_{cc}^{Sem GE}}{I_{cc}^{Com GE}} &= \frac{\frac{V}{Z_{Sub} + Z_{PT}}}{I_{GE} + \frac{V - Z_{TP}I_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{TP}}} \leftrightarrow \frac{I_{cc}^{Sem GE}}{I_{cc}^{Com GE}} = \frac{\frac{V}{Z_{Sub} + Z_{PT}}}{\frac{Z_{Sub}I_{GE} + Z_{TP}I_{GE} + V - Z_{TP}I_{GE}}{Z_{Sub} + Z_{TP}}} \leftrightarrow \\ &\leftrightarrow \frac{I_{cc}^{Sem GE}}{I_{cc}^{Com GE}} = \frac{V}{Z_{Sub}I_{GE} + Z_{TP}I_{GE} + V - Z_{TP}I_{GE}} \leftrightarrow \frac{I_{cc}^{Sem GE}}{I_{cc}^{Com GE}} = \frac{1}{1 + Z_{Sub}I_{GE}} \end{aligned} \quad (6.7)$$

Como:

$$1 + Z_{Sub}I_{GE} > 1 \quad (6.8)$$

Então:

$$\frac{1}{1 + Z_{Sub}I_{GE}} < 1 \quad (6.9)$$

Onde se conclui que:

$$I_{cc}^{Sem GE} < I_{cc}^{Com GE} \quad (6.10)$$

Através da Equação 6.10 conclui-se que a corrente de curto-circuito com GE com capacidade a sobreviver a cavas de tensão da rede da Figura 3.7 é maior que a corrente de curto-circuito sem GE interligada ao barramento B2. A variação entre as duas correntes de curto-circuito depende da impedância da rede e do transformador de potência de AT/MT ( $Z_{Sub}$ ), assim como da corrente fornecida pela GE. Quanto menor for a impedância da subestação e a corrente reactiva fornecida pela GE antes do curto-circuito, menor será a diferença entre a corrente de curto-circuito sem e com GE (com capacidade a sobreviver a cavas de tensão). Deste modo, a corrente detectada pelo fusível F1 (ver Figura 3.7) para um

curto-circuito trifásico no barramento B3 será tanto menor quanto mais pequena for a corrente da GE e a impedância do transformador de potência de MT/BT. De acordo com os parâmetros da rede eléctrica, da corrente fornecida pela GE antes do curto-circuito, das parametrizações da protecção PS1 e do fusível F1 (ver Figura 3.7) pode ocorrer o disparo do fusível F1 antes ou ao mesmo tempo que a abertura do disjuntor associado à protecção PS1. No caso da ocorrência de um defeito de carácter fugitivo no barramento B3, este não será eliminado pelo automatismo da protecção PS1 (ver Figura 3.7), sendo retirado de serviço o posto de transformação, reduzindo em consequência a qualidade de serviço.

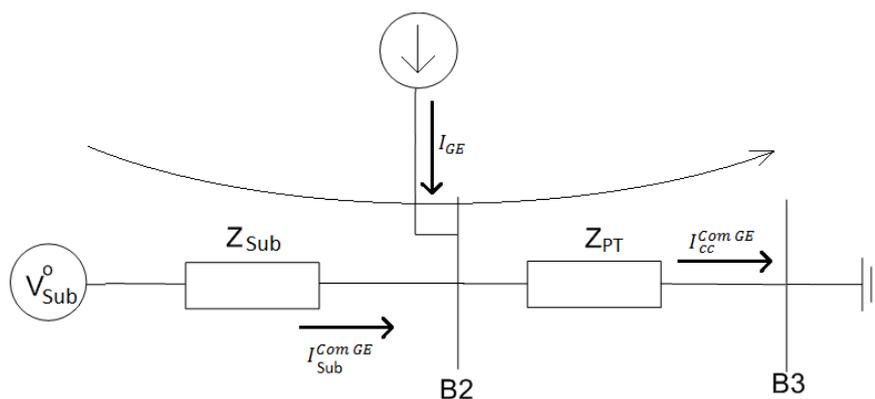


Figura 6.7 - Rede de Média Tensão com Geração Eólica com capacidade interligada à rede com capacidade de sobreviver a cava de tensão para um defeito em B3.

## 6.6 - Resumo

Neste Capítulo foram analisadas em particular as novas condições técnicas de funcionamento de uma geração eólica propostas pelo novo regulamento da rede de distribuição ainda em fase de avaliação (Agosto de 2009) e pelo concurso de construção de novos parques eólicos. Esta nova condição de funcionamento obriga as gerações eólicas a fornecerem corrente reactiva durante o defeito e a permanecerem ligadas de acordo com a curva de cava de tensão programada.

De acordo com as novas condições técnicas que poderão ser impostas às gerações eólicas, analisaram-se os problemas que estas condições poderão provocar no sistema de protecção. Conclui-se que estas condições podem não ser capazes a ocorrência do problema de redução de sensibilidade, de saída de serviço de uma linha sã e da falta de coordenação entre o fusível instalado no posto de transformação e a protecção da linha de média tensão na subestação de alta tensão para média tensão.

# Capítulo 7

## Conclusão e Trabalhos Futuros

Neste capítulo serão descritas as conclusões retiradas na identificação, detecção e soluções propostas aos desafios na coordenação do sistema de protecção da rede de distribuição com penetração de geração eólica com ou sem capacidade de sobreviver a cavas de tensão na rede de distribuição.

A finalização deste capítulo é realizada através da proposta de trabalhos de desenvolvimentos futuros.

### 7.1 - Conclusões

A actual rede eléctrica portuguesa é o resultado de um desenvolvimento tecnológico e institucional ao longo de vários anos [47]. O sector eléctrico sofreu uma reestruturação, que permitiu o livre acesso às redes de transmissão e distribuição como mecanismo de incentivo e competitividade, que tem resultado na descentralização da geração de energia eléctrica [47]. A importância da protecção do meio ambiente, pela sua disponibilidade, pelo seu carácter disperso, assim como o possível aumento de fiabilidade e de qualidade de serviço tem aumentado o interesse em investimentos mundiais que envolvam a instalação de geração renovável dispersa nas redes eléctricas. Portugal apresenta uma percentagem próxima de 25,4% de energia renovável actual no sector eléctrico [49]. O interesse de Portugal no investimento de energia renovável continua, tendo como objectivo principal atingir uma percentagem de 31% de energia renovável no ano 2020 [49].

Desde 1986, ano em que foi instalado o primeiro parque eólico em Portugal (Madeira) [50], Portugal tem sido um dos países com maior investimento a nível de recursos de energia eólica. Actualmente, Portugal apresenta 15% de capacidade de energia eólica em relação à capacidade total instalada no país. A instalação de geração eólica não estabiliza, sendo previsto em 2020, um aumento de capacidade de geração eólica de 7 500MW a 9 000MW [40].

A interligação de geração eólica, apesar da sua vantagem económica e benefícios ambientais, provoca um impacto no sistema de protecção. Este impacto resulta da limitação da capacidade de geração eólica instalada na rede de distribuição, nomeadamente na rede de média tensão. Os sistemas de protecção terão que ser repensados, de modo a permitir

uma maior penetração de geração eólica nas redes de distribuição de média tensão. Assim, este trabalho focou-se nos problemas no sistema de protecção causados pela penetração de geração eólica, para garantir o investimento de instalação de parques eólicos a interligar na rede de média tensão.

