

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Tecnologias de Armazenamento de Energia -
Identificação do Potencial e Aplicações**

António Manuel Vasconcelos Miranda

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

Orientador: Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo

Julho 2011

© António Manuel Vasconcelos Miranda, 2011

Resumo

Nesta dissertação, numa primeira fase é efectuada uma revisão do estado da arte em termos das soluções tecnológicas de armazenamento de energia, assim como os seus princípios de funcionamento. São indicadas as suas vantagens, desvantagens e também quais as soluções que melhor se adaptam em certas aplicações. É efectuada posteriormente uma comparação entre tecnologias de armazenamento tendo em conta os seus parâmetros característicos, e salientada a importância que podem vir a ter os sistemas de armazenamento, nomeadamente para possibilitarem uma maior integração de produção recorrente a fontes de energia renovável.

A segunda fase é dedicada a um estudo de aplicação de tecnologias de armazenamento a um parque eólico. O caso em estudo assenta no pressuposto de que no futuro a produção eólica deixe de ser subsidiada, prevendo-se que venha a ter de concorrer no mercado com as restantes centrais produtoras em igualdade de circunstâncias. É analisada a importância que um sistema de armazenamento pode desempenhar para o sucesso desta transição.

É apresentado um modelo de previsão de velocidade de vento, assim como um modelo de gestão de sistemas de armazenamento. O modelo de gestão de sistemas de armazenamento admite uma curva de produção proposta a mercado, que o parque tentará cumprir, e tem como função absorver os desvios que podem ocorrer na produção, fazendo uso do sistema de armazenamento em questão. São efectuadas simulações para diferentes cenários de funcionamento.

É apresentado também um possível modelo de remuneração deste tipo de central no futuro, tendo em conta parâmetros de tolerâncias de desvio de produção no que toca a possíveis penalizações. Efectua-se também uma análise económica, tendo em vista o retorno de investimento num sistema de armazenamento, baseado nos benefícios que advêm da sua integração.

Palavras-chave: Tecnologias de armazenamento de energia, Energia Renovável, Integração na Rede, Energia Eólica, Previsão de velocidade de vento, Mercado de Electricidade.

Abstract

The first part of this thesis includes a survey on the technological solutions for energy storage, as well as their operating principles. Indicates the advantages, disadvantages and also what solutions are best suited for certain applications. Subsequently storage technologies are compared taking certain parameters into account, highlighting the importance that storage systems may have to enable greater integration of renewable energy sources.

The second part of the thesis describes an application study of energy storage to a wind park. The case study is based on assumptions that in the near future wind energy will no longer be subsidized. Then it must also be able to compete in the market with the remaining production plants. It is shown that storage system may play a very important role in the success of this transition.

It includes the development of a wind forecast model as well as a management model for storage systems. The management model for storage systems considers a production curve to be proposed to the Market, that the wind farm is supposed to comply. The storage device should be able, to absorb the deviations that may occur in production, caused by wind changes. Simulations are performed for different operating scenarios.

It also proposed a possible model for remuneration of this type of central in the future, taking into account parameterized tolerances of production deviation in relation to possible remuneration penalties. Finally, an economic analysis is performed, considering the return on investment in a storage system based on the benefits arising from its integration.

Keywords: *energy storage technologies, renewable energy, network integration, wind energy, wind speed forecast, electricity market.*

Agradecimentos

Gostaria de agradecer de um modo geral a todas as pessoas que me ajudaram de um modo directo ou indirecto na realização desta dissertação.

Em primeiro lugar um profundo agradecimento aos meus pais e a todos os familiares mais próximos pela sua disponibilidade e apoio incondicional ao longo dos anos.

Um especial agradecimento ao meu orientador, Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo pelo apoio e pela larga disponibilidade ao longo da realização deste trabalho, assim como as suas sugestões e conselhos que se revelaram fundamentais para a conclusão da dissertação.

Um agradecimento ao Engenheiro Berto Martins da EDP por esclarecimentos no âmbito da dissertação.

À Sandra pelo apoio, disponibilidade, confiança, grande paciência e contínuo incentivo ao longo dos anos.

Finalmente um agradecimento a todos os meus colegas de curso e amigos, que ao longo do curso me têm ajudado e motivado, e que sem eles este percurso seria mais difícil.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiv
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Enquadramento e Objectivos	1
1.2 Estrutura da dissertação.....	5
Capítulo 2	7
Estado da Arte.....	7
2.1 Introdução.....	7
2.2 Bombagem	8
2.3 Ar Comprimido	10
2.4 Volante de Inércia	13
2.5 Condensadores electromecânicos.....	18
2.6 Químico.....	20
2.7 Térmico.....	22
2.8 Baterias de Fluxo Regenerativas	25
2.9 Hidrogénio.....	29
2.10 Supercondutores Magnéticos.....	31
2.11 Comparação entre tecnologias	33
2.11.1 Campos de Aplicação.....	33
2.11.2 Potência / Energia	35
2.11.3 Eficiência	36
2.11.4 Densidade de energia (massa e volume).....	37
2.11.5 Custos de investimento	38
2.11.6 Análise Global	40
2.12 Conclusões	43
Capítulo 3	45

Metodologia.....	45
3.1 Introdução	45
3.2 Tratamento de dados	46
3.3 Modelo de previsão	47
3.3.1 Redes neuronais.....	48
3.3.2 Modelo de previsão da produção eólica	51
3.4 Curva de potência	52
3.5 Armazenamento.....	55
3.6 Remuneração	57
3.7 Retorno de investimento	60
3.8 Curva de proposta estratégica	61
3.9 Conclusão	63
Capítulo 4	65
Apresentação e análise de resultados.....	65
4.1 Introdução	65
4.2 Previsão	65
4.3 Curva de Potência	68
4.4 Armazenamento.....	72
4.4.1 Cenário A.....	72
4.4.2 Cenário B.....	73
4.4.3 Cenário C.....	75
4.4.4 Cenário D.....	78
4.4.5 Cenário E.....	81
4.5 Remuneração	85
4.6 Retorno de investimento	89
4.7 Gestão estratégica do parque eólico.....	90
Capítulo 5	93
Conclusões	93
5.1 Introdução	93
5.2 Objectivos alcançados	93
5.3 Desenvolvimentos futuros.....	95
Referências	97
Anexos	101
Anexo 1.....	101
Anexo 2.....	103
Anexo 3.....	105
Anexo 4.....	106
Anexo 5.....	107
Anexo 6.....	108
Anexo 7.....	109

Lista de figuras

Figura 2.1 - Esquema transversal de uma central hídrica	8
Figura 2.2 - Sistema de armazenamento de bombagem com ligação de Parque eólico.....	8
Figura 2.3 - Sistema de armazenamento a ar comprimido	10
Figura 2.4 - Diferentes tipos de reservatórios para armazenamento de ar comprimido	11
Figura 2.5 - Vista aérea da central com sistema de armazenamento a ar comprimido em Huntorf.....	12
Figura 2.6 - Armazenamento de ar comprimido com uso a tubos subterrâneos	12
Figura 2.7 - Reservatórios passíveis de utilização e a identificação de regiões susceptíveis da construção de energia eólica “despachável” usando sistemas de armazenamento a ar comprimido	13
Figura 2.8 - Modelo da estrutura de funcionamento de uma <i>flywheel</i>	14
Figura 2.9 - Modelo da estrutura de funcionamento de uma <i>flywheel</i> de quarta geração da BeaconPower	16
Figura 2.10 - Modelo da estrutura de funcionamento de um módulo de 250 kWh / 1 MW (15min).....	16
Figura 2.11 - Variação da frequência de rede isolada observando o efeito da <i>flywheel</i>	17
Figura 2.12 - Vista transversal (interior) de um super-condensador.....	19
Figura 2.13 - Banco de condensadores electromecânicos	19
Figura 2.14 - Melhoria exponencial do desempenho das baterias	21
Figura 2.15 - Comparação das densidades específicas de energia e potência para as diferentes tecnologias de baterias	21
Figura 2.16 - Central Solar de Concentração	23
Figura 2.17 - Modelo ilustrativo do modo de funcionamento de uma central Solar de Concentração	24
Figura 2.18 - Conceito de armazenamento Térmico aplicado ao aquífero	25

Figura 2.19 - Bateria de fluxo regenerativa (circuito e componentes).....	26
Figura 2.20 - Estrutura e princípio de funcionamento da uma bateria VBR.....	28
Figura 2.21 - Efeito do número de ciclos na eficiência da bateria	29
Figura 2.22 - Esquema de funcionamento de uma pilha de combustível	30
Figura 2.23 - Dispositivo de armazenamento de energia em supercondutores magnéticos	32
Figura 2.24 - Distribuição dos diversos sistemas de armazenamento em função dos campos de aplicação.....	34
Figura 2.25 - Relação entre a energia armazenada e a potência do sistema para as diversas tecnologias de armazenamento.....	35
Figura 2.26 - Relação entre a eficiência e o tempo de vida das diversas tecnologias de armazenamento	36
Figura 2.27 - Relação entre as densidades de energia (volume e massa) para algumas tecnologias de armazenamento em aplicações de pequena escala	38
Figura 2.28 - Relação entre custos unitários de energia e de potência para as diversas tecnologias	39
Figura 2.29 - Relação entre o custo de investimento por ciclo para as diversas tecnologias ..	39
Figura 2.30 - Capacidade de cada tecnologia para aplicações de alta potência e energia.....	42
Figura 3.1 - Comportamento da velocidade de vento com a altura para valor fixo de factor “shear”	47
Figura 3.2 - Esquema de um neurónio biológico	48
Figura 3.3 - Esquema de operações num nó da rede neuronal	49
Figura 3.4 - Relação entre o erro e o número de épocas de treino.....	51
Figura 3.5 - Esquema de funcionamento do modelo de previsão	51
Figura 3.6 - Curva de potência do GE1.5 SL	54
Figura 3.7 - Erro de velocidade vs. Erro de potência.....	54
Figura 3.8 - Organograma ilustrativo do algoritmo utilizado	56
Figura 3.9 - Exemplo de modelo <i>pool</i> simétrico de mercado	58
Figura 3.10 - Organograma ilustrativo do processo de remuneração aplicado	60
Figura 4.1 - Curva de previsão de vento para o dia 9 de Dezembro.	67
Figura 4.2 - Curva de previsão de vento para o dia 15 de Dezembro.	67
Figura 4.3 - Histograma de distribuição do erro da velocidade de vento.....	68
Figura 4.4 - Curva de potência aproximada.	69
Figura 4.5 - Curvas de valor de potência para o dia 9 de Dezembro.	70

Figura 4.6 - Curvas de valor de potência para o dia 15 de Dezembro.	70
Figura 4.7 - Histograma da distribuição do erro de potência.	71
Figura 4.8 - Sistema de armazenamento ideal.	72
Figura 4.9 - Variação da potência do sistema de armazenamento.	73
Figura 4.10 - Potência do parque para diferentes valores de potência de armazenamento instalada.	74
Figura 4.11 - Potência do sistema de armazenamento para o dia indicado.	75
Figura 4.12 - Potência de saída do parque para diferentes capacidades do sistema de armazenamento.	76
Figura 4.13 - Energia armazenada pelo sistema de armazenamento.	77
Figura 4.14 - Potência do sistema de armazenamento para o dia em análise.	78
Figura 4.15 - Regressão linear de potência para intervalos de dez minutos.	79
Figura 4.16 - Potência de saída do parque para diferentes tempos de carga.	81
Figura 4.17 - Potência de saída do parque eólico.	83
Figura 4.18 - Potência do sistema de armazenamento ao longo do dia em questão.	84
Figura 4.19 - Energia armazenada pelo sistema de armazenamento.	84
Figura 4.20 - Variação dos níveis de tolerância para processo de remuneração - primeira figura tolerância 30% - segunda tolerância 15% - terceira figura tolerância 5%.	86
Figura 4.21 - Remunerações mensais para parques com ou sem armazenamento e diferentes tolerâncias de Mercado.	88
Figura 4.22 - Remunerações mensais para parque com diferentes modos de exploração para diferentes tolerâncias de Mercado.	92

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Comparação entre baterias de fluxo	27
Tabela 2.2 – Comparação de algumas características de típicos sistemas de armazenamento de energia	41
Tabela 4.1 – Erros MAPE associados às redes de previsão criadas.....	66
Tabela 4.2 – Erros MAPE de previsão de velocidade de vento para a rede escolhida.	68
Tabela 4.3 – Erros MAPE de previsão de potência para a rede escolhida.	69
Tabela 4.4 – Erros MAPE de previsão de potência dos dias escolhidos para a rede escolhida.....	70
Tabela 4.5 – Capacidade máxima de armazenamento dos diferentes sistemas.	76
Tabela 4.6 – Valor da constante de carga para diferentes tempos de carga.....	80
Tabela 4.7 – Valor da constante de carga.	82
Tabela 4.8 – Comparação entre parque eólico com ou sem sistema se armazenamento para o mês de Dezembro.	87
Tabela 4.9 – Valor de investimento.....	89
Tabela 4.10 – Remuneração anual.	89
Tabela 4.11 – Valores futuros de investimento.	90
Tabela 4.12 – Preços médios de mercado e respectivo factor multiplicativo.....	91
Tabela 4.13 – Comparação entre parque eólico com diferentes curvas de produção propostas a mercado.	92

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	Corrente Alternada
CNE	Comissão Nacional de Energia
DC	Corrente Contínua
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
MAPE	Erro Médio Absoluto Relativo
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
OMEL	Operador Mercado Electricidade
OMI	Operador Mercado Ibérico
REE	Rede Eléctrica de Espanha
REN	Redes Energéticas Nacionais
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
VBR	Bateria <i>Redox</i> de Vanádio

Lista de símbolos

%	Por Cento (percentagem)
G	Giga (prefixo)
M	Mega (prefixo)
k	Quilo (prefixo)
μ	Micro (prefixo)
W	Watt (potência)
Wh	Watt . hora (energia)
m ³	Metro cúbico (volume)
h	Hora (tempo)
min	Minuto (tempo)
s	Segundo (tempo)
m/s	Metros por segundo (velocidade)
rot/min	Rotações por minuto (velocidade)
USD	<i>United States dollar</i> (moeda)
€	Euro (moeda)
g	Gramma (massa)
°C	Grau Célsius (temperatura)

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo descreve o problema abordado ao longo da dissertação assim como o contexto em que se insere e os objectivos a que se propõe, elucidando alguns efeitos no paradigma do sector eléctrico.

É também apresentada a estrutura do documento e um breve resumo a cada um dos capítulos que a compõe.

1.1 Enquadramento e Objectivos

Por mais de um século aceitou-se a premissa de que a energia não poderia ser armazenada. Uma das características do sector eléctrico consiste na relativa fixação de produção de electricidade durante curtos períodos de tempo, para alimentar a carga assumida como constante nestes períodos de tempo. Contudo, a procura tem variação instantânea durante todo o dia. A falta de armazenamento requer o ajuste constante da produção e pode provocar volatilidade de preços de energia eléctrica que, além das flutuações dos preços de mercado também levou a uma solicitação de mercado quase em tempo real com intervalos de 5 a 10 minutos. A volatilidade horária reflecte a grande disparidade de custos de produção de diferentes recursos e que leva a uma curva de oferta em mercado com inclinação acentuada. Esta curva adicionada a uma curva de procura altamente variável e inelástica explicam a volatilidade de preços. Desenvolver tecnologias de armazenamento para que os níveis de procura sejam sempre atingidos pode vir a ser um ponto de viragem na distribuição de electricidade [1].

O termo “armazenamento de energia” refere-se a armazenamento em qualquer tipo de forma (térmico, químico, eléctrico, de recursos, etc.), junto com um mecanismo adequado de conversão da energia armazenada. Os dispositivos de armazenamento são habitualmente

2 Introdução

caracterizados pela quantidade máxima de energia que conseguem armazenar e depois devolver, pela taxa máxima a que essa energia pode ser usada, ou seja, a potência do dispositivo e pelo tempo máximo de funcionamento, que é dado pela relação entre a energia armazenada e a potência à qual o dispositivo opera.

Na rede eléctrica existe um enorme potencial de aplicação para as tecnologias de armazenamento. Sem o armazenamento a energia tem de ser usada logo após a produção, sendo os despachos normalmente efectuados em função da potência de pico, adaptando-se ao mesmo, resultando num baixo factor de potência. A sua implementação traz benefícios para a produção, para as redes de transporte, distribuição e também para os consumidores, promovendo também benefícios no planeamento e operação do sistema eléctrico [2]. Os benefícios da utilização de sistemas de armazenamento podem ser divididos pelos seguintes campos [3]:

- Estabilização de rede; armazenamento pode ser usado para ajudar a rede de transporte ou distribuição a voltar ao funcionamento normal após uma perturbação. Pode corrigir três formas de perturbação: instabilidade no ângulo do rotor, instabilidade de tensão e desvios de frequência.
- Suporte operacional de rede; além de efectuar estabilização da rede após perturbações, o armazenamento de energia também pode ser usado em operações de suporte de rede tais como:
 - Serviço de regulação de frequência; os sistemas de armazenamento podem injectar ou absorver energia da rede para manter a frequência da rede face a flutuações na produção e na carga
 - Reserva de contingência; ao nível do transporte a reserva de contingência inclui a reserva girante e as unidades suplementares, que fornecem energia até duas horas em resposta a uma súbita falha de geração ou transmissão
 - Suporte de tensão; envolve a injeção ou absorção de energia reactiva da rede, para que a mesma mantenha a tensão do sistema dentro dos limites regulados
 - *Black start*; as unidades de *black start* fornecem a capacidade de arranque de um sistema após um encerramento completo, sem o apoio da rede, e após o arranque permite que outros grupos geracionais arranquem. Um sistema de armazenamento adequado pode desempenhar esta função.

- Qualidade e fiabilidade de abastecimento; os sistemas de armazenamento podem ser utilizados para melhorar a qualidade e a fiabilidade dos sistemas eléctricos, uma vez que os problemas estão maioritariamente relacionados com cavas de tensão e interrupções inferiores a 2 segundos.
- Transferência de carga; a transferência de carga é obtida através de uma estratégia de armazenamento de energia durante os períodos de vazio para libertar essa energia nos períodos de pico. A forma mais comum de proceder é através da suavização dos picos da curva de carga. Geralmente é proposto quando o pico da procura é muito maior que a procura média, e acontece em espaços de tempo elevados (sazonalidade). A suavização da curva de carga permite que seja possível adiar investimentos necessários para melhorar a capacidade da rede.
- Suporte na integração de energia renovável intermitente; actualmente a geração de energia eólica é a fonte de energia renovável que tem vindo a crescer mais e também mais rapidamente. De seguida são apresentadas algumas aplicações de sistemas de armazenamento no contexto da energia eólica, mas de forma similar podem ser aplicados a outro tipo de fonte de energia renovável, como a energia solar fotovoltaica.
 - Suporte de frequência e sincronismo com reserva girante; em redes com uma parcela significativa de integração de energia eólica, a intermitência e a sua variabilidade, devido a mudanças bruscas dos padrões de vento, podem levar a desequilíbrios entre geração e carga que por sua vez causam desvios de frequência. Tais desequilíbrios são normalmente colmatados pela reserva girante do sistema, mas o armazenamento pode oferecer uma resposta rápida para este tipo de desequilíbrios sem o nível de emissões relacionadas com as soluções convencionais.
 - Redução das perdas de transmissão; a geração de energia eólica é muitas vezes localizada em zonas remotas que são mal servidas em termos de capacidade de transporte e distribuição. Como tal, muitas vezes os produtores são convidados a limitar a sua produção (o que levaria a perda de produção) ou então obrigados a investir para um aumento da capacidade de transporte da rede. Um sistema de armazenamento pode permitir controlar o excesso de energia, reentregando-o à rede quando o sistema de transporte e/ou distribuição não estiver congestionado.
 - *Time shifting*; a energia produzida pelas turbinas eólicas é considerada como recursos não despachável. Sistemas de armazenamento podem ser usados para armazenar a energia gerada durante os períodos de vazio

4 Introdução

para entregar essa energia nas horas de ponta. Quando aplicado à energia eólica tal é intitulado de endurecimento e modelação, isto porque muda o perfil da energia do vento para permitir um maior controlo sobre a sua exploração.

A energia eólica é caracterizada por um recurso renovável portador de grande variabilidade e instabilidade também devido a espaços geográficos assim como a possíveis sazonalidades. Regiões montanhosas, zonas costeiras, planícies assim como condições atmosféricas adversas, como tempestades, afectam a velocidade do vento e consequentemente a produção de energia por parte de parques eólicos.

A qualidade das previsões de produção eólica situa-se normalmente entre os 15 e os 30% (erro MAPE) dependendo da irregularidade típica do vento na zona e do horizonte temporal da previsão. Fazer com que a produção renovável coincida com a procura é um problema que se torna ainda mais difícil tendo em conta esta variabilidade.

