

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Análise do Impacto da Integração de Energias
Renováveis em Redes Distribuição**

Nuno Joaquim Preto Oliveira Barros

Versão Final

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

Orientador: Prof. Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

Janeiro de 2011

Resumo

As energias renováveis em Portugal têm registado um forte incremento nos últimos anos, sendo hoje uma referência incontornável no panorama europeu e mundial. A dependência externa de fontes energéticas fósseis, o crescimento da procura interna e a actual política de protecção ambiental, tornaram cada vez mais atractiva a exploração de energias renováveis. Entre as várias modalidades disponíveis (solar, hídrica, eólica, geotérmica, das marés e das ondas), a energia eólica tornou-se uma das mais exploradas, quer pelos avanços tecnológicos entretanto obtidos na sua eficiência, quer pelos incentivos e maior rentabilidade a curto e médio prazo do investimento. O seu contributo para o desenvolvimento da economia nacional é já notório e os seus efeitos podem medir-se por vários indicadores, nomeadamente pela redução da utilização de petróleo na produção de electricidade e pelos ganhos na redução da emissão de gases poluentes para a atmosfera.

Esta grande penetração das energias renováveis e, em particular da energia eólica acarreta alguns problemas para a rede eléctrica. Nesta dissertação pretende-se analisar os factores que afectam a rede e o modo como a rede deve estar preparada para tais fenómenos.

Palavras-chave: Códigos de Rede, Energia Eólica, Energias Renováveis, *Fault Ride-Through Capability*, Política Energética.

Abstract

Renewable energies in Portugal has blow strongly over the last few years. On a global scale and particularly in Portugal, numbers show strong investments and firm political directives. Heavy dependency on fossil fuels, the growing needs of internal markets and environmental protection laws have turned wind energy on one of the most attractive renewables amongst solar, hydro, geothermal, tides and waves. The choice is probably based on the efficiency, economical incentives and short term returns of investment. Portugal has done a major effort on wind investments and its importance to national economy is notorious. Numbers show that oil dependency has decreased for electricity production and there's also a reduction on carbon dioxide emissions.

This large penetration of renewables and particularly wind energy brings some problems for the electricity grid. This dissertation aims to analyze the factors affecting the grid and how the grid should be prepared for such phenomena.

Keywords: Energy Policy, Fault Ride-Through Capability, Grid Codes, Renewable Energy, Wind Energy.

Agradecimentos

A presente dissertação e o trabalho subjacente à sua realização envolveram a colaboração, nas mais variadas formas, de um conjunto de pessoas que possibilitaram a sua conclusão.

Gostaria, antes de mais, de agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa, a confiança depositada em mim, a sua constante disponibilidade para me aconselhar e por todo o seu apoio ao longo deste semestre, que foi essencial para a elaboração desta dissertação. A sua orientação foi fundamental nos momentos mais complicados deste trabalho.

Agradeço aos meus pais e à minha irmã pelo facto de terem investido e acreditado sempre em mim. Sem o seu apoio nunca teria tido a hipótese de estar a terminar um curso superior.

Agradeço à minha namorada Sara pela paciência e compreensão demonstradas, pelo apoio que sempre me deu e pela confiança e motivação que me ofereceu em todos os momentos.

Agradeço aos meus grandes amigos por serem a minha rede de segurança. Sempre me acompanharam, e conseguiram elevar-me sempre mais alto. A todos o meu muito obrigado. É um prazer ser vosso amigo.

A todos, o meu obrigado.

*“Não é a força mas a constância dos bons resultados
que conduz os homens à felicidade.”*

Friedrich Nietzsche

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	v
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Objectivos da dissertação	5
1.2 - Estrutura da dissertação.....	5
Capítulo 2	7
Importância das Energias Renováveis	7
2.1 - Energia Eólica no Mundo.....	8
2.2 - Energia Eólica em Portugal	10
2.3 - Dependência energética.....	11
2.3.1 - Um modelo não sustentável	14
2.4 - Portugal e o compromisso energético.....	15
2.5 - As energias renováveis	20
2.5.1 - Energia hídrica	24
2.5.2 - Energia eólica	24
2.5.3 - Energia solar	24
2.5.4 - Biomassa	25
2.5.5 - Biogás e Resíduos.....	26
2.5.6 - Biocombustíveis.....	26
2.5.7 - Geotermia	26
2.5.8 - Energia das Ondas	27
2.5.9 - Hidrogénio	27
2.6 - Conclusões	27
Capítulo 3	29
Problemas da Interligação das Energias Renováveis com a Rede	29

3.1 - Turbina Eólica	30
3.1.1 - Tipo A: Velocidade Fixa	30
3.1.2 - Tipo B: Velocidade Variável Limitada	33
3.1.3 - Tipo C: Velocidade Variável com Conversor Parcial de Frequência	33
3.1.4 - Tipo D: Velocidade Variável com Conversor Completo de Frequência	34
3.1.5 - Tecnologia em Desenvolvimento	34
3.2 - Qualidade da Energia Eléctrica	36
3.3 - Variações de Tensão	36
3.4 - Tremulação <i>Flicker</i>	37
3.5 - Harmónicas	39
3.6 - Transitórios	40
3.7 - Controlo de Frequência	41
3.7.1 - Tolerância de frequência e requisitos operacionais	45
3.8 - Controlo de Tensão	45
3.9 - Potência Activa e Reactiva	46
3.9.1 - Injecção de potência reactiva durante o funcionamento normal da rede	47
3.10 - Impacto da Energia Eólica no Controlo de Tensão em Redes de Transporte	49
3.11 - Impacto da Energia Eólica no Controlo de Tensão em Redes de Distribuição	50
3.12 - <i>Fault Ride-Through Capability</i>	51
3.13 - Visão geral dos códigos de rede	55
3.14 - Conclusões	67
Capítulo 4	69
Legislação Portuguesa sobre a Interligação das Energias Renováveis	69
4.1 - Historial Legislação Portuguesa aplicável às Energias Renováveis	69
4.2 - Análise da legislação em vigor	73
4.3 - Pacote ENE 2020	78
4.4 - Conclusões	80
Capítulo 5	81
Interligação das Energias Renováveis na Rede Portuguesa	81
5.1 - Política energética em Portugal	82
5.2 - Competitividade, crescimento e a independência energética e financeira	83
5.3 - Consequências da política energética no crescimento da potência eólica instalada em Portugal	86
5.4 - Promoção da eficiência energética	88
5.5 - A rede de electricidade em Portugal	90
5.6 - A estabilidade do sistema	94
5.7 - Garantia da Segurança de Abastecimento	95
5.8 - Sustentabilidade da estratégia energética	96
5.9 - Plano específico de reforço da rede para integrar as renováveis	97
5.10 - Conclusões	99
Capítulo 6	101
Conclusões e Perspectivas Futuras	101
6.1 - Conclusões	101
6.2 - Perspectivas futuras	106
Referências	107
Anexo A	115

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Aumento da potência instalada por região do mundo desde 2003	8
Figura 2.2 - Aumento da potência instalada no mundo desde 1996.....	8
Figura 2.3 - 10 Países com mais potência instalada no final de 2008.....	9
Figura 2.4 - 10 Países com mais potência instalada durante 2008	9
Figura 2.5 - Potência instalada na Europa desde 2000	10
Figura 2.6 - O efeito de estufa	16
Figura 2.7 - Emissões de CO ₂ para diferentes fontes de energia	20
Figura 2.8 - Central solar de 11 MW em Serpa, Portugal	21
Figura 2.9 - Aerogerador.....	22
Figura 2.10 - Parte do parque eólico Sines.....	23
Figura 3.1 - Evolução das turbinas eólicas.....	30
Figura 3.2 - Configurações típicas de turbinas eólicas	32
Figura 3.3 - Curvas características binário - escorregamento para diferentes valores de resistência do rotor: $R_{r4} > R_{r3} > R_{r2} > R_{r1}$	33
Figura 3.4 - Turbina de eixo vertical	35
Figura 3.5 - Turbina MagLev de levitação magnética.....	35
Figura 3.6 - Classificação dos vários fenómenos que influenciam a QEE.....	36
Figura 3.7 - Relação geométrica entre potência aparente, activa, reactiva e deformante ...	39
Figura 3.8 - Variação da frequência num período de 10 dias	41
Figura 3.9 - Resposta da frequência de um SEE a uma variação na procura	43
Figura 3.10 - Controlo de potência reactiva durante um funcionamento normal da rede.....	48

Figura 3.11 - Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão - <i>Fault Ride-Through Capability</i>	52
Figura 3.12 - Requisitos de injeção de reactiva após cavas de tensão na rede	54
Figura 3.13 - Requisitos relativos à troca de potência reactiva de uma turbina eólica com a rede do código dinamarquês.....	59
Figura 3.14 - Dimensionamento da frequência no código de rede dinamarquês	60
Figura 3.15 - Requisitos <i>Voltage Ride-Through</i> no código de rede de AESO	64
Figura 3.16 - Limites de curva para a tensão na ligação à rede em caso de uma falha no código de rede alemão.....	65
Figura 3.17 - Limites de curva para a tensão na ligação à rede em caso de uma falha no código de rede espanhol.....	66
Figura 3.18 - Limites de curva para a tensão na ligação à rede em caso de uma falha no código de rede americano.....	67
Figura 4.1 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos centros electroprodutores.	75
Figura 4.2 - Curva de fornecimento de reactiva pelos centros electroprodutores eólicos durante cavas de tensão.....	76
Figura 4.3 - Subida e descida rápidas da tensão (kV) quando os Parque Eólicos começam a injectar potência reactiva (8:00 h) e deixam de injectar potência reactiva (22:00 h).....	77
Figura 5.1 - Evolução da potência instalada e da produção eólica	87
Figura 5.2 - Estrutura da rede de transporte e localização da nova produção hídrica e eólica.....	92
Figura 5.3 - Produção Eólica e Fios de Água “vs” consumo de vazio e bombagem	93
Figura 5.4 - Produção eólica e desvio na interligação no dia 28 de Novembro de 2008	94
Figura 5.5 - Principais reforços de rede para a integração de renováveis.....	98
Figura 5.6 - Distribuição do investimento por finalidade	99
Figura 6.1 - Autotransformador desfasador	104
Figura A.6.2 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão.....	120
Figura A.6.3 - Curva de fornecimento de reactiva pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão.....	121

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Principais acordos em Cancún 2010.....	18
Tabela 3.1 - Desvios limite de tensão na ligação de geradores síncronos à rede.....	37
Tabela 3.2 - Limites de emissão de acordo com a norma IEC 61800-3	40
Tabela 3.3 - Valor de α para o cálculo das harmónicas de corrente	40
Tabela 3.4 - Visão geral dos códigos de rede	55
Tabela 3.5 - Requisitos por país no controlo de frequência	58
Tabela 3.6 - Dimensionamento da tensão no código de rede dinamarquês.....	60
Tabela 3.7 - Requisitos de controlo de tensão por país.	61
Tabela 3.8 - Limites de frequência em AESO	62
Tabela 3.9 - Requisitos de controlo de frequência por país.	63
Tabela 3.10 - Capacidade de <i>Voltage Ride-Through</i> acima dos 100kV no código dinamarquês	64
Tabela 3.11 - Capacidade de <i>Voltage Ride-Through</i> abaixo dos 100kV no código dinamarquês	65
Tabela 5.1 - Metas para as fontes de energia renováveis a instalar em Portugal	83
Tabela 5.2 - Evolução eólica em Portugal: potência instalada e produção.....	86
Tabela A.6.1 - Valores para ligação de geradores síncronos	118
Tabela A.6.2 - Quantidade de energia reactiva fornecida.....	123

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AESO	<i>Alberta Electric System Operator</i>
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Continua
CE	Comunidade Europeia
COP 16	<i>Conference of the Parties</i>
CP	Horas de cheia e de ponta
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
ESCO	<i>Energy Saving Companies</i>
EWEA	<i>World Energy Technology Outlook</i>
FEE	Fundo Eficiente Energético
FRTC	<i>Fault Ride Through Capacity</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
GD	Geração Distribuída
MADRP	Ministério da Agricultura do Desenvolvimento Rural e Pescas
MAOT	Ministério do Ambiente e do Ordenamento Território
MEID	Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MIRB	Máquina Indução de Rotor Bobinado
MIRG	Máquina Indução de Rotor em Gaiola
MSIP	Máquina Síncrona Ímanes Permanentes
MSRB	Máquina Síncrona de Rotor Bobinado
MSVV	Máquina Síncrona Velocidade Variável
MT	Média Tensão
OMEL	Operador de Mercado Diário e Intra-diário
OMIP	Operador de Mercado a Prazo de Contractos Futuros

ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte
PNAC	Programa Nacional para Alterações Climáticas
PNAEE	Plano Nacional de Acção para Eficiência Energética
PNAER	Programa Nacional de Acção para Energias Renováveis
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico
PRE-R	Produção Regime Especial com origem em recursos renováveis
QEE	Qualidade de Energia Eléctrica
RD	Rede de Distribuição
RDBT	Rede de Distribuição de Baixa Tensão
REN	Rede Eléctrica Nacional
REDD+	Redução de Emissões por Desmatamento e Degradação Florestal
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RTS	Rede Telecomunicações Segurança
RRD	Regulamento das Redes Distribuição
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SET Plan	<i>Strategic Energy Technology Plan</i>
TCMA	Taxa de Crescimento Médio Anual
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
VS	Horas de vazio e super vazio
WETO	World Energy Technology Outlook
WPF	<i>Wind Power Facilities</i>

Lista de símbolos

CO ₂	Dióxido de Carbono
CFC	Clorofluorcarbonato
W	<i>Watt</i>
Wh	<i>Watt hora</i>
M	<i>Metros</i>
S	Segundos
Tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
J	Joule
Kgep	Kilograma Equivalente de Petróleo
dB	Decibéis
Hz	Hertz
Var	Volt-ampere Reactivo
VA	Volt-ampere
Kg	Kilograma

Capítulo 1

Introdução

Portugal até à poucos anos apresentava uns dos valores mais elevados na Europa dos Quinze, no que concerne à dependência do petróleo e dos seus derivados, no consumo total de energia primária. Esta dependência tem um elevado reflexo na factura energética do país, nomeadamente no peso das importações de energia no PIB. Não admira pois que, estando tão dependente do exterior para a satisfação das suas necessidades energéticas, cedo se procurassem alternativas no território nacional. Se não fomos bafejados pela sorte em relação aos combustíveis fósseis, o mesmo não se pode dizer quanto às denominadas fontes renováveis. Referimo-nos concretamente à energia de origem solar, eólica e hídrica, cuja importância já foi testada há longos anos noutros países, mas também a modalidades menos divulgadas como, por exemplo, a energia das ondas ou a energia térmica dos oceanos.

As energias renováveis para além de serem recursos inesgotáveis associam uma segunda característica da maior importância nos nossos dias, a de serem energias limpas e, por isso, também designadas amigas do ambiente. É esta segunda característica, valorizada pela emergência da temática ambiental das últimas duas décadas, que reforçou o crescente interesse por estas “novas” modalidades. Para a sua grande expansão contribuíram também, o progresso tecnológico que permitiu maior rentabilidade e eficiência e também as orientações de política energética da União Europeia, tanto de incentivo como de financiamento de novos projectos.

Em Portugal, entre as várias modalidades de energias renováveis, a energia hídrica foi a que primeiro se implementou, ainda nos anos 50 do século XX, com grandes projectos hidroeléctricos no rio Tejo, como os de Castelo de Bode (1951) e Cabril (1954). Nas últimas duas décadas, a energia eólica foi das que mais se desenvolveu, embora outros tipos tenham tido também considerável expansão, nomeadamente a energia solar, cuja central fotovoltaica de Serpa (Alentejo), a maior do mundo, foi inaugurada em Junho de 2006 [1].

A instabilidade do mercado energético mundial e a regulação dos preços internacionais do petróleo através de mecanismos pouco transparentes, fazem das energias

renováveis e, em particular, da energia eólica, uma das opções políticas e económicas mais sensatas num contexto de futuras incertezas energéticas. Assim, as metas a atingir no que concerne ao aproveitamento do vento para o aumento da capacidade energética eólica instalada são ainda mais ambiciosas.

Portugal assinou em 1998 o Protocolo de Quioto comprometendo-se a reduzir as emissões de gases de efeito de estufa (GEE) em 8%, entre 2008 e 2012, relativamente aos valores registados em 1990 [1].

Num cenário de rápidas mudanças climáticas e onde os preços do petróleo parecem andar desregulados, num constante ciclo de subidas e descidas, uma das alternativas energéticas onde mais se tem apostado é, sem dúvida, a energia eólica. As projecções para o aproveitamento da energia do vento no quadro das energias renováveis nunca foram tão favoráveis.

Em termos globais, o crescimento acumulado da capacidade geradora para os próximos cinco anos aponta para taxas anuais da ordem dos 20% [1].

Actualmente, a utilização da energia eólica para a produção de energia eléctrica constitui uma das prioridades da generalidade dos programas de governo que tentam, simultaneamente, reduzir a dependência dos combustíveis tradicionais e a emissão de gases poluentes. Nesse sentido, os indicadores da produção de energia eólica têm evoluído muito favoravelmente e as previsões são também muito optimistas.

As economias, as empresas e os cidadãos em geral, dependem cada vez mais de energia nas suas diversas formas de consumo final. Em países como Portugal, a falta dos recursos energéticos mais consumidos (petróleo, carvão, gás) constitui um problema e uma séria desvantagem competitiva.

Em primeiro lugar, porque a economia, no seu todo, está mais vulnerável às perturbações e flutuações de preços do mercado internacional com as consequências daí decorrentes, como infelizmente assistimos com a recente subida dos preços do petróleo e da energia em geral.

Em segundo lugar, porque a dependência energética se traduz em custos significativos na balança comercial que, no caso português, se agravam devido às características à pequena dimensão do mercado. A criação do Mercado Interno Europeu vem, naturalmente, trazer benefícios, quer pela maior diversificação, flexibilidade e eficiência no sistema, quer porque obriga as empresas a, entre outros aspectos, melhorarem a produtividade e os serviços que prestam, com ganhos directos para o consumidor final.

Os ganhos para a economia nacional, em geral resultantes da energia eólica, são significativos. Mercê das condições favoráveis de que dispomos, tornámo-nos num país de referência mundial na utilização da energia eólica tanto pela capacidade já instalada como pelo acréscimo anual dessa capacidade. Algumas empresas portuguesas estão hoje entre as

maiores empresas mundiais do sector e, entre elas, algumas com novas tecnologias desenvolvidas em Portugal.

Apesar das críticas que alguns apontam à energia eólica, os aspectos positivos deste tipo de energia superam largamente os inconvenientes. Num país com escassos recursos energéticos e uma fortíssima dependência energética do exterior, as energias renováveis em geral (hídrica, eólica, solar, geotérmica, biogás e lenhas e resíduos) constituem um precioso recurso que deve ser aproveitado.

Contribuem para a redução das importações e, conseqüentemente, para o alívio do défice da balança comercial, reduzindo o impacto do aumento do preço dos combustíveis no mercado internacional. Por outro lado, contribuem para a redução da vulnerabilidade do País face às crises do exterior e são também importantes para a desejável complementaridade e diversificação das fontes energéticas.

Apesar do forte crescimento verificado nas últimas décadas e do enorme potencial ainda por explorar, nomeadamente em *offshore*, vários constrangimentos (uns de carácter técnico e de inovação, outros de ordem administrativa), continuam ainda a limitar o aparecimento de novos aproveitamentos eólicos em Portugal. Entre eles destacam-se o quadro legal e as regras administrativas que, apesar das simplificações já registadas, são ainda complexos e morosos. O número de organismos da Administração Pública envolvidos é elevado e a malha de competências complexa.

Sendo porventura um dos maiores problemas enfrentados actualmente, torna-se urgente simplificar os processos de licenciamento que ainda requerem muitas autorizações e pareceres. A ausência de um sistema de previsão da produção eólica que permita conhecer em pormenor a capacidade efectiva de produção representa outro problema. A sua existência seria um precioso auxílio à decisão da Rede Eléctrica Nacional que é a entidade operadora do sistema eléctrico.

Existem também dificuldades de ligação à rede: os locais com maior potencial situam-se em locais relativamente isolados, distantes e servidos por redes de baixo débito. Existe, por isso, a necessidade de construção de novas linhas, cujos custos inviabilizam por vezes o investimento.

A articulação das fontes renováveis, a variabilidade temporal da produção eólica e a sua difícil previsibilidade face à necessidade de responder rapidamente às solicitações do sistema, exigem também um reforço de optimização da utilização dos recursos endógenos, nomeadamente através da complementaridade com a capacidade hídrica nacional (sistemas de bombagem). De referir ainda o impacto visual e paisagístico em consequência das obras de preparação do terreno e vias de acesso, a instalação dos equipamentos (sobretudo a grande dimensão das torres e pás dos aerogeradores) ou os efeitos sobre as aves. Estes são os principais problemas que só os estudos prévios de impacto ambiental podem minimizar; o

ruído, outro aspecto frequentemente apontado, foi já em grande parte ultrapassado através da utilização de tecnologias de nova geração.

O crescimento da energia eólica em Portugal e nos restantes países onde se desenvolveu resultou de uma clara opção estratégica com vista a atingir objectivos muito concretos. Governos e demais entidades envolvidas uniram esforços no mesmo sentido; só assim foi possível chegar onde se chegou, estando Portugal neste momento, entre os primeiros a nível europeu e mundial.

Apesar da energia eólica ser, actualmente, uma das principais apostas de entre as opções disponíveis de energias renováveis, é só por si claramente insuficiente para fazer face às necessidades crescentes de energia eléctrica no país. Quer isto dizer, que a opção eólica deverá ser sempre uma entre as demais fontes de energia renovável e sempre numa perspectiva de complementaridade.

A evolução tecnológica e a vontade política (incentivos) têm-lhe proporcionado vantagens comparativas em termos de custos e amortização do investimento face às opções solar e a hídrica. O mercado está em constante mudança mas uma certeza parece inevitável: as energias renováveis (e entre elas a energia eólica) tenderão a assumir uma importância crescente no futuro, seja para reduzir a dependência energética e a vulnerabilidade face ao exterior, seja para atingir objectivos de natureza ambiental que, decerto, tenderão a ser cada vez mais exigentes. São portanto indiscutíveis as vantagens destas opções para o desenvolvimento socioeconómico do país, para a competitividade das empresas e para os cidadãos.

A capacidade de uma rede suportar uma cava de tensão causada por uma perturbação na rede depende das características técnicas e da carga ligada, e das características dinâmicas da rede. Nesta dissertação pretende-se analisar as questões envolvidas.

Os geradores síncronos estão bem adaptados à nova realidade de uma rede eléctrica moderna, especialmente com a crescente penetração das energias renováveis.

Os geradores ligados nas redes de MT e BT, também podem fornecer um alívio necessário no congestionamento nas redes de distribuição. Para uma produção de energia eficiente é benéfico que a energia produzida seja gerada perto dos locais de consumo, como essa situação é dificilmente praticável, com esta nova realidade a necessidade de grandes investimentos em infra-estruturas é reduzida.

Até recentemente, os operadores de rede em muitos países, determinavam que a produção local devia ser rapidamente desconectada da rede em caso de perturbações graves na rede.

No entanto, a desregulamentação do mercado e o aumento da penetração da geração distribuída têm estimulado que esta prática seja alterada.

Para ajudar a evitar um impacto potencialmente maior no sistema, as unidades de geradoras de energia, na sua maioria, são obrigadas a ficar ligadas em caso de perturbações

graves, de modo a apoiar a rede eléctrica durante e após a perturbação. Esta mudança de prática pode ser vista como um resultado natural da evolução das redes eléctricas modernas.

Falhas e perturbações nas redes eléctricas de distribuição nunca podem ser totalmente evitadas. Os curto-circuitos, ocorrem independentemente dos esforços dos operadores de rede. Portanto, para um curto período de tempo, antes da falha ser resolvida, este pode ter um grave impacto na tensão.

Os novos requisitos para se manterem ligados em caso de uma grave perturbação é normalmente emitido através de uma forma simplificada da curva *de time-voltage fault ride through* (FRT). No ponto usual de acoplamento, os geradores devem tolerar uma tensão de falha acima da curva de FRT, sem perder o sincronismo.

Hoje em dia existem diferenças substanciais nos requisitos dependendo dos Operadores de Sistema de Transmissão (TSO).

Estas diferenças podem ser encontrados até mesmo entre os TSO que estão sincronicamente ligados, como é o caso na Europa Central. A capacidade do grupo de geradores permanecer em sincronismo durante e após o fim de um curto-circuito é atribuível à construção do gerador e de controlo, e as condições da rede onde está ligado e as regras específicas de interligação.

1.1 - Objectivos da dissertação

Os objectivos desta dissertação consistem numa análise da produção dispersa, da política energética portuguesa e os problemas técnicos de ligação à rede, com especial enfoque na energia eólica.

Esta análise consiste em avaliar os impactes das energias renováveis e em particular da elevada produção eólica que tem vindo a ter tanto a nível técnico como legislativo.

1.2 - Estrutura da dissertação

A dissertação está estruturada sob a forma de 6 capítulos. O presente capítulo faz uma introdução ao tema em questão e uma apresentação dos objectivos desta dissertação.

No capítulo 2 são abordados os aspectos gerais da importância das energias renováveis e, em especial da energia eólica.

O capítulo 3 é dedicado aos problemas de ligação existentes com a rede nomeadamente: tipo de aerogeradores, qualidade da energia eléctrica, variação de tensão, *Flicker*, harmónicos, controlo de frequência, controlo de tensão, códigos de rede e *fault ride-trought capability*.

No capítulo 4 é feita uma análise à legislação existente em Portugal, relativa à ligação de produção dispersa à rede, focada nos casos descritos no capítulo 3.

No capítulo 5 é realizada uma análise à realidade portuguesa quer a nível da política energética, crescimento eólico, estabilidade do sistema e reforço da rede.

Finalmente, no capítulo 6, apresentam-se as principais conclusões desta dissertação e perspectivas de um trabalho futuro.

Capítulo 2

Importância das Energias Renováveis

Nos dias de hoje, a energia é um bem essencial no desenvolvimento económico e social. De modo a que as gerações futuras possam ter acesso a este bem, a geração presente tem que ter o cuidado de não esgotar as fontes de energia. Assim, é essencial o desenvolvimento de tecnologias sustentáveis bem como uma utilização eficiente das tecnologias actuais. Além do risco de esgotamento das fontes tradicionais, também têm que ser tidas em conta questões ambientais. Na sua maioria, as fontes tradicionais são poluentes e não sustentáveis.

A sustentabilidade energética é a provisão de energia que corresponde às necessidades do presente sem comprometer as necessidades energéticas das gerações futuras. De um modo mais amplo, podemos permitir a inclusão dos combustíveis fósseis como fontes de energia enquanto desenvolvemos tecnologias, desde que essas novas tecnologias possam ser usadas pelas gerações futuras [2].

As fontes renováveis de energia são geralmente consideradas como fontes sustentáveis de energia uma vez que permitem a sua renovação em tempo útil. Como fontes de energia renovável temos por exemplo a biomassa, o sol (energia solar), o vento (energia eólica), o mar (energia das ondas e a energia das marés) e a energia geotérmica. Também é comum incluir tecnologias que melhorem a eficiência energética. Há ainda quem considere que a energia de fusão nuclear seja sustentável [2].

Para além do facto de que as fontes de energia não sustentáveis correrem o risco de se esgotarem, Portugal não é um país rico neste tipo de recursos. Assim, a produção de energia primária depende fortemente de importações e dos preços do mercado. As energias renováveis são portanto um modo de combater esta dependência energética porque, como já referimos, as fontes de energia renovável não se esgotam [2] e [3].

2.1 - Energia Eólica no Mundo

No mundo existem três regiões que lideram o mercado eólico. A América do Norte, a Ásia e a Europa, tendo sido a maioria das novas instalações durante o ano de 2008 distribuídas igualmente entre as três (figura 2.1). No final do ano de 2008 as novas instalações corresponderam a um aumento de 28.8% no total da potência instalada, que totalizava 120.8GW [4]. Foi um aumento recorde de potência instalada, confirmando a tendência que se verificou nos últimos anos, como se pode confirmar na figura 2.2.

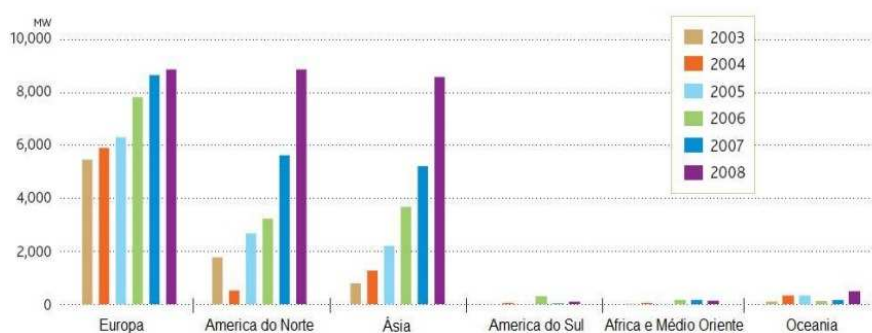


Figura 2.1 - Aumento da potência instalada por região do mundo desde 2003 [5].

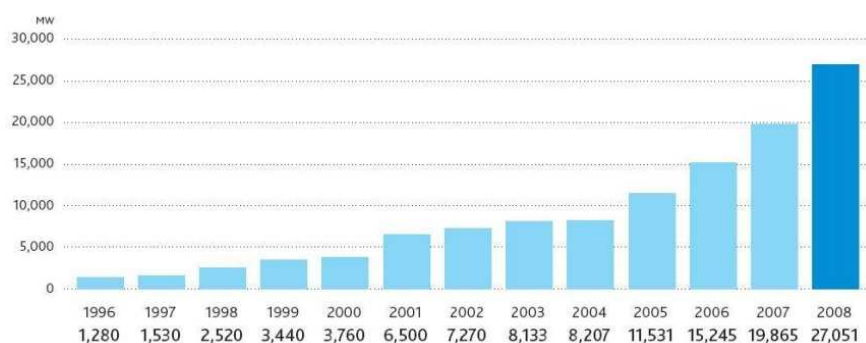


Figura 2.2 - Aumento da potência instalada no mundo desde 1996 [5].

Os Estados Unidos da América e a China são os países que mais têm investido em novas instalações, com os Estados Unidos a passarem a Alemanha como o país no mundo com mais potência instalada e a China a duplicar a potência instalada pelo quarto ano consecutivo, ultrapassando a Índia como líder na Ásia. Estes dois países são responsáveis pela instalação de 54.2% de toda a potência instalada no mundo no ano de 2008 [4]. A Dinamarca, país pioneiro na instalação de parques eólicos, continua a liderar em termos de percentagem de energia eléctrica satisfeita com recurso a eólica, com aproximadamente 20%. É de notar que este valor de penetração de energia eólica no conjunto da geração se aproxima, segundo algumas fontes, dos valores máximos admissíveis para operação segura de redes eléctricas [6].

A situação no final de 2008 para os 10 países com mais potência instalada a nível mundial, assim como os 10 países que mais potência instalaram durante esse ano está representada nas figuras 2.3 e 2.4.



Figura 2.3 - 10 Países com mais potência instalada no final de 2008 [7].



Figura 2.4 - 10 Países com mais potência instalada durante 2008 [7].

A Alemanha, embora ultrapassada pelos EUA a nível mundial, continua a liderar o mercado europeu, acompanhada pela Dinamarca e pela Espanha. Até muito recentemente estes três países detinham mais de metade de toda a capacidade eólica instalada na Europa, mas com o investimento de países como a Itália, França, Reino Unido e Portugal, o mercado eólico europeu encontra-se actualmente muito mais diversificado. De notar que já 10 dos 27 países membros da União Europeia têm mais de 1GW de potencia instalada [4].

Desde 2000, até ao final de 2008, foram instalados na Europa aproximadamente 178GW de nova potência dos quais 31% foram provenientes de recurso eólico, tendo sido no ano de 2008 o tipo de energia que mais cresceu (figura 2.5). A energia eólica representa agora aproximadamente 8% de toda a energia instalada na Europa [4].

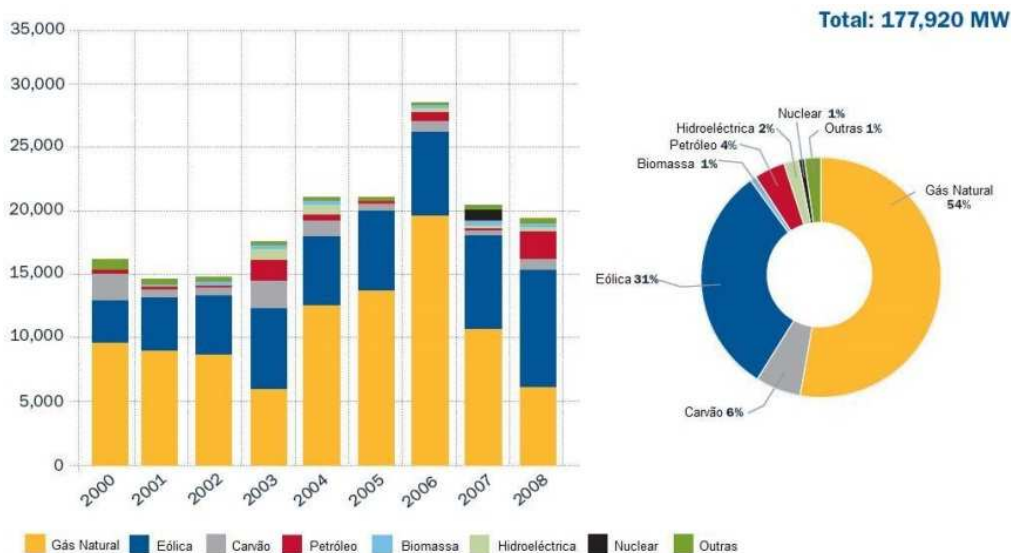


Figura 2.5 - Potência instalada na Europa desde 2000 [6].

2.2 - Energia Eólica em Portugal

Em 1988 foi publicada a primeira legislação com vista ao desenvolvimento do sector em Portugal. O Decreto-Lei nº189/88 de 27 de Maio veio regular a produção de energia eléctrica por produtores independentes [6]. No entanto, uma tecnologia ainda em desenvolvimento aliado a um conhecimento limitado do potencial eólico tornou difícil a avaliação do risco por parte dos potenciais produtores, não se observando na altura grande investimento nesta área.

Actualmente, verifica-se uma situação completamente diferente. Com a aprovação da directiva das renováveis, que previa a instalação de 2500 a 3000 MW de conversores eólicos no horizonte de 2010, e com a publicação de nova legislação que alterou procedimentos administrativos e actualizou tarifários de venda de energia renovável à rede pública, Portugal depressa se tornou num dos países com maior desenvolvimento eólico a nível mundial.

Dos parques concluídos no ano de 2008, refiram-se os da Gardunha com 114 MW e Terras Altas de Fafe, com 101 MW. Iniciou-se a construção de grandes parques eólicos, como o parque do Alto Minho I, com 222 MW e dos parques de Arada-Montemuro (112 MW) e Touriço (102 MW), além de 15 outros parques de menores dimensões. No final do ano de 2008 estavam em funcionamento perto de 1500 aerogeradores em 173 parques. Este aumento de potência instalada representou um aumento de produção eólica em 2008 de 42% face ao ano anterior, totalizando 5.7 TWh, o que representou 11% do consumo de energia abastecido pela rede pública, ou 14% da produção total injectada na rede pública [8].

2.3 - Dependência energética

A principal causa da dependência energética em Portugal é a falta de fontes fósseis de energia. Como é sabido, a energia é cada vez mais um bem essencial. O nosso país consome anualmente o equivalente a 25 milhões de toneladas de energia primária, dependendo da importação em cerca de 85% desse montante - em primeiro lugar do petróleo (60%), seguido do carvão e do gás natural. Actualmente enfrentamos problemas que não eram considerados na época da Revolução Industrial onde facilmente se produzia energia quer através do carvão e lenha como mais tarde através do petróleo [2].

Esta política passada provocou uma crise energética, pois o esgotamento dos combustíveis fósseis não era considerado. A formação deste tipo de combustíveis demora milhões de anos e o seu rápido consumo supera a capacidade natural de os repor.

Um dos graves problemas mundiais deve-se ao facto da política energética basear-se na queima de combustíveis fósseis. O petróleo, o carvão e o gás natural são responsáveis por cerca de 80% da energia final consumida anualmente. Prevê-se para 2020 um crescimento para o consumo global de aproximadamente 60 % [3].

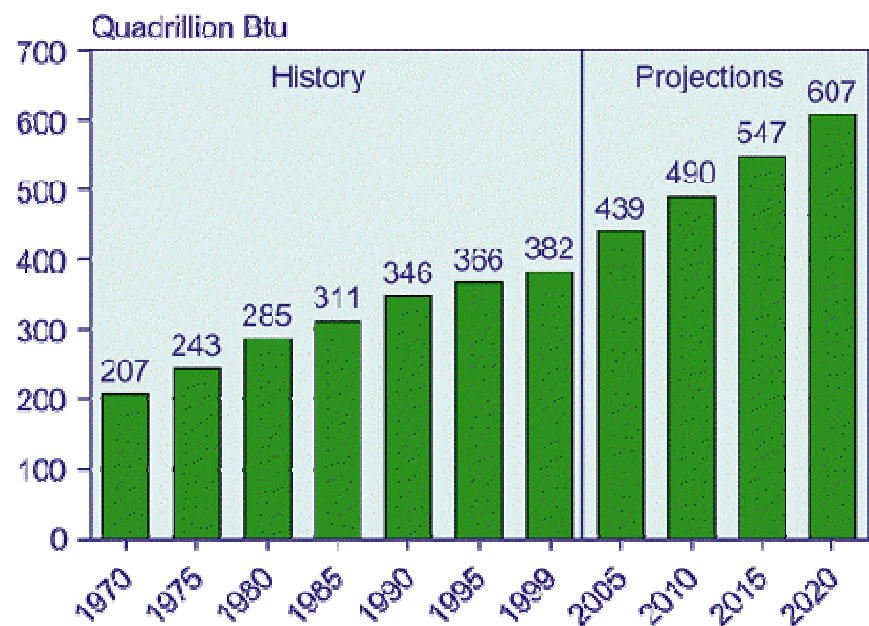


Figura 2.6 - Previsão do consumo actual de energia até 2020² [10].

Outro factor a ter em conta é a dispersão geográfica do consumo energético mundial. Hoje em dia, o consumo é maior em países desenvolvidos e países exportadores de petróleo. No entanto, está previsto um aumento *per capita* considerável nos países

¹ 1 Kwh = 3412,14 Btu

² 1 Quadrilião = 1.000.000.000.000.000

emergentes ou em vias de desenvolvimento. Países como o Brasil, a Índia, a China e a Rússia são países nesta situação, e a sua elevada população fará com que a procura de energia tenha um crescimento cada vez mais acentuado [11].

