

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Metodologia de projecto de sistemas de produção de
electricidade descentralizada baseados em Energia
Eólica**

Protecção em sistemas de microgeração

Jorge Telmo Ferreira Marques

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

Orientador: Prof. Dr. António Machado e Moura

Junho de 2008

Resumo

O Planeta Terra tem vindo a ser fustigado pelas alterações climáticas resultado da poluição ambiental provocada pelo Homem. Com o objectivo de minimizar estes efeitos deletérios, os países mais desenvolvidos estabeleceram compromissos relativamente às emissões de gases com efeito de estufa, tendo por base o Protocolo de Kyoto.

A iniciativa «Renováveis na Hora» é uma das medidas previstas no plano para a política de energia e alterações climáticas, apresentado em Fevereiro de 2008, pelo Ministério da Economia e da Inovação português.

Actualmente, em Portugal, existe um mercado emergente para a microgeração, que se rege segundo a legislação aplicada recentemente, que estabelece o novo regime jurídico aplicável à produção de energia por intermédio de unidades de microprodução. Esta iniciativa levará à criação de um novo paradigma de exploração e utilização de energia. Deste modo, é fundamental avançar com alguns alertas das condições de exploração.

O propósito deste trabalho é estudar o impacto dos defeitos habitualmente existentes na rede nos sistemas de microgeração, a nível do cumprimento da selectividade entre as protecções convencionais existentes na rede e as protecções nas unidades de microprodução.

Foi modelizada uma rede de distribuição em baixa tensão, com inserção de um sistema de microgeração eólico, na qual foram simulados curto-circuitos fase-neutro, para analisar o comportamento das protecções. Para efeitos de simulação foi utilizado o programa PSCAD/EMTDC®.

Os resultados obtidos permitem concluir que a selectividade entre protecções poderá não ser cumprida em determinados tipos de defeito, já que um defeito numa zona de protecção poderá provocar disparos intempestivos no sistema de microgeração situado noutra zona de protecção.

Palavras-chave: microgeração, microgeração eólica, protecção em sistemas de energia, rede de distribuição em baixa tensão

Abstract

The Earth has been fustigated by climate change, which results of the environmental pollution caused by humans. In order to minimize these deleterious effects, the most developed countries have established commitments regarding emissions of greenhouse gases, based on the Kyoto Protocol.

The initiative “Renováveis na Hora”, presented in February 2008 by the Portuguese government, is one of the measures envisaged in the plan for the policy on energy and climate change. Currently, in Portugal, there is an emerging market for microgeneration due to the recent law that establishes a legal rule applicable to energy production through micro units. This initiative will lead to the creation of a new paradigm of exploration and use of energy on distribution network. Thus, it is essential to do some alerts to the operating conditions.

The purpose of this work is to study the impact of faults in the network systems on microgeneration, mainly, to assess the discrimination between protections available in conventional network and protections in units of microgeneration. It was modelled a low voltage distribution network, with insertion of a small wind system, in which phase-neutral short-circuits were simulated, to analyze the behaviour of the protections. For the simulation, it was used PSCAD/EMTDC® program.

The results show that the discrimination between protections can not be met in certain fault conditions, a fault in a protection zone may cause the activation of the protection system of a microgenerator located in another area of protection.

Keywords: microgeneration, small wind turbines, protection in energy systems, low voltage distribution network

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor António Machado e Moura, pelos seus conselhos motivadores e por ter aceite este desafio.

Ao Professor Doutor Hélder Leite, pela sua disponibilidade e preciosa ajuda neste trabalho.

Ao Eng. Jorge Matos, pela informação que me disponibilizou, assim como, pelo acompanhamento e interesse demonstrado no desenvolvimento deste projecto.

A todos os meus colegas, em especial, ao Tiago Soares e ao João Rocha, pelo companheirismo e camaradagem demonstrados.

Aos meus amigos, Hernâni e Inês, pelo apoio nos momentos difíceis e me manterem sempre motivado para continuar.

Aos meus pais e irmão e futura cunhada, pelo apoio fornecido nos momentos mais complicados.

À minha amiga, companheira e namorada, Liliana. Nestes últimos anos tem sido uma fonte de motivação e uma presença constante na minha vida, em que nos momentos mais delicados demonstrou paciência e compreensão.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	iii
Agradecimentos	iii
Índice.....	iii
Lista de figuras	iii
Lista de tabelas	iii
Abreviaturas e Símbolos	iii
Capítulo 1	3
Introdução.....	3
1.1 - Caracterização do problema.....	3
1.2 - Caracterização da metodologia a adoptar	3
1.3 - Motivação	3
1.4 - Estrutura da dissertação.....	3
Capítulo 2	3
Microgeração Eólica	3
2.1 - Recurso eólico	3
2.2 - Tecnologia Micro-eólica	3
2.2.1 - Turbina	3
2.2.2 - Gerador	3
2.3 - Mecanismos de controlo	3
2.3.1 - Controlo de passo fixo (<i>Stall Control</i>)	3
2.3.2 - Controlo de passo variável (<i>Pitch Control</i>)	3
2.4 - Interligação com rede.....	3
2.4.1 - Comportamento do inversor sob condições de curto-circuito.....	3
Capítulo 3	3
Protecção em sistemas eléctricos de energia	3
3.1 - Sistemas de protecção na rede distribuição em baixa tensão	3
3.1.1 - Protecção de máximo de intensidade	3
3.1.2 - Dispositivos de protecção em sistemas de microgeração	3

Capítulo 4	3
Plataforma de Simulação e Modelos Matemáticos Adoptados	3
4.1 - Introdução	3
4.2 - Ferramenta de simulação.....	3
4.3 - Modelização do sistema	3
4.3.1 - Modelização do microgerador.....	3
4.3.2 - Modelização das protecções do micro-gerador	3
4.4 - Modelização da rede de distribuição em Baixa Tensão.....	3
4.4.1 - Modelização das cargas	3
4.4.2 - Modelização das protecções da rede baixa tensão	3
4.4.3 - Simulação de CC.....	3
Capítulo 5	3
Apresentação e Análise de Resultados	3
5.1 - Apresentação de resultados	3
5.1.1 - Curto-circuito a 100m do PT	3
5.1.2 - Curto-circuito a 200m do PT	3
5.1.3 - Comparação entre resultados.....	3
5.1.4 - Curto-circuito a 200m do PT com aumento da corrente de curto-circuito do microgerador	3
Capítulo 6	3
Conclusões e Perspectivas Futuras	3
6.1 - Conclusões.....	3
6.2 - Perspectivas futuras	3
Referências e Bibliografia	3
Anexos	3
Anexo 1 - Dimensionamento das canalizações eléctricas da rede de baixa tensão.....	3
Anexo 1.1 - Dimensionamento protecções em redes de BT.....	3
Anexo 1.2 - Protecção contra sobrecargas.....	3
Anexo 2 - Diagramas de Carga.....	3
Anexo 3 - Características técnicas de micro-turbinas eólicas	3
Anexo 4 - Teste dos modelos adoptados.....	3
Anexo 4.1 - Linearização das curvas de funcionamento dos fusíveis.....	3
Anexo 3.2 - Teste de fusíveis.....	3
Anexo 3.3 - Teste de relé de mínimo de tensão	3
Anexo 3.4 - Teste de relé de máximo de tensão	3
Anexo 5 - Normas específicas para alguns países europeus	3

Lista de figuras

Figura 1 - Evolução da capacidade instalada para a MG, até 5,75 kW [MEI, 2007 a2]	3
Figura 2 - Energia eléctrica em função da velocidade angular de uma aerogerador; Diferentes curvas para diferentes velocidades do vento [Muller, 2002]	3
Figura 3 - Potência produzida em função da Área de varrimento da turbina	3
Figura 4 - Turbinas de eixo vertical [Quaschnig, 2005]	3
Figura 5 - Tipos de geradores em sistemas MEs.....	3
Figura 6 - (a): Micro-turbina eólica com gerador síncrono com rectificador, barramento DC e inversor. (b): Micro turbina eólica com gerador síncrono com rectificador, barramento DC, <i>chopper</i> e inversor. (c): Micro turbina eólica com sistema de transmissão, gerador assíncrono com <i>soft starter</i> (d): Micro turbina eólica com gerador síncrono com conversor AC/AC [L. Cano et al., 2006]	3
Figura 7 - Diagrama de diferentes tipos de sistema de conversão operando a velocidade variável [T. Ming et al., 2004]	3
Figura 8 - Conversor DC/AC monofásico em ponte completa representado no <i>software</i> PSCAD/EMTDC (Baseado no esquema apresentado em [Mohan et al., 2002]	3
Figura 9 - Sinais de controlo para obtenção do sinal de controlo PWM, e tensão á saída do inversor representado no <i>software</i> PSCAD/EMTDC® (Baseado no esquema apresentado em [Mohan et al., 2002])	3
Figura 10 - Sinais de controlo para obtenção do PWM, e tensão á saída do inversor utilizando filtro passa-baixo (bobine de 0,002H) representado no <i>software</i> PSCAD/EMTDC® (Baseado no esquema apresentado em [Mohan et al., 2002])	3
Figura 11 - Sinais de controlo para ligação á rede [Kariniotakis, et al., 2003]	3
Figura 12 - SOA durante Curto-Circuito de um IGBT (SC SOA) - Corrente de curto-cicuito <i>versus</i> tensão colector-emissor [SEMIKRON, 2008]	3
Figura 13 - Relatório de Qualidade de Serviço [EDP, 2006]	3
Figura 14 - Zonas tempo-corrente de fusíveis do tipo gG [SIEMENS, 2008]	3
Figura 15 - Linearização da curva de potência do aerogerador <i>Proven 2,5</i>	3

Figura 16 - Esquema de ligação à rede (“ <i>Proven 2.5 Grid connected manual</i> ”) [Proven, 2008]	3
Figura 17 - Modelização do microgerador eólico em regime nominal	3
Figura 18 - Velocidade do vento e corrente injectada	3
Figura 19 - Modelização do microgerador eólico em regime nominal e regime de curto-circuito.....	3
Figura 20 - Corrente injectada em regime de curto-circuito	3
Figura 21 - Corrente injectada na rede e tensão aos terminais da fonte	3
Figura 22 - Característica de funcionamento do relé de máximo e mínimo de tensão.....	3
Figura 23 - Comparação entre valor medido pelo voltímetro digital e o valor obtido após a introdução de um filtro passa-baixo	3
Figura 24 - Comparação do valor eficaz da tensão e o valor de referência definido como mínimo de tensão	3
Figura 25 - Comparação entre valor eficaz da tensão e o valor mínimo de tensão	3
Figura 26 - Modelização do relé mínimo de tensão na plataforma de simulação.....	3
Figura 27 - Modelização do relé máximo de tensão na plataforma de simulação	3
Figura 28 - Modelização do microgerador com a devida protecção.....	3
Figura 29 - Esquema multifilar da rede de BT em estudo	3
Figura 30 - Equivalente da Thevenin da rede a montante do Posto de Transformação	3
Figura 31 - Linearização da curva de funcionamento de fusível $I_n=63A$ do tipo gG (CEI 269-2).....	3
Figura 32 - Pontos que definem os segmentos de recta para a linearização da curva de funcionamento do fusível.....	3
Figura 33 - Diagrama de blocos representando um fusível, neste caso, $I_n=63A$ do tipo gG (CEI 269-2).....	3
Figura 34 - Esquema multifilar da rede de baixa-tensão com inserção do sistema de MG e local do curto-circuito	3
Figura 35 - Corrente de CC que atravessa o fusível do ramal de alimentação da HAB.U3 e a tensão aos terminais do sistema de MG.....	3
Figura 36 - Comparação entre tensão eficaz medida e valor mínimo de referência para tensão	3
Figura 37 - Tempos de fusão considerando curvas características tempo mínimo e máximo do fusível em função da R_d , CC a 100 do PT	3
Figura 38 - Tensão medida aos terminais do inversor em função da R_d	3

Figura 39 - Tempos de fusão em função da tensão aos terminais do inversor para os vários CC's simulados a 100m do PT considerando as curvas características de tempo mínimo e máximo de fusão do fusível $I_n=63A$	3
Figura 40 - Tempos de fusão considerando curva característica a “frio” ($t_{máximo}$) e “quente”($t_{mínimo}$) do fusível $I_n=63A$ em função da R_d , CC a 200 do PT.....	3
Figura 41 Tempos de fusão função da tensão aos terminais do inversor para os vários CC's simulados a 200m do PT considerando as curvas características de tempo mínimo e máximo de fusão do fusível $I_n=63A$	3
Figura 42 - Correntes de CC em função da R_d , considerando CC's a 100 e 200 m do PT	3
Figura 43 - Tensão medida aos terminais do inversor em função da resistência de defeito, considerando curto-circuitos a 100 e 200 m do PT	3
Figura 44 - Tempos de fusão função da tensão aos terminais do inversor para os vários CC's simulados a 200m do PT considerando as curvas características de tempo mínimo e máximo de fusão do fusível	3
Figura 45 - Diagrama de Carga de cada habitação	3
Figura 46 - Diagrama de Carga da rede de BT modelizada	3
Figura 47 - Curva de potência da turbina eólica	3
Figura 48 - Curvas linearizadas dos tempos máximos de fusão dos fusíveis com $I_n = 50, 100$ e $160A$	3
Figura 49 - Circuito de teste do fusível	3
Figura 50 - Evolução da corrente ao longo do tempo.....	3
Figura 51 - Tensão e corrente na fase onde ocorre a cava de tensão	3
Figura 52 - Tensão e corrente na fase de defeito	3

Lista de tabelas

Tabela 1 - Custo por kW, remuneração e limite da energia produzida para as tecnologias fotovoltaica e micro-eólica.....	3
Tabela 2 - Configuração padrão para sistemas de microgeração [EN 50438, 2007]	3
Tabela 3 - Potências contratáveis (EDP Distribuição, 2007)	3
Tabela 4 - Parâmetros das cargas correspondentes às potências consumidas consideradas.....	3
Tabela 5 - I_n , I_{nf} e I_f de corta circuitos fusíveis	3
Tabela 6 - Cabos a utilizar e suas protecções [EDP, 2007]	3
Tabela 7 - Condutores isolados em feixe (torçadas) normalizados em Portugal para redes aéreas (0,6/1 kV) e respectivos comprimentos máximos para uma queda de tensão de 1% e 8%.	3
Tabela 8 - Resultados dos cálculos do dimensionamento da rede de Baixa Tensão (PT-D1 - 100m).....	3
Tabela 9 - Resultados dos cálculos do dimensionamento da rede de Baixa Tensão (PT-D1 - 200m).....	3
Tabela 10 - Características da Turbina modelizada [Proven,2008]	3
Tabela 11 - Características técnicas de alguns micro-aerogeradores existentes no mercado	3
Tabela 12 - Características específicas de alguns países para as protecções dos microgeradores para ligação à rede de distribuição de baixa-tensão.	3

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

BT	Baixa Tensão
CC	Curto-Circuito
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
IGBT	<i>Insulated-Gate Bipolar Transistor</i>
ME	Micro-Eólico
MG	Microgeração
PI	Controlador Proporcional-Integral
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PT	Posto de Transformação
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
rpm	Rotações por minuto
SOA	<i>Safe Operating Area</i>
SOA SC	<i>Safe Operating Area at Short-Circuit</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

Lista de símbolos

I_2	Corrente de funcionamento do fusível
I_n	Corrente nominal
I_s	Corrente de serviço
P	Potência activa
R_d	Resistência de defeito
Q	Potência reactiva
ω	Frequência angular
φ	Ângulo de desfasamento entre tensão e corrente

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Caracterização do problema

Nos dias de hoje, não há nenhuma política económica séria que não atenda à questão das alterações climáticas provocadas pelo efeito de estufa criado por emissões excessivas de dióxido de carbono. O mesmo se aplica, por maioria de razão, à política de energia. Acabou definitivamente o tempo em que se pensava que o equilíbrio ambiental era contraditório com uma estratégia de crescimento da economia [MEI, 2007 a1].

A política europeia de energia aponta como prioridades a criação de mercados competitivos e a necessidade de redução de emissões de CO₂ [MEI, 2007 a1].

Portugal é um país com escassos recursos energéticos não renováveis, aqueles que asseguram a generalidade das necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos, como o petróleo, o carvão e o gás. Tal situação de carência conduz a uma elevada dependência energética do exterior (87,2% da energia consumida em Portugal em 2005 foi proveniente do estrangeiro). Totalmente dependente das importações de fontes primárias de origem fóssil, importa urgentemente ampliar a contribuição das energias hídrica, eólica, solar e geotérmica, biogás e de lenhas e resíduos. Portugal está assim perante uma reduzida variedade da oferta energética primária, que aliada à escassez de recursos próprios, conduz a uma maior vulnerabilidade do sistema energético às flutuações dos preços internacionais, (por exemplo, o preço do petróleo), exigindo esforços no sentido de aumentar a diversificação [DGEG, 2008].

O aproveitamento dos recursos renováveis é também um factor importante na explicação do forte crescimento da produção descentralizada, e como Portugal é rico nestes recursos, faz sentido explorá-los, para reduzir a dependência energética, conduzindo deste modo à sustentabilidade energética do nosso país [DGEG, 2008].

Este tipo de aproveitamento pode reduzir substancialmente as emissões de carbono, contribuindo assim para os compromissos dos países mais desenvolvidos, para satisfazer as suas metas relativas às emissões de gases com efeito de estufa, tendo por base o Protocolo de Kyoto.

A energia eléctrica é maioritariamente produzida em centrais eléctricas de grande porte, afastadas dos grandes centros de consumo situados tipicamente em zonas urbanas ou industriais [Paiva, 2005].

Uma das principais preocupações existentes, no sistema eléctrico de energia, prende-se com a optimização da exploração da rede, nomeadamente reduzir as perdas na mesma. A aproximação da produção aos locais de consumo é claramente uma solução a considerar para obtenção de uma elevada eficiência energética. A aplicação crescente deste tipo de sistemas pode potencialmente reduzir a necessidade de expansão do sistema de transporte de energia. Contudo, esta solução cria um novo desafio na operação e controlo da rede, no sentido de assegurar a segurança e eficiência do sistema eléctrico de energia [N. Hatziaargyriou et al., 2007].

Neste momento, em Portugal, existe um mercado emergente para a MG, segundo a legislação aplicada recentemente, através do Decreto-Lei 363/2007 de 2 de Novembro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia por intermédio de unidades de microprodução, também designado por “Renováveis na Hora”.

A iniciativa «Renováveis na Hora» é uma das medidas previstas no plano para a política de energia e alterações climáticas, apresentado em Fevereiro de 2008 pelo Ministério da Economia e da Inovação português. O objectivo é promover a instalação de 50 mil sistemas fotovoltaicos ou mini-eólicos até 2010, com um especial incentivo à instalação de colectores solares para aquecimento de água em habitações [MEI, 2007 a2]. Este novo conceito de consumidor (empresa ou particular) poderá utilizar equipamentos de pequena escala para produção de energia, e poderão ter acesso a dois regimes distintos de remuneração: regime geral ou regime bonificado.

Este fenómeno da MG levará à criação de novos paradigmas da exploração das redes de distribuição de Baixa Tensão. Este recente conceito terá as seguintes vantagens de acordo com [Lopes et al., 2003]:

↳ Em relação ao ambiente:

- Redução das emissões de gases, e consequentemente, uma atenuação nas mudanças climáticas
- Maior sensibilização dos consumidores para a energia
- Sistema de produção de energia de menor porte relativamente aos tradicionais grandes centrais hídricas e termoeléctricas

↳ Em relação ao sistema eléctrico de energia:

- Redução da distância entre a produção e os centros de consumo
- Redução de perdas nas redes a montante
- Redução ou adiamento de investimentos em transmissão e produção em grande escala

↳ Em relação à qualidade de serviço:

- Aumento da qualidade de serviço
- Atenuação do impacto de falhas na distribuição e transmissão

↳ Em relação ao mercado:

- Possível desenvolvimento de novas abordagens de mercado
- Eventual redução do poder de mercado das grandes empresas
- Possível contribuição para a redução dos preços de electricidade, já que as redes de transporte e distribuição são usadas de forma menos intensiva

A interligação de pequenos sistemas de MG com a rede de distribuição em baixa-tensão poderá constituir um novo tipo de sistema de energia: a micro-rede. A micro-rede pode ser conectada à rede principal ou pode ser explorada autonomamente, semelhante aos sistemas eléctricos de energia designados por “ilhas” [N. Hatziargyriou et al., 2004].

1.2 - Caracterização da metodologia a adoptar

A qualidade de um estudo baseado em simulação e consequentes conclusões, passíveis de serem extrapoladas para a realidade, dependem fortemente da qualidade dos modelos adoptados e da metodologia utilizada para o efeito. Para se estudar o impacto dos sistemas de MG nas entidades produtoras/consumidoras segundo a perspectiva pretendida, é necessário escolher uma potencial situação recorrente, assim como uma ferramenta de simulação capaz de avaliar e simular adequadamente o problema. São várias as situações possíveis para estudo, mas é essencial a análise de uma rede típica com sistemas de MG associados.

Neste sentido, o aproveitamento da energia a partir de uma fonte de energia endógena desempenhará um papel fundamental neste tipo de sistema. Será essencial conceber um sistema micro-produtor de electricidade imune a eventuais anomalias na rede de distribuição, assim como capaz de fornecer uma boa qualidade de serviço.

Com efeito, este tipo de estudos requer que se proceda a um elevado número de simulações nos vários regimes de operação da rede em estudo, sendo que os consumidores-produtores poderão optar por duas situações distintas: autoconsumo ou venda da produção de energia à empresa de distribuição. A filosofia da protecção deste tipo de sistemas será utilizar as mesmas estratégias tanto para o caso de funcionar em modo isolado, como interligado à rede [H. Nikkhajoei, et al., 2006]. Em ambos os casos, o sistema deverá estar protegido contra defeitos internos ou externos à instalação, ou seja, dentro das instalações do produtor ou na rede de distribuição.

No sentido de representar um sistema ilustrativo do problema em questão, torna-se necessário dimensionar uma rede típica de distribuição em BT com um sistema de MG. Será projectado um sistema microeólico (ME), porque para além de ser um aproveitamento renovável, é também uma tecnologia em que se prevê a nível nacional um grande crescimento nos próximos anos devido à existência de fortes incentivos à sua utilização. As normas jurídicas para a utilização destes sistemas de MG são:

- **Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 Novembro** (Ministério da Economia e da Inovação) que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia por intermédio de unidades de microprodução

- **Norma Europeia CENELEC - prEN50438 de Dezembro de 2007** - estabelece requisitos técnicos para ligação e exploração de micro-geradores ligados à rede de distribuição em BT

Os consumidores de BT que pretenderem produzir electricidade têm no mercado várias tecnologias disponíveis: micro fotovoltaica, microeólica, mini hídrica, cogeração a biomassa ou pilhas a hidrogénio. Os especialistas referem que não há apenas uma única solução estandardizada para se começar a produzir electricidade em casa, podendo o microprodutor optar por apenas uma, ou pela conjugação de várias. A eficiência é que tem de determinar a escolha [INESC, 2008]. Na Tabela 1 são apresentados alguns factores potenciadores da forte penetração da MG em relação às duas principais tecnologias emergentes.

Tabela 1 - Remuneração e limite da energia produzida para as tecnologias fotovoltaica e micro-eólica [DL 363/2007]

	Fotovoltaica	Eólica
Remuneração ¹ aos primeiros 10 MW instalados	€ 650/MWh	€ 455/MWh
Limite de energia vendida á rede	2,4 MWh/ano	4 MWh/ano

Os sistemas de MG, como os painéis solares fotovoltaicos e as micro-turbinas eólicas, podem funcionar em modo isolado ou ligado à rede, sendo esta ligação realizada através de conversores electrónicos de potência. No entanto, este tipo de equipamento acarreta problemas para a rede, como por exemplo, a produção de harmónicos, e desta forma, degrada a qualidade de serviço e altera a performance de equipamentos electrónicos.

Com este trabalho, pretende-se analisar o impacto de anomalias existentes na rede de distribuição em BT nos sistemas de MG, mais concretamente a nível de selectividade entre as protecções convencionais existentes na rede BT e as protecções nos sistemas de MG. Para este efeito, foi modelizado, recorrendo ao software PSCAD/EMTDC®, um sistema de MG ligado a uma rede de distribuição em BT com as devidas protecções. Este tipo de representação permitirá uma análise dinâmica dos sistemas de protecção aquando da ocorrência de defeitos na rede.

Neste sentido, procurou-se avançar com algumas propostas de sistemas de protecção e de interligação para unidades de MG, e deste modo alertar fornecedores e precaver os utilizadores destes equipamentos, e também fornecer informações relevantes ao operador da rede distribuição de forma a garantir uma boa qualidade de serviço.

¹ Regime bonificado

1.3 - Motivação

A questão ambiental e o aumento gradual dos consumos energéticos são factores condicionantes fundamentais para o desenvolvimento económico e sustentável do nosso país. A procura intensiva de novas alternativas energéticas assume deste modo um papel crucial para satisfazer os requisitos energéticos e ambientais.

De acordo com Ministério da Economia e da Inovação, nos próximos anos, prevê-se uma crescente penetração do fenómeno da microgeração (MG) que poderá alterar profundamente o conceito global de um sistema eléctrico de distribuição de energia até hoje vigente. Na figura 1 é apresentada a evolução da capacidade instalada para a MG nos próximos anos.

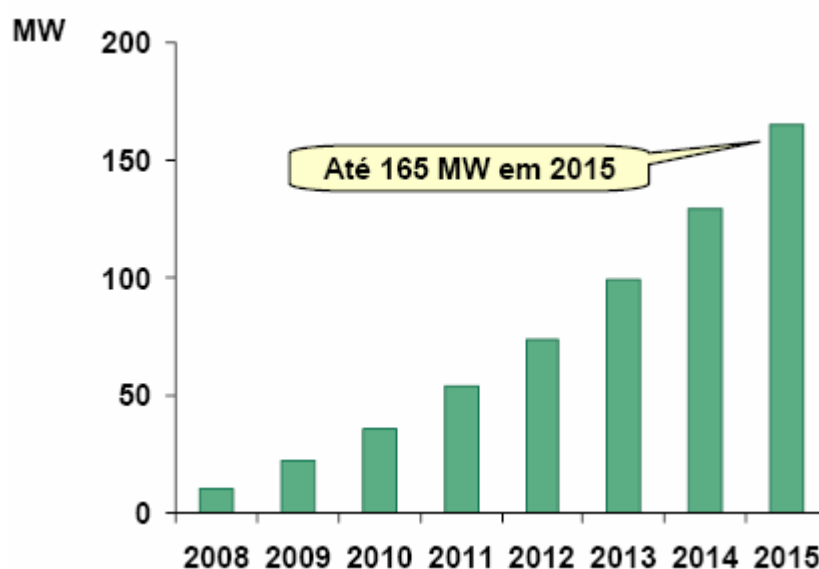


Figura 1 - Evolução da capacidade instalada para a MG, até 5,75 kW [MEI, 2007 a2]

O previsível aumento significativo de sistemas de MG nas redes de distribuição, levará à criação de um novo paradigma de exploração e utilização de energia. Deste modo é necessário avançar com alguns alertas e propostas para o melhoramento das condições de exploração.

A tecnologia que foi objecto de estudo neste trabalho foi a microgeração eólica. Antigamente, a ausência de regulamentação para o mercado de micro-turbinas eólicas fez com que o desenvolvimento deste tipo de tecnologia não crescesse tão rapidamente como as turbinas de grande porte. Além disso, a maioria das interfaces de ligação, como rectificadores e inversores, são projectados para utilizar sistemas de produção de energia fotovoltaica. Com esta nova legislação, segundo as previsões da INTELI (Inteligência em Inovação), prevê-se os seguintes potenciais investimentos associados à MG:

- Micro-eólica em 100.000 casas até 2020
- Solar térmico em 350.000 casas até 2020
- Investimento potencial em MG superior 1.200 milhões de euros até 2020 em Portugal

Portanto, uma revisão das normas mais importantes terá de ser realizada para se poder definir uma ligação à rede que cumpra todos os regulamentos.

Este projecto foi realizado em conjunto com a empresa ENC, Serviços de Energia, uma empresa ligada às energias renováveis e que conta já com alguma experiência nesta área. Neste sentido pretendeu-se obter alguma experiência profissional, tendo sido possibilitado o contacto directo com a realidade das energias renováveis, nomeadamente energia eólica.

1.4 - Estrutura da dissertação

No capítulo 2 efectua-se uma descrição do princípio de funcionamento e constituição dos principais componentes do sistema produção ME. Foi elaborada uma revisão das tecnologias existentes no mercado e uma descrição dos mecanismos de ligação à rede relativos aos sistemas ME.

No capítulo 3 são descritos os princípios básicos da protecção da rede eléctrica, tendo sido caracterizados os sistemas de protecção existentes na rede de distribuição em BT, assim como nos sistemas de MG.

No capítulo 4 descreve-se brevemente a plataforma de simulação e faz-se uma descrição dos modelos adoptados para os diversos componentes considerados nas simulações. Para esse efeito, foram relatados os modelos matemáticos adoptados para cada componente, apresentando-se *a posteriori* o método de utilização da plataforma para simulação de defeitos.

No capítulo 5 são apresentados e analisados os resultados obtidos.

No capítulo 6 estão expostas as conclusões retiradas do trabalho e são referidas algumas indicações sobre o trabalho futuro que poderá vir a ser desenvolvido.

Capítulo 2

Microgeração Eólica

2.1 - Recurso eólico

O vento e a água, em conjunto com os seres humanos e animais, foram as maiores fontes de energia de toda a história conhecida até há um par de séculos atrás. No séc. XVIII, julga-se que só a Grã-Bretanha teria cerca de 10.000 moinhos de vento, e curiosamente, estas máquinas movidas a vento não desapareceram com a Revolução Industrial [Ramage 1997].

A ideia da utilização destas máquinas movidas a vento para gerar energia não é nova, mas a partir de 1980 a energia produzida pelo vento tem vindo a aumentar gradualmente. A energia produzida por cada unidade aerogeradora não aumentou muito nos últimos anos, mas o número de unidades aumentou 100 vezes em pouco mais de uma década. Presentemente, existem grandes aerogeradores com uma potência superior a 1 MW, e há também um mercado especializado em micro sistemas com potências a partir de 100 W [Ramage 1997].

A forma esférica e os movimentos de rotação da Terra, o aquecimento das massas de ar pelo Sol, e as flutuações sazonais e regionais da irradiação da energia solar causam diferentes pressões atmosféricas, que são responsáveis pelos movimentos de ar. As características do movimento de grandes massas de ar são afectadas pela rugosidade do terreno, por grandes massas de água e pela vegetação terrestre [Quaschnig, 2005].

Os ventos mais fortes, mais constantes e mais persistentes ocorrem em bandas situadas a cerca de 10 km da superfície terrestre. Como não é possível colocar os conversores eólicos nessas zonas, o espaço de interesse encontra-se limitado a algumas dezenas de metros na atmosfera. A estas alturas, o vento é directamente afectado pela fricção na superfície, o que provoca uma diminuição na sua velocidade [Castro, 2007].

Velocidade do Vento: A velocidade do vento é um elemento de extrema importância para a quantificação da energia mecânica que um aerogerador pode transformar em energia

eléctrica: a quantidade de energia contida no vento varia com o cubo da sua velocidade. É necessário a escolha do local e caracterizar o recurso eólico existente, pelo que se torna imprescindível instalar equipamentos de recolha de dados do vento durante um período mínimo de um ano.

2.2 - Tecnologia Micro-eólica

As turbinas eólicas, também conhecidas por aerogeradores, têm por função transformar a energia cinética do vento em energia mecânica e consequentemente em energia eléctrica [CEEETA, 2001].