O armazenamento pode vir a dar um contributo importante para este problema pelo que é neste contexto que este trabalho se insere: uma tentativa de controlar a produção de energia eólica através da implementação de um sistema de gestão de energia baseado em dispositivos ou sistemas de armazenamento de energia.

Actualmente em Portugal a energia eólica é abrangida segundo a lei por um estatuto de produção em regime especial. Esse estatuto que foi primeiramente regido pelo Decreto-Lei 189/88, de 27 de Maio, e por alterações desde então introduzidas (incluindo Decreto-Lei 312/2001, de 10 de Dezembro e, no que toca a tarifas, pelo Decreto-Lei 168/99 de 18 de Maio, Decreto-Lei 339-C/2001 de 29 de Dezembro, Decreto-Lei 33A/2005 de 16 de Fevereiro, e o Decreto-Lei 225/2007 de 31 de Maio) (“Decreto-Lei 189/88”). A legislação portuguesa permite também que com o estatuto de produção em regime especial os operadores qualificados possam vender a electricidade aos comercializadores de último recurso. Estes são obrigados a comprar a energia produzida sob regime especial, conforme estipulado no artigo nº 55 do Decreto-Lei 172/2006 de 15 de Fevereiro. O direito do operador de regime especial, bem como a correspondente obrigação do comercializador de último recurso, não limitam, contudo, a possibilidade dos produtores em regime especial venderem a sua energia a outros comercializadores de electricidade a operar no mercado. Quando o produtor em regime especial vende a energia ao comercializador de último recurso, recebe uma importância correspondente à tarifa aplicável à electricidade produzida sob esse regime especial [4].

É previsível que a produção de energia eólica seja no futuro excluída deste estatuto, sendo incluída no regime ordinário. Isto porque, por um lado, o sistema começa a ter uma componente eólica importante, verificando-se muitas vezes situações de excesso (com preços de mercado nulos). Por outro lado, é previsível que a actual subsidiação deste recurso possa

vir a desaparecer ou ser substancialmente reduzida. Além disso, este tipo de recurso já se encontra num estado de maturidade aceitável, podendo vir a ter de concorrer em mercado aberto de igual forma às outras formas de energia. Devido à sua maturidade já é possível produzir a custos relativamente competitivos, tendo no entanto a grande desvantagem o facto de ser uma produção com grande variabilidade.

O presente trabalho pretende demonstrar que, com a aplicação de sistemas de armazenamento a parques eólicos, é possível controlar a sua produção e consequentemente demonstrar que a energia eólica pode ser genericamente despachável. O objectivo passa por incluir nas capacidades do parque a possibilidade de cumprir ou de se aproximar ao máximo de uma curva de produção prevista (proposta no mercado). Pretende-se também mostrar que estes sistemas podem ajudar a maximizar remuneração do parque através de uma gestão estratégica, dado que minimizam a possibilidade de penalização por desvio de produção. Finalmente analisa-se até que ponto será economicamente vantajosa a construção e implementação de um sistema de armazenamento a um parque já existente quando comparado a parques sem sistemas de armazenamento, mas também incluídos no regime de produção ordinário.

1.2 Estrutura da dissertação

A estrutura da dissertação encontra-se dividida por cinco capítulos, no primeiro capítulo é realizada uma introdução ao tema abordado, contextualizando o mesmo e apresentando as motivações para o desenvolvimento desta dissertação.

No segundo capítulo são abordadas as principais tecnologias de armazenamento de energia, são identificadas as suas características, são apresentadas algumas das suas possíveis aplicações assim como vantagens e desvantagens de cada tecnologia. A análise de características permitiu, na parte final do capítulo, estabelecer critérios de comparação entre as várias tecnologias abordadas.

O terceiro capítulo é dedicado à descrição da metodologia adoptada e apresentação dos pressupostos assumidos para a resolução do caso em estudo. O objectivo deste estudo consiste na avaliação dos benefícios da integração de sistemas de armazenamento em parques eólicos: construção do modelo de previsão de velocidade de vento e a aproximação através do uso de uma curva de potência. Posteriormente encontra-se definido o modelo de gestão do parque integrando um sistema de armazenamento assim como o modelo de remuneração assumido.

O quarto capítulo apresenta os resultados obtidos através das simulações efectuadas. Foram criados alguns cenários de utilização e exploração, que são apresentados ao longo do capítulo assim como a influência de algumas variáveis nessas mesmas simulações. É

6 Introdução

apresentada também uma análise económica para avaliar a viabilidade económica associada à integração dos sistemas de armazenamento.

No quinto capítulo e último, são apresentadas conclusões gerais sobre todo o trabalho desenvolvido ao longo da dissertação assim como as suas implicações para com o tema. É realizada uma avaliação sobre os objectivos alcançados e são descritas e enumeradas algumas ideias gerais de trabalho para um futuro desenvolvimento, para que exista continuidade ao trabalho realizado.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 Introdução

Neste capítulo inicial são identificadas e caracterizadas as tecnologias de armazenamento mais comuns. São apresentadas breves descrições das mesmas, modos de funcionamento assim como vantagens e desvantagens. São abordadas tecnologias de pequena e grande escala, os locais ideais para a sua instalação e as situações que permitem um maior rendimento do uso de cada tecnologia em particular. São também apresentadas referências históricas relativas à entrada em funcionamento tanto no panorama mundial, como no nacional.

As tecnologias de armazenamento de energia que de seguida são alvo de estudo e análise são:

- Bombagem
- Ar comprimido
- Volantes de inércia
- Condensadores electromecânicos
- Químico
- Térmico
- Baterias de Fluxo Regenerativas
- Hidrogénio
- Supercondutores Magnéticos

2.2 Bombagem

Uma central hídrica equipada com bombagem tem como principal objectivo o rearmazenamento de energia sob a forma de potencial hidráulico realizando bombagem de jusante para montante do curso de água como ilustrado na Figura 2.1. Actualmente é a tecnologia mais utilizada para aplicações que necessitam de elevada energia.

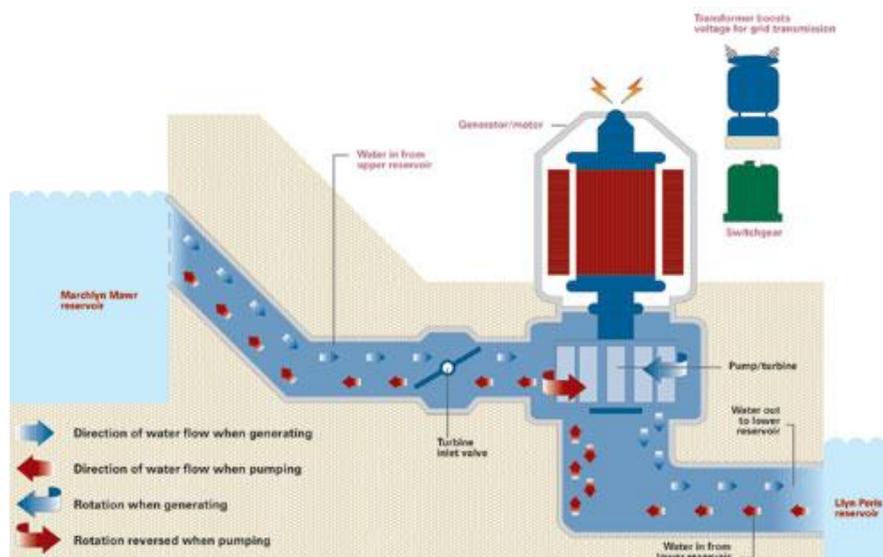


Figura 2.1 - Esquema transversal de uma central hídrica [5].

O seu princípio de funcionamento consiste em bombear água de um reservatório a uma cota inferior para um reservatório a uma cota superior. Esta operação é realizada normalmente nas horas de vazio, consumindo assim energia excedente da rede eléctrica. Esse volume de água armazenado no reservatório de cota superior é posteriormente turbinado especialmente nas horas de ponta, ou de cheia, produzindo energia para injectar na rede eléctrica, tal como ilustrado na Figura 2.2.

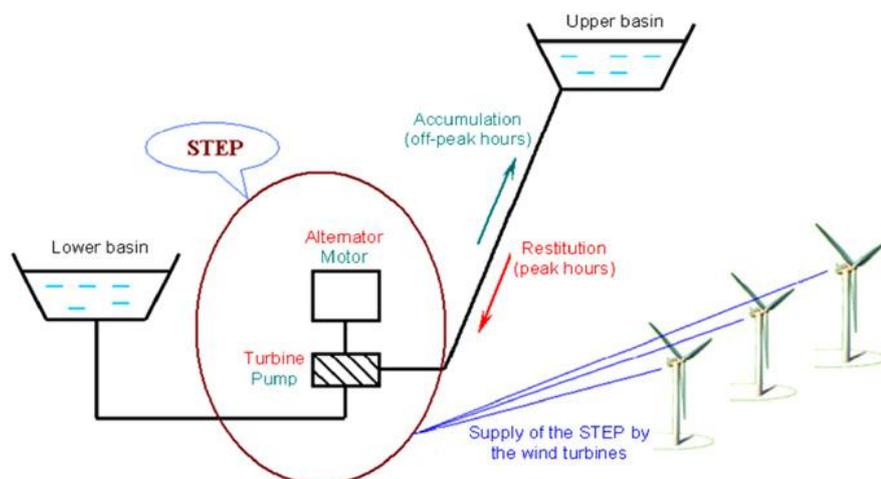


Figura 2.2 - Sistema de armazenamento de bombagem com ligação de Parque eólico [6].

Os sistemas de bombagem hidroelétrica fazem com que a energia líquida produzida pelo aproveitamento diminua, na medida em que a eficiência global do processo bombagem-turbinamento é inferior aos 100%, situando-se usualmente entre os 65% a 70% [7], podendo atingir os 75% dependendo das características dos equipamentos [8].

O primeiro uso conhecido de um sistema de bombagem para armazenamento de energia, remonta a 1882 em Zurique, Suíça. Nos inícios de 1900 surgiram algumas centrais na Europa, maioritariamente na Alemanha. Em 1929 entrou em funcionamento a primeira central equipada com bombagem nos EUA, Rocky River, no estado do Connecticut [9].

Os investimentos iniciais eram frequentemente dispendiosos dado que tinham o motor e a bomba num veio, e a turbina e o gerador em outro. Em meados do século XX foi desenvolvido um sistema de apenas um eixo vertical em que em cima se localizava o motor-gerador e em baixo a bomba-turbina. Nesta fase eram usadas hélices, e a bomba e a turbina eram tipicamente de Francis [10], que convertia o fluxo de entrada em fluxo de saída através de 'palhetas' que eventualmente estariam debaixo de água e que realizavam a regulação do nível de potência. A grande vantagem da turbina de Francis é a sua grande eficiência, mas nesta configuração opera melhor com gama limitada (médio caudal e média queda) [11].

A primeira instalação a ter uma turbina Francis a operar como turbina e também como bomba foi construída no estado do Tennessee, EUA. A central Hiwassee Dam Unit 2, era equipada com uma potência de 59.5 MW, as suas instalações eram maiores que anteriormente e passava a existir a verdadeira reversibilidade bomba/turbina [12].

Com o desenvolvimento da tecnologia nas três décadas seguintes, houve um aumento da eficiência global - foram reduzidos os problemas de arranque (*start-up*) - permitindo assim construir centrais de maior capacidade e maior potência. No entanto pode-se afirmar que Japão revolucionou a área na década de noventa com a construção e operação do primeiro sistema de velocidade variável [11]. Anteriormente o operador apenas controlava o fluxo de água, mas com este novo sistema de velocidade variável de motor-gerador é-lhe permitido também variar a taxa de rotação do próprio eixo. Optimizando estas variáveis é possível aumentar a eficiência do despacho da potência, ou seja, para um mesmo caudal é possível variar a potência de saída. Em 2004 entrou em funcionamento em Goldisthal na Thuringia, a maior central hidroelétrica equipada com bombagem da Alemanha, em que duas das quatro unidades de 265 MW instalados são de velocidade variável [13].

As centrais hídricas em geração podem executar tarefa de reserva, assim como tarefas auxiliares e também regulação de frequência. As novas instalações com velocidade variável também são capazes de fazer regulação de frequência em bombagem.

A capacidade de armazenamento depende de dois parâmetros: o volume de água armazenada e a altura da queda de água. Em 2009 a capacidade global, a nível mundial, de armazenamento por bombagem situava-se em mais de 95GW, sendo que 20GW eram operados nos EUA.

Este sistema de armazenamento tem como principal desvantagem a necessidade da existência de um local com quotas diferentes para os reservatórios superior e inferior. Tem como principal vantagem a rápida disponibilidade de utilização de um elevado valor de potência.

2.3 Ar Comprimido

A tecnologia de armazenamento de energia através de ar comprimido é usada em sistemas com turbinas a gás de alta potência. É normalmente aplicada em centrais a gás e faz com que o consumo diminua em cerca de 40% nas centrais de ciclo combinado e cerca de 60% nas centrais convencionais, para iguais quantidades de energia eléctrica produzida. Tal deve-se à mistura do ar comprimido com o combustível à entrada da turbina [11].

O sistema de armazenamento tal como se pode observar pela Figura 2.3, utiliza o potencial elástico da energia do ar comprimido. Para que o conceito funcione é necessário que as centrais se situem em locais com formações geológicas subterrâneas adequadas, como por exemplo caves subterrâneas a grandes profundidades, rodeadas de rochedo tal como minas, cavernas de sal ou até mesmo poços de gás já esgotados tal como é possível observar na Figura 2.4.

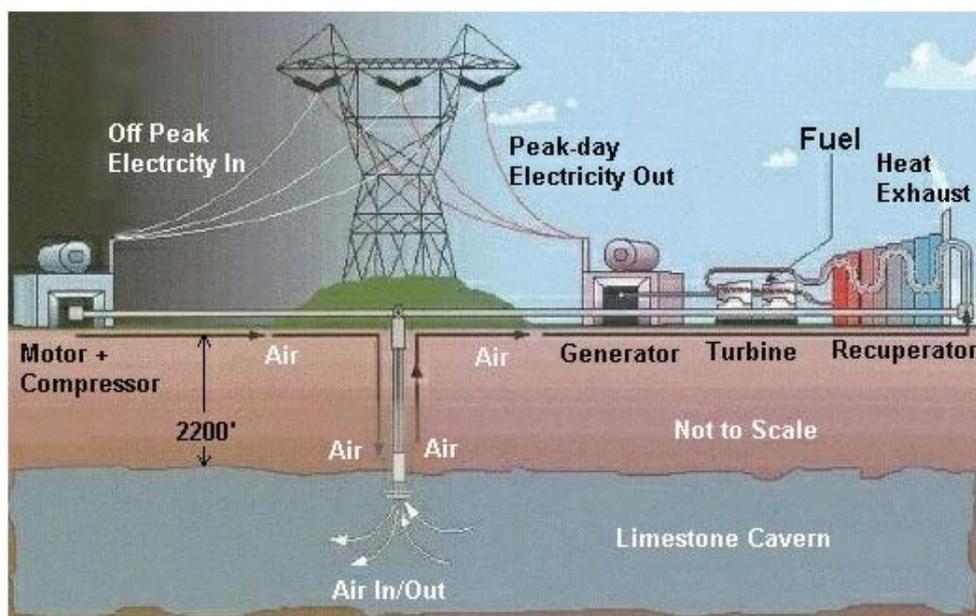


Figura 2.3 - Sistema de armazenamento a ar comprimido [14].

O armazenamento é realizado a altas pressões (40 a 70 bar), permitindo volumes menores e conseqüentemente reservatórios de armazenamento mais pequenos [15].

Na fase de utilização, o ar comprimido das formações geológicas acima referidas é libertado, aquecido e posteriormente expandido em turbinas de alta pressão. Contudo após a passagem na turbina de alta pressão, o ar residual é encaminhado a uma mistura com combustível onde é queimado e posteriormente orientado e expandido em turbinas de gás a baixa pressão [16].

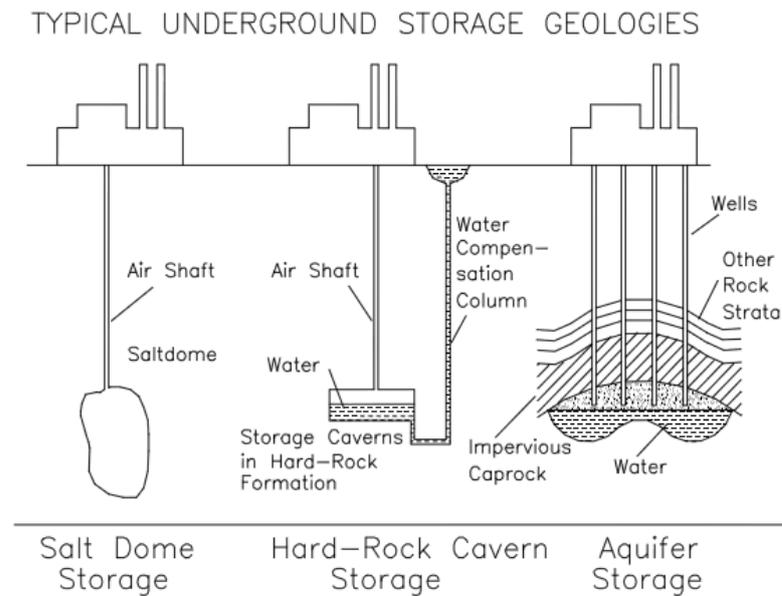


Figura 2.4 - Diferentes tipos de reservatórios para armazenamento de ar comprimido [17].

O modo de exploração é semelhante ao utilizado com a bombagem nas centrais hídricas. O ar é comprimido através de um compressor, utilizando energia da rede eléctrica ou proveniente da produção da queima de gás, durante as horas de vazio, que corresponde ao período horário em que a energia é mais barata. O ar comprimido é utilizado durante as horas de cheia e ponta para a produção de energia a baixo custo quando comparando com as centrais convencionais. Para a mesma quantidade de combustível gasto é possível produzir três vezes mais energia [15].

A primeira central a aplicar o conceito de armazenamento através de ar comprimido num reservatório subterrâneo (no caso concreto uma caverna de sal) opera desde 1978 em Huntorf na Alemanha, (Figura 2.5), com uma potência instalada de 290 MW e um compressor com 60MW de potência [18, 19]. À sua disposição tem uma capacidade de armazenamento de 310000m^3 e opera entre as pressões máximas e mínimas de 70Bar a 43Bar respectivamente [20].

Uma segunda surgiu nos EUA em McIntosh, Alabama entrando em funcionamento em 1991 com uma potência instalada de 110 MW. A sua capacidade de reserva é de cerca de 540000m^3 e quando à carga máxima a pressão do ar dentro do reservatório subterrâneo atinge cerca de

75Bar. A central pode arrancar normalmente num espaço de treze minutos e com a sua capacidade de armazenamento pode fornecer ar comprimido durante 26 horas para a geração de 110 MW [21].



Figura 2.5 - Vista aérea da central com sistema de armazenamento a ar comprimido em Huntorf [20].

Alguns estudos mostram que esta tecnologia pode ser desenvolvida e em alternativa às formações geológicas subterrâneas usar, grandes canos com armazenamento de ar a alta pressão (20-100 Bar), tal como ilustra a Figura 2.6. Tal possibilitaria a diminuição do espaço para o armazenamento, aumentando assim o número de locais passíveis da instalação de centrais utilizando esta tecnologia e possibilitaria uma melhor operação do sistema [11, 17].

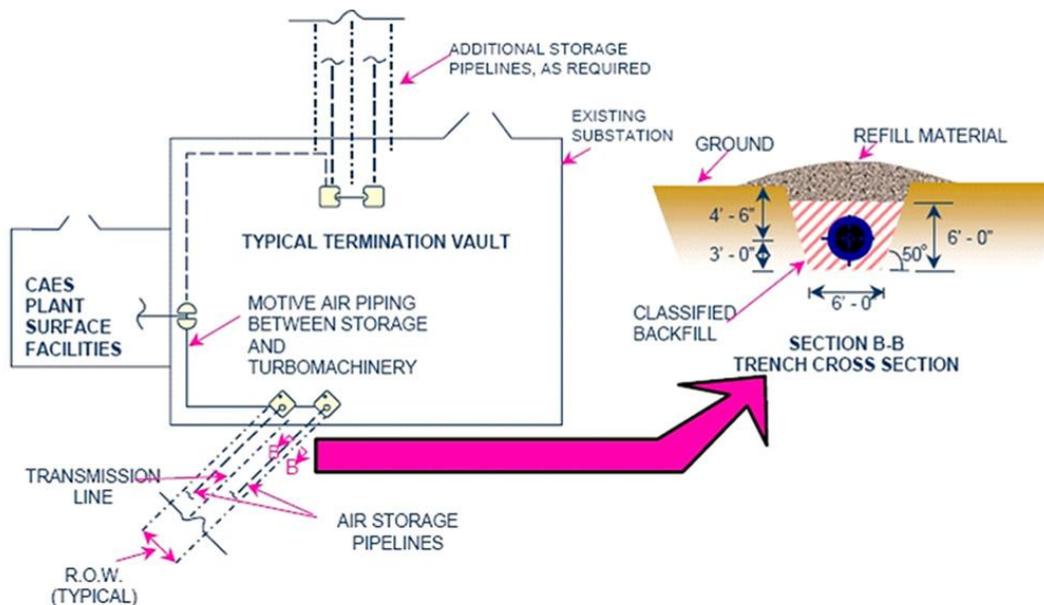


Figura 2.6 - Armazenamento de ar comprimido com uso a tubos subterrâneos [15].