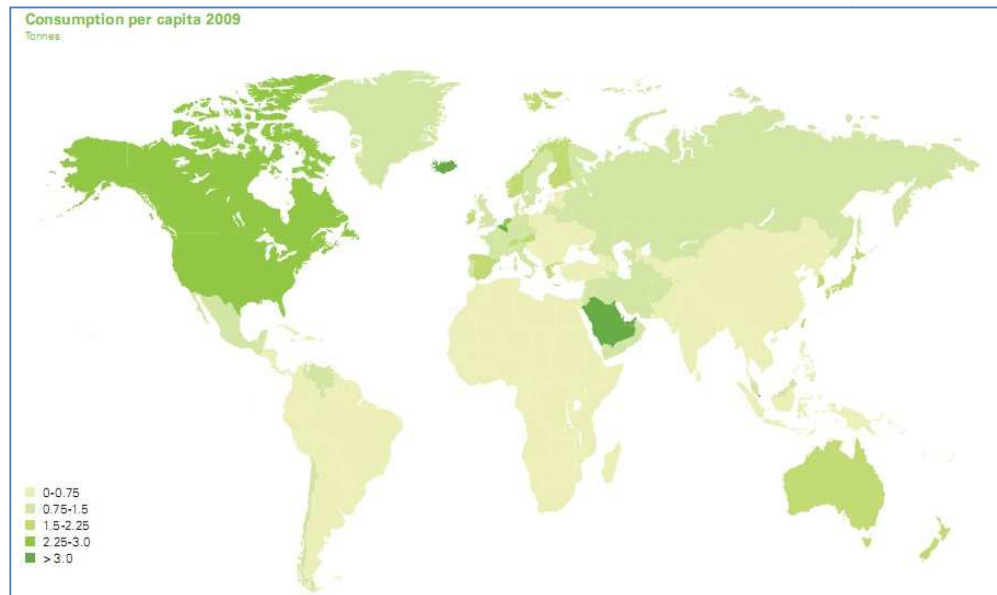


Figura 2.7 - Consumo de energia primária *per capita* em 2009 [11].

Este crescente consumo de energia e o esgotamento das energias fósseis obriga a uma nova abordagem energética de modo a tornar os países sustentáveis e independentes de países estrangeiros.

Na figura 2.8 podemos ver o preço da electricidade, do gás natural, do carvão e do crude ao longo dos anos.

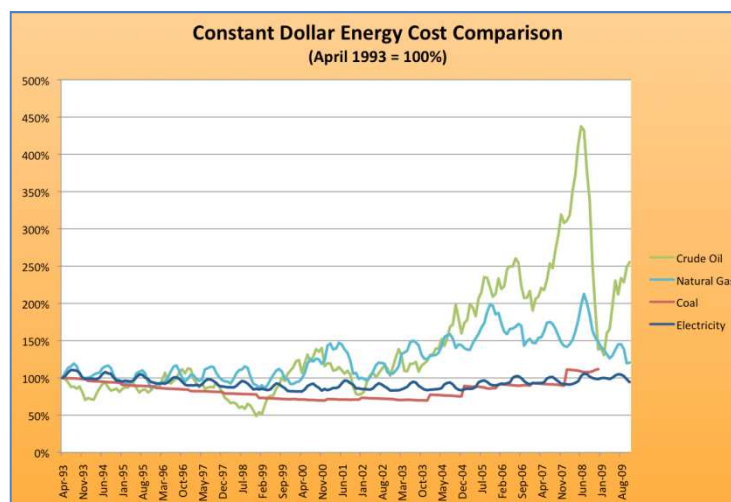


Figura 2.8 - Evolução do preço do gás natural, carvão, crude e electricidade [12].

Sendo Portugal um país com poucos recursos energéticos, recursos esses que asseguram a generalidade das necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos tais como o carvão, o petróleo e o gás, faz com que tenha uma elevada dependência energética. Em 2007, as importações de fontes primárias de origem fóssil foram cerca de 82,9 % [2].

Na figura 2.9 é possível observar a evolução do consumo de Energia Primária em Portugal, no período 1996-2007.

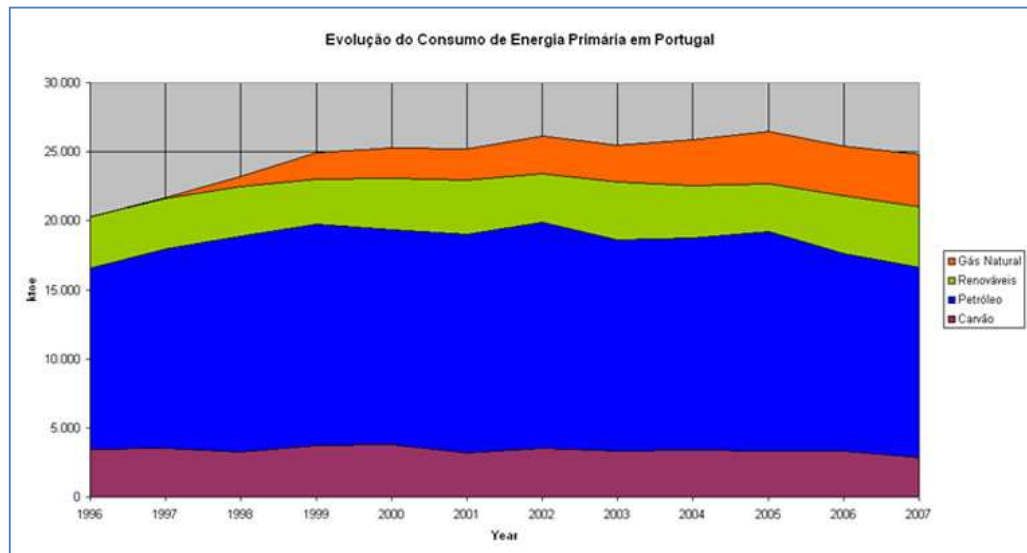


Figura 2.9 - Evolução do Consumo de Energia Primária em Portugal [2].

Como se pode observar, o petróleo era uma das principais fontes de energia, representando 54 % do consumo total de energia primária em 2007. No entanto, também é possível observar que tem vindo a diminuir desde 2005.

Já o gás natural tem vindo a ser incluído no *mix* energético. Em 2007 representou cerca de 15 % do total do consumo de energia primária.

O carvão representou cerca de 11,3 % em 2007 do total de consumo de energia primária. Devido ao seu impacto nas emissões de CO₂, prevê-se uma redução do carvão na produção de electricidade.

As energias renováveis representaram 17,1 % no consumo total de energia primária em 2007 contra 16,3 % em 2006.

A Energia Final atingiu o valor de 18695 ktep³ em 2007, menos 2,1 % que no ano anterior. O consumo de petróleo foi reduzido em 7,1 %, o de gás natural aumentou 5,9 % e a electricidade aumentou 3,3 %.

O peso dos diferentes sectores da actividade económica relativamente ao consumo de energia fora, em 2007, de 36,4 % nos Transportes, 29,2 % a Indústria, 17,1 % no

³ 1 tep (tonelada equivalente de petróleo) = 42 GJ

Doméstico, 12,2 % nos Serviços e 5,1 % nos outros sectores como a Pesca, Agricultura, Construção e Obras Públicas.



Figura 2.10 - Consumo de Energia Final por Sector em 2007 [2].

Portugal apresenta em 2007 um consumo de energia final *per capita* de 1,76 tep/habitante e em 2006 foi dos países com menor consumo de electricidade *per capita*. A intensidade energética foi de 225,14 kgep⁴/1000 € em 2006 [2].

As emissões de CO₂ *per capita*, resultantes de processos de combustão em Portugal foram de 5,32 t CO₂, em 2006, registando-se neste mesmo ano uma intensidade carbónica de 0,47 kg CO₂ / 2000 USD [2].

2.3.1 - Um modelo não sustentável

Segundo um estudo efectuado pelo WETO [13], no qual se efectua uma previsão a longo prazo se as tendências actuais não se alterarem, a produção energética mundial continuará a ser maioritariamente através de combustíveis fósseis (cerca de 90 %). A Ásia será responsável por aproximadamente dois terços do aprovisionamento do carvão.

A necessidade de energia mundial crescerá aproximadamente 1,8 % por ano sendo os grandes responsáveis deste aumento os países em vias de desenvolvimento. Estes países serão responsáveis por cerca de 50 % da procura de energia, mais 10 % que a situação actual.

Em 2030, as emissões de CO₂ atingirão o dobro das emissões de 1990 aumentando cerca de 18 % na UE e cerca de 50 % nos EUA.

As reservas mundiais de petróleo serão suficientes para o crescente aumento de consumo até 2030. Mas, para além dessa data, a situação pode-se tornar ainda mais preocupante.

⁴ 1 kgep = 41,9 MJ

Já a produção de carvão duplicará entre 2000 e 2030, sendo que na África e Ásia serão extraídos mais de 50 % do carvão. A produção de gás duplicará também para o mesmo período.

O custo do petróleo e do gás tenderá a subir enquanto o de carvão se manterá inalterado, a electricidade será responsável por cerca de um quarto da procura final de energia e o petróleo o principal combustível [13].

2.4 - Portugal e o compromisso energético

A poluição atmosférica tem sido motivo de preocupação desde há já algumas décadas. Esta preocupação levou à realização de acções conjuntas por parte de vários países. Segundo várias investigações, os gases que provocam o efeito de estufa são considerados como causa da aceleração do aquecimento global e estão presentes em inúmeros aspectos da sociedade moderna [14].

Este tipo de poluição é global, isto é, atinge pessoas indeterminadas/não individualizadas, é transindividual e indivisível. As consequências deste tipo de poluição são irreversíveis ou de difícil reversão e geram consequências imprevisíveis devido aos seus efeitos cumulativos e sinérgicos, para além de que, os efeitos podem manifestar-se num ponto geográfico bastante afastado do local onde a poluição é gerada [14].

Assim, a poluição atmosférica produzida num dado local do planeta pode atingir qualquer outro lugar. Ainda mais, um gás emitido num dado local pode associar-se a um outro gás emitido num outro local resultando numa sinergia com resultados muitas vezes imprevisíveis. No entanto, e além deste carácter global, alguns efeitos são sentidos no próprio local [14].

Alguns dos efeitos globais mais preocupantes, segundo várias investigações, consistem no agravamento do efeito de estufa, assim como no aumento do buraco do ozono, dos quais resultam consequências graves, como o aumento da temperatura do planeta, a má filtração dos raios ultravioleta do sol, o aumento do nível do mar devido ao degelo, entre outros. O aquecimento global deve-se principalmente à acumulação de dióxido de carbono (CO_2) na atmosfera. Esta acumulação, junto da superfície da camada de Ozono, permite a passagem dos raios solares e retém o calor já que reflecte para a terra os raios que se deviam dissipar no espaço.

A passagem dos raios ultravioleta pelo buraco de ozono é gravíssima uma vez que este tipo de radiação é a principal causa para os cancros de pele. O buraco de ozono é uma consequência do desenvolvimento industrial sentido no último século. Este crescimento industrial levou ao aumento de emissão de clorofluorcarbonato (CFC) que destrói as moléculas de ozono (O_3).

Com o aumento do buraco do ozono, a Terra fica mais vulnerável à incidência de raios ultravioleta. O buraco de ozono tem vindo a aumentar atingindo principalmente a região da Antártida [14].

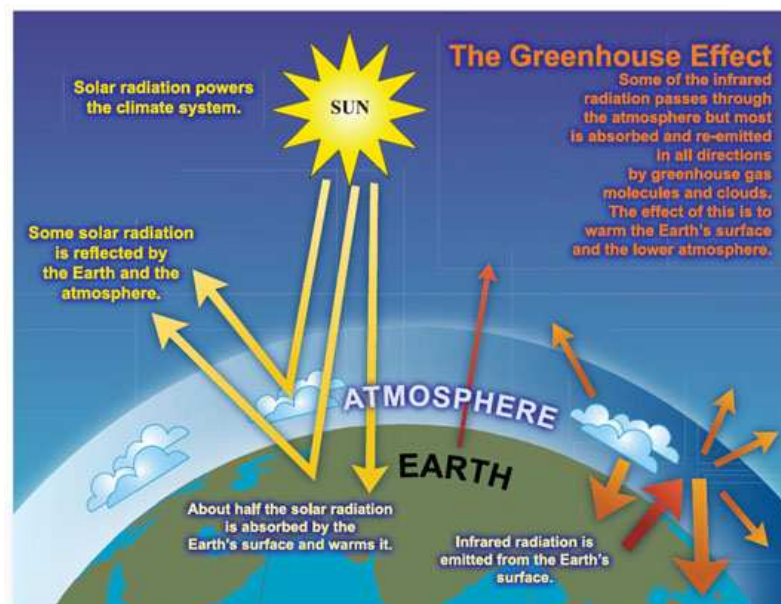


Figura 2.6 - O efeito de estufa [15].

Em Dezembro de 1997 em Quioto, Japão, foi discutido e negociado o Protocolo de Quioto, tratado internacional com compromissos para reduzir a emissão de gases com efeito de estufa. O protocolo entrou em vigor dia 16 de Fevereiro de 2005 com o objectivo de “estabilização e reconstrução das concentrações dos gases com efeito de estufa na atmosfera de modo que sejam impedidas interferências antropogénicas perigosas com o sistema climático” [14].

Entre os dias 7 e 18 de Dezembro de 2009, em Copenhaga, Dinamarca, realizou-se a Cimeira de Copenhaga com o objectivo de discutir como reagir às mudanças climáticas.

Este acordo foi uma continuação do Protocolo de Quioto, ficando apenas “registado” e não “adoptado” pelos órgãos da Cimeira e suscitou ainda dúvidas sobre o seu valor e enquadramento. Tudo apontava para que a cimeira das Nações Unidas, realizada no início de Dezembro, fosse um marco no combate às alterações climáticas. No entanto, os 12 dias de negociações terminaram sem a definição de qualquer objectivo claro e metas concretas. EUA e China foram os principais responsáveis pelo fracasso da cimeira que pretendia definir o sucessor do Protocolo de Quioto, que expira a 31 de Dezembro de 2012.

Anteriormente à Cimeira acima descrita, a 17 de Dezembro de 2008, o Parlamento Europeu aprovou quatro propostas do pacote legislativo clima-energia. O objectivo da

nova legislação consiste na redução, por parte dos países constituintes da União Europeia, em 20% (ou em 30%, se for possível chegar a um acordo internacional) das emissões de gases com efeito de estufa, assim como na elevação para 20% da quota-parte das energias renováveis no consumo de energia e ainda um aumento em 20% da eficiência energética até 2020. O pacote fixa também uma meta de 10% de energias renováveis no sector dos transportes até essa data [16].

Já em Novembro de 2010 realizou-se mais uma cimeira, de modo atingir as metas de redução das emissões de gases de efeito estufa. Os Acordos de Cancún representam continuidade e avanço em relação ao Acordo de Copenhaga. Damos passos importantes na COP16, na direcção certa, mas ficamos ainda longe de um tratado global sobre mudança climática.

O primeiro benefício das decisões da COP16 foi paradoxal: as delegações oficializaram o Acordo de Copenhaga no que ele tinha de essencial e positivo, embora a maioria absoluta o continuasse a rejeitar com retórica carregada. Mas o Acordo de Copenhaga era uma condição para que se pudesse ter avanço em Cancún. Afinal, as metas voluntárias de redução de emissões de grandes emissores fora do Protocolo de Quioto, o Fundo Verde, o mecanismo de transparência para acções financiadas com recursos próprios, entre outras provisões importantes, faziam parte dele.

O segundo passo importante foi evitar o colapso do Protocolo de Quioto, por *default*, ou por abandono de países do seu Anexo I, como Japão, Rússia, Nova Zelândia e Austrália. A saída desses países representaria, para todos os efeitos, a denúncia do tratado, que não teria um segundo período de compromissos. A partir de 2012, o Protocolo se tornaria inaplicável.

O Acordo de Cancún foi mais além, superou alguns impasses técnicos e políticos em temas cuja discussão haviam progredido em Copenhaga, mas não chegaram a uma decisão final satisfatória: REDD+, adaptação, financiamento e transparência.

No caso do REDD+, o texto aprovado em Cancún foi apoiado pela maioria dos especialistas no tema. Não é, ainda, um mecanismo operacional. Mas as principais linhas mestras desejadas por aqueles que defendem esse tipo de financiamento ficaram acertadas. Foi criado formalmente o Fundo Verde, cuja meta é atingir US\$ 100 bilhões ao ano, em 2020. Uma proposta bem recebida em Copenhaga, mas que acabou por ser formalizada.

No tema da adaptação, pendências de financiamento e institucionalização foram resolvidas no plano geral. O problema de governação no Fundo de Adaptação foi encaminhado, embora não tenha sido resolvido em definitivo.

O Banco Mundial ficará como responsável interino, por três anos. Nesse período espera-se que se defina uma instituição responsável em definitivo. Foi aprovado o termo de referência para avaliação do Fundo a cada três anos. A reivindicação dos países mais vulneráveis de se

criar uma instituição internacional para tratar de perdas e danos foi bem encaminhada. Definiu-se um quadro de referências e um Conselho executivo para Adaptação. Em tecnologia e transferência de tecnologia, também se decidiu criar um Comité Executivo de Tecnologia, que se cuidará de implementar o quadro de referências para transferência de tecnologia e uma Rede e Centro de Tecnologia do Clima, uma espécie de redes de redes, que avaliará as necessidades tecnológicas dos países, ajudará na capacitação e articulará a cooperação tecnológica. Falta negociar e aprovar uma série de detalhes que criem uma política com elementos institucionais para sua implementação. Mas politicamente se avançou muito.

A COP17, em Durban, África do Sul, será o terceiro estágio desta nova fase da política global do clima. Como Cancún precisou de Copenhaga para ter o resultado que teve, Durban será alavancada pelos progressos de Copenhaga e Cancún. Pode ser a etapa final no longo e penoso caminho rumo a um acordo abrangente, inclusivo e cientificamente substantivo sobre mudança climática. Mas se a crise económica persistir no EUA e na Europa, mais ainda se ela atingir a economia Chinesa, mas pode haver um avanço significativo nesta direcção. Dificilmente se perderá esta direcção em Durban e, provavelmente será mais rápido, uma vez que a confiança foi restaurada. Várias definições que removem obstáculos no caminho de um novo tratado foram adoptadas.

Tabela 2.1 - Principais acordos em Cancún 2010 [17].

Financiamento	A grande decisão foi sobre o Fundo Verde, que será “a entidade operacional de mecanismos de financiamento da Convenção”. Estará sob responsabilidade da ONU, mas terá o Banco Mundial como tesoureiro nos primeiros três anos. Deverá ser governado por 24 países, divididos igualmente, entre ricos e pobres. O financiamento de começo rápido prevê o destino de U\$ 30 bilhões de 2010 a 2012, com uma alocação balanceada entre acções de redução e adaptação. Já a longo prazo ficou decidido que novos fundos devem ser criados em vista às necessidades urgentes e imediatas dos países em desenvolvimento vulneráveis às mudanças climáticas. O texto reconhece o compromisso dos países desenvolvidos em doar U\$ 100 bilhões por ano até 2020 e que estes recursos poderiam vir de sectores privados e públicos e em acordo bi ou multilaterais.
Adaptação	A adaptação às mudanças climáticas ganha destaque no pacote, apesar de não contar com acções práticas determinadas. O

	texto diz que adaptação precisa da mesma prioridade que a redução das emissões dos gases do efeito estufa. Para isso, requer acordos formais para reforçar as acções e suporte à adaptação. O fundo para isso priorizará os países pobres mais vulneráveis, como os países menos desenvolvidos, pequenas ilhas e África.
Emissões de gases de efeito estufa	O pacote não faz referência a um acordo legalmente vinculante de metas de gases do efeito estufa, seguindo Kyoto, a partir de 2012. Ele apenas traz para a discussão as promessas voluntárias de redução apresentadas no Acordo de Copenhaga. Vale lembrar que estas metas, se adoptadas perfeitamente, não conseguiriam limitar o aumento da temperatura em 2 ° C, o que é estabelecido como limite pelo mesmo documento. O texto diz que os países desenvolvidos devem apresentar um relatório anual sobre as emissões e um bienal sobre o progresso da redução de emissão. Também devem estabelecer planos para estimar as emissões geradas pelo homem.
Protocolo de Kyoto	Além dos países concordarem em decidir metas legais o quanto antes e em tempo de evitar um intervalo entre o primeiro e o segundo períodos do Protocolo, o texto sobre o Protocolo ainda reconhece que todos os países desenvolvidos, como um grupo, devem reduzir suas emissões de 25% a 40% comparado com 1990 até 2020. Para alcançar este objectivo, pede que os países aumentem suas ambições de redução de emissão de gases do efeito estufa, para além das promessas de Copenhaga.
Transferência de tecnologia	Em relação à transferência de tecnologia, a definição principal é dar prioridade aos países menos desenvolvidos, desenvolvendo tecnologia nestes países e em parceiras bi ou multilaterais. Os países ricos devem desenvolver e organizar tecnologia, incluindo pesquisa cooperativa e programas de difusão de tecnologias e conhecimento em países em desenvolvimento, além de acelerar estas acções.
REDD (Redução de Emissões de Desmatamento e Degradação de floresta)	O pacote balanceado também determina regras para a criação do REDD (Redução de Emissões de Desmatamento e Degradação de floresta), que proveria recursos para os países preservarem suas florestas (grandes armazenadores de CO₂). Estima-se que 20% de todas as emissões actuais sejam causadas pelo desmatamento, sendo que Brasil e Indonésia possuem os maiores índices no mundo.

	As chamadas salvaguardas, o respeito ao conhecimento dos povos indígenas e comunidades locais e sua participação como parte integrante, devem ser apoiadas.
--	---

2.5 - As energias renováveis

As energias renováveis são essenciais para a sustentabilidade energética pois, além de serem muito menos poluentes (Figura 2.7), reduzem a dependência energética.

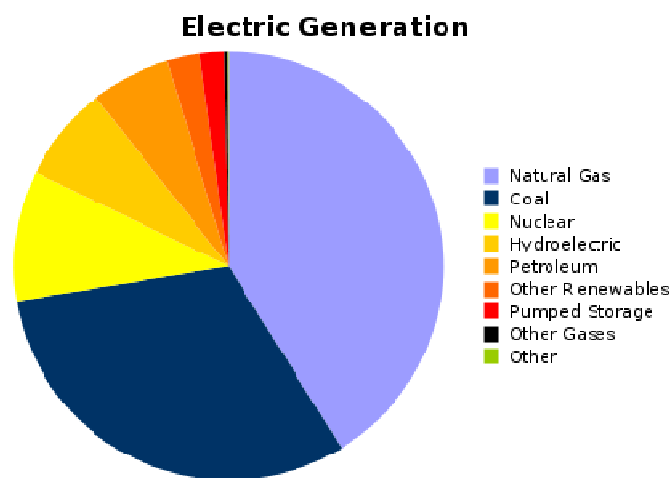


Figura 2.7- Emissões de CO₂ para diferentes fontes de energia [18]

Existem três gerações de energias renováveis [19]:

- As tecnologias de primeira geração, as quais emergiram no final do século XIX, compreendendo a energia hídrica, a combustão de biomassa e a energia geotérmica;
- As de segunda geração incluem a energia solar, a solar fotovoltaica (Figura 2.8), a energia eólica e tecnologias modernas de bioenergia. Este tipo de tecnologias teve um crescimento elevado nos últimos 15 anos como resultado do desenvolvimento e investigação, que começou por volta dos anos 80 resultante das crises petrolíferas dos anos 70. O crescimento actual é devido também a questões ambientais.



Figura 2.8 - Central solar de 11 MW em Serpa, Portugal [20].

- As de terceira geração são tecnologias que ainda se encontram em fase de desenvolvimento. Como exemplo destas tecnologias temos a gaseificação avançada de biomassa, tecnologias de biorefinaria, solares térmicas concentradas, entre outras.

As duas primeiras gerações são as que são utilizadas em massa actualmente enquanto a utilização da terceira encontra-se muito depende dos compromissos de investigação e desenvolvimento a adoptar, o que implica um papel importante do sector público [19] na utilização em larga escala destas.

A energia eólica é considerada uma das mais promissoras fontes naturais de energia uma vez que é limpa e não se esgota. Assim, e se utilizada para substituir fontes de combustíveis fósseis, tem um papel importante na redução das emissões de gases de estufa. Esta energia é usada para mover aerogeradores para produzir energia eléctrica. Estes devem ser agrupados em parques eólicos de modo a que a produção de energia seja rentável embora possam também ser usados isoladamente de modo a alimentar localidades distantes da rede de transmissão.

De um modo geral, as principais vantagens da utilização deste tipo de energia são:

- Vantagens para a sociedade em geral:
 - o Não se esgota;
 - o Não emite gases poluentes nem gera resíduos;
 - o Reduz a emissão de gases de efeito de estufa (GEE).
- Vantagens para as comunidades onde se inserem os Parques Eólicos:
 - o O terreno onde o parque está instalado não fica impossibilitado de outros usos como criação de gado ou agricultura;
 - o Criação de emprego;
 - o Geração de investimento em zonas desfavorecidas;

- o Benefícios financeiros (proprietários e zonas camarárias).
- Vantagens para o estado:
 - o Reduz a elevada dependência energética do exterior, nomeadamente a dependência em combustíveis fósseis;
 - o Poupança devido à menor aquisição de direitos de emissão de CO₂ por cumprir o protocolo de Quioto e directivas comunitárias e menores penalizações por não cumprir;
 - o Possível contribuição de cota de GEE para outros sectores da actividade económica;
 - o É uma das fontes mais baratas de energia podendo competir em termos de rentabilidade com as fontes de energia tradicionais.
- Vantagens para os promotores:
 - o Os aerogeradores não necessitam de abastecimento de combustível e requer revisões periódicas com vista à manutenção dos níveis sonoros de funcionamento dos aerogeradores. Deverá proceder-se a um registo das operações de revisão efectuadas periodicamente [21].



Figura 2.9 - Aerogerador [22].

As várias vantagens da energia eólica fizeram com que existisse um crescimento elevado na instalação de parques eólicos tanto em Portugal como no resto do mundo. Em Portugal, o aproveitamento da energia eólica para a produção de energia eléctrica teve início em 1986 com a construção do primeiro parque eólico na Ilha de Porto Santo, Madeira [23]. Oito anos após este registo o continente português recebe o primeiro parque, com um pequeno projecto de 1,8 MW, perto de Sines [24].

Em 2001, a potência eólica instalada era de 114 MW, distribuída por 16 parques com um total de 173 aerogeradores. Em 2004, já existiam 441 aerogeradores espalhados por 71 parques, que representavam uma potência de 537 MW [25].

Em Fevereiro de 2010, Portugal ocupava o sexto lugar no ranking europeu e o nono mundial de potência instalada com 2.535 MW, sendo a potência instalada europeia liderada pela Alemanha e Espanha com 25.104 e 19,149 MW respectivamente. O total da União Europeia para a mesma data era de 74,767 MW. A nível mundial, a potência instalada era liderada pelos Estados Unidos (22,3 % da potencia mundial) e pela China (16,4 %) [25].



Figura 2.10 - Parte do parque eólico Sines [26].

Quanto às principais desvantagens da energia eólica temos:

- A sua intermitência, ou seja, nem sempre o vento sopra quando a electricidade é necessária, tornando difícil a integração da sua produção no programa de exploração;
- Provoca um impacto visual considerável, principalmente para os moradores em redor. A instalação dos parques eólicos gera uma grande modificação da paisagem;
- Impacto sobre as aves do local: principalmente pelo choque destas nas pás, efeitos desconhecidos sobre a modificação de seus comportamentos habituais de migração;
- Impacto sonoro: o som do vento bate nas pás produzindo um ruído constante (43dB(A)). As habitações mais próximas deverão estar, no mínimo a 200 metros de distância.

Actualmente, já existem parques em Portugal com aerogeradores incluindo sensores especiais, de forma a pararem a rotação ao detectarem o movimento de aves. Recentemente foi inaugurado um parque com esta tecnologia, no Barão de São João,

Algarve [27]. A paragem súbita dos aerogeradores também acarreta consequências tanto para a rede como para a própria resistência do aerogerador.

2.5.1 - Energia hídrica

A energia hídrica é uma aposta que tem vindo a ser feita desde os anos 40, sendo que a capacidade instalada ronda actualmente os 4.900 MW. Em 2007 foi lançado o Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH), que irá permitir a Portugal aproveitar melhor o seu potencial hídrico e viabilizar o crescimento da energia eólica. Efectivamente, para que a intermitência associada ao perfil de produção eólica seja integrada no sistema eléctrico, é necessária a introdução de um elemento estabilizador que será parcialmente garantido pelo aumento da potência hídrica associado ao PNBEPH, aos novos empreendimentos em curso e aos reforços de potência previstos que permitirão atingir, em 2020, cerca de 8.600 MW. A existência de capacidade reversível nos investimentos previstos é fundamental para aproveitar o excesso de energia eólica produzido durante os períodos de vazio [28].

No que se refere à mini-hídrica o objectivo de pleno aproveitamento do potencial identificado de 250 MW, será conseguido no quadro dum plano estratégico de análise e licenciamento a definir [28].

2.5.2 - Energia eólica

A energia eólica tem tido uma forte progressão nos últimos anos, tendo a potência instalada em Portugal passado de 537 MW em 2004 para mais de 3.500 MW em 2009. Até 2012 serão instalados 2.000 MW adicionais resultantes da capacidade atribuída nos últimos dois anos através de processos concursais. Serão ainda instalados mais 400 MW de potência resultantes da exploração do potencial de sobre-equipamento dos parques existentes [28].

A estratégia prevê que até 2020 possam ser instalados, também por concurso, outros 3.000 MW de potência eólica, sendo que a atribuição desta potência dependerá de um conjunto de factores, designadamente, da evolução da procura de electricidade, da penetração dos veículos eléctricos, da capacidade de transferir consumos de períodos de ponta para períodos de vazio e também da viabilidade técnica e dos custos das tecnologias eólicas offshore, assim como dos impactos ambientais associados aos diferentes tipos de tecnologia [28].

2.5.3 - Energia solar

Após as fortes apostas na energia hídrica e eólica, a energia solar posiciona-se como a tecnologia com maior potencial de desenvolvimento em Portugal durante a próxima década.

A sua complementaridade com as restantes tecnologias renováveis, pelo facto de ser gerada nas horas de maior consumo, leva à fixação de um objectivo de 1.500 MW de potência instalada em 2020, através da concretização de diversos programas, devendo o desenvolvimento desta capacidade acompanhar os avanços tecnológicos, os ganhos de eficiência e a redução dos custos associados a estas tecnologias, nomeadamente o solar termoeléctrico e o fotovoltaico de concentração [28].

O sucesso associado à introdução da micro-geração e o enorme impacto que teve na sociedade e na indústria justifica que se estabeleçam metas mais ambiciosas para este segmento e que se agilize também a introdução de um programa de mini-geração destinado a projectos com potências até 150 kW ou 250 kW em função da tecnologia [28].

Será definido um novo modelo de promoção para prosseguir a aposta no solar térmico, aproveitando o potencial solar do país e o baixo custo associado às tecnologias disponíveis, de modo a cumprir os objectivos do PNAEE e do PNAC.

2.5.4 - Biomassa

A biomassa apresenta uma elevada importância para o País pela sua transversalidade à gestão florestal, produzindo energia e calor neutros no que respeita às emissões de CO₂.

Cumulativamente com as outras fileiras industriais, a biomassa promoverá uma gestão profissional das florestas nacionais, contribuindo para a redução dos riscos associados, nomeadamente incêndios, bem como para a sua sustentabilidade.

A biomassa tem ainda um grande impacto social relevante na criação de emprego estável, directo e indirecto, em zonas menos desenvolvidas, contribuindo assim para a fixação de população.

A implementação da capacidade já atribuída de 250 MW será conciliada com a disponibilização de biomassa florestal no mercado, agilizando, sempre que justificável, a concentração de potência para a obtenção de economias de escala [28].

Serão aprovadas medidas de promoção da produção de biomassa florestal, assegurando a satisfação das necessidades de consumo já instaladas e a instalar, nomeadamente, através da agilização e do acesso aos apoios públicos, da promoção da certificação da gestão florestável sustentável e da avaliação da utilização e promoção de culturas energéticas, bem como da biomassa residual da actividade agrícola e agroindustrial para a produção de energia.

Na criação de condições para a implementação dos projectos será considerado e ponderado o impacto da biomassa no desenvolvimento do território, tendo em conta a conservação da natureza e da biodiversidade.

Será promovido um trabalho conjunto com as autarquias locais que pretendam criar parques intermédios de recolha e estilhaçamento de biomassa, reduzindo o seu volume e desta forma tornando o seu transporte mais económico. Serão também instaladas,

plataformas de armazenamento intermédio da biomassa que possibilitem a instalação de indústrias que produzam derivados de biomassa com maior valor económico.

Será dinamizado o Centro de Biomassa para a Energia visando criar um centro de investigação, certificação e coordenação global do sector da biomassa, em articulação entre o Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento (MEID), o Ministério da Agricultura do Desenvolvimento Rural e das Pescas (MADRP) e o Ministério do Ambiente e do Ordenamento do Território (MAOT), tendo em conta a capacidade científica e tecnológica já instalada em centros de investigação em áreas relevantes.

Será promovida a utilização da biomassa para o aquecimento residencial através de equipamentos mais eficientes e com baixas emissões de partículas.

2.5.5 - Biogás e Resíduos

Os resíduos constituem uma fonte energética endógena, e renovável na sua componente biogénica, pelo que são uma fonte energética que importa valorizar. Assim, será dado impulso ao aproveitamento do potencial dos Combustíveis Derivados de Resíduos (CDR).

Será dada particular atenção à exploração do potencial associado ao biogás, designadamente ao biogás de aterro e ao biogás proveniente da digestão anaeróbia de resíduos e de efluentes cuja viabilização deverá estar associada à internacionalização dos benefícios ambientais.

Também será dada atenção ao potencial energético da valorização de resíduos e efluentes.

2.5.6 - Biocombustíveis

Os biocombustíveis continuarão a ser um contributo para que Portugal cumpra as suas metas de energias renováveis no consumo final do sector dos transportes. Desta forma, o governo acompanhará as directivas europeias relativas aos biocombustíveis, designadamente, ao nível da definição dos critérios de sustentabilidade e assegurando a manutenção dos melhores padrões de qualidade no funcionamento do parque automóvel.

Promover-se-á a utilização de recursos endógenos para a produção de biocombustíveis estreitando a ligação com a agricultura nacional e as soluções ligadas aos biocombustíveis de segunda geração.

2.5.7 - Geotermia

É previsível que a geotermia ganhe importância no mix energético nacional até 2020, dado o potencial de que o nosso país dispõe. Para além da forte aposta em energia geotérmica na Região Autónoma dos Açores, estão em curso projectos inovadores no território continental. A investigação científica e a avaliação do potencial de aplicação da geotermia de alta entalpia para geração de energia eléctrica e da geotermia de baixa entalpia para o

aproveitamento da energia associada aos aquíferos (hidrogeologia energética) ou em formações geológicas serão alvo de projectos-piloto.

O Programa do Governo prevê que se avance com uma nova fileira na área da geotermia (250 MW) até 2020 [28].

2.5.8 - Energia das Ondas

O elevado potencial da costa portuguesa e o empenho em dinamizar um cluster industrial ligado às actividades do mar têm levado este governo a dedicar particular atenção à energia das ondas. O aproveitamento da energia das ondas encontra-se ainda numa fase de demonstração sendo que existe grande expectativa em relação à evolução dos seus custos de produção. O Governo ao viabilizar uma zona-piloto para testes, está a contribuir para o desenvolvimento desta tecnologia e para que a ambição de ter 250MW de potência instalada possa ser uma realidade em 2020 [28].

2.5.9 - Hidrogénio

O desenvolvimento das tecnologias de pilhas de combustível a hidrogénio até 2020, tem um considerável potencial de alteração do paradigma energético actual, através de sinergias com a produção descentralizada de energia através de fontes renováveis e a promoção da eficiência energética. O potencial do hidrogénio como vector energético com capacidade de armazenamento de energia, será avaliado enquanto forma de viabilizar a utilização de energias renováveis em larga escala e de promover soluções inovadoras no sector dos transportes.

Será preparado um roteiro destas tecnologias, em linha com as iniciativas do *SET-Plan* e as perspectivas de evolução a nível internacional.

2.6 - Conclusões

A base da produção renovável nacional está fundamentalmente assente na combinação da energia hídrica e da energia eólica. Porém, a visão nacional para este sector passa pela diversificação da carteira de energias renováveis apostando em tecnologias já maduras e que possam dar um contributo mais imediato para o sistema electroprodutor mas também em investigação e desenvolvimento de tecnologias e em projectos em fase de teste/demonstração que apresentem potencial de criação de valor na economia nacional.

A aposta nas energias renováveis promove o desenvolvimento de uma fileira industrial indutora do crescimento económico e do emprego; permite atingir as metas nacionais de produção de energia renovável; intensifica a diversificação das energias renováveis no

conjunto do *mix* energético reduzindo a dependência externa e aumentando a segurança de abastecimento.

A poluição atmosférica tem sido motivo de preocupação desde há já algumas décadas. Esta preocupação levou à realização de acções conjuntas por parte de vários países. Segundo várias investigações, os gases que provocam o efeito de estufa são considerados como causa da aceleração do aquecimento global e estão presentes em inúmeros aspectos da sociedade moderna [14].

Numerosos esforços se têm tomado para que se diminua o aquecimento global do planeta, onde as energias renováveis têm um papel fundamental nesta tarefa.

Os investimentos em energias renováveis nos últimos anos fizeram de Portugal uma referência mundial neste domínio, nomeadamente no que diz respeito à energia eólica. Portugal assumiu para 2020, no quadro dos seus compromissos europeus, uma meta de consumo de energia final de 31% a partir de fontes renováveis [28].

A base da produção renovável nacional está fundamentalmente assente na combinação da energia hídrica e da energia eólica. A visão nacional para este sector passa pela diversificação da carteira de energias renováveis apostando em tecnologias já maduras e que possam dar um contributo mais imediato para o sistema electroprodutor mas também em investigação e desenvolvimento de tecnologias, em projectos em fase de teste e que demonstrem que apresentem potencial económico na economia nacional.

As metas para cada uma das tecnologias de energia renovável serão definidas no âmbito do Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER) que será elaborado em articulação com os diferentes ministérios.

Salienta-se que, no âmbito deste Plano desenvolver-se-á um procedimento de planeamento e avaliação ambiental estratégica das fontes de origem renovável, designadamente nas renováveis de maior incidência territorial, como a eólica e a mini-hídrica.

No âmbito das metas do Pacote Energia-Clima para Portugal e com o objectivo de promover a incorporação de energias de fontes renováveis, poderá ser utilizado o mercado de garantias de origem.

Estão a ser agilizados os procedimentos para a atribuição de potência a projectos de demonstração em novas tecnologias visando usar os resultados desses projectos para fundamentar as opções de expansão da capacidade ligada a uma estratégia de criação de novos clusters industriais.

Capítulo 3

Problemas da Interligação das Energias Renováveis com a Rede

A crescente necessidade de energia, aliada a uma consciencialização global para os problemas ambientais, levou, nas últimas décadas, a um rápido aumento da produção de energia proveniente de fontes renováveis. A produção de energia a partir de fontes renováveis tornou-se então um complemento aos combustíveis fósseis, como o petróleo, carvão ou gás natural, reduzindo os custos derivados da sua aquisição, assim como ajudando a reduzir as emissões de CO₂ provenientes da utilização dos mesmos.

O rápido desenvolvimento da tecnologia das turbinas eólicas, permitiu o fabrico de turbinas cada vez mais potentes (figura 3.1), e o crescente número de parques eólicos de dimensões significativas, faz com que este recurso natural tenha cada vez mais um papel preponderante na produção de energia a nível mundial.