Sendo a energia dada pelo produto da potência pelo tempo, a potência que o vento transfere à turbina pode ser calculada pela seguinte expressão retirada de [Ackermann, 2005]:

$$P = C_p \cdot A \cdot \rho \cdot \frac{v_0^3}{2} \quad (\text{Eq. 1})$$

Onde, C_p é o coeficiente de forma da turbina, traduz a quantidade de energia mecânica disponível; A representa a área de varrimento das pás da turbina, durante o seu movimento de rotação (m^2); v_0^3 representa velocidade instantânea do vento (m/s); e ρ é a densidade do ar do local em causa (Kg/m^3).

A Eq. 1 demonstra que a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento: quando este duplica, a potência aumenta oito vezes, mas duplicando a área varrida pelas pás da turbina, o aumento da potência é só de duas vezes. Por outro lado, se a velocidade do vento desce para metade, a potência reduz-se a 12,5% [Castro, 2007]. Tudo isto explica a importância crítica da colocação das turbinas em locais com velocidades do vento elevadas, para se obter sucesso económico.

O binário mecânico induzido nas pás, T , pode ser calculado a partir da potência extraída pela turbina, dividindo esta pela velocidade de rotação:

$$T = \frac{P}{\omega_R} \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde, ω_R é a velocidade angular do rotor (rad/s); T é o binário mecânico induzido nas pás (N.m); e P é a potência que o vento transfere à turbina (W).

A Figura 2 apresenta a variação da energia eléctrica em função da velocidade angular do aerogerador para diferentes velocidades do vento. O ponto máximo das curvas é o ponto a partir do qual pode ser extraído a potência máxima para determinada velocidade do vento.

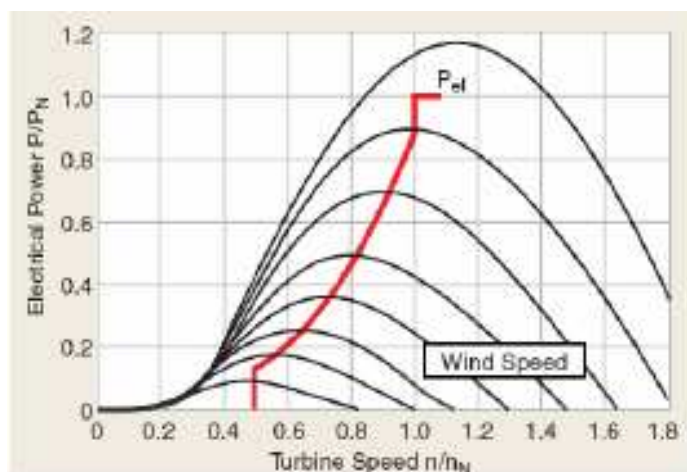


Figura 2 - Energia eléctrica em função da velocidade angular de uma aerogerador; Diferentes curvas para diferentes velocidades do vento [Muller, 2002]

Podem ser definidos um coeficiente de potência e um coeficiente de binário para cada turbina eólica proporcionais à energia cinética de massa de ar que flui através do plano do rotor. Para cada rotor o coeficiente de potência, C_p , é determinado pelo desenho das pás.

A potência máxima aproveitável pelo aerogerador corresponde teoricamente a 59% da potência total cedida pelo vento, isto é, a $C_p = 0,59$ [Quaschnig, 2005]. Na realidade, a potência total fornecida pelo vento é ainda menor, devido às perdas aerodinâmicas e mecânicas nos aerogeradores.

A relação entre a velocidade linear (m/s) da extremidade da pá da turbina de raio R (m), rodando à velocidade ω_R (rad/s), e a velocidade do vento v (m/s) é caracterizada por um factor adimensional, conhecido por razão de velocidades na pá ou velocidade específica na ponta da pá - λ^2 [Castro, 2007].

$$\lambda = \frac{\omega_R \cdot R}{v} \quad (\text{Eq. 3})$$

As turbinas eólicas são projectadas para gerarem a máxima potência a uma determinada velocidade de vento. Esta potência é denominada potência nominal e a velocidade do vento a que ela é atingida é designada velocidade nominal do vento [Costa, 2005].

Área de varrimento da turbina: A área de varrimento da turbina determina a maior ou menor capacidade de receber energia do vento. Quanto maior a área de varrimento de uma turbina, maior será a sua capacidade de capturar energia do vento. A comprovar isto, o gráfico da Figura 3 foi construído com base numa recolha de características técnicas de micro-aerogeradores existentes no mercado:

² λ - Tip Speed Ratio

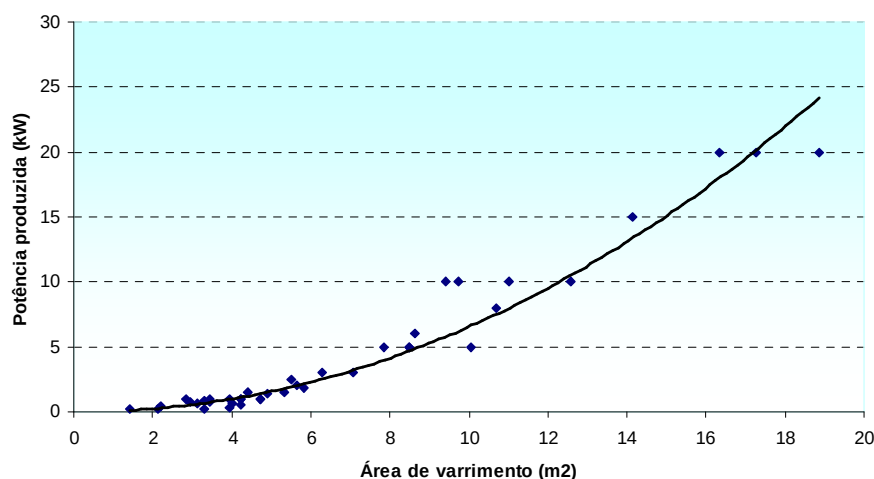


Figura 3 - Potência produzida em função da Área de varrimento da turbina

Densidade do ar no local de instalação do aerogerador: A energia cinética de um corpo em movimento é proporcional à sua massa. Da mesma forma, a energia cinética do vento depende da densidade do ar, ou seja, da sua massa por unidade de volume. Poder-se-á, então, concluir que quanto maior a densidade do ar, maior será a energia cinética fornecida à turbina. A pressão atmosférica média a 15°C é cerca de 1,225 kg/m³, no entanto, a densidade do ar diminui com o aumento da altitude e humidade.

Rugosidade do terreno: refere-se à influência exercida pelos obstáculos à passagem do vento. A superfície do solo, em altitudes elevadas (da ordem da grandeza do quilómetro) exerce uma pequena influência sobre o vento. No entanto, nas camadas mais baixas da atmosfera, a velocidade do vento é afectada pela fricção com superfície terrestre. Quanto maior a rugosidade do terreno, maior será a perda da energia do vento, ou seja, em grandes aglomerados habitacionais e zonas densamente arborizadas há um maior entrave à passagem do vento. Pelo contrário, em zonas mais abertas, como áreas agrícolas, vales, planícies, a influência sobre a passagem do vento é menor [Costa, 2005].

Os componentes integrantes deste tipo de aproveitamento, a microgeração eólica, são apresentados nos pontos que se seguem:

2.2.1 - Turbina

É o componente de um sistema eólico responsável por captar a energia cinética do vento. A configuração da turbina influenciará directamente o rendimento global do sistema. As turbinas eólicas podem ser classificadas segundo orientação do seu eixo:

Turbinas de eixo horizontal

Os rotores de eixo horizontal são os mais comuns e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua aplicação. Segundo [Quaschnig, 2005] estes são movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Um corpo

que obstrui a passagem do vento sofre a acção de forças que actuam segundo uma direcção perpendicular ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que actuam segundo a direcção do escoamento (forças de arrasto). Ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Estes mecanismos são detalhados em [Manwell et al., 2002] e [Quaschnig, 2005].

Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem adquirir mais potência do que aqueles que giram sob efeito de forças de arrasto, para a mesma velocidade de vento.

As turbinas de eixo horizontal (aerogeradores convencionais) são predominantemente movidos por forças de sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o círculo formado pelo movimento de rotação das pás esteja sempre numa posição perpendicular ao vento (estes mecanismos podem ser tão simples como um vulgar cata-vento). Este tipo de turbinas podem ser constituídas por um conjunto de duas ou três pás rígidas, que podem assumir variadas formas e ser construídas a partir dos mais diversos materiais, sendo os mais utilizados os alumínio, a fibra de vidro reforçada e a madeira [CRESEB, 2008].

Os principais elementos que compõem o sistema com turbinas horizontais são:

- Rotor
- Caixa multiplicadora
- Eixo de alta velocidade
- Mancal de posicionamento e sistema de posicionamento
- Torre
- Sensores, controle e sistemas de comunicação

Rotor: O rotor de uma turbina é composto por um certo número de pás acopladas a um eixo central. Geralmente as pás são fabricadas em fibra de vidro reforçada ou madeira laminada revestida com resina. O eixo central é habitualmente fabricado em aço, e é onde as pás são acopladas com parafusos. A fibra de carbono, tem sido utilizada em algumas aplicações, embora o elevado custo impeça que seja utilizada em larga escala.

Em relação à superfície de ataque do vento incidente nas pás, o rotor pode ser colocado a montante ou a jusante da torre. A opção *upwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado da frente, generalizou-se devido ao facto de o vento incidente não ser perturbado pela torre. A opção *downwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado de trás, permite o auto alinhamento do rotor na direcção do vento, mas tem vindo a ser progressivamente abandonada, pois o escoamento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor [Castro, 2007].

Os rotores horizontais são geralmente caracterizados em função da direcção da incidência do vento, do tamanho das pás, do número e tipo de pás e do tipo de passo. Outros parâmetros usados para descrever o rotor são o ângulo do cone, a velocidade da extremidade da pá e rotações por minuto (rpm).

Transmissão e caixa multiplicadora: A transmissão, que engloba a caixa multiplicadora, tem como finalidade transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo da turbina até a carga.

O projecto convencional de uma turbina eólica consiste em colocar a caixa de transmissão mecânica entre a turbina e o gerador de forma a adaptar a baixa velocidade do rotor à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais.

A velocidade angular das turbinas geralmente varia na faixa de 20 a 150 rpm, devido às restrições de velocidade na ponta da pá. Entretanto, geradores, sobretudo geradores assíncronos, trabalham a rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1200 a 1800 rpm), tornando-se necessário procede à instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos.

Mais recentemente, alguns fabricantes desenvolveram com sucesso aerogeradores sem a caixa multiplicadora e abandonaram a forma tradicional de construir turbinas eólicas. Ao invés de utilizar a caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, utilizam-se geradores multipólos de baixa velocidade e grandes dimensões. Os 2 tipos de projectos possuem suas vantagens e desvantagens e a decisão em usar caixa multiplicadora ou fabricar um aerogerador sem caixa de transmissão é antes de tudo uma questão de filosofia do fabricante [CRESESB, 2008].

Turbinas de eixo vertical

Atendendo às características das turbinas de eixo horizontal, os rotores de eixo vertical têm a vantagem de não precisarem de mecanismos de acompanhamento para as variações da direcção do vento; desta forma, são reduzidos os esforços provocados pelas forças de Coriolis e é atenuada a complexidade do projecto.

Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação (*lift*) e por forças de arrasto (*drag*). Os principais tipos de rotores de eixo vertical são *Darrieus*, *Savonius* e turbinas com torre de vórtices [Quaschnig, 2005], como apresentadas na Figura 4.

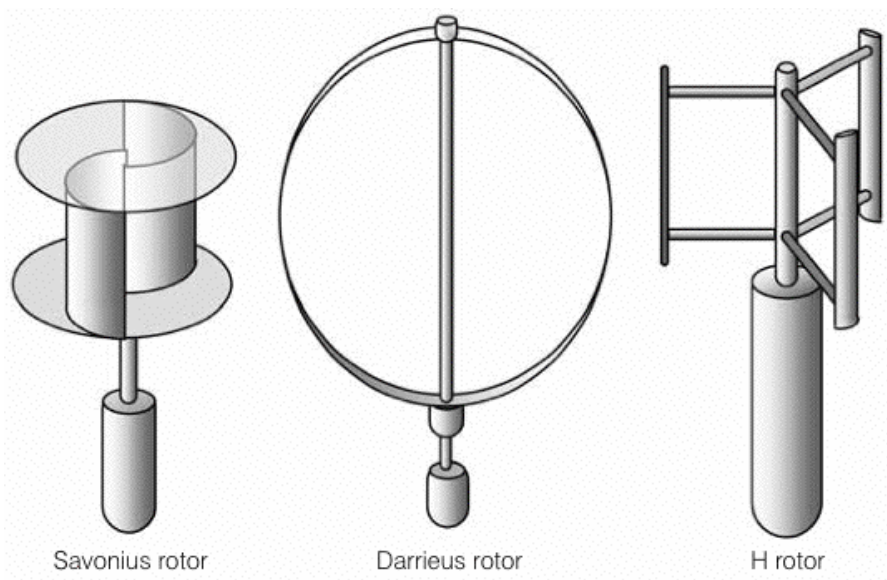


Figura 4 - Turbinas de eixo vertical [Quaschnig, 2005]

As turbinas do tipo *Darrieus* são movidos por forças de sustentação e constituídas por lâminas (duas ou três) com a forma de uma parábola, fixas nas duas extremidades ao eixo vertical [Quaschnig, 2005].

O eixo principal de uma turbina vertical é perpendicular à superfície da terra. As pás, que podem ser curvas ou rectas, giram em torno do eixo vertical. Os principais elementos desse tipo de projecto são:

- Pás do rotor e tubo de binário
- Cabos de suportaç o e mancais
- Estrutura de suportaç o e funda o

Rotor coluna ou eixo de rota o: o rotor de uma turbina vertical   constitu do habitualmente por duas p s, s o acopladas directamente ao rotor coluna ou atrav s de tirantes. Por sua vez, o tubo de bin rio por sua vez encontra-se acoplado   caixa de engrenagens e ao gerador.

Cabos de a o e mancais: os cabos de a o s o utilizados para suportar o tubo de bin rio e mant -lo na posi o vertical. Os cabos s o ligados na parte superior do tubo de bin rio a um mancal, e estendem-se at  ao solo onde s o fixos atrav s de conex es em a o a uma funda o. Na parte inferior, o rotor coluna   suportado por um outro mancal. [Patel, 2006]

Estrutura de suporta o e funda o: com excep o do tubo de bin rio, todos os outros elementos do trem de accionamento situam-se no solo e s o montados numa  nica estrutura de suporte. Uma das vantagens dos sistemas de configura o vertical   que a maioria das actividades de manuten o s o realizadas no solo [Quaschnig, 2005].

Turbina de eixo horizontal VS Turbina de eixo vertical

Eixo Horizontal

Vantagens

- Possui a capacidade de ajustar o  ngulo de ataque das p s da turbina, fornecendo um controlo de pot ncia mais rigoroso
- Em situa es atmosf ricamente severas os mecanismos de controlo inerentes  s turbinas em eixo horizontal permitem minimizar o risco de danos na turbina
- As turbinas de eixo horizontal, normalmente situadas em locais mais altos que as turbinas de eixo vertical, disp em de ventos com maior velocidade, o que lhes permite um aumento substancial na produ o de energia

Desvantagens

- A instala o e manuten o s o complexas, devido   altura da torre e pelo facto da maquinaria situar-se no topo da torre, sendo necess rios mais meios f sicos e, consequentemente, financeiros para transporte/instala o/manuten o [Masters, 2004]
- As turbinas que operam a jusante do vento (*Downwind*) sofrem maiores vibra es nas suas estruturas

Eixo Vertical

Vantagens

- Não necessitam de mecanismos de acompanhamento para variações da direcção do vento [Quaschning, 2005]
- A maquinaria (gerador e outros elementos mecânicos) é localizada no solo; deste modo as actividades de manutenção são realizadas no solo [Quaschning, 2005]
- Ideais para locais onde as leis não permitem a colocação de estruturas altas nos edifícios

Desvantagens

- No fabrico destas turbinas existe a necessidade de maiores quantidades de material comparativamente a uma turbina de eixo horizontal que produza a mesma potência
- Normalmente, as turbinas de eixo vertical encontram-se muito perto do solo, onde os ventos são mais fracos [Masters, 2004]
- O vento próximo da superfície é turbulento o que aumenta a instabilidade nos apoios e pás da turbina [Masters, 2004]
- Aquando da existência de ventos fortes terá que ser realizado um controlo de potência no sentido de proteger o gerador. Contudo, este controlo não pode ser efectuado reduzindo o aproveitamento do vento como se verifica nas turbinas em eixo horizontal. Neste caso, este controlo terá que ser realizado pelos conversores electrónicos de potência [Patel, 2006]
- A turbina do tipo *Darrieus* necessita de um sistema de arranque auxiliar (por vezes são acopladas a turbinas do tipo *Savonius*) [Quaschning, 2005]
- As turbinas do tipo *Darrieus* têm uma eficiência superior às turbinas do tipo *Savonius*, no entanto, as primeiras apenas atingem 75% da eficiência das turbinas com eixo horizontal

2.2.2 - Gerador

A transformação de energia mecânica de rotação em energia eléctrica, através de equipamentos de conversão electromecânicos é assunto tecnologicamente dominado e, portanto, encontram-se disponíveis no mercado diversos modelos, de diferentes fabricantes para as mais variadas gamas de potência e aplicações.

No entanto, a integração de geradores em sistemas de conversão de energia eólica, é um problema que envolve algumas dificuldades, nomeadamente:

- Variação da velocidade do vento
- Variações do binário de entrada, uma vez que as variações da velocidade do vento conduzem variações de potência transmitidas ao eixo de rotação
- Exigência de frequência e tensão constantes na energia produzida

A Figura 5 apresenta as percentagens do tipo de geradores aplicados em sistemas ME. Este gráfico foi construído com base numa recolha de características técnicas de cerca de 50 micro-aerogeradores existentes no mercado (vide infra Anexo 3). Nesta análise destacam-se

dois tipos de geradores, mais especificamente, geradores assíncronos e geradores síncronos de ímanes permanentes, estes com uma cota significativa no mercado de micro-aerogeradores.

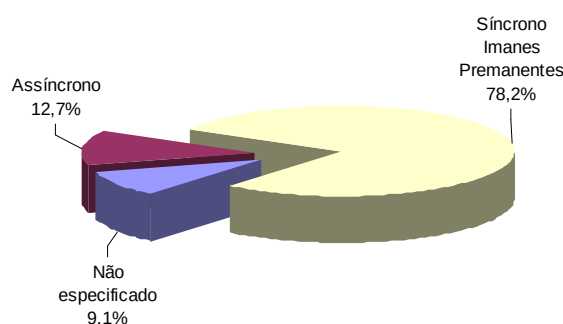


Figura 5 - Tipos de geradores em sistemas MEs

Os dois tipos básicos de geradores eléctricos são os síncronos, largamente utilizados como gerador e como motor onde se requer velocidade constante, e os assíncronos, que são os mais utilizados em turbinas eólicas de grande porte, aos quais pertencem as máquinas de indução do tipo gaiola de esquilo. Ambos os tipos de geradores trabalham na faixa de 1800 rpm (para 4 pólos, 60Hz) ou 1200 rpm (para seis pólos, 60Hz).

Gerador assíncrono: nestes geradores, a velocidade de rotação do rotor é função da velocidade do vento. Daí advém o facto das máquinas não trabalharem, normalmente, a uma velocidade constante. A variação de algumas rpm na velocidade do rotor traduz-se numa variação das centenas de rpm à saída da caixa multiplicadora, funcionando o gerador num modo de velocidade variável, embora numa gama estreita. Tendo em conta o conceito de aplicações de velocidade, a frequência das grandezas induzidas não depende directamente da velocidade de rotação do veio.

Outra vantagem é o facto do gerador assíncrono ter uma contribuição desprezível para o aumento da potência de curto-circuito. Por conseguinte, como este gerador não tem excitação independente (esta provém da rede), se ocorrer um curto-circuito, a máquina fica desligada da rede, sem excitação, e não alimenta o curto-circuito.

Ao contrário dos geradores síncronos, nos assíncronos, o factor de potência é um parâmetro construtivo pouco variável em função do ponto de funcionamento de carga.

O elevado consumo de potência reactiva destes geradores obriga a um investimento adicional em sistemas de compensação do factor de potência.

A instalação do gerador assíncrono não é recomendada para utilização em regime isolado da rede, pois o controlo tensão/frequência é difícil. No entanto, quando ligado à rede, desde que o sistema de controlo seja eficaz, não apresenta problemas [Ackermann, 2005].

Gerador síncrono: os sistemas que incluem geradores síncronos têm tido menos aplicabilidade em sistemas eólicos devido ao carácter variante do vento, incompatível com o

facto do gerador síncrono ter de funcionar a uma velocidade exactamente constante. O que significa que, apesar das variações na velocidade do vento, as pás da turbina têm de rodar sempre à mesma velocidade porque estão directamente associadas ao veio do rotor da máquina. Estes geradores têm aplicabilidade quando associados a sistemas de electrónica de potência convenientes, mas sem esquecer o inevitável e substancial aumento de preço, bem como a produção indesejada de harmónicos.

Por outro lado, os geradores síncronos podem funcionar com qualquer ângulo de defasamento entre a tensão e a corrente, possuindo uma característica de funcionamento ajustável através da excitação do gerador (com excepção da frequência). Assim, a produção de energia reactiva pode ser controlada, evitando-se flutuações de potência [Ackermann, 2005].

Além disso, os aerogeradores síncronos, dado que estão ligados à rede através de uma unidade de rectificação/ondulação, permitem que algumas flutuações do vento sejam “filtradas”. No entanto, por terem excitação independente, no caso de ocorrer um curto-circuito, a excitação continua alimentar a máquina e esta contribui para o aumento de intensidade de corrente em regime transitório [Ackermann, 2005].

Gerador síncrono de ímanes permanentes: muitos artigos de pesquisa têm sugerido a aplicação de geradores síncronos de ímanes permanentes (PMSG) em turbinas eólicas devido às suas propriedades de auto-excitação, o que permite uma operação com elevado factor de potência e elevada eficiência [Ackermann, 2005]. A arquitectura de um sistema de conversão de energia eólica a velocidade variável, utilizando um PMSG accionado directamente pela turbina, ligado à rede receptora através de um conversor de frequência, representa uma solução viável na exploração da energia eólica [Ferreira, 2000].

Os materiais usados para fabricar ímanes permanentes são bastantes dispendiosos. Além disso, a utilização deste tipo de máquinas requer o uso de conversores electrónicos de potência, com o objectivo de ajustar a tensão e a frequência da produção para a tensão e a frequência de transmissão. Outra desvantagem é que os materiais magnéticos são sensíveis à temperatura, por exemplo, durante um defeito, o íman pode perder as suas qualidades magnéticas devido às elevadas temperaturas. Portanto, a temperatura do rotor das máquinas de ímanes permanentes deverá ser controlado, recorrendo a um sistema de arrefecimento.

No entanto, a vantagem é que este tipo de sistema pode produzir energia eléctrica a qualquer velocidade. Neste sentido, este tipo de máquinas poderá assumir um papel relevante na aplicação em sistemas de aproveitamento eólico.

O estator dos PMSG é bobinado, e o rotor é constituído por um sistema de pólos de ímanes permanentes, que podem ser pólos cilíndricos ou salientes. Estes últimos são os mais comuns em máquinas de baixa velocidade e poderá ser o mais recomendado para aplicação em sistemas eólicos [Ackermann, 2005].

Para a ligação directa do gerador à rede receptora, é necessário garantir que as frequências nominais e da rede sejam as mesmas, e ainda que o gerador seja capaz de amortecer convenientemente as oscilações para que o funcionamento seja estável. Para tal, é necessário um número elevado de pólos, por exemplo, para um gerador, com uma velocidade nominal de 32 rpm, são necessários 188 pólos [Ferreira, 2000].

2.3 - Mecanismos de controlo

Os mecanismos de controlo destinam-se à orientação do rotor, ao controle de velocidade, ao controlo da carga, etc. Pela multiplicidade de controlos, existe uma enorme variedade de mecanismos, que podem ser mecânicos (velocidade, passo, freio), aerodinâmicos (posicionamento da turbina face ao vento) ou electrónicos (controlo da carga).

Os aerogeradores utilizam diversos princípios de controlo aerodinâmico para limitar a extracção de potência. Os mecanismos de controlo são designados de passo fixo (*stall*) e passo variável (*pitch*). No passado, a maioria dos aerogeradores utilizava o sistema de passo fixo. Entretanto, com o aumento do tamanho das máquinas, os fabricantes estão a optar pelo sistema de passo variável, por este permitir uma maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas.

Os aerogeradores com regulação de potência por *stall* e *pitch*, muito embora se comportem de forma muito semelhante, do ponto de vista de ligação à rede eléctrica, estes mecanismos de potência apresentam algumas diferenças no que diz respeito à curva de potência.

2.3.1 - Controlo de passo fixo (*Stall Control*)

O controle de passo fixo é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás da turbina são fixas de forma a formarem um dado ângulo com a direcção do vento, não podendo girar em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é determinado para que as pás, através do seu perfil, provoquem o deslocamento aerodinâmico do fluido que as atravessa originando turbulência. Esta turbulência ir-se-á traduzir por uma diminuição do coeficiente de sustentação e, conseqüentemente, da sua força, e por um aumento do coeficiente de arrasto e força correspondente. Portanto, o binário desenvolvido sofrerá um decréscimo em cada uma das pás [P.Costa, 2005].

Para evitar que o efeito de perda de velocidade ocorra em todas as posições das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência da turbina, as pás apresentam uma pequena torção longitudinal que as levam a uma atenuação deste efeito [CRESESB, 2008].

Os aerogeradores com controlo de passo fixo, em comparação com os aerogeradores com controlo de passo variável, possuem as seguintes vantagens:

- Inexistência de sistema de controlo de passo
- Estrutura de cubo do rotor simples
- Menor manutenção devido a um número menor de peças móveis

A maioria dos fabricantes utiliza esta possibilidade simples de controlo de potência, sendo a mais utilizada na concepção de aerogeradores de potências reduzidas (até aos 5 kW). Este sistema necessita de uma velocidade constante do rotor, geralmente dada pelo gerador de indução directamente ligado à rede.

2.3.2 - Controlo de passo variável (*Pitch Control*)

O controlo de passo variável ou *Pitch Control* é um sistema activo que normalmente necessita de um sinal de controlo do gerador de potência. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás da turbina giram em torno do seu eixo longitudinal, ou seja, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque do fluxo do ar. Com esta redução do ângulo de ataque alteram-se as forças actuantes no sentido de uma redução da extracção de potência do vento, por parte da turbina. O ângulo de ataque das pás da turbina é determinado de forma que, para todas as velocidades do vento, a turbina opere à potência nominal [Quaschnig, 2005].

Sob todas as condições de vento, o fluxo de ar em torno do perfil da pá é bem aderente à sua superfície, produzindo sustentação aerodinâmica a pequenas forças de arrasto. Turbinas com controlo de passo variável são mais sofisticadas do que as de passo fixo, controladas por *stall*, porque estas necessitam de um sistema de variação de passo. As turbinas com controlo de passo variável permitem um maior controlo de potência activa injectada na rede para uma gama maior de velocidades de vento. Para uma descrição detalhada deste tipo de mecanismos consultar [Manwell et al., 2002].

Este sistema para além de ser um sistema mais complexo do que anterior, possui uma desvantagem para ventos de maior velocidade. Como o tempo de resposta do mecanismo de controlo não é instantâneo, surgem pequenas variações na geração instantânea de potência activa em torno do valor da potência nominal.

Mais recentemente surgiu uma concepção que mistura os mecanismos de controlo de passo fixo e variável, denominado *active stall control*. Para ventos de velocidade reduzida, as pás giram igualmente em torno do seu eixo longitudinal, como se passa no controlo de passo variável, com o objectivo de alcançar a máxima eficiência. Para velocidades de vento elevada as pás da turbina giram suavemente em torno do seu eixo longitudinal, de forma a formarem um dado ângulo com a direcção do vento, que é determinado por forma a que, para velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto [Patel, 2006].

Este tipo de sistema elimina as pequenas flutuações de potência activa verificadas no controlo de passo variável. As vantagens do sistema *active stall control* são:

- Necessidade de reduzidas mudanças no ângulo do passo
- Possibilidade de controlo da potência sob condições de potência parcial (baixas velocidades de vento)

2.4 - Interligação com a rede

Os sistemas MEs são dimensionados de acordo com a autonomia desejada. Estes podem funcionar em rede isolada. Neste caso, exigem um sistema de armazenamento de energia, para posterior abastecimento em alturas de escassez da fonte de energia primária.

Este tipo de sistemas poderá igualmente ser ligado à rede de distribuição em BT. Nesta situação, poderá não ser necessário um sistema de armazenamento de energia, porque no

caso da produção exceder o consumo, o excesso é vendido à rede; caso contrário, quando o consumo é superior à produção, a energia é fornecida pela rede [ZENIT, 2008].

Existe ainda a possibilidade da produção de energia ser totalmente vendida à rede, sendo esta funcionalidade o objecto de estudo deste trabalho. É possível encontrar no mercado diferentes topologias de ligação à rede, sendo as mais comuns, mas não as únicas, as que se encontram representadas na Figura 6.

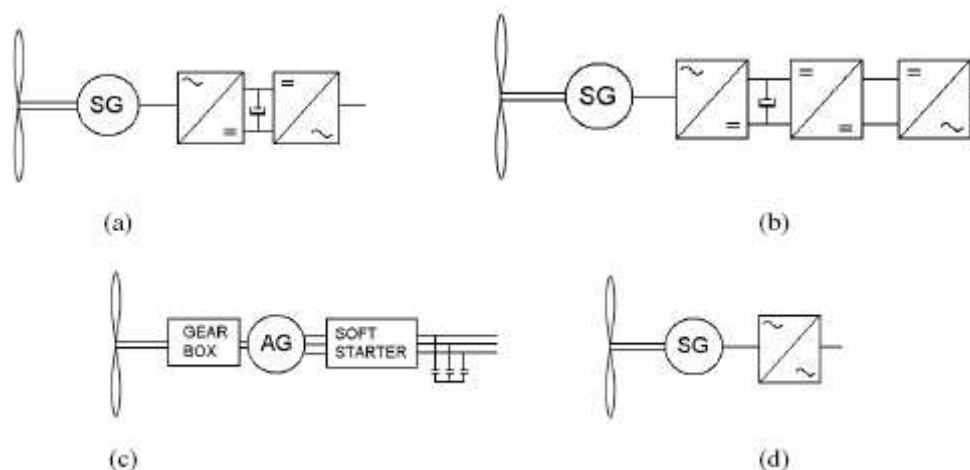


Figura 6 - (a): Micro-turbina eólica com gerador síncrono com rectificador, barramento DC e inversor. (b): Micro turbina eólica com gerador síncrono com rectificador, barramento DC, *chopper* e inversor. (c): Micro turbina eólica com sistema de transmissão, gerador assíncrono com *soft starter* (d): Micro turbina eólica com gerador síncrono com conversor AC/AC [L. Cano et al., 2006]

Se um estudo mais profundo for realizado nos sistemas electrónicos de potência, concluir-se-á que é possível encontrar no mercado turbinas com PMSG que utilizam inversores com IGBT e outros com pontes de tiristores, na qual a qualidade de potência injectada na rede não é igual [L. Cano et al., 2006].

A utilização do conversor de frequência torna possível o funcionamento do aerogerador a velocidade variável, o que aumenta a conversão de energia e reduz a fadiga mecânica dos elementos mecânicos, permitindo que as variações bruscas de velocidade do vento sejam compensadas por uma variação de velocidade das partes rotóricas. Os sistemas de conversão baseados em electrónica de potência têm a capacidade de controlo rápido de defeitos na rede, não acarretando um aumento significativo do nível de defeitos da instalação [Ferreira, 2000].