O rendimento para este tipo de tecnologia ronda os 70 a 80%, dependendo do tipo de gás usado. Tem como grande vantagem a rápida disponibilidade de utilização de um elevado valor de potência e o tempo de vida útil dos reservatórios, que podem ser carregados e descarregados com maior frequência que as baterias. Outra vantagem é a poupança em combustíveis fósseis, elevando a eficiência das centrais a gás assim como um baixo custo de instalação quando comparando com outros tipos de tecnologia de armazenamento. Como grande desvantagem tem o facto de necessitar de uma central a gás conjuntamente com grandes reservatórios artificiais, assim como o ar vazado pela auto-descarga [22].

Estudos realizados afirmam que uma integração de energia eólica com um sistema de armazenamento a ar comprimido é um método economicamente viável para preencher a base do diagrama de cargas. A Figura 2.7 mostra que esta é uma tecnologia que pode ser aplicada em Portugal, dado que existem locais com potencial bastante adequado para a sua construção [22].

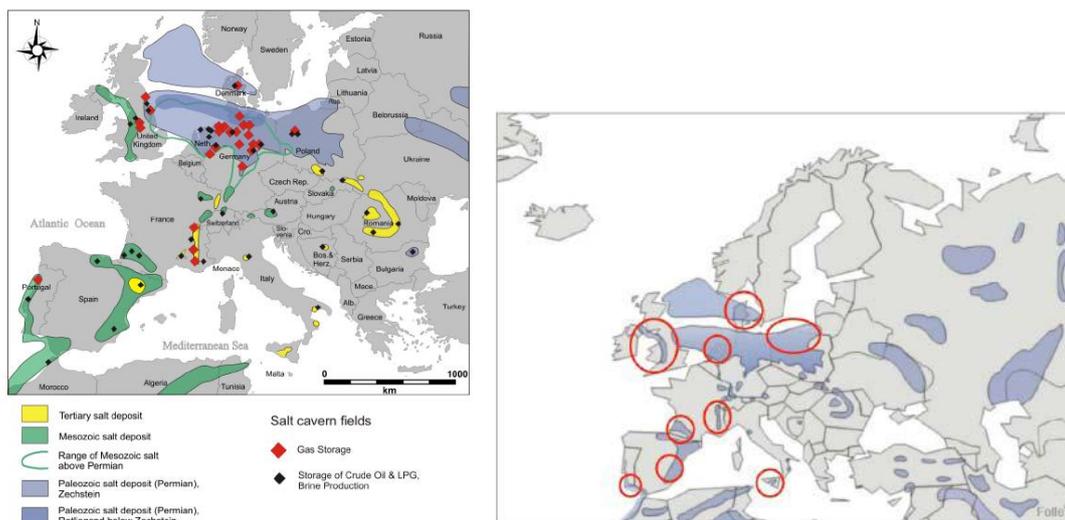


Figura 2.7 - Reservatórios passíveis de utilização e a identificação de regiões susceptíveis da construção de energia eólica “despachável” usando sistemas de armazenamento a ar comprimido [22, 23].

2.4 Volante de Inércia

A tecnologia de armazenamento utilizando volante de inércia ou *flywheel*, é um conceito já há muito utilizado. Consiste em fazer girar uma massa com elevada constante de inércia no veio de um motor ou gerador eléctrico, promovendo assim o armazenamento de energia sob a forma de energia cinética durante variações de potência. O seu uso inicial remonta à idade do bronze onde já eram usados em rodas de oleiro, em teares de lã ou mesmo em rodas de água, e todos usavam o mesmo conceito de um objecto grande e pesado que proporcionasse uma força constante no movimento. Normalmente eram feitos de metal e

tinham a forma de um disco (vazio), ou então de um disco sólido, sendo normalmente simétricos.

Primordialmente o uso mais comum, tal como já mencionado acima, era o controlo de velocidade dos dispositivos mantendo uma velocidade constante e suave. O volante equilibra o movimento, diminuindo as taxas de variação de velocidade introduzindo inércia ao sistema [24].

Em aplicações mais recentes o volante de inércia é inserido num sistema de vácuo, ou baixa gravidade, para eliminação das perdas por fricção do ar, sendo o peso da *flywheel* suportado por forças de repulsão através de chumaceiras (baseadas em ímanes permanentes) para uma operação estável. Estas chumaceiras electromagnéticas permanentes não têm contacto com as partes girantes, oferecendo uma baixa fricção durante o armazenamento de energia a longo prazo, e como tal, as perdas internas são baixas [25]. O modelo da estrutura de funcionamento é apresentado na Figura 2.8.

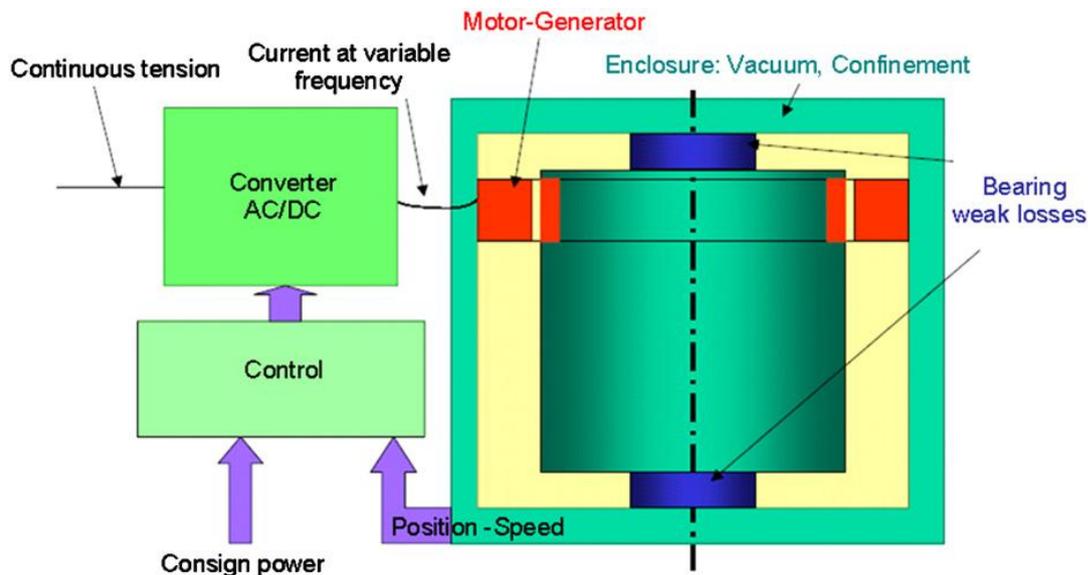


Figura 2.8 - Modelo da estrutura de funcionamento de uma *flywheel* [15].

Velocidades relativamente baixas (até cerca de 8000 rot/min), foram usadas durante alguns anos nos EUA em volantes de aço como substitutos às baterias em UPS (*Uninterrupted Power Supply*). Estes dispositivos aplicavam-se em situações de falha de energia com duração inferior a trinta segundos [11].

Para alcançar uma maior capacidade de armazenamento foi necessário evoluir no 'design' da *flywheel* assim como na escolha dos materiais que a compõem. De um modo simples a quantidade de energia que pode ser armazenada sob a forma de energia cinética, é proporcional à massa e depende quadraticamente da velocidade angular, tal como mostra a expressão (2.1).

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad , \quad (2.1)$$

Em que E_c representa a energia cinética armazenada na *flywheel*, I representa o momento de inércia e ω a velocidade angular da *flywheel* [26]. O momento inércia de todos os objectos depende da sua forma e massa, e como tal, como na *flywheel* a forma dominante é um cilindro sólido, o momento de inércia é dado pela expressão (2.2).

$$I = \frac{1}{2} \cdot r^2 \cdot m = \frac{1}{2} \cdot r^4 \cdot \pi \cdot a \cdot \rho \quad , \quad (2.2)$$

Em que r representa o comprimento do raio do cilindro, a o comprimento do cilindro, ρ a densidade do material que compõe o cilindro e m representa a massa do cilindro [25]. Conclui-se portanto que uma maior velocidade angular traduz uma maior densidade de energia acumulada. O máximo de densidade energética no que diz respeito à massa e ao volume é dado pela expressão (2.3).

$$e_v = k_\sigma \quad e_m = k \cdot \frac{\sigma}{\rho} \quad , \quad (2.3)$$

Em que e_v e e_m representam a energia por unidade de volume e de massa respectivamente, k o factor de forma, σ a tensão máxima da *flywheel* e ρ representa a densidade de massa [25].

Em termos de armazenamento de energia, a *flywheel* desenvolveu-se sobretudo após a década de 70, beneficiando dos progressos da tecnologia. Os novos sistemas de *flywheels* consistem em cilindros de alta-rotação, tal como mostra a Figura 2.9. No caso particular é apresentado uma *flywheel* de quarta geração da BeaconPower de 25 kWh / 100 kW.

O sistema tem um tempo esperado de vida não inferior a vinte anos, assim como uma elevada capacidade cíclica, cerca de 125000 ciclos de carga e descarga. Este tipo de *flywheel* opera em vácuo, suportado magneticamente por barras magnetizantes, sendo consideradas como estator o grupo motor-gerador. A entrega de energia depende da variação de velocidade da *flywheel*. A que é ilustrada na Figura 2.9 funciona a altas velocidades de rotação atingindo as 16000 rot/min.

Agrupando várias *flywheels* é possível conceber módulos agregados e o mesmo fabricante apresenta também uma solução com um módulo 250 kWh / 1 MW (15min), onde são agrupadas dez exemplares da Figura 2.9. podendo armazenar energia para uma posterior entrega a uma potência de 1MW durante 15 minutos [27, 28]. Na Figura 2.10 é apresentada uma ilustração do módulo.

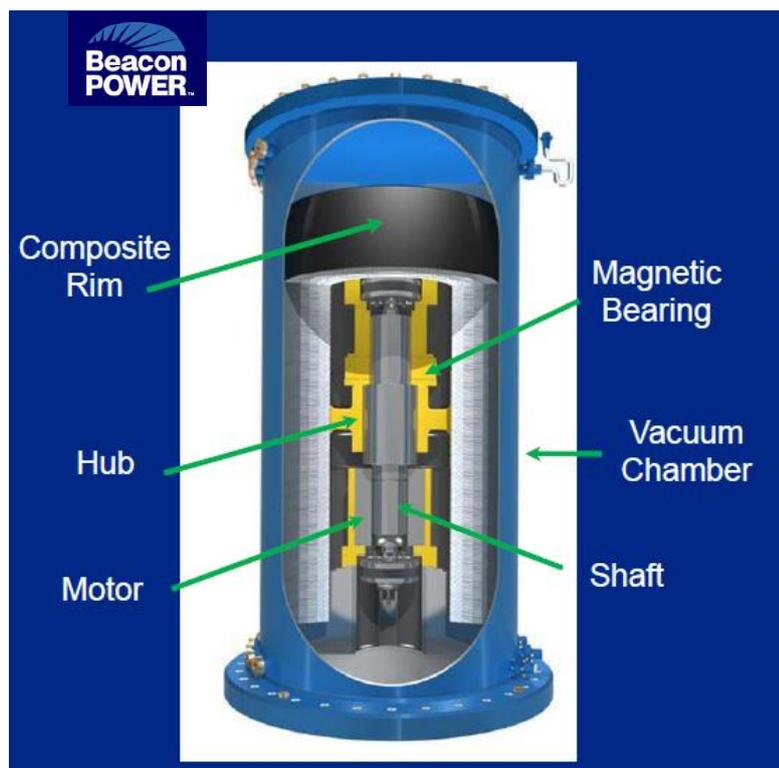


Figura 2.9 - Modelo da estrutura de funcionamento de uma *flywheel* de quarta geração da BeaconPower [27].



Figura 2.10 - Modelo da estrutura de funcionamento de um módulo de 250 kWh / 1 MW (15min) [27].

Estes sistemas são utilizados nos EUA, para regulação de frequência. Devido à crescente penetração de energia renovável nas redes eléctricas, em que muitas contribuem para a deformação da forma de onda da tensão, devido à sua variabilidade, é necessário encontrar soluções para combater a situação. Como tal, as *flywheels* devido ao seu baixo tempo de resposta, são uma alternativa interessante para colmatar essas dificuldades [25, 29]. Tal efeito no auxílio à estabilização da frequência de rede é ilustrado na Figura 2.11.

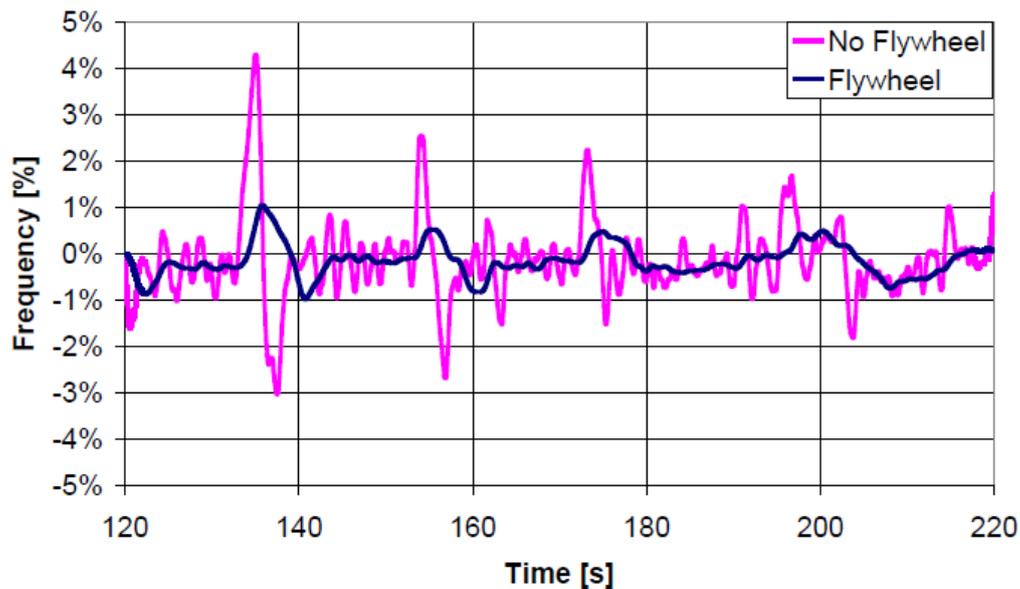


Figura 2.11 - Variação da frequência de rede isolada observando o efeito da *flywheel* [30].

Com a utilização da *flywheel* é possível estabilizar a frequência na rede, transferindo energia para o sistema ou absorvendo energia da rede, que dependendo do ângulo de carga, faz com que a máquina eléctrica acoplada funcione como gerador ou motor. Quando está a absorver energia, é accionado o modo de motor, em que a energia absorvida faz aumentar a velocidade de rotação, aumentando assim também a energia armazenada. Quando liberta energia é accionado o modo gerador, em que a energia cinética armazenada é libertada para a rede.

Os sistemas de armazenamento de energia com recurso a *flywheels* têm como grandes vantagens:

- A rápida capacidade de resposta (quando em normal funcionamento resposta pode ser menor a 4 segundos [27]).
- A elevada densidade de potência.
- A não necessidade de qualquer tipo de manutenção.
- O impacto ambiental é baixo.

- O estado de carga é facilmente medido desde que monitorizada a velocidade de rotação.
- Contribui fortemente para a redução da reserva girante do sistema de energia.

A grande desvantagem é a rapidez de descarga, não podendo fornecer continuamente durante grandes períodos de tempo, o que limita a sua aplicabilidade, assim como a energia armazenada é limitada pela tensão mecânica e dinâmica aplicada no eixo [25].

2.5 Condensadores electromecânicos

Usualmente denominados por super-condensadores, os condensadores electromecânicos têm as mesmas funções do condensador e da bateria electroquímica, divergindo apenas no facto de não ter reacções químicas o que permite um aumento significativo dos ciclos de carga e descarga. O armazenamento de energia é efectuado na dupla camada eléctrica de dois condensadores em série, que é formada entre cada eléctrodo e electrólito de iões respectivamente. A grande área de superfície faz com que a capacidade e densidade energética destes dispositivos seja centenas de vezes maior que a dos condensadores electrolíticos. O valor dessa energia, E_e , depende da diferença de potencial entre os dois eléctrodos, V , assim como da capacidade do condensador, C , tal como apresentado na expressão (2.4) [8, 26].

$$E_e = \frac{1}{2} \cdot C \cdot V^2 \quad , \quad (2.4)$$

É possível constatar que o estado de carga depende proporcionalmente da capacidade do dispositivo e depende quadraticamente da diferença de potencial entre os dois condensadores. A Figura 2.12 ilustra o interior de um super-condensador.

Os eléctrodos são normalmente constituídos por carbono poroso e o electrólito pode ser aquoso ou orgânico. Os condensadores aquosos possuem uma menor densidade energética devido a baixa tensão, mas são mais baratos e funcionam para uma maior gama de temperatura [11].

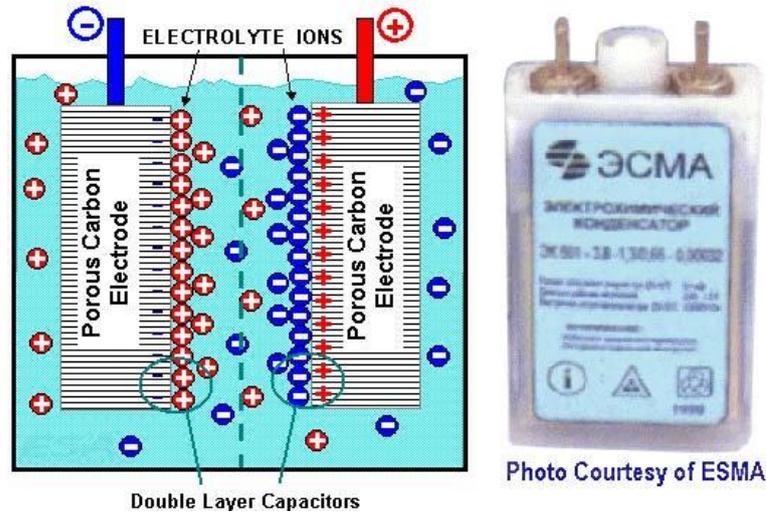


Figura 2.12 - Vista transversal (interior) de um super-condensador [31].

Os condensadores assimétricos que usam metal num dos eléctrodos têm uma densidade energética consideravelmente maior que os simétricos, assim como uma menor corrente de fugas. Comparando brevemente com a bateria electroquímica de chumbo - ácido, os super-condensadores têm uma menor densidade energética, mas além de poderem ser reciclados centenas de milhares de vezes, são mais potentes que as baterias.

Tal como as *flywheels* e principalmente devido ao seu curto tempo de resposta, o condensador electromecânico tem sido aplicado em dispositivos de controlo. No caso das turbinas eólicas são aplicados em cada turbina individualmente e efectuem o controlo de velocidade do rotor através de *'blade-pitch'*. Procedem assim ao controlo da taxa de aumento e decréscimo da potência produzida com o aumento ou diminuição da velocidade do vento. É uma mais-valia quando as turbinas estão ligadas a redes de baixo factor de utilização [11].

Tal como acontecia com as *flywheels* neste tipo de tecnologia também é possível agrupar os dispositivos de armazenamento para melhorar algumas das suas características. A Figura 2.13 apresenta um exemplo dum desses bancos.



Figura 2.13 - Banco de condensadores electromecânicos [32].

Os estudos e desenvolvimentos destas características têm sido conduzidos num contexto de uso em banco tal como ilustrado anteriormente, e incorporar o sistema em veículos eléctricos. Podem funcionar como reguladores entre a potência da célula de combustível e o sistema de tracção, assim como são úteis no controlo do factor de potência de sistemas de potência. Actualmente são comercializados entre algumas dezenas de watt até várias centenas de kW. A densidade energética pode ser compreendida entre 4 a 20 kWh/m³ [32].