O crescimento verificado para potência eólica instalada a nível mundial tem sido enorme, observe-se que em Março de 1998 a potência instalada era de 7,3 GW [6], e passou no final de 2008 para 120,8 GW [4]. Prevê-se que esta potência instalada produza 260TWh de energia por ano, reduzindo as emissões de CO₂ em 158 milhões de toneladas [4].

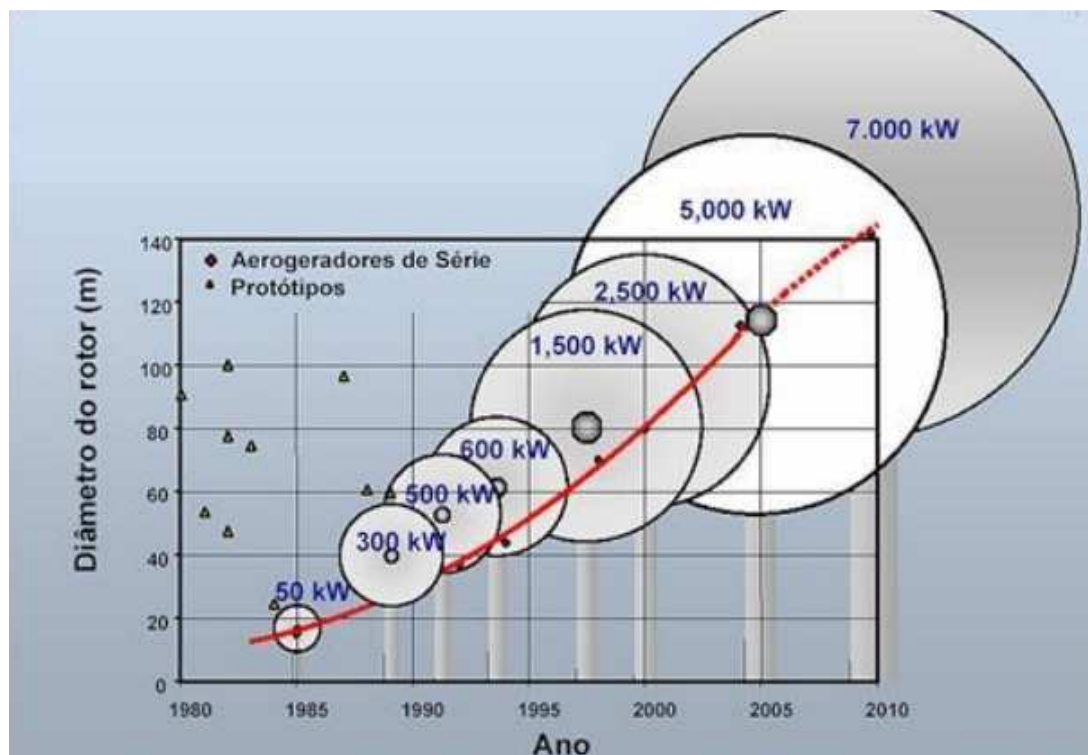


Figura 3.1 - Evolução das turbinas eólicas [30].

3.1 - Turbina Eólica

A classificação das turbinas eólicas de acordo com a sua capacidade de controlar a velocidade, pode ser dividida em quatro tipos predominantes, como indica a figura 3.2.

Um outro modo de classificar as turbinas eólicas é de acordo com a sua capacidade de controlar a potência fornecida. Os geradores eólicos são projectados para produzir o máximo de energia para velocidades do vento que rondam os 15ms^{-1} . Assim, é necessário limitar a potência fornecida pela turbina para velocidades do vento acima da sua velocidade nominal. Existem duas formas de efectuar este controlo: desenhando o perfil das pás de modo a que entrem em perda aerodinâmica - *stall* - ou variando o passo das pás do rotor - *pitch* [29] [30] [31].

3.1.1 - Tipo A: Velocidade Fixa

Uma máquina de indução com rotor em gaiola (MIRG) funciona como gerador para escorregamentos, negativos, ou seja, quando a velocidade angular do rotor é superior à velocidade angular do campo girante. Estas máquinas o rotor da turbina está ligado ao gerador através de uma caixa de velocidades, e este ligado directamente à rede de energia eléctrica. A variação da velocidade do rotor é muito pequena, sendo que na prática, estas

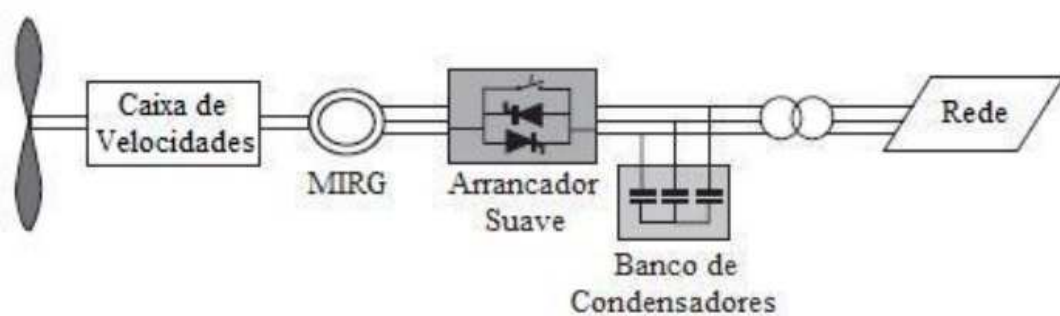
máquinas funcionam como tendo velocidade constante. Na MIRC, o campo electromagnético, essencial para a conversão de energia mecânica em energia eléctrica, é estabelecido através do estator da máquina. Tal facto implica que a máquina absorve sempre potência reactiva da rede. De modo a compensar esta absorção de potência reactiva podem ser usados bancos de condensadores como ilustrado na figura 3.2.

Tipo A0: Controlo tipo *stall* - Este tipo de turbinas foi usado por muitos fabricantes dinamarqueses durante as décadas de 80 e 90. Foi muito popular devido principalmente ao seu relativo baixo custo, simplicidade e robustez. O arranque deste tipo de turbinas não é assistido, o que implica que a potência fornecida pela turbina não pode ser controlada durante a sequência de ligação à rede.

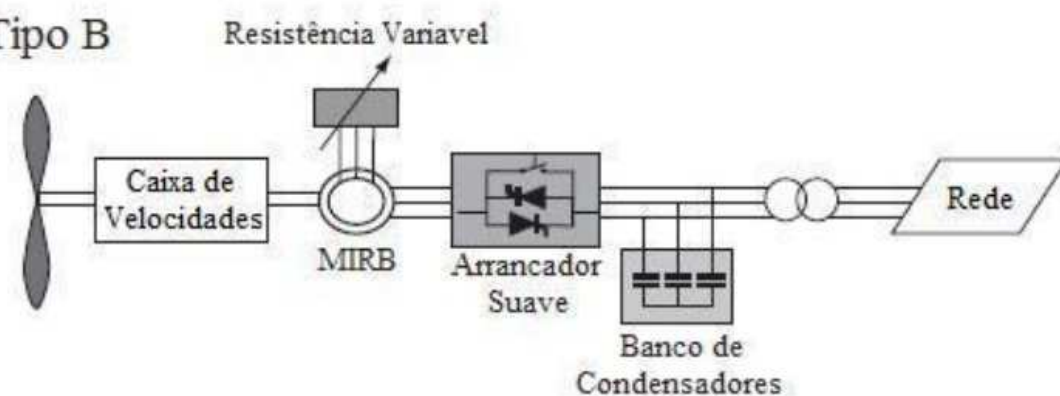
Tipo A1: Controlo tipo *pitch* - As principais vantagens deste tipo de turbinas prendem-se com o facto de o controlo de potência, arranque e paragens de emergência serem controlados mais facilmente. Por outro lado, para velocidades do vento elevadas, qualquer pequena variação do vento resulta em grandes flutuações de potência porque o mecanismo de variação do passo das pás do rotor não é rápido o suficiente para as evitar.

Tipo A2: Controlo tipo *stall* activo - Tendo-se tornado popular nos últimos anos, esta configuração mantém basicamente todas as características de qualidade de potência do controlo tipo *stall*. O acoplamento flexível das pás à cabina facilita as paragens de emergência e os arranques.

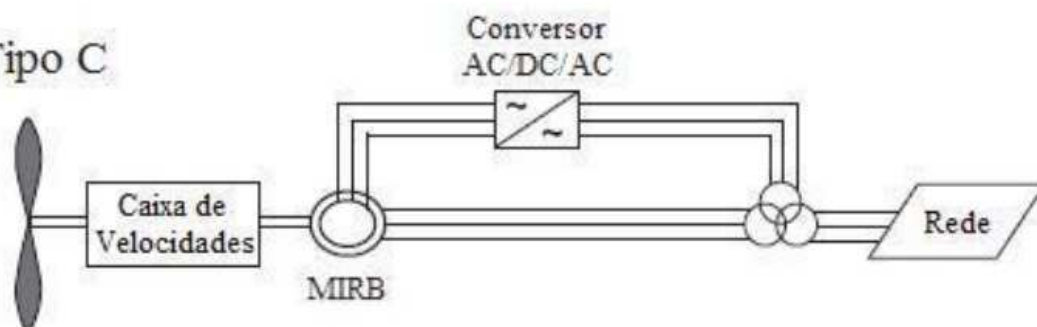
Tipo A



Tipo B



Tipo C



Tipo D

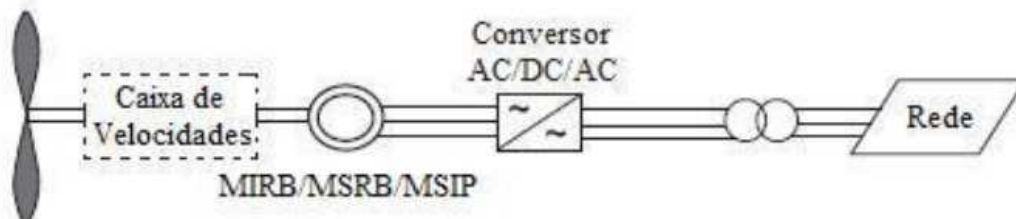


Figura 3.2 - Configurações típicas de turbinas eólicas [30].

3.1.2 - Tipo B: Velocidade Variável Limitada

Esta configuração corresponde à turbina eólica de velocidade variável limitada, com resistência do rotor variável, conceito conhecido como *OptiSlip*⁵. Usa uma MIRB (máquina de indução com rotor bobinado) e tem sido usado pelo fabricante Dinamarquês *Vestas* desde meados da década de 90. O gerador está ligado directamente à rede sendo a compensação de energia reactiva efectuada por um banco de condensadores. A característica única deste conceito deve-se ao facto de existir uma resistência adicional no rotor. Esta resistência pode ser ajustada por um conversor óptico montado no eixo do rotor, ou seja, dispensa o uso de *slip rings*. Assim, a resistência total do rotor pode ser controlada, permitindo controlar o escorregamento, e consequentemente a velocidade. A gama de velocidade que pode ser controlada depende do tamanho da resistência variável do rotor. Tipicamente, a gama de velocidades é 0-10% acima da velocidade de sincronismo.

A figura 3.3 ilustra a alteração das curvas binário - escorregamento da máquina de indução devido à variação de uma resistência ligada em série com a do enrolamento do rotor.

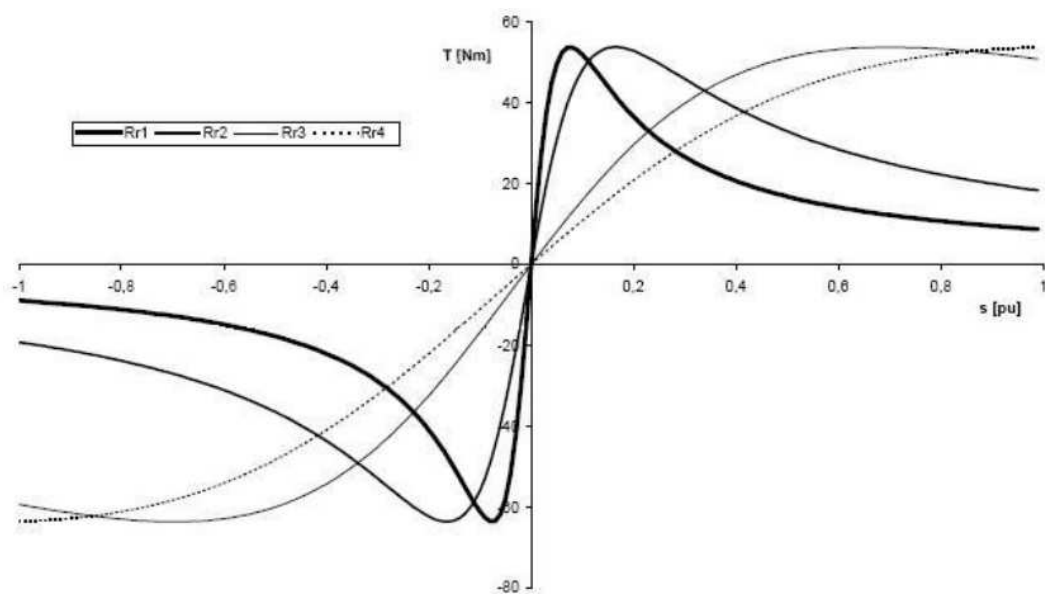


Figura 3.3 - Curvas características binário - escorregamento para diferentes valores de resistência do rotor: $R_{r4} > R_{r3} > R_{r2} > R_{r1}$ [30].

Este tipo de turbinas, assim como os tipos C e D, utiliza um controlo do tipo *pitch*.

3.1.3 - Tipo C: Velocidade Variável com Conversor Parcial de Frequência

Esta configuração, conhecida como máquina de indução duplamente alimentada (MIDA), corresponde a uma turbina de velocidade variável, equipada com uma MIRB e um conversor parcial de frequência no circuito do rotor.

⁵*OptiSlip* é uma marca registada da *Vestas Wind Systems A/S*.

Nestas máquinas o rotor da turbina está ligado ao gerador através de uma caixa de velocidades. O estator da máquina de indução está ligado directamente à rede de energia eléctrica e o rotor está ligado à rede através de um sistema de conversão CA/CC/CA e de um transformador elevador. O conversor CA/CC/CA assegura a compensação de potência reactiva assim como um arranque suave da máquina. Este tipo de turbina apresenta uma gama de velocidades maior do que as turbinas equipadas com o sistema *OptiSlip*. Tipicamente, a gama de velocidade vai de -30% a 40% da velocidade de sincronismo.

3.1.4 - Tipo D: Velocidade Variável com Conversor Completo de Frequência

Esta configuração corresponde a uma turbina de velocidade variável, com o gerador ligado à rede através de um conversor completo de frequência (conversores CA/CC/CA). Os conversores CA/CC/CA asseguram a compensação de potência reactiva assim como um arranque suave da máquina. Neste tipo de turbinas podem ser usadas MIRB ou máquina síncrona de velocidade variável (MSVV), podendo estas últimas ser máquina síncrona de rotor bobinado (MSRB) ou máquina síncrona de ímanes permanentes (MSIP). O gerador pode ser excitado electricamente (MIRB e MSRB) ou através de ímanes permanentes (MSIP).

Algumas turbinas de velocidade variável não apresentam caixa de velocidades, estando o rotor ligado directamente ao gerador. Assim, visto que a velocidade de rotação da turbina varia entre 17rpm e 36rpm, estas máquinas apresentam um elevado número de pares de pólos, 32 em algumas das instalações existentes [30].

3.1.5 - Tecnologia em Desenvolvimento

Novos tipos de turbinas estão a ser desenvolvidos, de modo a conseguir-se um melhor aproveitamento do recurso eólico. São disso exemplo as duas turbinas apresentadas a seguir.

A turbina de eixo vertical (de 144 metros de altura em forma de V), apresentada na figura 3.4, poderá ser instalada no mar e produzir até 9 MW de electricidade, praticamente três vezes mais do que as turbinas convencionais do mesmo tamanho.

Uma das vantagens desta turbina em relação às convencionais deve-se ao facto das turbinas de eixo horizontal necessitarem de mecanismos que as orientem sempre na direcção do vento enquanto que nas de eixo vertical esse problema não se verifica. Outra vantagem deve-se ao facto do centro de gravidade desta turbina se encontrar na base, tornando a estrutura muito mais estável, permitindo a construção de estruturas maiores [32].



Figura 3.4 - Turbina de eixo vertical [33].

Uma outra turbina em desenvolvimento é a turbina MagLev (figura 3.5). Com um design totalmente diferente dos aerogeradores tradicionais, esta turbina utiliza levitação magnética para oferecer um desempenho muito superior. As pás verticais da turbina são suspensas no ar acima da base do equipamento sem contacto com outras partes mecânicas, podendo assim girar sem atrito, o que aumenta exponencialmente o seu rendimento. Segundo a empresa, esta turbina poderá gerar energia a partir de ventos de 1.5 m/s e suportar ventos até 40 m/s. Esta turbina, devido à possibilidade de ser construída com dimensões gigantescas, poderá gerar 1 GW, suficiente para abastecer 750000 residências [34].



Figura 3.5 - Turbina MagLev de levitação magnética [34].

3.2 - Qualidade da Energia Eléctrica

Qualidade de Energia Eléctrica (QEE) significa que a tensão é contínua e sinusoidal, tendo amplitude e frequência constante [35] [36], ou seja:

- Valor eficaz da onda sinusoidal com valor nominal;
- Frequência constante e de valor nominal;
- Formas de onda sinusoidais puras;
- Sistema de tensões simétrico e equilibrado.

QEE pode ser expressa em termos de características físicas e propriedades da electricidade. É usualmente descrita em termos de tensão, frequência e interrupções. A qualidade da tensão deve obedecer a requisitos estipulados por padrões nacionais e internacionais. Assim, os distúrbios de tensão podem dividir-se em variações de tensão, tremulação *flicker*, transitórios e distorção das harmónicas. A figura 3.6 mostra os diferentes fenómenos que influenciam a QEE.

A ligação de parques eólicos à rede eléctrica afecta a QEE. Esta depende da interacção entre a rede e o parque. Nos próximos subcapítulos serão abordados alguns aspectos que podem influenciar a QEE.

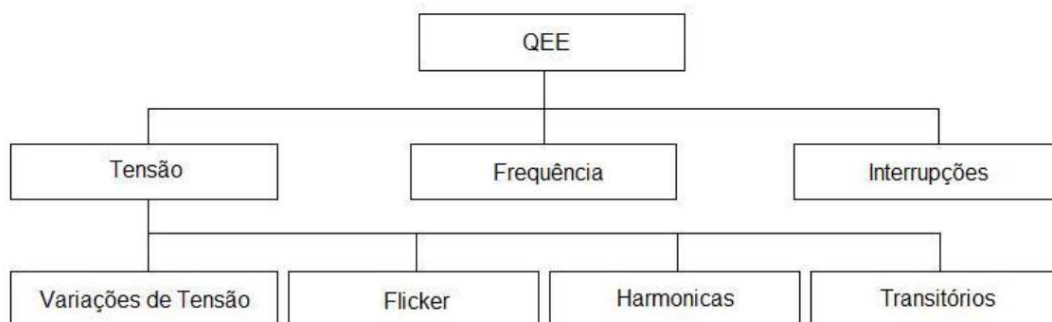


Figura 3.6 - Classificação dos vários fenómenos que influenciam a QEE

3.3 - Variações de Tensão

Variações de tensão podem ser definidas como mudanças no valor RMS da tensão que ocorrem num determinado período de tempo. No ponto de entrega ao cliente, segundo a norma NP EN 50 160, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos para cada período de uma semana devem situar-se na gama $U_N \pm 10\%$ (não considerando as interrupções) [37].

As variações de tensão são causadas principalmente por variações nas cargas ou na produção. A variação na produção de energia num parque eólico pode variar bastante e não apenas por variações das condições do vento. Pode também passar da plena carga ao vazio

devido a um desligamento de emergência ou, pelo contrário, do vazio à plena carga quando ligada em condições óptimas de vento.

A ligação da máquina síncrona não introduz qualquer perturbação na rede, desde que sejam tomadas as providências necessárias para não haver trânsito de energia activa e reactiva, isto é, tensões sinusoidais, em fase, com a mesma amplitude e frequência [38].

Os desvios limite a respeitar na ligação dos geradores síncronos estão fixados e são os indicados na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Desvios limite de tensão na ligação de geradores síncronos à rede [38].

	$S \leq 500 \text{ kVA}$	$S > 500 \text{ kVA}$
Tensão	$\pm 1 \text{ pu}$	$\pm 0.08 \text{ pu}$

A queda de tensão transitória devida à ligação de geradores assíncronos deverá ser inferior a 2% do seu valor nominal.

3.4 - Tremulação *Flicker*

Tremulação é a variação aleatória rápida da tensão alternada, ou seja, flutuações do valor eficaz da tensão. Geradores eólicos podem ser uma das principais fontes de tremulação devido, por exemplo, à variabilidade do vento ou ao efeito de sombra causado pela torre⁶. A tremulação devido a geradores eólicos pode ter origem no funcionamento em modo contínuo ou quando se ligam ou desligam os geradores.

Para calcular a tremulação causada por uma turbina eólica ligada à rede, é necessário calcular o coeficiente de tremulação. Segundo [39], o coeficiente de tremulação deve ser especificado para quatro diferentes distribuições de velocidade do vento, com velocidade do vento média à altura da torre⁷ de 6, 7.5, 8.5 e 10 ms^{-1} respectivamente. A velocidade do vento deve ser assumida como obedecendo a uma distribuição de *Rayleigh*. O coeficiente de tremulação pode ser obtido usando a equação 3.1:

$$C(\psi_k) = P_{st, fic} \frac{S_{k, fic}}{S_{ref}} \quad (3.1)$$

⁶ Breve redução do binário mecânico (e por consequência, produção de energia) cada vez que uma pá passa por trás da torre.

⁷ Distância do solo à linha do eixo do rotor.

Onde $C(\psi_k)$ é o coeficiente de tremulação, S_{ref} é o valor de referência da potência da turbina, $P_{st, fic}$ é o nível de emissão de tremulação calculado à potência de curto-circuito de uma rede fictícia com ângulo de rede ψ_k , podendo este ultimo ser calculado por:

$$\psi_k = \arctan\left(\frac{X_k}{R_k}\right) \quad (3.2)$$

Sendo X_k e R_k a reactância e resistência da rede, respectivamente.

Assim, o nível de emissão de tremulação de uma turbina eólica ligada à rede pode ser calculado por:

$$P_{st} = C(\psi_k) \frac{S_{ref}}{S_k} \quad (3.3)$$

Para o cálculo da tremulação originária de várias turbinas eólicas ligadas ao mesmo ponto, usa-se a equação 3.4:

$$P_{st \Sigma} = \sqrt{\Sigma P_{st,i}^2} \quad (3.4)$$

Onde $P_{st,i}$ é a tremulação emitida por cada um dos geradores eólicos.

Para a tremulação de longa duração pode usar-se a equação seguinte, em que para o cálculo de P_{lt} para um período de duas horas, considera-se $N=12$ porque o cálculo de P_{st} é efectuado em períodos de dez minutos.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\Sigma_{i=1}^N \frac{P_{st}^3}{N}} \quad (3.5)$$

A ligação e paragem de geradores eólicos causa alterações na produção total de energia que, por sua vez, causa alterações na tensão no ponto de ligação à rede o que poderá causar tremulação. A queda de tensão, em percentagem, originada pela ligação de uma turbina eólica à rede pode ser calculada pela equação 3.6:

$$\Delta U = k_u(\psi_k) \frac{S_{ref}}{S_k} * 100 \quad (3.6)$$

Onde $k_u(\psi_k)$ é o factor de variação da tensão calculado para um ângulo de rede ψ_k .

Sob condições fracas de vento, uma turbina eólica pode parar e recomeçar diversas vezes. Assim, a tremulação resultante das várias quedas de tensão pode ser calculada pela equação 3.7:

$$P_{lt} = \left(\frac{2,3 * N}{T}\right)^{\frac{1}{3,2}} F \frac{\Delta U}{U} \quad (3.7)$$

Onde N é o número de quedas de tensão durante T segundos, U é a tensão e F é o factor de forma da queda de tensão ΔU . Uma vez que neste caso se fala de tremulação de longa duração, é normal usar-se um período de duas horas.

3.5 - Harmónicas

Harmónicas são ondas sinusoidais de tensão ou corrente com frequência múltipla da frequência da rede [40]. No caso de Portugal têm as frequências de 100 Hz, 150 Hz, 200 Hz, etc. As harmónicas com frequências que não sejam múltiplas da frequência da rede são chamadas de inter-harmónicas.

As harmónicas são responsáveis por perdas adicionais, contabilizadas num parâmetro chamado potência deformante. Assim, a potência aparente S passa a ser expressa em termos da potência activa P , potência reactiva Q e potência deformante D , influenciando o factor de potência.

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (3.8)$$

$$F_p = \frac{P}{S} \neq \cos \phi \quad (3.9)$$

A figura 3.7 mostra a relação geométrica entre as quatro potências.

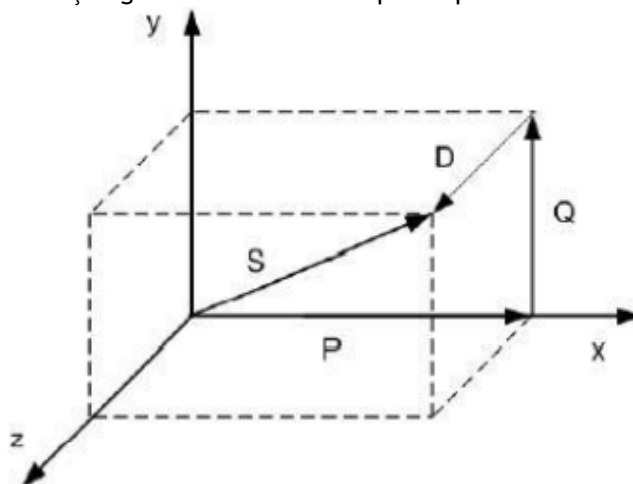


Figura 3.7 - Relação geométrica entre potência aparente, activa, reactiva e deformante [40].

As turbinas de velocidade fixa, por norma, não causam harmónicas ou inter-harmónicas.

As turbinas que funcionam a velocidade variável, equipadas com um conversor, têm especificações próprias que regulam a emissão de harmónicas de corrente, para frequências até 50 vezes a frequência da rede. De acordo com a norma europeia IEC 61800-3, os limites

relevantes para a emissão de harmónicas são os apresentados na tabela 3.2. Esta norma também recomenda que a THD⁸ não exceda 5% da corrente da fundamental.

Tabela 3.2 - Limites de emissão de acordo com a norma IEC 61800-3 [41].

Ordem da harmónica	Corrente de uma Harmónica par (% de I da fundamental)	Corrente de uma Harmónica impar (% de I da fundamental)
$n < 11$	4	1
$11 \leq n \leq 17$	2	0,5
$17 \leq n \leq 23$	1,5	0,4
$23 \leq n \leq 35$	0,6	0,2
$35 \leq n \leq 50$	0,3	0,1

Quando se encontram várias turbinas eólicas ligadas ao mesmo ponto é possível calcular a corrente causada pelas harmónicas usando a equação 3.10:

$$i_n = \sqrt[n]{\sum_k i_{n,k}^\alpha} \quad (3.10)$$

Onde i_n é a corrente da harmónica de ordem n , $i_{n,k}$ é a corrente da harmónica de ordem n , proveniente da fonte k e α depende do número da harmónica, de acordo com a tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Valor de α para o cálculo das harmónicas de corrente [41].

α	Harmónica de ordem n
1	$n < 5$
1,4	$5 \leq n \leq 10$
2	$n > 10$

3.6 - Transitórios

Transitórios são desvios significativos, de curta duração (da ordem dos μ s ou ms), de tensão ou corrente em relação aos seus valores nominais [36].

A produção de energia eólica pode originar transitórios na rede. Estes transitórios ocorrem na sua maioria quando se liga ou desliga turbinas eólicas de velocidade fixa. Quando o vento

⁸ Total Harmonic Distortion

atinge uma certa velocidade, a turbina eólica inicia a sua sequência de ligação à rede eléctrica. A velocidade da turbina é então aumentada até que a velocidade do gerador atinja valores próximos da velocidade de sincronismo, sendo nesse momento a turbina ligada à rede.

Durante esta sequência de ligação ocorre um pico de corrente que pode atingir o dobro da corrente nominal da turbina eólica o que pode alterar de forma substancial a tensão da rede a que está ligada.

Estes transitórios podem causar distúrbios em equipamentos sensíveis ligados à mesma parte da rede eléctrica.

3.7 - Controlo de Frequência

A frequência é uma grandeza de carácter global que deve ser mantida dentro de uma gama muito estreita, tipicamente $\pm 0,1\%$ do seu valor nominal (50Hz na Europa, 60Hz nos EUA e Brasil). A frequência está intimamente relacionada com o equilíbrio das potências activas gerada e consumida (incluindo as perdas nas redes). Não existindo possibilidade de armazenar a energia eléctrica, este equilíbrio tem de ser mantido continuamente [42] à custa da geração, visto normalmente não ser possível controlar a energia consumida [29].

Dada a elevada potência girante da rede europeia, a frequência mantém-se essencialmente dentro da banda $\pm 0,05\text{Hz}$ em relação ao seu valor nominal, 50Hz. Tal pode ser observado na figura 3.8 onde se constata que, no período de tempo amostrado, a frequência se mantém dentro da gama de valores mencionada e apenas por duas situações sai da gama $\pm 0,1\%$ em relação ao seu valor nominal. Se a geração disponível for insuficiente para servir a carga do sistema, a frequência experimenta uma redução sustentada no tempo. A partir de uma diminuição da ordem de 1Hz, a situação torna-se séria, havendo o risco de um apagão geral.

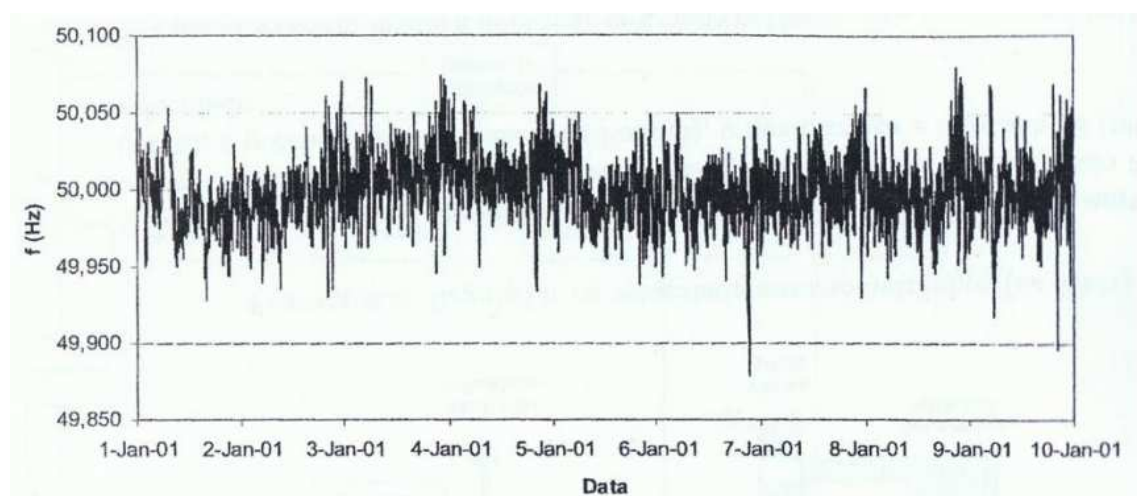


Figura 3.8 - Variação da frequência num período de 10 dias [29].

Com base no despacho económico é atribuído a cada grupo um valor de potência gerada. É contudo extremamente improvável que o total da potência atribuída iguale em cada instante a carga, a qual, para além da variação previsível, experimenta continuamente pequenas flutuações que se sobrepõem àquela. Os geradores são assim chamados a variar automaticamente a sua potência, de forma a manter a frequência no seu valor nominal. Esta tarefa é realizada pelo sistema de controlo frequência-potência.

O controlo de frequência-potência consiste em dois níveis de controlo. O controlo primário (actua em 1-30 segundos), situado localmente nos grupos geradores, aumenta ou diminui a geração até que a razão entre esta e a energia consumida seja de novo alcançada e a frequência estabilize. O controlo primário não “devolve” a frequência ao seu valor nominal, para isso existe o controlo secundário (actua em 10-15 minutos) que actua a partir do centro de controlo. O papel destes dois tipos de controlo pode ser observado na figura 3.9 onde se regista a resposta da frequência a uma variação brusca da procura.

Numa situação normal de funcionamento a potência gerada num parque eólico pode variar 10-15% da capacidade instalada num espaço de 15 minutos. Isto pode causar no sistema uma diferença entre a produção e o consumo. Durante ou depois de uma situação em que se registem condições extremas para a produção de energia eólica, esta diferença pode ser ainda maior. Assim, tem que se ter em conta a gama de frequência a que a rede deve operar quando se faz o estudo das condições para a interligação de um parque eólico. Redes pequenas são mais susceptíveis a desvios de frequência que podem por a rede em risco, no caso de uma diferença entre a produção e consumo, do que redes grandes onde a produção intermitente de energia de um parque eólico é compensado por outros grupos geradores.

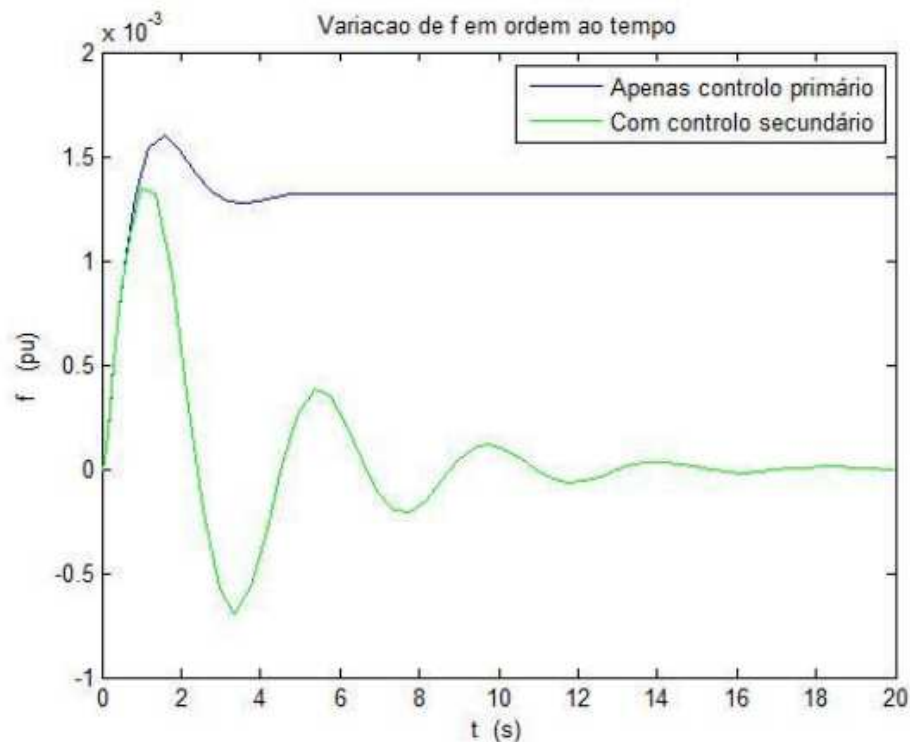


Figura 3.9 - Resposta da frequência de um SEE a uma variação na procura [38].

Este requisito é relativo à capacidade dos parques eólicos regularem a sua potência activa de saída. Esta regulação é normalmente efectuada em duas etapas, sendo que a primeira etapa é a chamada regulação primária ou controlo primário de frequência. A frequência das redes eléctricas é essencialmente estabelecida por unidades de produção síncronas convencionais dotadas com capacidade de regularem a sua velocidade. O objectivo de controlo da frequência é resguardar o balanço de potência na rede eléctrica, mantendo uma operação síncrona por parte dos geradores síncronos no sistema. No caso da ocorrência de um desequilíbrio entre a potência activa total provida pelos geradores síncronos e a potência activa total consumida pelas cargas, podem suceder se mudanças nas velocidades rotacionais das unidades síncronas, provocando uma alteração na frequência da rede. Numa situação em que ocorra uma diminuição da frequência na rede eléctrica, os aerogeradores têm que responder com um aumento de potência activa injectada na rede. Também numa situação em que haja uma diminuição de potência activa consumida pelas cargas, provocando um aumento da frequência do sistema, os aerogeradores terão que diminuir a potência activa injectada na rede de modo a salvaguardar a estabilidade de frequência desta.

Com o constante crescimento da integração eólica nas redes eléctricas de energia, essencialmente por parte dos aerogeradores de velocidade variável, a estabilidade do sistema tem tendência a diminuir. Esta situação acontece devido ao facto de os sistemas de velocidade variável possuírem estratégias de controlo que praticamente desacoplam as grandezas mecânicas das eléctricas, impedindo o rotor da turbina de responder a variações de frequência no sistema.

As inércias dos geradores síncronos que participam na regulação de frequência têm um papel determinante na garantia da estabilidade do sistema eléctrico na sequência de uma perturbação. Quanto menor for a inércia global do sistema de potência, maior e mais rápida será a variação dos níveis de frequência na rede após a ocorrência de desequilíbrios entre a geração e a carga.

A segunda etapa consiste numa regulação secundária, que tem como objectivo anular os desvios entre a carga (incluindo perdas) e a produção total de geração, de forma a anular o desvio de frequência, o qual a regulação primária das máquinas não é capaz de realizar. À medida que a carga se altera de forma contínua, os geradores, dotados com controlo secundário, ajustam as suas produções automaticamente para restabelecer a frequência de volta ao seu valor nominal. Esta técnica é normalmente conhecida como Controlo Automático de Geração *Automatic Generation Control* AGC. No entanto, o AGC obedece a algumas especificações tendo em conta as características de operação da rede eléctrica. Numa rede isolada, a regulação de frequência é normalmente repartida por um número relativamente grande de centrais geradoras ou por centrais que apresentam maior capacidade de geração. A soma das parcelas de potência activa que cada central reguladora injecta na rede durante uma variação de carga (ou perda de geração) constitui a gama total de potência necessária para anular o desvio de frequência do sistema eléctrico. No caso de redes interligadas, cada rede (ou subsistema) apresenta o seu próprio sistema de controlo automático de geração (AGC) que procura restaurar o equilíbrio de produção e consumo da rede na qual é responsável, assim como manter o trânsito de potências nas linhas de interligação no valor especificado, a fim de cumprir contractos de compra e venda pré-estabelecidos. Idealmente, a regulação secundária deve actuar, correctivamente, apenas na rede (ou subsistema) no qual se verificou a variação de carga ou perda de geração, ou seja, cada área deve resolver as ocorrências que nela se verificam, sem afectar redes vizinhas.

No caso de parques eólicos, o conceito de regulação secundária assume um papel semelhante ao conceito de controlo de produção aplicado às unidades de geração convencionais. O objectivo deste controlo secundário, é alterar o ponto de operação dos aerogeradores de um parque eólico de forma a garantir que o operador do parque eólico possa responder a uma determinada solicitação, em especial, permitir o aumento entre a carga e geração numa determinada zona da rede.