No entanto, a electrónica de potência tem as suas desvantagens, como perdas nos sistemas de conversão (rectificadores, inversores, etc.), custo elevado destes equipamentos e ainda a produção de harmónicos [Ackermann, 2005]. Na Figura 7 apresentam-se as topologias mais comuns na ligação de turbinas eólicas utilizando PMSG:

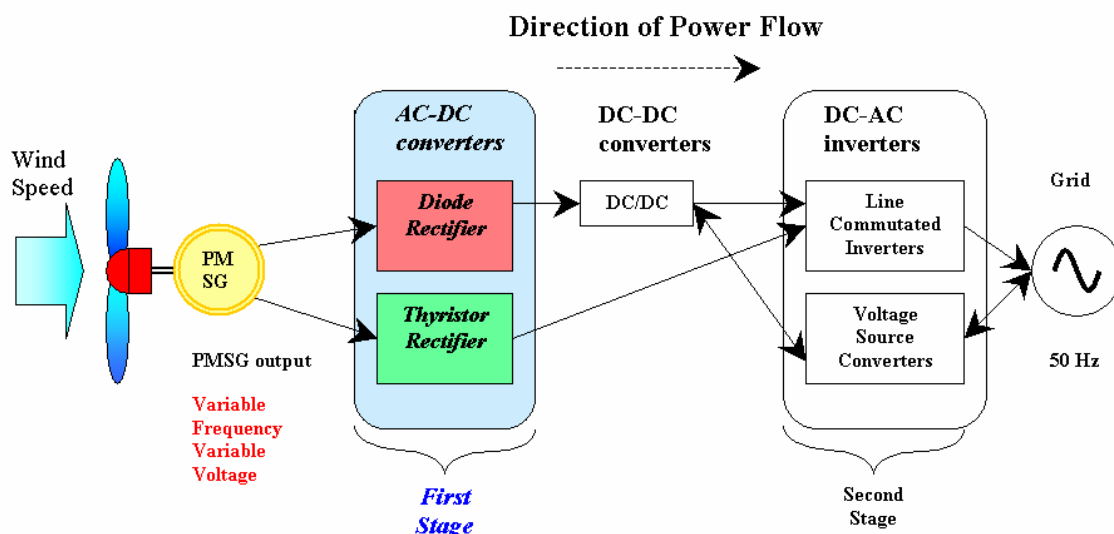


Figura 7 - Diagrama de diferentes tipos de sistema de conversão operando a velocidade variável [T. Ming et al., 2004]

Os sistemas de conversão utilizados são baseados na utilização de um rectificador e de um inversor em cascata. Existem duas classes principais de conversores:

- Conversores de comutação natural
- Conversores de comutação forçada

Nos primeiros, a conversão é realizada através de semicondutores que deixam de conduzir corrente eléctrica naturalmente, como os díodos e os tiristores. Este tipo de sistemas distinguem-se pela sua simplicidade e baixo custo [Ferreira, 2000].

A vantagem deste tipo de rectificador possuir tiristores é de reduzir a complexidade do sistema de conversão de energia eólica porque os conversores CC/CC não são utilizados.

A rectificação através de semicondutores de comutação forçada permite controlar o ângulo de fase entre a força electromotriz interna e a corrente. Estes semicondutores na função de inversão podem garantir uma fonte de tensão alternada independente do fornecimento de energia reactiva. Os conversores de comutação forçada, pela sua natureza, são complexos, caros e o seu tamanho é considerável [Ferreira, 2000].

Sistemas de conversão CC/CA, também designados por inversores, são usados em circuitos de motores de corrente alternada e sistemas de alimentação ininterruptível, onde o objectivo é produzir uma tensão (CA) de saída (ver Figura 8), onde a amplitude e a frequência podem ser controladas [Mohan et al., 2002]. Em alguns casos incorpora um controlador de carga das baterias e também protecção contra curto-circuitos. Na Figura 8 apresenta-se um inversor monofásico em ponte completa, esquema utilizado por muitos fabricantes de inversores para ligação à rede.

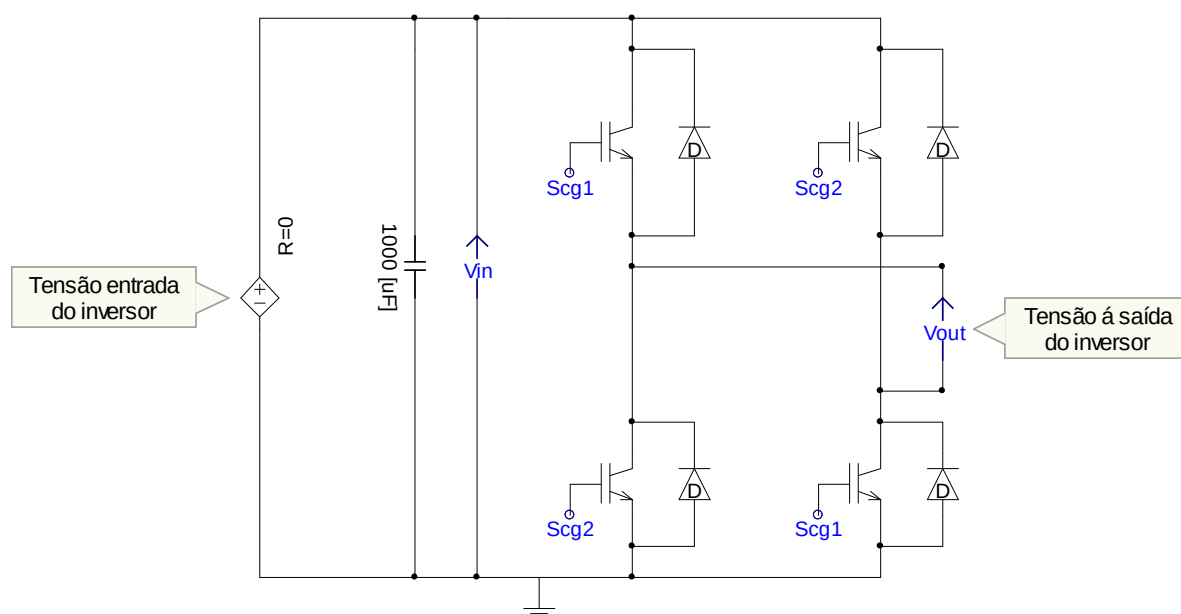


Figura 8 - Conversor DC/AC monofásico em ponte completa representado no *software* PSCAD/EMTDC (Baseado no esquema apresentado em [Mohan et al., 2002])

No que respeita ao controlo dos dispositivos de comutação, com por exemplo os IGBT's, este é garantido através do comando por modulação de largura de impulso (PWM) [Mohan et al., 2002]. Com objectivo de se obter uma tensão sinusoidal à saída do inversor com a frequência de 50 Hz, é necessário comparar um sinal de controlo sinusoidal à frequência desejada, $v_{controlo}$, com uma forma de onda triangular, v_{tri} . A frequência da onda triangular estabelece a frequência de comutação do inversor e é geralmente mantida constante, tal como a sua amplitude [Mohan et al., 2002]. Este tipo de controlo é também denominado SPWM e opera com base na comparação e controlo da largura de impulso das formas de onda apresentadas na Figura 9.

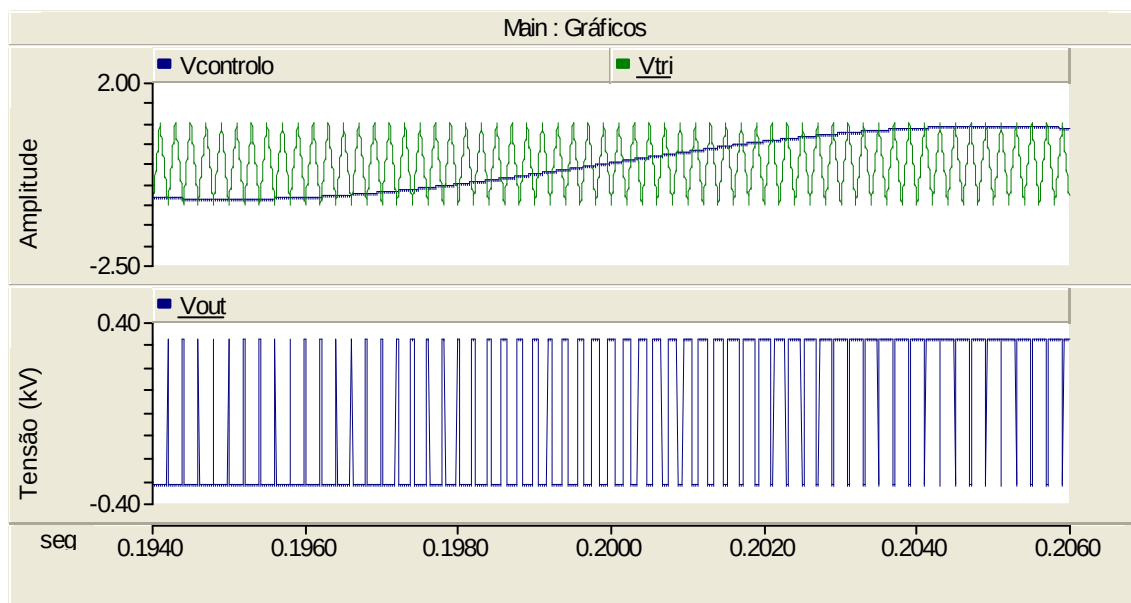


Figura 9 - Sinais de controle para obtenção do sinal de controle PWM, e tensão à saída do inversor representado no *software* PSCAD/EMTDC® (Baseado no esquema apresentado em [Mohan et al., 2002])

Para se obter a onda sinusoidal à saída do inversor basta aplicar um filtro passa-baixo, habitualmente, uma bobine. Na Figura 10 é representada a onda sinusoidal obtida à saída do inversor, utilizando uma bobine de 0,002 H.

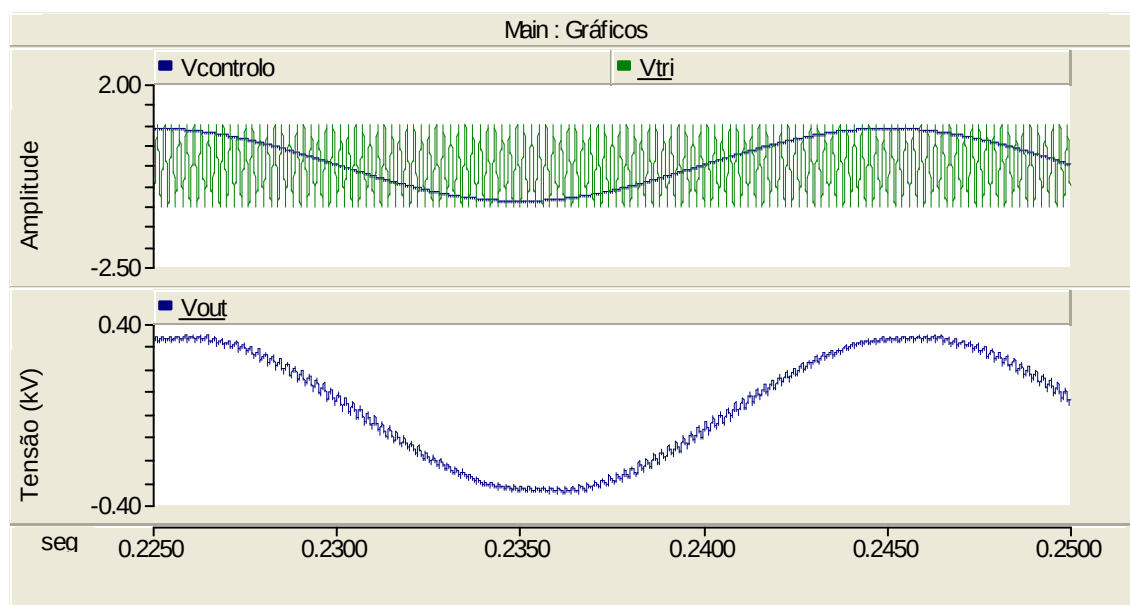


Figura 10 - Sinais de controle para obtenção do PWM, e tensão à saída do inversor utilizando filtro passa-baixo (bobine de 0,002H) representado no *software* PSCAD/EMTDC® (Baseado no esquema apresentado em [Mohan et al., 2002])

O desempenho dinâmico destas fontes depende do tipo de controlo do inversor, sendo propostos em [Kariniotakis, et al., 2003] e [Lopes et al., 2004] os seguintes modos:

- Inversor PQ - o inversor é regulado para uma determinada potência activa e reactiva a injectar na rede
- Inversor VSI - o controlo do inversor permite controlar a tensão e a frequência da rede em modo isolado, através do controlo de amplitude e frequência do sinal de entrada do PWM. Tem a possibilidade de regular a potência activa e reactiva consoante a tensão e frequência.

Este tipo de modelos de inversores baseados nas funções de controlo assumem vários tipos de simplificação, como desprezar efeitos transitórios, conteúdo harmónico e perdas no inversor. Para maior detalhe deste tipo de controlo consultar [Barsali et al., 2002].

O controlo de potência activa e reactiva fornecida à rede é realizado pelo inversor. O conceito geral para o controlo de um conversor ligado à rede é apresentado na Figura 11. O diagrama de fases é também representado na mesma figura. R_f , X_f são a resistência e a reactância do filtro utilizado, respectivamente. Como $R_f \ll X_f$ e, tipicamente, o desfasamento entre a tensão da rede e a tensão aos terminais do conversor (δ) é bastante pequeno, a potência activa injectada na rede é proporcional ao ângulo δ , e a potência reactiva é proporcional à diferença das amplitudes de tensão, ou seja, $V_{grid} - V_{conv}$. No caso de VSI, as variáveis de controlo são a frequência, ω_{conv} , e a amplitude da componente fundamental da tensão do conversor, V_{conv} , que é sintetizado pela adequada comutação dos elementos semicondutores [Kariniotakis, et al., 2003].

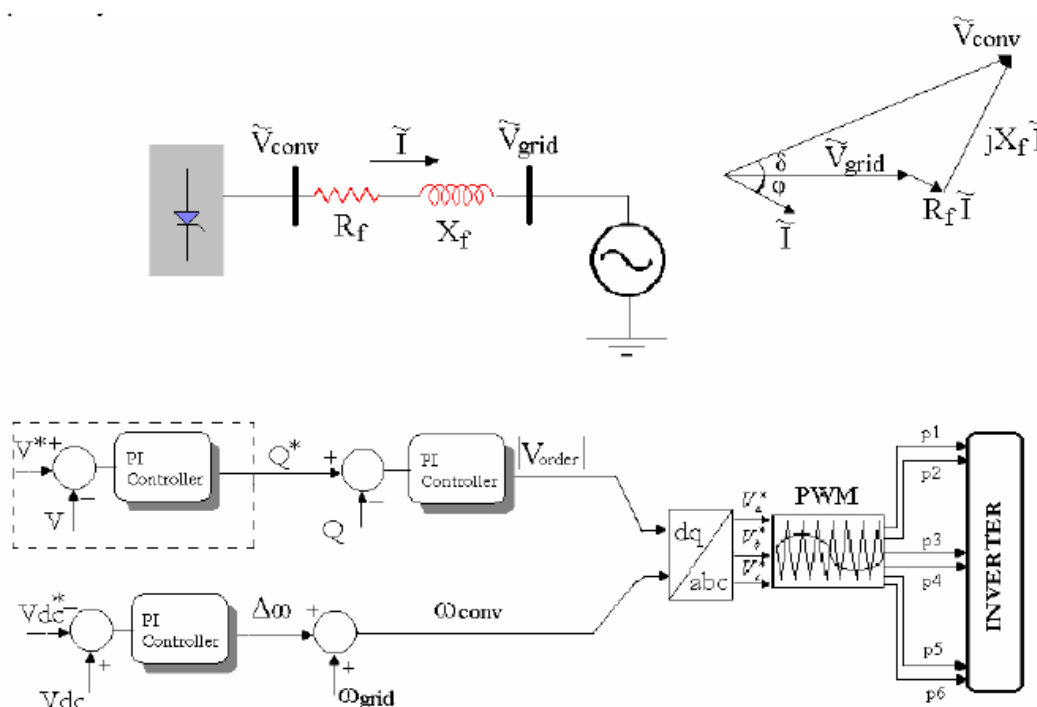


Figura 11 - Sinais de controlo para ligação à rede [Kariniotakis, et al., 2003]

A regulação da potência activa e reactiva encontram-se relativamente dissociadas, permitindo a implementação do princípio do controlo ilustrado esquematicamente na Figura

11 [Kariniotakis, et al., 2003]. A potência activa injectada na rede é controlada através da tensão no barramento DC mantendo-o no seu valor de referência. Neste caso, a grandeza de controlo variável é a frequência angular da rede, ω_{conv} . Se a potência activa à saída do conversor excede a potência instantânea da fonte de energia primária, o condensador do barramento DC é descarregado, e vice-versa. O segundo controlo (à direita do quadrado a tracejado) regula o fluxo de potência reactiva [Kariniotakis, et al., 2003].

Os parâmetros de referência, P^* e Q^* , para os fluxos de potência activa e reactiva P e Q , são calculados a partir das medições das tensões e das correntes em cada fase. A determinação dos valores de referência P^* e Q^* depende da aplicação específica e da instalação considerada. Habitualmente, utiliza-se como valor de referência $Q^* = 0$ [Kariniotakis, et al., 2003], com o objectivo de manter o factor de potência constante e muito próximo da unidade.

O sistema de MG objecto de estudo neste trabalho foi ligado à rede de distribuição em BT, e a interface de ligação utilizada foi um inversor monofásico. De acordo com [Kariniotakis, et al., 2003] existem dois modelos desenvolvidos para funcionamento em paralelo com a rede. Os modelos são:

- Fonte de corrente
- Fonte de tensão controlada por corrente

O modelo utilizado neste trabalho foi uma fonte controlada por corrente. Como apresentado em [Kariniotakis, et al., 2003] esta assumirá o papel do inversor. O valor eficaz e a fase da corrente injectada são obtidos a partir das equações 4 e 5, respectivamente.

No sentido de determinar a corrente injectada foi usada como tensão de referência, a tensão nominal da rede distribuição de BT, correspondente à tensão simples, uma vez que se trata de um inversor monofásico. Por conseguinte, a corrente injectada na rede é:

$$I_s = \frac{P}{U_s \times \cos \varphi} \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot t + \varphi) \quad (\text{Eq. 4})$$

Em que:

$$\varphi = \arctg\left(\frac{Q}{P}\right) \quad (\text{Eq. 5})$$

A modelização do inversor, como fonte de tensão, não foi efectuada neste trabalho, porque, para além de ser uma modelização mais complexa, possui algumas limitações em simulações de curto-circuitos. A descrição detalhada deste modelo poderá ser consultada em [Kariniotakis, et al., 2003].

2.4.1 - Comportamento do inversor sob condições de curto-circuito

Os sistemas de energia convencionais que contêm máquinas síncronas, directamente ligadas à rede, e capazes de fornecer elevadas correntes de curto-circuito, contribuem para a rápida detecção e eliminação por parte dos sistemas convencionais de protecção [Jenkins, et al., 2004]. Num sistema de MG, por exemplo, ME, a maior parte dos geradores são

dispositivos conectados à rede através de conversores electrónicos de potência, não sendo capazes de fornecer elevados valores de corrente de curto-circuito.

Os dispositivos electrónicos de potência normalmente utilizados são seleccionados com base na sua tensão nominal, corrente nominal (para uma determinada frequência de comutação e sob certas condições de refrigeração) e áreas de funcionamento seguro (SOA). Com base nestes factores, a capacidade de curto-circuito destes dispositivos só pode ser aumentada através do incremento da respectiva potência. Geralmente, estes conversores só podem fornecer até 1,5 vezes a corrente nominal, a menos que os inversores sejam especificamente concebidos para proporcionar uma elevada corrente de defeito [Jenkins, et al., 2004].

Um sistema de controlo desenvolvido para alguns inversores permite o controlo da corrente injectada na rede sob condições de curto-circuito, ou seja, quando ocorre um defeito há uma queda de tensão aos terminais do inversor, levando a uma redução da potência activa. Consequentemente, existirá um aumento de tensão no barramento DC e o controlador PI irá forçar o acréscimo de corrente activa injectada na rede [Jenkins, et al., 2005]. Contudo, devido aos semicondutores existentes no inversor, normalmente IGBT's, este aumento de corrente é limitado.

As correntes de curto-circuito percorrem o colector do semiconductor. Este tipo de correntes excede habitualmente os valores normais de funcionamento de uma determinada aplicação, levando a danos nos semicondutores, pelos mecanismos descritos em [Chokhawala, 1995], [Mohan et al., 2002] e [Rashid, 2004].

Os dispositivos electrónicos utilizados na produção de energia devem ser protegidos em qualquer situação de exploração, não estando autorizados a abandonar a SOA notificada nas fichas técnicas. Se em determinada situação de exploração o dispositivo deixar de funcionar na SOA irá causar danos ao equipamento, e portanto, reduzir o tempo de vida do componente. No pior dos casos, os componentes podem ser destruídos imediatamente.

O diagrama apresentado na Figura 12 é um típico diagrama de SOA em curto-circuito (SOA SC) apresentado nas fichas técnicas dos IGBT's e representa os limites de segurança em situação de curto-circuito. De acordo com este esquema SOA, um IGBT é capaz de transmitir até 10 vezes a corrente nominal, mas estes valores são indicados por um curto-circuito cuja duração é inferior a 10 μ s. Consequentemente, não existe qualquer possibilidade de um relé máximo de corrente convencional responder num intervalo de tempo tão curto.

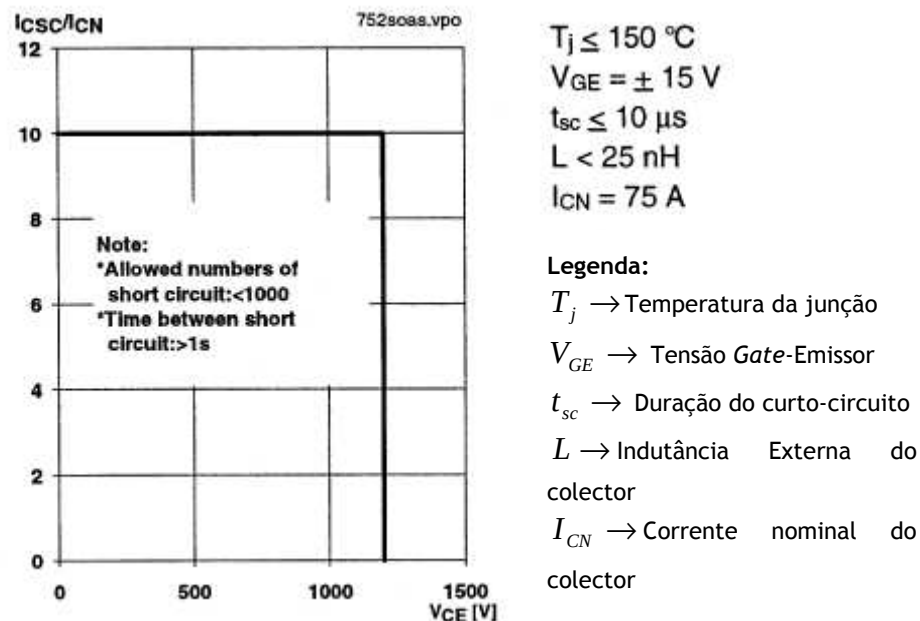


Figura 12 - SOA durante Curto-Circuito de um IGBT (SC SOA) - Corrente de curto-circuito *versus* tensão colector-emissor [SEMIKRON, 2008]

De acordo com os estudos realizados por [Jenkins, et al., 2004], a única forma de estes dispositivos fornecerem elevadas correntes de curto-circuito é aumentando a potência nominal: se se pretender que a corrente à saída do inversor seja três vezes a sua corrente nominal, apenas aumentando em três vezes a potência nominal do dispositivo para poder atingir tal objectivo.

Segundo o estudo realizado em [Green et al. 2002] e [Williamson et al., 2003], 77% do custo total do inversor provem dos IGBT's e dos díodos de roda livre, que dependem essencialmente da secção transversal de silício necessária para a montagem do equipamento. Estes custos aumentam de modo proporcional com a corrente nominal do inversor. A maior parte das outras despesas (custos com os *drivers* dos circuitos, custos dos fios, soldagem, trabalho, ensaio, e dos restantes materiais) poderia ser considerada como um custo constante para cada unidade, e não aumentar com a potência nominal do inversor. De acordo com [Jenkins, et al., 2004], um conversor com uma corrente nominal, I_n , e capaz de fornecer um corrente de curto-circuito de $3 \times I_n$, custará quase três vezes o custo inicial do conversor.

Capítulo 3

Protecção em sistemas eléctricos de energia

Um sistema de protecção devidamente coordenado é vital para garantir que o sistema eléctrico de energia possa operar dentro de determinados requisitos de segurança para salvaguardar pessoas, equipamentos, e a rede eléctrica de energia [Lakervi et al., 1998].

A optimização do investimento num sistema de produção, transmissão, distribuição ou utilização de energia eléctrica requer cálculos e opções que assegurem o funcionamento do equipamento instalado próximo do seu rendimento máximo. No entanto, estas opções devem assegurar a minimização de efeitos destrutivos dos defeitos ocorridos nas instalações.

O objectivo dos sistemas de protecção em redes de distribuição é a detecção de anomalias e a sua remoção automática, através do comando da aparelhagem adequada, de modo a desligarem apenas a alimentação dos equipamentos defeituosos, minimizando as faltas de funcionalidade do sistema. Essa desligação deve ser feita com a rapidez suficiente para impedir o alastramento dos danos [Gers & Holmes, 1998].

Os princípios básicos da protecção da rede eléctrica de acordo com [Gers & Holmes, 1998] são:

Fiabilidade - é a capacidade do dispositivo de protecção funcionar correctamente. Sob a ocorrência de um defeito ou uma condição anormal, a defesa tem de detectar o problema rapidamente, a fim de isolar a parte afectada. O restante sistema deverá continuar em serviço, e limitar a possibilidade de danos a outros equipamentos.

Selectividade - mantendo a continuidade do abastecimento, deve ser desligado a mínima secção de rede que seja suficiente para isolar o defeito.

Velocidade - tempo mínimo de operação para limpar uma falha, a fim de evitar danos ao equipamento e manter a estabilidade.

Custo - máxima protecção ao menor custo possível.

Os princípios supra-citados demonstram *per si* que é praticamente impossível satisfazê-los a todos simultaneamente [Jenkins et al, 2005]. É necessário um compromisso para optimização do sistema de protecção de uma rede constituída por sistemas de MG.

De um modo geral, podem dividir-se os defeitos num sistema de energia eléctrica em defeitos nos equipamentos, que numa primeira análise serão um problema dos proprietários (fornecedores ou utilizadores de energia), e em defeitos da funcionalidade do conjunto do sistema, que afectam ou impedem a continuidade do fornecimento de energia e/ou do serviço de potência dos consumidores [Gers & Holmes, 1998].

A maior parte dos defeitos que ocorrem nos sistemas de energia eléctrica são curto-circuitos fase-terra e, em menor número, entre fases. Nos enrolamentos das máquinas eléctricas podem ocorrer curto-circuitos entre as espiras de uma mesma fase.

Os equipamentos são também susceptíveis a defeitos de natureza mecânica, fractura de condutores em linhas, excentricidades do rotor nas máquinas rotativas, falhas de isolamento causadas por deterioração, entre outros [Paiva, 2005].

3.1 - Sistemas de protecção na rede distribuição em baixa tensão

Nas redes de distribuição, a maioria dos sistemas de protecção assume que o fluxo de potência ocorre apenas num sentido, isto é, da rede de transporte para a rede de distribuição em BT. Esta aproximação simplifica os problemas associados ao controlo de tensão nas cargas e contribui para manutenção da qualidade de serviço. A protecção é frequentemente assegurada por relés de sobreintensidade em que as configurações são projectadas para garantir a selectividade entre os dispositivos a montante e a jusante destes.

Se o sistema de produção de energia for incorporado no sistema de distribuição, a corrente de curto-circuito pode aumentar dependendo do tipo de defeito e da localização dos geradores na rede [N. Jenkins et al., 2000].

Tanto o aumento da corrente como a queda da tensão associados aos curto-circuitos têm consequência graves num sistema de energia eléctrica:

- Um aumento rápido e violento da corrente num condutor cria um acréscimo de calor que não tem tempo de se escoar para o exterior do equipamento. No ponto de defeito, esse calor e o eventual arco associado são muito destrutivos, tanto mais quanto maior for a intensidade da corrente, provocando inclusivamente incêndios. Essas correntes não isoladas são potencialmente mortais para seres humanos que as contactem. Por outro lado, ao percorrer as linhas e equipamentos sãos, a corrente de curto-circuito ocasiona elevações de temperatura que podem não ser tolerados pelos materiais isolantes nem pelos materiais metálicos em esforço mecânico, podendo, com a sua destruição, alastrar consideravelmente os estragos inicialmente pontuais associados ao defeito.
- As quedas de tensão originadas pelos curto-circuitos afectam o funcionamento normal das cargas dos consumidores, mesmo quando é considerável a distância do ponto de defeito, deteriorando a qualidade da energia [Gers & Holmes, 1998].

Por tais razões impõe-se que, na concepção de uma instalação eléctrica e na subsequente selecção dos equipamentos e na sua execução, se cumpram todas as regras estabelecidas no Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em BT [Moraes & Pereira, 2006] no sentido de garantir:

- Protecção de pessoas
- Protecção das instalações

Um dos requisitos que um sistema de protecções deve satisfazer é a selectividade, no sentido de isolar apenas o equipamento defeituoso ou minimizar a perda de funcionalidade do sistema de energia.

A selectividade requer que a cada zona de protecção se associem dispositivos de protecção que permitam o referido isolamento específico. Esta exigência tem uma importância fundamental, já que a não operação de uma protecção ou a sua operação indevida levam de igual forma a que o serviço seja interrompido desnecessariamente em certas zonas da rede [Gers & Holmes, 1998].

Os dispositivos de protecção contra curto-circuitos têm que possuir características que lhe permitam efectuar corte de alimentação do circuito que protegem quando nele ocorrem defeitos de impedância desprezável, em resultado dos quais se geram correntes muito elevadas. Essa capacidade do dispositivo de protecção actuar, sem se danificar e antes que as próprias instalações sofram dano, é designada por poder de corte.

O poder de corte é definido pelo valor máximo da corrente curto-circuito, expresso em kA, que o dispositivo pode interromper.

O valor da corrente de curto-circuito I_{cc} numa instalação de acordo com [Moraes & Pereira, 2006] depende de:

- Potência e tipo da fonte de alimentação
- Distância a que o ponto de defeito se encontra da fonte de alimentação
- Características da rede que a alimenta
- Próprias características do defeito (simétrico/assimétrico)

Os curto-circuitos simétricos, como curto-circuito trifásico e trifásico à terra, com impedâncias simétricas iguais, deixam o sistema eléctrico equilibrado, podendo este ser tratado como uma representação monofásica [Gers & Holmes, 1998]. No entanto, esta simetria é perdida na ocorrência de defeitos assimétricos, como por exemplo, defeitos fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra. Nestes casos, será necessário outro modelo de análise para calcular as correntes e tensões. O método das componentes simétricas, devido a *Fortescue*, descrito em [Paiva, 2005], permite reduzir significativamente o aumento da complexidade da análise decorrente da assimetria.

Numa rede de distribuição em BT, as correntes de curto-circuito provenientes da rede a montante são muito elevadas, tornando os dispositivos de protecção capazes de as detectar e eliminar. No entanto, não podemos esperar que os sistemas MG contribuam de forma

substancial para o aumento das correntes de curto-circuitos, já que a interface de ligação com a rede deste tipo de sistemas é dominado pela electrónica de potência [Jenkins, et al., 2005].