O sistema de protecção na rede de distribuição foi estudado no Capítulo 2, confirmando a coordenação entre as protecções, de modo a isolar a zona de defeito de uma forma eficaz, sem geração eólica interligada à rede. O sistema de protecção existente numa rede de distribuição de média tensão, consiste na protecção da linha de média tensão na subestação de alta para média tensão, no sistema de protecção de interligação da geração eólica com a rede de distribuição, na protecção no posto de transformação a partir do fusível e nos interruptores auto-religadores instalados estrategicamente nas linhas de média tensão.

Os problemas existentes no sistema de protecção na rede de distribuição devido à introdução de geração eólica, foram detectados através de uma análise teórica e matemática, de acordo com o sistema de protecção existente numa rede de distribuição. Os problemas do sistema de protecção detectados neste trabalho consistem na redução de sensibilidade ou falta de operação da protecção da linha de média tensão na subestação de alta tensão/média tensão, na saída de serviço de uma linha sã, na perda de coordenação entre o fusível no posto de transformação e a protecção da linha de média tensão, na inutilização do interruptor auto-religador, na inutilização da religação, na religação fora de sincronismo e na formação de ilha. A capacidade da geração eólica, a localização da interligação da geração eólica na rede de distribuição, a localização do curto-circuito e a parametrização das protecções são parâmetros que influenciam a possibilidade de ocorrência de alguns destes problemas.

Após a detecção dos problemas no sistema de protecção, no Capítulo 3, procedeu-se à sua validação através da simulação dos desafios no software, designado por PSS®E. Tentou proceder-se à validação foi focada para os problemas de redução de sensibilidade, saída de serviço de uma linha sã, saída de serviço da geração eólica sem necessidade e falta de coordenação entre o fusível e a protecção da linha de média tensão na subestação de alta/média tensão. Pela análise realizada, constatou-se que devido à baixa capacidade por parte da geração eólica o problema de saída de serviço de uma linha sã não ocorre. Contudo, a geração eólica é retirada de serviço após 0,04 segundos da ocorrência do curto-circuito na linha adjacente a que se encontra interligada. A redução de sensibilidade foi confirmada, independentemente do cenário de parametrização da protecção de interligação. Um defeito de carácter fugitivo na baixa tensão, com geração eólica interligada à média tensão, provoca a actuação do fusível, em vez da protecção na linha na subestação, reduzindo consequentemente a qualidade de serviço da rede. O problema de inutilização da religação automática, religação fora de sincronismo e inutilização do interruptor auto-religador foram analisados a partir da simulação efectuada com a rede utilizada para a validação da redução de sensibilidade. Devido à incapacidade da geração eólica funcionar em ilha e de acordo com a rede utilizada, estes problemas não ocorrem.

Com o intuito de possibilitar o aumento de capacidade instalada de geração eólica na rede de distribuição, o Capítulo 5 centrou-se na obtenção de soluções para impedir os actuais desafios no sistema de protecção, com a injeção de geração eólica. Constatou-se que, para a rede em estudo, a mudança dos níveis de detecção da protecção da linha de média tensão é suficiente para impedir a ocorrência destes problemas ao interligar a geração eólica na rede. Contudo, as soluções apresentadas acarretam um impacto benéfico na possibilidade de

ocorrência dos restantes problemas. Assim, a introdução de soluções com maior custo, permitem resolver todos os problemas em conjunto. Estas soluções permitem ajustar a parametrização das protecções em tempo real sendo em alguns casos necessária a existência de comunicação entre as protecções. Apesar do seu custo e da necessidade de um investimento, estas soluções podem ser únicas para redes de maior complexidade, ao contrário do estudo efectuado no Capítulo 4, devido ao maior número de linhas, de protecções e de geração eólica.

Em diversos países do mundo, e especificamente em Portugal, o aumento da geração eólica e a actual protecção de interligação obriga a retirada de serviço das mesmas aquando defeitos de carácter fugitivo. Com o intuito de aumentar nos próximos anos a interligação de novos parques eólicos na rede de distribuição, a perda de uma grande quantidade de geração eólica pode ocorrer aquando defeitos de carácter fugitivo. Devido ao impacto da saída de serviço dos parques eólicos na restauração da rede e na qualidade de serviço da mesma, Portugal estuda actualmente a possibilidade de obrigar os parques eólicos a satisfazer novas condições técnicas de interligação.

As novas condições técnicas obrigam a permanência da geração eólica interligada à rede de distribuição quando a tensão aos terminais da mesma é superior a uma determinada curva. Durante o defeito, esta não só deve permanecer interligada à rede, como deve injectar corrente reactiva fornecendo um serviço de sistema para regulação de tensão. Constatou-se que estas novas condições técnicas das gerações eólicas impedem a perda simultânea de grandes quantidades de produção aquando um curto-circuito, possibilitando o apoio no restabelecimento do funcionamento da rede bem como melhoram a qualidade de serviço da rede. Através de uma análise matemática concluiu-se, que apesar do impacto ser diminuto, a interligação de geração eólica com capacidade de sobreviver a cavas de tensão apresenta um impacto em alguns dos problemas no sistema de protecção descritos no Capítulo 3. O problema de redução de sensibilidade, a saída de serviço de uma linha sã e a falta de coordenação entre o fusível e a protecção na linha de média tensão na subestação correspondem aos problemas no sistema de protecção que podem ocorrer. Tal como na actualidade, estes problemas ocorrem de acordo com a capacidade e localização da geração eólica, localização do curto-circuito e produção da geração eólica antes do curto-circuito.

## 7.2 - Contribuição do trabalho

O desenvolvimento das energias renováveis surgiu entre outros factores, devido às crises petrolíferas, à tomada de consciência do possível esgotamento dos recursos fósseis e à crescente preocupação ambiental. Assim, Portugal e os restantes países do mundo têm vindo a investir no aumento de capacidade de energia renovável, sendo um dos objectivos de Portugal atingir 31% de energia renovável instalada [49]. A energia provinda do vento é uma das fontes renováveis mais desenvolvida no mundo, apresentando actualmente 15% da capacidade total em Portugal [40]. Assim, o foco do presente trabalho consiste na análise exclusiva de geração eólica na rede distribuição.

A interligação de geração eólica na rede de distribuição provoca um impacto no funcionamento adequado do sistema de protecção. Devido a este impacto, as soluções actuais consistem em limitar a capacidade instalada nas redes de distribuição ou na obrigação de retirar de serviço das mesmas na ocorrência de defeitos. A limitação da capacidade

instalada na rede de distribuição é impensável, uma vez que com esta limitação as metas previstas para o ano 2020 não serão alcançadas. A retirada de serviço da geração eólica é uma solução que tem vindo a perder qualidade. Com o aumento de geração eólica na rede de distribuição a retirada de serviço de grandes quantidades de produção, para um defeito de carácter fugitivo, afecta a restauração e a qualidade de serviço.