O controlo da potência injectada na rede também está relacionado com a capacidade dos aerogeradores contribuírem para a eliminação de congestionamentos na rede eléctrica.

Através da variação da diminuição da potência injectada na rede é possível diminuir o congestionamento das redes, mantendo o equilíbrio entre a potência activa total provida pelos geradores síncronos e a potência activa total consumida pelas cargas.

Alguns operadores de rede exigem então a limitação de desvios positivos e negativos da potência activa de saída dos parques, reduzindo assim grandes flutuações de frequência

causadas por variações bruscas de velocidades do vento ou na sequência da entrada ou saída de serviço de parques eólicos com grandes potências instaladas. De acordo com o código de rede alemão, caso a frequência exceda os 50,2 Hz os parques eólicos devem reduzir a sua potencia activa em 40% da potencia disponível dos aerogeradores por Hz [43]. Na Irlanda, o código requer um sistema de resposta de frequência capaz de controlar potência activa de acordo com uma curva já pré-definida. Já em Portugal, prevê-se que os parques eólicos venham a participar no controlo primário de potência/frequência, através de um regime de operação a 95% da potência máxima, na sequência de um pedido prévio do Operador do Sistema [19]. Apesar das diferenças, é claro que a maior parte dos códigos de rede requerem que os parques eólicos (especialmente aqueles de grande capacidade) providenciem um resposta de frequência, isto é, que contribuam para a regulação do sistema de frequência.

3.7.1 - Tolerância de frequência e requisitos operacionais

A tolerância e os requisitos operacionais relativos aos sistemas de frequência e tensão podem ser encontrados na maior parte dos códigos de rede. A frequência nominal de funcionamento é a mesma em todo o sistema de energia e é mantida dentro de uma estreita banda de valores. Qualquer desvio dos planos de produção ou consumo implicam uma variação da frequência. Se esta variação for suficientemente grande e sair da banda de valores pré-definida, irá por em causa a operação do sistema. Frequências de funcionamento anormais influenciam as temperaturas dos geradores de um parque eólico, diminuem o tempo de vida dos isolamentos e podem mesmo causar danos nos equipamentos de electrónica de potência. Há alguns anos atrás, no caso de uma descida súbita de frequência, os parques eólicos eram obrigados a desligarem-se da rede de forma a protegerem-se de possíveis danos.

Contudo, se grandes quantidades de produção eólica se desligarem da rede a baixas frequências, a capacidade de recuperação do sistema será afectada. Para assegurar uma operação de sistema em condições normais e evitar problemas no restabelecimento de frequência, alguns operadores de rede alteraram os seus requisitos e agora exigem que os parques eólicos continuem ligados à rede eléctrica em caso de perturbações, funcionando assim numa banda de valores de frequência bastante maior [43].

3.8 - Controlo de Tensão

A tensão é uma grandeza de carácter local (ao contrário da frequência que pode ser controlada a partir de qualquer ponto do sistema), sendo que a tensão num determinado nó pode ser controlada apenas nesse nó ou na sua vizinhança directa.

O controlo de tensão é necessário devido às capacitâncias, resistências e indutâncias (a primeira referida normalmente por susceptância, e as duas ultimas por impedância) dos

transformadores, linhas e cabos (referidos a partir de agora como ramos). Uma corrente a percorrer um ramo origina uma diferença de tensão entre os nós que ligam aos extremos do mesmo, sendo que esta diferença de tensão em relação à tensão nominal não deverá ser maior do que um determinado valor permitido (normalmente 5% a 10%).

A maneira como as tensões nos nós são afectadas difere fundamentalmente das redes de transporte para as redes de distribuição.

As redes de transporte consistem em linhas aéreas com uma resistência muito baixa. A diferença de tensão entre os dois extremos de uma linha com uma elevada reactância, X , quando comparada com a sua resistência, R (relação R/X baixa), é altamente afectada pelo trânsito de potência reactiva na linha. Assim, o controlo de tensão nos nós das linhas de transporte é feito principalmente pelo controlo da geração ou consumo de potência reactiva ao nível das grandes centrais tradicionais ligadas à rede.

Os parques eólicos afectam os trânsitos de energia e, por conseguinte, as tensões nos nós. Como mencionado anteriormente, nas redes de transporte, as tensões nos nós são controladas pelas centrais tradicionais. Se a sua capacidade para controlar as tensões não for suficiente para compensar o impacto dos parques eólicos nas tensões dos nós, as tensões podem não ser mantidas dentro dos valores aceitáveis.

Por outro lado, nas redes de distribuição, que consistem em linhas aéreas e cabos subterrâneos, a resistência dos mesmos já não pode ser negligenciada visto a relação R/X ser muito mais elevada. A sensibilidade da tensão no nó a alterações na potência reactiva é bastante limitada e os geradores ligados a estas redes normalmente não têm capacidade para alterar o seu consumo ou produção de energia reactiva. Assim, a tensão nos nós nestas redes é normalmente controlada alterando a razão de transformação dos transformadores que ligam as redes de distribuição às tensões mais elevadas, ou usando aparelhos que produzem ou consomem potência reactiva como por exemplo cargas de impedância constante (*shunts*).

Uma turbina eólica (ou um pequeno grupo de turbinas) ligada à rede de distribuição afecta as correntes, os trânsitos de energia e, visto as tensões nos nós estarem relacionados com os trânsitos de energia, as tensões nos mesmos. Esta situação pode originar problemas se os dispositivos instalados na rede de distribuição não conseguirem compensar o impacto das turbinas nas tensões dos nós, o que pode originar que as tensões não possam ser mantidas dentro de valores aceitáveis.

3.9 - Potência Activa e Reactiva

A potência aparente de um sistema trifásico é um número complexo dado pela equação 3.11:

$$S = 3U_f I_f^* \quad (3.11)$$

O U e I representam a tensão e a corrente por fase, o símbolo $*$ indica que I^* é o complexo conjugado de I e o 3 deve-se ao facto da potência total ser a soma das potências nas três fases.

Na maioria dos casos existe uma desfasagem entre a corrente sinusoidal fornecida à rede por um gerador e a tensão aos seus terminais. Como visto anteriormente, a esta desfasagem dá-se o nome de factor de potência. Assim, a potência gerada depende não apenas da amplitude da tensão e corrente geradas mas também do factor de potência.

A corrente de um gerador de corrente alternada pode ser dividida numa componente em fase com a tensão e uma componente desfasada 90° da mesma. A potência activa é então o produto da tensão pela componente da corrente em fase com a mesma, sendo que esta corrente é a única que “carrega” energia eléctrica capaz de ser transformada em luz, energia mecânica, etc.

$$P = \text{Re}(S) = 3|U_f||I_f| \cos \phi \quad (3.12)$$

A potência reactiva é o produto da tensão pela componente da corrente desfasada de 90° em relação à tensão na equação 3.13:

$$Q = \text{Im}(S) = 3|U_f||I_f| \sin \phi \quad (3.13)$$

Algumas máquinas eléctricas necessitam de energia reactiva para o seu funcionamento, é o caso da máquina de indução que para a criação do seu campo magnético consome potência reactiva. A potência reactiva é consumida por cargas, geradores ou linhas com uma natureza indutiva e é produzida por cargas, geradores ou linhas com uma natureza capacitiva.

Uma grandeza de potência pode sempre ser escrita como o produto de uma tensão por uma corrente e a sua dimensão pode ser VA (Volt-Ampere), W (Watt) ou VAr (Volt-Ampere reactiva), dependendo se se trata de potência aparente, activa ou reactiva, respectivamente.

3.9.1 - Injecção de potência reactiva durante o funcionamento normal da rede

O requisito básico dos códigos de rede reside na obrigação dos aerogeradores terem um funcionamento contínuo durante o funcionamento normal da rede. Os códigos de rede especificam que cada aerogerador deve ter a capacidade de injecção de potência reactiva.

Em alguns códigos de rede, para além da injecção de potência reactiva, é especificado que os aerogeradores devem também ter a capacidade de estabilizar a sua tensão terminal num dado valor utilizando um regulador automático de tensão. O controlo da potência reactiva injectada pelos aerogeradores está relacionada com as características de cada rede, uma vez que a influência da injecção da potência reactiva está relacionada com a capacidade de curto-circuito das redes e da sua impedância.

Na figura 3.10 estão representadas as especificações dos requisitos referentes à injeção de potência reactiva, durante o funcionamento normal da rede, do código de rede Dinamarquês [43].

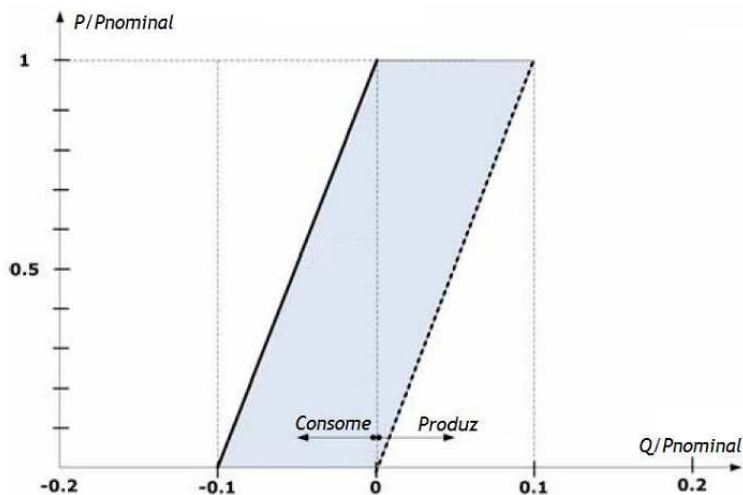


Figura 3.10 - Controlo de potência reactiva durante um funcionamento normal da rede [44].

Na figura 3.10 é possível observar que o valor da potência reactiva injectada está sempre dependente do valor de potência activa injectada na rede eléctrica. Numa situação em que a potência activa está perto do seu valor nominal, o aerogerador terá mesmo que injectar na rede o máximo de potência reactiva permitida pelo código de rede.

Em Portugal, nos requisitos iniciais todos os parques deveriam fornecer, em termos de média anual nas horas de ponta e cheia do diagrama de cargas, uma fracção de energia reactiva de 0,4 relativamente à activa ($\text{tg } \varphi = 0,4$). Quando a geração eólica toma um maior peso no sistema esta exigência torna-se prejudicial, pois conduz a tensões excessivamente altas nas zonas de maior concentração de produção, não havendo uma verdadeira participação no serviço de sistema de gestão da reactiva.

Perante este desafio de ter que gerir a rede com tão elevado número de produção eólica, foi proposta a alteração dos pressupostos antigos, em que há obrigações de injectar/absorver consoante os períodos tarifários e independentemente do nível de tensão onde estivessem ligados, média, alta ou muito alta tensão. O novo sistema estabelece diferentes regras para cada nível de tensão. Em particular, os parques ligados à muito alta tensão devem fornecer serviços de reactiva, em regime permanente, na gama de $\text{tg } \varphi$ entre 0 e +0,2.

3.10 - Impacto da Energia Eólica no Controlo de Tensão em Redes de Transporte

Como mencionado anteriormente, nas redes de transporte o controlo de tensão é tradicionalmente efectuado pelas grandes centrais eléctricas convencionais. Contudo, o aparecimento de novos tipos de energia, entre elas a eólica, veio mudar este tipo de controlo. A liberalização e reestruturação do sector eléctrico que está a ser implementada em muitos países abriu portas a inúmeras empresas independentes o que originou um mercado de energia eléctrica mais diversificado e competitivo. Como resultado o controlo de tensão tem vindo a deixar de ser competência das grandes centrais eléctricas, passando a ser responsabilidade dessas empresas independentes. Outro acontecimento recente que influencia a mudança da visão tradicional do controlo de tensão deve-se ao facto de a geração estar gradualmente a ser descentralizada passando parte dela das redes de transporte para as redes de distribuição.

Como resultado destes dois desenvolvimentos (liberalização e GD⁹), a contribuição das centrais eléctricas convencionais para o controlo de tensão tem vindo a diminuir, sendo cada vez mais difícil controlar a tensão em toda a rede de transporte apenas recorrendo a estas.

Existe no entanto outro desenvolvimento que é específico da energia eólica. Parques eólicos suficientemente grandes para serem ligados à rede de transporte costumam ser instalados em áreas remotas devido às suas dimensões e ao impacto ambiental. Dado que a tensão é uma grandeza local, torna-se difícil controlar a tensão nesses locais remotos usando as centrais convencionais. Assim, as turbinas eólicas têm que ter a capacidade de controlar elas próprias a tensão. Espera-se que esta capacidade de controlar a tensão pelas turbinas eólicas tenha cada vez mais importância no controlo de tensão das redes de transporte.

Por outro lado, mesmo com a crescente importância das turbinas eólicas no controlo de tensão, torna-se necessário a instalação nas redes de transporte de outros aparelhos com essa função. Isto deve-se ao facto de como mencionado anteriormente, os grandes parques eólicos serem instalados em lugares remotos, longe das centrais convencionais que estes vierem substituir. Assim, visto as centrais convencionais serem normalmente construídas junto dos pontos de consumo (grandes cidades ou parques industriais), o facto de a tensão ser uma grandeza local não permite aos parques eólicos controlar a mesma perto dos locais onde anteriormente existia uma central convencional. Assim, a instalação adicional de aparelhos de controlo de tensão não se deve ao facto de a geração tradicional de energia ser substituída pela geração de energia eólica, mas sim porque a geração se afasta dos pontos de consumo.

⁹ Geração Distribuída - Termo usado para descrever produção de energia em pequena escala, normalmente até 50 MW, localizada no sistema de distribuição perto do ponto de consumo [45].

3.11 - Impacto da Energia Eólica no Controlo de Tensão em Redes de Distribuição

Como mencionado anteriormente, o controlo de tensão em redes de distribuição é tradicionalmente efectuado pelo ajuste da relação de transformação dos transformadores e dispositivos capazes de produzir ou consumir potência reactiva, como cargas de impedância constante.

Assim como para o caso das redes de transporte, também recentes desenvolvimentos vieram complicar a tarefa de controlar a tensão nas redes de distribuição. Cada vez mais produção descentralizada, proveniente principalmente de fontes renováveis, como a eólica, está a ser ligada às redes afectando assim o seu trânsito de energia. Em particular, se a potência fornecida não corresponder à potência necessária, o que pode acontecer no caso da energia eólica ou fotovoltaica, em que as fontes de energia não são controláveis, as variações de correntes nos ramos e consequentemente as variações de tensão nos nós aumentam. O valor máximo e mínimo da corrente num dado ramo da rede costumava depender apenas dos valores máximos e mínimos da procura, mas com a introdução da produção descentralizada passou a depender também da potência fornecida pelos geradores. Os limites são agora estabelecidos pela máxima procura e mínima geração e pela mínima procura e máxima geração.

Teoricamente, a introdução de mais geradores na rede de distribuição poderia aumentar as possibilidades de controlo de tensão no entanto, na maioria dos casos os geradores ligados às redes de distribuição não têm as mesmas capacidades de controlo de tensão que têm os geradores ligados às redes de transporte. Isto deve-se a:

- Estes geradores nem sempre têm a capacidade de variar a geração de potência reactiva, dependendo do tipo de gerador e do conversor, caso exista;
- Pode ser muito dispendioso equipar estes equipamentos com dispositivos de controlo de tensão;
- Equipar estes geradores com dispositivos de controlo de tensão pode aumentar o risco de toda ou parte da rede de distribuição permanecer com energia depois de ser desligada do resto do sistema (*islanding*);
- O facto de existirem muitos geradores torna difícil ajustar parâmetros para o controlo de tensão, o que pode ser necessário, por exemplo, depois de uma mudança na topologia da rede.

Existem muitas razões para o crescente investimento na produção descentralizada, como por exemplo a consciencialização para o problema ambiental ou a redução do risco a nível do investimento. No entanto, os problemas a nível de controlo da tensão nos nós têm que ser

tidos em conta. Tantas soluções centralizadas como descentralizadas para o controlo de tensão têm sido desenvolvidas de modo a solucionar esses problemas.

Soluções centralizadas requerem a introdução de mais equipamentos de controlo de tensão como cargas de impedância constante, ou a introdução de mais transformadores que poderiam mesmo ter razão de transformação unitária e que serviriam apenas para o controlo de tensão nos nós. Esta solução exige um investimento significativo em sensores, comunicações e sistemas de controlo, o que torna difícil a sua implementação em redes com muita produção descentralizada.

Soluções descentralizadas por outro lado implicam “forçar” os geradores a contribuírem para o controlo de tensão, apesar das complicações e desvantagens mencionadas acima.

Segundo [46], o problema do controlo de tensão em redes de distribuição com elevada GD pode ser solucionado assegurando que a introdução de novos geradores, por si só, não causam perturbações de tensão significativas na rede. A ideia é providenciar aos geradores os necessários mecanismos de regulação de modo ao ORD¹⁰ “olhar” para eles como um agente que não perturba a característica de tensão da rede.

A EWEA projecta um aumento da penetração de energia eólica de 4,1% (verificado em 2008) para uma penetração entre 14,2% e 16,7% até 2020. De modo a assegurar que tais níveis de penetração são controláveis de um ponto de vista técnico é importante desenvolver um código de rede [43] [47], que possa ser aceite por todos os países da Europa, assegurando assim a segurança de operação dos sistemas de energia através do fornecimento de serviços de sistema por parte dos parques eólicos, para além da geração limpa de electricidade. As tecnologias de conversão de energia eólica baseadas no conceito de velocidade variável tiram partido da capacidade de controlo dos conversores electrónicos de potência para fornecer um leque alargado de serviços de sistema, sendo os mais importantes:

- Controlo de potência activa em função da frequência;
- Controlo de tensão e potência reactiva;
- Suporte da tensão da rede durante a ocorrência de defeitos e nos momentos subsequentes;

3.12 - Fault Ride-Through Capability

Como já foi explicado anteriormente, a ocorrência de curto-circuitos pode colocar em risco a segurança dinâmica de operação dos sistemas de energia, em resultado de poderem ocorrer perdas de volumes significativos de produção eólica [43], resultado da incapacidade dos aerogeradores tradicionais em continuar em funcionamento na sequência de uma cava de

¹⁰ Operador da Rede de Distribuição

tensão. Por esta razão os códigos de rede que tomaram forma nos últimos anos obrigam invariavelmente os parques eólicos (especialmente aqueles ligados a redes de alta tensão) a resistir a quedas de tensão até uma certa percentagem da tensão nominal (0% em alguns casos) durante um certo período de tempo.

Foi então criado um novo requisito de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão *Fault Ride Through Capability* FRTC, que é descrito pela característica da ‘tensão v.s. tempo’ indicando uma imunidade mínima por parte dos parques eólicos. Os requisitos do FRTC também implicam uma restauração rápida das potências activa e reactiva aos seus valores normais. Alguns códigos de rede impõem um aumento da geração de energia reactiva por parte dos parques eólicos durante um distúrbio na rede de forma a proporcionar suporte de tensão. Estes requisitos são diferenciados por tecnologias e variam entre operadores. Em termos gerais, pode dizer-se que os requisitos de FRTC especificam tempos mínimos durante os quais um gerador eólico deverá permanecer em serviço, sendo esses tempos função do valor de cava de tensão provocada pelo curto-circuito.

Estes requisitos traduzem-se numa curva semelhante à que se descreve na figura 3.11, que mostra, a sombreado, a zona em que os aerogeradores, face a cavas de tensão na rede, devem operar sem se desligarem da rede. Esta curva corresponde aos requisitos de FRTC para os sistemas de energia de Portugal [48].

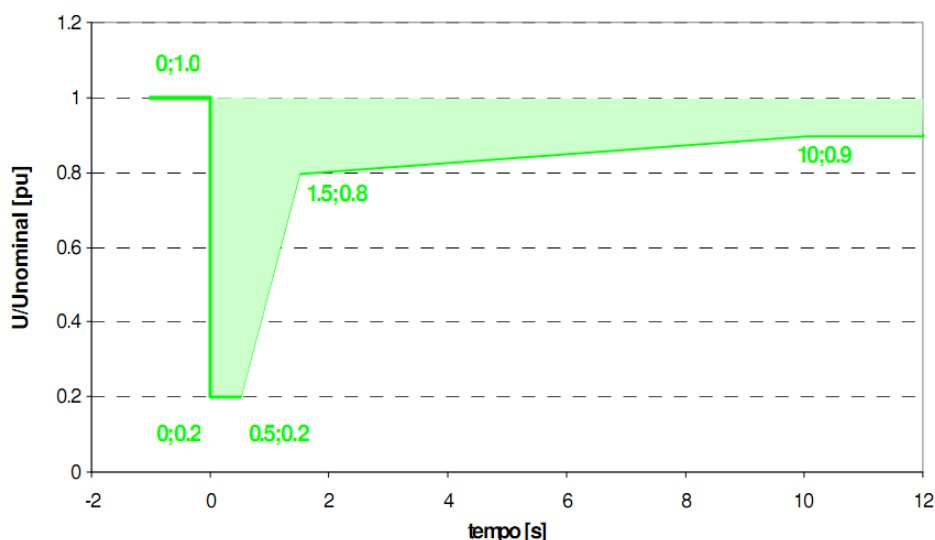


Figura 3.11 - Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão - *Fault Ride-Through Capability* [48].

As especificações dos requisitos variam de acordo com o nível de tensão de transporte ou da potência instalada de cada parque eólico. Por exemplo, os parques eólicos ligados à rede dinamarquesa com tensões abaixo dos 100kV devem resistir a cavas de tensão menos severas do que aqueles ligados a tensões mais altas, no que diz respeito a magnitude de cavas e suas durações. Outra importante diferença nos códigos de rede de cada país reside na restauração da potência activa. Relativamente ao código de rede da Grã-Bretanha, este requer uma

restauração imediata da potência activa (a 90%, 0,5 segundos depois da restabelecimento de tensão), enquanto o código de rede alemão requer uma restauração da potencia activa a um rácio igual a pelo menos 20% da potencia nominal de saída (chegando a 100% em 5 segundos após a restabelecimento de tensão).

Alguns códigos de rede exigem também que os aerogeradores permitam efectuar suporte de tensão à rede, durante a ocorrência de um defeito nesta, mediante a geração de corrente reactiva. Esta funcionalidade tem o intuito de evitar cavas de tensão demasiadamente acentuadas que poderão contribuir para a saída de serviço de outros parques [43], [49]. Por outras palavras, a injeção de corrente reactiva tem como principal objectivo manter as tensões dentro da região a sombreado da figura 3.10.

O código de rede alemão requer aos parques eólicos o suporte da rede com corrente reactiva adicional durante uma queda de tensão, ou um consumo extra de potência reactiva no caso de uma flutuação de tensão. O controlo da tensão não deve demorar mais que 20 milissegundos após o reconhecimento de um defeito fornecendo corrente reactiva adicional no lado de baixa tensão do transformador do aerogerador. De acordo com o código de rede espanhol [43], os aerogeradores devem parar de produzir potencia activa em menos de 100 milissegundos após uma queda de tensão e devem ser capazes de injectar potência activa 150 milissegundos após o restabelecimento de rede. Relativamente à Grã-Bretanha, esta especifica que, em caso queda de tensão causada por um de defeito de rede, os parques eólicos devem produzir o máximo de corrente reactiva possível.

Em Portugal, para garantir a estabilidade do sistema, foi também concluído ser necessário que os geradores eólicos contribuam para a recuperação da tensão após eliminação do defeito através da injeção de corrente activa. A figura 3.12 representa, a sombreado, a região de operação dos aerogeradores relativamente à injeção de corrente reactiva na rede perante a ocorrência de cavas de tensão, segundo a proposta de códigos de rede para Portugal [48].

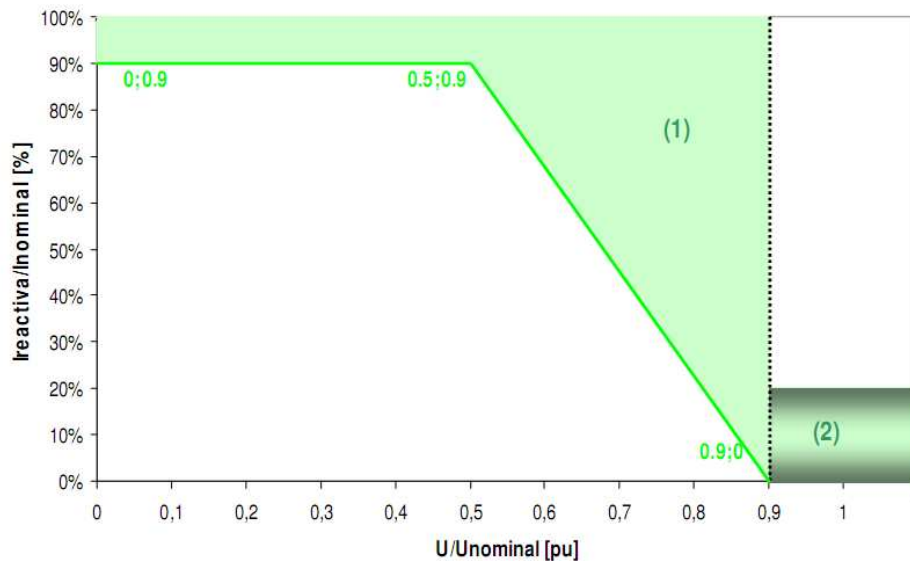


Figura 3.12 - Requisitos de injeção de reactiva após cavas de tensão na rede [48]

Segundo a figura 3.11, os códigos de rede portugueses exigem uma injeção imediata de corrente reactiva na rede com valores mínimos de 90% da corrente nominal da máquina nos momentos que antecedem o defeito, desde que a tensão no ponto de ligação do parque eólico desça abaixo dos 0,5 p.u.. Após a eliminação do defeito é necessário reduzir a injeção da corrente reactiva, fazendo esta retornar aos valores pré-definidos para operação normal.

A implementação desta regulamentação demorou, no entanto, algum tempo, tendo entretanto sido instalados muitos parques eólicos cujos geradores não dispõem deste tipo de capacidade, pela simples razão de que, até há poucos anos, todos os operadores dos sistemas definiam que os aerogeradores saíssem de serviço na sequência da ocorrência de curto-circuitos nas proximidades. Esta medida tinha como objectivo garantir a integridade dos vários equipamentos do gerador, nomeadamente em termos de esforços mecânicos da caixa de velocidades do conjunto turbina-gerador e de sobrecargas na interface electrónica.

Segundo a EWEA, todos os requisitos de carácter tecnológico que estão a ser exigidos, pelos códigos de rede dos vários países, para os novos parques eólicos que pretendam entrar em serviço, têm sido definidos pelos operadores de sistema com pouca ou nenhuma intervenção do sector que explora os parques eólicos [49]. Como consequência, estes códigos de rede traduzem-se por vezes em requisitos de elevado custo e exigência, não sendo acompanhados por nenhuma justificação técnica. Segundo a EWEA, relativamente à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, a solução mais aceitável e económica será a de moderar este tipo de requisitos em função da penetração eólica de cada área de controlo.

3.13 - Visão geral dos códigos de rede

No presente subcapítulo é apresentada uma vista geral dos códigos de rede de alguns países, sendo feita uma comparação entre eles. São focadas as regulações técnicas relativas à ligação de parques eólicos de elevada potência ao sistema de transmissão sendo dado um maior ênfase aos requisitos que têm vindo a ser introduzidos nos últimos anos relativamente às potências activa e reactiva, regulação de tensão e comportamento dos parques eólicos na sequência de defeitos na rede a montante.

A tabela 3.4 apresenta uma visão geral dos aspectos técnicos associados aos requisitos impostos pelos operadores de sistema aos parques eólicos [50]. Nas subsecções seguintes é apresentada uma descrição mais detalhada dos requisitos mais significativos para este trabalho.

Tabela 3.4 - Visão geral dos códigos de rede [50].

Requisitos dos códigos de rede	
Controlo de potência activa	- Contribuição para o controlo primário e secundário de frequência; - Controlo de níveis de congestionamento na rede.
Limites de frequência e de tensão	- Capacidade de funcionamento do sistema mesmo quando este se encontra sob a influencia de alguma perturbação, ou seja, quando a tensão ou a frequência se desviam dos seus valores nominais.
Controlo de tensão	- Capacidade de compensação de potência reactiva por parte dos parques eólicos.
Protecção dos parques eólicos	- Protecção dos parques eólicos no caso de perturbações ou defeitos na rede eléctrica.
Modelização e verificação dos parques eólicos	- Obrigatoriedade de provimento de modelos e informações dos sistemas eólicos por parte dos fabricantes dos aerogeradores; - Instalação de equipamento de monitorização para verificação do comportamento real dos parques face a defeitos na rede.
Comunicações e controlo externo	- Obrigatoriedade do operador de parques eólicos de fornecer a informação necessária ao operador de rede, permitindo que este possa operar o sistema de potência de forma adequada; - Possibilidade de colocar fora de serviço parques eólicos mediante decisões do operador de rede em função das condições de operação que sejam verificadas em cada momento.

A expansão da energia eólica é uma realidade em muitos países. A importância das energias renováveis até 2050, o cabaz energético global é reflectida no Conselho Mundial da Energia. De acordo com um dos objectivos da União Europeia até 2010, 22% da produção de

electricidade será de fontes renováveis. A *European Wind Energy Association* (EWEA) prevê uma produção de energia eólica que vai cobrir 12% do consumo de electricidade em 2020 e 20% até 2030 [51], [52], [53] e [54].

A crescente penetração da geração eólica tem um impacto sobre a estabilidade e a fiabilidade do sistema eléctrico. A fim de manter a continuidade e a segurança do suprimento eléctrico alguns países desenvolveram códigos de rede específicos para a ligação de turbinas eólicas e centrais eólicas à rede eléctrica. Além disso, alguns países exigem suporte de rede em condições de perturbação.

Os aspectos tratados nos diferentes códigos de rede são definidos pelas partes eléctricas (principalmente os Operadores de Sistemas, TSO) e normalmente há harmonização dos códigos nacionais, mas não a nível internacional.

É feita uma comparação dos principais requisitos entre os diferentes países de forma a demonstrar a inexistência de um conjunto harmonizado de requisitos código de rede.

Os códigos de rede considerados são os dos seguintes países: Canadá (Alberta) [55], Dinamarca [56] e [57], Alemanha [58], Espanha [59] e [60], Estados Unidos [61] e Portugal.

Os requisitos em causa foram retirados dos códigos de rede dos países em causa: controlo de frequência, controlo de tensão, gama de frequência e *ride-through capability*.

O controlo da energia activa é exigida por vários códigos de rede de forma a manter frequência no sistema.

Compensação de energia reactiva pode ser feita através do controlo da tensão.

Segurança no fornecimento e a prevenção na sobrecarga é assegurada por meio do controlo da frequência dentro dos limites aceitáveis.

Os requisitos *ride-through* nos parques eólicos permitem manter a rede durante e após uma falha a ser protegida contra danos decorrentes das falhas.

O controlo de frequência em alguns códigos de rede requer a capacidade de variação na potência activa de saída na resposta a mudanças de frequência no sistema. As taxas são definidas, de forma a limitar a produção da potência activa.

1) Canadá:

Os requisitos de controlo de frequência estão sujeitos a revisão da pendência do resultado de estudos associados à variabilidade de energia eólica.

2) Dinamarca:

Tensão acima de 100kV:

Deverá ser possível limitar a produção de um parque eólico para um valor aleatório na faixa de 20 a 100% da potência nominal. Deverá ser possível definir a

regulação da velocidade para cima e para baixo no intervalo de 1-10% da potência nominal por minuto.

Tensão abaixo de 100kV:

Deverá ser possível limitar a produção de uma turbina eólica para qualquer ponto de energia na faixa de 2-10% da sua potência nominal. Também deverá ser possível controlar a regulação da velocidade para limitar e delimitar a produção a partir do exterior e para seleccionar um limite na faixa de 10 a 100% da potência nominal por minuto.

3) Alemanha:

Deverá ser possível reduzir a potência em qualquer condição de funcionamento e de qualquer ponto de operação a um valor máximo de potência. A redução da potência de saída para o valor sinalizado deve ocorrer em pelo menos 10% da capacidade de ligação à rede por minuto, sem o parque eólico ser desligado da rede.

4) Espanha:

Controlo de frequência não está definido.

5) Estados Unidos:

Controlo de frequência não está definido.

6) Portugal:

Os parques eólicos devem participar no controlo primário de potência/frequência através de um regime de operação a 95% da potência máxima.

Tabela 3.5 - Requisitos por país no controlo de frequência

País	Controlo de Frequência
Canadá	Em Estudo
Dinamarca	10 a 100% da potência nominal por minuto
Alemanha	Pelo menos 10% de redução
Espanha	Não definido
Estados Unidos	Não definido
Portugal	95% da potência máxima

No controlo de tensão as turbinas eólicas devem operar com taxas de tensão normal e ficarem ligadas durante as mudanças de tensão dentro das gamas de tensão determinadas.

A capacidade das turbinas eólicas fornecer energia reactiva para contribuir para o controlo de tensão.

1) Canadá:

A AESO (*Alberta Electric System Operator*) especificará no sistema de transmissão a operação das gamas de tensão (mínimo através máximo) no ponto de ligação que o WPF (*Wind Power Facilities*) deve ser capaz de operar dentro das gamas. A capacidade de WPF reactiva deve atender ou exceder 0,9 factor de potência indutivo a 0,95 factor de potência.

2) Dinamarca:

Tensão acima de 100 kV:

O parque eólico deverá estar equipado com compensação de potência reactiva garantir que a potência reactiva como um valor médio ao longo de 10 segundos é mantida dentro da faixa de controlo, como mostrado na figura 3.13. Isto aplica-se o ponto de ligação em todos os níveis de produção na faixa de carga total indicada para a tensão mostrado na tabela 3.5.

Um parque eólico deverá ser dimensionado para produzir a tensão e frequências que se desviam dos valores nominais em número mínimo de horas indicado na figura 3.14.

Tensões e frequências para as quais a figura operação estados de tempo limitado ocorrerá em menos de dez horas por ano.

Tensões anormais e frequências não devem resultar numa diminuição de produção maior do que a indicada na figura 3.14 e na tabela 3.5.

A gama em plena carga indica a faixa de tensão em que o parque eólico deverá ser capaz de fornecer sua potência nominal.

Tensão abaixo de 100kV:

Em média a mais de 5 minutos, a potência reactiva que uma turbina eólica (incluindo transformador de energia eólica) realiza trocas com uma rede deve estar dentro da faixa de controlo mostrado na figura 3.13 a menos que a potência de troca seja menor do que 25kVAr.

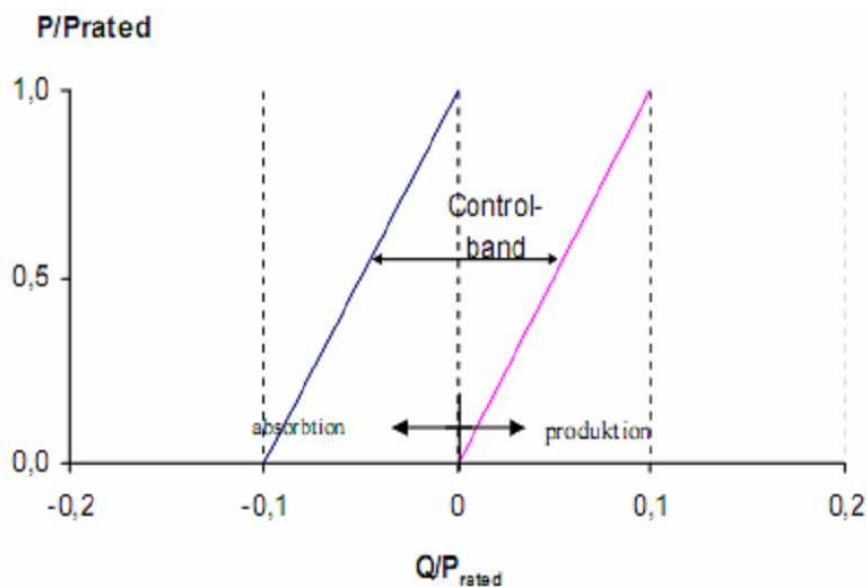


Figura 3.13 - Requisitos relativos à troca de potência reactiva de uma turbina eólica com a rede do código dinamarquês [56] [57].

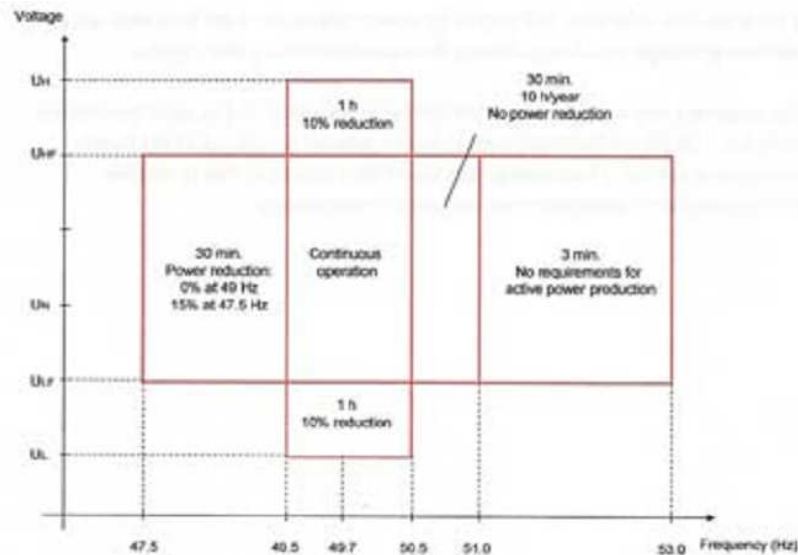


Figura 3.14 - Dimensionamento da frequência no código de rede dinamarquês [56] [57].

Tabela 3.6 - Dimensionamento da tensão no código de rede dinamarquês [57].

Nominal voltage, U_N	Lower Voltage limit, U_L	Lower voltage limit for full-load range, U_{LF}	Upper voltage limit for full-load range, U_{HF}	Upper Voltage limit, U_H
400 KV	320 KV	360 KV	420 KV	440 KV
150 KV	135 KV	146 KV	170 KV	180 KV
132 KV	119 KV	125 KV	145 KV	155 KV

3) Alemanha:

Quando a potência activa é retirada da rede *E. ON*, a ligação deve-se manter, como referencia, um factor de potência entre 0,95 (indutivo) e 0,925 capacitivo no ponto de ligação à rede. Uma nova troca de potência reactiva só é admissível se este tiver sido contratualmente acordado separadamente.

4) Espanha:

O controlo da tensão não está definido.

5) Estados Unidos:

Uma central eólica deverá manter-se com um factor de potência dentro da faixa de 0,95 de avanço a 0,95 atraso, medida no ponto de interligação.

6) Portugal:

O fornecimento de energia reactiva é controlado pelo ORT, podendo, desde que acordado com o ORT, serem estabelecidos outros limites de funcionamento, devendo o produtor ter a capacidade de modular o fornecimento de energia reactiva no intervalo correspondente a uma $\text{tg } \Phi$ de 0 a 0,2.

Tabela 3.7 - Requisitos de controlo de tensão por país.

País	Factor de Potencia
Canadá	0,9 atraso a 0,95 avanço
Dinamarca	Ver Figura 3.13
Alemanha	0,95 atraso a 0,925 avanço
Espanha	Não definido
Estados Unidos	0,95 de atraso a 0,95 avanço
Portugal	Não definido

Como regra geral os códigos de rede estabelecem uma gama de frequência para o modo de funcionamento contínuo e uma maior gama limitada para um curto período de tempo.