3.1.1 - Protecção de máximo de intensidade

As protecções de máximo de intensidade detectam e cortam elevadas correntes de curto-circuito. Os dispositivos mais comuns são os disjuntores magneto-térmicos, os fusíveis e os relés de sobreintensidade [Jenkins, et al., 2005].

Os primeiros dispositivos de protecção a serem utilizados nos sistemas eléctricos foram os fusíveis [Lakervi & Holmes, 1998]. O funcionamento dos fusíveis baseia-se na fusão, em circunstâncias pré-definidas, de um elemento condutor específico (fio ou lâmina de cobre, prata, chumbo e outros), que é produzida pelo aquecimento por efeito de *Joule* [Morais & Pereira, 2006].

Este tipo dispositivo deve permitir que, à carga máxima, a corrente flua sem provocar o accionamento e deterioração deste dispositivo.

Apesar dos fusíveis serem relativamente pequenos e baratos, têm a desvantagem de após a sua fusão, pela ocorrência de um defeito, requererem a sua substituição, antes da reposição em serviço do circuito em questão [Lakervi & Holmes, 1998].

No gráfico da Figura 13 apresenta-se a informação relativa a avarias nas redes BT e instalações de utilização/clientes. A fusão de fusíveis na rede de BT representa 56% dos registos relativos a “Elementos Avariados”:

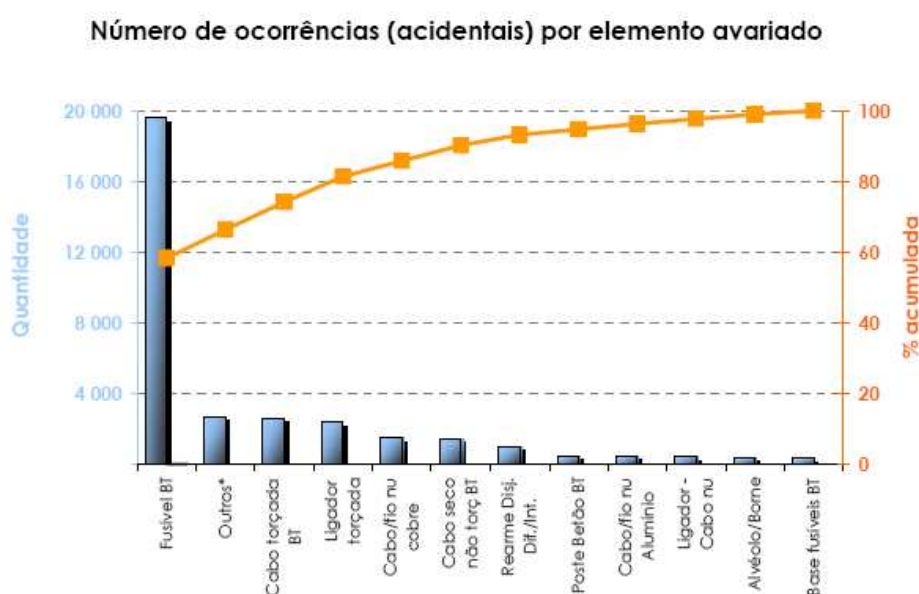


Figura 13 - Relatório de Qualidade de Serviço [EDP, 2006]

Em relação à constituição em termos de materiais, existem vários tipos de fusíveis de BT, destacando-se os do tipo cartucho e os do tipo cilíndrico ou de rolo.

O alto poder de corte dos fusíveis, que é da ordem da centena de kA, é sua principal característica. Segundo a norma CEI 60269-2 estão previstas duas curvas de funcionamento para fusíveis de BT [Morais & Pereira, 2006].

Na Figura 14 encontram-se representadas as curvas características dos fusíveis do “tipo Geral”, que também se designam por fusíveis de acção lenta. São previstos para protecção contra sobrecargas e contra curto-circuitos.

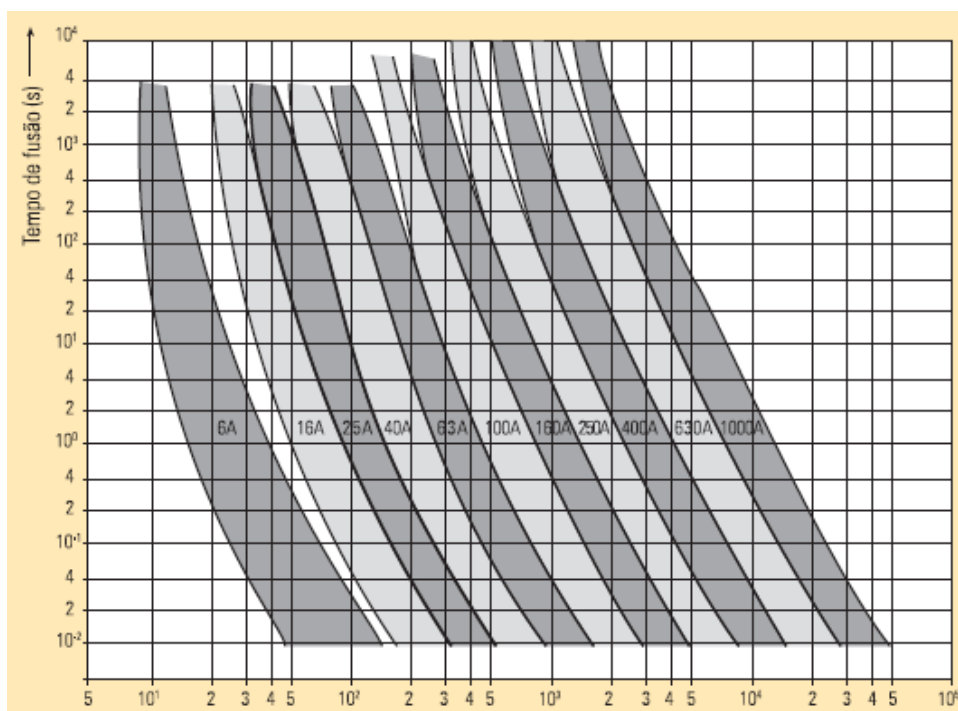


Figura 14 - Zonas tempo-corrente de fusíveis do tipo gG [SIEMENS, 2008]

Nas curvas características de um fusível gG distinguem-se três pontos essenciais:

- Corrente estipulada I_n : valor da corrente para o qual o fusível não funciona
- Corrente convencional de não funcionamento I_{nf} : valor da corrente para o qual o fusível deve funcionar antes de expirar o tempo convencional
- Corrente convencional de funcionamento I_2 : valor da corrente para o qual o fusível deve funcionar antes de expirar o tempo convencional

Existem os fusíveis de acção rápida - tipo aM. Estes fusíveis são designados por fusíveis do “tipo Selectivo”, e estão previstos somente para protecção contra curto-circuitos, não funcionando para pequenas e médias sobrecargas. O menor valor de corrente que um fusível do tipo aM deve cortar é de $4 \times I_n$.

A única característica definida para este tipo de fusíveis é a corrente estipulada (I_n), que é o valor de corrente para o qual o fusível não funde.

Na protecção de canalizações contra sobrecargas e curto-circuitos em redes ou instalações com potência de curto-circuito elevada usam-se os fusíveis gG [Morais & Pereira, 2006].

Uma vez que as características do fusível para proteger uma canalização dependem do valor da corrente admissível, que por sua vez, é função das características da canalização (tipo de condutor ou cabo, local e modo da instalação, proximidade de outros cabos), é absolutamente imperioso que estas particularidades sejam previamente conhecidas.

A selecção do fusível adequado para a protecção da canalização assenta nas duas condições de protecção contra sobrecargas de acordo com [Morais & Pereira, 2006]:

- 1ª Condição: a corrente de funcionamento do fusível I_2 deve ser inferior ao valor limite térmico da canalização (45% acima da corrente admissível na canalização)
- 2ª Condição: a corrente de serviço I_s deve ser inferior ao valor da corrente estipulada do fusível e esta inferior ao da corrente admissível

De acordo com as curvas características dos fusíveis (*vide supra* Figura 15), a correcta selectividade entre fusíveis dispostos em série numa rede de distribuição deverá ser respeitada. Supondo o fusível A e B, situado a montante e a jusante, respectivamente, de um armário de distribuição em BT, a selectividade é garantida se a intensidade nominal do corta circuito fusível A for 1,6 a 2 vezes a intensidade nominal do corta-circuitos fusível B [Lakervi & Holmes, 1998].

3.1.2 - Dispositivos de protecção em sistemas de microgeração

De acordo com [Jenkins et al., 2000] para um gerador de baixa potência (50-500kVA) ligado à rede de distribuição em baixa-tensão, a protecção deverá ser assegurada pelos seguintes relés:

- Máximo de corrente ($51V^3$)
- Máximo de corrente homopolar (defeito à terra) ($51N^1$)
- Máximo/mínimo frequência
- Máximo/mínimo tensão

O DL 363/2007, que aprova o regime simplificado aplicável à microprodução de electricidade, aplica-se às unidades de grupo I⁴, quer sejam utilizados recursos renováveis como energia primária, quer sejam produzidos, combinadamente, electricidade e calor.

³ Código numérico usado para designação sintética de protecções - ANSI/IEEE

⁴ Unidades do grupo I - a instalação de produção de electricidade monofásica em BT com potência de ligação até 5,75kW [DL 363/2007]

Em relação aos requisitos técnicos, os ensaios efectuados no local de instalação destinam-se a verificar os valores fixados no prEN50438, de Julho de 2005, relativamente ao máximo e mínimo de tensão, máximo e mínimo de frequência, *flicker* e harmónicas, e outros que venham a ser definidos por despacho do Director-Geral de Energia e Geologia.

No que respeita à certificação de inversores, as entidades podem apresentar junto da DGEG, os certificados de conformidade, comprovando o cumprimento da norma europeia EN 50438 [DGEG, 2008].

A norma europeia EN 50438/2007 estabelece os requisitos técnicos para a ligação e a exploração de microgeradores, assim como delibera acerca dos mecanismos de protecção para o funcionamento em paralelo com a rede de distribuição em BT. A MG é baseada na utilização de equipamento com corrente nominal até 16 A por fase (monofásico ou trifásico).

“*Inform and Fit*” é o procedimento recomendado para a instalação de sistemas de MG, excepto em alguns países em que sua legislação não permite, como por exemplo, na Finlândia, na Suécia e na Dinamarca (*vide infra* Anexo 5).

A instalação eléctrica deverá cumprir, de acordo com as normas de cada país e local, as regras técnicas das instalações eléctricas de BT tendo em conta duas situações distintas: isolada ou ligada à rede de distribuição.

As instruções de instalação e manutenção do microgerador deverão estar de acordo com as instruções fornecidas pelos fabricantes.

O microgerador deverá estar protegido contra curto-circuitos de acordo com as normas HD 384 [EN 50438, 2007]. Quando a protecção contra curto-circuitos dentro da instalação é seleccionada, é necessário assegurar a selectividade correcta dos dispositivos de protecção do operador da rede de distribuição.

Para um microgerador, que é projectado para operar em paralelo com uma rede de distribuição, mas que está conectado através de um inversor (por exemplo, painéis fotovoltaicos, célula combustível, etc.) é admissível ligar um pólo do lado DC do inversor à rede de distribuição, se o isolamento entre as partes AC e DC do inversor satisfizer as exigências especificado na EN 60664-1. Em tais casos, o instalador/fabricante deverá tomar todas as precauções para garantir que a micro-unidade geradora não irá prejudicar a integridade da rede de distribuição e não irá sofrer danos inaceitáveis para todas as condições operacionais previstas, incluindo defeitos na rede de distribuição. [EN 50438, 2007]

Se não existir regulamentação nacional num determinado país, deverão ser aplicadas as configurações padrão para sistemas de MG apresentadas na Tabela 2 [EN 50438, 2007].

Outros valores podem ser aplicados, sob reserva de quaisquer requisitos nacionais. No Anexo 5 segue uma tabela com requisitos específicos de determinados países. Como Portugal não consta dessa tabela, é aplicada a configuração da Tabela 2.

Tabela 2 - Configuração padrão para sistemas de MG [EN 50438, 2007]

Parâmetro	Limites	Tempo máximo de actuação da protecção
Máximo de tensão	230V + 15%	0,2 s
Mínimo de tensão	230V - 15%	1,5 s
Frequência máxima	51 Hz	0,5 s
Frequência mínima	47 Hz	0,5 s
Os valores de tensão e frequência medidos no ponto de ligação á rede		
Os valores de tensão apresentados na tabela são valores eficazes referindo-se:		
- Fase-Neutro, 230V tensão monofásica e 230/400 para sistemas multifases		

É essencial proteger um sistema de MG quando está ligado à rede de distribuição assim como quando está isolado da rede. O grande problema surge na utilização de sistemas electrónicos de potência, como inversores. A corrente no inversor é limitada pelos dispositivos semicondutores de silício, cerca de 1,5 vezes da corrente nominal. Desta forma, os habituais dispositivos de protecção utilizados na rede de BT poderão não detectar as correntes de curto-circuito quando os sistemas de MG funcionam em modo isolado.

O objectivo da protecção deste tipo de sistemas será utilizar as mesmas estratégias tanto para o caso de funcionar em modo isolado, como interligado à rede [Nikkhajoie & Lasseter, 2007].

Existem, portanto, algumas condições importantes para a implementação deste tipo de sistemas e da sua ligação à rede:

- Garantir uma boa qualidade de serviço
- Cumprir requisitos técnicos, a nível de protecções, entre a MG e o operador da rede de distribuição
- Informar os técnicos de manutenção que operam neste tipo instalações acerca da MG

De acordo com [EN 50438, 2007], a interface protecção deve assegurar que o microgerador deixa de estar ligado à rede de distribuição quando qualquer parâmetro ultrapassa o limite definido correspondente ao modo normal de exploração. A ocorrência de qualquer avaria no equipamento no sistema de MG deverá provocar a interrupção de abastecimento de energia.

Uma micro-turbina eólica é ligada à rede através de um conversor (sistema electrónico de potência), neste caso, um inversor. Este tipo ligação à rede, similar aos sistemas fotovoltaicos, coloca algumas questões de acordo com [Driesen et al., 2005]:

- Em geral o funcionamento em rede isolada tem de ser previsto, dependendo de cada local
- A potência de curto-circuito não poderá ser aumentada
- A estabilidade do sistema é afectada
- Devido à variabilidade dos recursos, poderão existir flutuações de tensão no sistema de distribuição

Capítulo 4

Plataforma de Simulação e Modelos Matemáticos Adoptados

4.1 - Introdução

A qualidade de um estudo baseado em simulação e consequentes conclusões, passíveis de serem extrapoladas para a realidade, dependem fortemente da qualidade dos modelos adoptados e da robustez da plataforma de simulação utilizada para o efeito.

Com este capítulo pretende-se fazer uma breve descrição da plataforma de simulação e uma descrição dos modelos adoptados para os diversos componentes considerados nas simulações. Para esse efeito descrevem-se os modelos matemáticos adoptados para cada componente, apresentando-se seguidamente a forma como se procedeu com a utilização da plataforma de simulação.

A rede objecto de estudo, que será descrita em detalhe no presente capítulo, foi transposta para a plataforma de simulação (PSCAD/EMTDC®) tendo sido introduzido todos os dados disponíveis e utilizando, sempre que possível, os modelos dos componentes disponíveis na biblioteca da plataforma. Os componentes cujos modelos não se encontravam disponíveis foram desenvolvidos no ambiente de programação existente.

4.2 - Ferramenta de simulação

PSCAD® e EMTDC® são pacotes de *software* que permitem que o utilizador obtenha um grande número de simulações, essencialmente para estudos de transitórios electromagnéticos. Na verdade, EMTDC® é o *software* que faz efectivamente a análise transitória, enquanto PSCAD® é um grupo de vários módulos de *software* que são a interface gráfica do utilizador do EMTDC®. PSCAD/EMTDC® apresenta uma ampla gama de componentes eléctricos existentes no sistema eléctrico de energia, tais como: linhas de transmissão e cabos, transformadores eléctricos, máquinas eléctricas rotativas (assíncrono, síncrono, DC), turbinas (hidráulica, eólica, vapor), relés, e muitos mais. Um dos pontos mais

fortes do PSCAD/EMTDC® é a sua capacidade de disponibilizar na sua biblioteca funções e módulos predefinidos (que podem ser manipulados pelo usuário) para ser interligados com sistemas de energia. Também é possível criar novos módulos usando a linguagem de programação Fortran®. O funcionamento de qualquer módulo pode ser testado na presença de perturbações, para a observação da sua resposta.

PSCAD/EMTDC® é desenvolvido pelo Centro de Investigação HVDC, de Winnipeg, Canadá. A versão deste pacote de *software* que foi utilizada na execução do trabalho foi a versão 4.2.1. Encontra-se disponível no endereço <https://pscad.com/download-download.php> uma versão demo do *software* PSCAD/EMTDC® [Manitoba, 2006].

4.3 - Modelização do sistema

4.3.1 - Modelização do microgerador

A modelização do microgerador eólico foi realizada a partir de uma típica configuração de ligação à rede deste tipo de sistemas. O esquema é baseado na ficha de características técnicas da turbina *Proven 2,5* disponível em [Proven, 2008] e que segue no Anexo 3, para representação do aproveitamento da energia primária, neste caso, o vento. Na plataforma de simulação é fundamental conhecer a curva característica de potência do aerogerador. Para a sua implementação no *software* de simulação, é necessário realizar a linearização da curva como apresentado na Figura 15.

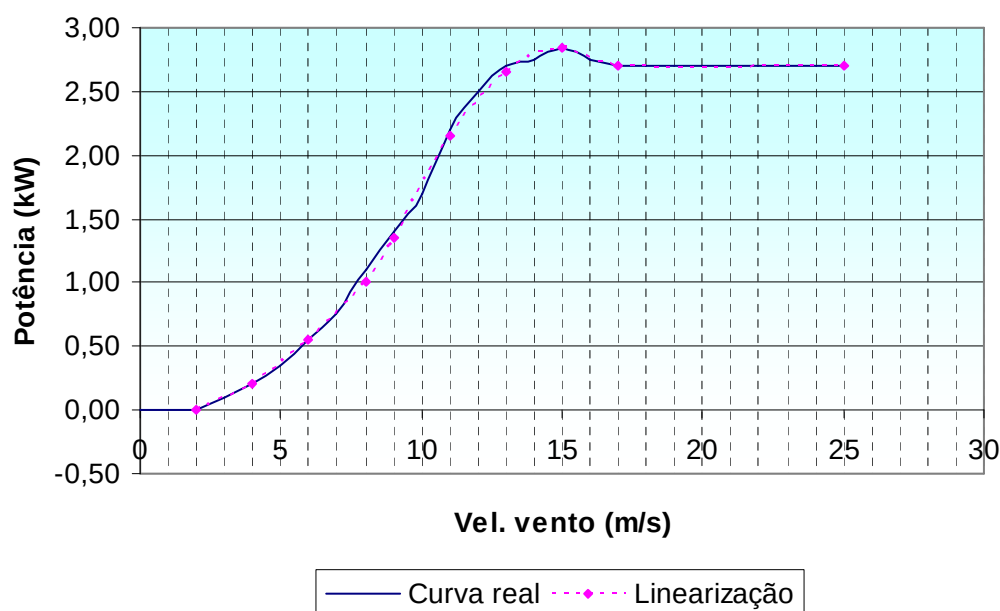


Figura 15 - Linearização da curva de potência do aerogerador *Proven 2,5*

A ligação à rede é realizada através de um inversor de acordo com a Figura 16. O equipamento que se encontra a montante do inversor é o PMSG, que em condições de curto-circuito fornece elevadas correntes de curto-circuito. No entanto, como mencionado no Capítulo 2, o uso deste tipo de máquinas requer o uso de conversores electrónicos de

potência. A utilização destes equipamentos limita as correntes de defeito na rede a 1,5 vezes a corrente nominal.

A configuração de ligação à rede de distribuição em BT desta turbina está de acordo com esquema da seguinte figura:

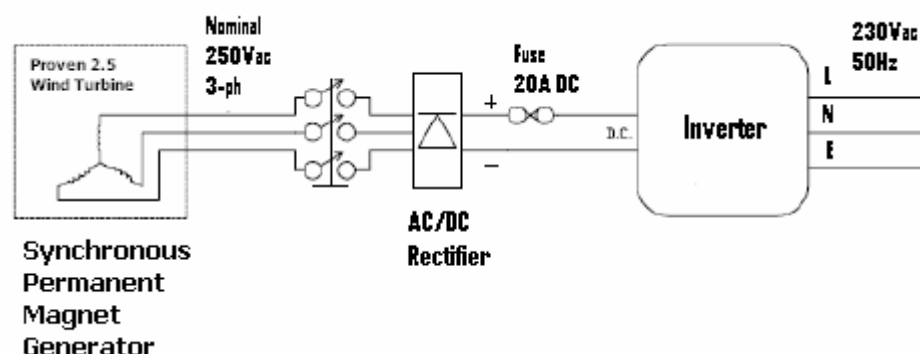


Figura 16 - Esquema de ligação à rede (“Proven 2.5 Grid connected manual”) [Proven, 2008]

O modelo utilizado neste projecto foi uma fonte controlada de corrente, como aquele apresentado em [Kariniotakis, et al., 2003]. A fonte controlada de corrente assumirá o papel do inversor. O valor eficaz e a fase da corrente foram obtidos a partir das equações 4 e 5 respectivamente, e estão apresentadas no Capítulo 2. Como tensão de referência, a tensão nominal da rede distribuição de BT corresponde à tensão simples, uma vez que se trata de um inversor monofásico.

As equações 4 e 5 representam o modelo do inversor implementado na plataforma de simulação. Foi considerado um factor de potência unitário, o que equivale a ter $Q=0$, logo $\varphi=0$. A potência activa, P , é obtida a partir da curva de potência do aerogerador objecto de estudo.

Com o objectivo de obter a corrente injectada na rede, calculou-se a corrente de serviço correspondente à potência produzida pelo aerogerador para uma dada velocidade de vento. Com efeito, realizou-se a linearização da curva característica de potência do aerogerador, apresentada na Figura 15, e a partir desta, obteve-se a corrente de serviço, I_s , de acordo com as equações 4 e 5.

O vento foi modelizado através de um bloco existente na biblioteca da plataforma de simulação, em que este permite a existência de vários modelos de vento, baseados em [Anderson and Bose].

Tendo em conta as considerações anteriormente apresentadas, o modelo do inversor implementado na plataforma de simulação tem a seguinte configuração:

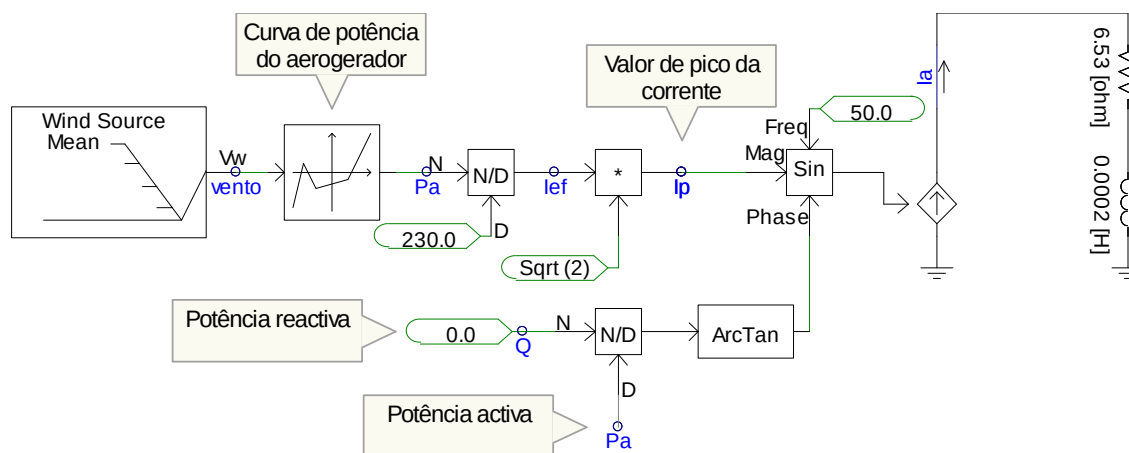


Figura 17 - Modelização do microgerador eólico em regime nominal

Considerando vento constante, por exemplo, a 8 m/s, num determinado intervalo de tempo, o valor de pico para corrente injectada na rede será 6,1 A, como apresentado na Figura 18.

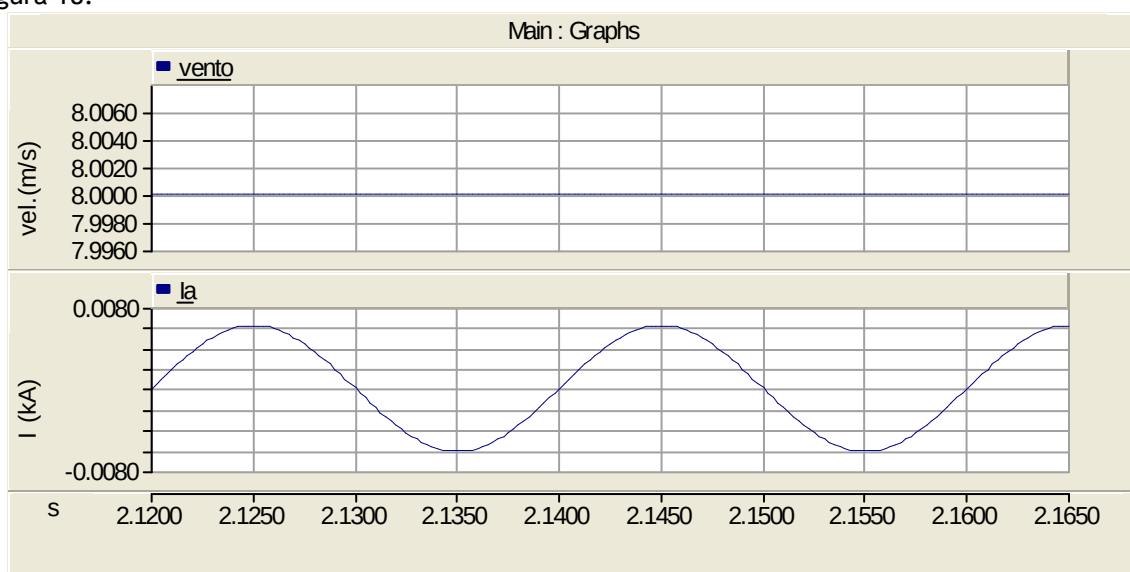


Figura 18 - Velocidade do vento e corrente injectada

Analisando a corrente injectada na rede apresentada na Figura 18, tem-se o seguinte valor eficaz:

$$I_{ef_inj} = \frac{I_{pico}}{\sqrt{2}} \Leftrightarrow I_{ef_inj} = \frac{6,1}{\sqrt{2}} \cong 4,313A \quad (\text{Eq. 6})$$

Tendo em conta a curva de potência da Figura 16, verifica-se que a potência produzida pelo aerogerador deverá ser da ordem de 1kW para uma velocidade de vento de 8 m/s. Considerando a tensão simples da rede, já que se trata de uma ligação monofásica, tem-se a seguinte potência produzida pelo aerogerador:

serviço. Simulando um CC aos 0,25s, obteve-se, de acordo com Figura 20, corrente injectada pela fonte, considerando uma corrente de pico 1,2 vezes a corrente nominal.

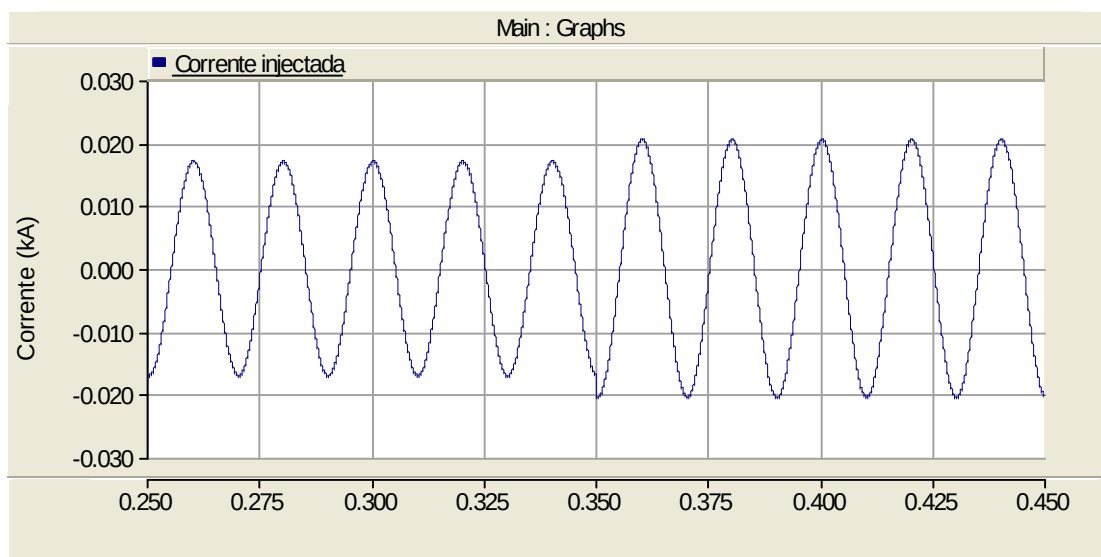


Figura 20 - Corrente injectada em regime de curto-circuito

É de salientar que para a ligação à rede, a corrente deverá estar em fase com a tensão da rede, de modo obter o factor de potência unitário. Como na rede a montante e no PT existem indutâncias que provocam desfasamento, a fase da corrente toma o valor $\varphi=20^\circ$ de forma alcançar o objectivo pretendido. Na Figura 21 é apresentado a corrente injectada e a tensão aos terminais da fonte em regime nominal.