Este trabalho aborda o impacto da geração eólica na rede de distribuição no sistema de protecção, de modo a propor soluções que permitam o aumento da geração na rede de distribuição. A análise incidiu sobre uma rede de distribuição simples, em que a solução, após um estudo da rede, consistir apenas na modificação da parametrização das protecções. Com esta solução, para a rede em estudo, é possível obter o funcionamento adequado no sistema de protecção na rede de distribuição de média tensão com geração eólica em Portugal.

Com o aumento da importância no impedimento da saída de serviço da geração eólica para defeitos de carácter fugitivo na rede de distribuição, o possível novo regulamento da rede de distribuição propõe novas condições técnicas aos parques eólicos. Este possível novo regulamento impõe aos parques eólicos a necessidade de possuir capacidade de sobreviver a cavas de tensão durante os defeitos na rede de distribuição. Durante os defeitos, os parques eólicos são ainda obrigados a fornecer serviço de sistema, regulação de tensão, permitindo a melhoria da qualidade de serviço e diminuindo o tempo e dificuldade de restauração do serviço da rede. Devido à possibilidade de obrigar as gerações eólicas a proporcionarem as novas condições técnicas, este trabalho focou os desafios que podem ocorrer com estas condições no sistema de protecção. As novas condições técnicas, apesar de não retirar todos os problemas actuais no sistema de protecção, permitem diminuir a possibilidade e a quantidade dos mesmos.

O estudo efectuado neste trabalho permitiu obter soluções que possibilitam o aumento de capacidade instalada na rede de distribuição sem afectar o funcionamento do sistema de protecção na rede de distribuição. Através da análise realizada das novas condições técnicas dos parques eólicos, foi possível concluir que as novas condições técnicas propostas pelo possível próximo regulamento da rede de distribuição pode beneficiar a actual qualidade da rede de distribuição. Apesar de não impedir alguns dos problemas no sistema de protecção, as novas condições técnicas impostas aos parques eólicos permitem reduzir a quantidade e a possibilidade da ocorrência dos mesmos.

## **7.3 - Trabalhos Futuros**

Esta dissertação é o início de possíveis trabalhos futuros que podem tanto englobar a continuação da análise teórica, bem como a simulação dos desafios para diferentes situações. Nas seguintes subsecções são identificados os principais trabalhos com o foco no Sistema de Protecção na Rede de Distribuição com Geração Eólica.

### **7.3.1. Estudo dos Desafios no Sistema de Protecção com Penetração de Geração Eólica: estudo de curto-circuitos assimétricos**

O presente trabalho prestou especial atenção aos desafios no sistema de protecção considerando unicamente curto-circuitos trifásicos, uma vez, que estes são considerados os mais severos. Pode-se tornar importante fazer o estudo, através de uma análise teórica

recorrendo a formulação matemática, a detecção dos problemas no sistema de protecção para curto-circuitos assimétricos. A análise teórica pode iniciar-se através do estudo das equações realizadas por [51] prosseguindo-se com a simulação dinâmica para a validação dos resultados obtidos. A simulação, para validação dos desafios no sistema de protecção na rede de distribuição aquando curto-circuitos assimétricos, não pode recorrer-se ao software PSS®E, devido à sua incapacidade de simulação dinâmica para este tipo de curto-circuito. Softwares, que possibilitam este estudo são o Matlab, PSCAD ou CAPE, que para além de apresentarem capacidade de efectuar simulação dinâmica permitem flexibilidade na escolha do sistema de protecção.

### 7.3.2. Estudo dos Desafios no Sistema de Protecção para uma Rede Real

Com o aumento progressivo da capacidade instalada de geração eólica, tornar-se-ia interessante realizar uma análise da resposta do sistema de protecção da rede de distribuição actual com injeção de parques eólicos numa rede real portuguesa. Este trabalho iria incidir sobre o aumento da capacidade de geração eólica na rede de distribuição em análise e os problemas no sistema de protecção que daí advêm. O foco iria incidir sobre a capacidade máxima de geração eólica na rede de distribuição sem provocar esses mesmos problemas no sistema de protecção. O estudo serviria para a proposta de soluções recorrendo à validação por simulação das soluções propostas (por exemplo as propostas descritas no capítulo 5), para possibilitar a interligação de geração eólica sem limitação da sua capacidade. Este estudo permitiria validar a possibilidade de novos investimentos de geração eólica na interligação na rede de distribuição, permitindo alcançar as metas propostas em [40,49].

### 7.3.3. Validação dos Desafios no Sistema de Protecção com Geração Eólica com Capacidade a Sobreviver a Cavas de Tensão

O aumento da instalação da capacidade de geração eólica na rede de distribuição pode apresentar um impacto negativo na qualidade de serviço quando esta é retirada de serviço devido à ocorrência de defeitos de carácter fugitivo. Actualmente, estuda-se a possibilidade de impor novas condições técnicas aos parques eólicos. Estas condições consistem em obrigar os parques eólicos a permanecer interligados na rede de distribuição aquando defeito, injectando corrente reactiva durante o mesmo para possibilitar o apoio na regulação da tensão. No Capítulo 6 efectuou-se uma análise teórica dos problemas no sistema de protecção quando existe geração eólica com capacidade de sobreviver a cavas de tensão na rede de média tensão. Pode tornar-se importante prosseguir com o estudo realizado no Capítulo 6, efectuando uma validação dos problemas detectados no estudo. A análise pode alargar-se tanto para curto-circuito simétrico como assimétrico. Após a validação dos problemas no sistema de protecção, a possível finalização deste trabalho futuro pode ser realizada através de um estudo sobre as soluções dos problemas detectados.



## Referências

- [1] Global Wind Energy Council, “Global Wind 2009 Report” Março de 2010, [www.gwec.net/](http://www.gwec.net/) -> publications --> GWEC Publications --> Global Wind Report 2009, acedido em Junho de 2010.
- [2] Daly, P.A.; Morrison, J., "Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems," *Rural Electric Power Conference, 2001*, pp.A2/1-A213, 2001.
- [3] European Wind Energy Association, “Pure Power, Wind energy targets for 2020 and 2030”, Novembro de 2009, [www.ewear.org](http://www.ewear.org) --> publications --> reports --> Pure Power, acedido em Junho de 2010.
- [4] R. H. J. Chairman; et. al., "Intertie Protection of consumer-owner sources of generation, 3MVA or less", Power System Relaying Committee, WG Report, 2002.
- [5] R. H. J. Chairman; et. al., "Intertie Protection of consumer-owner sources of generation, 3MVA or less", Power System Relaying Committee, WG Report, 2002.
- [6] L.K. Kumpulainen; K. T Kauhaniemi, "Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing," Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES, pp. 603-608 vol.1, 10-13 Oct. 2004.
- [7] A. Girgis; S. Brahma, "Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system," Power Engineering, 2001, LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference on, pp.115-119, 2001.
- [8] DEF-C13-570/N FEV 2007, "INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO. Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Funções de protecção - Especificação funcional", DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição, [www.edp.pt](http://www.edp.pt) -> professional -> projecto tipo SE AT/MT -> Documentação Normativa -> Generalidades -> DEF-C13-570, acedido em Fevereiro de 2010.
- [9] TPU-S420, “Unidade Terminal de Protecções e Controlo de Saída”, EFACEC Engenharia, S.A., Edição 1, Janeiro 2007, [www.efacec.com.br](http://www.efacec.com.br) --> Arquivos Técnicos --> TPU S420 - Descrições Técnicas, acedido em Junho de 2010.
- [10] Direcção Geral de Energia, “ Concurso para atribuição de Injecção de Potência na rede do sistema eléctrico de serviço público e pontos de recepção associados para energia eléctrica produzida em centrais eólicas”.