Os condensadores electromecânicos têm como grande vantagem o baixo tempo de resposta, assim como a elevada eficiência, na ordem dos 95%, a duração média de vida situa-se entre os 8 e 10 anos e contribui para uma diminuição da reserva girante do sistema. É necessário ter em atenção que a energia armazenada no super-condensador deverá ser consumida rapidamente, uma vez que o dispositivo tem uma perda de carga de cerca de 5% ao dia. Outra grande desvantagem é a variação da tensão com o nível de carga, assim como a rápida descarga, não sendo possível usar o dispositivo durante um tempo relativamente elevado, limitando assim a sua aplicabilidade [15].

2.6 Químico

Esta tecnologia de armazenamento de energia consiste na utilização de acumuladores químicos tradicionalmente denominados por baterias. No entanto todas utilizam um princípio químico para armazenar e libertar energia, tendo a capacidade de transformar a energia eléctrica em energia química e vice-versa, recorrendo a reacções químicas que ocorrem no seu interior [15].

As tradicionais baterias têm sido durante os últimos anos o símbolo do armazenamento de energia. As tecnologias utilizadas são tão variadas como a capacidade de acumulação possível. Entre a vasta gama de tipos de tecnologia de baterias usadas em sistemas de armazenamento é possível enunciar algumas como:

- Chumbo - ácido
- Níquel - Cádmio
- Enxofre - Sódio
- Iões de lítio
- Polímero de lítio, entre outras

A primeira bateria de chumbo - ácido começou a ser utilizada em meados do século XIX, e desde essa altura que a densidade energética das baterias tem sido melhorada, tal como mostra a Figura 2.14, através de investigação e desenvolvimento da tecnologia.

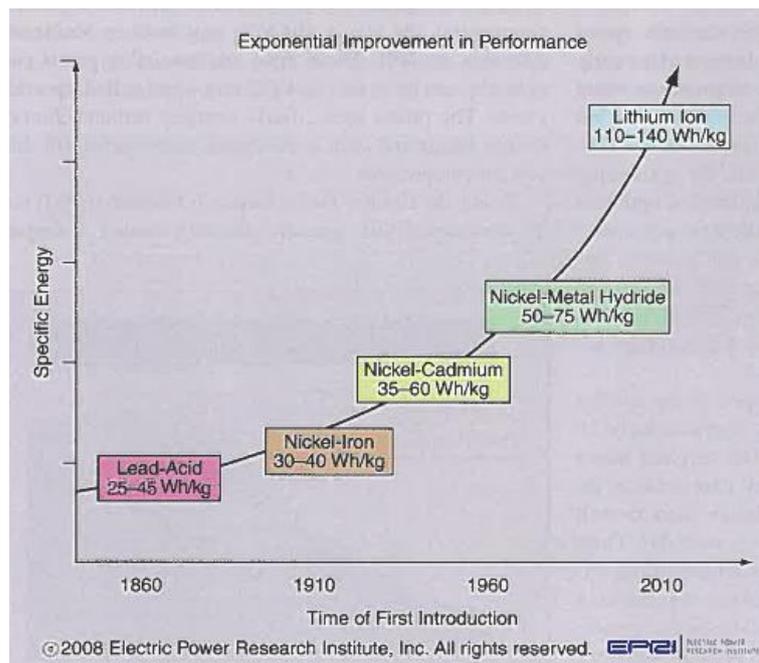


Figura 2.14 - Melhoria exponencial do desempenho das baterias, citado por [11].

Actualmente as baterias são utilizadas em grande e pequena escala, desde soluções de armazenamento de grandes quantidades de energia, às pequenas baterias presentes em telemóveis e outros pequenos dispositivos portáteis, fomentando a qualidade e o bem-estar pessoal. Daí também a contínua necessidade de investigação para a evolução desta tecnologia para proceder a melhoramentos nas aplicações em sistemas móveis mas também em sistemas permanentes, como circuitos de emergência ou armazenamento de energia renovável em áreas isoladas.

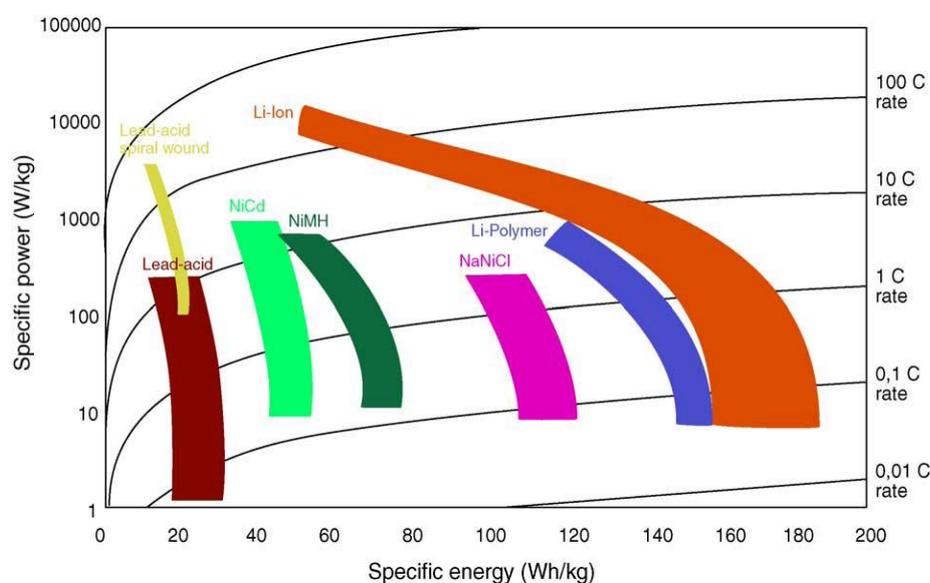


Figura 2.15 - Comparação das densidades específicas de energia e potência para as diferentes tecnologias de baterias [33].

A grande vantagem deste tipo de tecnologia de armazenamento reside na elevada densidade de potência, tal como é ilustrado na Figura 2.15, acima dos 150 W/kg, e atingindo até valores próximos de 2000 W/kg pela bateria de lítio. Isto faz com que a bateria de íões de lítio seja preferida quando o sistema onde é aplicada necessita de grande quantidade de energia em curto espaço de tempo. Enquanto para aplicações em sistemas que necessitem de energia durante períodos de tempo mais longos, apesar de em valores diminutos então a escolha mais indicada poderá recair nas baterias de Chumbo - Ácido. Outra grande vantagem recai sobre a baixa necessidade de manutenção assim como a ausência de ruído. A principal desvantagem é o baixo tempo de vida útil da bateria para situações de ciclos de grande amplitude, podendo atingir apenas entre algumas centenas a poucos milhares de ciclos. Tal como nos condensadores electromecânicos também nas baterias existe uma variação de tensão entre o nível de carga máxima e o nível próximo da descarga total [11].

2.7 Térmico

Todas das tecnologias de armazenamento encontram formas para que seja atingido um equilíbrio entre geração e carga. Tradicionalmente as redes públicas foram dimensionadas para satisfazer as pontas que ocorrem durante algumas horas do dia e em alguns dias do ano. Tal como a geração e o transporte, o armazenamento de energia também deveria ser considerado no planeamento da rede pública. O armazenamento térmico pode ser dividido em três categorias: quente ou frio, despachável e de baixo custo. A sua aplicação pode ser efectuada de inúmeras maneiras, e nem todas servem para a produção de energia eléctrica [11, 34].

De seguida na Figura 2.16 são ilustrados alguns dos modos de armazenamento térmico, nomeadamente a sua integração em centrais solares de concentração.

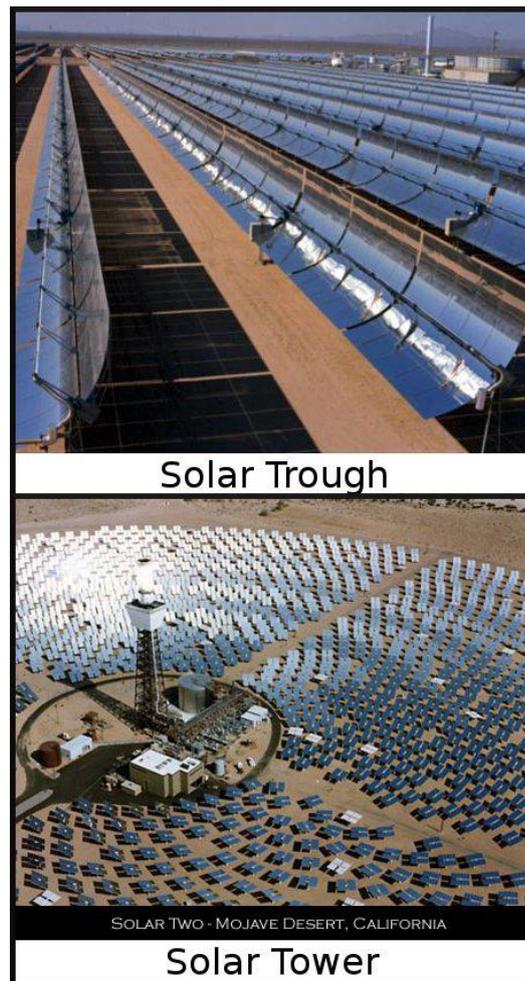


Figura 2.16 - Central Solar de Concentração [35].

Ao contrário dos sistemas solares fotovoltaicos de geração, os sistemas de concentração solar produzem energia eléctrica através da energia térmica da luz solar. Existem actualmente basicamente quatro tipos de tecnologias que têm vindo a ser desenvolvidas internacionalmente e podem ser agrupadas em dois grandes grupos: Centrais de Receptor Central (Centrais de Torre e Sistemas de Disco/Motor) e Centrais de Receptor Distribuído (Centrais Cilindro-Parabólicas e Centrais Fresnel).

A título ilustrativo, nas centrais de Torre, tal como o nome indica, existe uma torre receptora com um permutador de calor no topo, tal como mostra a parte inferior da Figura 2.16, que recebe os raios solares reflectidos por espelhos reflectores (helióstatos) com seguimento do sol a dois eixos. Próximo da torre existem dois tanques onde é armazenado o fluido de trabalho, um frio (cerca de 300 °C) e outro quente (cerca de 600° C). Normalmente o fluido de trabalho utilizado é um sal. Tal tem como objectivo um armazenamento mais eficiente, devido as propriedades físicas e químicas do mesmo. Com a utilização do sal, torna-se assim possível a produção de energia eléctrica nas horas em que não existem raios solares, até que esgote o inventário de sal. Nas horas de pico de radiação, o caudal de sal

aquecido é superior ao necessário para aquecer o vapor, permitindo assim que o tanque quente seja carregado enquanto é produzida a energia eléctrica [36].

A Figura 2.17 ilustra o modo de funcionamento de uma central de Torre.

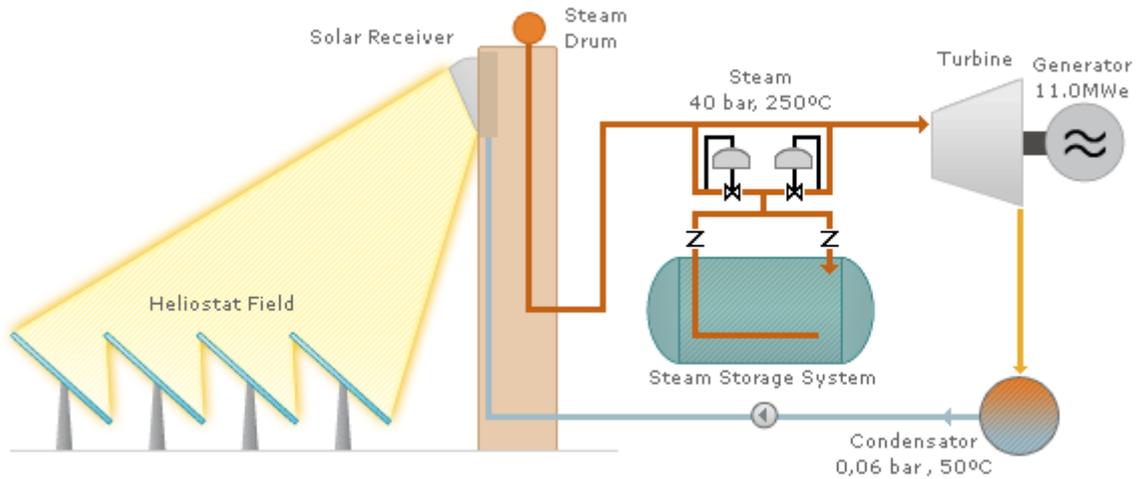


Figura 2.17 - Modelo ilustrativo do modo de funcionamento de uma central Solar de Concentração [37].

No entanto, o armazenamento térmico pode ter uma palavra a dizer quando implantado em áreas residenciais e comerciais. Armazenadores modulares de gelo, podem armazenar gelo e posteriormente gerar vapores frios nas horas fora de vazio, para alimentar sistemas de ar condicionado durante as horas cheias. O processo é equivalente no caso oposto, armazenando calor da rede eléctrica através de um dissipador de calor de cerâmica para ser libertado nas horas cheias [11].

Existem também estudos [38] para possíveis implementações de sistemas de armazenamento térmico sazonal. Este estudo seria aplicado ao aquífero de Medicine Hat no Canadá. A ideia consiste em armazenar energia sob a forma de calor ou frio quando este estiver disponível, para poder recupera-la quando for necessário, tal como elucidado na Figura 2.18.

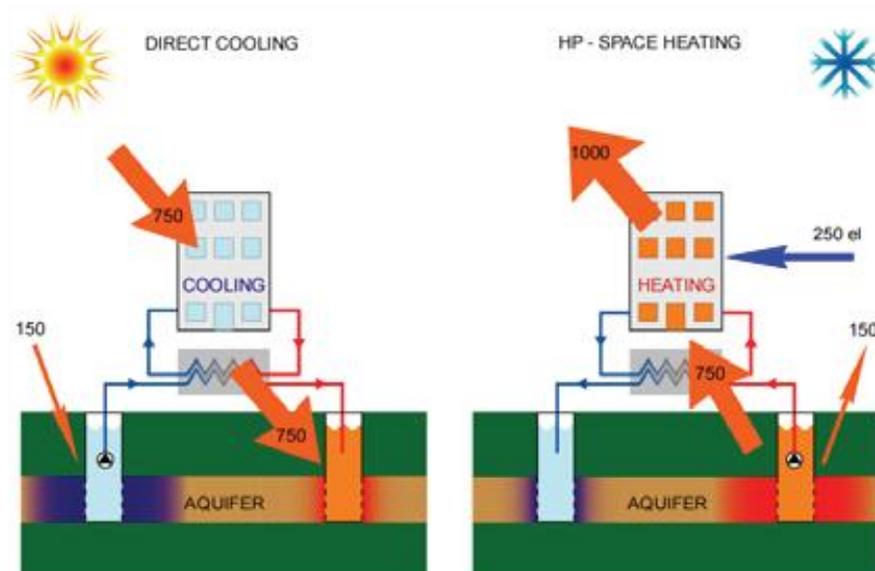


Figura 2.18 - Conceito de armazenamento Térmico aplicado ao aquífero [38].

Durante o verão a água fresca é bombeada do reservatório para o sistema de arrefecimento do edifício, para arrefecimento directo. Durante o processo a água aquece e é devolvida ao aquífero em outro local. Durante o inverno o fluxo é inverso, a água quente é bombeada do reservatório para o sistema de aquecimento, aquecendo os edifícios, e devolvida posteriormente ao aquífero onde a temperatura apresenta valores baixos. Neste caso o ciclo será anual [38].

Este tipo de tecnologias de armazenamento tem como grande vantagem a variabilidade de opções que proporciona, permitindo fazer uso em pequena e em grande escala, ainda que com tecnologias ligeiramente diferentes. Proporciona ainda uma diminuição de gastos em recursos, diminuindo a dependência de combustíveis fósseis, não só mas também aplicada ao aquecimento de edifícios. O clima será sempre uma questão complexa no que toca a aplicação destes sistemas.

2.8 Baterias de Fluxo Regenerativas

Este tipo de tecnologia de armazenamento também conhecido como pilhas de combustível reversível, é baseada num sistema de dois electrólitos em estado líquido. Superam as limitações das baterias tradicionais, dado que não são limitadas pela área de superfície dos componentes sólidos que intervêm na reacção química. Por sua vez, esta tecnologia liberta e armazena energia através de reacções electroquímicas reversíveis, que ocorrem por uma membrana da pilha de combustível, entre os dois electrólitos de soluções

salinas [15]. A Figura 2.19 elucida o modo de funcionamento da bateria de fluxo regenerativa e os seus componentes.

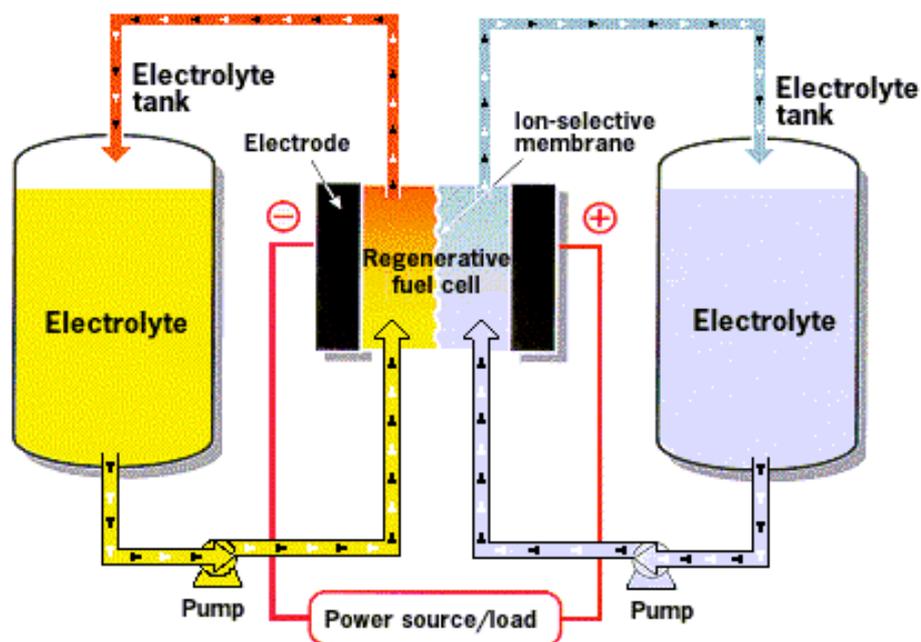


Figura 2.19 - Bateria de fluxo regenerativa (circuito e componentes) [39].

Neste tipo de baterias podem ser usados vários tipos de eletrólitos, mas usando o bromo como elemento comum. Entre alguns eletrólitos podem-se destacar alguns como sódio (NaBr), zinco (ZnBr), polisulfito de bromo (NaS-NaBr) ou vanádio (VBr). Neste tipo de sistema, as unidades de armazenamento são separadas da unidade onde ocorre a reação química, que leva a uma separação entre potência e capacidade. A potência disponível é determinada pelo tamanho da pilha, variando com a área de superfície dos eletrodos e do número de células unitárias. A capacidade disponível por sua vez é determinada pelo volume de eletrólito no estado de carga. Além disso, tanto os reagentes como os produtos da reação são solúveis, pelo que não existem factores que limitem a associação às alterações electroquímicas [40].

Na expressão (2.5) apresenta-se a equação química simplificada da reação que ocorre na célula de combustível de polisulfito de sódio.



A equação mostra que no estado sem carga o brometo de sódio situa-se no lado positivo, enquanto o polisulfito de sódio situa-se sobre o lado negativo da célula. Durante a carga da célula, os iões brometo são oxidados de bromo e complexados em iões de tribrometo, enquanto o enxofre presente na ligação de polisulfuretos solúvel é convertido em sulfeto. Durante a descarga os iões sulfeto são tidos em conta como o agente redutor, e os iões de

tribrometo como a espécie oxidante. As soluções electrolíticas são separadas por uma membrana para evitar que o enxofre reaja directamente com o bromo, obtendo um equilíbrio eléctrico através do transporte de iões de sódio através da membrana [39].

As pesquisas sobre baterias de fluxo regenerativas remontam aos anos 70, onde se começou por juntar ferro e titânio (Fe-Ti), utilizando o FeCl_3 como agente oxidante e o TiCl_2 como agente redutor, ambos em um electrólito alcalino. Para uma melhoria de desempenho foi substituído o titânio (Ti_2) por crómio (Cr_2) criando o sistema Fe-Cr. Durante os anos 80, a NASA, efectuou uma série de testes neste sistema, assim como em novos sistemas de zinco alcalino / ferricianeto de sódio. O maior problema para o desenvolvimento deste tipo de sistemas compreendia-se no uso da membrana de iões, que necessitava de custos elevados de manutenção para evitar que atingisse um estado de saturação. A opção recaiu a partir daí por sistemas que usassem bromo [40].