1) Canadá:

WPF's que precisam proteger os equipamentos para uma operação fora da frequência nominal deverá garantir que a actuação da protecção actuará de acordo com os prazos especificados. Actuação dos relés não deverá ser inferior ao tempo mínimo previsto na tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Limites de frequência em AESO [55].

Frequency (HZ)	Minimum Time Delay
>61.7 Hz	0 seconds
61.6 Hz to 61.7 Hz	30 seconds
60.6 Hz to 61.6 Hz	3 minutes
>59.4 Hz to 60.6 Hz	Continuos Operation
>58.4 Hz to 59.4 Hz	3 minutes
>57.8 Hz to 58.4 Hz	30 seconds
>57.3 Hz to 57.8 Hz	7.5 seconds
>57.0 Hz to 57.3 Hz	45 cicles
57 Hz or Less	0 seconds

2) Dinamarca:

Tensão acima de 100kV:

Como se pode observar na figura 3.14, não há restrições para a frequência na faixa entre 49,5 e 50,5 Hz.

Tensão abaixo de 100kV:

A operação normal deverá ser entre 49Hz e 51Hz.

3) Alemanha:

Não há restrição quando a frequência está na faixa entre 47,5 e 50,2 Hz.

Os parques eólicos quando operam com uma frequência acima de 50,2Hz, deve reduzir a potência activa actual com um gradiente de 40% da potência actual disponível no gerador. Quando voltar à frequência abaixo de 50,05Hz, a potência activa pode ser aumentada novamente. Finalmente, quando a frequência é menor do que 47,5Hz ou superior a 51,5Hz, o gerador deve desligar-se.

4) Espanha:

Os geradores de energia eólica devem desconectar-se se a frequência for inferior a 48Hz, durante mais de 3 segundos ou acima de 51Hz.

5) Estados Unidos:

Faixa de frequência não está definida.

6) Portugal:

Os parques eólicos devem suportar incidentes sem se desligarem da rede entre 47,5 e 51,5Hz.

Tabela 3.9 - Requisitos de controlo de frequência por país.

País	Gama de Frequências
Canadá	Ver a Tabela 3.7
Dinamarca	Ver a Figura 3.13
Alemanha	47,5 Hz a 50,2 Hz -> Sem Restrições < 47,5 Hz a > 51,5 Hz -> Desconectar-se
Espanha	< 48 Hz durante mais de 3s > 51 Hz -> Desconectar-se
Estados Unidos	Não definido
Portugal	47,5 Hz a 51,5 Hz -> Sem Restrições

Há alguns anos atrás, os requisitos dos TSO obrigavam os geradores eólicos a desligar-se durante uma perturbação. Perante esta situação, os geradores ligados a uma linha com um defeito era esperado que deixem de produzir, mas na geração em linhas adjacentes sem defeito permanecem ligados durante e após a perturbação, os sistemas de energia não seriam expostos a uma perda adicional de geração e, consequentemente, uma queda de frequência no sistema.

1) Canadá:

Os requisitos *Voltage Ride Through* são aplicáveis em todas as instalações de um WPF agregados em MW de capacidade superiores a 5 MW, um WPF deve ser capaz de operar continuamente entre 90% a 110% da tensão nominal. A tensão descrita na figura 3.15 é baseada no nível de tensão nominal no ponto de ligação.

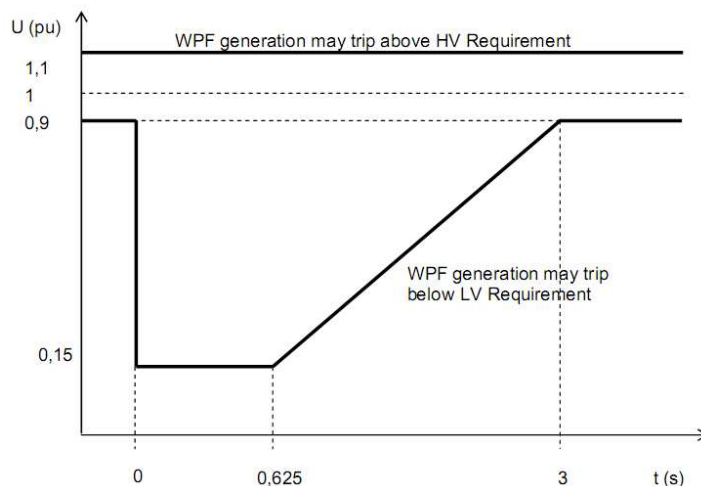


Figura 3.15 - Requisitos *Voltage Ride-Through* no código de rede de AESO [55].

2) Dinamarca:

Tensão acima de 100kV:

Um parque eólico deverá permanecer ligado após as falhas descritas na Tabela 3.9 da rede de transmissão. As turbinas eólicas devem ter capacidade suficiente para satisfazer os requisitos acima, no caso de duas sequências independentes de pelo menos duas fases 1-fase ou duas 2-fase ou duas 3-fase os curto-circuitos em 2 minutos. Uma turbina eólica deverá ter reservas suficientes para resistir a duas sequências independentes de pelo menos seis 1-fase ou seis 2-fase ou seis 1-fase curto circuitos em intervalos de 5 minutos.

Tabela 3.10 - Capacidade de *Voltage Ride-Through* acima dos 100kV no código dinamarquês [57].

Três-fases curto-circuitos	Curto-circuitos em 100ms
Duas-fases curto-circuito com/sem ligação à terra	Curto-circuitos em 100ms seguidos por um novo curto-circuito 300...500ms depois, também com duração de 100ms
Simples-fase curto-circuito com a terra	Simples-fase terra falha 300...500ms depois, também com duração de 100ms

Tensão abaixo de 100kV:

As turbinas eólicas devem permanecer ligadas após uma falha na rede de transmissão, listada na Tabela 3.10. As turbinas eólicas devem ter capacidade suficiente de satisfazer os requisitos acima em caso de duas sequências independentes de pelo menos duas 2-fase ou duas 3-fase curto-circuitos em 2 minutos. Uma turbina eólica deve

ter reservas suficientes para resistir a duas sequências independentes de pelo menos seis 2-fase ou seis 3-fase curto-circuitos em intervalos de 5 minutos.

Tabela 3.11 - Capacidade de *Voltage Ride-Through* abaixo dos 100kV no código dinamarquês [56].

Três-fases curto-circuitos	Curto-circuito em 100ms
Duas-fases curto-circuito com/sem ligação à terra	Curto-circuitos em 100ms seguidos por um novo curto-circuito 300...500ms depois, também com duração de 100ms

3) Alemanha:

Para geradores síncronos trifásicos os curto-circuitos não devem causar instabilidade ou uma desconexão da rede quando os tempos de eliminação da falha forem superiores a 150ms na faixa de operação da central geradora.

A figura 3.16 mostra as curvas dos limites de tensão padrão na ligação à rede de geradores assíncronos. Os curto-circuitos trifásicos ou falhas relacionadas com quedas de tensão simétricas não devem conduzir à instabilidade acima do limite da linha 1 ou desligarem a central da rede.

Para todas as centrais geradoras que não se desconectem da rede durante a falha, a potência activa deve ser continuada imediatamente após a eliminação e aumentar para o valor original com pelo menos um gradiente de 20% da potência nominal por segundo.

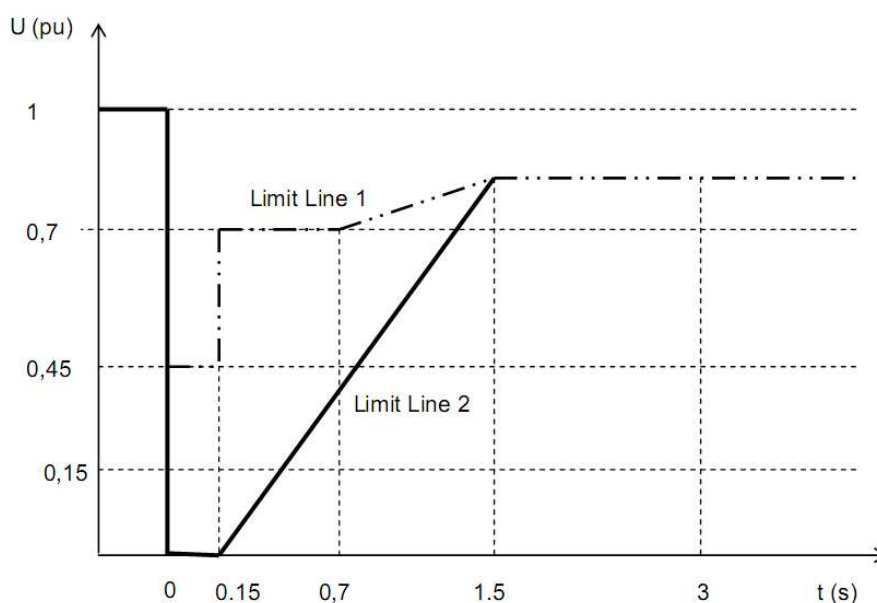


Figura 3.16 - Limites de curva para a tensão na ligação à rede em caso de uma falha no código de rede alemão [58].

4) Espanha:

As turbinas eólicas não devem desligar-se em caso de curto-circuitos três-fases, duas fase-terra ou uma-fase representados na figura 3.17. Por curto-circuitos duas fases sem ligação à terra o limite da tensão não deve ser inferior a 0,6 em vez dos 0,2. Depois da eliminação das falhas o tempo necessário para recuperar os valores nominais depende da percentagem de penetração de energia eólica relacionada com a potência do curto-circuito.

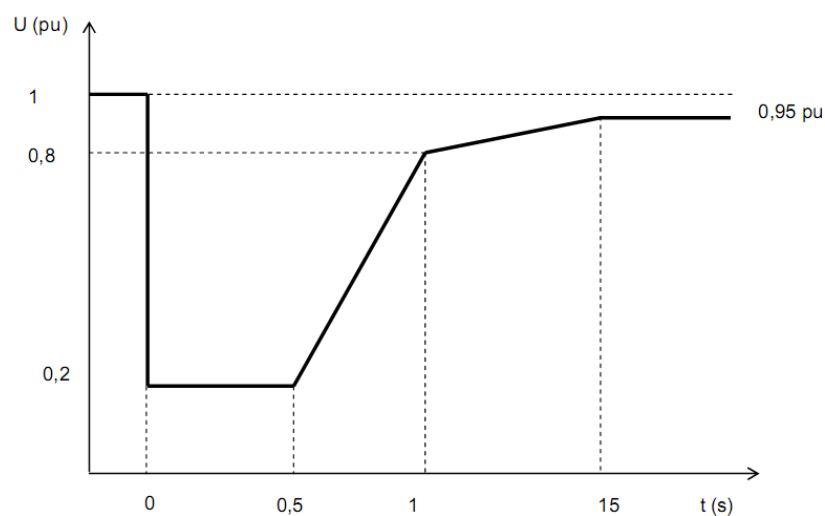


Figura 3.17 - Limites de curva para a tensão na ligação à rede em caso de uma falha no código de rede espanhol [59].

5) Estados Unidos:

Os parques eólicos devem ser capazes de permanecer ligados durante as perturbações de tensão descritos na figura 3.18. Com o tempo de 0,0s, a tensão cai. Se a tensão permanecer num nível superior a 15% da tensão nominal e tempo inferior a 0,625s, o parque eólico deverá ficar ligado. Além disso se a tensão retornar para 90% da tensão nominal com 3s do início da queda de tensão, o parque eólica deverá ainda manter-se ligado.

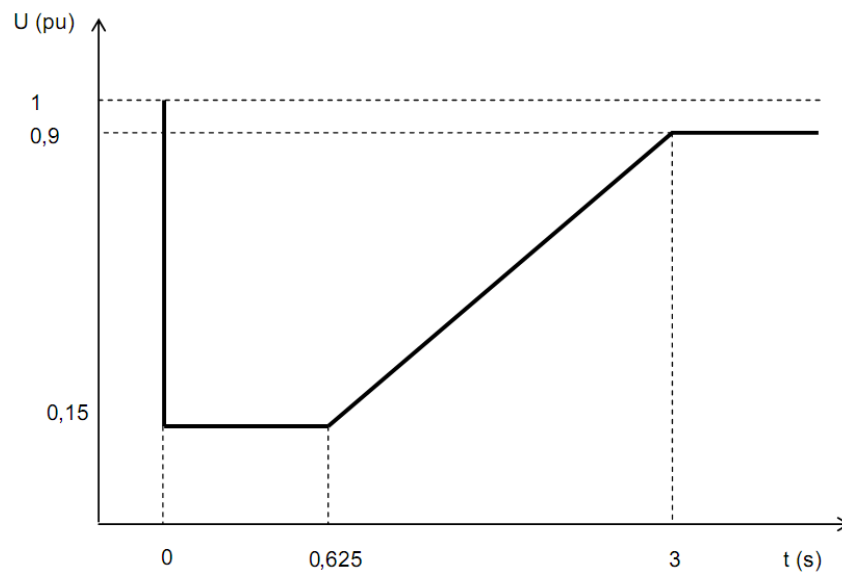


Figura 3.18 - Limites de curva para a tensão na ligação à rede em caso de uma falha no código de rede americano [61].

6) Portugal

Os parques eólicos devem permanecer ligados à rede para cavas de tensão decorrentes de defeitos sempre que a tensão, no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação do parque eólico, esteja acima da curva apresentada na figura 3.11, não podendo consumir potência activa ou reactiva durante o defeito e na fase de recuperação da tensão. Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão, no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação do parque eólico, a potência activa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5% da sua potência nominal.

Estes exemplos aqui apresentados dos principais requisitos de alguns dos países mais activos na geração de energia eólica servem para garantir a segurança e funcionamento mais fiável dos sistemas eléctricos de energia.

Tais requisitos devem ser globais e transparentes de modo a evitar interpretações erradas e devem ser o mais explícito possível, que incluem definições claras e partilhadas dos termos utilizados para as turbinas eólicas, parques eólicos e outros equipamentos [62].

3.14 - Conclusões

É evidente que são necessários regulamentos claros para assegurar a boa operação do sistema eléctrico e a sua segurança quando há uma ligação de aerogeradores a esta. Neste

aspecto os desenvolvimentos tecnológicos da electrónica de potência já deram provas de estarem à altura para manter a segurança do sistema.

Os requisitos dos códigos de rede variam consideravelmente de país para país, cujas diferenças, para além das práticas técnicas de cada país, devem-se não só às diferentes condições de produção como também aos diferentes níveis de tensão e de robustez do sistema eléctrico. Ultimamente, têm sido feitos planos para uma harmonização de códigos e requisitos. Porém, neste momento, é questionável se esta harmonização seria viável, tendo em conta as diferentes condições e os sistemas eléctricos e cada país. Para além disso, é também questionável o quão rígidos devem ser estes requisitos. Por exemplo, é economicamente mais viável fornecer controlo primário e secundário partindo de centrais de energia convencionais, tendo os operadores de sistema a obrigação de pedir este serviço aos parques eólicos apenas em casos onde sejam realmente necessários.

Mesmo tendo, alguns requisitos, pouca viabilidade económica, com a crescente integração de energia eólica nos sistemas eléctricos de energia é, actualmente, necessário esse investimento de modo a salvaguardar não só os equipamentos de produção eólica como também a segurança e a estabilidade das redes de transmissão.

Capítulo 4

Legislação Portuguesa sobre a Interligação das Energias Renováveis

Portugal possui bons níveis de radiação solar em todo País, e também apresenta bons valores médios de velocidade dos ventos em muitos locais. A produção de energia eléctrica, não apenas a partir de grandes parques eólicos e solares, mas também por meio de médias e pequenas instalações de energias renováveis, pode ser uma solução para mitigar a séria dependência energética que Portugal possui com outros países. Além disso, a contribuição dessas instalações para a produção de energia renovável e não poluente ajudaria Portugal a cumprir os compromissos assumidos quando da assinatura do Protocolo de Kyoto.

Muitas vezes, a falta de informação acerca da legislação pode dificultar iniciativas que visem desenvolver esforços no âmbito das áreas das fontes alternativas de energia renovável e do melhoramento do meio ambiente. Este capítulo tem como objectivo ajudar a clarificar a legislação e os mecanismos de apoio aplicáveis às energias renováveis em Portugal.

4.1 - Historial Legislação Portuguesa aplicável às Energias Renováveis

A legislação portuguesa tenta com as seguintes normas, facilitar ao consumidor em geral, e às empresas fornecedoras de energia eléctrica em particular, o investimento nas energias renováveis e na ligação à rede:

- Portaria n.º 464/1986, de 25 de Agosto: Esta portaria aprova o regulamento para a concessão das participações financeiras no sistema de estímulos à utilização racional de energia e ao desenvolvimento de novas formas de energia [63].
- Decreto-Lei n.º 189/1988, de 27 de Maio: Este decreto estabelece o regime de produção de energia eléctrica por produtores independentes, no âmbito das energias renováveis [64].
- Portaria n.º 416/1990, de 6 de Junho: Esta portaria aprova o contrato-tipo para compra de energia eléctrica pela EDP a produtores independentes, ao abrigo do decreto-lei n.º 189/88, de 27 de Maio [65].
- Despacho Normativo n.º 11-B/1995, de 6 de Março: Este despacho regulamenta o domínio de intervenção relativo ao aproveitamento do potencial endógeno por utilização de energias renováveis [66].
- Decreto-Lei n.º 313/1995, de 24 de Novembro [67]: Pelo presente diploma reforça-se a importância conferida à política de valorização dos recursos energéticos nacionais, com acento na sua utilização integrada.
- Despacho Normativo n.º 17/1998, de 18 de Março: Este despacho altera o despacho normativo n.º 11-B/95 - utilização racional de energia - energias renováveis [68].
- Despacho Normativo n.º 21/1998, de 19 de Março: O presente despacho altera o despacho normativo n.º 11-E/95 - utilização racional de energia - demonstração e disseminação de novas formas de produção, conversão e utilização de energia [69].
- Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de Maio: Neste decreto merece especial destaque, dentre outras inovações do diploma, a faculdade de o proponente de um projecto público ou privado poder apresentarem, junto da autoridade competente para a avaliação do impacto ambiental, uma proposta de definição do âmbito do Estudo de Impacte Ambiental (EIA). Com este processo simplificado pretende-se assegurar, à partida, que o respectivo EIA vai abranger os aspectos considerados necessários à correcta avaliação dos potenciais impactes, assim se procurando um ganho, em tempo e custos, para todas as partes envolvidas no processo. Finalmente, no âmbito da consulta pública promovida a propósito deste projecto, foi possível recolher um importante acervo de contributos, quer da parte das instituições, quer dos agentes privados envolvidos, o que permitiu encontrar soluções mais adequadas para este instrumento, que se pretende eficaz e transparente [70].
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, de 19 de Outubro: Neste Conselho, a valorização das energias endógenas oferece um potencial que

permitirá quase duplicar a potência actualmente disponível, a explorar sob as formas eólica, hídrica, biomassa, solar (fotovoltaica e térmica) e também de energia das ondas, num horizonte de 10 a 15 anos, podendo acarretar um impulso na actividade económica do País, que poderá ser estimada como envolvendo um investimento da ordem dos 5000 milhões de Euros. Esta orientação encontra-se em sintonia com os objectivos da União Europeia na matéria, consagrados em diversos documentos, nomeadamente na recente directiva relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes renováveis de energia. Assim, nos termos da alínea g) do artigo 199º da Constituição, o Conselho de Ministros resolve: Aprovar o Programa E4, Eficiência Energética e Energias Endógenas, com os seus objectivos e medidas [71].

- Decreto-Lei nº 314/2001, de 10 de Dezembro: A criação da Agência para a Energia, através do decreto-lei nº 223/2000, de 9 de Setembro, constituiu uma decisão com vista a potenciar a capacidade de actuação nacional em benefício das políticas relativas à melhoria da eficiência energética nacional e de um maior aproveitamento dos recursos endógenos. Pretende-se, também, através da agência induzir junto dos consumidores uma atitude de mudança face às questões energéticas, uma vez que a gestão racional e diversificada da procura é uma condição essencial à alteração sustentada do perfil energético do País, a par da dinamização e apoio às entidades que têm uma intervenção concreta, institucional ou privada a nível regional e local nestas matérias. De forma a atingir os objectivos definidos e tendo em conta a experiência colhida desde a criação da Agência para a Energia, o Governo entende proceder às alterações ao referido decreto-lei nº 223/2000, de 9 de Setembro, ajustando-o à satisfação das linhas de rumo atrás enunciadas [72].
- Decreto-Lei nº 312 /2001, de 10 de Dezembro: Este decreto define o regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público proveniente de centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente [73].
- Decreto - Legislativo Regional nº 29/2001/M, de 20 de Dezembro: O presente decreto cria o Sistema de Incentivos à Energia Solar Térmica para o Sector Residencial (SIEST) [74].
- Decreto-Lei nº 339-C/2001, de 29 de Dezembro: Este decreto altera o decreto-lei nº 68/99, de 18 de Maio, que revê o regime aplicável à actividade de produção de energia eléctrica, no âmbito do sistema eléctrico independente [75].

- Despacho nº 6993/2002, de 15 de Março: Este despacho estabelece nova metodologia para a facturação energética [76].
- Portaria nº 295/2002, de 19 de Março: Nesta portaria foi ouvida a Associação Portuguesa de Produtores Independentes de Energia Eléctrica de Fontes Renováveis (APREN) [77].
- Portaria nº 383/2002, de 10 de Abril: Esta portaria alterou a portaria nº 198/2001, de 13 de Março, na redacção que lhe foi dada pela portaria nº 1219/2001, de 23 de Outubro - Regulamento de Execução da MAPE (“Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos”) [78].
- Despacho nº 9148/2002, de 15 de Abril: Este despacho clarifica a interpretação dos procedimentos previstos no decreto-lei nº 312/2001, de 10 de Dezembro, relativos à instrução dos pedidos de atribuição do ponto de recepção de energia eléctrica [79].
- Portaria nº 764/2002, de 1 de Julho: Produção de energia eléctrica - Baixa Tensão - Tarifário [80].

Como foi dito anteriormente, as energias renováveis combatem a dependência energética e são energias sustentáveis. De modo a garantir o investimento neste tipo de tecnologias, existem dois mecanismos de apoio directo: um regime jurídico, que estabelece uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração para a produção de energia eléctrica com base em recursos renováveis e uma medida de apoio ao investimento em projectos de produção de energia a partir das fontes de energias renováveis [81].

As bases gerais de organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), foram estabelecidas pelo Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de Março de 2006, classificando a produção de electricidade em dois regimes: produção em regime ordinário e produção em regime especial.

O regime especial refere-se à produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis e à co-geração (produção simultânea de energia térmica e eléctrica).

O Decreto-Lei nº 172/2006, de 23 de Agosto de 2006, estabelece o regime correspondente à produção em regime ordinário. O regime especial está definido através de três Decretos-Lei relativos à produção de energia a partir de fontes renováveis, à produção combinada de calor e electricidade (co-geração), e à microgeração, quer a partir de energias renováveis, quer a partir da co-geração.

O Decreto-Lei 339-C/2001, de 29 de Dezembro de 2001, introduziu alterações ao Decreto-Lei n.º189/88 de 27 de Maio. O tarifário de venda de energia de origem renovável

foi assim actualizado, com o objectivo de estabelecer uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração, com destaque para as tecnologias renováveis. Esta regulamentação mantém a obrigação de compra, por parte da rede pública, de toda a energia produzida pelos PRE-R.

A publicação do Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de Fevereiro de 2005 actualizou os parâmetros de cálculo, e a Declaração de Rectificação nº29/2005 em 15 de Abril do mesmo ano alterou ligeiramente a fórmula de cálculo da remuneração mensal da energia entregue à rede pública.

O Decreto-Lei nº168/99 de 1999 tinha introduzido alterações significativas no sistema de remuneração da energia fornecida pelos PRE-R, o qual passou a ser baseado num somatório de parcelas que contemplam, entre outros, os custos evitados pelo SEP com a entrada em funcionamento do PRE-R e os benefícios ambientais proporcionados pelo uso de tecnologias ‘limpas’. Esta filosofia foi mantida no enquadramento legal de 2001 e na actualização de 2005, o qual pretende, também, estabelecer uma remuneração diferenciada por tecnologia e por regime de exploração, bem como atribuir maior destaque às tecnologias emergentes que evidenciam um potencial elevado a médio prazo, proporcionando-lhes condições adequadas para o seu desenvolvimento [24].

4.2 - Análise da legislação em vigor

Neste momento em Portugal o Decreto-Lei n.º 596/2010 de 30 de Julho é o decreto que se encontra em vigor face à nova realidade da integração das energias renováveis [82].

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, que desenvolveu as bases da organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional, determinou, nos seus artigos 59.º, 60.º, 61.º e 67.º, a elaboração e aprovação, entre outros, dos Regulamentos das Redes de Transporte (RRT) e de Distribuição (RRD), à luz da nova disciplina do sector eléctrico.

A experiência colhida com a aplicação dos actuais regulamentos vem acentuar esta necessidade, quer porque já se justificava uma simplificação e actualização de algumas das suas disposições quer porque o aumento muito significativo da produção de energia eléctrica de origem renovável determina a revisão dos regulamentos de forma a adaptá-los a esta nova realidade.

De entre os vários aspectos, que os presentes Regulamentos acautelam, por imperativo de qualidade de serviço, fiabilidade e segurança da rede, salientam-se os decorrentes do aumento da produção de energia eléctrica de origem renovável e as inerentes dificuldades na exploração da rede resultante do aumento do trânsito de energia reactiva e as perturbações que podem afectar a estabilidade da rede em

resultado da saída intempestiva de elevados montantes de potência instalada em centros electroprodutores renováveis, em particular de energia eólica, em situações de existência de cavas de tensão na rede.

É ainda de referir que, na sequência da atribuição de competências à Direcção -Geral de Energia e Geologia na área da segurança de abastecimento de energia eléctrica, importa introduzir no RRT as disposições destinadas a assegurar os padrões e critérios de planeamento e exploração da rede de transporte que visam garantir a qualidade de serviço e adequadas condições de fiabilidade e segurança da rede.

De entre as alterações introduzidas no novo RRD para que a RND portuguesa possa suportar com segurança e fiabilidade a grande potência de geração eólica que tem vindo a ser ligada, salientam-se as seguintes:

a) Padrões de Segurança para Planeamento da RND [82].

Sobre este aspecto foi estabelecido o seguinte:

“As centrais eólicas são representadas através de um equivalente por subestação da RND, que simula um agregado coerente de toda a produção eólica na área de influência da respectiva subestação.

Esta central equivalente deve ser simulada, com produção entre 10% (mínimo) e 80% (máximo) da sua potência nominal, com vista a avaliar o seu impacto nos trânsitos e no comportamento da RND quer em regime permanente quer em regime perturbado.

Para efeitos de planeamento da transformação mínima necessária em cada subestação para assegurar o abastecimento dos consumos, considera-se que, no estado actual de desenvolvimento da tecnologia deste tipo de centrais, a produção eólica não contribui com qualquer valor de potência garantida.”

Com estas regras garante-se não só que a RND tem capacidade para escoar toda a produção eólica que vier a ser instalada, mas também que tem capacidade de transporte para assegurar o abastecimento dos consumos independentemente da contribuição das centrais eólicas para o mix de produção.

b) Interruptibilidade [82].

Sobre este aspecto foi estabelecido o seguinte:

“Em certas situações de exploração da RND e sistema produtor (congestionamentos por indisponibilidade de equipamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo) deverá ser possível controlar a produção dos geradores eólicos para que estes não excedam um determinado valor de potência (em MW) definido pela concessionária.”

Com esta regra estabelece-se que a segurança de funcionamento da RND está acima do direito concedido aos produtores de energia eólica de colocarem na rede, em prioridade, a energia que produzem.

c) Desvios de frequência [82].

Sobre este aspecto foi estabelecido o seguinte:

“Os centros electroprodutores eólicos devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede, nas seguintes condições:

- Desvios de frequência entre 47,5 e 51,5 Hz;”

Este aspecto é fundamental para a RND, que é malhada. De facto, se devido a um problema na rede a frequência variar e tal problema ocorrer numa altura em que o consumo está a ser abastecido, em parte significativa, por geradores eólicos, a desligação destes por variação de frequência vem agravar o problema.

O que hoje se exige aos aerogeradores ligados numa rede malhada é que se mantenham a produzir se a frequência baixar para não agravarem o défice de produção, e que se mantenham na rede sem injectar potência activa, se a frequência subir, de maneira a poderem retomar a produção logo que a frequência retome o valor normal.

d) Cavas de tensão [82].

Sobre este aspecto foi estabelecido o seguinte:

“Os centros electroprodutores eólicos devem permanecer ligados à rede para cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão, no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação do centro electroprodutor eólico, esteja acima da curva apresentada na figura 4.1, não podendo consumir potência activa ou reactiva durante o defeito e na fase de recuperação da tensão.

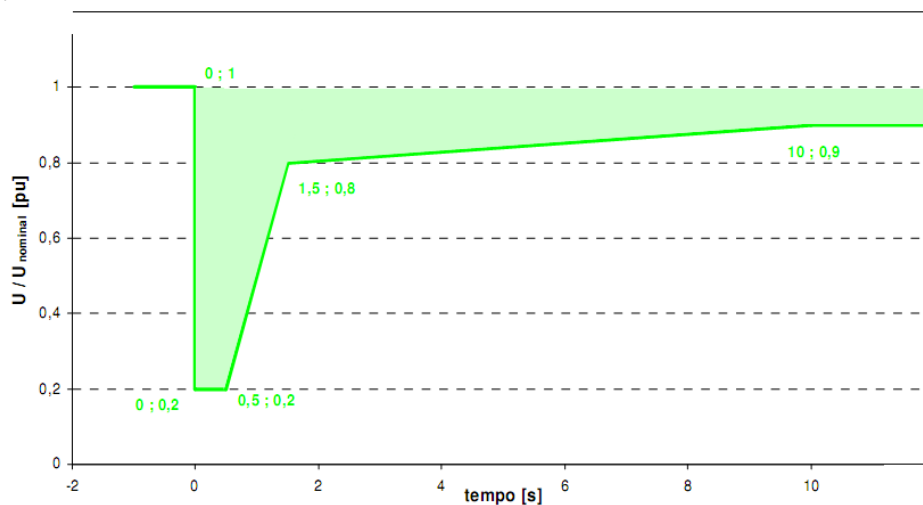


Figura 4.1 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos centros electroprodutores [48].

NOTA: A tensão apresentada é por unidade, tendo por base as tensões nominais do sistema eléctrico.

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão, no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação do centro electroprodutor eólico, a potência activa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5% da sua potência nominal.”

Esta disposição visa reduzir, por um lado, as perturbações na RND durante os curto-circuitos e, por outro, a possibilidade de ocorrência de um “blackout” por desequilíbrio geração/consumo, após a eliminação dos defeitos. Para isso, os geradores eólicos têm de se manter ligados durante as cavas de tensão – o que os geradores eólicos mais antigos não conseguem – e de retomar a produção gradualmente após a eliminação dos defeitos.

e) Fornecimento de energia reactiva durante as cavas de tensão [82].

Sobre este aspecto foi estabelecido o seguinte:

“Os centros electroprodutores eólicos devem fornecer potência reactiva durante cavas de tensão, de acordo com a figura. 4.1, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede.

O cumprimento desta curva de produção mínima de potência reactiva durante afundamentos de tensão pelos centros de produção eólica deve iniciar-se com um atraso máximo de 50 ms após a detecção da cava de tensão.

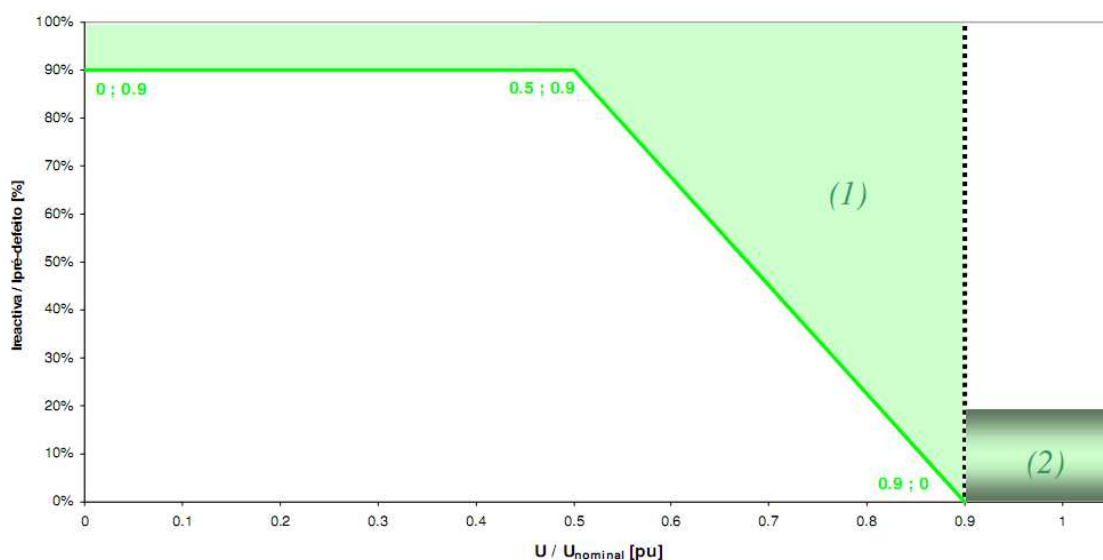


Figura 4.2 - Curva de fornecimento de reactiva pelos centros electroprodutores eólicos durante cavas de tensão [48].

NOTAS:

(1) Zona correspondente ao regime de funcionamento em defeito e recuperação. O centro electroprodutor eólico, na sequência de um defeito que

provoque cavas de tensão superiores a 10%, deve cumprir a curva de produção mínima de potência reactiva com um atraso máximo de 50ms após a detecção da cava de tensão.

(2) Zona correspondente ao regime de funcionamento normal (ao entrar nesta zona de funcionamento o centro electroprodutor eólico deve regressar ao regime decorrente das regras de reactiva em vigor)

I pré-defeito - Corrente injectada na rede pelo parque eólico no instante imediatamente antes da ocorrência da cava de tensão.

I reactiva - Corrente reactiva (valor da componente reactiva da corrente) injectada na rede pelo centro electroprodutor eólico.”

Esta disposição é complementar da anterior. Como se sabe, os defeitos trazem consigo quedas de tensão acentuadas mas que podem ser atenuadas mediante a injeção de energia reactiva. Com esta disposição visa-se, portanto, reduzir a extensão de rede afectada por um defeito e, dessa maneira, melhorar a qualidade de serviço.

f) Fornecimento de energia reactiva [82].

Sobre este aspecto foi estabelecido o seguinte:

“Os produtores em regime especial ligados à RND devem fazer acompanhar em regime normal de funcionamento, o fornecimento de energia activa, injectada no ponto de ligação, nos períodos de horas cheias e de ponta, de uma quantidade de energia reactiva de acordo com a seguinte tabela.

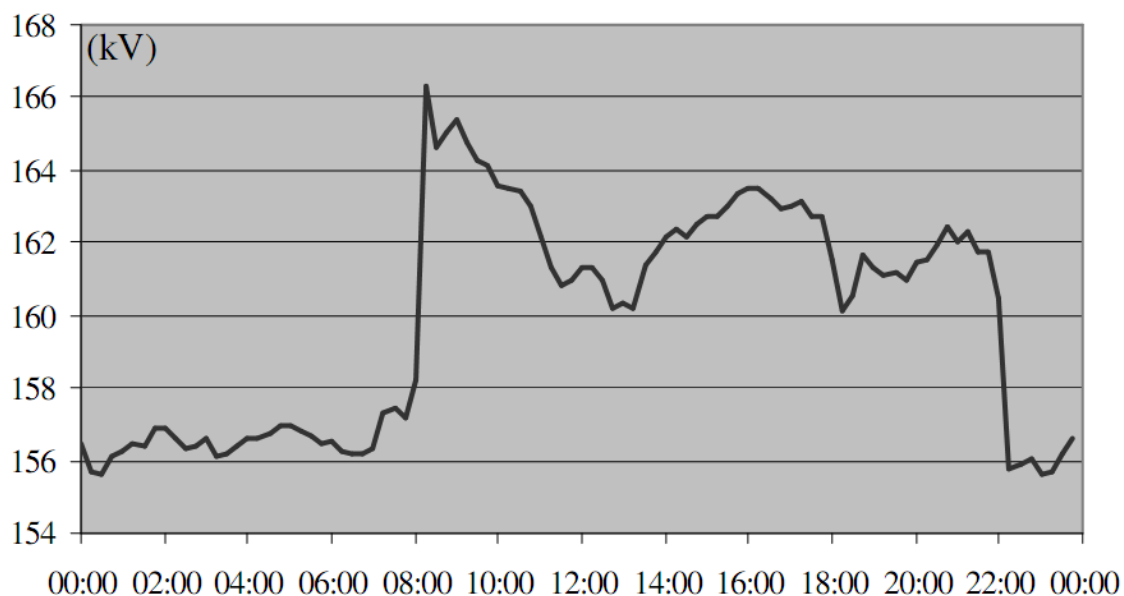


Figura 4.3 - Subida e descida rápidas da tensão (kV) quando os Parque Eólicos começam a injectar potência reactiva (8:00 h) e deixam de injectar potência reactiva (22:00 h) [48].

Esta situação pode e deve ser evitada. É este o primeiro objectivo desta disposição do RRD; o segundo, tem a ver com a participação dos Parques Eólicos na regulação da tensão da rede.

Face ao exposto, os geradores eólicos que desde há algum tempo têm vindo a ser instalados nos Parques Eólicos ligados à RND apresentam características que respondem às exigências indicadas nas alíneas c), d), e) e f).

Estas características começam a estar normalizadas nos aerogeradores produzidos pela maioria dos fabricantes, pelo que cabe às *utilities* a responsabilidade pela sua aplicação, evidentemente necessária para se poder integrar na rede, com segurança, grandes quantidades de geração eólica.

No que diz respeito à gestão da RND houve também que a repensar uma vez que tinha sido concebida, em Portugal, para um sistema hídrico/térmico. Assim, o Gestor Sistema, para poder realizar cabalmente a função “despacho”, passou a receber no seu SCADA, em tempo real, um conjunto de informações relacionadas com os Parques Eólicos ligados à RND e com os parques de maior potência ligados à RND. De entre essas informações referem-se a localização geográfica de cada parque, as características eléctricas dos aerogeradores que o constituem (potência nominal, curva potência/velocidade do vento, velocidades mínima e máxima de funcionamento, velocidade de reinício após desligação por velocidade máxima, *fault ride through capability* e curva potência activa/potência reactiva), o esquema da subestação de interligação, as características dos sistemas de protecção instalados e o número de aerogeradores em serviço. Com estas informações é hoje possível monitorizar grande parte da produção eólica e gerir a rede e o restante sistema electroprodutor eficazmente e, além disso, prever a produção eólica com uma antecedência de 48 horas, renovada a cada 6 horas.

4.3 - Pacote ENE 2020

O pacote de medidas apresentado no ENE 2020 está de acordo com as necessidades de sustentabilidade das finanças públicas e de crescimento sustentado.

Assim, nos termos da alínea g) do artigo 199.º da Constituição, ficou definido os pontos apresentados nos próximos parágrafos.