- [11] DEF-C13-551/N FEV 2007, "INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO. Função de automatismo: "religação rápida e/ou lenta de disjuntores" -Especificação funcional", DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição, www.edp.pt -> profissional -> projecto tipo SE AT/MT -> Documentação Normativa -> Especificação funcional -> DEF-C13-551, acedido em Fevereiro de 2010.
- [12] Leite, Helder; Ramalho, Pedro; Silva, Bernardo; Fiteiro, Rui, "Distributed Generation protection scheme to permit "ride-through fault"," *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIREN 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, pp.1-4, 8-11 June 2009.
- [13] Ardito, D.; Conti, S.;Messina, N.; Nicotra, S., "Impact of distributed generation on Italian Distribution Network Protection," Conf. On Power System and Electromagnetic Compatibility, Greece, vol., no., pp.478-482, 23-25 August 2005.
- [14]DIT-C13-500/N, FEV 2007, "INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO, Projecto - Tipo -Memória Descritiva", DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição, www.edp.pt -> profissional -> projecto tipo SE AT/MT -> Memoria descritiva projecto\_tipo subestações SE AT/MT (DIT\_C13-500N), acedido em Fevereiro de 2010.
- [15]DIT-C13-500/N, FEV 2007, "INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO, Projecto - Tipo -Memória Descritiva", DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição, www.edp.pt -> profissional -> projecto tipo SE AT/MT -> Documentação Normativa -> Materiais e Aparelhos -> DEF-C52-140N, acedido em Fevereiro de 2010.
- [16]DMA-C52-300/N, "Reactâncias de neutro, características e ensaio", DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, Abril de 2005, www.edp.pt -> profissional -> projecto tipo SE AT/MT -> pesquisa -> DMA-C64-156/E Julho 1991.EDP: Reactância do Neutro.
- [17]H. Almeida, "Regulamento da Rede de Distribuição", Diário da Republica - II Série, N.º164, 16 de Julho 1999.
- [18]T. Seegers; K. Birt; et. Al., "Impact of distributed resources on distribution relay protection", Power System Relaying Committee, WG Report, August 2004.
- [19]DMA-C64-156/E Julho 1991, "Reclosing Sectionalizers", DTA, www.edp.pt -> profissional -> projecto tipo SE AT/MT -> pesquisa -> DMA-C64-156/E Julho 1991, acedido em Fevereiro de 2010.
- [20]J. L. Lourenço, " Pesquisa, Detecção e Reparação de Avarias na Rede de Distribuição MT/BT", Relatório de Estagio, FEUP, Julho de 2001.
- [21]Maki, K.; Repo, S.; Jarventausta, P., "Effect of wind power based distributed generation on protection of distribution network," *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on*, vol.1, pp. 327- 330 Vol.1, 5-8 April 2004.
- [22]José Pedro Sucena Paiva, "Redes de Energia Eléctrica - Uma Análise Sistémica", IST Press, Lisboa, ISBN: 978 972 846 9665, 2005.
- [23]Kauhaniemi, K.; Kumpulainen, L., "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks," *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on*, pp. 315- 318 Vol.1, 5-8 April 2004.
- [24]Walling, R.A.; Saint, R.; Dugan, R.C.; Burke, J.; Kojovic, L.A., "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, pp.1636-1644, July 2008.
- [25]Wei Wang; Zhen-Cun Pan; Wei Cong; Chun-Guang Yu; Feng Gu, "Impact of Distributed Generation on relay protection and its improved Measures," *Electricity Distribution, 2008. CISED 2008. China International Conference on*, pp.1-5, 10-13 Dec. 2008.

- [26]Martinez, J.A.; Martin-Arnedo, J., "Impact of distributed generation on distribution protection and power quality," *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pp.1-6, 26-30 July 2009.
- [27]Brahma, S.M.; Girgis, A.A., "Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation," *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, pp. 453- 458 vol.1, 2002.
- [28]Chaitusaney, S.; Yokoyama, A., "Impact of protection coordination on sizes of several distributed generation sources," *Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005. The 7th International*, pp.669-674 Vol. 2, Nov. 29 2005-Dec. 2 2005.
- [29]Walling, R.A.; Miller, N.W., "Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance," *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, pp.92-96 vol.1, 25-25 July 2002.
- [30]Rojewski, W.; Styczynski, Z.A.; Izykowski, J., "Selected problems of protective relaying for distribution network with distributed generation," *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pp.1-6, 26-30 July 2009.
- [31]Gallery, T.; Martinez, L.; Klopota D, "Impact of distributed generation on distribution network protection", <http://www.esbi.ie> -> news -> publications -> white papers -> Impact of distributed generation on distribution network protection, acedido em Março de 2010.
- [32]Ishchenko, A.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W.L., "Transient Stability Analysis of Distribution Network with Dispersed Generation," *Universities Power Engineering Conference, 2006. UPEC '06. Proceedings of the 41st International*, pp.227-231, 6-8 Sept. 2006.
- [33]Geldtmeijer, D.A.M.; Provoost, F.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W.L., "Transient Short-Circuit Behaviour of Distributed Energy Sources and Their Influence on Protection Coordination," *Universities Power Engineering Conference, 2006. UPEC '06. Proceedings of the 41st International*, pp.536-539, 6-8 Sept. 2006.
- [34]Xyngi I.; A. Ishchenko A.; Popov M.; L. van der Sluis, "Protection, transient stability and fault ride-through issues in distribution networks with dispersed generation," *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*, pp.1-5, 1-4 Sept. 2008.
- [35] Karimi-Davijani, H.; Sheikholeslami, A.; Livani, H.; Norouzi, N., "Fault ride-through capability improvement of wind farms using doubly fed induction generator," *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*, pp.1-5, 1-4 Sept. 2008.
- [36] Bak-Jnesen B.; Kawady T.; Abdel-Rahman, "Coordination between Fault-Ride-Trough Capability and Overcurrent Protection of DFIG Generators for Wind Farms", Conference Future Energy - Bornholm, Setembro 2009.
- [37]Papaefthimiou, Stefanos; Papathanassiou, Stavros; Ppapadopoulos, Michael, "Evaluation of voltage dip characteristics in autonomous island networks and correlation with wind turbine FRT curves," *Electricity Distribution, 2009 20th International Conference and Exhibition on*, pp.1-4, 8-11 June 2009.
- [38]Strauss, P.; Degner, T.; Heckmann, W.; Wasiak, I.; Gburczyk, P.; Hanzelka, Z.; Hatziargyriou, N.; Romanos, T.; Zountouridou, E.; Dimeas, A., "International white book on the grid integration of static converters," *Electrical Power Quality and Utilisation, 2009. EPQU 2009. 10th International Conference on*, pp.1-6, 15-17 Sept. 2009.