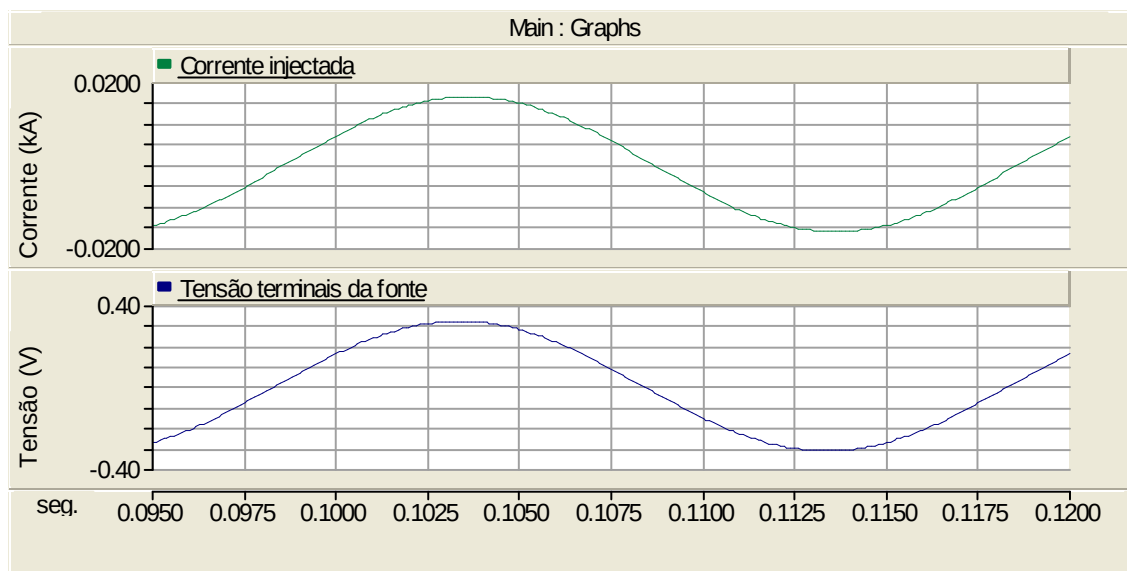


Figura 21 - Corrente injectada na rede e tensão aos terminais da fonte

4.3.2 - Modelização das protecções do micro-gerador

No caso dos inversores, para ligar à rede de BT, é necessário adoptar mecanismos de desconexão automática da rede quando a fase do inversor a que se encontra ligado sai das janelas de operação apresentadas na Tabela 2. Com base nos tempos máximos de actuação dispostos na norma EN 50438, o relé de tensão implementado na plataforma de simulação terá a seguinte curva característica de funcionamento:

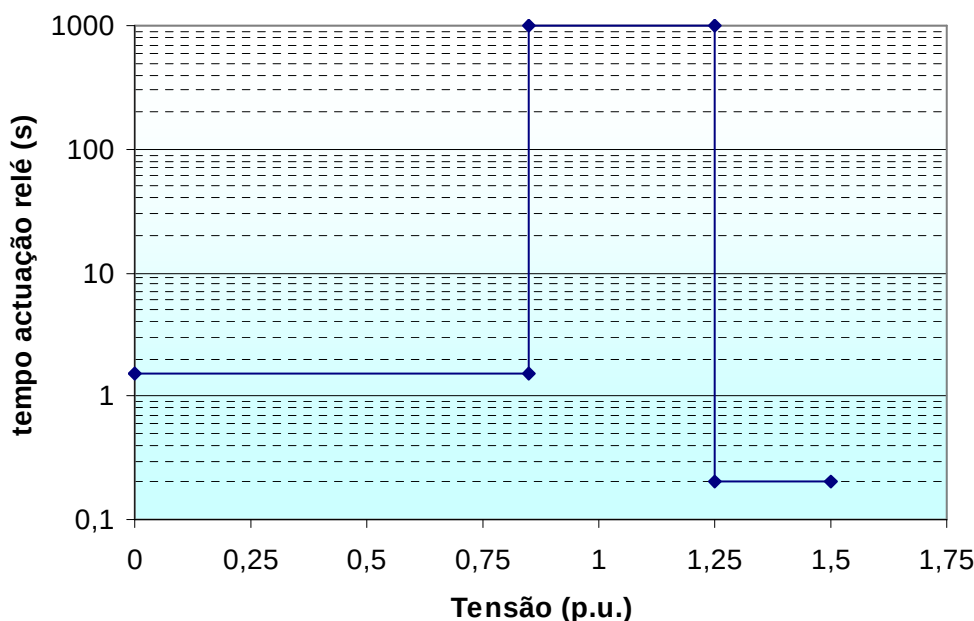


Figura 22 - Característica de funcionamento do relé de máximo e mínimo de tensão

Atente-se para o facto de que os sistemas de protecção, na realidade, actuarem antes do tempo aqui especificado, já que este é o tempo máximo de actuação da protecção estipulado na norma EN 50438. Contudo, em vários países da Europa, este tempo é ainda mais reduzido como pode ser verificado no Anexo 5.

Para a modelização matemática do relé de tensão é estritamente necessário o uso de um aparelho de medida, o voltímetro, que forneça a informação correcta para processamento da mesma e posterior ordem de actuação da protecção.

O voltímetro existente na biblioteca da plataforma de simulação, produz um determinado erro na medição do valor eficaz da tensão, como apresentado na Figura 23. Com o objectivo de minimizar esse erro utilizou-se um filtro passa-baixo de forma a eliminar a ondulação em torno do valor eficaz da tensão. Na parte inferior da Figura 23 apresenta-se o resultado da medição com a introdução do filtro.

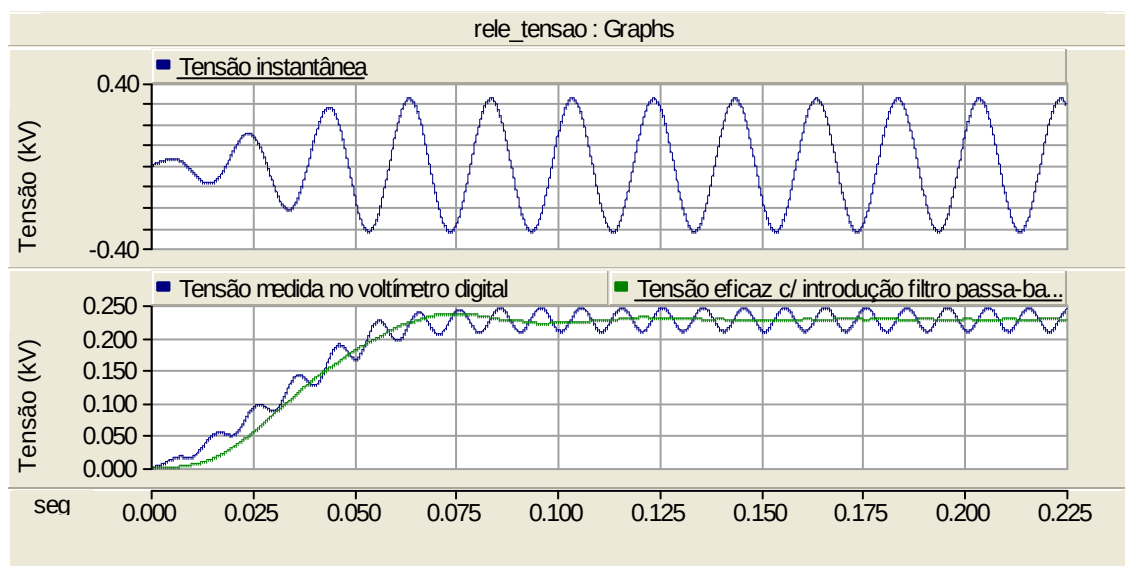


Figura 23 - Comparação entre valor medido pelo voltímetro digital e o valor obtido após a introdução de um filtro passa-baixo

Após medir o valor eficaz da tensão (V_{rms}), é necessário compará-lo com um valor de referência, que neste caso, é o valor mínimo de tensão, de forma a dar ordem de disparo da protecção. Para tal, foi introduzido um comparador.

Tendo em conta os valores apresentados na Tabela 2, o valor tomado como referência para o mínimo de tensão foi $195,5V^5$. Sabendo que no início da simulação, a tensão toma inicialmente o valor 0 e demora cerca de 0,06s a estabilizar na tensão nominal (230 V) é necessário que o valor de referência neste intervalo de tempo esteja sempre abaixo do valor medido, para evitar disparos intempestivos do relé mínimo de tensão. Para o efeito, utilizou-se um bloco que produz uma função do tipo:

$$f(t) = \begin{cases} m \cdot t - b, & \text{para : } 0 \leq t < 0,06(s) \\ U_{ref_min}, & \text{para : } t \geq 0,06(s) \end{cases} \quad (\text{Eq. 8})$$

Neste caso:

$$m = 4,925; b = 0,1$$

$$U_{ref_min} = 0,1955kV$$

Na Figura 24 é apresentado o valor eficaz da tensão (V_{rms}) e o valor de referência:

⁵ Valor eficaz correspondente ao mínimo de tensão: 230-15%

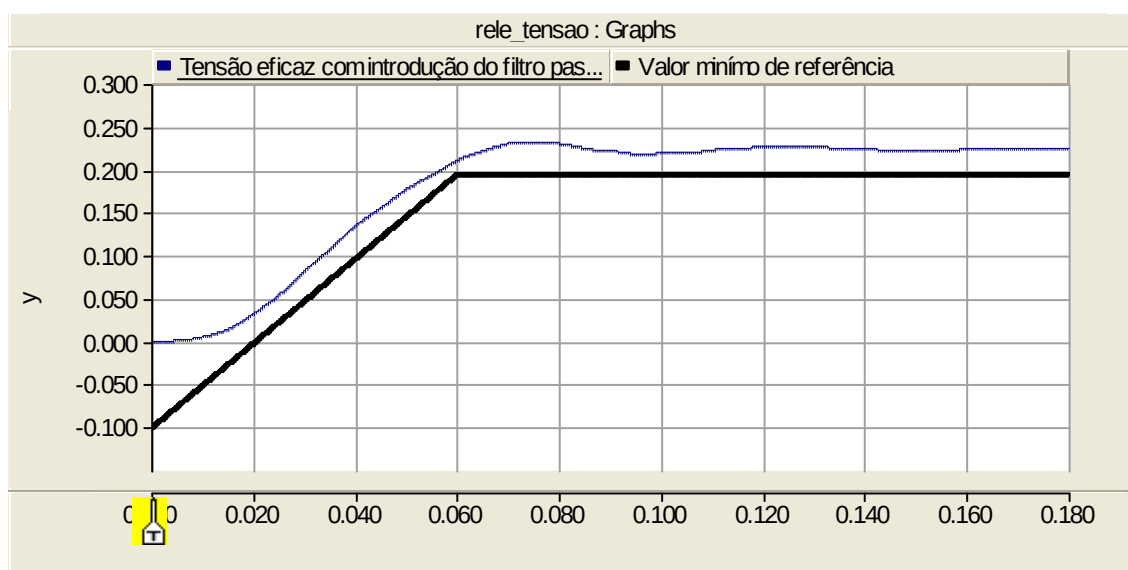


Figura 24 - Comparação do valor eficaz da tensão e o valor de referência definido como mínimo de tensão

Posteriormente, tem-se que comparar a amplitude dos sinais da Figura 24 ao longo do tempo. Quando o valor eficaz da tensão for igual ou inferior ao valor definido como referência para o mínimo de tensão, o sinal à saída (“tap1”) do comparador toma o valor “1”, caso contrário, toma o valor “0”. O esquema é apresentado na Figura 25.

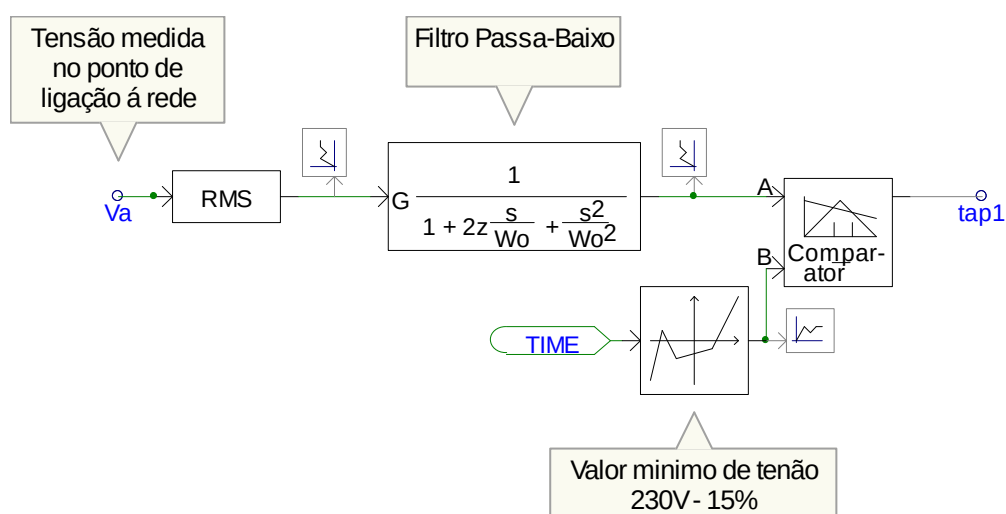


Figura 25 - Comparação entre valor eficaz da tensão e o valor mínimo de tensão

Considerando os tempos máximos de actuação da protecção para o mínimo de tensão, de acordo com a Tabela 2 apresentada no Capítulo 3, é necessário verificar que a protecção actua passados 1,5s após ocorrência da cava de tensão. No entanto, para garantir selectividade entre protecções, é essencial medir novamente a tensão, decorrido o tempo estabelecido como máximo para actuação da protecção. Caso se verifique que o valor eficaz da tensão ainda é inferior ao valor de referência, definido como limite mínimo de tensão, é dada a ordem para actuação da protecção. O modelo está esquematizado na Figura 26.

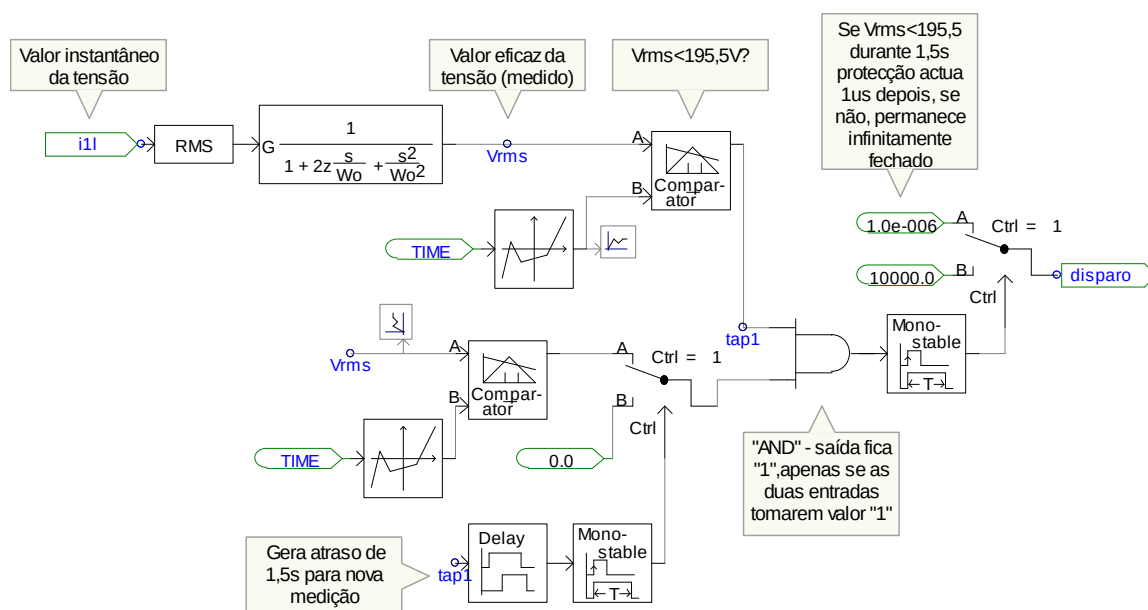


Figura 26 - Modelização do relé mínimo de tensão na plataforma de simulação

De modo análogo representou-se o relé de máximo tensão na plataforma de simulação, apresentado na Figura 27. Foram considerados os tempos máximos de actuação da protecção para o máximo de tensão, de acordo com a Tabela 2 apresentada no Capítulo 3. Neste caso, é necessário verificar que a protecção actua passados 0,2s após ocorrência da sobretensão.

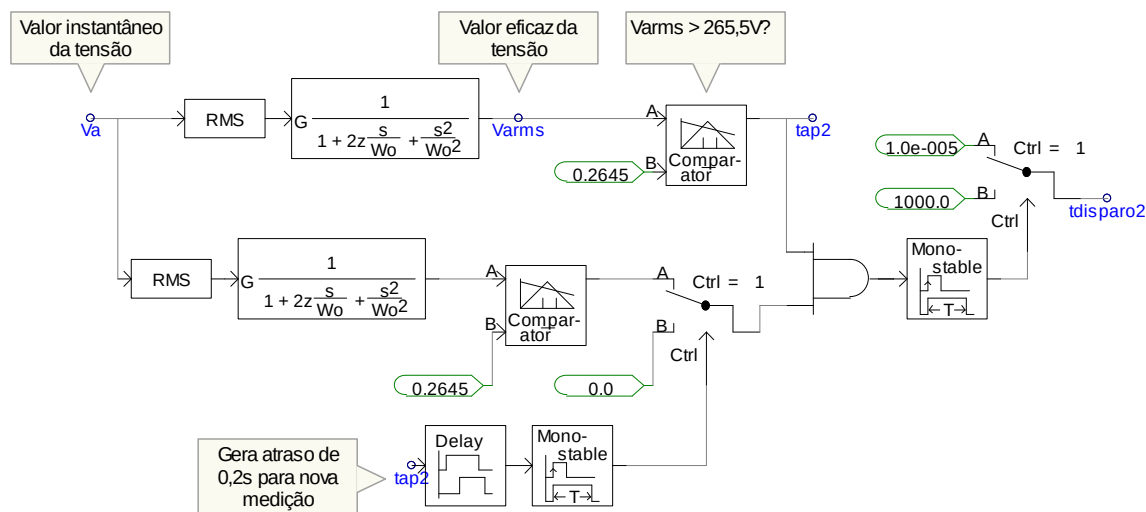


Figura 27 - Modelização do relé máximo de tensão na plataforma de simulação

Com o objectivo de testar os relés de tensão dimensionou-se um circuito de teste na plataforma de simulação (estes testes seguem no Anexo 3), e comprovou-se que a protecção cumpre os requisitos da tabela 2 apresentada no capítulo 3.

No sentido de integrar estes relés no sistema de MG, acrescentou-se o *Bloco1 e Bloco 2* (Figura 28) que dá ordem de disparo da protecção (tornando nula a corrente injectada na rede), conforme os níveis de tensão medidos aos terminais do inversor. “ V_{inv} ” representa o

voltímetro que mede a tensão aos terminais da fonte de corrente e “R_Min” e “R_Max” são variáveis que indicam a actuação do relé mínimo e máximo de tensão, respectivamente (quadrado fica verde se relé actua). Obteve-se desta forma a representação definitiva para o sistema de MG:

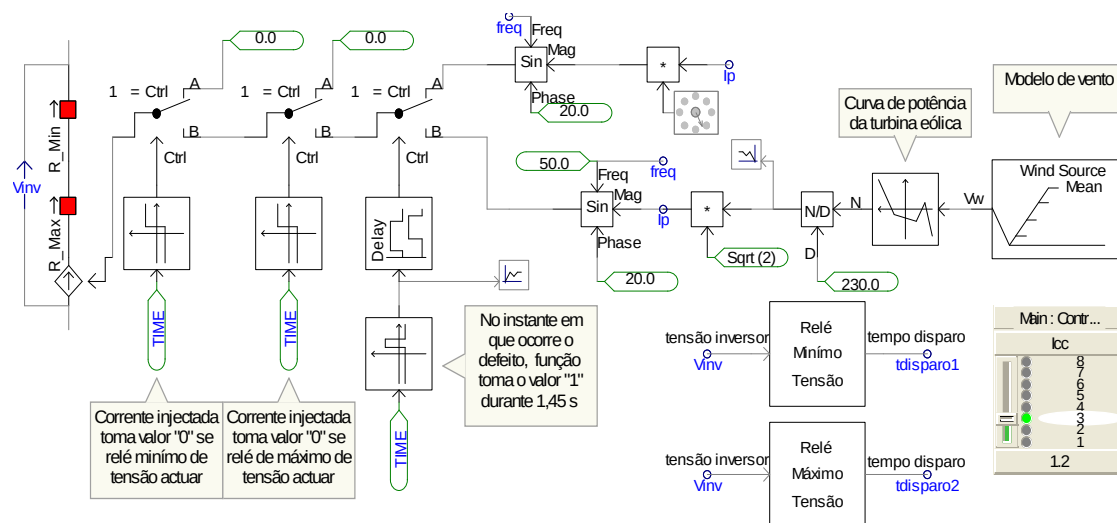


Figura 28 - Modelização do microgerador com a devida protecção

4.4 - Modelização da rede de distribuição em Baixa Tensão

Nesta fase de estudo dimensionou-se uma rede de teste, mais concretamente, uma rede típica de distribuição em BT (o dimensionamento desta rede segue no Anexo 1).

De forma a estudar o comportamento das protecções tanto nos sistemas de MG como nas protecções existentes na rede, simularam-se curto circuitos assimétricos do tipo Fase-Neutro, com o neutro ligado à terra, visto este ser o mais frequente em redes de BT. O defeito simulado ocorre na fase de alimentação da habitação próxima do local onde está localizado o sistema de MG. Para o efeito, a rede de teste apresentada na Figura 29 foi implementada na plataforma de simulação, baseada num sistema trifásico, alimentando cargas monofásicas para habitações unifamiliares, e trifásicas para habitações multifamiliares.

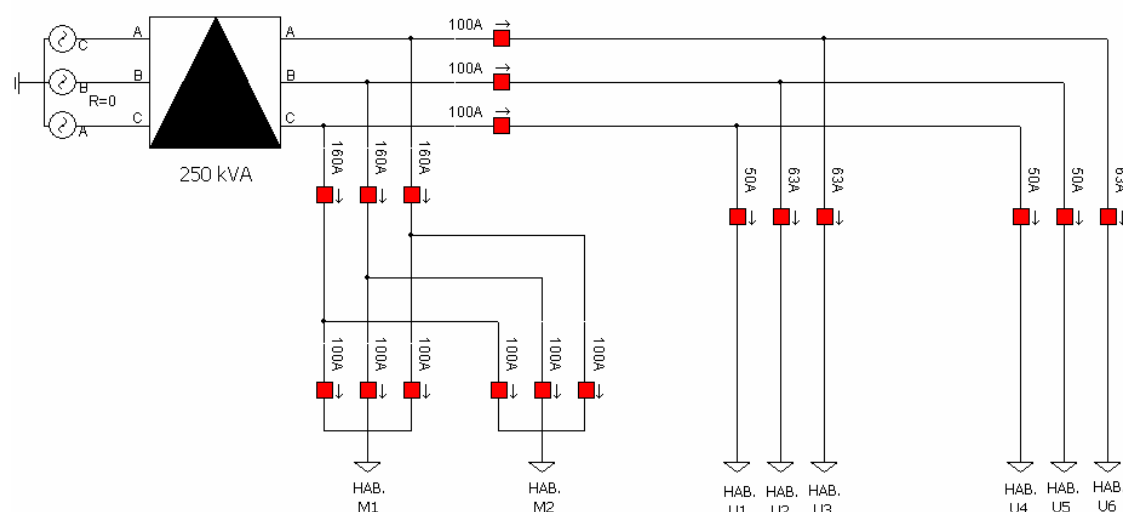


Figura 29 - Esquema multifilar da rede de BT em estudo

4.4.1 - Modelização das cargas

As cargas existentes na rede foram igualmente modelizadas e introduzidas no estudo efectuado. Como é conhecido e amplamente discutido na literatura especializada, a modelização das cargas de uma rede é normalmente delicada em virtude do desconhecimento habitual sobre a sua topologia.

No entanto, neste estudo, optou-se pela modelização das cargas através de uma resistência e uma bobine. Estas cargas representam o consumo de energia por parte dos clientes alimentados em BT, tendo em conta os níveis de potência contratável disponíveis pelo operador da rede de distribuição. A ausência de informação leva a que se adopte algumas simplificações para a modelização, tais como, considerar a relação X/R constante para todas as cargas representadas na simulação.

A potência aparente absorvida (S_L) representa a potência contratável por cada habitação, sendo estas representadas por uma resistência (R_L) e uma indutância (X_L).

A partir das equações 9 e 10 calcularam-se os parâmetros das cargas, com base nas potências definidas como contratadas:

$$\frac{X_L}{R_L} = 0,01 \quad (\text{Eq. 9})$$

$$S_L = \frac{V^2}{\sqrt{R_L^2 + X_L^2}} \Leftrightarrow S_L = \frac{V^2}{R_L \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{X_L}{R_L}\right)^2}} \quad (\text{Eq. 10})$$

Tendo em conta as potências contratáveis disponíveis pelo operador da rede de distribuição, apresentadas na Tabela 3, foi construído um diagrama de cargas (Anexo 2) para a rede em análise.

Tabela 3 - Potências contratáveis (EDP Distribuição, 2007)

Potência contratável	
[kVA]	
Monofásico	Trifásico
1,15	6,90
3,45	10,35
4,60	13,80
5,75	17,25
6,90	20,70
10,35	27,60
13,80	34,50
	41,40

Para efeitos de simulação e de forma a obter uma imagem tão completa quanto possível de uma rede típica de distribuição em BT, foram consideradas apenas as horas de ponta do diagrama de cargas (Anexo 2).

De acordo com o cálculo efectuado utilizando as equações 9 e 10 foi construída a Tabela 4, onde se encontram representados os parâmetros das cargas que caracterizam o cenário de consumo em análise da rede de distribuição.

Tabela 4 - Parâmetros das cargas correspondentes às potências consumidas consideradas

Habitações	P contratada [kVA]	P consumida [kVA]	R [Ω]	L [H]
Hab.U1	6,9	6,3	8,396	0,0003
Hab.U2	10,35	9,1	5,813	0,0002
Hab.U3	10,35	7,6	6,960	0,0002
Hab.U4	5,75	3,8	13,920	0,0004
Hab.U5	6,9	5,9	8,966	0,0003
Hab.U6	10,35	8,1	6,530	0,0002
Hab.M7	44,55	35,0	4,571	0,0001
Hab.M8	44,55	32,7	4,893	0,0002

A rede equivalente a montante do posto de transformação de 15/0,4 kV foi modelizada assumindo as seguintes características da rede:

$$S_{cc} = 150 \text{ MVA} \rightarrow \text{Potência de curto-circuito}$$

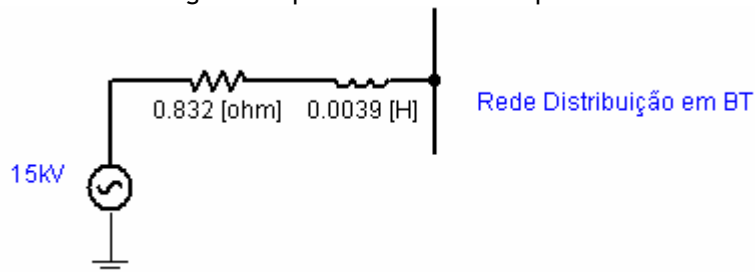
$$\frac{X}{R} = 1,5 \rightarrow \text{Relação X/R da rede equivalente a montante do Posto de transformação}$$

$$R_{eq} = \frac{V^2}{S_{cc} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{X}{R}\right)^2}} = \frac{(15 \times 10^3)^2}{150 \times 10^6 \cdot \sqrt{1 + 1,5^2}} \cong 0,832 \Omega$$

$$\frac{X_{eq}}{R_{eq}} = 1,5 \Leftrightarrow X_{eq} = 1,5 \times 0,00178 \cong 1,248 \Omega$$

$$L = \frac{X_{eq}}{2 \cdot \pi \cdot f} \Leftrightarrow L = \frac{1,248}{2 \cdot \pi \cdot 50} \cong 0,0039 \text{ H}$$

Obtendo-se desta forma o seguinte equivalente Thevenin para a rede a montante:

**Figura 30** - Equivalente da Thevenin da rede a montante do Posto de Transformação

Características do transformador:

$$S_n = 250kVA$$

$$U_{cc} = 4\%$$

Configuração dos enrolamentos: triângulo-estrela com neutro ligado á terra

4.4.2 - Modelização das protecções da rede baixa tensão

As protecções contra sobreintensidades nas redes de BT são baseadas na utilização de fusíveis nas canalizações eléctricas. Para analisar o comportamento das protecções da rede em estudo, e mais concretamente, para avaliar a selectividade entre protecções, é fundamental que a representação do seu funcionamento na plataforma de simulação seja o mais próximo possível da realidade.

A representação na plataforma de simulação do comportamento de um fusível difere da representação do relé de tensão apresentado anteriormente, na medida em que, o tempo de actuação de fusível depende directamente da intensidade da corrente de curto-circuito.

Com o objectivo de representar as curvas de funcionamento dos fusíveis na plataforma de simulação, foi realizada uma linearização destas curvas através de segmentos de recta, como representado na Figura 31.

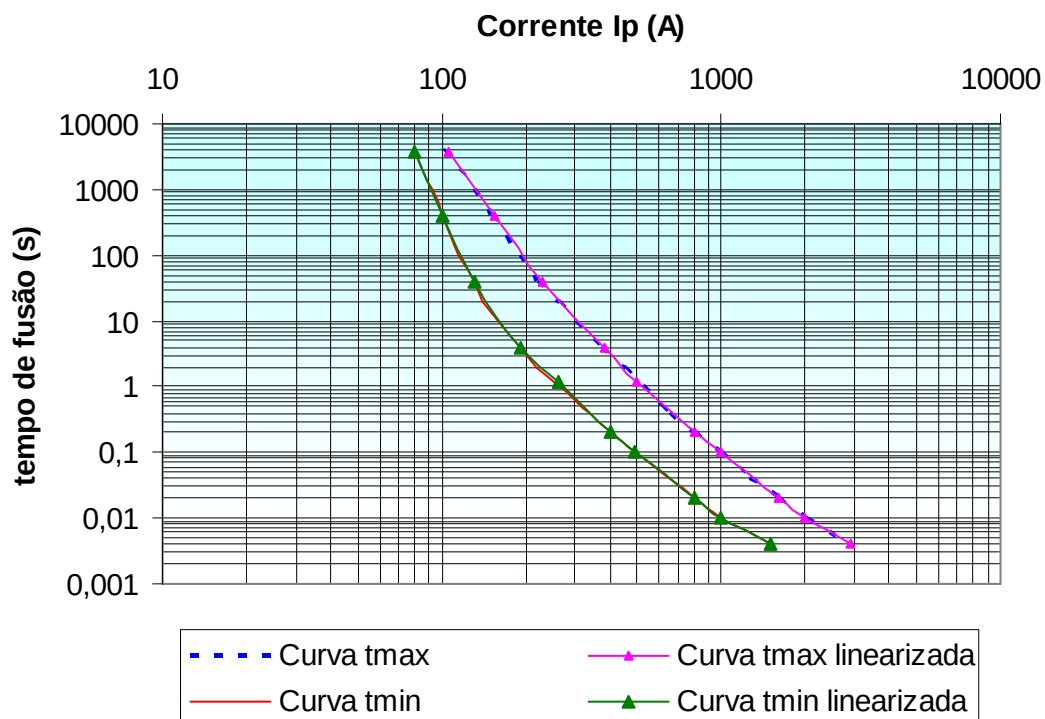


Figura 31 - Linearização da curva de funcionamento de fusível $I_n=63A$ do tipo gG (CEI 269-2)

No sentido de diminuir tanto quanto possível o erro relativo à linearização da curva, esta aproximação foi realizada através de nove segmentos de recta, que corresponde ao limite máximo definido no bloco “Non-Linear Transfer Characteristic” (bloco utilizado para obtenção da linearização) da plataforma de simulação como mostra a Figura 32.

x	y
x1: 0.105	y1: 3800
x2: 0.155	y2: 400
x3: 0.230	y3: 40
x4: 0.380	y4: 4
x5: 0.5	y5: 1.2
x6: 0.75	y6: 0.2
x7: 1.0	y7: 0.1
x8: 1.600	y8: 0.02
x9: 2.000	y9: 0.01
x10: 2.900	y10: 0.004

Figura 32 - Pontos⁶ que definem os segmentos de recta para a linearização da curva de funcionamento do fusível

Para a representação do fusível na plataforma de simulação foi usada a mesma metodologia usada na implementação do relé de tensão. O modelo matemático adoptado está representado na Figura 33.

Neste modelo, o aparelho de medida usado foi o amperímetro que, como no caso do relé, produz um determinado erro na medição do valor eficaz da corrente. Com o objectivo de minimizar esse erro, utilizou-se um filtro passa-baixo, de forma a eliminar a ondulação em torno do valor eficaz da corrente. Atente-se para o facto das curvas de tempo inverso do fusível estarem em função da corrente de pico, e não em função do seu valor eficaz, como no caso do relé. Para obter a corrente de pico, multiplicou-se o valor da corrente eficaz medida por $\sqrt{2}$.