A aprovação da Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020).

A criação até 2012, de um fundo de equilíbrio tarifário, que contribua para minimizar as variações das tarifas de electricidade, beneficiando os consumidores e criando um quadro de sustentabilidade económica que suporte o crescimento a longo prazo da utilização das energias renováveis [28].

Já no primeiro semestre de 2010 criou-se o Fundo de Eficiência Energética (FEE) que é um instrumento fundamental para o cumprimento das metas nacionais de eficiência

energética estabelecidas no Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) permitindo, por exemplo, financiar acções para a aquisição de equipamentos com melhor desempenho energético ou equipamentos que promovam uma utilização mais racional da energia por parte de cidadãos e empresas.

Desenvolveu-se durante o primeiro semestre de 2010, no âmbito da aplicação do Quadro de Referência Estratégico Nacional e dos outros instrumentos de apoio ao desenvolvimento económico, linhas de apoio para o investimento no domínio das energias renováveis e da promoção da eficiência energética, designadamente no apoio ao solar térmico, visando também o incremento das exportações nesses domínios.

Deverá constituir-se até final de 2012, o Centro Ibérico de Energias Renováveis e Eficiência Energética (CIEREE) de Badajoz que contribuirá para a afirmação do cluster nacional de energias renováveis, para a investigação tecnológica e para a cooperação ibérica nestas áreas [28].

Até ao final de 2011 numa experiência piloto, a cidade de Évora será a primeira *smart city* que envolve a gestão integrada da produção descentralizada de energia, o carregamento inteligente dos veículos eléctricos e a gestão inteligente dos consumos, utilizando contadores inteligentes, e a gestão mais eficiente das operações de rede [28].

No final de 2010 entrou em funcionamento um sistema de planeamento e monitorização permanente da procura e da oferta potencial de energia de forma a optimizar a gestão integrada dos recursos disponíveis, melhorando a segurança do abastecimento de energia e promovendo uma utilização mais eficiente das diferentes energias renováveis.

A promoção até 2012 da alteração do quadro legislativo, em cumprimento das Directivas comunitárias dos mercados de energia, liberalizando os mercados de electricidade e do gás, protegendo os consumidores e promovendo a concorrência.

Será lançada uma campanha de divulgação da Estratégia Nacional de Energia para 2020 (ENE 2020) dinamizando um movimento mobilizador para a modernização da economia portuguesa em torno do objectivo de consolidar a posição de Portugal como País líder na energia sustentável e contribuir para promover uma participação activa da sociedade portuguesa na elaboração de medidas de contingência para as acções da área da energia integradas no Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), na revisão e actualização do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) e na formulação do Programa Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER).

Também foi aprovado a actualização do quadro regulamentar para a instalação de sobreequipamento em centrais eólicas, simplificando o procedimento, revendo os respectivos regimes remuneratórios e prevendo a obrigação de instalação de equipamentos destinados a suportar cavas de tensão [28].

Estão-se a criar condições para a introdução e massificação da utilização do veículo eléctrico a nível nacional, posicionando Portugal como país de referência ao nível do teste, desenvolvimento e produção de soluções de mobilidade eléctrica.

4.4 - Conclusões

As exigências de introduzir regras para um desempenho mais eficaz dos aerogeradores, de modo a resistir às cavas de tensão e o facto de apresentarem novos comportamentos com exigências a nível do cumprimento de determinados padrões de injeção de energia reactiva, obrigou a necessidade de actualizar os códigos de rede.

Foram identificadas e tomadas soluções inovadoras ao nível de planeamento da rede de distribuição, que se podem revelar muito eficazes e que permitam ir ao encontro da necessidade de crescimento rápido da estrutura da rede, dotando-a de margens de maleabilidade na gestão da incerteza associada à localização dos parques eólicos e respectivas datas de entrada em serviço e permitindo, ao mesmo tempo, criar um sistema com alguma flexibilidade na gestão dos pontos de recepção de nova geração.

A penetração de grandes quantidades de energia eólica nas redes eléctricas em condições de segurança, isto é, de maneira controlada e sem afectar a estabilidade da rede, é um objectivo atingível.

Para que este objectivo seja atingido, é contudo necessário que a rede esteja preparada para suportar as fortes alterações de trânsito de energia induzidas pela produção descentralizada e de índole variável no tempo, que a produção eólica seja entendida como um contributo em energia e não como garantia de potência, que o Gestor Sistema esteja preparado para despachar uma rede com alterações frequentes no trânsito de potência e para fazer previsões de produção eólica para os vários parques eólicos instalados, que a rede esteja preparada para absorver os eventuais excedentes de produção eólica nos períodos de vazio, por exemplo através de bombagem em centrais hidroeléctricas e que os promotores estejam preparados para controlar a produção eólica de acordo com instruções do Gestor Sistema, interrompendo-a mesmo se necessário, em situações de congestionamento da RNT ou de desequilíbrio entre a produção e o consumo.

Capítulo 5

Interligação das Energias Renováveis na Rede Portuguesa

A utilização de Energias Renováveis para satisfazer os elevados consumos energéticos dos países industrializados tem vindo a ganhar importância por dois motivos principais, curiosamente bastante distintos: a subida do preço dos combustíveis e a tomada de consciência, por parte destes países, de que só utilizando energias de fonte renovável é possível garantir o desenvolvimento sustentável.

Dos vários tipos de energia renovável utilizadas para produzir electricidade foi a energia eólica a que mais se desenvolveu devido à evolução tecnológica dos sistemas mecânicos e eléctricos associados à transformação do vento em electricidade. Contudo, a energia eólica teve dificuldade em se afirmar devido ao seu carácter intermitente, devido ao custo do kWh não ser competitivo quando começou a ser tecnicamente viável a sua exploração e devido a exigir grandes investimentos nas redes eléctricas, que precisaram de crescer significativamente. Pode dizer-se que foi uma decisão política que abriu o caminho, em Portugal, ao crescimento da energia eólica e, de maneira menos acentuada nas outras energias renováveis, de acordo com a tabela 5.1.

A Directiva Europeia 2001/77/CE estabeleceu para Portugal o objectivo de em 2010 atingir a meta de 39% de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, em relação ao consumo bruto anual de energia eléctrica. Em Fevereiro de 2007 o Governo Português veio reforçar ainda mais a sua aposta nas energias renováveis, visando superar a meta estabelecida na Directiva e fixando a nova e ambiciosa meta de 45% [83].

Estes objectivos do Governo Português vão de encontro às preocupações da Comissão Europeia (CE) que através do 3º Pacote Energético da CE definiu a designada “meta 20-20-20” que estabelece, para 2020, uma contribuição da produção renovável de 20% face ao consumo total de energia na EU, um aumento de 20% na eficiência de utilização final da energia relativamente a um cenário *business as usual* e uma redução de 20% nas emissões de CO₂ [83].

Para alcançar estes objectivos Portugal definiu metas ambiciosas de colocação em serviço de produção a partir de fontes de energia renovável, com destaque para as de origem eólica e hídrica. As vertentes mais significativas de crescimento das fontes de energia renovável passaram a ser as seguintes:

- Eólica - alcançar os 5,7 GW instalados em 2010/2012, perspectivando-se atingir pelo menos 7,5 GW no horizonte 2019/2020 [83].
- Hídrica - aumentar a capacidade instalada em, pelo menos, 2,0 GW até 2020, para um total de mais de 7 GW instalados, dos quais cerca de 3 GW com capacidade de bombagem (grupos reversíveis) [83].
- Outras formas de energia renovável - criar uma zona piloto de investigação da energia das ondas e continuar a impulsionar a energia fotovoltaica, nomeadamente através da micro-geração.

No que respeita à energia hídrica é de realçar o objectivo que Portugal estabeleceu de aumentar para 70% o nível de utilização do seu potencial, contra os 46% actuais. Para o efeito foi publicado no final do ano de 2007 o “Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico”, no qual “foi analisado um conjunto alargado de aproveitamentos hidroeléctricos previamente inventariados a nível nacional, e seleccionados aqueles considerados viáveis e mais interessantes, tendo em conta os aspectos técnico, económico, social e ambiental”. Desde modo, foram lançados concursos públicos para a construção dos dez aproveitamentos seleccionados, processo que foi concluído recentemente [83].

5.1 - Política energética em Portugal

A Directiva do Parlamento Europeu nº 2001/77/CE [84], destinada à promoção da electricidade produzida a partir de Fontes de Energia Renováveis, estabeleceu valores de referência para a determinação das metas indicativas nacionais dos Estados-membros relativas à parte da electricidade produzida a partir de fontes de e energia renovável no consumo bruto de electricidade¹¹ em 2010. Para Portugal esse valor de referência foi fixado em 39%.

Para que esta percentagem pudesse ser atingida, o Governo Português criou um enquadramento legal específico [85], [86], [87], nomeadamente no que diz respeito às tarifas a aplicar à produção a partir de fontes de energia renovável e aos procedimentos de ligação, para além de estabelecer metas para a potência eléctrica a instalar, até 2010 [88]. De entre essas metas ressalta o valor de 3 750 MW atribuído à potência eólica.

¹¹ Consumo bruto de electricidade - Produção doméstica mais as importações menos as exportações

Por sua vez, a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., concessionária da RNT, concebeu um plano de reforço para esta rede a fim de assegurar que esta venha a ter um dimensionamento compatível com o valor de referência estabelecido.

Em 2005 o Governo reposicionou as orientações da política energética portuguesa definidas em [88], estabelecendo metas mais ambiciosas, nomeadamente no que diz respeito à potência eólica a instalar até 2010, que passou para 5 100 MW [89].

Posteriormente o Governo decidiu rever em alta as metas estabelecidas para a produção de electricidade a partir de fontes de e energia renovável, passando o valor de 39%, acima referido, estabelecido pela Directiva do Parlamento Europeu, para 45% [90]. Actualmente, as metas estabelecidas para as fontes de energia renovável a instalar em Portugal são apresentadas na tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Metas para as fontes de energia renováveis a instalar em Portugal [91].

Eólica	Hídrica	Biomassa	Solar	Ondas	Bio-combustíveis	Biogás	Micro-geração (várias tecnologias)
5 100 MW (Pot. ligada) + 600 MW (sobre-equip)	5 575 MW (2010) 7 000 MW (2020)	250 MW	150 MW (inclui micro-geração)	Zona piloto com 250 MW	10% dos combustíveis rodoviários	100 MW	50 000 "telhados"

5.2 - Competitividade, crescimento e a independência energética e financeira

A estratégia nacional para a energia para 2020 constitui uma agenda de competitividade para os mercados energéticos e para a economia portuguesa, induzindo crescimento económico e reduzindo a dependência energética e financeira do País para que seja possível sair da crise global melhor preparado, reforçando o seu estatuto de referência no sector das energias renováveis e também da eficiência energética.

Esta estratégia afirma a consolidação da aposta nas renováveis, com clara definição de áreas de desenvolvimento, com base em tecnologias já maduras e novas áreas de demonstração, e fomenta a inovação na eficiência energética, nomeadamente através do investimento em redes inteligentes, na iluminação e nos veículos eléctricos, permitindo reforçar o cluster industrial associado às eólicas e criar clusters associados às novas tecnologias.

A operacionalização do Plano Tecnológico para a Energia (SET Plan) constituirá um contexto de excelência e de oportunidade para a afirmação de um pólo de competitividade de dimensão nacional e ambição global e para o desenvolvimento de redes e parcerias de

investigação que contribuirão para posicionar Portugal entre os líderes mundiais no desenvolvimento e na produção de tecnologias limpas.

Ao longo da próxima década os investimentos globais previstos no sector da energia em Portugal ultrapassarão os 31.000 milhões de Euros, constituindo uma ferramenta muito poderosa de modernização da base competitiva e da promoção de um novo modelo económico, com mais equidade territorial, gerador de empregos sustentáveis e qualificados, e contribuindo para um maior equilíbrio da balança comercial através do aumento das exportações de bens de equipamento e da redução de importações de combustíveis fósseis [28].

Os sectores associados à energia (como os moldes e ferramentas, os materiais avançados, os sistemas eléctricos, os sistemas electrónicos ou os sistemas de informação) têm uma intensidade tecnológica elevada, e o seu desenvolvimento contribuirá para a diversificação e para a alteração do padrão de especialização da estrutura produtiva nacional.

Os investimentos em energias renováveis promovem um desenvolvimento territorial equilibrado criando oportunidades em regiões com um menor grau de desenvolvimento socioeconómico.

O investimento em centrais de produção de energia eléctrica descentralizadas gera impactos significativos na criação de empregos e de riqueza local e dinamiza outras fileiras produtivas a nível regional, de que a biomassa e a micro-geração são bons exemplos.

Visando dinamizar as zonas mais desfavoráveis serão atribuídas potências para a projectos de produção descentralizada, baseadas em critérios de equilíbrio regional, existência de recursos endógenos renováveis e disponibilidade de capacidade para injeção na rede.

Esta estratégia para a energia promove também a redução da dependência energética e financeira através do incremento da produção renovável e da promoção da eficiência energética. Dado que o sector dos transportes representa um terço do consumo final de energia, absorvendo cerca de metade do crude importado, a introdução dos veículos eléctricos é fundamental para a redução da dependência externa.

No horizonte 2020 a aposta nos veículos eléctricos tem a ambição de substituir cerca de 10% dos combustíveis actualmente consumidos no sector dos transportes rodoviários por electricidade o que equivalerá a uma redução das importações de aproximadamente 5 milhões de barris de petróleo pelo facto de a electricidade que irá substituir esses combustíveis fósseis em 2020 ser maioritariamente de origem renovável. Estes valores serão mais expressivos no futuro quando o mecanismo de carregamento dos veículos na rede for complementado por um mecanismo que possibilite aos veículos poderem também injectar na rede a energia acumulada nas suas baterias durante os períodos de carregamento nocturno [28].

A concretização do mercado interno de energia na Europa tem privilegiado o aumento de concorrência sendo a liberalização destes mercados um factor estratégico para a redução de custos da energia e o aumento da competitividade da economia.

Neste sentido, serão tomadas as medidas necessárias para fomentar uma competição saudável que beneficie a actividade económica e os consumidores, domésticos e industriais.

O processo de liberalização do mercado retalhista de electricidade beneficiou do desenvolvimento de iniciativas estruturantes ao longo de toda a cadeia de valor do sector eléctrico que contribuíram para viabilizar e estimular a dinamização do mercado.

A integração dos mercados com a entrada em funcionamento do MIBEL em 1 de Julho de 2007, mercado funcionando com base em dois operadores de mercado distintos: o operador do mercado a prazo de contratos futuros (OMIP) e o operador de mercado diário e intra-diário (OMEL) foi outro passo importante no estímulo à concorrência, a par do reforço das interligações com Espanha que correspondem actualmente a 15% da ponta máxima nacional. Para que o MIBEL seja um instrumento que potencie a concorrência no mercado novas medidas serão implementadas, no âmbito da harmonização regulatória: a introdução do conceito de operador dominante e as regras para a mudança de comercializador; a definição de funções do Operador de Mercado Ibérico; a calendarização da eliminação progressiva e gradual das tarifas reguladas, acautelando o interesse dos consumidores mais vulneráveis e reforçando e consolidando a supervisão nos mercados retalhista e grossista, nomeadamente através da atribuição de competências ao Conselho de Reguladores; a introdução de um mecanismo harmonizado de garantia de potência promovendo o funcionamento eficiente do sistema electroprodutor; a harmonização dos serviços de sistema, nomeadamente, da definição do mecanismo da interruptibilidade [28].

O reforço adicional da capacidade de interligação, através dos investimentos, já planeados até 2014, que permitirão atingir uma capacidade correspondente a 3000 MW [28].

Está previsto o apoio de forma a garantir o reforço das interligações entre a Península Ibérica e França de modo a acelerar a integração do mercado ibérico nas redes europeias.

A dinamização da concorrência quer no mercado grossista quer no mercado retalhista com vista à redução da sua concentração necessita ser ainda estimulada. Será implementado um processo progressivo de eliminação das tarifas reguladas, salvaguardando o interesse dos consumidores mais vulneráveis e reforçando a supervisão nos mercados grossista e retalhista.

A construção e o aprofundamento deste mercado passam por um processo de harmonização regulatória, designadamente pela harmonização das licenças de comercialização a nível ibérico, pelas regras de mudança de comercializador e pela convergência nas estruturas e sistemas de tarifas de acesso, em particular, as relacionadas com o trânsito de gás natural entre Espanha e Portugal, à semelhança do que ocorreu no MIBEL.

O reforço das interligações entre a Península Ibérica e França, no sentido da constituição do Mercado do Sudoeste Europeu de Gás Natural, permitirá a criação de um mercado grossista de gás, no âmbito do qual o terminal de Sines com a ligação estratégica ao armazenamento do Carriço permitirá a criação de um hub estratégico em Portugal.

A participação do petróleo na energia primária tem vindo a decrescer representando actualmente cerca de 52% sendo que metade desta energia tem utilização final no sector dos transportes.

A contribuição do petróleo para a produção de energia eléctrica diminuiu drasticamente. Estão em curso em Portugal importantes investimentos no aparelho refinador no sentido de o tornar mais consentâneo com a actual estrutura de consumo.

5.3 - Consequências da política energética no crescimento da potência eólica instalada em Portugal

Como consequência da Política do Governo no desenvolvimento das fontes de energia renovável, houve um crescimento muito acentuado da potência eólica instalada em Portugal, sendo a Taxa de Crescimento Média Anual (TCMA) da potência instalada, entre 2001 e 2007, de 62,5%. Este crescimento reflecte-se no crescimento da produção eólica, sendo a sua TCMA, entre aqueles anos, de 60,0% [91].

A incorporação de energia eólica no sistema português é já significativa correspondendo actualmente (2008) a mais de 10% do consumo total referido à produção [91].

Tabela 5.2 - Evolução eólica em Portugal: potência instalada e produção [91].

Ano	Nº parques instalados	Nº aerog. instalados	Horas prod. equivalente	Pot. instalada (MW)	Produção (GWh)	Consumo referido à Emissão (GWh)	% eólica no consumo
2001	16	173	2 090	114	239	40 015	0,60
2002	24	213	1 956	175	341	40 664	0,84
2003	42	276	1 848	253	468	43 060	1,09
2004	71	441	1 465	537	787	45 500	1,73
2005	103	702	1 663	1 047	1 741	47 940	3,63
2006	139	1 003	1 720	1 681	2 892	49 176	5,88
2007	152	1 132	1 901	2 108	4 007	50 059	8,01
Set/2008	166	1 445	1 884	2 719	3 842	37 460	10,26

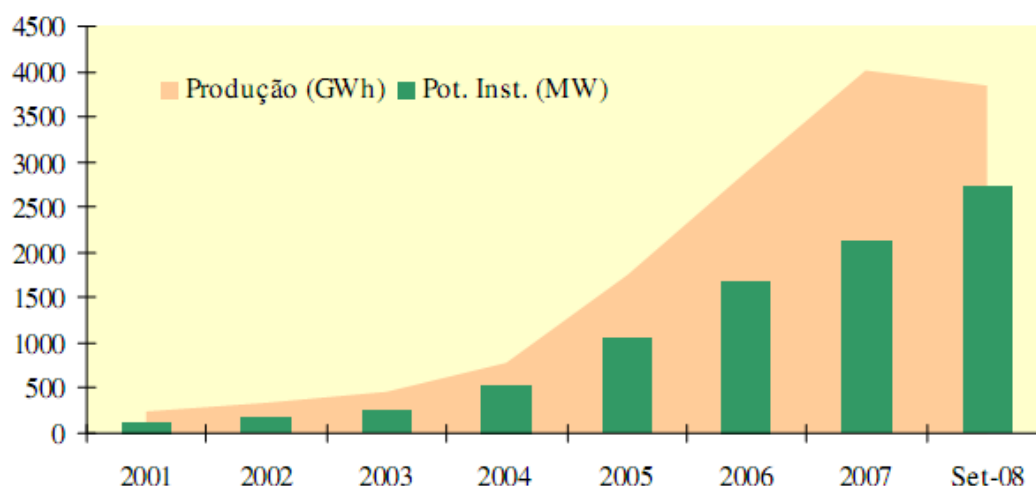


Figura 5.1 - Evolução da potência instalada e da produção eólica [91].

Os primeiros Parques Eólicos (PE) instalados em Portugal, que se mantêm em serviço, são constituídos por máquinas assíncronas de pequena potência (da ordem das poucas centenas de kW) e foram ligados à Rede de Distribuição (RD). Esta rede é normalmente radial, ou é explorada como radial mesmo quando permite fechar malhas para aumentar a continuidade de serviço.

A potência total de cada um destes Parques Eólicos é baixa, raramente alcançando os 10 MW, o que permitiu encarar sempre a sua produção como marginal face ao sistema electroprodutor. Estes parques não foram, por isso, submetidos a despacho, aceitando-se que toda a energia que produzem seja colocada na rede.

Por uma questão de segurança dos aerogeradores, estes são retirados de serviço quando a tensão da rede sofre variações de $\pm 10\%$ em relação ao valor nominal. Estes Parques Eólicos são também desligados quando ficam em ilha (situação detectada através da variação da frequência) por dois motivos: o primeiro é a incapacidade de realizarem o controlo potência activa/frequência; o segundo, tem a ver com as religações na RD, as quais, por razões de sincronismo, só podem ser feitas na ausência de tensão na rede a jusante.

Os primeiros Parques Eólicos funcionavam, pois, como geradores de corrente e gozavam do privilégio de estar ligados a uma rede suficientemente forte (quando comparada com a potência que podem injectar) para não terem de assegurar qualquer serviço de sistema a não ser o fornecimento, nos períodos fora de vazio¹², de uma quantidade de energia reactiva correspondente, no mínimo, a 40 % da energia activa fornecida, conforme definido em [92].

O enorme crescimento da potência eólica instalada veio alterar profundamente este cenário. Os Parques Eólicos passaram a ter potências muito mais elevadas tendo, em grande

¹² Os PE em Portugal beneficiam de um regime tarifário especial. Para estes produtores o período fora das horas de vazio, no ciclo diário, está compreendido entre as 8:00 h e as 22:00 h (Inverno) e entre as 9:00 h e as 23:00 h (Verão).

parte, de ser ligados à RNT que se reforçou, e continua a reforçar, significativamente para poder acomodar esta potência crescente.

Com o aumento da potência eólica surgiram problemas de exploração a vários níveis, nomeadamente:

- Estabilidade da rede
- Variabilidade da produção

Enquanto os problemas de estabilidade obrigaram a que se comesçassem a instalar aerogeradores com novas funcionalidades e características técnicas adequadas a uma realidade mais exigente, os problemas relacionados com a variabilidade da produção surgiram devido à impossibilidade dos aerogeradores garantirem o fornecimento de potência (quando não há vento, não produzem) e à necessidade de controlar (reduzir) a sua produção, caso ela seja elevada, nas horas de vazio e de super-vazio. Houve, portanto, que repensar o Regulamento da Rede de Transporte português (RRT), que está em vigor desde 1 de Junho de 2000, estando a sua reformulação concluída, no capítulo anterior pode-se verificar alterações efectuadas.

5.4 - Promoção da eficiência energética

O choque petrolífero de 2008, que serviu de catalisador da grave crise económica mundial, bem como a percepção crescente do problema das alterações climáticas, bem como outras exigências ambientais, evidenciam a necessidade de o país tornar o seu consumo energético mais racional e eficiente, especialmente no que diz respeito ao consumo directo de derivados de petróleo.

Uma das mais prometedoras linhas de resposta a esta necessidade, são os veículos eléctricos que substituirão os veículos com motores de combustão interna por veículos com motores eléctricos que, para além de mais eficientes, não dependem directamente do consumo de petróleo. A transferência de 10% do consumo de energia final associada aos transportes rodoviários de combustíveis fósseis para electricidade, permitirá, apenas por via da maior eficiência do motor eléctrico, reduzir o consumo final de energia em cerca de 2% desse consumo.

O Programa MOBI.E de promoção dos veículos eléctricos, criará uma rede de carregamento de âmbito nacional, centrada no utilizador, acessível em qualquer ponto do país e compatível com todas as marcas de veículos, aberta a todos os operadores, permitindo introduzir o veículo eléctrico como alternativa aos modos de transporte rodoviários que

utilizam combustíveis fósseis. Até 2012 será desenvolvida uma rede-piloto que engloba 25 municípios [28].

Para além dos benefícios associados à melhoria da eficiência energética, a aposta nos veículos eléctricos e na mobilidade eléctrica induz outros impactos positivos, integrando o desenvolvimento de capacidades no domínio da engenharia e produção de baterias, componentes e integração de veículos, bem como ao nível das infra-estruturas energéticas, com a criação de sistemas avançados e inteligentes de carregamento e de gestão da rede, permitindo no futuro a exploração de modelos de negócio em que os utilizadores são simultaneamente consumidores e produtores de energia e potenciando a utilização das energias renováveis, sem custos adicionais. Os veículos funcionarão como um armazém da energia renovável produzida durante a noite sendo inserida na rede nas alturas de maior procura.

As redes eléctricas inteligentes são uma peça fundamental para o sucesso da introdução dos veículos eléctricos e para a melhoria da nossa eficiência energética, uma vez que permitirão monitorizar, controlar e gerir de forma integrada a produção, a distribuição, o armazenamento e o consumo de energia de uma multiplicidade de agentes de um modo mais eficiente.

Estão em curso um conjunto de projectos de investigação ao nível da monitorização e da gestão do consumo envolvendo empresas e universidades nacionais.

O PNAEE, aprovado em 2008, contempla um conjunto de medidas que visam reduzir o consumo final de energia em 10% até 2015, abrangendo os sectores de Transportes, Residencial e Serviços, Indústria e Estado e estabelecendo como áreas transversais de actuação os comportamentos, a fiscalidade, os incentivos e os financiamentos. A adopção das metas Europeias de eficiência energética para 2020 obriga, para além da introdução dos veículos eléctricos e das redes inteligentes e a uma revisão do PNAEE, alargando o seu horizonte temporal, introduzindo novas medidas e reforçando os objectivos das medidas existentes [28].

Neste contexto serão reforçadas as medidas com maior potencial de redução do consumo para o horizonte de 2020. No sector dos Transportes serão fundamentais as medidas relacionadas com o abate de viaturas, a consolidação da fiscalidade verde nos transportes e que fomentem a afirmação de um sistema de transportes mais eficiente do ponto de vista energético e ambiental, contribuindo para uma mobilidade mais sustentável.

Neste domínio será continuado o esforço de promoção de medidas que desenvolvam novas soluções de transporte e incentivem a transferência modal no transporte de passageiros a favor do transporte público e dos modos suaves, com redes e serviços mais eficientes e melhor articulados, potenciando as vocações de cada modo. Também no transporte de mercadorias serão prosseguidas as medidas necessárias à optimização das cadeias de transporte, melhorando a sua integração e articulação, e que incentivem o aumento da

participação dos modos potenciadores de uma maior eficiência global do sistema, nomeadamente o transporte marítimo e ferroviário.

Ao nível dos Edifícios serão reforçadas a penetração da produção de energias renováveis (solar térmico, solar fotovoltaico, micro-eólicas) e a utilização do processo de certificação energética que será um instrumento fundamental para melhorar o desempenho energético dos edifícios.

Nesta frente, o processo de reabilitação urbana envolve um enorme potencial de ganhos de eficiência energética, pelo que serão promovidas as sinergias entre os dois domínios de acção pública, nomeadamente a nível dos instrumentos e das prioridades em matéria de financiamento.

Também na Política de Habitação serão reforçadas as preocupações com a construção sustentável para melhoria do conforto térmico das habitações.

Será promovida a racionalização do uso da energia pela indústria e pela agricultura e a utilização da co-geração de elevada eficiência visando a redução do consumo de energia primária.

O desenvolvimento do sector das *Energy Saving Companies* (ESCO's) será ainda uma prioridade, dado que o mesmo criará um mercado de serviços de energia, com grande relevância a prazo. Será implementado o Fundo de Eficiência Energética, como o principal suporte financeiro do PNAEE.

Será dada particular atenção à alteração de comportamentos, promovendo o combate ao desperdício dos usos de energia em todas as suas vertentes com o foco na sensibilização dos mais jovens e na mudança cultural. Nesse sentido, embora com efeitos a prazo mais longo, será decisiva a efectivação das opções que no domínio do ordenamento do território conduzem a modelos de organização do território indutores de um aumento da eficiência energética e ambiental, menos geradores de deslocações de pessoas e bens e menos intensivos em transportes motorizados. Ainda neste âmbito será importante a criação de estruturas, mecanismos e instrumentos que promovam uma eficaz articulação entre o planeamento dos transportes e gestão da mobilidade e o ordenamento do território.

Serão definidos os incentivos para potenciar as boas práticas ambientais. As sinergias entre iniciativas públicas e privadas ao nível da inovação comportamental serão catalisadoras de uma alteração de hábitos e comportamentos, essencial para garantir o bem-estar das populações, a robustez e a competitividade da economia e a qualidade do ambiente.

5.5 - A rede de electricidade em Portugal

Os novos centros produtores eólicos e hídricos previstos situam-se, na sua larga maioria, no interior norte e centro do País, em zonas montanhosas onde os consumos eléctricos são pouco significativos e onde a rede de transporte de electricidade não se encontra muito

desenvolvida. Tornava-se pois imperativo escoar os elevados montantes das zonas interiores excedentárias em geração, para as zonas de maior consumo situadas no litoral [93] [94]. A rede de transporte existente não se mostrava minimamente adequada para fazer face às novas exigências pelo que foi necessário estabelecer uma estratégia para o seu reforço.

O carácter volátil e não regulável da produção de natureza eólica, associado aos grandes valores previstos, tanto em Portugal como em Espanha (previsão de valores até 40 GW), conduzem ao aparecimento de fluxos de circulação e de troca de energia entre ambas as redes mais expressivos que no passado e difíceis de antecipar.

Surge assim, naturalmente, a oportunidade e o interesse de, não só reforçar a rede para o escoamento interno, como também proceder, de forma simultânea e coordenada, ao reforço da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, em complemento e em articulação com as metas de capacidade traçadas pelo MIBEL. A figura 5.2 ilustra a estrutura da rede de transporte em Portugal e a localização da nova produção hídrica e eólica.

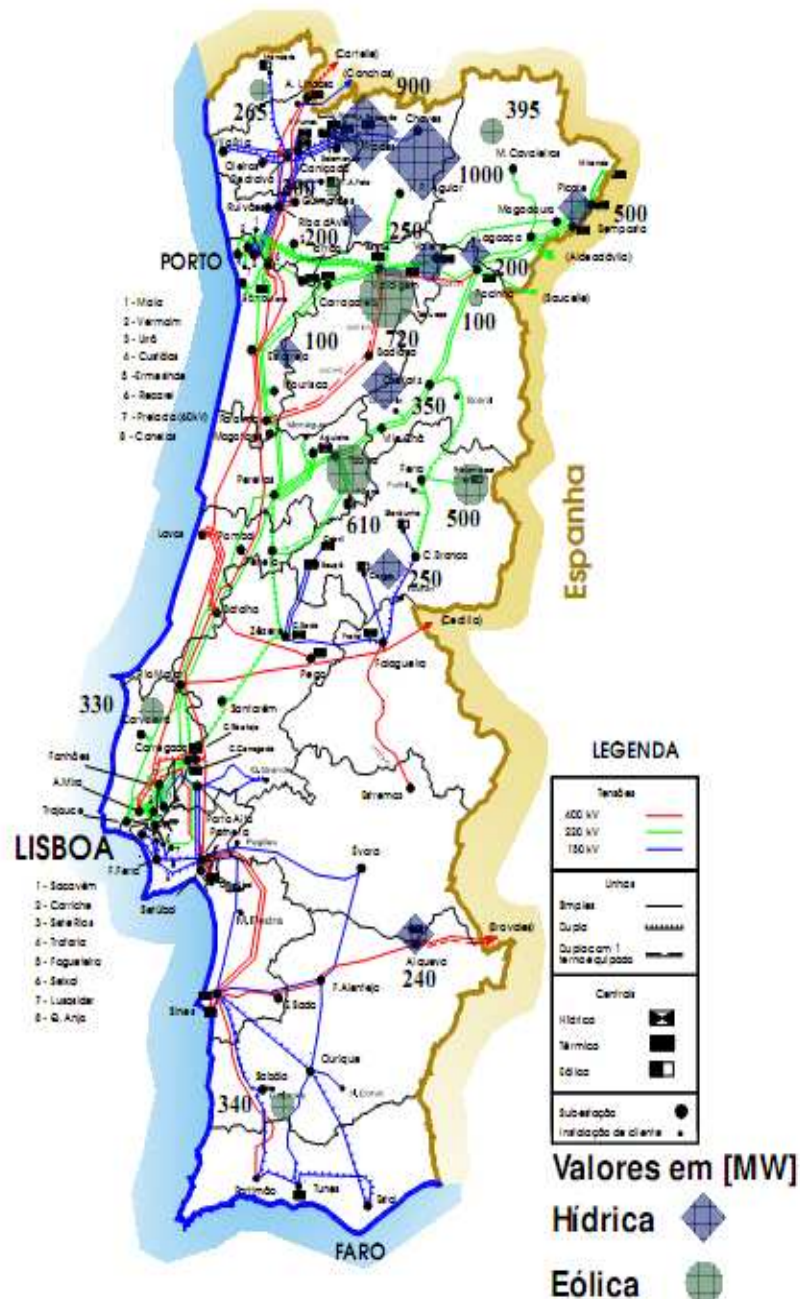


Figura 5.2 - Estrutura da rede de transporte e localização da nova produção hídrica e eólica [48].

Quanto ao sistema produtor realça-se a existência de uma parcela significativa de geração hídrica com características de fio-de-água, na casa dos 2 GW, com uma muito reduzida capacidade de armazenamento e, conseqüentemente, não permitindo a regulação da energia hídrica afluyente. Características similares têm também os geradores eólicos, pois não possuem qualquer capacidade de regulação da energia eólica afluyente [48].

Em 2020 a potência eólica instalada poderá atingir valores da ordem de 8 GW (0,5 dos quais em *off-shore*) [48].

Mesmo atribuindo à geração de origem eólica um coeficiente de simultaneidade de 65%, seremos conduzidos, com bastante frequência, a montantes de injeção de 5 GW, em particular nos vazios nocturnos em que a produtividade é estatisticamente superior. A estes montantes de produção hídrica e eólica adicionam-se também os provenientes de unidades de co-geração associadas a processos industriais de funcionamento ininterrupto [48].

Nesse mesmo horizonte temporal são esperados valores de vazio da potência de consumo no sistema eléctrico português que poderão rondar os 5 GW (os valores de ponta poderão ser da ordem de 12 GW) [48].

Assim, o sistema será conduzido a regimes de operação da rede em que a energia renovável afluyente não regulável (fio-de-água e eólica) somada com a de co-geração será superior às necessidades de potência de consumo.

A construção de novos aproveitamentos hidroeléctricos com bombagem irá atenuar este desequilíbrio (espera-se que em 2020 a capacidade em aproveitamentos hídricos reversíveis venha a ser superior a 3 GW), mas ainda assim não permitirá invertê-lo (a figura 5.3 pretende ilustrar esta situação). Este conflito foi antecipado e estão a ser tomadas medidas para o ultrapassar, nomeadamente através de regras de corte que se fixam nos contratos entre o TSO e os Produtores e cuja implementação será assegurada pelos Centros de Despacho das Empresas Promotoras dos parques eólicos [48].

[MW]

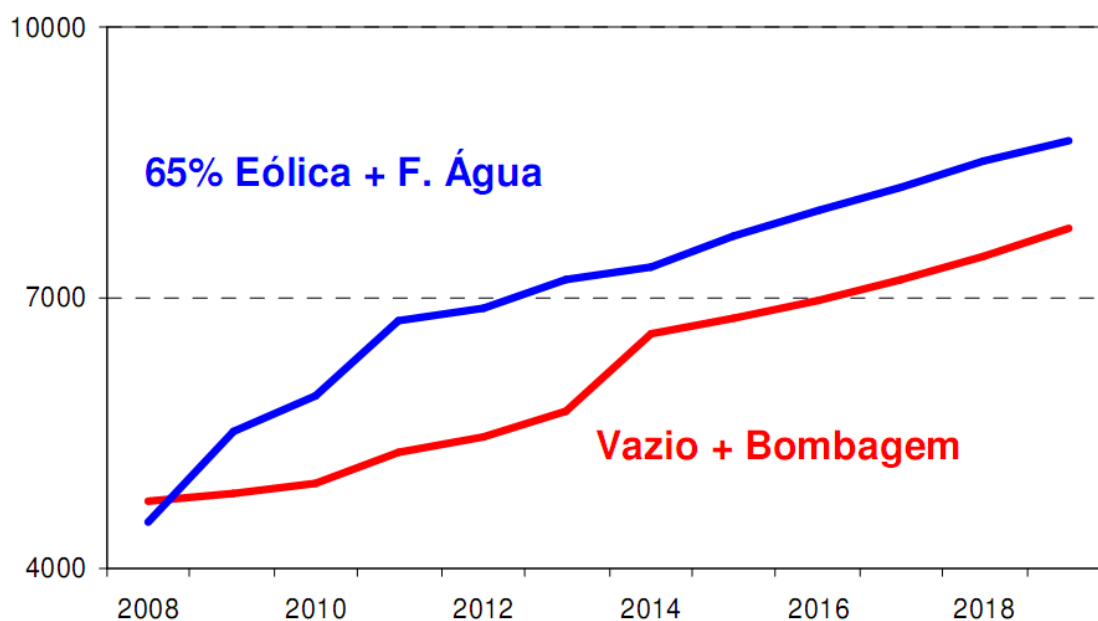


Figura 5.3 - Produção Eólica e Fios de Água “vs” consumo de vazio e bombagem [48].

5.6 - A estabilidade do sistema

O crescimento da energia eólica coloca também novos desafios em termos de estabilidade do sistema.

Um primeiro aspecto importante deste ponto de vista prende-se com a inexistência da funcionalidade *Fault Ride Through Capacity* (FRTC) num grande número de parques. Efectivamente, desde 2001/2002, data em que entraram em serviço os primeiros parques eólicos em Portugal, até ao presente, a grande maioria dos aerogeradores obteve licença de ligação sem que tenha sido exigido qualquer requisito técnico no sentido de que os aerogeradores suportem cavas de tensão. Estima-se que mais de 3000 MW tenham sido autorizados nestas condições. As simulações de rede mostram que as cavas de tensão que surgem no sistema na sequência de curto-circuitos podem conduzir a perdas de potência eólica que põem em risco a estabilidade e a segurança do sistema. A figura 5.4 ilustra a situação ocorrida, no dia 28 de Novembro de 2008, em que cerca de 2/3 da potência eólica que estava a ser produzida foi bruscamente desligada na sequência de um curto-circuito numa linha de 220 kV (linha Recarei-Canelas). O desvio nas interligações atingiu valores da ordem dos 750 MW como também se mostra na figura 5.4 [48].