- [39]Brahma, S.M.; Girgis, A.A., "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation," Power Delivery, IEEE Transactions on, pp. 56- 63, Jan. 2004.
- [40]Doyle, M.T., "Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection," Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, pp.103-105 vol.1, 25-25 July 2002.
- [41]Viawan, F.A.; Karlsson, D.; Sannino, A.; Daalde, J., "Protection Scheme for Meshed Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation," Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2006. PS '06, pp.99-104, 14-17 March 2006.
- [42]Joon-Ho Choi; Soon-Ryul Nam; Hae-Kon Nam; Jae-Chul Kim, "Adaptive protection schemes of Distributed Generation at distribution network for automatic reclosing and voltage sags," Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on, pp.810-815, 24-27 Nov. 2008.
- [43]Yuping Lu; Lidan Hua; Ji'an Wu; Gang Wu; Guangting Xu, "A Study on Effect of Dispersed Generator Capacity on Power System Protection," Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, pp.1-6, 24-28 June 2007.
- [44]Jinfu Chen; Rongqi Fan; Xianzhong Duan; Jingliang Cao, "Penetration level optimization for DG considering reliable action of relay protection device constrains," Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on, pp.1-5, 6-7 April 2009.
- [45]Javadian, S.A.M.; Haghifam, M.-R.; Barazandeh, P., "An adaptive over-current protection scheme for MV distribution networks including DG," Industrial Electronics, 2008. ISIE 2008. IEEE International Symposium on, pp.2520-2525, June 30 2008-July 2 2008.
- [46]Han Yi; Hu Xuehao; Zhang Dongxia, "A new adaptive current protection scheme of distribution networks with distributed generation," Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on, pp.1-5, 6-7 April 2009.
- [47]Leao, R.P.S.; Antunes, F.L.M.; Lourenco, T.G.M.; Andrade, K.R., "A Comprehensive Overview on Wind Power Integration to the Power Grid," Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina) , vol.7, n°.6, pp.620-629, Dec. 2009.
- [48]J.C. Ausin; D. N. Gevers; B. Anresen, "Fault ride-through capability test unit for wind turbines", Wind Energy vol 11 n° 1, pag 3-12, 2008.
- [49]República Portuguesa, "Plano de Acção Nacional para Acção das energias renováveis", 2 de Junho de 2010.
- [50]Wiipédia, "Parque eólicos em Portugal", 23 de Junho de 2010, [www.wikipédia.pt](http://www.wikipédia.pt) -> pesquisa -> parques eólicos em Portugal, acedido em Junho de 2010.
- [51]F. T. Dai, "Impacts of Distributed Generation on Protection and Autoreclosing of Distribution Networks", in the 10th international conference on Development in Power System Protection, 2010.

## Anexo A

# Tipo e caracterização de defeitos: Curto-circuitos

Um defeito na rede eléctrica é caracterizado pela situação associada à mudança repentina, e por vezes violenta, das condições de operação do sistema. O defeito pode ser originado por duas formas distintas: origem interna ou origem externa. Neste anexo será analisado o tipo de defeitos, prestando especial atenção aos defeitos designados por curto-circuitos.

### A.1 - Tipo de defeitos e Caracterização dos defeitos

Os defeitos com origem externa, cuja causa é mecânica, correspondem por exemplo à ruptura de um suporte, de um condutor ou de um isolador, bem como, ao contacto entre ramos de árvores e de aves com condutores. No caso de a causa ser atmosférica, um defeito externo pode formado devido à disrupção originada pelo depósito de agentes poluidores nos isoladores e nas cadeiras de isoladores.

Defeitos de origem interna correspondem àqueles que aparecem nas próprias redes, não justificados por qualquer causa externa. Neste grupo de defeitos pode-se incluir as sobretensões devidas a fenómenos de ressonância ou de abertura de circuitos eléctricos em carga.

Os defeitos também são caracterizados pela forma como se manifestam nas redes. Estes defeitos podem ser permanentes, necessitando da intervenção do pessoal de exploração para a sua eliminação, ou momentâneo. Os defeitos momentâneos caracterizam-se pelo seu desaparecimento automático, quer de forma automática (auto-extintores), sem corte da tensão no local do defeito, como a necessidade de cortar a tensão por um curto de espaço de tempo (fugitivos ou semi-permanentes).

Estes defeitos manifestam-se na rede eléctrica sobre a forma de sobretensões e sobreintensidades, podendo estas últimas ser de dois tipos: sobrecargas e curto-circuitos. Este anexo descreve o significado de curto-circuito e tipo de curto-circuitos. e neste trabalho, o estudo de defeitos incidirá apenas sobre curto-circuitos.

## A.1 - Definição e Tipo de Curto-circuitos

Um curto-circuito designa um percurso de baixa impedância, resultante de um defeito, através do qual se fecha uma corrente, em geral muito elevada [22]. O curto-circuito na rede de Distribuição ocorre essencialmente nas redes aéreas devido à supressão de isolamento entre dois ou três condutores, ou entre condutores e a terra, correspondendo a intensidades de corrente de valor muito superior ao que se verifica nos regimes de exploração normal. Devido aos valores elevados de corrente que podem atingir na ocorrência de um curto-circuito, a análise desta corrente e da sua duração é extremamente importante para definir protecções adequadas para a protecção dos equipamentos da rede e a ela ligada.

A dimensão das consequências do curto-circuito depende da estrutura da rede, do modo de exploração da rede (regime de neutro adoptado), da resistência do defeito e do tipo de defeito.

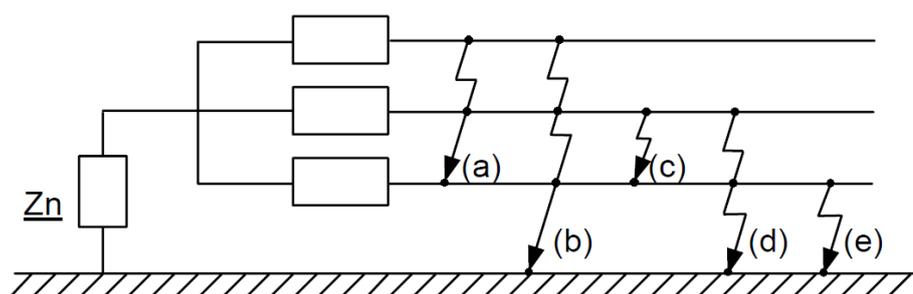


Figura A.1 - Esquema ilustrativo dos diferentes tipos de curto-circuitos.

Aos 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*;

O curto-circuito em a) e b) são considerados simétricos, uma vez que envolve as três fases, sendo as forças electromotrizes que alimentam a rede e o sistema de intensidade de corrente de curto-circuito simétricos. Partindo do pressuposto que as impedâncias nas três fases são iguais, a análise de curto-circuito pode ser focada apenas numa das fases.

Como curto-circuito c), d) e e), envolve uma ou duas fases e a terra, o sistema de forças electromotrizes é simétrico, mas o sistema de intensidade de corrente é assimétrico. Consequentemente este tipo de curto-circuito é habitualmente designado por assimétrico. Para a análise deste tipo de curto-circuito é necessário recorrer ao teorema de “Fortescue”, decompondo o sistema trifásico em componentes simétricas designadas por componentes directas, inversas e homopolar. Após o cálculo dos parâmetros pós-defeito nas componentes simétricas prossegue-se com o processo inverso para determinar os parâmetros em cada uma das fases [13].