O tempo de actuação da protecção (tempo fusão) é obtido a partir de uma curva de tempo inverso (cujo bloco é representado na parte superior da Figura 33). A este tempo é somado o tempo do instante a que se dá o defeito, “*taf*”, obtendo-se o tempo a que a protecção actua, “*tda3*”. Neste caso, não é possível aplicar variáveis no bloco “*Delay*”, como “*tfa3*”, para gerar o atraso atrás descrito, já que este apenas admite valores constantes,

⁶ Os valores respeitantes ao eixo das abcissas (x_n) correspondem à corrente de pico (em kA), os valores respeitantes ao eixo das ordenadas (y_n) correspondem ao tempo de fusão do fusível (em seg.)

como implementado na representação do relé tensão (Figura 27). O teste deste modelo segue no Anexo 3.

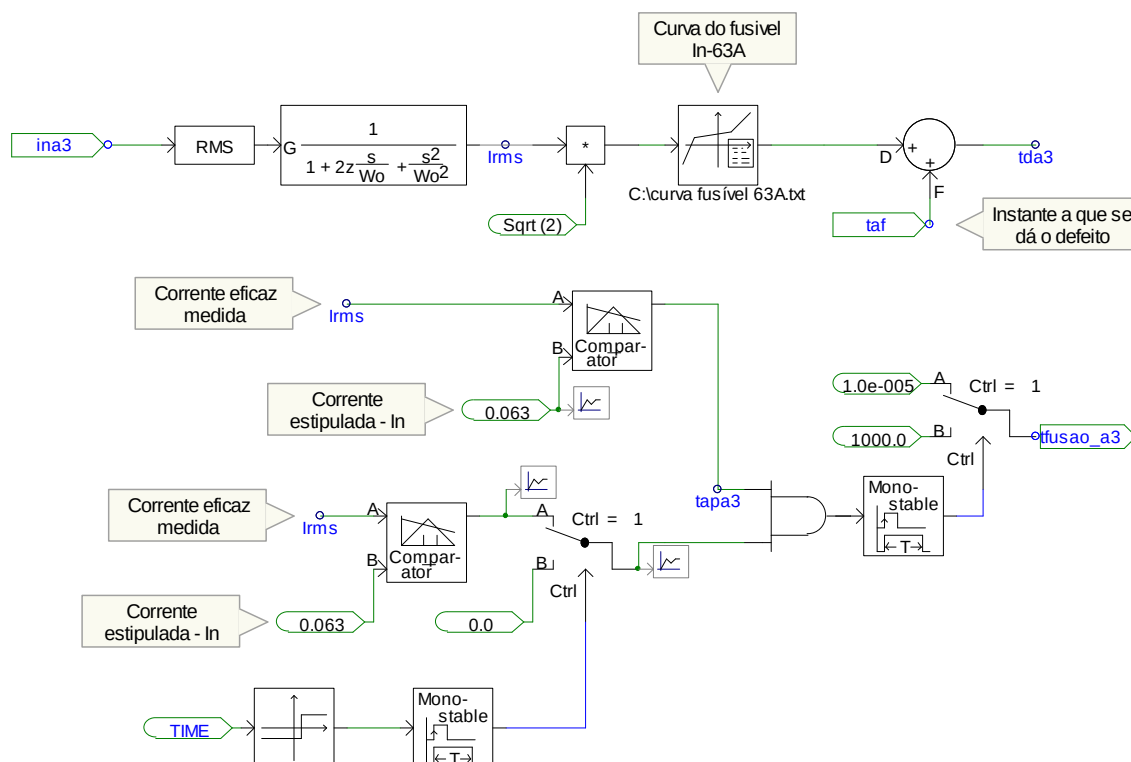


Figura 33 - Diagrama de blocos representando um fusível, neste caso, $I_n=63A$ do tipo gG (CEI 269-2)

4.4.3 - Simulação de CC

Com o objectivo de estudar as protecções nos sistemas de MG ligados à rede de distribuição, foram simulados curto circuitos assimétricos do tipo Fase-Neutro para vários valores de impedância de defeito. O defeito simulado ocorre na fase de alimentação da habitação situada entre o posto de transformação e o sistema de MG, como apresentado na Figura 34.

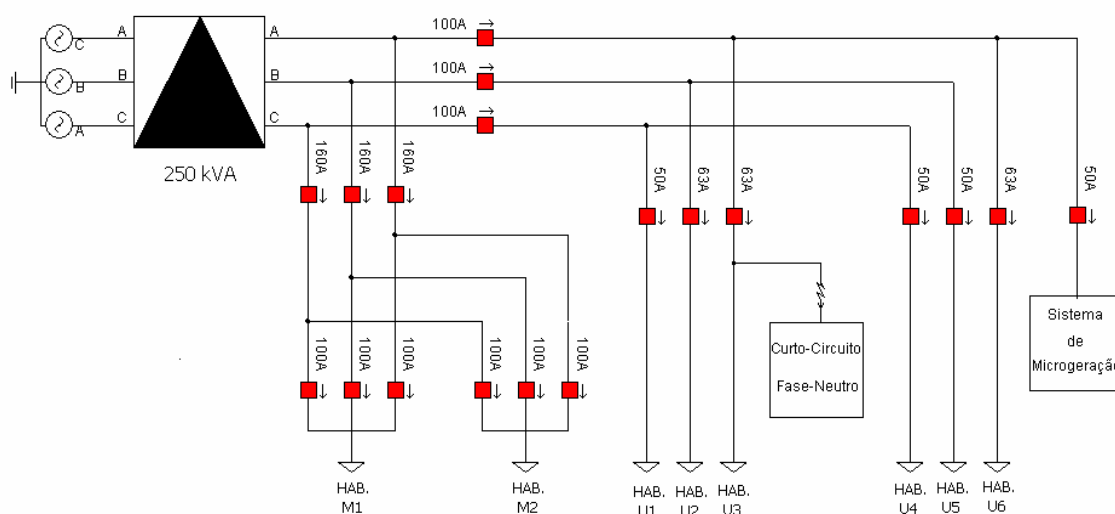


Figura 34 - Esquema multifilar da rede de baixa-tensão com inserção do sistema de MG e local do curto-circuito

A título de exemplo, apresenta-se na Figura 35 as formas de onda da corrente que atravessa o fusível do ramal da habitação HAB.U3, e da tensão aos terminais do sistema de MG antes, durante e após ocorrência do defeito.

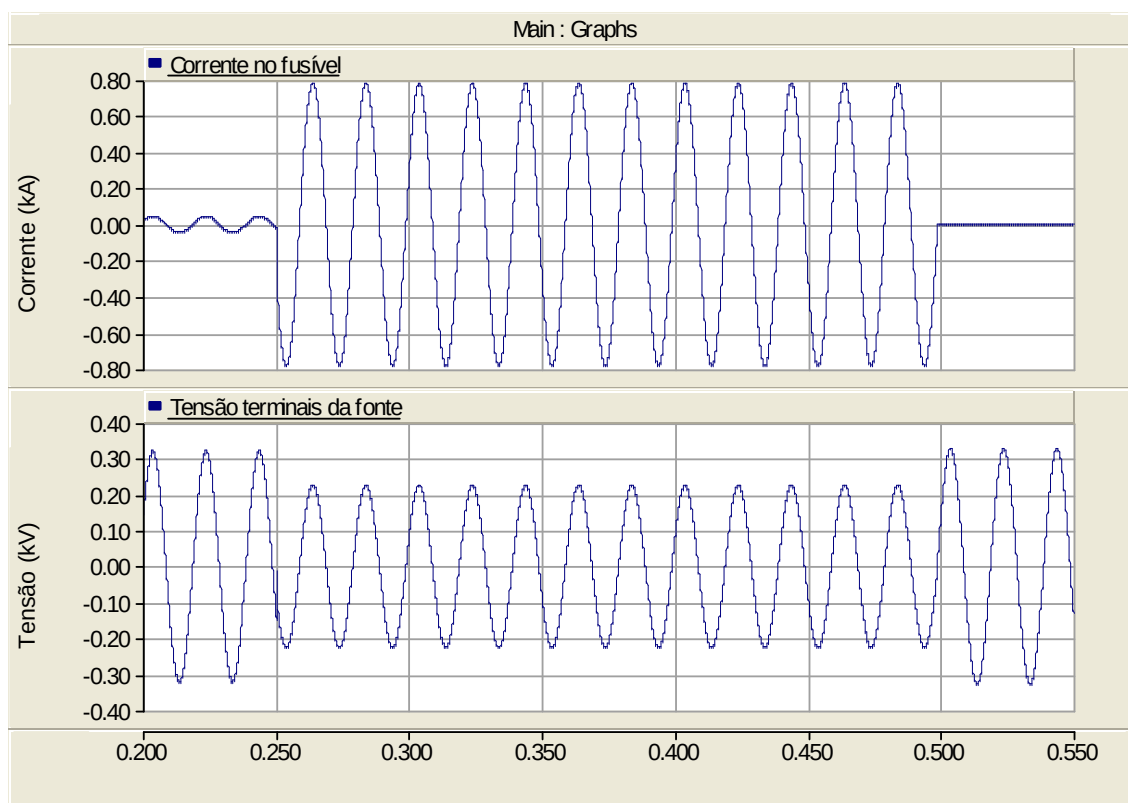


Figura 35 - Corrente de CC que atravessa o fusível do ramal de alimentação da HAB.U3 e a tensão aos terminais do sistema de MG

Ao analisar o gráfico da Figura 35 nota-se, claramente, um aumento substancial da intensidade de corrente no instante $t=0,25s$. O tempo de actuação do fusível é da ordem dos 0,25s, e analisando a curva de funcionamento do fusível para o tempo máximo verifica-se que o tempo obtido corresponde ao valor de pico da corrente de curto-circuito obtido no gráfico da Figura 35.

Um aumento substancial da intensidade de corrente no instante $t=0,25s$, provoca, como seria de esperar, um abaixamento de tensão, como se pode verificar na Figura 36.

O valor eficaz da tensão aos terminais da fonte de corrente durante o defeito é da ordem dos 160 V. Este valor encontra-se abaixo do valor de referência estabelecido para o mínimo de tensão do relé do microgerador. No entanto, este abaixamento de tensão não é suficiente para ocorrer o disparo do relé, uma vez que o fusível actua 0,25s depois do instante a que se dá o defeito, muito antes do tempo máximo estipulado para actuação do relé.

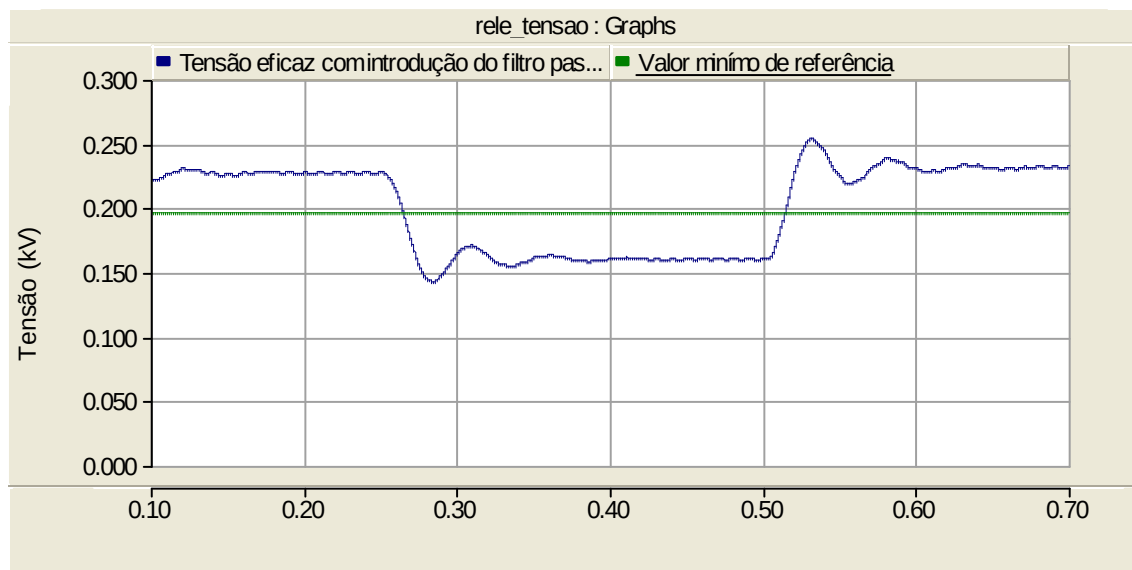


Figura 36 - Comparação entre tensão eficaz medida e valor mínimo de referência para tensão

Capítulo 5

Apresentação e Análise de Resultados

5.1 - Apresentação de resultados

Neste capítulo estão apresentados os resultados das simulações de CC's fase-neutro para várias resistências de defeito, R_d .

O defeito simulado ocorre na fase de alimentação da habitação situada entre o posto de transformação (PT) e o sistema de MG, como exposto na Figura 34. Os resultados foram obtidos seguindo a metodologia enunciada no ponto 4.4.3 da simulação de CC. Neste estudo foi também analisada a influência na actuação das protecções a partir de diferentes distâncias do PT ao local de CC. Para tal, consideraram-se CC's a 100 e 200 m do PT.

Os valores apresentados nos pontos seguintes traduzem os tempos de actuação das protecções existentes na rede e os valores de tensão medidos aos terminais do inversor, de forma a detectar flutuações de tensão. Estes valores estão expostos sob a forma de gráficos.

O objectivo pretendido foi analisar a selectividade entre as protecções do micro-gerador e as protecções existentes na rede BT.

5.1.1 - Curto-circuito a 100m do PT

Nas figuras seguintes estão representados os gráficos que foram construídos com base nos resultados obtidos a partir das simulações realizadas na plataforma de simulação.

Neste ponto, foram considerados os CC's situados a 100 m do PT e foram simulados variando a R_d entre 0 e 2Ω .

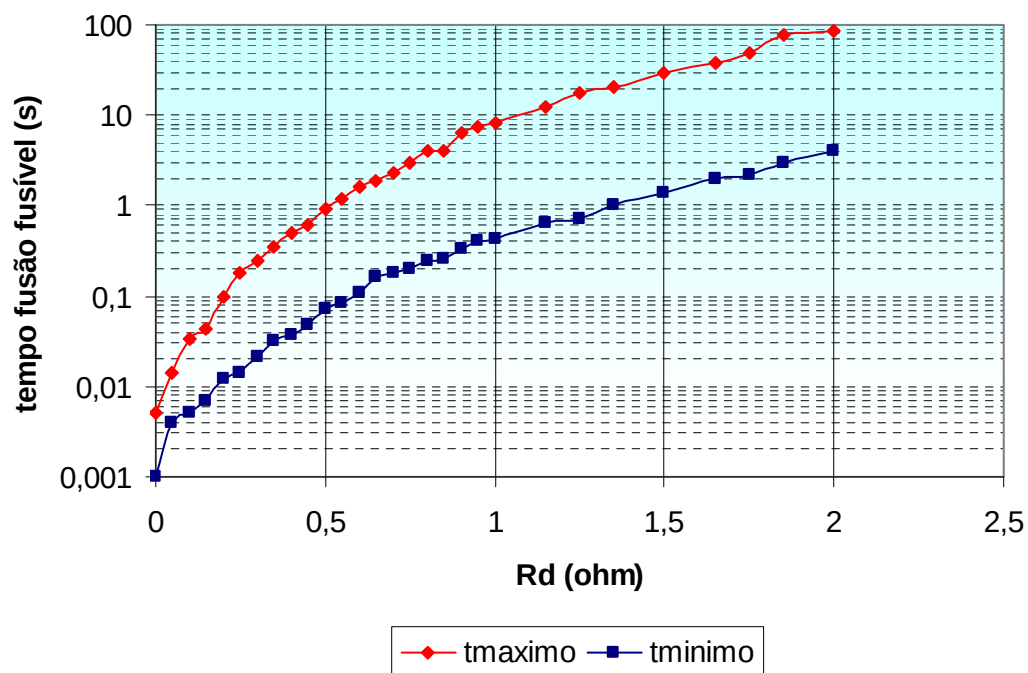


Figura 37 - Tempos de fusão considerando curvas características tempo mínimo e máximo do fusível em função da R_d , CC a 100 do PT

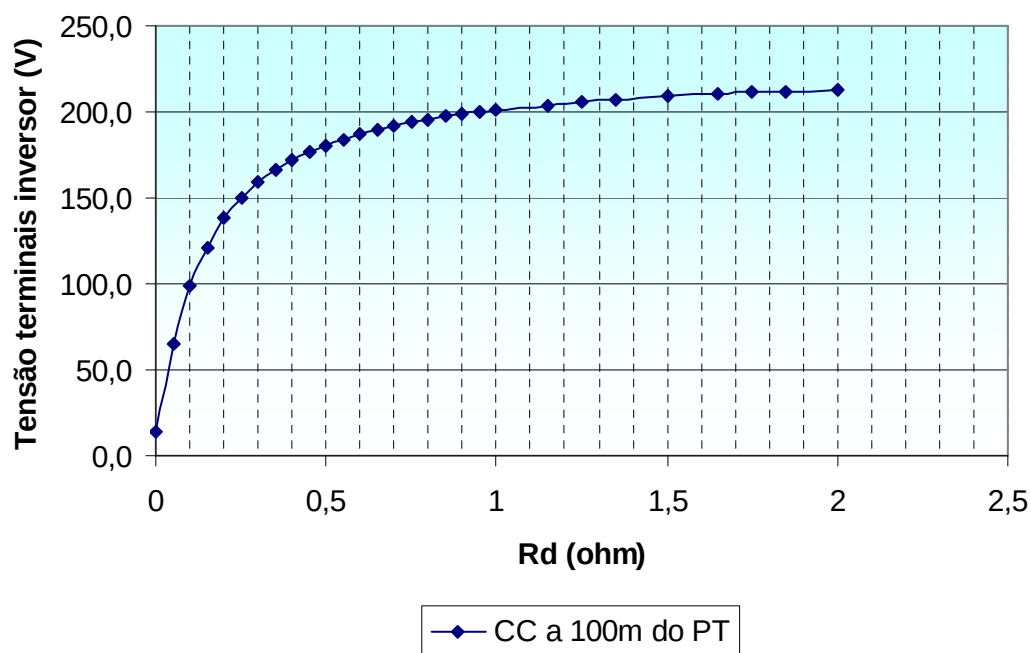


Figura 38 - Tensão medida aos terminais do inversor em função da R_d

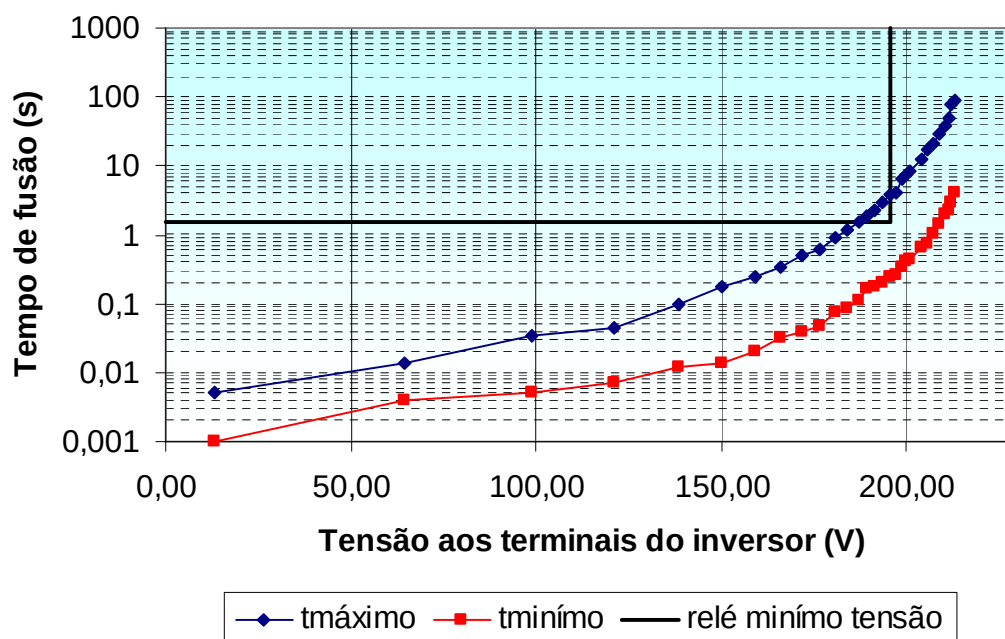


Figura 39 - Tempos de fusão em função da tensão aos terminais do inversor para os vários CC's simulados a 100m do PT considerando as curvas características de tempo mínimo e máximo de fusão do fusível $I_n=63A$

Ao analisar o gráfico da Figura 37 nota-se claramente um aumento do tempo de fusão do fusível com o aumento da R_d . Este resultado é o previsível, uma vez que com o aumento da R_d , a corrente de CC diminui.

Ao observar o gráfico da Figura 38 verifica-se que a tensão aos terminais do inversor é muito reduzida para CC's francos ($R_d=0$), o que seria de esperar, já que o local do defeito encontra-se a 20 m do microgerador (muito próximo). No entanto, aumentando as R_d constata-se que as flutuações de tensão aos terminais do inversor vão sendo cada vez mais reduzidas, o que significa que a partir de um determinado valor de R_d , neste caso a partir de $0,8\Omega$, o abaixamento de tensão não é suficiente para o relé de tensão existente no inversor actuar.

Tendo em conta a curva característica do relé de tensão, ao analisar o gráfico da Figura 39, verifica-se não só a intercepção entre esta curva e a curva do fusível (representada em função da tensão medida aos terminais do inversor), como também a existência de uma pequena região limitada por estas curvas. Conclui-se que se trata de um problema de selectividade, em que para na gama de R_d $[0,55;0,8] \Omega$ poderá ocorrer disparos intempestivos no sistema de MG. É de salientar que a região definida por estas duas curvas de funcionamento é bastante reduzida, o que indica que a probabilidade de ocorrência de disparos intempestivos no sistema de MG, nestas circunstâncias, é bastante reduzido.

5.1.2 - Curto-circuito a 200m do PT

Neste caso, os CC's situam-se a 200 m do PT, e para o efeito, foi considerado que o cabo que alimenta a HAB.U3 possui um comprimento de 200m. Foram simulados CC's variando, igualmente, R_d entre 0 e 2Ω . Nas figuras seguintes estão representados os gráficos construídos com base nos resultados obtidos a partir das simulações realizadas:

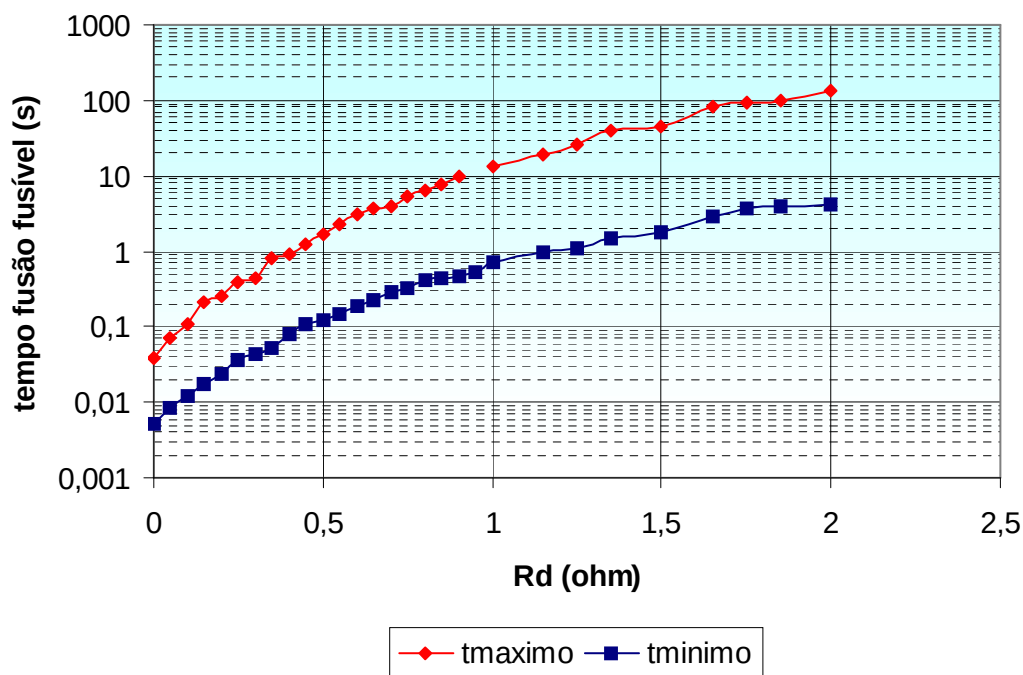


Figura 40 - Tempos de fusão considerando curva característica a “frio” ($t_{\text{máximo}}$) e “quente” ($t_{\text{mínimo}}$) do fusível In=63A em função da R_d , CC a 200 do PT

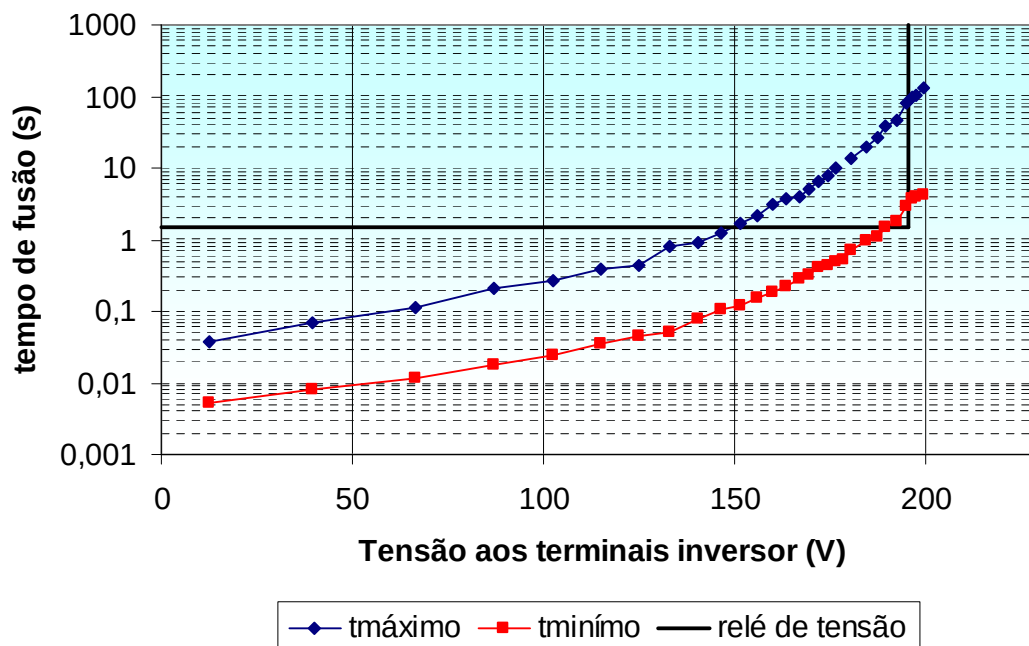


Figura 41 Tempos de fusão função da tensão aos terminais do inversor para os vários CC's simulados a 200m do PT considerando as curvas características de tempo mínimo e máximo de fusão do fusível $I_n=63A$

Ao analisar a Figura 41 verifica-se novamente a intercepção entre a curva de funcionamento do relé de tensão e a curva do fusível (representada em função da tensão medida aos terminais do inversor). Contudo, a região limitada por estas curvas é substancialmente maior que no caso anterior. Isto significa que o problema de selectividade está agravado, e a gama de R_d é alargada para $[0,45;1,70]\Omega$. Consequentemente, a probabilidade de ocorrência de disparos intempestivos no sistema de MG torna-se mais elevada do que a considerada no caso anterior.

5.1.3 - Comparação entre resultados

O gráfico da Figura 42 expõe a comparação entre os valores de tensão medidos aos terminais do inversor durante o defeito em função das R_d para as duas situações analisadas anteriormente.

Verifica-se que as quedas de tensão são mais acentuadas no segundo caso, já que a distância do local de defeito ao PT é maior, logo a resistência do cabo é igualmente maior.

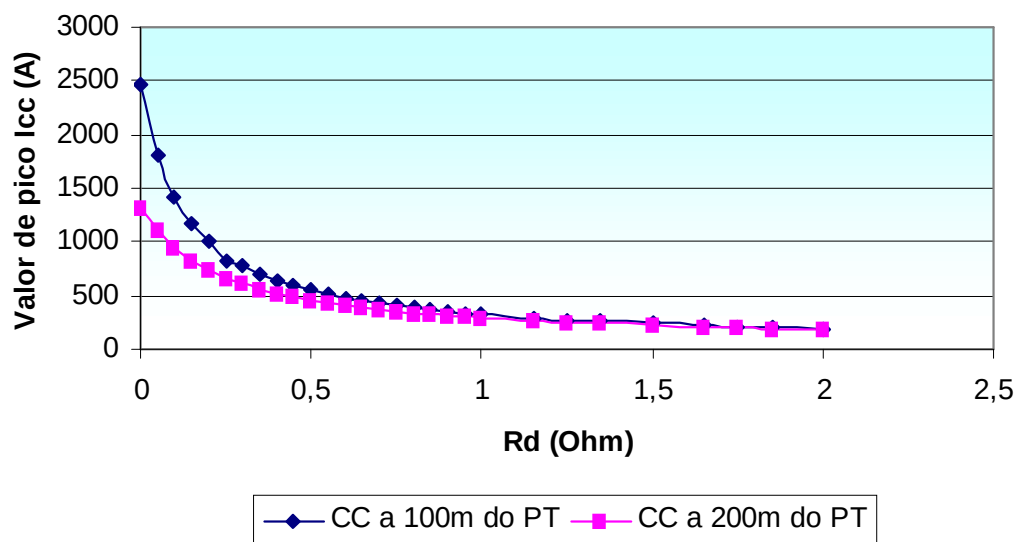


Figura 42 - Correntes de CC em função da R_d , considerando CC's a 100 e 200 m do PT

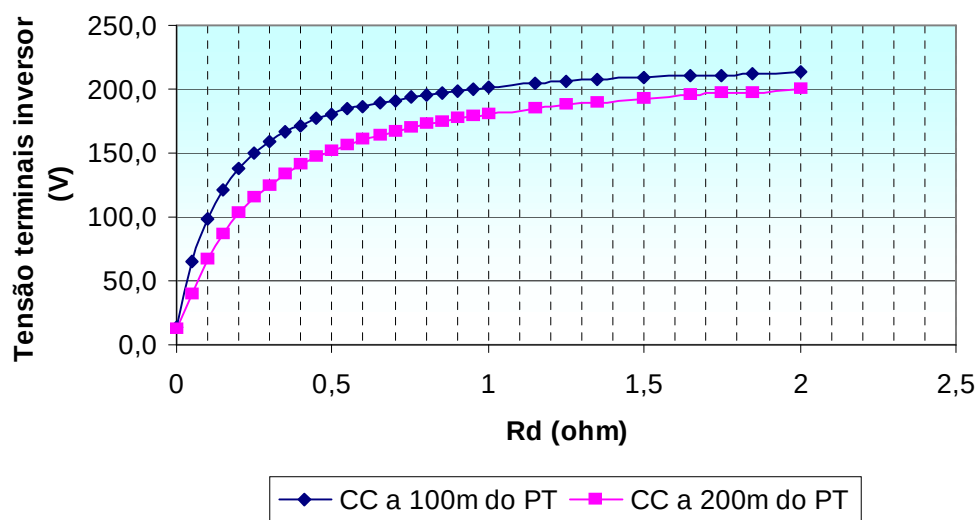


Figura 43 - Tensão medida aos terminais do inversor em função da resistência de defeito, considerando curto-circuitos a 100 e 200 m do PT

Ao analisar os gráficos das Figuras 39 e 41, a região limitada pela curva de funcionamento do relé de tensão e a curva do fusível (representada em função da tensão medida aos terminais do inversor), é substancialmente maior, como mencionado anteriormente. Este facto pode ser justificado com as amplitudes das correntes de CC serem menores no segundo caso, que por sua vez aumenta o tempo de fusão dos fusíveis. Os níveis de tensão medidos aos terminais do inversor durante o CC são igualmente menores no segundo caso. Estes eventos fazem com que a região limitada pelas curvas de funcionamento dos dois tipos de protecção seja maior no segundo caso.