Quando carregadas, as baterias de fluxo regenerativas apresentam um potencial de célula em circuito aberto que varia com a concentração electroquímica. O valor deste potencial pode facilmente ser alterado acrescentando módulos de células em série, em que um eléctrodo é partilhado entre duas células. Neste caso uma funciona como cátodo, tornando a outra no ânodo. A passagem de corrente por múltiplos eléctrodos faz com que aumentem as perdas produzidas, pelo que se torna numa desvantagem da colocação de módulos em série. Por outro lado a ligação eléctrica dos módulos em série permite a obtenção do potencial desejado, em corrente contínua. Para obter uma capacidade pretendida é necessário ligar hidraulicamente os módulos em paralelo [39].

Na Tabela 2.1 são apresentadas algumas características e comparações entre as baterias de fluxo regenerativas de Vanádio, Bromo - Enxofre e Bromo - Zinco.

Tabela 2.1 – Comparação entre baterias de fluxo [40].

Características		Tipo		
		Vanádio	Bromo - Enxofre	Bromo - Zinco
Sistema de Tensão	Potencial em circuito aberto no estado de carga (V)	1,6 1,4 - a 50% do estado de carga	1,5	1,8
	Potencial do sistema completo (V)	Até 6600 (AC)	-	108 (60 células em série)
Densidade de potência e de energia	Potência (W/kg)	20 - 25	20 - 25	90
	Energia (Wh/kg)	20	10	70
Eficiência do sistema	Eficiência (%)	70 a 80	-	75

A facilidade com que se pode aumentar a capacidade de armazenamento é uma das grandes vantagens deste tipo de tecnologia, bastando proceder a um acréscimo dos tanques do electrólito. Os elevados custos de manutenção assim como o elevado volume, que se traduz em tarefas complicadas de instalação e transporte devido a uma fraca relação entre volume e energia, são algumas das principais desvantagens [15].

No seguimento das baterias de fluxo regenerativas, surge também a bateria *redox* de vanádio (VBR), tal como ilustrada na Figura 2.20. Tem um modo de funcionamento idêntico às baterias anteriores, com a diferença que o vanádio pode ser explorado em quatro estados diferentes de oxidação, pelo que é possível então utilizar apenas um electrólito químico ao invés de dois. Tal ainda se torna mais vantajoso devido a promover a não degradação da membrana [41].

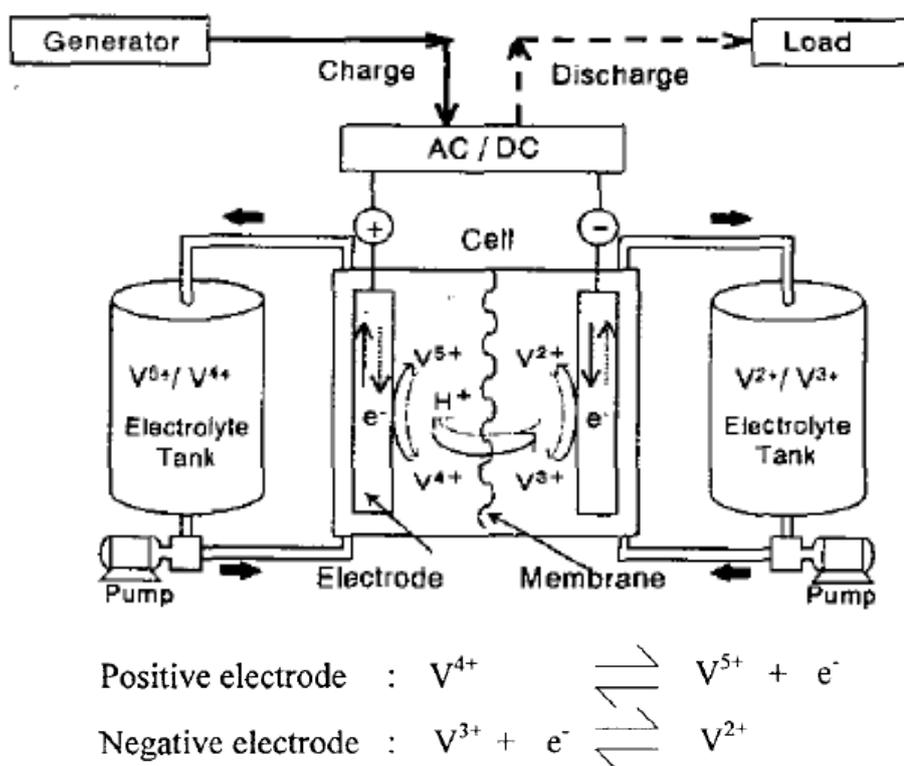


Figura 2.20 - Estrutura e princípio de funcionamento de uma bateria VBR [42].

A bateria caracteriza-se pela grande capacidade de sobrecarga, pela grande facilidade de aumento da capacidade de armazenamento, por uma resposta rápida na ordem das centenas de microssegundos ($300\mu s$), pelo longo período de tempo de vida útil quer em profunda descarga ou carga, pela quase inexistência de auto-descarga e caracterizando-se pelo rendimento do sistema compreendido entre 65 a 75%. Estes sistemas de armazenamento são robustos, cargas e descargas profundas repetidas não fazem com que o rendimento seja afectado, e caso algum electrólito se misture, a bateria não sofre danos permanentes [41, 43].

A Figura 2.21 ilustra que efectivamente o número de ciclos da bateria não afecta significativamente o seu rendimento, mesmo depois de submetida a cerca de 12000 ciclos. Caso o rendimento baixasse abruptamente, poderia ser substituído o electrólito.

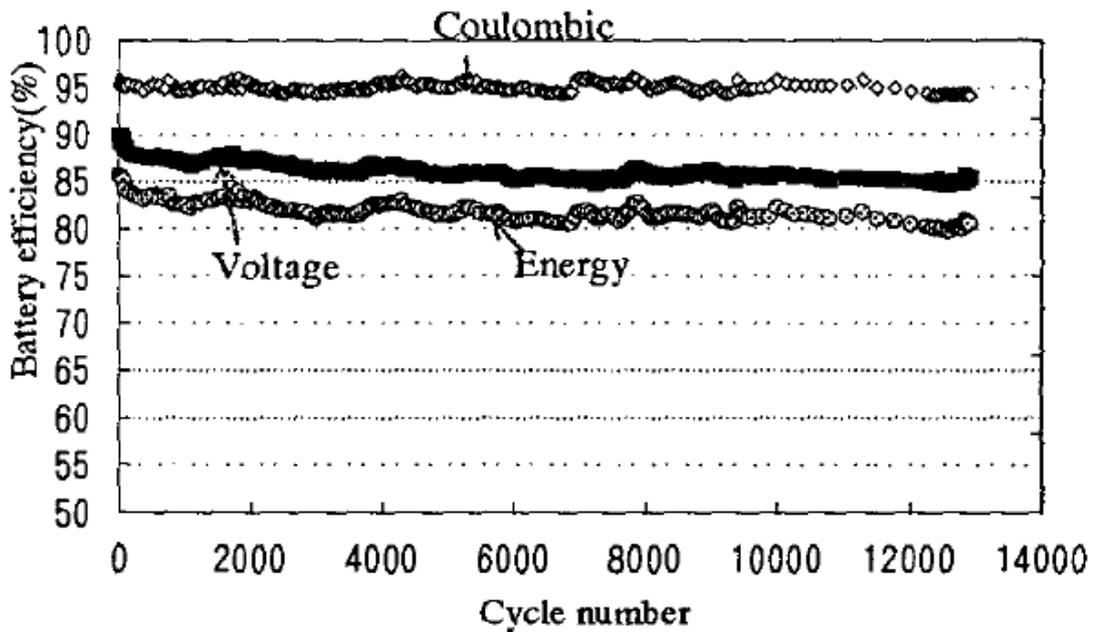


Figura 2.21 - Efeito do número de ciclos na eficiência da bateria [44].

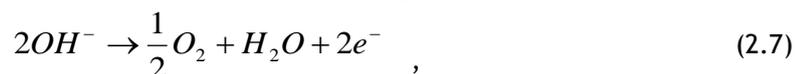
As suas grandes vantagens são espelhadas pelas suas características, de onde talvez se distinga a enorme capacidade de armazenamento. Este tipo de tecnologia pode ser implementado a um variado tipo de aplicações, tais como regulação de variação de tensão, estabilização da frequência do sistema, controlo do factor de potência, melhoria da qualidade de onda ou ainda servir como grupo de emergência [41].

2.9 Hidrogénio

O hidrogénio foi reconhecido como o portador de energia mais promissor para o futuro. Actualmente a produção de hidrogénio é efectuada principalmente com o recurso a combustíveis fósseis, pelo que para a sua produção seriam criados pontos secundários de poluição prejudiciais ao ambiente. Uma das formas de produzir hidrogénio é através do princípio electrolítico - água, em que as moléculas de água são decompostas em moléculas de oxigénio e hidrogénio através de uma reacção electroquímica que ocorre nos eléctrodos quando existe passagem de uma corrente contínua no electrólito. Dado que a água é um electrólito fraco, cuja ionização e condutividade é baixa e fraca, é necessário adicionar um

electrólito forte que ajude a aumentar a condutividade e que permita suavemente a decomposição da água. Podem ser usados o hidróxido de sódio ou o hidróxido de potássio para tal [45].

A reacção global que ocorre na decomposição da água é apresentada na expressão (2.6) seguida das expressões (2.7) e (2.8) que apresentam as reacções no ânodo e no cátodo respectivamente.



Quando existe corrente presente na solução aquosa, as moléculas de água são separadas em iões de hidrogénio (H^+) e em iões de hidróxidos (OH^-) na zona do cátodo. Os iões de hidrogénio são gerados no átomo de hidrogénio mais um electrão para posteriormente formarem o átomo de hidrogénio (H_2). Os iões de hidróxido são forçados pelo campo eléctrico entre o ânodo e o cátodo a passar através da membrana iónica em direcção a zona do ânodo onde irão perder um electrão para se formarem moléculas de água (H_2O) e moléculas de oxigénio (O_2) [45].

Este princípio de produção é utilizado pelas pilhas de combustível para a produção de hidrogénio. A Figura 2.22 mostra o esquema de funcionamento de uma pilha de combustível.

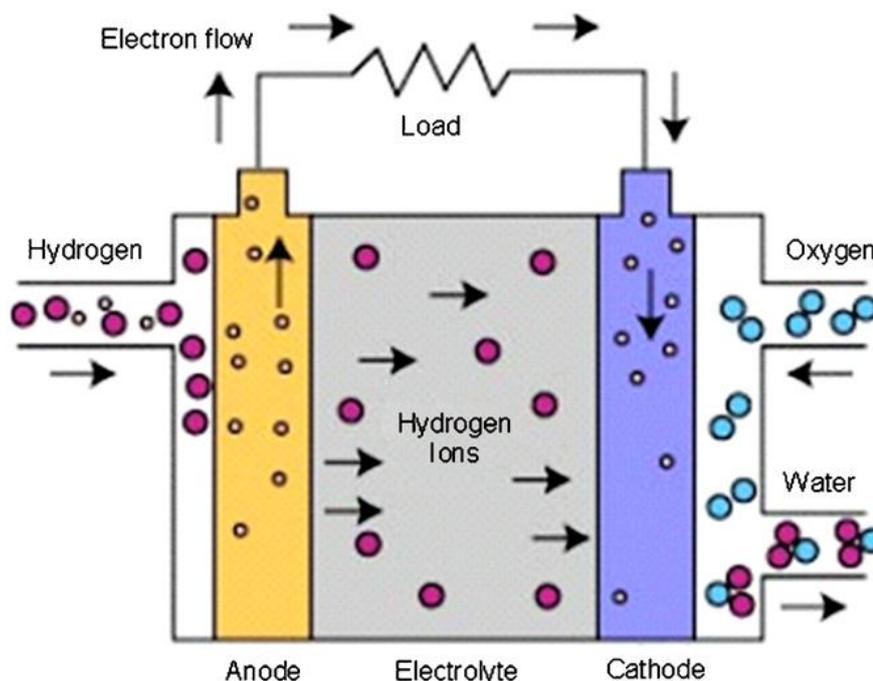


Figura 2.22 - Esquema de funcionamento de uma pilha de combustível [15].

O modo de funcionamento é composto por dois processos chave, a geração de energia e a electrólise da água. A geração de energia é efectuada nas horas de cheia e ponta utilizando o hidrogénio produzido e o oxigénio que é aproveitado do ar. A electrólise da água é efectuada nas horas de vazio, para produzir hidrogénio que será utilizado nas horas de cheia como combustível [15].

As pilhas de combustíveis existentes podem ser de vários tipos tecnológicos, entre eles: *Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)*, *Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)*, *Alkaline Fuel Cells (AFC)*, *Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)*, *Molten Carbonate Fuel Cell (MOFC)* e *Direct Methanol-Air Fuel Cell (DMAFC)*.

A classificação das pilhas é baseada no tipo de electrólito utilizado. Dado que a selecção de um método de armazenamento de combustível é altamente dependente dos requisitos básicos de características operacionais, o estado da tecnologia da célula é discutido em relação ao seu princípio de funcionamento básico, ao estado tecnológico e económico, assim como o nível de contaminação aceitável e adequação para os sectores de transportes [46].

O desenvolvimento de células de combustível recorrendo a fontes de energia limpas para a produção de hidrogénio, continua em desenvolvimento por todo o mundo. As células de combustível a hidrogénio têm grandes possibilidades de vir a alimentar e a liderar o mercado das baterias em veículos eléctricos. Alguns defensores deste tipo de tecnologia afirmam que se poderia utilizar a energia eólica para bombear hidrogénio armazenado para grandes centros de consumo usando tubagens de distribuição tal como acontece actualmente com a distribuição de gás natural. De tal forma que assim seria possível armazenar o quanto fosse necessário. No entanto é necessário ter em conta que devido a ainda ser uma tecnologia algo recente, a sua eficiência global é relativamente baixa e o seu custo elevado. Outro grande problema é o seu armazenamento, devido a ser um gás que apesar de elementar no planeta, é altamente inflamável e quando misturado com oxigénio explode por ignição queimando violentamente no ar. A queima ocorre ao alcance da radiação ultravioleta pelo que é quase invisível a olho nu, sendo necessários detectores de chama para detectar fugas de armazenamento.

No entanto a aplicação em larga escala do hidrogénio iria provocar uma mudança de paradigma em toda a distribuição de energia [11].

2.10 Supercondutores Magnéticos

Este tipo de armazenamento de energia através de supercondutores magnéticos (SMES) é alcançado por um dispositivo de corrente contínua (DC), que armazena energia no campo magnético. A corrente contínua que flui através de um fio com propriedades de super condução de um grande íman cria o campo magnético. Como a energia é armazenada como

corrente circulante, a energia pode ser extraída com uma resposta quase instantânea com a energia armazenada ou entregue por períodos que variam de uma fracção de segundo até várias horas [47].

Uma unidade SMES é composta por uma grande bobina supercondutora à temperatura criogénica (-270°C), sendo mantida através de um crióstato que contenha hélio ou nitrogénio líquido. Para reduzir as perdas de energia é utilizado um interruptor de desvio quando a bobina está em espera (*standby*) [47].

Para a concepção da bobina são considerados diversos factores tendo em conta a obtenção de melhor desempenho do sistema SMES a um menor custo. Os factores em análise podem incluir a configuração da bobina, a sua capacidade, estrutura e a sua temperatura de funcionamento. Os factores têm de ter em atenção parâmetros como as relações energia/massa, as forças de Lorentz, a minimização das perdas, o campo magnético exterior assim como a sua estabilidade e viabilidade económica. Usualmente a bobina pode ser configurada como um solenoide ou um toroide, sendo o solenoide usualmente mais utilizado devido à sua simplicidade e eficácia [47]. A Figura 2.23 mostra uma unidade SMES.



Figura 2.23 - Dispositivo de armazenamento de energia em supercondutores magnéticos [48].

A indutância da bobina ou a tensão máxima e a corrente máxima determinam o máximo de energia/potência que pode ser extraída ou injectada por um sistema SMES. A temperatura de funcionamento de um dispositivo supercondutor é um compromisso entre o custo e as exigências operacionais. Os dispositivos de baixa temperatura são os actualmente utilizados enquanto os supercondutores de alta temperatura estão em fase de desenvolvimento. Existem diferentes tipos de tecnologia SMES assim como os seus métodos de controlo, tais como: *Thyristor-Based SMES*, *VSC-based SMES* e *CSC-based SMES* [47].

Este tipo de sistema de armazenamento é capaz de efectuar uma descarga profunda, perto da totalidade da energia armazenada, ao contrário do que acontece por exemplo, com as baterias. Para um ciclo de carga/descarga apresenta elevados valores de eficiência instantânea, rondando os 95%. A resposta é extremamente rápida, inferior a 100 milissegundos, apresentando assim a capacidade para seguir as alterações de carga do sistema quase que instantaneamente, sendo por isso ideais para regulação de frequência [15, 47].

Tem como desvantagem as necessidades de refrigeração que podem limitar a sua operação, assim como aumentar os custos de investimento, isto porque para dispositivos com elevada capacidade (5000 a 10000 MWh), seriam necessárias bobinas com elevados diâmetros (centenas de metros), para gerar as forças magnéticas. A solução pode passar pela sua instalação no subsolo [15].

2.11 Comparação entre tecnologias

Após uma breve descrição e análise das tecnologias de armazenamento mais comuns, e apesar de elucidadas algumas das características individuais, é importante efectuar uma comparação entre tecnologias. Devido às distintas características, cada tecnologia terá o seu campo de aplicação mais apropriado. Devido à diversidade de tecnologias o processo de comparação será realizado com base nos seguintes parâmetros:

- Campos de Aplicação
- Potência / Energia
- Eficiência
- Densidade de energia (massa e volume)
- Custos de investimento

2.11.1 Campos de Aplicação

Devido às suas diferentes características, os sistemas de armazenamento podem ser integrados nos mais diversos campos de aplicação, e no caso das aplicações em grande escala permanentes, podem ser classificados em três grandes grupos de aplicação.

- Qualidade da energia eléctrica
- Armazenamento de Reserva
- Gestão da rede

O primeiro grupo refere-se a sistemas de armazenamento com grande capacidade de resposta, numa escala de tempo em segundos ou ainda menor, destinando-se a assegurar a continuidade de serviço e a qualidade da onda de tensão. Os sistemas de armazenamento

classificados como de reserva têm uma resposta numa escala de tempo entre segundos até alguns minutos, destinando-se a assegurar a continuidade de serviço quando existe uma troca de fonte de energia, permitindo a transição. Os sistemas classificados de gestão de rede são atribuídos a sistemas com respostas numa escala temporal de horas, destinando-se a suavizar o diagrama de cargas, garantindo o equilíbrio entre geração e consumo, armazenando em horas de vazio e fornecendo nas horas de cheias [15].

A Figura 2.24 apresenta uma distribuição dos sistemas de armazenamento pelos três grandes grupos de aplicação, fazendo também uma distribuição das potências nominais de cada, com o tempo máximo a que fornecem à potência máxima (tempo de descarga).

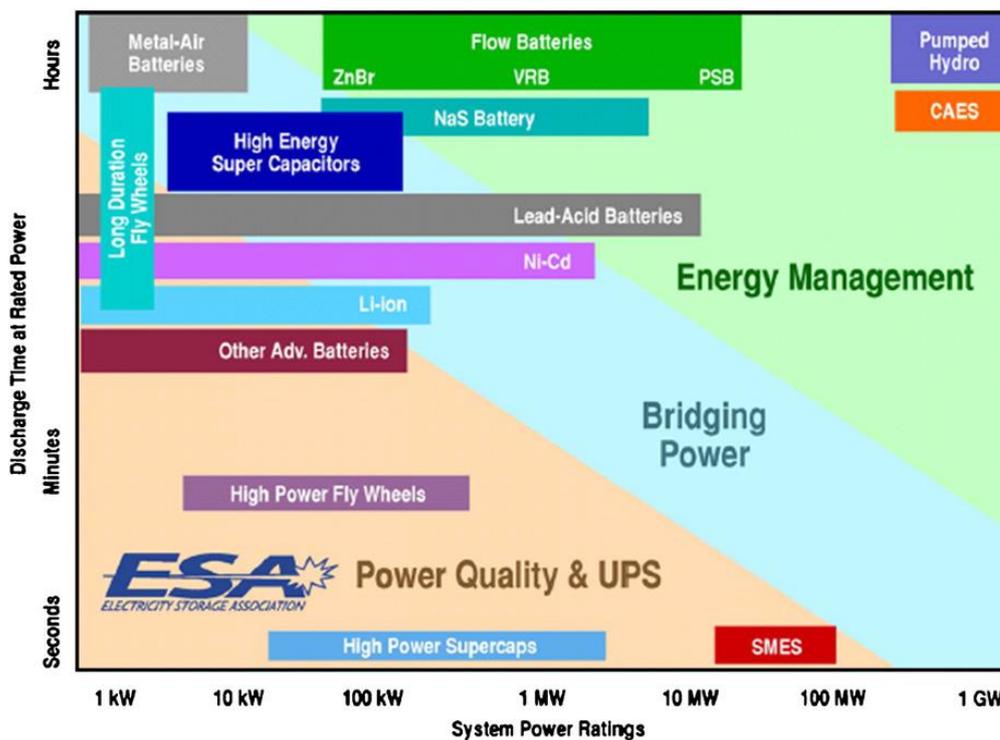


Figura 2.24 - Distribuição dos diversos sistemas de armazenamento em função dos campos de aplicação [49].