## **Anexo B**

### **Código ANSI**

A classificação das protecções pela função que desempenham é feita através de um código numérico definido pela ANSI/IEEE. Na tabela B.1 é apresentado alguns dos códigos ANSI/IEEE e as respectivas protecções.

Tabela B.1 – Características funcionais das protecções MT da subestação AT/MT [7].

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)
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
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
59N	Máximo de Tensão homopolar
63	Pressostato
64G	Corrente à terra no rotor (geradores)
67	Máximo de Corrente Direccional
67N	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
78	Dessincronização (geradores)
79	Religação Automática (linhas aéreas)
81U /81O	Frequência (U-“Under” - mínimo ou O-“Over” - máximo)
85	Interface para tele-protecção
86	Bloqueio (usada para encravar ligações)
87	Diferencial
87B	Diferencial Barramentos
87L	Diferencial de Linhas
87N	Diferencial restrita a defeitos à terra
94	Relé de disparo (auxiliar, de amplificação)

## Capítulo C

### Parâmetros utilizados nas simulações

#### C.1 - Rede Equivalente

A rede equivalente é apresentada por um gerador síncrono com controlo de excitação e de velocidade. Para garantir que este gerador se comporte como uma rede equivalente, como elevadas capacidades de controlo de frequência e de tensão, colocou-se a potência da base da máquina para um valor muito elevado com a impedância de curto-circuito da fonte correspondente ao cálculo efectuado no anexo D referente aos valores da Tabela C1. A Tabela C1 representa a característica da rede em curto-circuito. As tabelas C2-4 representam as características do Gerador síncrono, do regulador de excitação e do regulador de velocidade respectivamente.

**Tabela C.1** — Parâmetros da rede interligada do lado de alta tensão à subestação de Alta para Média Tensão.

Parâmetro	Valor	Unidade
Potência de Curto-Circuito Máxima	250	MVA
$X''/R''$	2,5	-

**Tabela C.2 – Parâmetros e tipo de modelo do Gerador da Rede utilizado na simulação.**

<b>Gerador Síncrono: Modelo GENSAL</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$T'_{do}$	2,98	p.u.
$T''_{do}$	0,04	p.u.
$T''_{qo}$	0,12	p.u.
I (Constante de Inércia)	7,34	p.u.
D (Speed Damping)	0,5	p.u.
$X_d$	1,431	p.u.
$X_q$	0,941	p.u.
$X'_d$	0,288	p.u.
$X''_q = X''_d$	0,212	p.u.
X1	0,15	p.u.
S(1,0)	0,03	p.u.
<b>S(1,2)</b>	<b>0,25</b>	<b>p.u.</b>

**Tabela C.3 – Parâmetros e tipo de modelo do Excitador da Rede utilizado na simulação.**

<b>Excitador: Modelo IEEE1</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$T_R$	0,0230	segundos
$K_A$	500	p.u.
$T_A$	0,1	segundos
$V_R$ máximo ou zero	10	p.u.
$V_R$ mínimo	-2,5	p.u.
$K_E$ ou zero	0,1	p.u.
$T_E$	0,1	segundos
$K_F$	0,05	p.u.
$T_F$	0,9	segundos
$E_1$	2,47	p.u.
SE( $E_1$ )	0,0350	p.u.
$E_2$	3,5	p.u.
<b>SE(<math>E_2</math>)</b>	<b>0,6</b>	<b>p.u.</b>

**Tabela C.4 – Parâmetros e tipo de modelo do Regulador de Velocidade da Rede utilizada na simulação.**

<b>Regulador de Velocidade: Modelo DEGOV1</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$T_1$	0,10	segundos
$T_2$	0,30	segundos
$T_3$	0,55	segundos
K	10	p.u.
$T_4$	25	segundos
$T_5$	0,001	segundos
$T_6$	0,20	segundos
$T_D$	0,001	segundos
$T_{Max}$	1	p.u.
$T_{Min}$	0	p.u.
Inclinação	0,07	p.u.
<b><math>T_E</math></b>	<b>0</b>	<b>p.u.</b>

## C.2 - Transformadores de Potência

Na tabela C.5-C.8 é descrito os parâmetros do transformador da subestação de Alta Tensão para a Média Tensão, o transformador de interligação da Geração Eólica com a Rede de Distribuição e o transformador no posto de transformação respectivamente.

**Tabela C.5** – Parâmetros do Transformador de Potência de Alta Tensão para Média Tensão (60kV/15kV) utilizados na simulação.

Parâmetros	Valor	Unidade
Potência Nominal	20	MVA
Relação de Transformação	60/15	kV
Reactância de Fugas	5	%
Ligação dos Enrolamentos	Triângulo-Estrela com Neutro	

**Tabela C.6** – Parâmetros do Transformador de Potência de Média Tensão para Tensão de Produção (15kV/690V) utilizados na simulação.

Parâmetros	Valor	Unidade
Potência Nominal	10	MVA
Relação de Transformação	15/0,69	kV
Reactância de Fugas	7	%
Ligação dos Enrolamentos	Triângulo-Estrela com Neutro	

**Tabela C.7** – Parâmetros do Transformador de Potência de Média Tensão para Baixa Tensão (15kV/400V) utilizados na simulação.

Parâmetros	Valor	Unidade
Potência Nominal	0,8	MVA
Relação de Transformação	15/0,400	kV
Reactância de Fugas	6	%
Ligação dos Enrolamentos	Triângulo-Estrela	

### C.3 - Linhas Aéreas

Na Tabela C.8 é descrito os parâmetros das linhas aéreas de média tensão utilizadas na simulação.

**Tabela C.8** – Parâmetros da linha 1, linha 12, linha 13 e linha 2 de Média Tensão utilizados na simulação.

Linha 11 e 12	Valor Linha1 e linha 12	Valor linha 13	Valor linha 2	Unidade
Secção Nominal	50	130	153	$mm^2$
Resistência a 40°C	0,72791	0,38714	0,32194	$\Omega \cdot km^{-1}$
Reactância Indutiva	0,41797	0,38758	0,381822	$\Omega \cdot km^{-1}$
Capacidade	8688	9398	9546	$pF \cdot km^{-1}$
Capacidade máxima da linha	205	325	365	A
Comprimento linha 1	-	2	-	km
Comprimento linha 12	-	0,0000001	-	km
Comprimento linha 13	1,25	-	-	km
Comprimento linha 2	-	-	1	Km

### C.4 - Geração Eólica

A Tabela C.9-11 representa os parâmetros que constituem a Geração Eólica, nomadamente o gerado síncrono, a regulação de excitação e a regulação da velocidade respectivamente.

**Tabela C.9** – Parâmetros e tipo de Geração Eólico (parâmetros utilizados para qualquer capacidade de geração).

<b>Gerador Síncrono: Modelo GENSAL</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$T'_{do}$	2,35	p.u.
$T''_{do}$	0,04	p.u.
$T''_{qo}$	0,12	p.u.
$I$ (Constante de Inércia)	1	p.u.
$D$ (Speed Damping)	0	p.u.
$X_d$	1,5278	p.u.
$X_q$	1,0083	p.u.
$X'_d$	0,1111	p.u.
$X''_q = X''_d$	0,0822	p.u.
$X1$	0,0576	p.u.
$S(1,0)$	0,03	p.u.
$S(1,2)$	0,25	p.u.