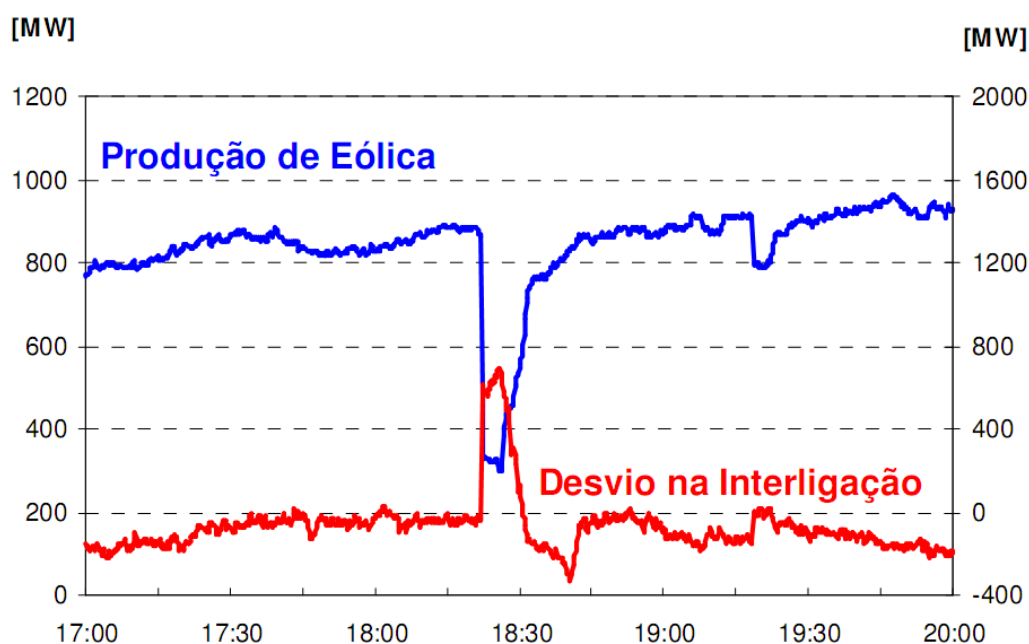


Figura 5.4 - Produção eólica e desvio na interligação no dia 28 de Novembro de 2008 [48].

Um outro aspecto relaciona-se com o pequeno valor relativo da inércia dos aerogeradores face àquele que os geradores convencionais hídricos ou térmicos proporcionam. De facto, um sistema com menos inércia, torna-se mais vulnerável face a situações de regime perturbado.

A implementação de regras que exijam e assegurem um conjunto de características técnicas concretas aos aerogeradores revela-se assim de extrema importância para a segurança global do sistema [4].

5.7 - Garantia da Segurança de Abastecimento

A energia é um factor essencial para o desenvolvimento económico, pelo que a segurança de abastecimento é um dos pilares básicos de qualquer estratégia de energia.

A diversificação do *mix* energético, quer das fontes quer das origens, é a melhor forma de assegurar elevados padrões de segurança. Neste sentido, nos anos 80 foram construídas centrais eléctricas a carvão e em 1997 introduziu-se o gás natural, através da construção do gasoduto com a Argélia e das centrais de ciclo combinado que se seguiram.

Nos últimos anos, a aposta nas energias renováveis veio permitir não só diversificar ainda mais o *mix* energético como reduzir a dependência externa.

O aumento da potência eólica evitou o recurso a um maior número de centrais térmicas de ciclo combinado. A implementação do Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH) permitirá aproximar o aproveitamento do potencial hídrico português à média europeia, bem como aumentar os níveis de reserva de curto prazo ao possibilitar uma gestão integrada entre a produção hídrica e eólica. No entanto, será necessário conjugar o investimento nas energias renováveis com outras formas de energia para que o *mix* energético se mantenha suficientemente diversificado.

É também fundamental garantir a existência de capacidade de geração de electricidade suficiente para responder às necessidades das horas de maior consumo, mesmo nos cenários meteorológicos mais adversos.

O previsível aumento dos consumos de electricidade o descongestionamento previsto das centrais a fuel e da central de Sines, aconselham à manutenção da reserva de 800 MW de capacidade em Sines para a construção de uma central de carvão limpo.

Para além da diversificação do *mix* energético há que considerar, como condição necessária para a segurança de abastecimento, a existência de infra-estruturas robustas e adequadas às necessidades do país nas áreas do transporte e da distribuição de energia.

Está previsto, no âmbito do mercado ibérico, o desenvolvimento de novas interligações com Espanha para o transporte de electricidade e gás natural, que permitirá uma maior integração dos mercados ibéricos e potenciará uma maior ligação ao mercado europeu, nomeadamente ao Mercado do Sudoeste.

5.8 - Sustentabilidade da estratégia energética

A aposta nas energias renováveis, para além da produção de energia gera um conjunto de externalidades positivas ligadas ao ambiente, à criação de riqueza e emprego e ao equilíbrio da balança comercial. Estas externalidades serão progressivamente internalizadas no cálculo das tarifas de forma a manter um custo da energia competitivo.

Será criado um fundo de equilíbrio tarifário, que contribua para gerir o impacto da produção renovável nas tarifas. As receitas deste fundo advirão, entre outras, de parte das receitas da venda das licenças de emissão de CO₂ a adquirir pelo sector eléctrico, de limites à remuneração das centrais hídricas nos anos de baixa hidraulicidade e elevados preços e outras receitas que lhe sejam legalmente atribuídas.

Outro dos vectores da sustentabilidade económica é a introdução de mais concorrência no sector que passará também pela eliminação das tarifas de venda ao consumidor final, em conformidade com as directivas europeias. Este processo será concretizado de forma gradual, em articulação com as dinâmicas de mercado, acautelando a competitividade da indústria nacional e a introdução de uma tarifa social regulada para os consumidores domésticos mais vulneráveis.

O aumento da produção renovável, nomeadamente da produção eólica, exige uma gestão pró-activa da sustentabilidade técnica do sistema. Com efeito, a maior concentração da produção eólica nos períodos de menor consumo obrigam à existência de soluções que alisem o diagrama de consumo.

Numa primeira fase, esse alisamento será conseguido através do aumento da potência hídrica com capacidade reversível que ajudará a integrar o aumento da produção eólica. A médio prazo, serão os projectos das redes inteligentes e da mobilidade eléctrica que contribuirão para a transferência de consumos de períodos de cheia e de ponta para períodos de vazio.

O reforço das interligações continuará a ser uma prioridade, uma vez que Portugal, com esta estratégia, passará a ser exportador nos períodos de hidraulicidade média e alta mas continuará a importar em anos secos.

As alterações climáticas estão identificadas como uma das maiores ameaças ambientais, sociais e económicas que o planeta e a humanidade enfrentam na actualidade.

Esta estratégia garante a progressiva descarbonificação da economia portuguesa. A produção de electricidade a partir de energias renováveis implicará, em 2020, uma redução adicional das emissões de 10 milhões de toneladas de CO₂. Adicionalmente, as medidas associadas à eficiência energética evitarão a emissão, segundo estimativas preliminares, de cerca de 10 milhões toneladas de CO₂. Assim, com esta estratégia, Portugal dará passos muito significativos para o cumprimento dos objectivos de redução de emissões a que está comprometido [48].

5.9 - Plano específico de reforço da rede para integrar as renováveis

Imediatamente antes do início do *boom* da energia eólica no ano de 2001/2002, a REN, SA elaborou um “Plano Específico de Reforço da Rede para a integração de renováveis em regime especial” [95]. Mais tarde, com o aumento constante das metas para a produção renovável em regime especial (regime em que a produção é paga por tarifa de incentivo), este plano foi revisto e ampliado, fazendo agora parte integrante do plano de investimentos da REN, SA, o “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2009-2014 (2019) - PDIRT”. O mapa da figura. 5.5 ilustra os principais reforços de rede, com destaque para os que se destinam prioritariamente para a integração de renováveis.

A REN passou também a calcular e publicar as capacidades de recepção de potência por barramento da rede de transporte, as quais servem de referência às entidades administrativas para a atribuição de pontos de ligação de nova produção.

Os valores de investimento da REN, SA estão a ser impulsionados por este “driver”, como se pode constatar pela repartição dos valores de investimento do PDIRT por finalidades, ilustrado na figura 5.6. Para o período 2009-2014 o valor total de investimento previsto é de 1,4 mil milhões de euros, dos quais uma percentagem da ordem dos 18% é induzida pelas renováveis (PRE+hídricas) [48].

De relevar também a parcela de investimento dedicada ao reforço das interligações entre Portugal e Espanha que, para o mesmo período, se situa nos 12%.

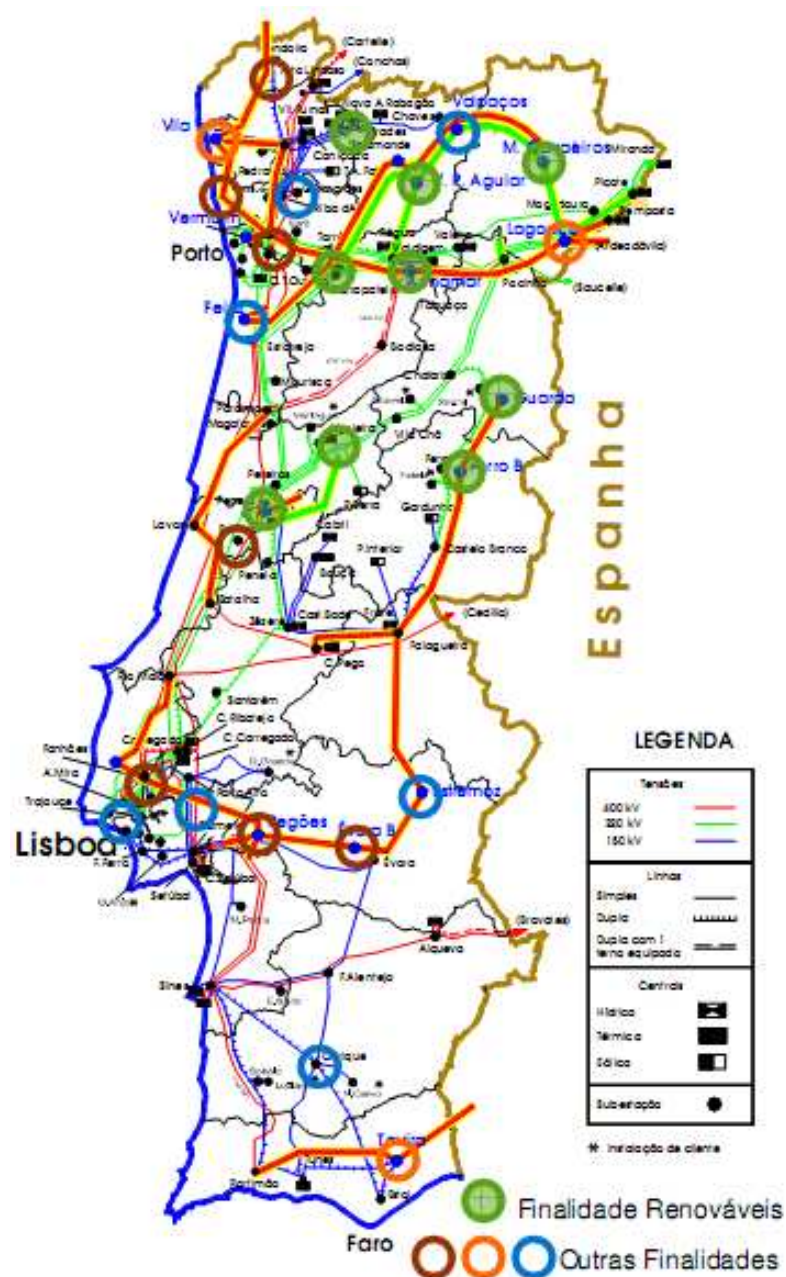


Figura 5.5 - Principais reforços de rede para a integração de renováveis [48].

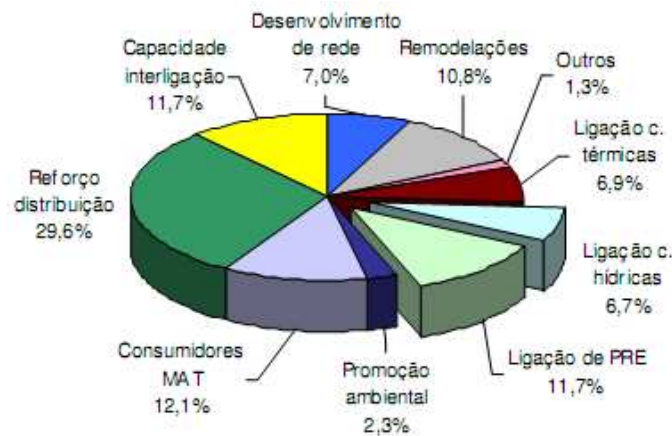


Figura 5.6 - Distribuição do investimento por finalidade [48].

5.10 - Conclusões

Os investimentos em energias renováveis nos últimos anos fizeram de Portugal uma referência mundial neste domínio, nomeadamente no que diz respeito à energia eólica tendo sido possível atingir, já em 2009, o objectivo proposto de ter, em 2010, 45% da electricidade produzida a partir de fontes renováveis.

Portugal assumiu para 2020, no quadro dos seus compromissos europeus, uma meta de consumo de energia final de 31% a partir de fontes renováveis e uma meta de 60% da produção de electricidade também a partir de fontes de energia renovável.

Prevê-se que, até 2020, possa ser atingida uma potência instalada de 8500 MW sendo que este valor dependerá de um conjunto de factores, designadamente, da evolução da procura de electricidade, da penetração dos veículos eléctricos, da capacidade de transferir consumos de períodos de ponta para períodos de vazio e também da viabilidade técnica e dos custos das tecnologias eólicas offshore.

Visando o aumento da robustez das redes de transporte e distribuição foi aprovada a obrigatoriedade da instalação de equipamentos que suportem as cavas de tensão.

Capítulo 6

Conclusões e Perspectivas Futuras

6.1 - Conclusões

A introdução de um elevado montante de energias renováveis num curto período de tempo, com destaque para a eólica, colocou um grande desafio ao TSO português, que adoptou um conjunto de medidas/acções inovadoras que se mostraram adequadas e determinantes para ultrapassar este desafio.

O desenvolvimento prévio de um plano de desenvolvimento da rede de distribuição vocacionado para a recepção de montantes elevados de energias renováveis, a que foi associado um processo de determinação de montantes máximos de potência de geração que se pode ligar em cada subestação mostrou-se uma metodologia bastante eficaz para permitir a ligação de valores significativos de nova produção e ao mesmo tempo evitar estrangulamentos na operação do sistema.

Estas capacidades máximas são revistas e publicadas todos os anos, sendo a potência atribuída a cada candidato função desse montante limite através de um processo de licenciamento conduzido pela Direcção Geral de Energia e Geologia - DGEG. No horizonte de mais largo prazo são publicadas capacidades indicativas por áreas electricamente coerentes da rede, envolvendo conjuntos de subestações, para que os candidatos disponham, mesmo para horizontes temporais mais afastados, de informação que permita elaborar propostas mais credíveis. Para o êxito deste processo muito contribuiu a ampla cooperação entre os Operadores das redes de transporte e distribuição e entre estes e a entidade licenciadora - a DGEG.

Houve necessidade de actualizar os Códigos de Rede e, principalmente, introduzir regras para um desempenho mais eficaz dos aerogeradores, a fim de que possam resistir melhor às cavas de tensão (FRTC) e apresentem novos comportamentos com exigências a nível de cumprimento de determinados padrões de injeção de reactiva.

Foram identificadas e tomadas soluções inovadoras ao nível de planeamento da rede de transporte, que se revelaram muito eficazes e que permitiram ir ao encontro da necessidade de crescimento rápido da estrutura da rede, dotando-a de margens de maleabilidade na gestão da incerteza associada à localização dos parques eólicos e respectivas datas de entrada em serviço e permitindo, ao mesmo tempo, criar um sistema com alguma flexibilidade na gestão dos pontos de recepção de nova geração.

A penetração de grandes quantidades de energia eólica nas redes eléctricas em condições de segurança, isto é, de maneira controlada e sem afectar a estabilidade da rede, é um objectivo atingível. Contudo, para que tal seja possível, é necessário:

- Que a rede esteja preparada para suportar as fortes alterações de trânsito de energia induzidas pela produção descentralizada e de índole variável no tempo;
- Que a produção eólica seja entendida como um contributo em energia e não como garantia de potência;
- Que o Gestor Sistema esteja preparado para despachar uma rede com alterações frequentes no trânsito de potência e para fazer previsões de produção eólica para os vários parques eólicos instalados;
- Que os Parques Eólicos estejam equipados com aerogeradores preparados para:
 - o Se manterem ligados mesmo que ocorram variações significativas de tensão;
 - o Se manterem ligados, durante um certo período de tempo, quando da existência de cavas de tensão originadas por defeitos;
 - o Injectar energia reactiva durante os curto-circuitos a fim de minorar os efeitos destes sobre a tensão;
 - o Retomar a produção de potência activa depois da eliminação dos defeitos, de acordo com uma taxa de crescimento definida;
 - o Restringir, sem limite de tempo, a potência activa que produzem, de acordo com as necessidades do sistema;
 - o Contribuir para a estabilidade da tensão fornecendo ou absorvendo energia reactiva;
 - o Contribuir para a estabilidade da rede reduzindo a potência activa se a frequência subir;
 - o Suportar variações bruscas de frequência, devidas a problemas na rede;
 - o Aceitar taxas de crescimento e de decrescimento da potência activa, em exploração normal, de acordo com o definido pelo Gestor Sistema;
 - o Ser monitorizados e controlados remotamente.
- Que a rede esteja preparada para absorver os eventuais excedentes de produção eólica nos períodos de vazio, por exemplo através de bombagem em centrais hidroeléctricas;

- Que os promotores estejam preparados para controlar a produção eólica de acordo com instruções do Gestor Sistema, interrompendo-a mesmo se necessário, em situações de congestionamento da RNT ou de desequilíbrio entre a produção e o consumo.

As zonas interiores do País onde se situam o potencial eólico tinham uma fraca estrutura de rede de MAT. Os únicos níveis de tensão aí disponíveis eram os 150 kV ou os 220 kV, não se mostrando suficientes para receber e escoar os novos montantes de potência. A REN decidiu que o reforço da rede ou se centrava no reforço destes níveis de tensão ou na opção por um escalão de tensão mais elevado. A escolha recaiu sobre a última hipótese, por ser mais flexível e potenciada para fazer face às incertezas ainda existentes de localização e de montantes reais a serem instalados. De facto, as medições do potencial eólico nem sempre se encontram perfeitamente identificadas, podendo, além disso, surgir limitações a nível ambiental e de ordenamento do território que, em maior ou menor escala, introduzem condicionamentos, seja em valores de potência seja em datas de concretização, ao desenvolvimento do potencial eólico. De forma a lidar com esta incerteza, em certas áreas da rede, parte da nova estrutura de 400 kV operará numa fase inicial em níveis de tensão inferiores, 150 ou 220 kV, passando a 400 kV quando os montantes de produção e os fluxos daí resultantes justifiquem a sua utilização a 400 kV.

Adicionalmente, mas não menos importante para esta tomada de decisão, foi o facto de o nível de tensão de 400 kV proporcionar soluções mais vantajosas de reforço coordenado da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, criando sinergias nas complementaridades dos dois sistemas e conduzindo à possibilidade de incremento das trocas comerciais entre os dois países ibéricos [96].

A estratégia identificada de expansão do nível de 400 kV colocou um problema adicional, pelo menos numa fase inicial enquanto a sub-rede neste nível de tensão não atingir uma configuração mais robusta, que é o da existência de paralelos desta nova rede de 400 kV com redes de menor capacidade de transporte, caso dos 150 e 220 kV. Verifica-se, em determinadas zonas, que estes últimos níveis de tensão têm tendência a sobrecarregar, enquanto o nível de 400 kV ainda tem bastante folga, isto por duas ordens de razão:

- Existência de maior número de linhas em serviço nos 150 e 220 kV, com uma menor impedância relativa face aos 400 kV. Assim, os níveis de tensão de 150 e 220 kV ficam sujeitos a maiores cargas, facto que associado à sua menor capacidade pode conduzir a rede a situações limites de condições de operação.
- Existência de muita geração e/ou carga ligada nos níveis de tensão de 150 e de 220 kV, facto que força a potência a transitar naqueles níveis, em detrimento da sub-rede de 400 kV.

Uma outra solução que se mostrou bastante eficaz para ultrapassar o problema foi o da instalação de autotransformadores desfasadores, que permitem forçar o trânsito para aqueles eixos que ainda têm alguma margem de capacidade disponível [96] [97]. A figura 6.1 ilustra a subestação B onde estão instalados autotransformadores desfasadores na rede portuguesa, que se destinam, fundamentalmente, a forçar trânsitos no sentido de A para B com o objectivo de aliviar os fluxos já muito elevados no eixo entre A e C. Deste modo, pode ser evitado o reforço deste último eixo e ser aproveitada a capacidade ainda existente no eixo A-B e na rede de 400 kV que se desenvolve para o litoral e sul a partir da subestação B. A fotografia da figura 6.1 mostra um dos autotransformadores de potência total de 700 MVA, incluindo a função desfasadora.



Figura 6.1 - Autotransformador desfasador [48].

A separação dos níveis de tensão na rede, verifica-se que com esta redução a densidade de emalhamento existente na rede de transporte, e criando nos 150 ou 220 kV algumas bolsas agregadoras da potência de geração de uma determinada área geográfica, com o objectivo de forçar e orientar essa produção directamente para a nova rede de 400 kV, de bastante maior capacidade e ainda aquém da sua máxima ocupação [96].

Portugal passou a integrar objectivos ambiciosos de desenvolvimento das energias renováveis, promoção da eficiência energética e redução de emissões de gases com efeito de estufa.

Tendo em conta os novos objectivos para a política energética a necessidade de criar um novo enquadramento global para o Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis e para a revisão do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética, estabeleceu-se uma Estratégia Nacional para a Energia com o horizonte de 2020 (ENE 2020), que tem como principais objectivos [28]:

i) Reduzir a dependência energética do País face ao exterior para 74% em 2020, produzindo, nesta data, a partir de recursos endógenos, o equivalente a 60 milhões de barris

anuais de petróleo, com vista à progressiva independência do país face aos combustíveis fósseis;

ii) Garantir o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas, permitindo que em 2020, 60% da electricidade produzida, e 31% do consumo de energia final, tenha origem em fontes renováveis e uma redução do 20% do consumo de energia final nos termos do Pacote Energia-Clima 20-20-20;

iii) Reduzir em 25% o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas gerando uma redução de importações de 2000 milhões de Euros;

iv) Criar riqueza e consolidar um cluster energético no sector das energias renováveis em Portugal, assegurando em 2020 um Valor Acrescentado Bruto de 3800 Milhões de Euros e criando mais 100.000 postos de trabalho a acrescer aos 35.000 já existentes no sector e que serão consolidados. Dos 135.000 postos de trabalho do sector, 45.000 serão directos e 90.000 indirectos. O impacto no PIB passará de 0,8% para 1,7% até 2020;

v) Desenvolver um cluster industrial associado à promoção da eficiência energética assegurando a criação de 21.000 postos de trabalho anuais, gerando um investimento previsível de 13.000 M€ até 2020 e proporcionando exportações equivalentes a 400 M€;

vi) Promover o desenvolvimento sustentável criando condições para o cumprimento das metas de redução de emissões assumidas por Portugal no quadro europeu.

País através da aposta nas energias renováveis e da promoção integrada da eficiência energética, assegurando a segurança de abastecimento e a sustentabilidade económica e ambiental do modelo energético preconizado, contribuindo para a redução de emissões de CO₂ e gerando benefícios para a sociedade que progressivamente internalizados no preço da energia final, permitirão assegurar melhores condições de competitividade para a economia.

A ENE 2020 compõe-se de 10 medidas que visam relançar a economia e promover o emprego, apostar na investigação e desenvolvimento tecnológicos e aumentar a nossa eficiência energética.

Em primeiro lugar, as opções de política energética assumidas na ENE 2020 assumem-se como um factor de crescimento de economia, de promoção da concorrência nos mercados da energia, de criação de valor e de emprego qualificado em sectores com elevada incorporação tecnológica. Pretende-se manter Portugal na fronteira tecnológica das energias alternativas, potenciando a produção e exportação de soluções com elevado valor acrescentado, que permitam ainda diminuir a dependência energética do exterior e reduzir as emissões de gases com efeito de estufa.

Em segundo lugar, a ENE 2020 incentiva a que Portugal seja reconhecido como um País líder nas energias renováveis no contexto internacional pelo apoio à investigação e desenvolvimento de tecnologias, a execução de projectos de demonstração e a consolidação de clusters industriais.

Finalmente, em terceiro lugar, a utilização de tecnologias mais eficientes na produção, transmissão e consumo de energia, a gestão mais eficaz da procura através do combate ao desperdício e da promoção de comportamentos mais sustentáveis e responsáveis contribuem para a promoção integrada da eficiência energética que será reforçada e aplicada numa perspectiva multi-sectorial de melhoria contínua e de redução da intensidade energética da nossa economia, potenciando projectos inovadores como as redes inteligentes, os veículos eléctricos e a produção descentralizada de energia renovável ou os novos sistemas de iluminação pública e optimização energética dos edifícios públicos e do parque residencial.

6.2 - Perspectivas futuras

Neste trabalho de dissertação procurou-se analisar o comportamento das redes eléctricas com uma grande penetração de energia renováveis em particular da energia eólica. O objectivo principal desta dissertação foi o de avaliar a capacidade das redes em situações de variação de tensão, tremulação, harmónicos, transitórios, controlo de frequência, controlo de tensão e sobrevivência a cavas de tensão.

É necessário desenvolver este estudo de forma a aproximar a pesquisa teórica a sistemas reais de geração eólica ligados a redes de distribuição mais complexas. Assim, como futuros desenvolvimentos sugerem-se:

- A aplicação e desenvolvimento de novas técnicas de controlo, envolvendo processos de optimização que permitam robustecer a resposta dos aerogeradores perante situações de perturbação;
- Desenvolvimento de modelos que possam ser explorados por outras ferramentas de simulação, permitindo diferentes estudos associados aos aerogeradores, de modo a possibilitar a definição de soluções técnicas adequadas que possam melhorar a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão por parte dos aerogeradores.
- Uma actualização contínua dos códigos de rede de forma a acompanhar a evolução dos aerogeradores e assim manter uma maior fiabilidade do sistema e uma adaptação real as novas exigências das modernas redes eléctricas.

Referências

- [1] Jorge Ricardo Ferreira, Fernando Ribeiro Martins, “Ventos de Mudança. A Energia Eólica em Portugal”, Faculdade de Ciências Sociais e Humanas - Universidade Nova de Lisboa. Artigo disponível em: http://dspace.fct.unl.pt/dspace/bitstream/10362/4392/1/Doc_Impresso_ACTA_OFICIAL_268A.pdf
- [2] Direcção Geral de Energia e Geologia. Disponível em <http://www.dgge.pt/>. Último acesso em Novembro de 2010.
- [3] Manuel Collares Pereira, “Energias Renováveis: a Opção Inadiável”, editado pela Sociedade Portuguesa de Energia Solar, Lisboa, 1998.
- [4] Global Wind 2008 Report. Disponível em <http://www.gwec.net/index.php?id=103>. Último acesso em Novembro 2010.
- [5] Bárbara Curcio. Disponível em <http://www.barbaracurcio.blogspot.com>. Último acesso em Novembro 2010.
- [6] Castro, Rui M. G., “Introdução à Energia Eólica, Energias Renováveis e Produção Descentralizada”, edição 3.1, IST - Instituto Superior Técnico, Lisboa. Apontamentos disponível em: https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/106889/1/eolica_ed3.pdf
- [7] Energias Renováveis. Disponível em <http://www.centraldaenergia.blogspot.com>. Último acesso em Novembro 2010.
- [8] A Energia Eólica em Portugal - 2008. Disponível em <http://www.ren.pt>. Último acesso em Novembro 2010.
- [9] U.S. Energy Information Administration, Disponível em <http://www.eia.doe.gov/>. Último acesso em Dezembro de 2010.
- [10] IEAv Instituto de Estudos Avançados, Disponível em <http://www.ieav.cta.br/enu/yuji/perspectiva.php>. Último acesso em Novembro de 2010.
- [11] BP Statistical Review of World Energy, 2007. Relatório disponível em: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2007/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2007.pdf

- [12] Alt Energy Stocks, Disponível em http://www.altenergystocks.com/archives/energy_storage. Último acesso em Novembro de 2010.
- [13] European Commission World Energy, “Technology and Climate Policy, Outlook - 2030 - Weto - H2”, European Comitities, Brussels, 2006.
- [14] Fernando Pires Maciel Barbosa, “Gestão de Energia”, Faculdade de Engenharia do Porto, Dezembro de 2009.
- [15] Global Greenhouse Warming. Disponível em <http://www.global-greenhouse-warming.com/what-is-the-greenhouse-effect.html>. Último acesso em Novembro de 2010.
- [16] Parlamento Europeu, disponível em http://www.europarl.europa.eu/news/expert/background_page/064-44005-343-12-50-911-20081208BKG44004-08-12-2008-2008-false/default_pt.htm. Último acesso em Novembro 2010.
- [17] UOL Notícias. Disponível em <http://noticias.uol.com.br/ultnot/cienciaesaude/ultimas-noticias/2010/12/11/acordo-de-cancun-traz-esperanca-mas-deixa-de-lado-o-mais-importante.jhtm>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [18] Russell's Blog. Disponível em <http://vort.org/tag/electricity/>. Último acesso em Novembro de 2010.
- [19] International Energy Agency, “Renewables In Global Energy Supply”, 2006. Disponível em: http://www.iea.org/papers/2006/renewable_factsheet.pdf
- [20] Sala 2. Disponível em <http://sala2.wordpress.com/2007/03/28/maior-central-fotovoltaica-do-mundo-esta-instalada-em-portugal/>. Último acesso em Novembro de 2010.
- [21] Declaração de impacte ambiental, Ministério Do Ambiente Do Ordenamento Do Território e Do Desenvolvimento Regional - Fase Exploração ponto 9
- [22] Portal Energia. Disponível em <http://www.portal-energia.com/tag/fabrica-aerogeradores/>. Último acesso em Novembro de 2010.
- [23] Young Reporters for the environment. Disponível em http://www.youngreporters.org/article.php3?id_article=756. Último acesso em Novembro de 2010.
- [24] Parque Eólico do Outeiro, Estudo de Impacte Ambiental, Resumo não técnico, Profico Ambiente, Julho 2002. Disponível em: http://www2.apambiente.pt/IPAMB_DPP/docs/RNT873.pdf
- [25] Jornal Portugal Diário, “Energia eólica: Portugal em 6º lugar no ranking europeu”, 3 de Fevereiro de 2010.
- [26] Município de Sines. Disponível em <http://www.sines.pt/PT/Actualidade/fotoscaracterizacao/economia/Fotos%20de%20Economia/Forms/DispForm.aspx?ID=2>. Último acesso em Novembro 2010.
- [27] Notícia do Jornal Expresso, 15 Maio 2010, disponível em <http://aeiou.expresso.pt/ambiente-parque-eolico-com-geradores-com-sensores-que-param-ao-detetar-aves-e-inaugurado-no-domingo-no-algarve=f583029>.

- [28] ENE2020 — Plano Novas Energias. Disponível em: http://www.renewable.pt/pt/Documents/Ene2020_BOOKLET_pt.pdf
- [29] Julija Matevosyan, “Wind power integration in power systems with transmission bottlenecks”, Doctoral Thesis in Electrical Systems, Royal Institute of Technology, Stockholm, 2006.
- [30] Castro, Rui M. G., “Equipamento Eléctrico dos Geradores Eólicos”, Energias Renováveis e Produção Descentralizada, edição 1.0, IST - Instituto Superior Técnico. Lisboa. Disponível em: http://enerp4.ist.utl.pt/ruicastro/download/Equipamento_Electrico_Ed1p1.pdf
- [31] Ackermann, Thomas, “Wind Power in Power Systems”, John Wiley and Sons Ltd, 2005.
- [32] Aerogenerator turbine sets sail for a greener future. Disponível em <http://www.guardian.co.uk/technology/2008/jan/29/wind.energy.aerogenerator>. Último acesso Dezembro 2010.
- [33] Conjuminando. Disponível em http://www.conjuminando.com.br/arte_tecnicas_fenomenos7. Último acesso Janeiro de 2011.
- [34] Super turbina eólica utiliza levitação magnética para produzir até 1 GW. Disponível em <http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=010115071130>. Último acesso em Novembro de 2010.
- [35] A. Larsson, “The Power Quality of Wind Turbines”, PhD thesis, Dept. of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, 2000. Disponível em: <http://webfiles.portal.chalmers.se/et/PhD/LarssonAkePhD.pdf>
- [36] J. Soens, J. Driesen, R. Belmans, “Interaction Between Electrical Grid Phenomena and the Wind Turbine’s Behavior”, K.U.Leuven, Department Electrotechnical Engineering ESAT-ELECTA. Disponível em: <http://www.kuleuven.be/ei/Public/publications/EIWP04-08.pdf>
- [37] Humberto Jorge, “Qualidade de Energia, Regulamentação e Normalização”. Disponível em lge.deec.uc.pt/ensino/QE/Docs/QE_Regulamentacao.ppt. Último acesso em Dezembro 2010.
- [38] Castro, Rui M. G., “Condições Técnicas da Ligação da Produção Descentralizada Renovável”, Energias Renováveis e Produção Descentralizada, edição 4, IST - Instituto Superior Técnico. Lisboa. Disponível em: http://enerp4.ist.utl.pt/ruicastro/download/Condicoes_ed4.pdf
- [39] A. Larsson, “Guidelines for Grid Connection of Wind Turbines”, Dept. of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology.
- [40] E. V. Mgaya, Z. Müller, “The Impact of Connecting Distributed Generation to the Distribution System”, Acta Polytechnica, Vol. 47 No. 4-5/2007. Disponível em: <http://ctn.cvut.cz/ap/download.php?id=252>
- [41] International Standard, CEI IEC 61800-3. Disponível em: <http://gjbz.ugcn.cn/%E5%9B%BD%E5%A4%96%E6%A0%87%E5%87%86/%E5%9B%BD%E9%99%85%E6%A0%87%E5%87%86/20100225/2/IEC%2061800-3EN.pdf>
- [42] Sucena Paiva, J. P., “Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica”, IST Press, 2005.

- [43] Florin Iov, Anca Daniela Hansen, Poul Sørensen, Nicolaos Antonio Cutululis, “Mapping of grid faults and grid codes”, Risø National Laboratory, Technical University of Denmark, Roskilde, Julho 2007. Disponível em: <http://www.wecc.biz/committees/StandingCommittees/JGC/VGS/OWG/AO2/Shared%20Documents/Existing%20interconnection%20procedures%20and%20standards%20for%20renewables/DENMARK%20-%20Mapping%20of%20Grid%20Faults%20and%20Codes.pdf>
- [44] Natalia Sangroniz, José Arturo Mora, Mateus Duarte Teixeira, “Review of International Grid Codes for Wind Generation”, VIII CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau, Agosto 2009. Disponível em: http://www.labplan.ufsc.br/congressos/CBQEE_VIII_2009/web/docs/068.pdf
- [45] Masters Gilbert M., “Renewable and Efficient Electric Power Systems”, John Wiley and Sons Inc, 2004.
- [46] Carvalho, Pedro M. S., Correia, Pedro F., Ferreira, Luís A. F. M., “Distributed Reactive Power Generation for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, Maio 2008.
- [47] C. Jauch, P. Soerensen, B. BakJensen, “International Review of Grid Connection Requirements for Wind Turbines”, Nordic Wind Power Conference, Chalmers University of Technology, Março 2004.
- [48] J.Pinto, A.Pitarma, F. Batista e T. Rodrigues, REN, SA Rede Eléctrica Nacional, Portugal, “Desafios e soluções para a integração de 7500 MW de potência, eólica na rede portuguesa”, XIII ERIAC Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, Maio, 2009. Disponível em: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C1/C1-20.pdf>
- [49] CIGRÉ, International Conference of Large Highvoltage electric systems, Study Committee B4, HVDC and Power Electronics “Integration of Large Scale Wind Generation using HVDC and Power Electronics”, B4 - WG 39.
- [50] European Wind Energy Association, EWEA, “Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations”, Dezembro 2005. Disponível em: http://www.eurosfair.prd.fr/7pc/doc/1158127424_ewea_051215_grid_report.pdf
- [51] European Energy Association, EWEA, “Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations”, Dezembro 2005. Disponível em: http://www.eurosfair.prd.fr/7pc/doc/1158127424_ewea_051215_grid_report.pdf
- [52] European Energy Association (EWEA), “European grid code requirements for wind power generation”, Fevereiro 2008. Disponível em: http://ewec2006.info/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/position_papers/080307_WGGCR_final.pdf
- [53] Global Wind Energy Council (GWEC), “Global Wind Energy Outlook 2008”, Outubro 2008. Disponível em: http://www.gwec.net/fileadmin/images/Logos/Corporate/GWEO_A4_2008_lowres.pdf
- [54] World Wind Energy Association (WWEA), “World Wind Energy Report 2008”, Fevereiro 2009. Disponível em: http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2008_s.pdf

- [55] Alberta Electric System Operator (AESO), "Wind Power Facility Technical Requirement", Novembro 2004. Disponível em: http://www.aeso.ca/downloads/Wind_Power_Facility_Technical_Requirements_Revision0_signatures_JRF.pdf
- [56] Technical regulation TF 3.2.6 Energinet "Wind turbines connected to grids with voltages below 100kV", Maio 2004. Disponível em: <https://selvbetjening.preprod.energinet.dk/NR/rdonlyres/E976C1E0-BBD7-431B-ADAE-E69E02C06EA3/0/Windturbinesconnectedtogridswithvoltagesbelow100kV2004.pdf>
- [57] Technical regulation TF 3.2.5 Energinet "Wind turbines connected to grids with voltages above 100kV", Dezembro 2004. Disponível em: <https://selvbetjening.preprod.energinet.dk/NR/rdonlyres/E4E7A0BA-884F-4E63-A2F0-98EB5BD8D4B4/0/WindTurbinesConnectedtoGridswithVoltageabove100kV.pdf>
- [58] E.ON Netz GmbH, "Grid Code High and extra high voltage", Abril. 2006. Disponível em: http://www.pvupscale.org/IMG/pdf/D4_2_DE_annex_A-3_EON_HV_grid_connection_requirements_ENENARHS2006de.pdf
- [59] Red Eléctrica Española (REE), "Procedimiento de operación P.O. 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas", Outubro 2006. Disponível em: http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_12.3_Respuesta_huecos_eolica.pdf
- [60] Ministerio de Industria, turismo y comercio (Mityc), "Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial". Disponível em: http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd661-2007.html
- [61] Federal Energy Regulatory Commission (FERC), "Interconnection for wind energy. Order N° 661-A", Dezembro 2005. Disponível em: <http://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20051212171744-RM05-4-001.pdf>
- [62] EWEA Working Group, "European Grid Code Requirements for Wind Power Generation", February 2008.
- [63] Diário da República n.º 194/86, Série I, Ministério da Indústria e Energia, Portaria n.º 464/1986.
- [64] Diário da República n.º 123/88, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, Decreto-Lei n.º 189/1988.
- [65] Diário da República n.º 130/90, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, Portaria n.º 416/1990.
- [66] Diário da República n.º 55 /95, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia, Despacho Normativo n.º 11-B/1995.
- [67] Diário da República n.º 272 /95, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, Decreto-Lei n.º 313/1995.
- [68] Diário da República n.º 65/98, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia, Despacho Normativo n.º 17/1998.
- [69] Diário da República n.º 66/98, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia, Despacho Normativo n.º 21/1998.