Denomina-se tempo de descarga, ao tempo que é necessário para o sistema de armazenamento libertar toda a energia armazenada, estando num estado de carga máxima e tendo em conta que a energia é libertada à potência máxima. Pode ser calculado pela expressão (2.9), em que W_{st} representa a energia total armazenada, P_{max} representa a potência máxima de descarga e $\tau(s)$ o tempo de descarga em segundos.

$$\tau(s) = \frac{W_{st}}{P_{max}}, \quad (2.9)$$

O tempo de carga e descarga de energia depende das características do dispositivo, no entanto a potência de descarga pode ser limitada por uma taxa de transmissão de potência máxima. Por outras palavras, e tomando por exemplo as centrais equipadas com sistemas de ar comprimido, a potência de descarga está limitada à potência do gerador eléctrico acoplado. O tempo de descarga também depende das condições operacionais do sistema assim como da profundidade de descarga.

Pela análise da Figura 2.24 é possível observar que no grupo da qualidade da energia eléctrica se situam os dispositivos com resposta rápida como as flywheels, os supercondensadores, os supercondutores magnéticos assim como uma gama de baterias que possui um curto tempo de resposta. As baterias estão agrupadas essencialmente no grupo de armazenamento de reserva, enquanto no grupo de gestão da rede devido às grandes potências e elevadas capacidades se encontram as centrais equipadas a ar comprimido, os sistemas de bombagem assim como o grupo das baterias de fluxo.

2.11.2 Potência / Energia

Para uma boa exploração os sistemas de armazenamento têm de estar adaptados ao tipo de aplicação a que serão sujeitos, assim como ao tipo de produção a que estarão associados ou se estarão associados a algum tipo de produção específica. Na Figura 2.25 apresenta-se uma relação entre o nível de energia armazenada com a potência de saída de cada dispositivo. São também elucidados os tempos de descarga ao longo da relação potência/energia.

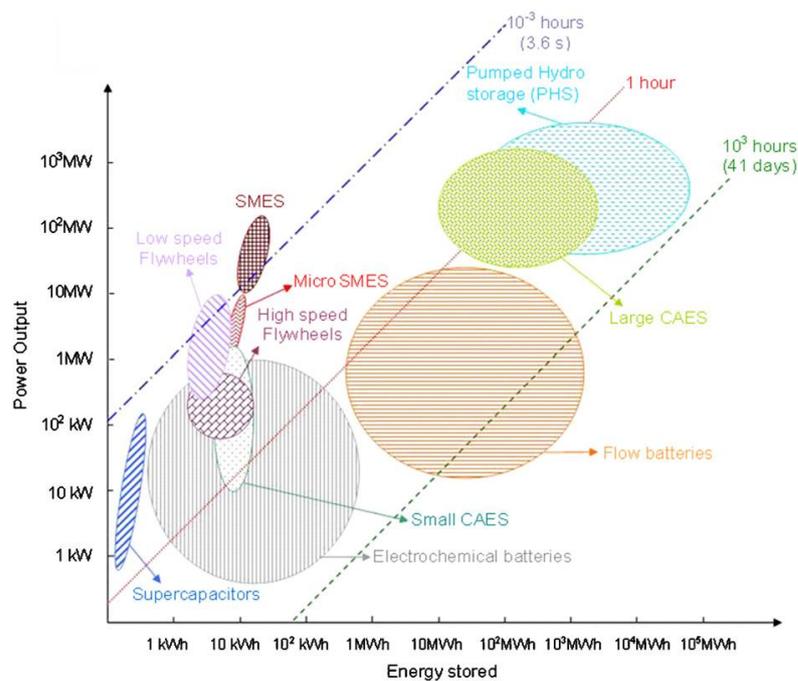


Figura 2.25 - Relação entre a energia armazenada e a potência do sistema para as diversas tecnologias de armazenamento [9].

2.11.3 Eficiência

A eficiência de um sistema a nível global, η , pode ser definida como a relação entre a energia fornecida pelo sistema, W_u e a energia armazenada W_{arm} , podendo ser observada pela expressão (2.10).

$$\eta = \frac{W_u}{W_{arm}}, \quad (2.10)$$

A expressão (2.10) pode ser considerada uma simplificação, isto porque é baseada em um único ponto de funcionamento. No entanto os sistemas de armazenamento têm perdas durante o processo de carga, descarga e também perdas por auto-descarga. A auto-descarga pode ser definida como a quantidade de energia que se dissipa ao longo do tempo, sem existir qualquer tipo de uso do dispositivo.

Portanto, a definição de eficiência deve ser baseada em eficiência dos ciclos de operação (carga/descarga). Um ciclo corresponde a uma carga e uma descarga total. A previsão do tempo de vida dos sistemas de armazenamento também pode ser expressa em ciclos de operação [15]. A Figura 2.26 ilustra e compara as diferentes tecnologias com o respectivo tempo de vida e rendimento.

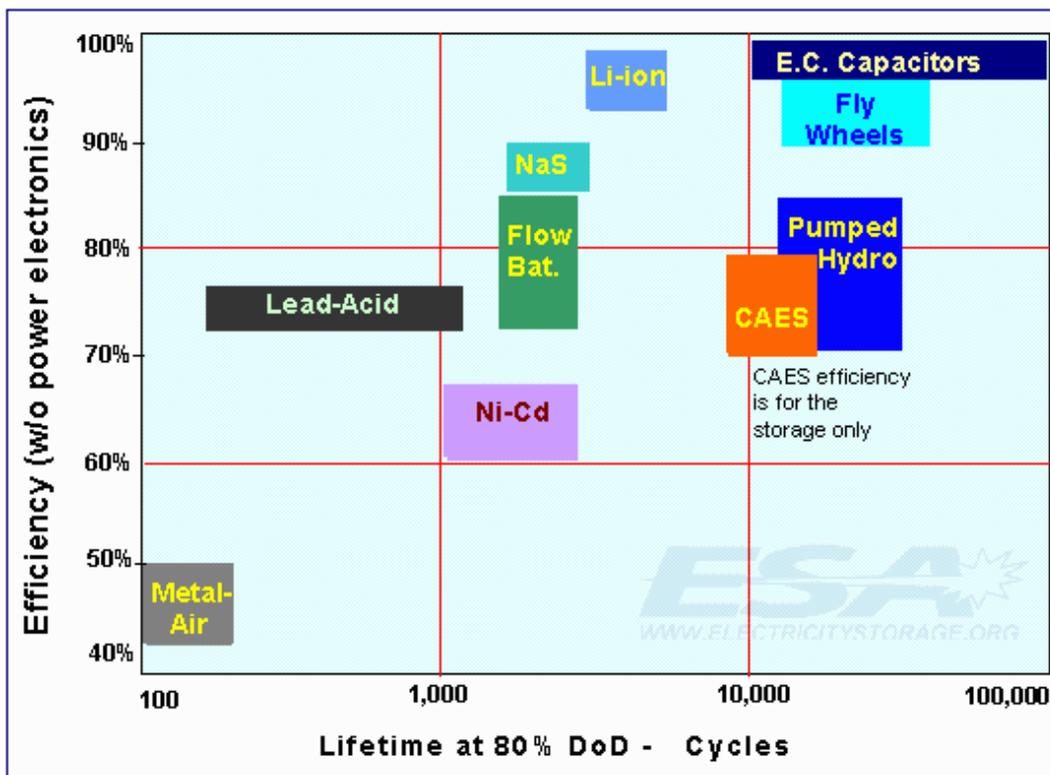


Figura 2.26 - Relação entre a eficiência e o tempo de vida das diversas tecnologias de armazenamento [49].

Note-se a alta eficiência dos super-condensadores e das *flywheels* para um elevado número de ciclos. Deve-se ter em atenção que os ciclos de operação de cada tecnologia correspondem a diferentes espaços temporais, o que por outras palavras quer dizer que apesar de terem um tempo de vida de poucos ciclos, não quer dizer que consigam fornecer energia durante mais tempo que outro tipo de tecnologia.

2.11.4 Densidade de energia (massa e volume)

Em certo tipo de aplicações, móveis, o peso dos dispositivos assim como o seu volume podem ser factores com papel importante na escolha do sistema a usar. Como tal algumas tecnologias de armazenamento são classificadas em função da disponibilidade de energia e potência máxima por volume (densidade volume) ou por quilograma (densidade de massa). Estas particularidades são especialmente importantes, como já foi referido, para as indústrias de aplicações portáteis ou aplicações em locais isolados.

A massa é um parâmetro importante para aplicações permanentes em termos de custo de material. Podendo por vezes para uma instalação eléctrica ser escolhido um material com menor densidade energética de massa, sendo portanto necessário mais material, mas que culmine numa redução do custo global do sistema.

Caso a instalação seja localizada num local com algumas restrições de espaço, ou então em locais caros, por exemplo em áreas urbanas, então o volume do sistema pode tornar-se num factor importante na escolha. Ao aumentar o volume, será necessário mais material e conseqüentemente mais espaço na zona de instalação aumentando o custo global do sistema a instalar [15].

A Figura 2.27 ilustra e compara a relação entre a densidade energética de massa e volume de algumas das tecnologias. É possível então observar que à medida que as densidades de energia de massa e de volume aumentam, os dispositivos podem tornar-se mais leves e mais pequenos respectivamente. Notar também que algumas das tecnologias podem ter uma alta densidade de energia, mas não sendo recarregáveis podem tornar-se em sistemas de armazenamento não desejáveis. A figura efectua a comparação usando como referência o m^3 para a densidade energética de volume e a ton para a densidade energética de massa.

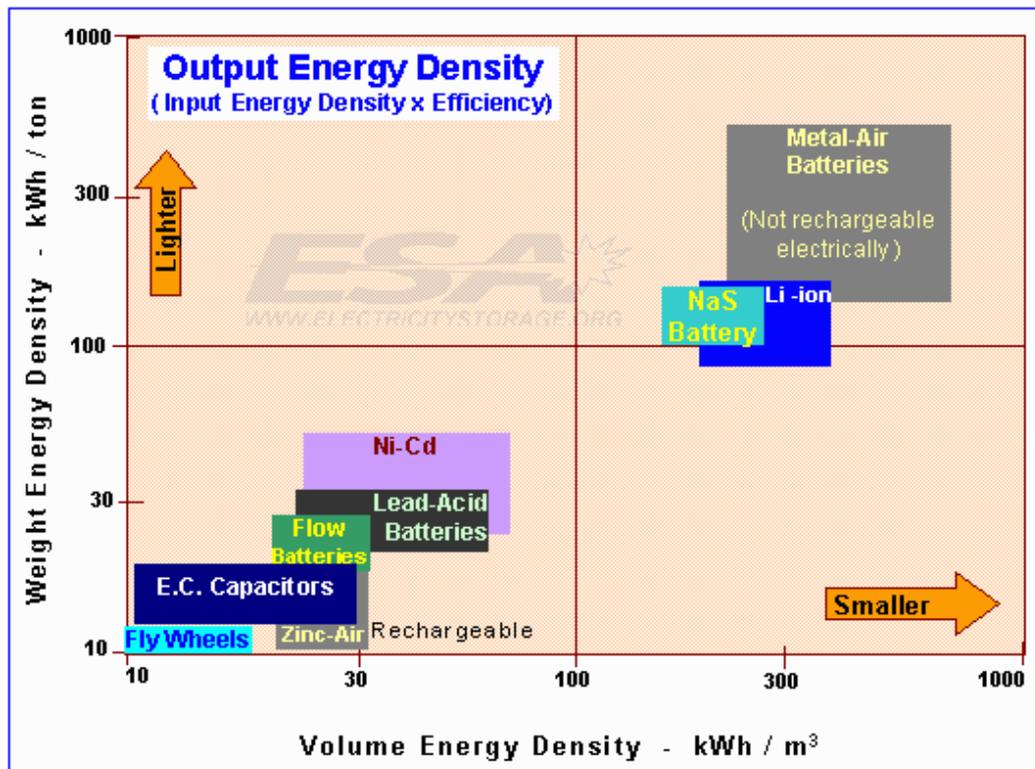


Figura 2.27 - Relação entre as densidades de energia (volume e massa) para algumas tecnologias de armazenamento em aplicações de pequena escala [49].

2.11.5 Custos de investimento

Tal como já foi constatado nas análises e comparações anteriores, os custos dos dispositivos além de variarem para diferentes tipos de tecnologia também variam com a quantidade energia que o dispositivo é capaz de armazenar assim como a potência máxima do mesmo. Como tal torna-se importante abordar uma comparação entre as diversas tecnologias, dos preços unitários de cada uma por unidade energia (kWh), assim como unidade de potência (kW). Tal é ilustrado na Figura 2.28 e o custo unitário é expresso em dólares.

O custo de investimento inicial afecta o custo total de produção de energia do sistema, sendo necessário ter em conta a durabilidade do equipamento para obter uma análise sobre os custos globais do sistema. A título de exemplo, apesar das baterias de chumbo - ácido serem relativamente baratas, devido à sua baixa durabilidade poderiam não ser a opção mais económica numa aplicação de gestão de energia. Nos custos de investimento também devem ser incluídas as várias funções necessárias para a concepção do sistema de armazenamento, ou seja, todos os custos associados ao projecto do mesmo [15].

Por outro lado para avaliar os custos de um sistema de armazenamento de energia que tenha como principal funcionalidade uma elevada frequência de cargas/descargas então, pode ser considerado o custo de investimento por ciclo de funcionamento. É necessário ter em atenção que tal critério pode não ser o mais apropriado para aplicações com funções de

controlo de qualidade de onda, ou armazenamento de reserva, dado que o armazenamento de energia é menos frequente, e os custos de energia são instáveis e relativamente elevados [15]. A Figura 2.29 ilustra uma comparação dos custos de aplicação por ciclo para cada tipo de tecnologia de armazenamento.

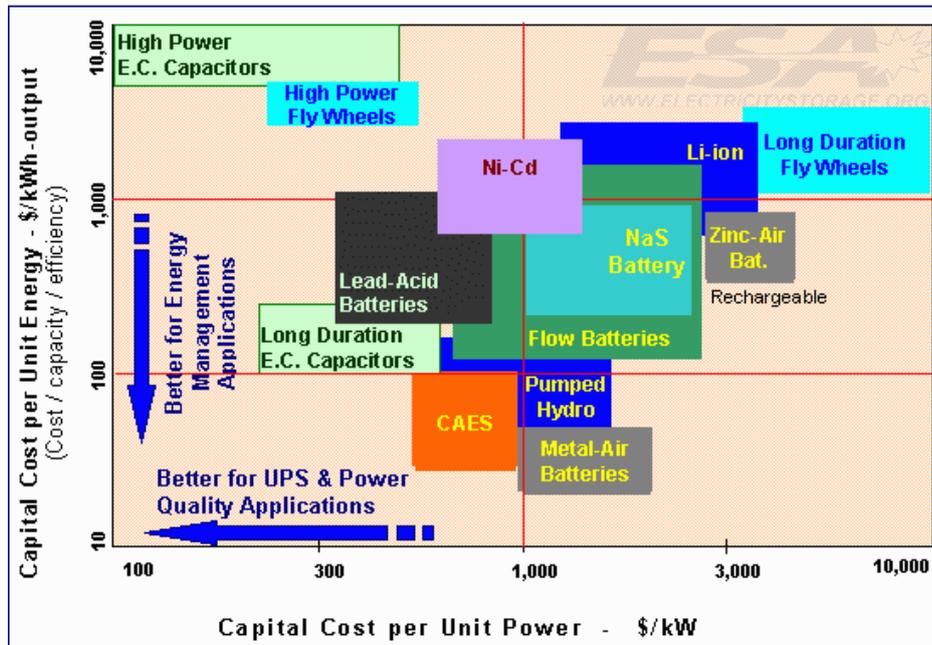


Figura 2.28 - Relação entre custos unitários de energia e de potência para as diversas tecnologias [49].

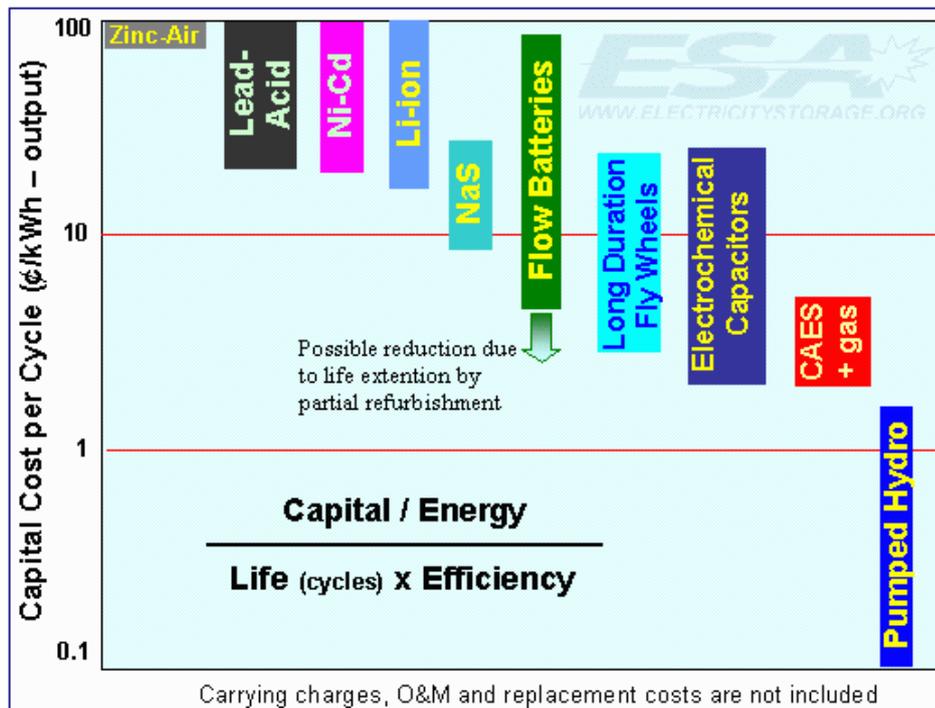


Figura 2.29 - Relação entre o custo de investimento por ciclo para as diversas tecnologias [49].

Os custos de investimento apresentados na Figura 2.28 representam os custos da energia pelo rendimento do sistema para que sejam obtidos os custos por unidade de energia útil. Os custos relativos às baterias encontram-se ajustados para que não sejam incluídos os custos relativos à electrónica de conversão de potência.

Por sua vez os custos de investimento por ciclo, apresentados na Figura 2.29 têm em conta o rendimento e a durabilidade do sistema.

2.11.6 Análise Global

De seguida são apresentadas algumas conclusões globais sobre alguns aspectos e aplicações de determinadas tecnologias. Tecnicamente as baterias de chumbo - ácido satisfazem de um modo relativamente eficaz todas as categorias de comparação, mas têm a seu pesar a sua durabilidade mais baixa e limitada. Por outro lado as baterias de metal - ar e as de níquel muito dificilmente serão competitivas devido ao seu elevado custo e baixa eficiência. Os supercondutores magnéticos assim como os sistemas equipados com bombagem são tecnologias que são efectivamente capazes de assegurar uma troca de fonte de energia para aplicações em pequena escala ou grande escala, respectivamente. As pilhas de combustível ainda se encontram num estado progressivo de amadurecimento.

Para aplicações onde são necessários sistemas de pequena escala para alguns kWh, ou sistemas para aplicações em áreas isoladas onde o elemento chave é a autonomia, então a escolha recai sobre as baterias de chumbo - ácido. Continuam a oferecer um dos melhores compromissos entre custo e desempenho. As baterias de lítio apesar de terem um melhor desempenho ainda são algo dispendiosas, e outras soluções alternativas além de também serem dispendiosas têm um menor índice de eficiência. As baterias de fluxo têm elevados custos de manutenção, as centrais equipadas a ar comprimido têm problemas com auto-descarga e as pilhas de combustível além do custo também apresentam baixo rendimento.