No caso do defeito ocorrer a 100m do PT a amplitude da corrente de CC para R_d até $0,5\Omega$ é substancialmente maior do que a verificada no ponto 5.1.2, no entanto, nos dois exemplos a magnitude da corrente de defeito é suficientemente elevada para o fusível fundir antes do relé de tensão actuar.

Para R_d acima de $0,5\Omega$, as correntes de CC no primeiro caso são ligeiramente superiores às amplitudes verificadas para no ponto 5.1.2, mas nesta gama de resistência, a diferença já não é tão substancial como o verificado para R_d inferiores a $0,5\Omega$. Deste modo, os tempos de fusão no segundo caso são ligeiramente inferiores em relação aos do primeiro. Isto significa que a não garantia de selectividade nestas condições se deve, essencialmente, à diferença entre as magnitudes das correntes de CC e entre os níveis de tensão medidos aos terminais do inversor durante o defeito, como apresentado nos gráficos da Figura 43 e 42, respectivamente.

5.1.4 - Curto-circuito a 200m do PT com aumento da corrente de curto-circuito do microgerador

Neste caso, pretende-se analisar uma possível melhoria na selectividade entre as protecções. Para o efeito, considerou-se que a corrente de CC fornecida à rede pelo inversor é cinco vezes a sua corrente nominal. Os CC's situam-se a 200 m do PT e foram simulados variando a R_d entre 0 e 2Ω . Na Figura 44 está representado o gráfico construído com base nos resultados obtidos a partir das simulações realizadas.

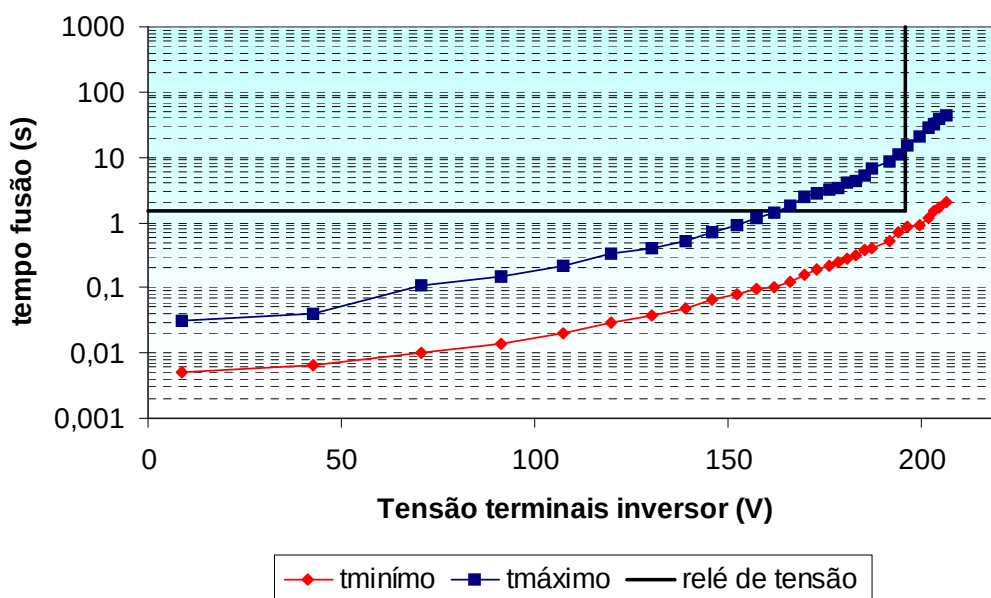


Figura 44 - Tempos de fusão função da tensão aos terminais do inversor para os vários CC's simulados a 200m do PT considerando as curvas características de tempo mínimo e máximo de fusão do fusível

Ao analisar a Figura 44, verifica-se novamente, a intercepção entre a curva de funcionamento do relé de tensão e a curva do fusível (representada em função da tensão

medida aos terminais do inversor). Neste caso, a região limitada por estas curvas é ligeiramente menor, cuja gama de R_d para os quais ocorre disparos intempestivos é $[0,55; 1,35] \Omega$. Portanto, a probabilidade de ocorrência de disparos intempestivos no sistema de MG é agora mais reduzido em relação ao caso descrito no ponto 5.1.2.

No entanto, este tipo de solução poderá não ser compensatória para o consumidor/produtor. Para o inversor ser capaz de fornecer esta corrente de CC à rede ($5xI_n$), é necessário, como mencionado no capítulo 3, aumentar a potência nominal do equipamento em cinco vezes. Este tipo de solução revela-se dispendiosa, pois 77% do custo total do inversor provém dos IGBT's e dos díodos de roda livre, que dependem essencialmente da secção transversal de silício necessária para a montagem do equipamento, cujos custos aumentam proporcionalmente com a corrente nominal.

No caso em estudo, a potência nominal do inversor é de 2,5kW. Se aumentasse em cinco vezes a sua potência nominal, de acordo com o DL 363/2007, a potência de ligação seria 12,5 kW, e consequentemente, o regime remuneratório pelo qual o sistema microprodutor estaria abrangido seria alterado, passando do regime bonificado para o regime geral. Esta solução para além de dispendiosa, torna o sistema microprodutor muito menos rentável, já que a tarifa remuneratória da energia produzida seria fortemente afectada.

Atente-se no facto do relé de tensão existente no sistema de MG, na realidade, actuar antes do tempo aqui especificado, uma vez que foi considerado o tempo máximo de actuação da protecção especificado na norma EN 50438. Contudo, em vários países da Europa, este tempo é ainda mais reduzido, como pode ser verificado no Anexo 5. É possível considerar o caso retratado neste trabalho como um cenário “optimista” (relativamente à selectividade), porque quando a fase, à qual se encontra ligado o inversor, viola os limites estabelecidos, para a tensão, independentemente do valor que tome, o relé dispara sempre após 1,5 s.

Capítulo 6

Conclusões e Perspectivas Futuras

6.1 - Conclusões

Com o trabalho desenvolvido nesta dissertação foi possível chegar às seguintes conclusões:

Em relação ao estado da arte do sistema ME (Capítulo 2)

- As micro-turbinas eólicas de rotor em eixo vertical ocupam uma parcela significativa das ME existentes no mercado (27%)
- Cerca de 80% das micro-turbinas eólicas existentes no mercado possuem PMSG

Modelização da rede de BT e do microgerador (Capítulo 4)

- Neste trabalho foi desenvolvido um modelo de um sistema de MG para análise de CC's em redes BT, incorporando as protecções de máximo e mínimo de tensão de acordo com a norma EN 50438
- Desenvolveram-se, igualmente, modelos de protecções contra sobreintensidades na rede BT, que poderá ser uma contribuição em futuros estudos de fiabilidade da rede distribuição eléctrica em BT em plataformas de simulação deste tipo

Comportamento das protecções em BT (Capítulo 5)

- Dos resultados apresentados no capítulo 5 pode-se concluir que se está perante um problema de selectividade nas protecções, uma vez que quando ocorre um CC numa derivação da fase à qual está ligado o inversor poderá ocorrer disparos intempestivos no sistema de MG
- Aquando da ocorrência de CC's distantes do PT, o problema de selectividade, descrito no ponto anterior, vem agravado: a probabilidade de ocorrência de disparos intempestivos no sistema de MG é mais elevada
- Aumentando a corrente de CC fornecida à rede, diminui a probabilidade de ocorrência de disparos intempestivos por parte do relé de tensão existente no

sistema de MG, já que o fusível funde mais rapidamente devido ao aumento da corrente. A utilização de sistemas de MG que possuam grande potência de CC na rede de BT poderá minimizar o problema de selectividade existente neste tipo de redes

- Em sistemas de MG ligados à rede BT através de conversores electrónicos, a potência de CC é praticamente limitada à sua potência nominal. Caso se pretenda que o sistema seja capaz de fornecer elevadas correntes de CC, terá que se sobredimensionar o conversor. No entanto, essa solução para além de ser dispendiosa, poderá tornar o sistema microprodutor menos rentável, pois a tarifa remuneratória poderá ser alterada devido ao sobredimensionamento do conversor
- É de salientar que o relé de tensão existente no sistema de MG, na realidade, actua antes do tempo especificado na norma EN 50438. O caso retratado neste trabalho poderá ser um cenário “optimista”, pois independentemente do valor que a tensão tome, desde que viole os limites estabelecidos pela norma, a protecção leva sempre o mesmo tempo actuar, que corresponde ao tempo máximo de actuação da protecção especificado na norma EN 50438

A rede BT foi estruturada para ser uma rede passiva, e até há pouco tempo, nunca se tinha ponderado a hipótese de haver capacidade bidirecional de corrente. Por isso, com o objectivo de poder interligar em grande escala sistemas de MG, será necessário um estudo mais aprofundado da rede, para garantir uma boa qualidade de serviço.

6.2 - Perspectivas futuras

Os resultados do presente trabalho podem ser o ponto de partida para outros estudos. Deste modo algumas sugestões para esses estudos são apresentadas nos próximos pontos:

- Solucionar o problema de selectividade existente na implementação de sistemas de MG na rede de distribuição em BT
- Estudar o comportamento das protecções e impactos nos sistemas de MG para outro tipo de CC's existentes na rede de BT: trifásicos simétricos, fase-fase e fase-fase terra
- Analisar o comportamento das protecções nos sistemas de MG aquando ocorrência de anomalias na rede de distribuição de MT, como por exemplo, falta de uma fase
- Desde a entrada em vigor do recente DL 363/2007, existe um mercado emergente para a MG, mais concretamente, para sistemas de produção de energia que utilizem recursos renováveis como energia primária, podendo produzir, combinadamente, electricidade e calor. De entre todos os aproveitamentos renováveis, prevê-se que num futuro próximo, as tecnologias fotovoltaica e microeólica desempenharão um papel de destaque nos sistemas de MG. No sentido de representar um esquema ilustrativo do cenário em questão, um projecto a ser desenvolvido futuramente é analisar uma rede real que tivesse uma forte penetração de sistemas de MG, quer em

termos de recurso primário, quer em termos de tecnologia, e avaliar os problemas de regulação de tensão e frequência, em modo isolado ou ligado à rede.

- A potência gerada por sistemas de MG é naturalmente pequena, e existe ainda alguns limites técnicos para a penetração destes no sistema eléctrico de energia. No entanto, a médio/longo prazo estes sistemas vão ser muito mais utilizados, de acordo com o previsto pelo Governo Português. Seria relevante estudar o aumento de um grande número de geração dispersa ligada a um único ramo da rede de distribuição de BT, aumentando desta maneira o trânsito de potência inverso, e estudar a possibilidade e os impactos caso este trânsito de potência se desse para a rede distribuição em Média Tensão, principalmente nas horas de vazio.

Referências e Bibliografia

[Ackermann, 2005] Ackermann, T., *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, cop. 2005, ISBN 0-470-85508-8, 2005

[Anderson & Bose, 1983] Anderson, P.M. and Bose, A., *Stability Simulation of Wind Turbine Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 12, pp. 3791-3795, December 1983

[Burton et al., 2001] Burton, T., Sharpe, T., Jenkins, N. and Bossanyi, E., *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons, ISBN 0-471-48997-2, 2001

[Barsali et al., 2002] Barsali, S., Ceraolo, M., Pelacchi, P., *Control techniques of Dispersed Generators to improve the continuity of electricity supply*, IEEE, 2002

[Cano et al., 2006] Cano, L., Arribas, L., Cruz, I., Hernández, L., *Analysis and Testing of the Connection of Small Wind Turbines to Weak and Autonomous Grids*, European Wind Energy Conference 2006, http://www.ewec2006proceedings.info/allfiles2/517_Ewec2006fullpaper.pdf - acedido em 11/04/2008

[Castro, 2004] Castro, R., *Introdução à Energia Eólica*, Publicação Pedagógica, https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/106889/1/eolica_ed3.pdf- acedido em 24/03/2008, IST, Lisboa, 2007

[CEEETA, 2001] Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente, *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos - Micro-Turbinas Eólicas*, Dezembro 2001

[Chokhawala, 1995] Chokhawala, R S., Catt, J., Kiraly, L., *A discussion on IGBT short-circuit behaviour and fault protection schemes*, IEEE Transactions on Industry Applications, Volume: 31, Issue: 2, Pagina(s): 256- 263, 1995

[Costa, 2005] Costa, P. “Optimização da Produção de energia em sistemas eólicos”, Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2005

[CRESESB, 2008] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, *Tutorial - Energia Eólica*, <http://www.cresesb.cepel.br/>, acedido em 07/03/2008

[DGEG, 2008] Direcção-Geral de Energia e Geologia, *Política Energética-Characterização Energética* <http://www.dgge.pt/> - acedido em 15/03/2008

[DL 383/2007, 2007] “Decreto-Lei 383/2007”, de 2 Novembro 2007

[Driesen et al., 2005] Driesen, J. De Brabandere, K. Dapos. hulst, R. Belmans, R., *Small wind turbines in the built environment: opportunities and grid-connection issues*, Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE Volume(Issue) Pagina(s): 1948 - 1949 Vol. 2, 2005

[EDP, 2006] EDP Distribuição, *Qualidade de Serviço - Relatório 2005*, http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/651678AA-B000-4EB7-BB5905627D68D431/0/relat_qualidade2005.pdf - Maio 2006

[EDP, 2007] EDP Distribuição, *Ligação de Clientes de Baixa Tensão - Soluções técnicas normalizadas*, http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/EDPDistribuicao/NewConnections/BT_Connecti on/LigacaoRedeBt.html - Maio 2007

[EPIA, 2008] European Photovoltaic Industry Association, disponível em <http://www.epia.org/>, acedido em 18/05/2008

[EN50438, 2007] European Committee for Electrotechnical Standardization, *Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks* EN 50438: 2007”, CENELEC, 2007

[Ferreira, 2000] Ferreira, A., *Problemática e perspectivas da utilização do gerador de imanes permanentes na produção de energia eólica*, Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2000

[Gers & Holmes, 1998] Gers, J. M., Holmes, E. J., *Protection of electricity distribution networks*, Institution of Electrical Engineers, ISBN 0-85296-923-6, 1998

[Gipe, 1993] Gipe, P., *Wind power: for home & business*, Chelsea Green, ISBN 0-930031-64-4, 1993

[Green et al. 2002] Green, A M., Barnes, M., Williamson, S. and McDonald, S., “Reducing the cost of speed control”, 3rd International Conference on Energy Efficiency in Motor Drive Systems (EEMODS), Treviso, Italy, Sept. 18-20, 2002

[Hatziargyriou et al, 2007] Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., Marnay, C., *Microgrids*, IEEE power & energy magazine, Vol. 5, pp. 78-94, 2007

[Hatziargyriou & Strbac, 2004] Hatziargyriou, N. Strbac, G., *MicroGrids - A Possible Future Energy Configuration*, IEA Workshop Distributed Generation, 2004

[INESC, 2008] INESC Porto, disponível em - <http://www2.inescporto.pt/use/noticias-eventos/nos-na-imprensa/familias-produtoras-de-electricidade-vaio-poupar-ate-3-000-euros-por-ano.html/> - acedido em 02/04/2008

[Jenkins et al., 2000] Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., Strbac, G., *Embedded Generation*, INSPEC Inc., ISBN 0-85296-774-8, London, 2000

[Jenkins, et al., 2004] Jenkins, N., et al, *DE1 -Safety Guidelines for a Microgrid*, MicroGrids project deliverable, 2004

[Jenkins, et al., 2005] Jenkins, N., et al, *DE2 -Protection Guidelines for a Microgrid*, MicroGrids project deliverable, 2005

[Kariniotakis, et al., 2003] Kariniotakis, G., et al, *DA1 - Digital Models for Microsources*, MicroGrids project deliverable, 2003

[Lakervi & Holmes, 1998] Lakervi, E., Holmes, E. J., *Electricity distribution network design*, Peter Peregrinus, ISBN 0-86341-309-9, 1998

[Lopes et al., 2003] Lopes, P., Tome Saraiva, J., Hatziargyriou, N., Jenkins, N., "Management of Microgrids" Peças invited to IJECC, <http://microgrids.power.ece.ntua.gr/micro/micro2000/presentations/6.pdf> 2003

[Lopes et al., 2004] Lopes, P. et al, *DD1 - Emergency Strategies and Algorithms*, MicroGrids project deliverable, 2004

[Manwell et al., 2002] Manwell, J. F., McGowan, J. G., Rogers, A. L., *Wind energy explained : theory, design and applications*, John Wiley & Sons, ISBN 0-471-49972-2, 2002

[Masters, 2004] Masters, G. M., *Renewable and efficient electric power system*, John Wiley & Sons, ISBN 0471280607, 2004

[Matos, 1996] Matos, M. A., *Noções de dimensionamento de canalizações eléctricas*, Publicação didáctica, <http://paginas.fe.up.pt/~mam/dimensionamento.pdf>- acedido em 25/04/2008, 1996

[Matos, 2003] Matos, M. A., *Sistema Por Unidade*, Publicação didáctica, <http://paginas.fe.up.pt/~mam/sistemapu.pdf> - acedido em 25/04/2008, 2003

[MEI, 2007 a1] Ministério da Economia e da Inovação, *Energia e Alterações Climáticas*, Publicação do MEI, <http://www.mineconomia.pt/innerPage.aspx?idCat=30&idMasterCat=14&idLang=1> , 2007

[MEI, 2007 a2] Ministério da Economia e da Inovação, *Microprodução Renovável na Hora - “Renováveis na Hora”*, Setembro de 2007

[MEI, 2007 a3] Ministério da Economia e da Inovação, *Energias Renováveis em Portugal*, 2007

[Mohan et al., 2002] Mohan, N., Undeland, T., Robbins, W., *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*, 3rd Edition, John Wiley & Sons, ISBN 0-471-22693-9, 2002

[Morais e Pereira, 2006] Moraes, J. Pereira, J., *Guia técnico das instalações eléctricas*, CERTIEL - Associação Certificadora de Instalações Eléctricas, ISBN 972-95180-3-3, 2006

[Muller, 2002] Muller, S., Deicke, M. and Doncker R., *Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines*, IEEE Industry Applications Magazine, pp 26-33, Maio/Junho 2002

[Nicky et al., 2005] Nicky, T.M.H. Tan, K. Islam, S., *Mitigation of harmonics in wind turbine driven variable speed permanent magnet synchronous generators* Power Engineering Conference, The 7th International Volume (Issue) Pagina(s):1159 - 1164 Vol. 2, 2005

[Nikkhajoie and Lasseter, 2007] Nikkhajoie, H., Lasseter, R. H., *Microgrid Protection*, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, Volume(Issue), Page(s):1 - 6, 2007

[Paiva, 2005] Sucena Paiva, J.P., *Redes de energia eléctrica : uma análise sistémica*, IST Press, ISBN 972-8469-34-9, 2005

[Patel, 2006] Patel, M. R., *Wind and Solar Power Systems: design, analysis, and operation*, Taylor & Francis, ISBN 0-8493-1570-0, 2006

[PROVEN, 2008] Proven Energy

http://www.provenenergy.com.pt/turbinaseolicas_produtos.shtml - acedido em 18/04/2008

[Quaschnig, 2005] Quaschnig, V., *Understanding Renewable Energy Systems*, Earthscan, cop. 2005, ISBN 978-1-84407-128-9, 2005

[Ramage, 2003] Ramage, J., *Guia da energia: guia prático para os aspectos mais importantes da energia*, Lisboa:Monitor, ISBN 0-471-22693-9, 2003

[Rashid, 2004] Rashid, M H., *Power electronics - Circuits, Devices and Applications*, Third Edition, Pearson Education, Inc., 2004

[Seca, 2006] Seca, L., *Estudo de Estratégias de Funcionamento em Rede Isolada e Reposição de Serviço em Redes de Distribuição com elevada Componente de Produção Distribuída*, Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2006

[SEMIKRON, 2008] *Application Assistance Notes*,

http://www.semikron.com/internet/webcms/objects/applica_help/e/3_6_2.pdf - acedido em 16/04/2008

[SIEMENS, 2008] Siemens, *Fusíveis- Protecção de instalações eléctricas em baixa-tensão*, disponível em - <http://www.siemens.com> - acedido em 26/04/2008

[Williamson et al., 2003] Williamson, S., McDonald, S., Green, A. and Barnes, M., *Low-cost inverters for pump and fan drives*", em *Power Electronics and Electrical Drives*, Parasiliti, F. e Bertoldi, P., Springer Verlag, ISBN 3-540-00666-4, pp 426-431, 2003

[ZENIT, 2008] Zenti-Energies, <http://www.zenit-energies.com/eole.php> - acedido em 18/03/2008

Anexos

Anexo 1 - Dimensionamento das canalizações eléctricas da rede de baixa tensão

Anexo 1.1 - Dimensionamento protecções em redes de BT

A corrente de serviço foi calculada tomando como referência o valor da corrente por fase de cada instalação, tendo em conta a potência contratada, apresentada no ponto 4.4.1. A intensidade de corrente nos condutores de fase de uma rede, é dada pela seguinte expressão:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_c} \quad (\text{Eq. 12})$$

Em que:

$S \rightarrow$ Potência contratada pela instalação

$U_c \rightarrow$ Tensão composta instalação (400V)

No caso de ligações monofásicas, considera-se a tensão simples (230V).

Anexo 1.2 - Protecção contra sobrecargas

A previsão de situações de defeito (curto-circuito), ou de utilização excessiva dos circuitos (sobrecarga), leva à necessidade da protecção contra sobreintensidades, através da instalação de fusíveis ou disjuntores magneto-térmicos. As condições de estabelecimento regulamentares são apresentadas a seguir.

Devem ser satisfeitas simultaneamente as seguintes condições:

$$I_s \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

Os valores de I_n e I_f para fusíveis podem ser vistos na tabela 5, onde estão transcritas as tabelas regulamentares. Repare-se no entanto que, segundo a norma EN60269, é $I_f = 1,6 \cdot I_n$ nos fusíveis de calibre superior a 16 A (o que só não se verifica, na tabela regulamentar, para os calibres de 20 e 25 A).

Tabela 5 - I_n , I_{nf} e I_f de corta circuitos fusíveis

FUSÍVEIS		
I_n	I_{nf}	I_f
2	3	4
4	6	8
6	9	11
8	12	15
10	15	19
12	17	21
16	22	28
20	28	35
25	35	44
32	42	51
40	52	64
50	65	80
63	82	101
80	104	128
100	130	160
125	150	200
160	192	256
200	240	320
250	300	400
315	378	504
400	480	640
500	650	800
630	756	1008
800	960	1280
1000	1200	1600
1250	1500	2000

Para o correcto dimensionamento dos aparelhos de protecção e o adequado funcionamento em caso de CC's, o regulamento impõe a verificação das seguintes condições:

$$\begin{aligned} - t_{ap} &\leq t_{ft}; \\ - t_{ap} &\leq 5s; \end{aligned}$$

Em que:

t_{ap} → Tempo de actuação da protecção

t_{ft} → Tempo de fadiga térmica do cabo

Assim, terá de se proceder ao cálculo das correntes de CC mínimas nos diversos circuitos constituintes da rede.

Os valores assumidos pelas correntes de CC mínimas servirão como objecto de teste à garantia de actuação da protecção face à menor das correntes de CC presumida. O valor desta corrente condiciona a escolha da curva de actuação da protecção.

$$I_{cc}^{\min} = \frac{0,95 \times U_s}{1,5 \times (R_f^{20^\circ C} + R_N^{20^\circ C})} \quad (\text{Eq. 13})$$

Por comparação entre a curva de característica de funcionamento do aparelho de protecção e a curva de fadiga térmica da canalização, o tempo de corte do aparelho deverá ser inferior. O tempo de fadiga térmica é calculado pela seguinte expressão:

$$t_{ft} = \left(k \times \frac{S_n}{I_{cc}^{\min}} \right)^2 \quad (\text{Eq. 14})$$

Em que:

k → Constante que assume o valor de 74 para condutores com alma de alumínio isolada a policloreto de vinilo, e 87 para condutores com alma de alumínio isolada a Polietileno Reticulado

S_n → Secção nominal do neutro expresso em mm²

$I_{cc}^{\min}$ → Corrente de curto-circuito mínimo.

Quedas de tensão

Foi considerado que o valor da queda de tensão admissível em qualquer ponto da rede de distribuição não ultrapassou $\pm 5\%$ em relação ao valor nominal, de acordo com o comentário número 3 do art. 9º do Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa.

Para o cálculo da queda de tensão, utilizou-se a seguinte expressão aproximada (despreza-se a indutância, pois para redes de BT, esta é muito baixa):

$$\Delta U \cong d_{cabo} \times R_{cabo}^{20^\circ C} \times (1 + \alpha \times (\theta_{\max} - 20)) \times I_s \quad (\text{Eq. 15})$$

Em que:

$R_{cabo}^{20^\circ C}$ → Resistência do cabo (Ω/km);

d_{cabo} → Comprimento do troço de cabo (km);

α → Coeficiente de termoresistividade ($^{\circ}\text{C}^{-1}$);

$\theta_{\max}$ → Temperatura máxima admissível, que neste caso é de 70°C (isolamento em PVC);

I_s → Corrente de serviço do cabo (A).

Efectuou-se o cálculo das quedas de tensão por troço, obtendo-se a queda de tensão total até um determinado ponto da rede pela soma das quedas de tensão dos vários troços que ligam esse ponto ao PT.

Os cabos a usar nas ligações entre a rede existente e a portinhola (ramais) são os indicados no quadro seguinte e devem obedecer ao indicado nas especificações DMA-C33-200/N (para ramais subterrâneos) e DMA-C33-209 (para ramais aéreos).

Uma vez que a entrada dos cabos (ramais) é sempre feita pela parte inferior da portinhola, os condutores desses cabos devem ser ligados aos terminais inferiores do dispositivo de neutro e/ou das bases de fusíveis.

Tabela 6 - Cabos a utilizar e suas protecções [EDP, 2007]

Tipo de rede	Tipo de cabos e de condutores (nº cond. X mm²)	I_z (A)	I_n fusível (A)	Potências alimentáveis (kVA)
Aérea	LXS 2x16	85	63	M: $P \leq 14$
	LXS 4x16	75	63	T: $P \leq 43$
	LXS 4x25	100	80	T: $P \leq 55$
Subterrânea	LSVAV 2x16	95	80	M: $P \leq 18$
	LSVAV 4x16	90	80	T: $P \leq 55$
	LSVAV 4x35	130	100	T: $P \leq 69$
	LSVAV 4x95	235	200	T: $P \leq 138$
	LVAV 3x185+95	355	315	T: $P \leq 217$
M - Ligação Monofásica		T - Ligação Trifásica		

Tabela 7 - Condutores isolados em feixe (torçadas) normalizados em Portugal para redes aéreas (0,6/1 kV) e respectivos comprimentos máximos para uma queda de tensão de 1% e 8%.

Cabos LXS aérea (2/4 condutores)					
NºCondutores	Iz(A)	Secção nominal condutores (mm ²)	R20°C (Ohm/Km)	R50°C (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)
2	85	16	1,91	2,15	0,1
4	75	16	1,91	2,15	0,1
4	100	25	1,2	1,34	0,1
4	150	50	0,641	0,716	0,1
4	190	70	0,443	0,495	0,1
4	230	95	0,32	0,357	0,1

Exemplo de cálculo:

PT - D1

$$S_{total} = 3 \times 10,35 + 2 \times 6,9 + 5,75 = 50,6 \text{ kVA}$$

Aplicando o factor simultaneidade:

$$S = 50,6 \times \left(0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{6}} \right) \cong 26,65 \text{ kVA}$$

- Corrente de serviço

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_c} = \frac{26,65 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = 38,46 \text{ A}$$

- Protecção contra sobrecargas

$$\text{Fusível: } I_n = 100 \text{ A} \quad I_f = 160 \text{ A}$$

$$I_z \geq \frac{I_f}{1,45 \times f_c} = \frac{160}{1,45 \times 1} = 110,35 \text{ A}$$

$$\text{Cabo LXS } 4 \times 50 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z = 150 \text{ A}$$

- Condição de queda de tensão

$$\Delta U = 0,1 \times 0,716 \times 38,46 = 2,76V$$

Esta queda de tensão é inferior a 5% $U_{ns} = 11,5V$, logo a condição de queda de tensão está garantida.

- Protecção contra CC's

$$I_{cc}^{\min} = \frac{0,95 \times 230}{1,5 \times (2 \times 0,0641)} \cong 1136,2A$$

Cálculo do tempo de fadiga térmica do cabo:

$$t_{ft} = \left(87 \times \frac{50}{1136,2} \right)^2 \cong 14,65seg$$

Tempo de actuação da protecção para esta corrente de CC

$$t_{ap} \cong 0,4seg \leq t_{ft} \leq 5seg$$

O tempo de actuação do fusível respeita a condição de ser simultaneamente inferior a 5 segundos e ao tempo de fadiga térmica do cabo. Deste modo garante-se a protecção contra CC's.

D1- HAB.U2

$$S_{total} = 6,9kVA$$

- Corrente de serviço

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_c} = \frac{6,9 \times 10^3}{230} = 30A$$

- Protecção contra sobrecargas

$$\text{Fusível: } I_n = 50A \quad I_f = 80A$$

$$I_z \geq \frac{I_f}{1,45 \times f_c} = \frac{80}{1,45 \times 1} = 55,17A$$

$$\text{Cabo LXS } 2 \times 16mm^2 \rightarrow I_z = 85A$$

- Condição de queda de tensão

$$\Delta U_{cabo} = 0,02 \times 2,15 \times 30 \cong 1,38V$$

$$\Delta U_{total} = \Delta U_{PT-D1} + \Delta U_{cabo} = 2,96 + 1,38 = 4,34V$$

Esta queda de tensão é inferior a 5% $U_{ns} = 11,5V$, logo a condição de queda de tensão está garantida.

- Protecção contra CC's

$$I_{cc}^{min} = \frac{0,95 \times 230}{1,5 \times (2 \times 0,0382 + 2 \times 0,0641)} \cong 711,96A$$

Cálculo do tempo de fadiga térmica do cabo:

$$t_{ft} = \left(87 \times \frac{16}{711,96} \right)^2 \cong 3,82seg$$

Tempo de actuação da protecção para esta corrente de CC

$$t_{ap} \cong 0,1seg \leq t_{ft} \leq 5seg$$

O tempo de actuação do fusível respeita a condição de ser simultaneamente inferior a 5 segundos e ao tempo de fadiga térmica do cabo. Garante-se assim a protecção contra CC's.