- [70] Diário da República nº 102/00, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, Decreto-Lei nº 69/2000.
- [71] Diário da República nº 243/01, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia Resolução do Conselho de Ministros nº 154/2001.
- [72] Diário da República nº 284/01, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, Decreto-Lei nº 314/2001.
- [73] Diário da República nº 284/01, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, Decreto-Lei nº 312 /2001.
- [74] Diário da República nº 293/01, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia Decreto - Legislativo Regional nº 29/2001/M.
- [75] Diário da República nº 300/01, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, Decreto-Lei nº 339-C/2001.
- [76] Diário da República nº 79/02, Série II, Ministério da Indústria e Energia, Despacho nº 6993/2002.
- [77] Diário da República nº 66/02, Série I-B - Suplemento, Ministério da Indústria e Energia, Portaria nº 295/2002.
- [78] Diário da República nº 84/02, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia, Portaria nº 383/2002.
- [79] Diário da República nº 103/02, Série II, Ministério da Indústria e Energia, Despacho nº 9148/2002.
- [80] Diário da República nº 149/02, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia, Portaria nº 764/2002.
- [81] Miguel de Andrade Santos e Paulo Yoshida de Carvalho, “Produção de Energia Eléctrica em Regime especial”, Departamento de Engenharia Electrotécnica e Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, 2007/2008. Disponível em: <https://woc.uc.pt/deec/getFile.do?tipo=2&id=5892>
- [82] Diário da República nº 147/10, Série I, Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento, Portaria nº596/2010 de 30 Julho.
- [83] Ministério da Economia e da Inovação, “Energia e Alterações Climáticas”, disponível em http://www.min-economia.pt/document/Energia_Alteracoes.pdf.
- [84] Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho nº 2001/77/CE, de 27 de Setembro.
- [85] Decreto-Lei nº 312/2001, de 10 de Dezembro.
- [86] Decreto-Lei nº 339-C/2001, de 29 de Dezembro.
- [87] Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de Fevereiro.
- [88] Resolução de Conselho de Ministros nº 63/2003, de 19 de Outubro.
- [89] Resolução de Conselho de Ministros nº 169/2005, de 24 de Outubro.

- [90] Ministério da Economia e da Inovação, Política de Energia - Março de 2005 a Março de 2007. Portugal
- [91] G.V. Marcelino, S.Ludovino, “Crescimento da Geração Distribuída em Portugal e Alterações a Nível Regulamentar Induzidas por este Crescimento”, REN, SA Rede Eléctrica Nacional, Portugal, Maio, 2009. Disponível em: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C6/C6-01.pdf>
- [92] Decreto-Lei nº 168/1999, de 18 de Maio .
- [93] J. Ricardo, J.Medeiros Pinto, R. Rodrigues, J. Moreira, B. Nunes, “National Goals for Renewable Generation in Portugal. An Organizational and Technical Challenge From the Point of View of the Transmission System Operator”, Cigré Congress, Paris 2006.
- [94] J. Medeiros Pinto; Tiago Rodrigues, “Impacte da Produção em Regime Especial na Rede Nacional de Transporte em Portugal”, 7^{as} Jornadas Hispano Lusas de Ingenieria Eléctrica - Madrid, 2001.
- [95] Rui M. G. Castro, Medeiros Pinto, “Feasibility on the Application of FACTS Technologies to Enhance the Operation of the Portuguese Transmission System: Investigation in a Scenario of High Penetration of Renewable Energy Sources”, Cigré Conference, Paris - Agosto 2002.
- [96] T. Rodrigues, F. Batista, A. Pitarma, J. Pinto, “Como aumentar a capacidade de escoamento na rede de transporte - um caso da rede portuguesa”, XIII ERIAC, Iguazu, Argentina, 2009. Disponível em: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C1/C1-10.pdf>
- [97] João Ricardo, Medeiros Pinto, Fernando Coelho, Luís Perro, Matos Fernandes, Manuel Silvestre, Jácomo Ramos, Pedro Lima, “First Phase-Shifting Autotransformers [PSAT] for the 400 kV Portuguese Network”, 1st International Conference on Electrical Power Transmission in Algeria, 2005.

Anexo A

Decreto-lei 596/2010

Regulamento da rede de distribuição

Nas próximas secções serão apresentados os pontos de mais interesse focados neste trabalho do regulamento da rede de distribuição.

Capítulo 2 - Composição e características das redes de distribuição

2.1 – Composição. – A composição da RND e das RDBT é a definida nos artigos 32.º e 33.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, nos respectivos contratos de concessão e nos termos seguintes:

2.1.1 – A RND compreende designadamente:

- a) As linhas de AT e de MT, as subestações e os postos de seccionamento e de corte e os aparelhos e acessórios ligados à sua exploração;
- b) As instalações afectas ao despacho e à condução da rede de distribuição, e todo o equipamento indispensável ao seu funcionamento;
- c) As instalações de telecomunicação, telemedida e telecomando;
- d) As ligações transfronteiriças, exploradas em antena, de tensão igual ou inferior a 110 kV, afectas à RND à data da publicação do presente Regulamento e ligações transfronteiriças até aquela tensão que venham a ser estabelecidas pelo ORD desde que com autorização da DGEG ou com o acordo do ORT;
- e) As linhas de tensão superior a 110 kV, já existentes à data da publicação do presente Regulamento e as que venham a ser estabelecidas pelo ORD desde que com autorização da DGEG;
- f) Equipamentos de controlo, automação e medição relativos às instalações da RND.

2.1.2 – A RDBT compreende designadamente:

- a) As linhas, cabos e ramais de BT;
- b) Os aparelhos e acessórios ligados à exploração da rede;
- c) Os postos de transformação e instalações anexas;
- d) As redes e instalações de iluminação pública;
- e) As instalações de telecomunicações, telemedida e telecomando;
- f) Equipamentos de controlo e medição das instalações fisicamente ligadas à rede.

2.2 – Limites:

2.2.1 – Os limites da RND são definidos nos termos seguintes:

a) Os pontos de fronteira entre a RND e as instalações a ela ligadas, nomeadamente para efeitos de responsabilidade de manutenção e de operação, são estabelecidos por acordo;

b) O acordo previsto na alínea anterior poderá ser concretizado, por solicitação de qualquer das partes, através de protocolo específico, ao qual se anexarão, se for necessário ilustrar a repartição de responsabilidades entre as partes, os desenhos ou esquemas unifilares da instalação e da aparelhagem;

c) A repartição de responsabilidades relativas às ligações em AT existentes à data da entrada em vigor do presente Regulamento deve, no prazo máximo de um ano, ser formalizada através de protocolo específico, nos termos das alíneas anteriores;

d) A repartição de responsabilidades relativas às ligações em MT existentes à data de entrada em vigor do presente Regulamento pode, a pedido do ORD, ser formalizada através de protocolo específico, nos termos das alíneas a) e b) anteriores.

2.2.2 – Os limites das redes de distribuição em BT são:

a) Os ligadores da portinhola do lado da instalação ligada à rede;

b) Os ligadores de entrada do quadro de colunas do lado da rede, no caso de não haver portinhola;

c) Os ligadores do equipamento de contagem do lado da rede, no caso de não existir portinhola nem quadro de colunas;

d) Os ligadores do aparelho de corte do lado da instalação, quando este estiver a montante do equipamento de contagem, no caso de não existir portinhola nem quadro de colunas.

2.3 – Características das instalações:

2.3.1 – Os operadores de redes de distribuição devem manter actualizados os esquemas e as plantas dos traçados das suas redes.

2.3.2 – Os operadores de redes de distribuição devem manter um registo actualizado das características das instalações ligadas às respectivas redes que sejam necessárias para a adequada exploração das redes.

2.3.3 – As entidades com instalações ligadas à RND ou às RDBT devem fornecer aos respectivos operadores de rede as informações necessárias à actualização do registo referido na secção anterior.

2.4 – Parâmetros da RND e das RDBT. – Os operadores de redes de distribuição e as entidades com instalações a elas ligadas devem respeitar os valores dos parâmetros da RND e das RDBT que constam do presente Regulamento.

2.4.1 – As tensões nominais da RND são as seguintes:

a) Redes de AT: 60 kV;

b) Redes de MT: 10 kV, 15 kV e 30 kV.

Transitoriamente, são admitidas outras tensões, desde que existentes na rede à data da publicação do presente Regulamento:

2.4.2 — A tensão nominal das RDBT é de 230 V/400 V.

2.4.3 — Variação da tensão nominal. — A variação de tensão nas redes de AT, MT e de BT deve obedecer ao disposto no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2.4.4 — Frequência nominal. — A frequência da RND e das RDBT tem o valor nominal de 50 Hz, devendo a sua variação obedecer ao disposto no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2.4.5 — Corrente de curto -circuito. — O valor eficaz da corrente de curto -circuito nos barramentos das subestações da RND, para efeitos de projecto, é o indicado no documento designado «Caracterização das redes de distribuição para efeitos de acesso à rede», publicado anualmente pelo ORD na sua página da Internet, como previsto no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

Capítulo 4 - Condições de ligação às redes de distribuição

4.3 — Condições particulares de ligação de instalações de produção à RND:

4.3.1 — A entidade que tenha um ponto de interligação e pretenda estabelecer a ligação de uma instalação de produção à RND deve solicitar ao ORD as informações necessárias para a elaboração do projecto, designadamente as relativas a:

- a) Ponto de interligação;
- b) Tensão nominal no ponto de interligação e banda de regulação da tensão nesse ponto;
- c) Potência de curto-circuito, máxima e mínima, no ponto de interligação;
- d) Regime do neutro;
- e) Dispositivos de reengate automático eventualmente existentes.

O pedido daquelas informações deve ser acompanhado por uma descrição sumária do projecto da instalação de produção, incluindo o local ou locais previsíveis de implantação, o número, a potência e o tipo de geradores, bem como os dados necessários para o cálculo das potências de curto -circuito previsíveis.

A entidade interessada, quando pretenda modificar as condições inicialmente previstas para o projecto, deve solicitar ao ORD novas informações.

4.3.2 — O produtor deve equipar a sua instalação de produção com protecções, ao nível da interligação, que assegurem a separação rápida e automática da RND, de acordo com o especificado no «Guia técnico das instalações eléctricas de produção independente de energia eléctrica» e demais legislação aplicável.

A religação da instalação de produção, que tenha sido desligada por actuação das protecções acima referidas, só pode ser feita por pedido expresso do CC do ORD ou quando se verificarem, simultaneamente, as seguintes condições:

- a) Terem decorrido três minutos após a reposição do serviço na RND;
- b) A tensão da RND ter atingido, pelo menos, 80 % do seu valor normal.

A religação dos diferentes geradores deve ser efectuada com intervalos não inferiores a quinze segundos.

4.3.3 — A queda de tensão transitória na RND devida à ligação de geradores assíncronos não deve ser superior a 5 %.

Para limitar a queda de tensão transitória aos valores acima indicados, podem ser usados equipamentos auxiliares adequados.

Na ligação à RND, a potência de cada gerador assíncrono não pode exceder 5000 kVA.

A ligação de um gerador assíncrono à RND deve ser feita:

- a) Depois de atingidos 90 % da velocidade síncrona, no caso de a potência do gerador não exceder 500 kVA;
- b) Depois de atingidos 95 % da velocidade síncrona, no caso de a potência do gerador exceder 500 kVA.

De forma a evitar a auto -excitação dos geradores assíncronos, devem ser instalados dispositivos que, em caso de falha de tensão na rede, desliguem automaticamente os condensadores.

4.3.4 — A ligação de geradores síncronos só pode ser feita quando a tensão, a frequência e a fase do gerador a ligar estiverem compreendidas entre os seguintes limites:

Tabela A.6.1 - Valores para ligação de geradores síncronos

Grandezas	Potência do gerador	
	Até 500 kVA	Maior que 500 kVA
Tensão de serviço (tensão da rede p.u.)	De 0,9 a 1,1	De 0,92 a 1,08
Desvio da frequência da rede	+/- 0,3 Hz	+/- 0,2 Hz
Fase (em relação à tensão da rede)	+/- 20°	+/- 10°

Os geradores síncronos de potência não superior a 500 kVA podem ser ligados como assíncronos, desde que respeitadas as limitações impostas na secção 4.3.3 e a duração da marcha assíncrona não exceda dois segundos.

Consideram -se equiparáveis a geradores síncronos os geradores equipados com sistemas do tipo alternador/rectificador/inversor, com velocidade variável e controlo de tensão e de factor de potência.

4.3.5 — O regime de neutro da instalação de produção deve ser compatível com o regime de neutro existente na RND. Nas instalações de produção ligadas à RND, a ligação é obrigatoriamente feita por meio de transformador em que um dos enrolamentos esteja ligado em triângulo, devendo o neutro do lado da rede, se existir, ficar isolado.

O aparelho de corte da interligação deve interromper todos os condutores activos, incluindo o neutro, se existir.

4.3.6 — O produtor não pode efectuar a ligação da instalação de produção à rede quando esta se encontre fora de tensão.

4.3.7 — Por razões técnicas, de segurança das redes, ou outras devidamente fundamentadas, o produtor deve desligar -se da rede sempre que o ORD o solicite. Para o efeito, devem existir canais de comunicação fiáveis entre o ORD e o produtor, a fim de garantir que aquela actuação seja suficientemente rápida e eficaz. O ORD deverá apresentar a fundamentação técnica das decisões tomadas sempre que questionado sobre as mesmas, por escrito, num prazo de 60 dias desde a ocorrência.

A apresentação da resposta deve ser dada em igual prazo.

4.3.8 — A gama de regulação de tensão (transformador mais grupo gerador) deve fazer parte das condições técnicas particulares de ligação à RND, sendo definida por acordo entre o ORD e o produtor.

4.3.9 — O produtor deve dar conhecimento ao ORD do diagrama previsto para o fornecimento. As informações que devem constar do diagrama acima referido são fixadas pela DGEG, ouvidos o ORD e o produtor, quando tal se mostre necessário.

4.4 — Condições particulares de ligação de instalações de produção eólica à RND. — Às instalações de produção eólica aplicam -se, para além das constantes da secção 4.3, as seguintes disposições:

4.4.1 — As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem ser dotadas da capacidade de, a partir das instalações do ORD, cumprir as funções seguintes:

a) Receber ordens de abertura do disjuntor de interligação, por actuação de protecções da rede;

b) Comutar as parametrizações das protecções de interligação através de telecomando actuado pelo ORD, entre dois conjuntos a aprovar por este, um dos quais destinado a possibilitar a exploração da rede em regime especial de exploração.

4.4.2 — As instalações de produção eólica devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede, nas seguintes condições:

a) Desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz;

b) Componente inversa da corrente, até 5 % da corrente nominal.

4.4.3 — As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem permanecer ligadas à rede durante as cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão no lado da rede de distribuição esteja acima da curva apresentada na figura A.6.1, não podendo consumir potência activa ou reactiva durante o defeito e na fase de recuperação da tensão.

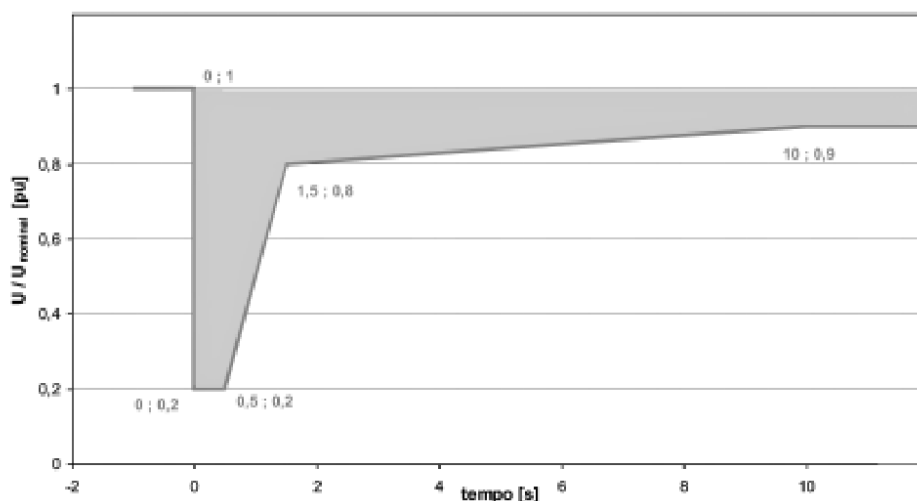


Figura A.6.2 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão na rede de distribuição, a potência activa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5 % da sua potência nominal.

4.4.4 — As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem fornecer corrente reactiva durante cavas de tensão, de acordo com a figura A.6.2, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede. O cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reactiva durante cavas de tensão, pelas instalações de produção eólica, deve iniciar -se com um atraso máximo de 50 ms após a detecção da cava de tensão.

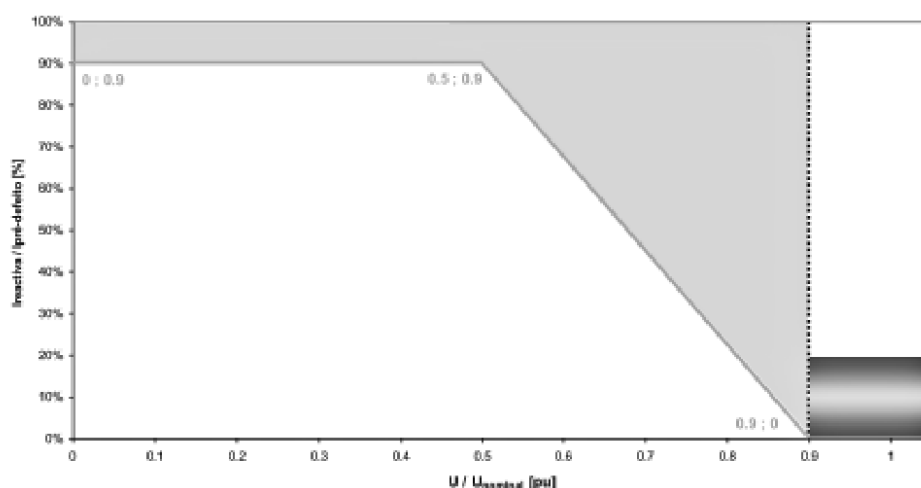


Figura A.6.3 - Curva de fornecimento de reactiva pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão

Notas

1 – Zona correspondente ao regime de funcionamento em defeito e recuperação. O produtor eólico, na sequência de um defeito que provoque cavas de tensão superiores a 10 %, deve cumprir a curva de produção mínima de corrente reactiva com um atraso máximo de 50 ms após a detecção da cava de tensão.

2 – Zona correspondente ao regime de funcionamento normal (ao entrar nesta zona de funcionamento o produtor eólico deve regressar ao regime decorrente das regras de reactiva em vigor).

3 – I pré-defeito – corrente injectada na rede pelo produtor eólico no instante imediatamente antes da ocorrência da cava de tensão.

4 – I reactiva – corrente reactiva (valor da componente reactiva da corrente) injectada na rede pelo produtor eólico.

4.4.5 – O cumprimento das disposições constantes nas secções 4.4.2 a 4.4.4 é obrigatória para:

a) Os promotores de instalações de produção eólica que venham a obter a primeira licença de exploração após a entrada em vigor do presente Regulamento, devendo apresentar à DGEG a declaração do fabricante de acordo com o exposto na secção 4.4.7, a qual deverá acompanhar a licença de exploração;

b) Os promotores das instalações de produção eólica com potência igual ou superior a 10 MVA que tenham obtido a licença de exploração previamente à entrada em vigor do presente Regulamento, dispondo os respectivos produtores de um prazo máximo de 18 meses, para realizar as modificações técnicas necessárias nas suas instalações e apresentar à DGEG e ao ORD a declaração do fabricante de acordo com o exposto na secção 4.4.7.

4.4.6 – O promotor de instalações de produção eólica que, na sequência da entrada em vigor do presente Regulamento, fique obrigado a cumprir o disposto nas secções 4.4.2

a 4.4.4 deve incluir, no projecto a submeter à DGEG para aprovação, a declaração do fabricante com os requisitos exigidos. Nos casos em que o promotor, à data de entrada em vigor presente Regulamento, já tenha submetido à DGEG o projecto da sua instalação, deve apresentar a esta mesma entidade um aditamento ao referido projecto onde inclua a referida declaração do fabricante.

4.4.7 — Os promotores das instalações de produção eólica devem apresentar um documento, designado por declaração de fabricante dos aerogeradores, assumindo que os equipamentos instalados cumprem os requisitos correspondentes às secções 4.4.2 a 4.4.4. Esta declaração deve ter em anexo, para os modelos de aerogeradores que vão efectivamente ser ligados, os estudos ou ensaios em que se baseia. A declaração de fabricante deve ser feita com base em minuta a disponibilizar pela DGEG.

4.4.8 — Por determinação do ORT, nomeadamente em situações excepcionais de exploração do SEN determinadas por congestionamentos das redes resultantes de indisponibilidades de equipamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo, poderá ser necessário controlar a produção das instalações eólicas para que estas não excedam um determinado valor de potência definido pelo ORT. Por despacho do director -geral de Energia e Geologia, serão fixadas as regras e os procedimentos, a adoptar nestas situações.

4.4.9 — Os promotores de instalações de produção eólica com potência igual ou superior a 6 MVA devem instalar equipamento de registo oscilográfico para comprovação do respectivo comportamento durante perturbações que ocorram na rede. Estes registos devem ser facultados ao ORD sempre que este o solicite, até 60 dias após a perturbação.

4.4.10 — Com a entrada em vigor do presente regulamento e no que se refere ao disposto nas secções 4.4.1 a 4.4.9 devem ser consideradas as seguintes disposições transitórias:

a) Relativamente ao determinado na alínea a) da secção 4.4.5, os promotores que obtenham a primeira licença de exploração até 18 meses após a entrada em vigor do presente Regulamento dispõem de um prazo máximo de 6 meses, contado a partir da data da obtenção da referida licença, para garantirem o cumprimento das disposições constantes nas secções 4.4.2 a 4.4.4;

b) Relativamente ao determinado na alínea b) da secção 4.4.5, a DGEG, ouvido o ORD, poderá isentar o seu cumprimento os produtores que demonstrem técnica ou economicamente não ser viável a realização das modificações técnicas necessárias para garantirem o cumprimento das disposições constantes nas secções 4.4.2 a 4.4.4. Os produtores nestas condições dispõem de um prazo máximo de seis meses, contados a partir da entrada em vigor do presente Regulamento, para apresentar à DGEG a referida demonstração. Os produtores isentados do cumprimento do disposto nas secções 4.4.2 a 4.4.4, por iniciativa do ORD, poderão ter de proceder a alterações de parametrização das

protecções de mínimo de tensão e de outras protecções, compatíveis com os equipamentos, de modo a permanecerem ligados durante e após defeitos na rede ao longo de determinado tempo a definir pelo ORD.

4.5 – Energia reactiva nas ligações à RND:

4.5.1 – Produção em regime ordinário:

4.5.1.1 – Os produtores em regime ordinário devem, nas horas CP, fazer acompanhar o fornecimento de energia activa de uma quantidade de energia reactiva correspondente, no mínimo, a 40 % da energia activa fornecida, apurada em intervalos de sessenta minutos. Os produtores não devem, nas horas VS, fornecer energia reactiva à rede.

4.5.1.2 – A energia reactiva em défice nas horas CP e a fornecida nas horas VS, é paga pelo produtor ao ORD aos preços fixados no tarifário para o nível de tensão da interligação, respectivamente, da energia reactiva indutiva e da energia reactiva capacitiva.

4.5.1.3 – Para efeitos do exposto nas secções anteriores, entendem -se como horas CP e horas VS as aplicáveis aos fornecimentos de energia eléctrica, aos clientes do comercializador do último recurso, do mesmo nível de tensão de ligação em ciclo semanal com consideração de feriados.

4.5.1.4 – Por iniciativa do ORD, este pode acordar com o produtor a modificação do regime de fornecimento de energia reactiva fora das horas VS.

4.5.1.5 – No caso de geradores assíncronos, o fornecimento de energia reactiva, nas horas CP, deve ser assegurado pela instalação de equipamentos de compensação apropriados. Mediante acordo com o ORD, os equipamentos de compensação podem ser instalados em local da RND, desde que o produtor suporte o respectivo custo.

4.5.2 – Produção em regime especial:

4.5.2.1 – Todos os produtores em regime especial devem, nas horas CP, fazer acompanhar o fornecimento de energia activa de uma quantidade de energia reactiva, apurada em intervalos de sessenta minutos, de acordo com a seguinte tabela:

Tabela A.6.2 - Quantidade de energia reactiva fornecida

Tensão nominal no ponto de ligação	tg Φ	
	Horas CP	Horas VS
AT.....	0	0
MT (P > 6 MW).....	0	0
MT (P ≤ 6 MW).....	0,3	0
BT.....	0	0

P – potência de ligação.

Relativamente aos valores fixados, no quadro anterior, para as quantidades de energia reactiva, admite -se uma tolerância de $\pm 5 \%$ da energia activa no mesmo período.

4.5.2.2 – Para efeitos do exposto na secção anterior, entendem -se como horas CP e horas VS os períodos horários indicados na secção 4.5.1.3.

4.5.2.3 – Os desvios de produção de energia reactiva contabilizados em módulo, em intervalos de sessenta minutos, relativamente ao valores previstos na secção anterior ou aos posteriormente acordados com o ORD, que ultrapassem uma banda de $\pm 5 \%$ da energia activa no mesmo período, serão pagos ao ORD pelos produtores aos preços fixados no tarifário de energia reactiva para o nível de tensão no ponto de ligação.

4.5.2.4 – Para as ligações em AT e MT com potência de ligação superior a 6 MW, os produtores suportarão, previamente à ligação da instalação de produção à rede, o custo dos equipamentos necessários para produzir a energia reactiva, que será pago ao ORD. O custo a suportar corresponderá a uma potência reactiva igual a 30 % da potência de ligação para os níveis de tensão acima citados.

4.5.2.5 – Por despacho do director -geral de Energia e Geologia, será fixado o valor por kvar que os produtores devem suportar nos termos do ponto anterior. Este valor será actualizado em Março de cada ano, com base na evolução anual do índice de preços no consumidor no continente, excluindo habitação, verificado no ano civil anterior. Até à publicação do despacho antes mencionado, vigora, para o fornecimento e montagem dos equipamentos de produção de energia reactiva a instalar na rede de distribuição, o seguinte valor: kvar – € 20,5.

4.5.2.6 – Por iniciativa do ORD, obtida a concordância do produtor, a título excepcional e demonstrado o interesse junto da DGEG, pode ser acordada a modificação do regime de exploração da energia reactiva.

4.5.2.7 – Com a entrada em vigor do presente Regulamento e no que se refere ao disposto nas secções 4.5.2.1 a 4.5.2.6 devem ser consideradas as seguintes disposições transitórias:

a) Os produtores que, à data da entrada em vigor do presente Regulamento, tenham licença de exploração atribuída devem ajustar o sistema de energia reactiva aos novos horários referidos na secção 4.5.2.2 no prazo máximo de seis meses;

b) Os produtores que, à data da entrada em vigor do presente Regulamento, tenham licença de exploração atribuída, e os que venham a obtê-la durante um prazo máximo de nove meses a partir da entrada em vigor do mesmo, podem requerer à DGEG, durante esse período, a aplicação das disposições constante nas secções 4.5.2.1 a 4.5.2.3. Os produtores que obtenham parecer favorável da DGEG ao seu requerimento ficam isentos do pagamento mencionado na secção 4.5.2.4;

c) Os produtores, que nos termos da alínea anterior não optem pela aplicação do disposto na secção 4.5.2.1, ficam sujeitos ao disposto na secção 4.5.2.3. Durante o período de nove meses mencionado na alínea anterior, os produtores ficam isentos do pagamento da energia reactiva produzida em excesso nas horas CP.

4.6 — Condições particulares de ligação de instalações de produção às RDBT:

4.6.1 — A entidade que pretenda ligar uma instalação de produção às RDBT deve informar o respectivo operador das características gerais e específicas do projecto dessa instalação e dar cumprimento ao determinado na legislação e na regulamentação em vigor, nomeadamente quanto a autorizações, registos e licenças.

4.6.2 — As condições técnicas de ligação e de exploração da instalação de produção são as constantes da legislação e da regulamentação em vigor, bem como, sempre que aplicável, as da norma EN 50 438.

4.7 — Limitação da potência injectada:

4.7.1 — Nos casos em que a licença de exploração emitida pela DGEG limita a potência a injectar na RND ou nas RDBT, o produtor deverá instalar um dispositivo limitador que garanta o cumprimento desse requisito.

4.7.2 — O ORD poderá auditar as parametrizações dos limitadores de potência, sempre que considere necessário.

4.8 — Condições particulares para o estabelecimento de malhas. — O estabelecimento de malhas que envolvam subestações ou linhas da RND só poderá ser efectuado com autorização prévia do ORD.

Capítulo 5 - Manobras nas redes

5.1 — Generalidades:

5.1.1 — Para cada instalação ou conjunto de instalações similares da RND ou a ela ligadas, devem ser estabelecidas normas específicas (NE) que caracterizem e orientem a realização de manobras dos elementos de rede que lhes estejam afectos, tanto em situação normal como em situação perturbada.

5.1.2 — Não havendo telecomando, o agente local deve solicitar orientação ao centro de condução respectivo. Se tal não for possível, o agente local deve proceder, de forma autónoma, às manobras que se revelem necessárias, dentro dos limites estabelecidos pelas NE respectivas.

5.1.3 — As NE que envolvam manobras nas linhas de interligação com outras entidades devem respeitar os protocolos específicos que lhes digam respeito.

5.2 — Manobras da rede de distribuição em condições normais:

5.2.1 — As manobras nas redes de MT e AT são concretizadas pelos agentes locais da RND, competindo aos CC a respectiva decisão, operação ou autorização prévia de execução.

5.2.2 — Por razões de segurança, os agentes locais da RND ou de instalações a ela ligadas devem, mesmo sem acordo prévio do centro condução, executar as manobras de corte e isolamento indispensáveis para preservar a integridade de pessoas ou equipamentos, dando, do facto, imediato conhecimento ao centro de condução respectivo.

5.2.3 — As manobras destinadas à colocação em serviço de um novo elemento na rede ou que tenham de ser efectuadas após modificação da estrutura de um elemento da rede, só podem ser concretizadas desde que haja prévia garantia de que existe concordância de fases.

5.2.4 — O centro de condução deve possuir conhecimento actualizado dos esquemas da rede de MT e AT, nomeadamente dos seus componentes e da sua regulação.

5.2.5 — As manobras de entrada ou de saída de serviço de grupos geradores na rede devem realizar -se de acordo com as normas gerais de segurança e as instruções operativas aplicáveis, nos termos do protocolo específico que lhes diga respeito.

5.2.6 — As manobras que originem transferência de cargas de um para o outro ponto de entrega da RNT à RND devem ser acordadas, previamente, entre os responsáveis designados, em protocolo específico, pelo ORT e o ORD.

5.3 — Manobras na RND e nas RDBT em caso de incidente:

5.3.1 — A actuação em caso de incidente deve ter por objectivo a manutenção das condições de segurança e a minimização das consequências das interrupções para as entidades ligadas à RND e às RDBT.

5.3.2 — Em caso de incidente, devem ser aplicadas as disposições das NE respeitantes ao tipo de incidente ocorrido, a fim de que a respectiva reposição de serviço se faça, até onde for possível, de forma autónoma.

5.3.3 — Se, após um disparo, uma linha ficar sem tensão, e caso não haja inconveniente evidente ou outra actuação não seja determinada pelas NE, podem ser feitas, imediatamente e desde que a linha não se encontre em regime especial de exploração (REE), um máximo de três tentativas de religação, correspondentes ao funcionamento dos sistemas de religação automático existentes.

Posteriormente, podem ser feitas mais tentativas de religação (automática ou manual), para efeitos de pesquisa da localização da avaria.

Na falta de comunicações telefónicas com as instalações terminais em comando local, dever -se -á actuar de acordo com as NE.

Capítulo 7 - Sistemas de apoio e medição

7.1 — Rede de telecomunicações de segurança. — O ORD deve utilizar uma rede de telecomunicações de segurança (RTS), quer para transmissão de fonia (diálogo entre instalações) quer para transmissão de dados (telemedidas, telessinalizações,

telecomandos, etc.). O disposto na secção anterior não prejudica a utilização de outros meios de comunicação e de transmissão de dados.

7.2 – Aparelhos de medição. – As entidades com instalações ligadas à RND ou às RDBT devem disponibilizar, nas suas instalações, o espaço necessário para a montagem dos aparelhos de medição (contagem ou telecontagem de energia activa e reactiva) e garantir as condições para a correspondente manutenção, verificação e leitura. No caso particular dos fornecimentos em BT, os aparelhos de medição devem ser localizados, salvo acordo com o operador de rede, no exterior do local de consumo e estar permanentemente acessíveis aos agentes do operador de rede. Em edifícios com mais do que uma instalação de utilização, os aparelhos de medição devem ser instalados em quadro de contagem centralizado, a localizar junto da entrada do edifício.

7.3 – Teleinformação, telecomando, teleprotecção ou telecontagem:

7.3.1 – Nos casos em que esteja prevista a instalação de teleinformação, telecomando, teleprotecção ou tele-contagem, faz parte das condições técnicas de ligação à RND ou às RDBT a disponibilização, por parte da entidade proprietária da instalação ligada à rede, dos espaços e condições necessários à montagem dos equipamentos de telecomunicações e dos meios de acoplamento à rede.

7.3.2 – Para a gestão e operação da RND e das RDBT, o ORT e as entidades com instalações ligadas à RND ou às RDBT devem facilitar a montagem de equipamento de teleinformação ou disponibilizar os correspondentes elementos de informação, conforme seja acordado para cada ponto de ligação.

No caso de instalações ligadas à RND, pode ainda ser implementado o comando à distância da aparelhagem do ponto de ligação, cabendo ao ORD a responsabilidade pela sua operação, desde que a referida aparelhagem faça parte da sua rede.

7.3.3 – O equipamento de teleinformação, telecontrolo e telecontagem da RND e das RDBT deve ser autónomo dos restantes equipamentos de controlo das instalações ligadas àquelas redes.

As informações e comandos a disponibilizar nos pontos de ligação à RND ou às RDBT devem ser especificados caso a caso, incluindo, nomeadamente, os seguintes:

- a) Medidas de tensão, corrente, potência e energia;
- b) Comandos, sinalizações e alarmes relativos aos órgãos de manobra (seccionadores e disjuntores).

7.3.4 – As mudanças de estado dos órgãos de manobra dos painéis que fazem a ligação de subestações à rede, bem como os valores de medida disponíveis, devem ser registadas cronologicamente, para a análise posterior das situações de incidente.

7.4 – Transformadores de medição e contadores:

7.4.1 – Os equipamentos de medição e respectivos acessórios incluídos em sistemas de contagem devem obedecer ao disposto no Regulamento de Relações Comerciais.

7.4.2 — Os contadores dos operadores de redes de distribuição e os das instalações ligadas à RND e às RDBT devem cumprir os requisitos essenciais e ser objecto de avaliação da conformidade, nos termos da legislação e da regulamentação aplicável.

7.5 — Utilização das instalações eléctricas integradas na RND ou nas RDBT:

7.5.1 — A utilização por terceiros das instalações eléctricas integradas na RND ou nas RDBT, nomeadamente para transmissão de sinais de informação técnica ou de comando, só é permitida mediante a celebração de acordo prévio com o respectivo operador de rede.

7.5.2 — A entidade com instalação ligada à RND ou às RDBT deve assegurar que a sua instalação não atenua nem perturba o funcionamento adequado da transmissão de sinais.

A solução técnica a adoptar nas instalações ligadas à RND e às RDBT, nomeadamente a adaptação de filtros activos ou circuitos -tampão passivos, deve ser previamente analisada e acordada com o operador de rede.

Capítulo 8 - Sistemas de protecções

8.1 — Protecções. — Os operadores de redes de distribuição têm a seu cargo a concepção, a especificação, a coordenação, a regulação, a inspecção e os ensaios das protecções das respectivas redes.

8.2 — Condições a observar. — Os operadores de redes de distribuição devem estabelecer ou acordar as condições a observar pelos equipamentos de protecção associados às ligações com instalações de outras entidades e pelas respectivas regulações, podendo reservar -se o direito de os ensaiar, quer previamente ao acto de ligação à rede quer sempre que o considerem justificável.

Os operadores de redes de distribuição têm o direito de selar o equipamento de protecção da interligação das instalações ligadas às suas redes, por forma a garantir que as respectivas regulações não sejam alteradas. Havendo necessidade de actuações interdependentes, implicando, entre as partes, o envio ou o recebimento automático de comandos sobre as protecções ou disjuntores, os procedimentos a utilizar nessas circunstâncias devem ser objecto de protocolo específico.

8.3 — Tipo, regulação e parâmetros. — Nos casos não contemplados na regulamentação geral ou naqueles em que tal se justifique, os operadores de redes de distribuição devem estabelecer o tipo de aparelhagem de protecção a instalar nos pontos de ligação e respectiva regulação.

As entidades ligadas à RND e às RDBT devem respeitar os parâmetros e outros requisitos de regulação estabelecidos, nomeadamente de teleprotecção ou teledisparo, informando, de imediato, qualquer anomalia detectada ou modificação pretendida.

8.4 — Coordenação das protecções entre redes de distribuição. — Os operadores de redes de distribuição devem assegurar a coordenação das protecções das respectivas

redes, de forma a garantirem as melhores condições possíveis de funcionamento do sistema, prestando às entidades ligadas à RND e às RDBT todos os esclarecimentos técnicos necessários para a optimização da qualidade de serviço.

8.5 — Protocolo de ensaios. — Para efeitos de ligação à RND ou às RDBT, os respectivos operadores devem aprovar o protocolo de ensaios das protecções das instalações a ligar à rede.

8.6 — Remodelações. — Os operadores de redes de distribuição devem proceder à remodelação dos seus sistemas de protecções, sempre que o considerem tecnicamente recomendável.

Sempre que o funcionamento dos sistemas de protecção das instalações ligadas à RND ou às RDBT provoque perturbações na exploração da rede, as entidades proprietárias devem efectuar as necessárias remodelações, em termos a acordar com o respectivo operador de rede.

8.7 — Comportamento. — As entidades com instalações ligadas à RND ou às RDBT devem fornecer ao respectivo operador, de forma expedita, os elementos relativos às ocorrências com repercussões nas redes.

8.8 — Coordenação de protecções entre a RND e a RNT. — Os ORD e ORT devem acordar as condições a observar pelos equipamentos de protecção associados às instalações que interligam as respectivas redes, recorrendo à arbitragem da DGEG nos casos em que não haja acordo.

Capítulo 10 - Conservação das redes

10.1 — Obrigações dos operadores de redes de distribuição. — Os operadores das redes de distribuição devem manter a sua rede em bom estado de funcionamento e de conservação. Os operadores das redes de distribuição devem, ainda, garantir a segurança dos bens e meios afectos à rede, efectuando, para tanto, as reparações, renovações e adaptações que forem necessárias à sua correcta exploração.

10.2 — Obrigações das entidades com instalações ligadas às redes de distribuição. — As entidades com instalações ligadas à RND ou às RDBT devem manter as suas instalações eléctricas em bom estado de funcionamento e de conservação, de modo a não causarem perturbações ao bom funcionamento da RND ou das RDBT.