Em aplicações permanentes de baixa potência a característica mais importante está associada ao valor das perdas por auto-descarga, pelo que para este tipo de aplicações as baterias de lítio levam vantagem. Para aplicações de controlo da qualidade de onda são necessários sistemas com tempo mínimo de resposta, uma alta capacidade cíclica assim como uma grande capacidade de libertação de energia. Como tal o mais indicado são aplicações à base de flywheels ou de super-condensadores. Já para aplicações com funções de gestão do sistema, como controlo do diagrama de cargas tornando-o mais 'suave', são necessários sistemas com alta capacidade de armazenamento de energia. Nestes casos os sistemas de ar comprimido, a bombagem e as baterias regenerativas são os mais indicados, sendo o ar comprimido a tecnologia com menor custo associado [15].

A Tabela 2.2 apresenta sintetizadas algumas das características dos diversos sistemas de armazenamento anteriormente referidos, analisados e comparados.

Tabela 2.2 – Comparação de algumas características de típicos sistemas de armazenamento de energia [50].

Tecnologia	Potência (MW)	Duração de descarga	Eficiência (%)	Tempo de vida (anos)	Custo (USD/kW)	Custo ¹ (€/kW)
Ar Comprimido	15 a 400	2 a 24 h	76	35	600 a 750	422 a 529
Bombagem	250 >1000	12 h	87	30	2700 a 3300	1903 a 2326
<i>Flywheel</i>	0,75 a 1,650	15 s a 15 min	93	20	3695 a 4313	2604 a 3040
Super-Condensador	10	Até 30 s	90	>500000 ciclos	1500 a 2500	1057 a 1762
Supercondutor magnético	1 a 3	1 a 3 s	90	>30000 ciclos	380 a 490	268 a 345
Baterias						
Chumbo - ácido	3 a 20	10s a várias horas	75 a 80 (DC) 70 a 75 (AC)	4 a 8	1740 a 2580	1226 a 1818
Iões de Lítio	5	15min a várias horas	90 (DC)	15	4000 a 5000	2819 a 3524
Enxofre - Sódio	35	8h	80 a 85 (DC)	15	1850 a 2150	1304 a 1515
Bromo - Zinco	0,04 a 0,10 2	2 a 4 horas	75 a 80 (DC) 60 a 70 (AC)	20	5100 a 5600	3595 a 3947
Ferro - Crômio	<10	2 a 4 horas	50 a 65	20	200 a 2500	141 a 1762
Vanádio	4	4 a 8 horas	75 a 80 (DC) 63 a 68 (AC)	10	7000 a 8200	4934 a 5780

As características dos diversos sistemas de armazenamento aqui enunciadas têm significado para diversos tipos de uso e tipo de utilização. Antes de ser tomada uma decisão sobre a aquisição e implementação de um destes sistemas, devem existir avaliações completas com base em considerações ambientais e também económicas. O armazenamento

¹ Taxa de câmbio de referência diária (26/05/2011) 1 USD - 0,7048 €.

de energia térmica não se encontra na tabela anterior mas deve ser mencionado, isto porque a energia armazenada sob a forma de calor pode desempenhar um papel importante nas grandes instalações solares térmicas [50].

De seguida apresenta-se na Figura 2.30 uma síntese das vantagens e desvantagens das principais tecnologias de armazenamento.

Storage Technologies	Main Advantages (relative)	Disadvantages (Relative)	Power Application	Energy Application
Pumped Storage	High Capacity, Low Cost	Special Site Requirement		●
CAES	High Capacity, Low Cost	Special Site Requirement, Need Gas Fuel		●
Flow Batteries: PSB, VRB, ZnBr	High Capacity, Independent Power and Energy Ratings	Low Energy Density	◐	●
Metal-Air	Very High Energy Density	Electric Charging is Difficult		●
NaS	High Power & Energy Densities, High Efficiency	Production Cost, Safety Concerns (addressed in design)	●	●
Li-ion	High Power & Energy Densities, High Efficiency	High Production Cost, Requires Special Charging Circuit	●	○
Ni-Cd	High Power & Energy Densities, Efficiency		●	◐
Other Advanced Batteries	High Power & Energy Densities, High Efficiency	High Production Cost	●	○
Lead-Acid	Low Capital Cost	Limited Cycle Life when Deeply Discharged	●	○
Flywheels	High Power	Low Energy density	●	○
SMES, DSMES	High Power	Low Energy Density, High Production Cost	●	
E.C. Capacitors	Long Cycle Life, High Efficiency	Low Energy Density	●	◐

● Fully capable and reasonable ◐ Reasonable for this application ○ Feasible but not quite practical or economical

Figura 2.30 - Capacidade de cada tecnologia para aplicações de alta potência e energia [49].

Quando não existe qualquer tipo de classificação junto das aplicações significa que a mesma é economicamente inviável. Notar que a bateria de Enxofre - Sódio pode ser utilizada em aplicações que tenham como prioridade a potência de carga ou descarga assim como em aplicações que se foquem mais no armazenamento de energia em si, porém tem como grande desvantagem o custo elevado associado à sua produção.

2.12 Conclusões

A educação e a sensibilização para o armazenamento de energia na operação das redes eléctricas têm sido alvo de atenção e discussão. É previsível que futuramente as redes venham a integrar um número crescente de sistemas de armazenamento inteligente, contribuindo para gestão e controlo do sistema. O problema poderá residir no capital de investimento necessário para a implementação de sistemas em grande escala, assim como na disponibilidade de tecnologia satisfatória. No entanto é espectável que com o desenvolvimento da tecnologia, surjam melhoramentos como aumento de capacidade de armazenamento e também uma diminuição dos custos associados.

O armazenamento em grande escala é normalmente efectuado recorrendo a centrais equipadas com bombagem e a centrais equipadas com tecnologia de ar comprimido, mas existem limitações para novas construções de barragens hidroeléctricas devido à orografia e ao impacto ambiental gerado. As centrais equipadas com ar comprimido também estão dependentes de existência de cavernas que satisfaçam todos os requisitos para armazenamento do ar. Tanto uma tecnologia como a outra quando existe uma inversão no modo de funcionamento, ou seja, passagem do modo de carga para descarga, existem atrasos no tempo de resposta e na capacidade para executar a mesma rapidamente.

Embora o objectivo final de um sistema de energia seja o armazenamento da mesma durante um período de tempo para fornecer a mesma num período posterior, existem diversos modos de aplicação. Além das grandes necessidades de capacidade de armazenamento, em algumas aplicações pode ser necessário a deslocação do sistema, pelo que existindo diversas tecnologias é possível escolher qual a melhor se adapta para cada situação.

Tecnologias modulares como sistemas de baterias de fluxo regenerativas oferecem capacidade de resposta rápida, assim como capacidade de troca rápida entre modo de carga para modo descarga. Este tipo de tecnologia providencia um armazenamento por largos períodos de tempo e tem uma baixa característica de auto-descarga.

Quando existem fontes de energia intermitentes e localizadas em áreas isoladas, então o armazenamento toma um papel crucial para aumentar a integração de energias renováveis na rede. No que toca à energia eólica a integração de sistemas de armazenamento pode levar à diminuição da sua variabilidade. Devido aos seus resultados satisfatórios faz com que exista mais investimento neste tipo de tecnologia, como por exemplo no Japão, Alemanha e nos EUA que beneficiam dos sistemas de armazenamento implementados (bombagem) [15].

O reconhecimento do grande valor dos sistemas de armazenamento para controlar a variabilidade de algumas energias renováveis (eólica ou solar), assim como o grande impacto na rede transporte, minimizando as perdas, é essencial para integrar o máximo de energia renovável possível.

É previsível que futuramente uma grande fatia da produção de energia seja renovável e distribuída, pelo que se espera que as tecnologias de armazenamento adquiram um papel cada vez mais relevante, nomeadamente na implementação das *smart-grids* [51].

Capítulo 3

Metodologia

3.1 Introdução

O presente capítulo descreve o problema sob análise, incluindo a metodologia utilizada para a resolução, assim como os pressupostos assumidos e formulação matemática utilizada. O objectivo é construir um modelo de gestão de um parque eólico com armazenamento de energia integrado, tendo em conta um regime de mercado onde a energia eólica terá de competir em igualdade de circunstâncias com as restantes centrais produtoras.

Inicialmente foi fornecida uma série de dados de velocidade de vento e de temperatura de uma estação de medição e recolha de dados situada em Mitra, na região do Alentejo em Portugal. Esses dados necessitaram de um tratamento porque foram recolhidos de dez em dez minutos e a um metro de altura relativamente ao chão. Para tal tratamento foi utilizado o MS EXCEL como software de apoio. Após o tratamento prévio, foi formulado um modelo de previsão horário de velocidade média de vento, que de seguida através de uma curva de potência de um aerogerador será convertida para potência. Para a criação do modelo de previsão foi utilizado o MATLAB, explorando a ferramenta NNTOOL.

Para o desenvolvimento do pequeno simulador de despacho de potência do parque eólico incluindo o armazenamento foi necessário recorrer novamente ao MS EXCEL, utilizando linguagem VISUAL BASIC para o efeito. O modelo de gestão de energia desenvolvido além de ter em consideração a previsão de potência efectuada tem também em atenção o tipo de tecnologia de armazenamento que pode ser instalada no parque. O modelo será aplicado a vários cenários de exploração registando as diferenças e retirando conclusões. Para os vários cenários existirá um regime de remuneração e de penalização comuns que vão ser definidos no subcapítulo 3.6.

Para finalizar será efectuada uma breve análise sobre propostas de curvas de produção de modo a rentabilizar a energia produzida de modo estratégico. Além de uma possível optimização da remuneração do parque, são focadas e analisadas as diferenças entre diversos cenários criados.

3.2 Tratamento de dados

Tal como já referido anteriormente os dados fornecidos provêm de uma estação de medição de dados meteorológicos, contendo valores de temperatura e velocidade do vento a um metro de altura em relação ao chão. Os dados encontram-se compreendidos entre Janeiro de 2006 e Dezembro de 2007 em períodos de dez minutos. Pretende-se que os dados de velocidade sejam horários pelo que procedeu-se à realização de uma média aritmética entre trinta minutos antes da hora até trinta minutos após a hora.

Devido à altura da recolha dos dados de velocidade de vento foi necessário processar uma correcção dos mesmos para alturas típicas das turbinas eólicas. Admitiu-se que as turbinas estariam instaladas a uma altura de quarenta metros em relação ao chão, e foi aplicada a lei exponencial [52], apresentada na expressão (3.1), para a correcção dos valores de velocidade média horária.

$$V_{h_2} = V_{h_1} \times \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^p, \quad (3.1)$$

Em que V_{h_1} representa a velocidade de vento registada a uma altura h_1 , V_{h_2} a velocidade de vento corrigida para a altura pretendida h_2 e p representa o factor “*shear*”. O factor “*shear*” está relacionado com o tipo de terreno onde se encontra instalado o aerogerador, tomando valores entre 0,25 e 0,1 para geografias planas ou acidentadas respectivamente.

A Figura 3.1 apresenta a relação entre a velocidade do vento e a altura da turbina para um valor do factor de “*shear*” de 0,13.

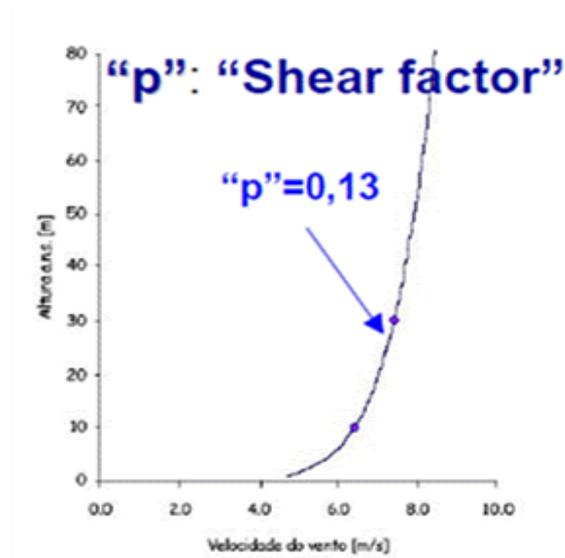


Figura 3.1 - Comportamento da velocidade de vento com a altura para valor fixo de factor “shear” [52].

Neste caso assumiu-se que a zona seria relativamente plana pelo que o valor de “shear” assumido foi de 0,25. São obtidas então as velocidades médias horárias durante dois anos para uma altura de quarenta metros.

3.3 Modelo de previsão

Os modelos de previsão são essenciais para um bom funcionamento dos sistemas de armazenamento, podendo dizer-se que quanto melhor for a previsão, melhor a gestão do sistema de armazenamento de energia. No caso particular é de referir que para este trabalho a previsão a efectuar não necessita de ter uma qualidade óptima, isto porque para tal era necessária a inclusão de variáveis de mesoescala. O mais importante é obter um modelo para o estudo e teste do sistema de gestão de armazenamento. O tipo de previsão efectuada pode no entanto divergir consoante o modo de exploração do sistema de armazenamento, isto é, previsões de muito curto prazo (entre 3 a 10 horas) terão aplicações diferentes de previsões de médio prazo (acima de 72horas) [53].

Neste caso a opção recaiu por efectuar previsões de velocidade de vento de curto prazo (entre as 10 e as 48 horas), mais precisamente para o dia seguinte (24 horas). Era necessário de seguida escolher as variáveis de entrada da rede neuronal, assim como o desejado é saída da mesma. A ferramenta utilizada foi a função NNTOOL do MATLAB. De seguida é efectuada uma breve e ligeira explicação do funcionamento de uma rede neuronal.

3.3.1 Redes neuronais

As redes neuronais têm como base de funcionamento, uma unidade elementar de processamento, o neurónio, que é inspirado na própria biologia de neurónios do sistema nervoso humano. Na Figura 3.2 é apresentado um esquema de um neurónio biológico. As dendrites captam sinais electroquímicos com intensidades próprias que se adicionam no corpo celular e, se a resultante ultrapassar um certo limiar, criam uma onda solitária de despolarização eléctrica que tem início no cone axial e avança pelo axónio, até atingir os terminais pré-sinápticos onde, por intermediação química, activará dendrites de outros neurónios [53].

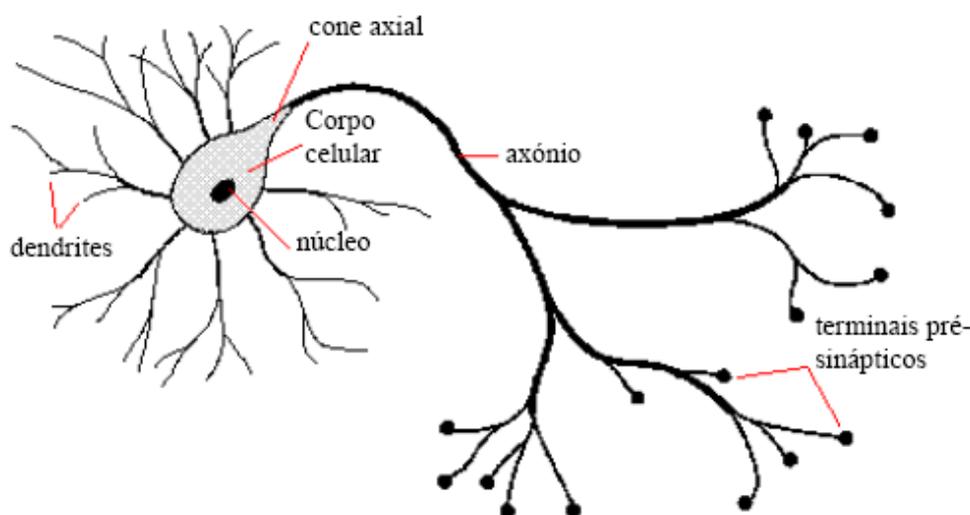


Figura 3.2 - Esquema de um neurónio biológico [53].

As redes neuronais artificiais funcionam analogamente, tendo também um conjunto de entradas, que se transformam em uma saída através de um processo de interno não linear. Encontram-se organizados por camadas em ligações unidireccionais e num sentido progressivo da entrada para a saída, estando estas ligações associadas a um peso w . Tal faz com que o sinal que é emitido por um neurónio seja afectado desse peso de ligação antes de dar entrada no neurónio seguinte. A Figura 3.3 ilustra o conjunto de operações executadas num nó da rede neuronal, denominado nó, de ordem x na camada k que recebe uma entrada da camada anterior p , afectada pelo peso w da ligação.

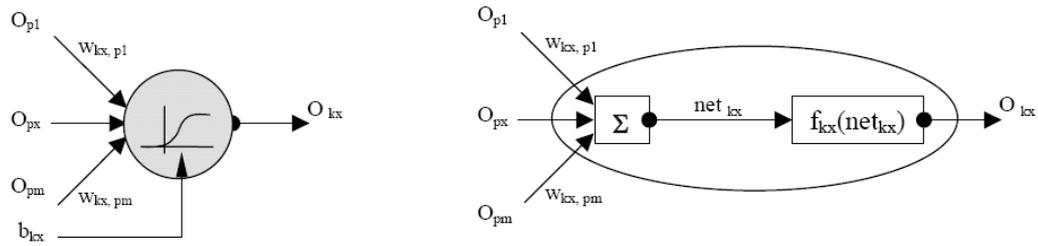


Figura 3.3 - Esquema de operações num nó da rede neuronal [53].

Um neurónio de índice x na camada k recebe sinais O_{pz} dos neurónios da camada anterior p e soma-os já afectados dos pesos w de cada uma das ligações. Antes de produzir o valor do sinal de saída é necessário activar o neurónio da camada seguinte pela expressão (3.2). A função f é chamada de função de activação do neurónio, e usualmente varia entre uma função linear, em degrau ou numa sigmóide.

$$net_{kx} = \sum_{z=1}^m w_{kx,pz} * O_{pz} ; O_{kx} = f_{kx}(net_{kx}) \quad (3.2)$$

Notar que um dos sinais de entrada do neurónio pode ser o correspondente a um limiar de activação da resposta do neurónio (também pode ser chamado de *bias*). Tal também é possível observar na Figura 3.3. Considerando o *bias* a expressão do sinal de saída é traduzida pela expressão (3.3) [53].

$$O_{kx} = f_{kx} \left(\sum_{z=1}^m w_{kx,pz} * O_{pz} - b_{kx} \right), \quad (3.3)$$

Caso o valor de *bias* seja positivo, então é necessária uma acumulação de sinais de entrada para ultrapassar um certo limiar, criado pelo *bias*, representando um deslocamento para a direita da função de activação, para que exista uma resposta significativa por parte do neurónio. Tal traduz-se na introdução de um peso que também se pode determinar no curso do treino da rede neuronal, como tal a expressão (3.4) assume a nova expressão do sinal de saída. O valor (-1) é assumido como um sinal de entrada suplementar e sendo necessário determinar o peso (*bias*) [53].

$$O_{kx} = f_{kx} \left(\sum_{z=1}^m w_{kx,pz} * O_{pz} - b_{kx} * (-1) \right), \quad (3.4)$$

O método de treino mais usual é o algoritmo de retropropagação de erro. O algoritmo tem por base um modelo matemático de pesquisa local, da descida mais íngreme, pelo que existe o problema de, tal como acontece nos métodos gradientes locais, haver a possibilidade das soluções ficarem aprisionadas em ótimos locais. Para combater tais possibilidades foi desenvolvido um chamado “termo de momento” que é aplicado no algoritmo de actualização dos pesos, de modo a estes não ficarem aprisionados em ótimos locais [53]. A actualização dos pesos é efectuada pela expressão (3.5) apresentada de seguida.

$$\Delta w_t = -\eta \frac{\partial E}{\partial w} + \alpha \Delta w_{t-1}, \quad (3.5)$$

A direcção do gradiente na iteração (t) é orientada na mesma direcção do que a direcção do gradiente na iteração anterior (t-1), sendo controlado por um parâmetro α normalmente situado entre zero e um [0,1]. O treino é realizado de forma supervisionada sendo apresentados um a um exemplos de um conjunto de treino. Quando termina a passagem completa de um conjunto de treino então afirma-se que está uma época completa. Os pesos das entradas dos neurónios são actualizados durante várias épocas até que seja atingido um critério de paragem, ou um critério de convergência. É necessário no entanto ter em conta que o processo de treino tem de ser efectuada com algum cuidado, de modo a evitar sobre ajustamento dos pesos aos valores de treino, podendo retirar capacidade de resposta da rede para valores de simulação [53]. Tal efeito é observado pela Figura 3.4 comparando o erro do conjunto de treino e do conjunto de validação com o aumento das épocas de treino.