**Tabela C.10** – Parâmetros e tipo de modelo do Excitador da Rede utilizado na simulação.

<b>Excitador: Modelo IEEE1</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$T_R$	0,006	segundos
$K_A$	25	p.u.
$T_A$	0,2	segundos
$V_R$ máximo ou zero	10	p.u.
$V_R$ mínimo	-10	p.u.
$K_E$ ou zero	1	p.u.
$T_E$	0,6544	segundos
$K_F$	0,1050	p.u.
$T_F$	1,0	segundos
$E_1$	2,47	p.u.
$SE(E_1)$	0,0350	p.u.
$E_2$	3,5	p.u.
$SE(E_2)$	0,6	p.u.

**Tabela C.11** – Parâmetros e tipo de modelo do Regulador de Velocidade da Rede utilizada na simulação.

<b>Regulador de Velocidade: Modelo DEGOV1</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
R	0,10	p.u.
$T_1$	0,05	segundos
$V_{Máx}$	1	p.u.
$V_{Min}$	0	p.u.
$T_2$	0	segundos
$T_3$	1	segundos
$D_T$	0	p.u.

## C.5 - Carga

Na Tabela C.12 representa a carga utilizada nas simulações.

**Tabela C.12** – Parâmetros e tipo de Geração Eólico (parâmetros utilizados para qualquer capacidade de geração).

<b>Nome da Carga</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Carga 1	6,5+j1,0	MVA
Carga 2	8,0+j2,0	MVA
Carga 3	0,75+j0,2	MVA



## Capítulo D

# Modelização dos elementos da Rede para análise de Curto-Circuito

### D.1 - Modelização do Equivalente da Rede

Para a determinação das equações da corrente em defeito é necessário proceder à modelização da rede ligada no barramento de alta tensão na subestação de alta tensão para média tensão. Segundo [13] a rede pode ser modelizada pelo circuito representado na Figura D.1 recorrendo ao equivalente de Thévenin. Esta representação da rede apenas necessita da potência de curto-circuito e do quociente entre reactância e resistência transversal ( $X''/R''$ ).

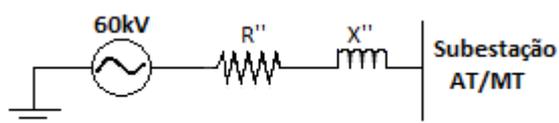


Figura D.1 - Equivalente de Thévenin da rede.

Considerando a potência de curto-circuito definida pela Equação (D.1):

$$S_{cc} = \frac{U^2}{|Z_{rede}|} \quad , \quad (D.1)$$

Em que:

$$|Z_{rede}| = \sqrt{R''^2 + X''^2} \quad , \quad (D.2)$$

Conhecendo  $X''/R''$  obtém-se:

$$|Z_{rede}| = R'' \sqrt{1 + (X''/R'')^2} \quad , \quad (D.3)$$

Substituindo na Equação (D.1) obtém-se a seguinte expressão:

$$S_{cc} = \frac{U^2}{R''\sqrt{1+(X''/R'')^2}} \leftrightarrow R'' = \frac{U^2}{S_{cc}\sqrt{1+(X''/R'')^2}} \quad , \quad (D.4)$$

Conhecendo a potência de curto-circuito,  $S_{cc} = 250\text{MVA}$ , e quociente entre reactância e resistência transversal,  $X''/R'' = 2,5$ , obtem-se o seguinte valor de resistência:

$$R'' = 5,348\Omega \quad , \quad (D.5)$$

Substituindo a Equação (D.5) na Equação do quociente entre reactância e resistência transversal ( $X''/R'' = 2,5$ ), obtêm-se o seguinte valor de reactância:

$$X'' = 13.370\Omega \quad , \quad (D.6)$$

E por fim tem-se a impedância:

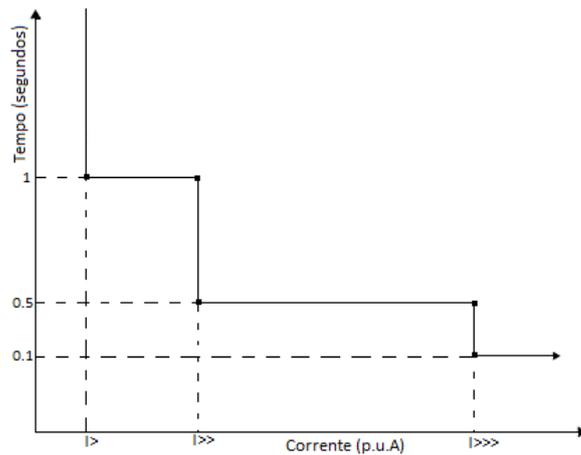
$$Z'' = 5,348 + j13,370 \Omega = 14,400e^{j68.20} \Omega$$

## Capítulo E

# Parametrização do Sistema de Protecção em PSS®E

### **E.1 - Protecção de máxima intensidade de Fase da protecção na linha de Média Tensão na subestação de Alta para Média Tensão**

A protecção de máxima intensidade de fase das linhas de Média Tensão na subestação de Alta para Média Tensão apresenta três níveis de detecção de defeitos (ver Figura E.1). Para cada nível a ordem de abertura do disjuntor é diferente, diminuindo o tempo sucessivamente com o aumento do nível e consequentemente do valor da corrente. Os dois primeiros níveis designados por  $I>$  (I maior) e  $I>>$  (I maior maior) são iguais à multiplicação da corrente nominal da linha por 1,3 e 2 respectivamente. Após a detecção da violação de um dos níveis, o tempo de ordem de disparo é dado após 1 segundo ou 0,5 segundos para o primeiro e segundo nível respectivamente. O último nível designado por  $I>>>$  (I maior maior maior) corresponde a um valor num intervalo de 1500A até os 4000A dando ordem de disparo ao disjuntor após 0,1 segundo da detecção de violação.



**Figura E.1** - Função de máxima intensidade de fase da protecção do painel de linha de Média Tensão na subestação de Alta Tensão para Média Tensão.

### E.1 - Protecção de máxima intensidade de Fase na linha 1, 12 e 13 (PS1)

A corrente nominal da linha 1, da linha 12 corresponde a 325A. Assim é possível obter os três níveis da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1 para as duas linhas.

$$(I >) = 1,3I_n = 1,3 \times 325 = 422,5A \quad , \quad (E.1)$$

$$(I \gg) = 2I_n = 2 \times 325 = 450A \quad , \quad (E.2)$$

O terceiro nível da função de máxima intensidade da protecção PS1 da linha 1 é igual a:

$$(I \gg\gg) = [1500,4000] = 3600A \quad , \quad (E.3)$$

O terceiro nível da função de máxima intensidade da protecção PS1 da linha 12 é igual a:

$$(I \gg\gg) = [1500,4000] = 1500A \quad , \quad (E.4)$$

A corrente nominal da linha 13 corresponde a 205A, obtendo os três níveis da função de máxima intensidade de fase da protecção PS1 da linha através das equações (E5-7).