Saída 1 Do PT							Proteccção Sobrecarga					Características do Cabo								Protecção contra Sobreintensidades					Queda de Tensão		
SAÍDA	Nº	hab	Sub-Total	f.s.	Total	Is	In	In-Is	If	Izmin	Iz	Secção	Rf20°C	Rf50°C	Rn20°C	Dist.	Rf20°C	Rf50°C	Rn20°C	Rcc	Iccmin	Tf	Ta	ta<5s	ΔV	ΔV	ΔV
			[kVA]		[kVA]	[A]	[A]				[A]	[mm²]	[Ω/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[m]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[A]	[s]	[s]	ta<tf	cabo	Total	[%]
Troço	PT-D1	6	50,6	0,53	26,65	38,6	100	61,4	160	110,3	150	50	0,641	0,716	0,641	100	0,0641	0,0716	0,0641	0,1282	1136,2	14,66	0,4	OK	2,76	2,76	1,20
D1	HAB.U1	1	6,9	1	6,9	30	50	20	80	55,2	85	16	1,91	2,271	1,91	20	0,0382	0,0454	0,0382	0,2046	711,9	3,82	0,1	OK	1,29	4,05	1,76
	HAB.U2	1	10,35	1	10,35	45	63	18	101	69,7	85	16	1,91	2,271	1,91	15	0,0287	0,0341	0,0287	0,1855	785,3	3,14	0,2	OK	1,45	4,22	1,83
	HAB.U3	1	10,35	1	10,35	45	63	18	101	69,7	85	16	1,91	2,271	1,91	10	0,0191	0,0227	0,0191	0,1664	875,4	2,53	0,12	OK	0,97	5,02	2,18
	HAB.U4	1	5,75	1	5,75	25	50	25	80	55,2	85	16	1,91	2,271	1,91	10	0,0191	0,0227	0,0191	0,1664	875,4	2,53	0,06	OK	0,54	3,30	1,44
	HAB.U5	1	6,9	1	6,9	30	50	20	80	55,2	85	16	1,91	2,271	1,91	15	0,0287	0,0341	0,0287	0,1855	785,3	3,14	0,08	OK	0,97	3,73	1,62
	HAB.U6	1	10,35	1	10,35	45	63	18	101	69,7	85	16	1,91	2,271	1,91	20	0,0382	0,0454	0,0382	0,2046	711,9	3,82	0,3	OK	1,94	4,70	2,04

Saída 2							Proteccção Sobrecarga					Características do Cabo								Protecção contra Sobreintensidades					Queda de Tensão		
SAÍDA	Nº	hab	Sub-Total	f.s.	Total	Is	In	In-Is	If	Izmin	Iz	Secção	Rf20°C	Rf50°C	Rn20°C	Dist.	Rf20°C	Rf50°C	Rn20°C	Rcc	Iccmin	tf	ta	ta<5s	ΔV	ΔV	ΔV
			[kVA]		[kVA]	[A]	[A]				[A]	[mm²]	[Ω/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[m]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[A]	[s]	[s]	ta<tf	cabo	Total	[%]
Troço	PT-D2	12	109,8	0,43	74,42	107,7	160	52,3	256	176,6	190	70	0,443	0,495	0,443	100	0,0443	0,0495	0,0443	0,0886	1644,1	13,72	0,7	OK	5,33	5,33	2,32
D2	HAB.M1	6	41,4	0,75	44,55	64,6	100	35,4	160	110,3	150	50	0,641	0,716	0,641	25	0,0160	0,0179	0,0160	0,1206	1207,3	12,98	0,3	OK	1,16	6,49	2,82
	HAB.M2	1	13,5	1	44,55	64,6	100	35,4	160	110,3	150	50	0,641	0,716	0,641	25	0,0160	0,0179	0,0160	0,1206	1207,3	12,98	0,3	OK	1,16	6,49	2,82

Tabela 8 - Resultados dos cálculos do dimensionamento da rede de BT (PT-D1 -100m)

Saída 1							Protecccão Sobrecarga					Características do Cabo								Protecção contra Sobreintensidades					Queda de Tensão		
SAÍDA	Nº	hab	Sub-Total [kVA]	f.s	Total [kVA]	Is [A]	In [A]	In-Is	If	Iz min	Iz [A]	Secção [mm²]	Rf20°C [Ω/km]	Rf50°C [Ω/km]	Rn20°C [Ω/km]	Dist. [m]	Rf20°C [Ω]	Rf50°C [Ω]	Rn20°C [Ω]	Rcc [Ω]	Iccmin [A]	tf [s]	ta [s]	ta<5s ta<tf	ΔV cabo [V]	ΔV Total [V]	ΔV [%]
Troço	PT-D1	6	50,6	0,53	26,65	38,6	100	61,4	160	110,3	150	50	0,641	0,716	0,641	200	0,1282	0,1432	0,1282	0,2564	568,1	58,63	4,3	OK	5,53	5,53	2,40
D1	HAB.U1	1	6,9	1	6,9	30	50	20	80	55,2	85	16	1,91	2,271	1,91	20	0,0382	0,0430	0,0382	0,3328	437,7	10,11	0,8	OK	1,29	6,82	2,97
	HAB.U2	1	10,35	1	10,35	45	63	18	101	69,7	85	16	1,91	2,271	1,91	15	0,0287	0,0323	0,0287	0,3137	464,4	8,99	1,9	OK	1,45	6,98	3,04
	HAB.U3	1	10,35	1	10,35	45	63	18	101	69,7	85	16	1,91	2,271	1,91	10	0,0191	0,0215	0,0191	0,2946	494,5	7,93	2,1	OK	0,97	7,79	3,39
	HAB.U4	1	5,75	1	5,75	25	50	25	80	55,2	85	16	1,91	2,271	1,91	10	0,0191	0,0215	0,0191	0,2946	494,5	7,93	0,45	OK	0,54	6,07	2,64
	HAB.U5	1	6,9	1	6,9	30	50	20	80	55,2	85	16	1,91	2,271	1,91	15	0,0287	0,0323	0,0287	0,3137	464,4	8,99	0,65	OK	0,97	6,50	2,82
	HAB.U6	1	10,35	1	10,35	45	63	18	101	69,7	85	16	1,91	2,271	1,91	20	0,0382	0,0430	0,0382	0,3328	437,7	10,11	1,8	OK	1,94	7,46	3,25

Saída 2							Protecccão Sobrecarga					Características do Cabo								Protecção contra Sobreintensidades					Queda de Tensão		
SAÍDA	Nº	hab	Sub-Total	f.s.	Total	Is	In	In-Is	If	Izmin	Iz	Secção	Rf20°C	Rf50°C	Rn20°C	Dist.	Rf20°C	Rf50°C	Rn20°C	Rcc	Iccmin	tf	ta	ta<5s	ΔV	ΔV	ΔV
			[kVA]		[kVA]	[A]	[A]					[A]	[mm²]	[Ω/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[m]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[A]	[s]	[s]	ta<tf	[V]	Total
Troço	PT-D2	12	109,8	0,43	74,42	107,7	160	52,3	256	176,6	190	70	0,443	0,495	0,443	100	0,0443	0,0495	0,0443	0,0886	1644,1	13,72	0,7	OK	5,33	5,33	2,32
D2	HAB.M1	6	41,4	0,75	44,55	64,6	100	35,4	160	110,3	150	50	0,641	0,716	0,641	25	0,0160	0,0179	0,0160	0,1206	1207,3	12,98	0,3	OK	1,16	6,49	2,82
		1	13,5	1																							
	HAB.M2	6	41,4	0,75	44,55	64,6	100	35,4	160	110,3	150	50	0,641	0,716	0,641	25	0,0160	0,0179	0,0160	0,1206	1207,3	12,98	0,3	OK	1,16	6,49	2,82
		1	13,5	1																							

Tabela 9 - Resultados dos cálculos do dimensionamento da rede de BT (PT-D1 -200m)

Anexo 2 - Diagramas de Carga

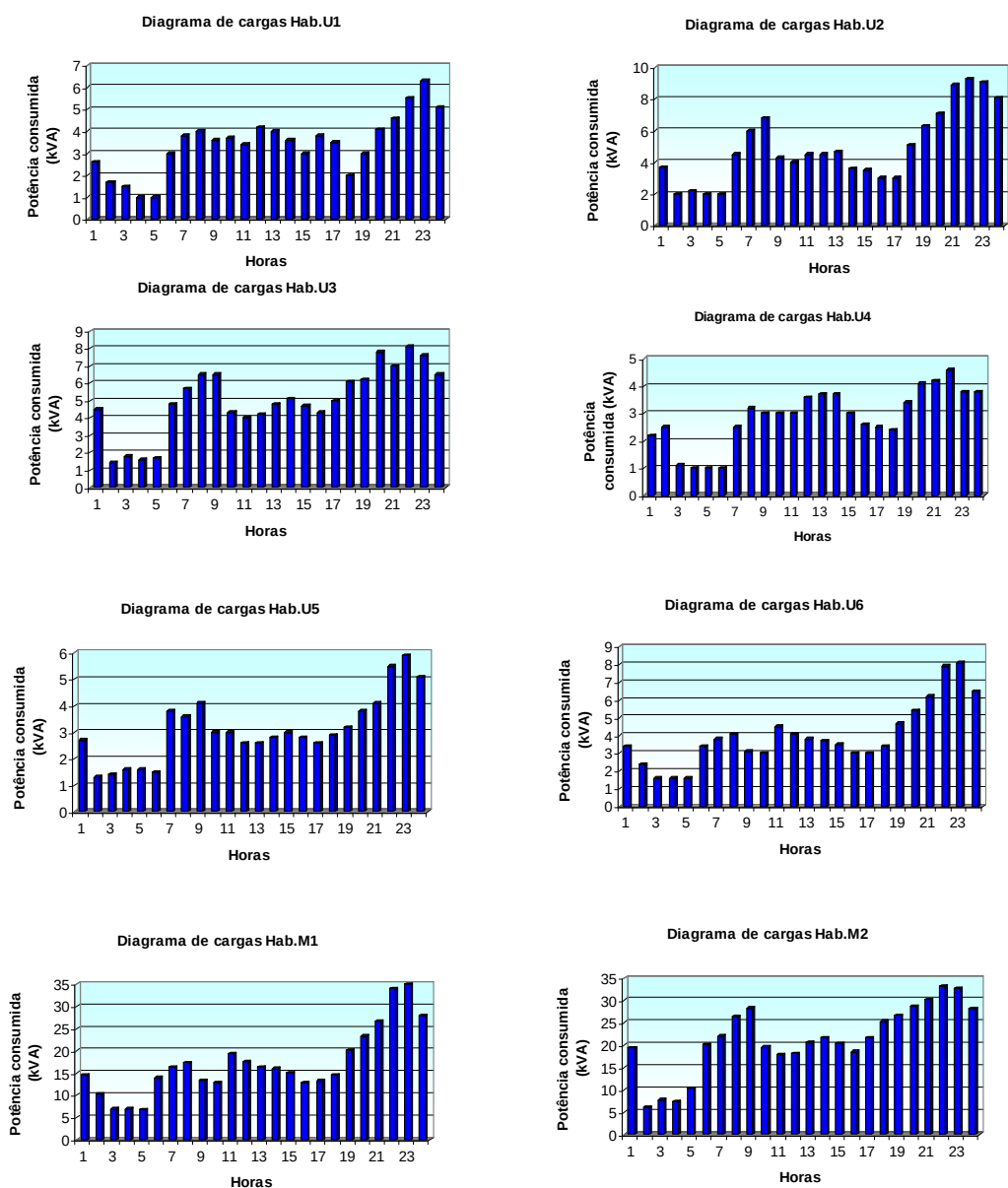


Figura 45 - Diagrama de Carga de cada habitação

Foram consideradas apenas as horas de ponta do diagrama de cargas, assinalado a laranja no gráfico representado na Figura 46.

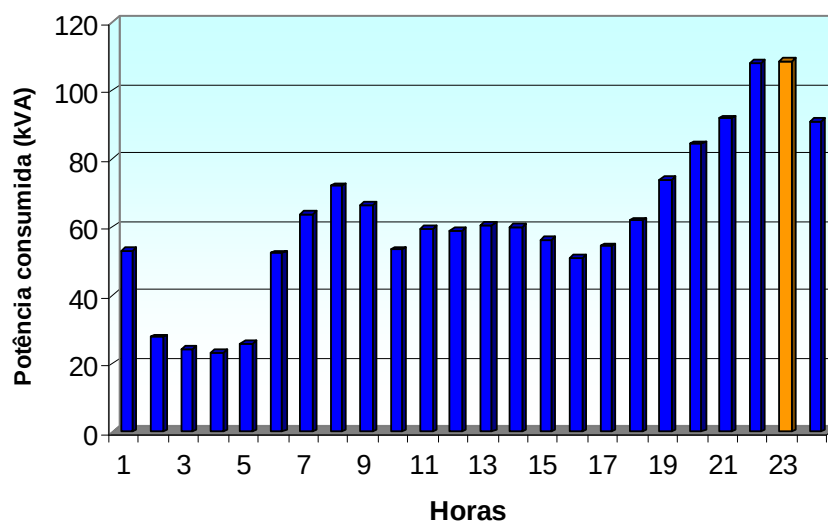


Figura 46 - Diagrama de Carga da rede de BT modelizada

Anexo 3 - Características técnicas de micro-turbinas eólicas

Tabela 10 - Características da Turbina modelizada [Proven, 2008]

Modelo	<i>Proven 2.5</i>
Potência nominal	2500 (W)
Potência máxima	2700 (W)
Velocidade de arranque	2,5 (m/s)
Velocidade de paragem	Não existe
Velocidade máxima (s/ destruição)	70 (m/s)
Velocidade nominal	12 (m/s)
Nº de pás	3
Tipo rotor	<i>Downwind</i>
Diâmetro do rotor	3,5 (m)
Tipo de gerador	PMSG
Ligação á rede através de inversor	230 Vac 50Hz/ 240 Vac 60Hz
Rotações por minuto (nominal)	300 rpm
Energia produzida ⁷	2500 - 5000 kWh

Curva de Potência da turbina

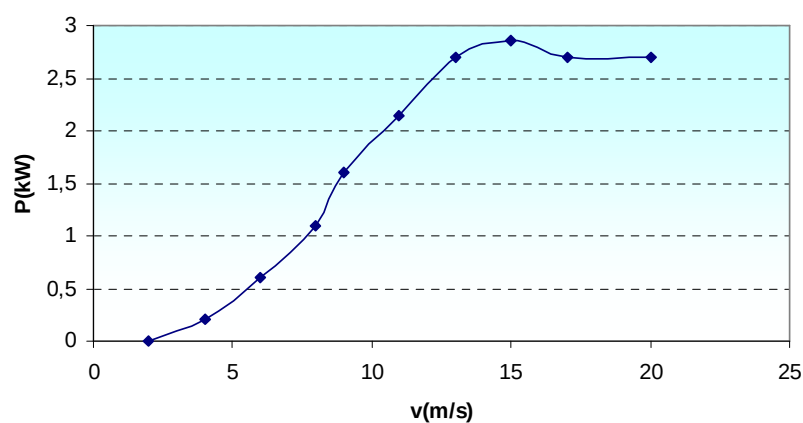


Figura 47 - Curva de potência da turbina eólica

⁷ Para velocidades médias de vento de 4,5 e 6,5 m/s, respectivamente

Tabela 11 - Características técnicas de alguns micro-aerogeradores existentes no mercado

Fabricante	Modelo	Tipo gerador	Pn(kW)	diametro(m)	eixo
AEROSTAR	6 METER	Assíncrono	10	6	Horizontal
AIRDOLPHIN	Z1000	PMSG	1	1,8	Horizontal
BERGEY	XL.1	PMSG	1	2,5	Horizontal
FORTIS	ESPADA	PMSG	0,8	2,2	Horizontal
FORTIS	PASSAAT	PMSG	1,4	3,12	Horizontal
FORTIS	MONTANA	PMSG	5	5	Horizontal
FORTIS	ALIZE	PMSG	10	7	Horizontal
GUAL INDUSTRIE	STATO-EOLIEN GSE 4/1,5	PMSG	1,5	4	Vertical
GUAL INDUSTRIE	STATO-EOLIEN GSE 8/3	Assíncrono	35	8	Vertical
ISKRA	Krestel 1kW	PMSG	1	3	Horizontal
ISKRA	AT5-1	PMSG	5	5,4	Horizontal
JBORNAY	Inclin 250	PMSG	0,25	1,35	Horizontal
JBORNAY	Inclin 600	PMSG	0,6	2	Horizontal
JBORNAY	Inclin 1500	PMSG	1,5	2,8	Horizontal
JBORNAY	Inclin 3000	PMSG	3	3,7	Horizontal
JBORNAY	Inclin 6000	PMSG	6	3,7	Horizontal
PROVEN	WT600	PMSG	0,6	2,55	Horizontal
PROVEN	WT2500	PMSG	2,5	3,5	Horizontal
PROVEN	WT6000	PMSG	6	5,5	Horizontal
PROVEN	WT15000	PMSG	15	9	Horizontal
QUIETREVILUTION	QR5	PMSG	6	3	Vertical
ROPATEC	WRE.007	PMSG	0,75	1,5	Vertical
ROPATEC	WRE.015	PMSG	1,5	1,5	Vertical
ROPATEC	WRE.030	PMSG	3	3,3	Vertical
ROPATEC	WRE.060	PMSG	6	3,3	Vertical
ROPATEC	BIG STAR	PMSG	20	4,3	Vertical
SEGEN	Skystream 3,7	PMSG	1,8	3,7	Horizontal
SEGEN	Westwind 10	PMSG	10	6,2	Horizontal
SEGEN	Westwind 20	PMSG	20	10,4	Horizontal
WindElectric	WE-1000	Assíncrono	1	2,2	Horizontal
WindElectric	WE1500	Assíncrono	1,5	3,4	Horizontal
WindElectric	WE-8000	Assíncrono	8	6,8	Horizontal
WindElectric	WE-20000	Assíncrono	20	11	Horizontal
WINDTRAP	Rutland913		0,25	0,91	Horizontal
WINDTRAP	Rutland FM1803		0,75	1,87	Horizontal
WINDSIDE	WS-0,30C	PMSG	0,108	0,3	Vertical
WINDSIDE	WS-0,30A	PMSG	0,108	0,3	Vertical
WINDSIDE	WS-4C	PMSG	0,24	1,02	Vertical
WINDSIDE	WS-4A	PMSG	0,24	1	Vertical
WINDSIDE	WS-0,15C/B	PMSG	0,108	0,334	Vertical
WINDSIDE	WS-2B	PMSG	0,24	1,02	Vertical
WINDMISSION	1kW WINDFLOWER	Assíncrono	1	2,7	Horizontal
WINDSTREAM	Whisper 100		0,9	2,1	Horizontal
WINDSTREAM	Whisper 200		1	2,7	Horizontal
WINDSTREAM	Whisper 500		3	4,5	Horizontal
TURBY	VAWT2500	PMSG	2,5	2	Vertical
ZENIT	2000	PMSG	2	3,6	Horizontal
ZENIT	5000	PMSG	5	6,4	Horizontal
ZENIT	10000	PMSG	10	8	Horizontal
ZENIT	20000	PMSG	20	12	Horizontal
ZENIT	200	PMSG	0,2	2,1	Horizontal
ZENIT	300	PMSG	0,3	2,5	Horizontal
ZENIT	400	PMSG	0,4	1,4	Horizontal
ZENIT	500	PMSG	0,5	2,7	Horizontal
ZENIT	1000	PMSG	1	3	Horizontal

Anexo 4 - Teste dos modelos adoptados

Anexo 4.1 - Linearização das curvas de funcionamento dos fusíveis

As linearizações dos restantes fusíveis foram realizadas utilizando a mesma metodologia, descrita no capítulo 4, mas só foram consideradas as curvas de tempo máximo de fusão do fusível.

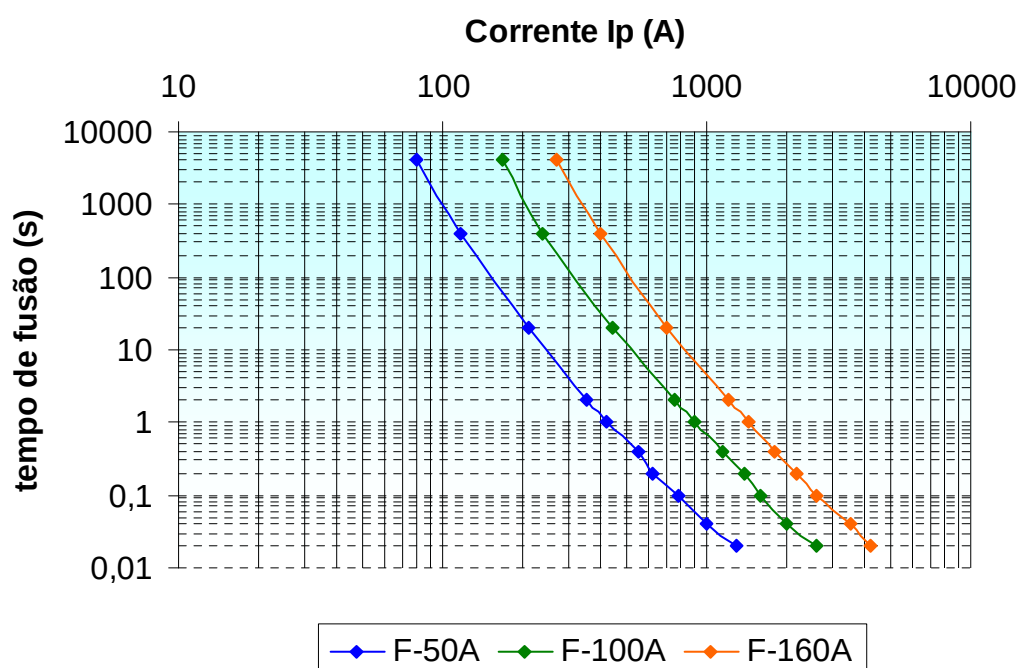


Figura 48 - Curvas linearizadas dos tempos máximos de fusão dos fusíveis com $I_n = 50$, 100 e 160A

Anexo 3.2 - Teste de fusíveis

Com o objectivo de testar o relé de tensão dimensionou-se um circuito de teste na plataforma de simulação como representado na Figura 49, em que a resistência de $6,53\Omega$, e bobine de $0,0002H$, representam uma carga de $8,1kVA$, e os elementos a montante desta, gerador e impedância, representam a rede de BT (230V, 50Hz), a amplitude do gerador é constante. O circuito é apresentado na Figura 49, em que o fusível possui uma corrente estipulada: $I_n = 63A$

Neste sentido, pretendeu-se verificar e analisar a actuação do fusível. Para o efeito, considerou-se a aplicação de um defeito fase-terra, resistivo ($0,3\Omega$) no instante $t=1s$, obtendo-se o resultado apresentado na Figura 50.

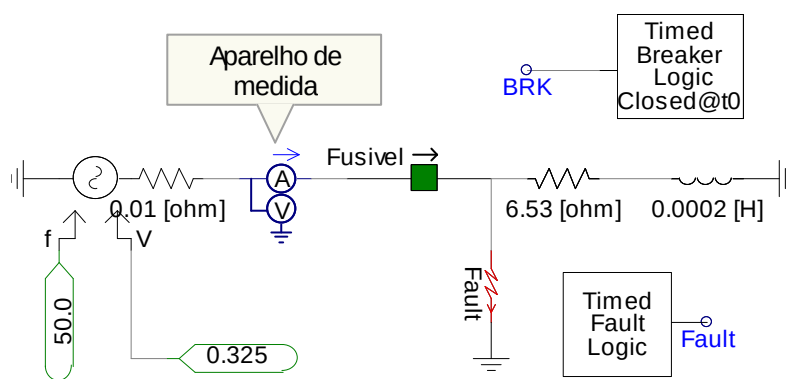


Figura 49 - Circuito de teste do fusível

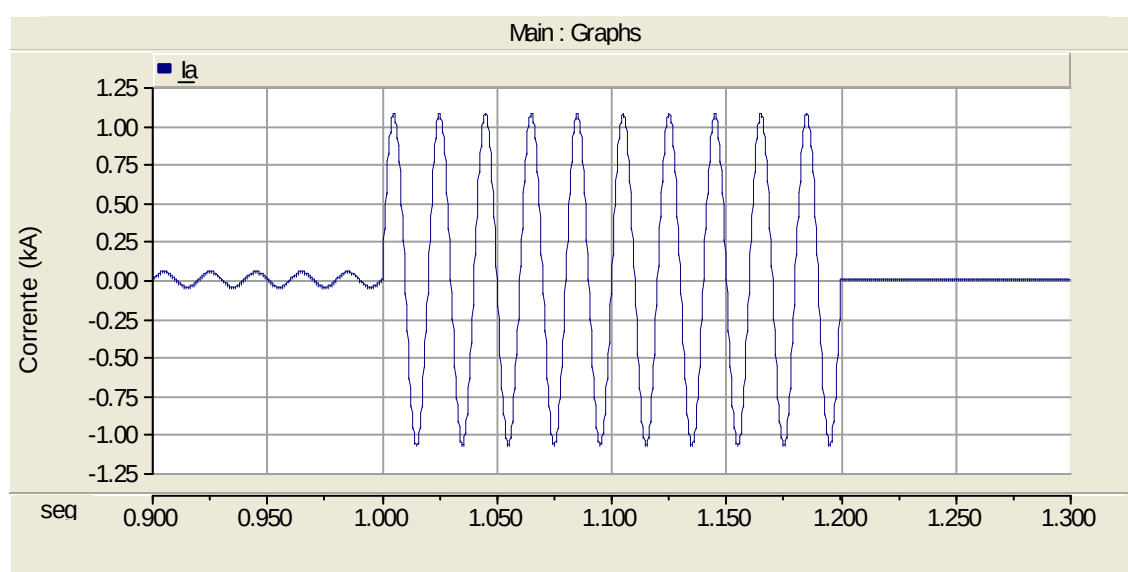


Figura 50 - Evolução da corrente ao longo do tempo

Ao analisar o gráfico da Figura 50 verifica-se, claramente, um aumento substancial da intensidade de corrente no instante $t=1s$, calculando o valor eficaz da corrente de CC:

$$I_{cc_ef} = \frac{I_{pico}}{\sqrt{2}} \Leftrightarrow I_{cc_ef} = \frac{1,1}{\sqrt{2}} \cong 0,778kA \quad (\text{Eq. 16})$$

O tempo de actuação do fusível é da ordem dos 0,2s, e analisando a curva de funcionamento do fusível para o tempo máximo, constata-se que o tempo obtido corresponde ao valor calculado na Eq. 16.

Anexo 3.3 - Teste de relé de mínimo de tensão

Com o objectivo de testar o relé de tensão utilizou-se o mesmo circuito de teste na plataforma de simulação como representado na Figura 49, cuja amplitude do gerador é controlada através do bloco “Switch” disponível na biblioteca da plataforma de simulação, podendo-se assim simular uma cava de tensão para testar a protecção.

A Figura 51 apresenta a onda de tensão aplicada, V_a (na parte superior) e a corrente injectada, I_a (na parte inferior). Provocando, no instante $t=1s$, uma variação de tensão capaz de ultrapassar o limite mínimo de tensão, verifica-se que a protecção actuará 1,5 s depois.

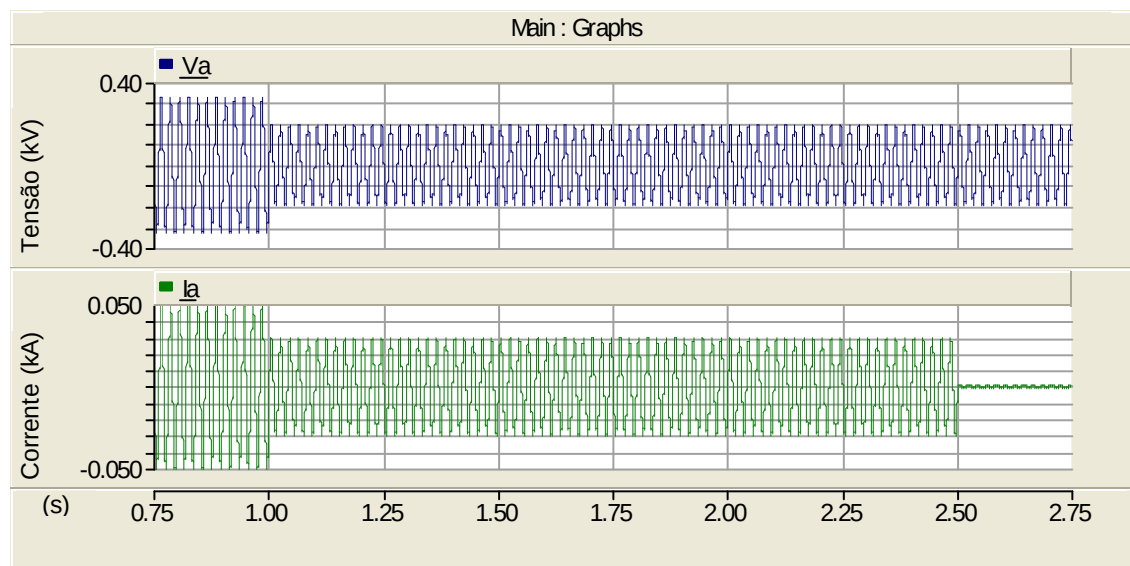


Figura 51 - Tensão e corrente na fase onde ocorre a cava de tensão

Anexo 3.4 - Teste de relé de máximo de tensão

Com o objectivo de testar o relé de máximo tensão utilizou-se o mesmo circuito de teste na plataforma de simulação como representado na Figura 49.

A Figura 52 representa a onda de tensão aplicada, V_a (na parte superior) e a corrente injectada, I_a (na parte inferior). Provocando, no instante $t=1s$, uma variação de tensão capaz de ultrapassar o limite máximo de tensão verifica-se que a protecção actuará 0,2 s depois.



Figura 52 - Tensão e corrente na fase de defeito

Anexo 5 - Normas específicas para alguns países europeus

Tabela 12 - Características específicas de alguns países para as protecções dos microgeradores para ligação à rede de distribuição de BT.

		Máximo de Tensão	Mínimo de Tensão	Máximo de Frequência	Mínimo de Frequência	Considerações
<i>Áustria</i>	Limite	230V + 11%	230V - 15%	51 Hz	47Hz	De acordo com a norma ÖVE/ÖNORM E 2750 e TOR [http://www.e-control.at]
	TMAP ⁸	0,2 s	0,2 s	0,2 s	0,2 s	
<i>Bélgica</i>	Limite	230V + 6%	230V - 15%	50,5 Hz	49,5Hz	Existem outros limites se o microgerador não funcionar em modo isolado
	TMAP	0,12 s	1,5 s	0,12 s	0,12 s	
<i>Chipre</i>	Limite	230V + 10%	230V - 10%	50 Hz + 4%	50 Hz - 6%	
	TMAP	0,5 s	0,5 s	0,5 s	0,5 s	
<i>República Checa</i>	Limite	230V + 15%	230V - 15%	50,5 Hz	49,5Hz	De acordo com "Operational rules for distribution networks" of the Energy Regulatory Office [http://www.eru.cz]
	TMAP	0,2 s	0,2 s	0,2 s	0,2 s	
<i>Dinamarca</i>	Limite	230V+15% ¹ 230V+10% ²	230V-10%	53 Hz	47 Hz	A 2 níveis diferentes de máximo tensão correspondem 2 tempos de actuação
	TMAP	¹ 0,2 s ² 40 s	10 s	0,2 s	0,2 s	
<i>Finlândia</i>	Limite	U _n + 10% ¹ U _n + 15% ²	U _n - 15% ¹ U _n + 50% ²	51,0 Hz	48,0 Hz	A 2 níveis diferentes de máximo tensão correspondem 2 tempos de actuação
	TMAP	¹ 1,5 s ² 0,15 s	¹ 1,5 s ² 0,15 s	0,2 s	0,5 s	
<i>França</i>	Limite	230V + 15%	230V - 15%	50,5 Hz	49,5 Hz	
	TMAP	0,2 s	0,2 s	0,2 s	0,2 s	
<i>Reino Unido</i>	Limite	264 V	207 V	50,5 Hz	47,0 Hz	
	TMAP	1,5 s	1,5 s	0,5 s	0,5 s	
<i>Irlanda</i>	Limite	230V + 10%	230V - 10%	50 Hz + 1%	50 Hz - 4%	
	TMAP	0,5 s	0,5 s	0,5 s	0,5 s	
<i>Itália</i>	Limite	230V + 20%	230V - 20%	51 Hz	49 Hz	
	TMAP	0,1 s	0,2 s	0,1 s	0,1 s	
<i>Suécia</i>	Limite	230V + 6% ¹ 230V + 15% ²	230V - 10% ¹ 230V - 15% ²	51 Hz	47 Hz	De acordo com "Operational rules for distribution networks" of the Energy Regulatory Office [http://www.eru.cz]
	TMAP	¹ 60 s ² 0,2 s	¹ 60 s ² 0,2 s	0,5 s	0,5 s	

⁸ TMAP - tempo máximo de actuação de protecção