$$(I >) = 1,3I_n = 1,3 \times 205 = 366,5A \quad , \quad (E.5)$$

$$(I \gg) = 2I_n = 2 \times 205 = 410A \quad , \quad (E.6)$$

$$(I \gg\gg) = [1500; 4000] = 3600A \quad , \quad (E.7)$$

## E.2 - Protecção de máxima intensidade de Fase na linha 2 PS3

A corrente nominal da linha 2 corresponde a 365A, obtendo os três níveis da função de máxima intensidade de fase da protecção PS2 a linha através das equações (E8-10).

$$(I >) = 1.3I_n = 1.3 \times 365 = 474,5A \quad , \quad (E.8)$$

$$(I \gg) = 2I_n = 2 \times 365 = 730A \quad , \quad (E.9)$$

$$(I \gg\gg) = [1500,4000] = 4000A \quad , \quad (E.10)$$

## E.3 - Protecção de interligação da Geração eólica com a Rede de Distribuição

### E.3.1 - Função de máxima intensidade de fase

A protecção de interligação da geração eólica com a rede de média tensão de 15kV apresenta apenas um nível de detecção que actua para correntes superiores a  $1.3I_n$ , em que  $I_n$  corresponde à corrente nominal que a Geração Eólica fornece para a sua produção máxima.

Para uma produção máxima da Geração Eólica de 8,4MVA a corrente nominal é igual a:

$$|I_n| = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{8,4 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 15 \times 10^3} = 323,32A \quad , \quad (E.11)$$

O primeiro nível, e único nível, da função de máxima intensidade é igual a:

$$(I >) = 1,3I_n = 1,3 \times 323,32 = 420,3A \quad , \quad (E.12)$$

Para uma produção máxima da Geração Eólica de 5,3MVA a corrente nominal é igual a:

$$|I_n| = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{5,3 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 15 \times 10^3} = 204 \quad , \quad (E.11)$$

O primeiro nível, e único nível, da função de máxima intensidade é igual a:

$$(I >) = 1,3I_n = 1,3 \times 204 = 265,2A \quad , \quad (E.12)$$

### E.1 - Curva de actuação do Fusível de 63A e 80A

A curva corrente-tempo do fusível de 63A e de 80A pode ser descrita pelo conjunto dos pndes definidos na tabela E.1 e E.2 respectivamente:

**Tabela E.1 – Pontos<sup>9</sup> da curva corrente-tempo do fusível de 63A.**

	<b>Corrente (A)</b>	<b>Tempo de actuação (s)</b>
Corrente limiar	222,86	-
1º ponto	268,74	10
2º ponto	382,5	1
3º ponto	650	0,1
4º ponto	1125	0,01
5º ponto	1126	100

**Tabela E.2 – Pontos<sup>10</sup> da curva corrente-tempo do fusível de 80A.**

	<b>Corrente (A)</b>	<b>Tempo de actuação (s)</b>
Corrente limiar	250	-
1º ponto	300	35
2º ponto	400	3
3º ponto	700	0,2
4º ponto	1500	0,01
5º ponto	1501	100

## **E.2 - Parametização das funções de protecção em PSS®E**

### **E.2.1 - Função de máxima intensidade de fase**

A protecção de máxima intensidade de fase será inserida na rede em análise recorrendo a um modelo de relés que o simulador PSEE fornece. Este modelo é designado como TIOCR1 e permite definir pontos num eixo corrente-tempo (ver figura 1) para desenhar uma curva para a detecção do funcionamento anormal da rede.

A função de máxima intensidade de fase da protecção de interligação da geração eólica com a rede de distribuição apenas apresenta um nível de detecção, pelo que o terceiro, quarto e o ponto de saturação coincidem com o segundo ponto da figura E.2.

O modelo TIOCR1 é direccionado, necessitando de colocar duas protecções numa linha (no início e no fim) de modo a representar a protecção de painel da linha Média Tensão da rede que é não direccionado.

9 Apenas foi descrito 5 pontos mais o ponto da corrente limiar devido ao modelo utilizado no PSSE. Os pontos foram escolhidos de modo a representar a curva real para os intervalos de corrente das simulações.

10 Apenas foi descrito 5 pontos mais o ponto da corrente limiar devido ao modelo utilizado no PSSE.

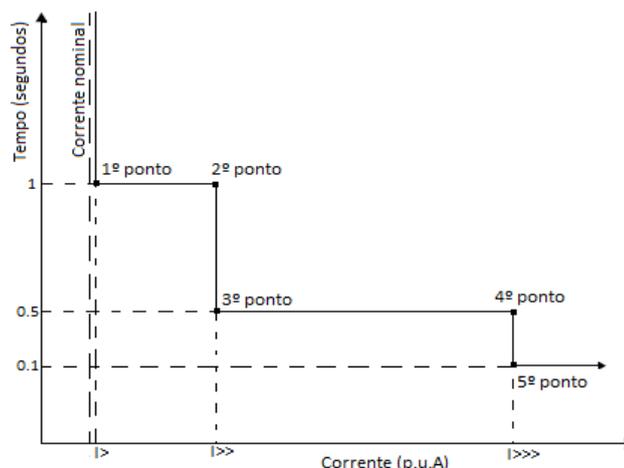


Figura E.2 - Função de máxima intensidade de fase da protecção do painel de linha de Média Tensão na subestação de Alta Tensão para Média Tensão a introduzir no PSS®E.

### E.2.2 - Curva de actuação do Fusível

A curva corrente-tempo do fusível de 63A e de 80A é introduzido no software PSSE através do modelo TIOCR1. Na introdução dos dados do modelo é introduzido os 5 pontos referentes da curva de cada fusível definidos na tabela X formando uma curva semelhante à ilustrada na Figura E.3.

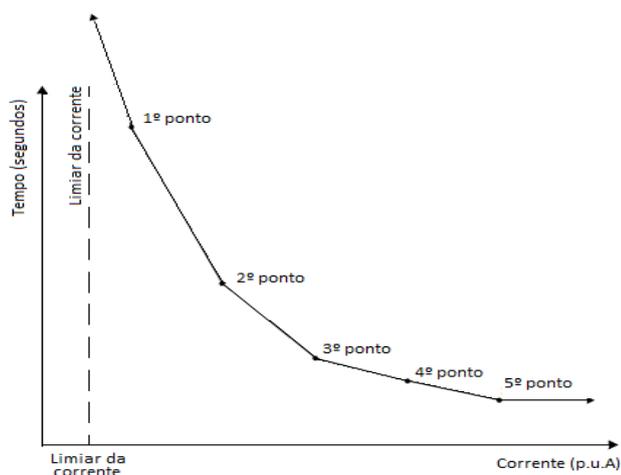


Figura E.3 - Curva corrente-tempo do fusível a introduzir no PSS®E.

### E.2.3 - Função de máximo/mínimo de frequência e de tensão

A função de máximo e mínimo de frequência é parametrizada de acordo com a tabela 2.3 ou 2.4 conforme o cenário de protecção usando o modelo FRQTV.

A função de máximo e mínimo de tensão é parametrizado de acordo com a tabela 2.3 ou 2.4 conforme o cenário de protecção de interligação usado. O modelo para esta função corresponde ao VTGCA, em que apenas necessita de colocar os valores de mínimo, máximo de tensão e a temporização da função, assim como o tempo de detecção, transmissão e abertura do disjuntor