No processo de modelização da rede neuronal, o conjunto de dados deve ser dividido pelo menos em dois conjuntos, o conjunto de treino e o conjunto de validação. O conjunto de treino é utilizado para efectuar o treino da rede, actualizando sucessivamente os pesos de ligação da mesma, sendo estes validados através da análise do desempenho da rede treinada no conjunto de validação. Os dados pertencentes ao conjunto de validação não são usados no conjunto de treino, servindo não só para definir a qualidade da rede treinada mas também para determinar o fim do processo de treino [54].

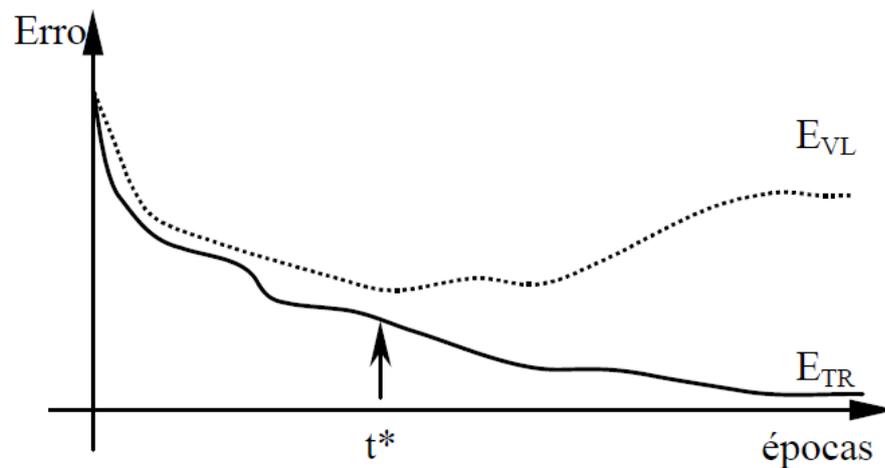


Figura 3.4 - Relação entre o erro e o número de épocas de treino [54].

Caso o conjunto de dados seja suficientemente extenso então pode ser considerada a hipótese de divisão dos mesmos em mais um conjunto, denominado conjunto de teste. Tal como o conjunto de validação este é independente, permitindo mais um teste à rede, no qual é esperado um desempenho semelhante ao desempenho obtido no conjunto de validação. A definição dos conjuntos de validação e de treino deve ser realizada de modo que os dados cubram de forma regulada todo o espaço. No final do processo de treino e de validação é desejável que os erros de treino e de validação sejam da mesma ordem de grandeza [54].

3.3.2 Modelo de previsão da produção eólica

O modelo de previsão pretendido, ilustrada na Figura 3.5, assenta em previsão de velocidade de vento para o dia seguinte. As variáveis de entrada da rede neuronal a utilizar são os dados de velocidade de vento e de temperatura do dia anterior ($n-1$), em que cada um é composto por 24 valores correspondendo às 24 horas do dia.

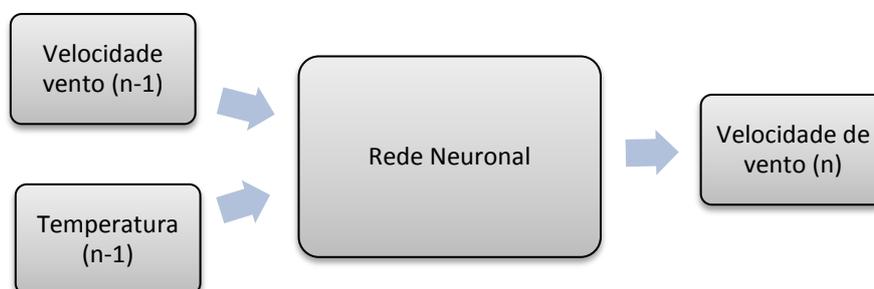


Figura 3.5 - Esquema de funcionamento do modelo de previsão

O conjunto de saída da rede neuronal contém os valores da velocidade de vento para o dia seguinte (n), sendo composto por 24 valores correspondendo também às 24 horas do dia. Para simulação da rede foram utilizados os valores de entrada correspondentes ao mês de Dezembro de 2007, enquanto todos os outros, desde Janeiro de 2006 até Novembro de 2007 foram usados para treino da rede. Com a utilização da ferramenta NNTOOL do MATLAB, o conjunto de treino é subdividido em conjuntos de treino, validação e de teste.

Para todas as previsões de velocidade de vento realizadas é possível calcular o erro associado às simulações efectuadas, como tal, foi calculado o erro médio absoluto relativo à velocidade de vento real ($MAPE_{v_{med}}$) medida no local e é representado na expressão (3.6).

$$MAPE_{v_{med}} = \frac{1}{N} \sum |v_{real} - v_{prev}|, \quad (3.6)$$

Na sua generalidade o erro de uma previsão de velocidade de vento depende de alguns factores tais como [55]:

- Agregação geográfica - a agregação nacional pode reduzir o erro para metade relativamente ao parque
- Agregação temporal - o erro para um dia é menor do que para uma hora
- Factor de capacidade - menor produção erro superior
- Sazonalidade anual e periodicidade diária
- Complexidade do terreno aumenta o erro

3.4 Curva de potência

O objectivo da turbina eólica é captar a energia cinética do vento e transforma-la em energia mecânica, para que posteriormente seja transformada em energia eléctrica. A energia cinética (E_c) de uma massa de ar (m) em movimento a uma determinada velocidade (v) é dada pela expressão (3.7).

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2, \quad (3.7)$$

Assim quando a mesma massa de ar em movimento, atravessa uma superfície de área frontal (A), deslocando-se a uma velocidade durante um intervalo de tempo (Δt), é possível demonstrar que a energia disponível no vento que passa nessa mesma secção é dada pela expressão (3.8), em que ρ (Kg/m^3) representa a massa específica do ar, enunciada pela expressão (3.9).

$$E_c = \frac{1}{2} \rho A v^3 \Delta t, \quad (3.8)$$

$$\rho = \frac{m}{A v \Delta t}, \quad (3.9)$$

A potência disponibilizada (P_d) pela energia cinética transportada pelo vento é dada pela expressão (3.10).

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (3.10)$$

Independentemente do tipo de rotor eólico, o rendimento global pode ser calculado através da razão entre a potência mecânica entregue ao eixo da turbina e a potência disponibilizada pelo vento. Este indicador caracteriza a eficiência do rotor eólico em captar a energia cinética do vento e convertê-la em energia mecânica entregue no eixo. Tal é essencial na análise de um sistema eólico pelo que esta grandeza tem uma denominação de coeficiente de potência (c_p). Tem-se então que a potência mecânica no eixo da turbina eólica é dada pela expressão (3.11) [56].

$$P_m = \frac{1}{2} c_p \rho A v^3, \quad (3.11)$$

A curva de potência de um aerogerador é uma curva que indica qual é a potência eléctrica disponibilizada pelo mesmo para diferentes velocidades de vento. As curvas de potência são obtidas através de medidas realizadas no terreno, onde é colocado um anemómetro num mastro próximo de aerogerador. Caso a velocidade não tenha variações bruscas então é possível usar esse valor para ler as potências eléctricas directamente no aerogerador. De seguida na Figura 3.6, dá-se um exemplo de uma curva de potência de um gerador, que no caso específico é a curva do aerogerador que é utilizado ao longo deste trabalho. Um aerogerador da *General Electric Wind Energy* com uma potência de 1500 kW foi a escolha, dado que se enquadrava com os valores relativamente baixos de velocidade de vento.

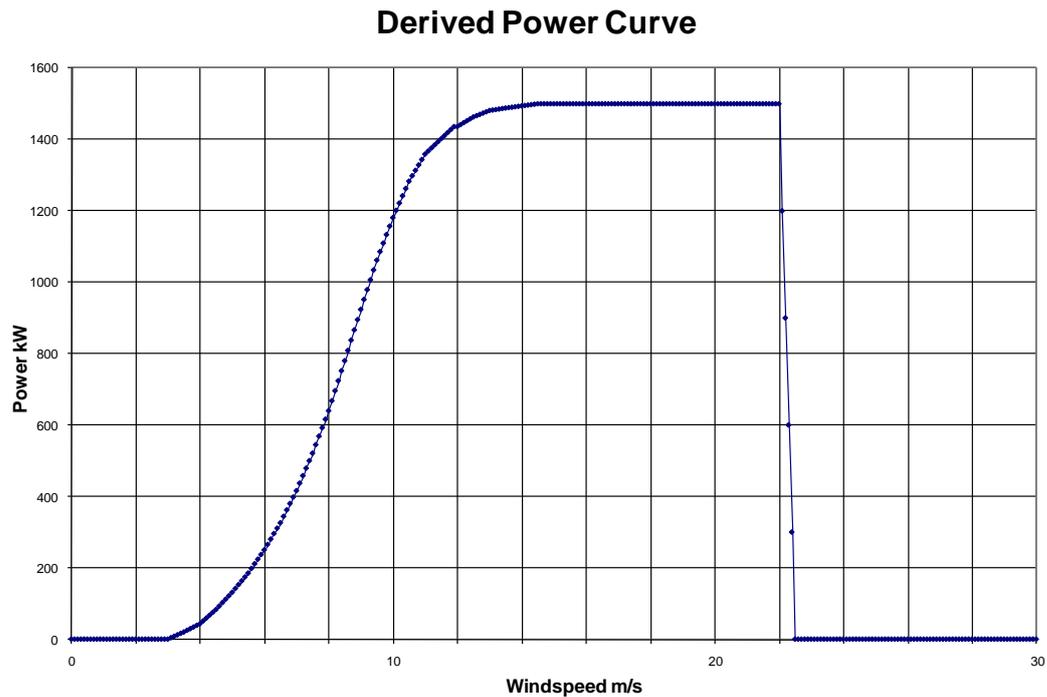


Figura 3.6 - Curva de potência do GE1.5 SL [57].

As curvas de potência utilizam como referência os valores médios da velocidade de vento, pelo que é importante a forma como se chegou a esse valor médio. Dependendo da variabilidade da velocidade do vento, os erros podem existir e chegar a atingir os 10% em curvas certificadas. A Figura 3.7 ilustra a variação do erro ao longo de uma curva de potência, fazendo a relação entre o erro de previsão da velocidade e o erro na previsão de potência.

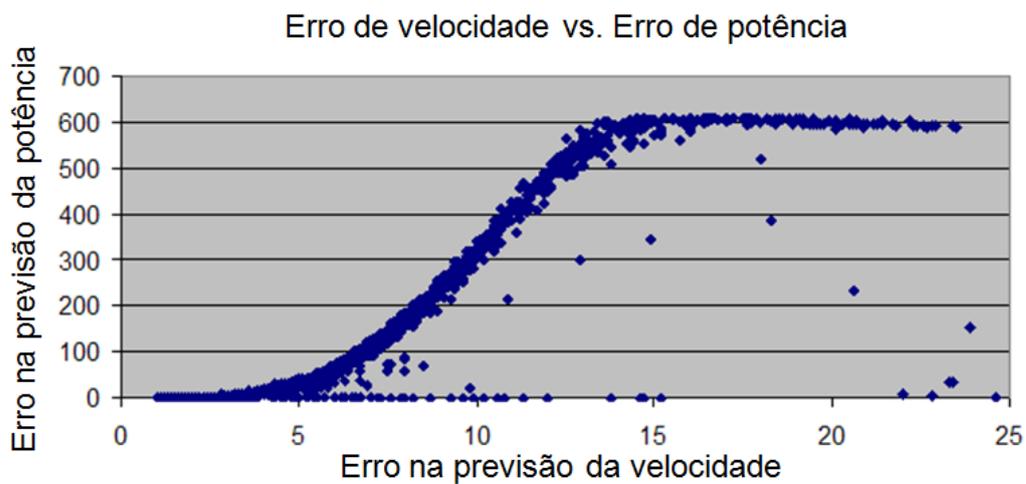


Figura 3.7 - Erro de velocidade vs. Erro de potência [55].

As turbinas eólicas são projectadas para transferirem para os geradores eléctricos o máximo de potência mecânica que é retirada do vento, adoptando princípios de simplicidade e robustez. Como tal são concebidas para operarem a uma potência máxima de saída a velocidades de vento, geralmente superiores a 15m/s. Para velocidades de vento correspondentes à zona de subida da curva de potência, o erro da previsão de potência pode duplicar em relação ao erro da previsão de velocidade de vento. Por outro lado para velocidades de vento elevadas o erro da previsão de potência diminui. Como tal existe um erro superior para velocidades de vento situadas na zona de subida da curva.

No aerogerador em questão tal também se verifica, sendo a potência máxima atingida aos 14m/s e é constante até aos 22m/s. Para velocidades superiores o aerogerador é desligado por questões de segurança, não produzindo energia nessa zona, tal como acontece para velocidades de vento inferiores a 3,5m/s, onde a velocidade não é suficiente para ultrapassar a inércia e os atritos do sistema.

3.5 Armazenamento

Dentro do contexto é necessário ter especial atenção à gestão do sistema de armazenamento, para que o mesmo seja capaz de colmatar as diferenças entre a potência produzida pelo parque no qual é integrado e a curva de potência proposta a mercado. O sistema de armazenamento ideal seria aquele que fosse provido de uma capacidade infinita, uma potência instalada ilimitada e uma resposta instantânea. Sistemas com tais propriedades não existem pelo que foi construído um modelo de gestão de um sistema de armazenamento tendo em conta alguns parâmetros que caracterizam estas limitações.

O sistema é baseado na curva de potência proposta a mercado, que neste caso corresponde à curva de previsão de potência determinada anteriormente. O objectivo do sistema de armazenamento é então colmatar as diferenças entre a curva de potência prevista e os valores reais de produção do parque. Caso a produção do mesmo seja superior à produção prevista então o sistema de armazenamento deve armazenar essa diferença. Por outro lado se a produção ficar abaixo do previsto então a potência em falta será providenciada pelo sistema de armazenamento que integra o parque. É necessário no entanto ter em conta algumas limitações, tais como a capacidade de armazenamento, a potência instalada no sistema de armazenamento e a capacidade de responder a variações rápidas.

Quando é atingido o limite de capacidade de armazenamento, mesmo que a produção seja superior à prevista, como não será possível armazenar mais energia, a potência produzida pelo parque não pode ser ajustável. Isto traduz-se num incumprimento por parte do parque, produzindo mais do que pretendido, ou seja, não cumpre a curva de potência à qual se propôs.

O mesmo acontece no caso oposto, quando o sistema de armazenamento esgota a energia armazenada. Mesmo que a produção do parque seja menor que a prevista, como o sistema não tem energia disponível, perde momentaneamente a capacidade de compensar as diferenças relativamente à curva proposta. É traduzido também num incumprimento por parte do parque, produzindo menos do que era pretendido, ou seja, não cumpre a curva de potência à qual se propôs. O algoritmo utilizado encontra-se expresso no organograma da Figura 3.8, para uma melhor e mais fácil compreensão do funcionamento do mesmo.

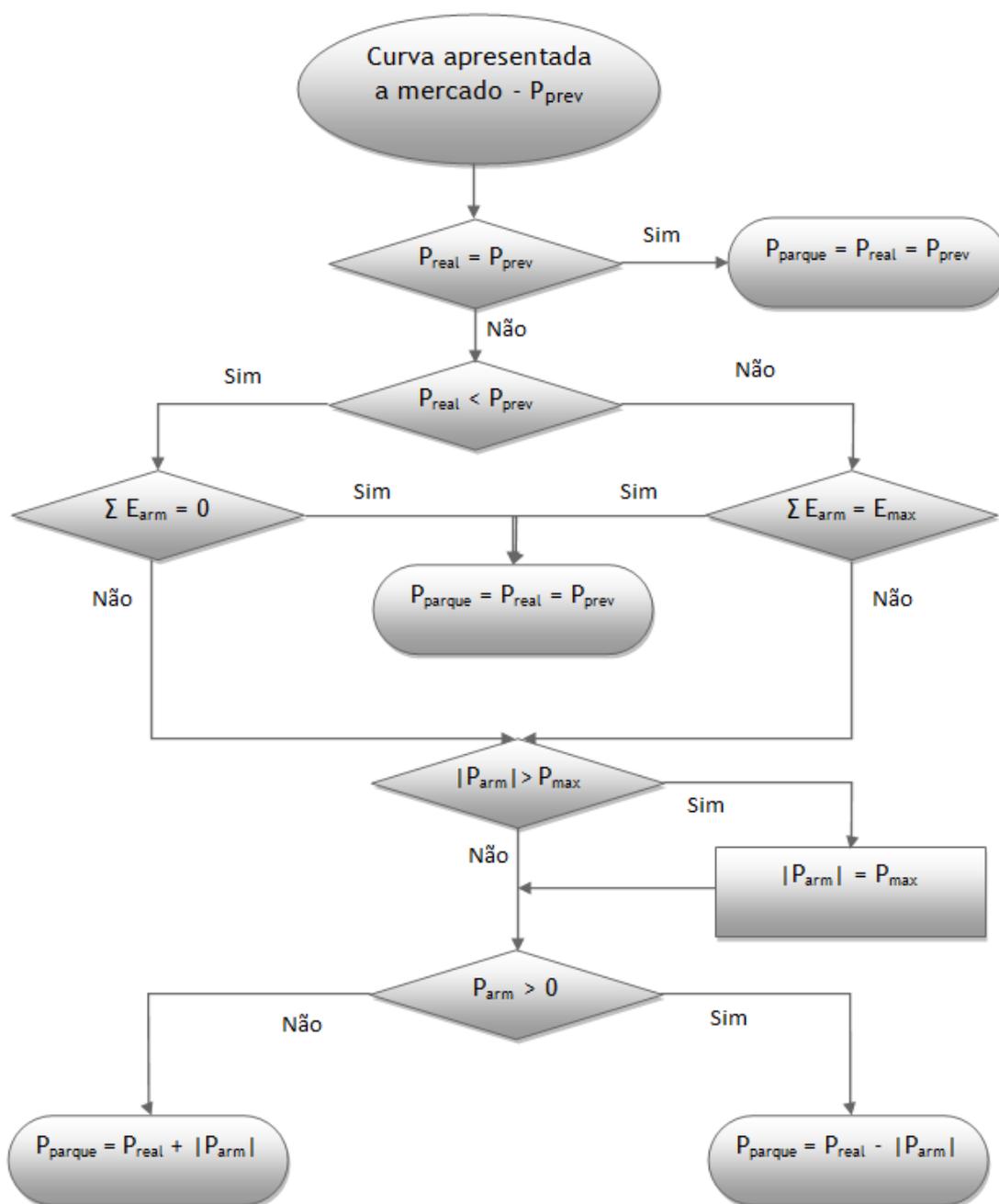


Figura 3.8 - Organograma ilustrativo do algoritmo utilizado

As variáveis utilizadas são descritas de seguida para elucidar o que representam bem como a sua função ao longo do processo de gestão do sistema de armazenamento.

- P_{prev} (MW) - representa a potência prevista
- P_{real} (MW) - representa a potência real produzida pelas turbinas eólicas
- P_{parque} (MW) - representa a potência produzida pelo parque eólico
- P_{arm} (MW) - representa o módulo da potência disponibilizada pelo sistema de armazenamento, podendo este estar a fornecer ou a armazenar potência
- P_{max} (MW) - representa a potência máxima que o sistema de armazenamento pode transmitir
- E_{arm} (MWh) - representa a energia armazenada pelo sistema de armazenamento
- E_{max} (MWh) - representa a energia máxima que o sistema de armazenamento pode comportar, por outras palavras, representa a capacidade do sistema

Existe uma outra variável que não está contida no organograma. Não existem sistemas que tenham uma resposta imediata, pelo que foi associado uma constante - de tempo de subida - na variável de potência do dispositivo. A curva caracterizadora do tempo de subida tem um comportamento de uma exponencial, muito similar ao que acontece com os vulgares condensadores. A curva de potência pode ser expressa pela expressão (3.12).

$$P_{max} = 1 - e^{-kt}, \quad (3.12)$$

A constante k modeliza a quantidade tempo que o sistema demora a passar do estado em que não fornece energia até ao estado em que fornece energia máxima, comportando-se tal como já referido como uma constante de carga associada ao tempo de subida (carga). O seu efeito será abordado no capítulo seguinte do presente trabalho.

3.6 Remuneração

Partindo do pressuposto já assumido que a energia eólica deixará de ser subsidiada, então o produtor eólico será comparável a um produtor ordinário, tendo de fazer propostas de venda de energia no mercado para despacho e para posterior remuneração. A remuneração do parque foi assumida como uma remuneração mensal, atribuída à potência produzida pelo mesmo ao longo do mês, sendo que tem como base o preço de mercado horário atribuído.

O mercado ibérico de electricidade, denominado por MIBEL, nasce de uma iniciativa conjunta entre Portugal e Espanha com o objectivo principal de possibilitar a qualquer consumidor no espaço ibérico, adquirir energia eléctrica num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou em Espanha. Com esta

integração dos sistemas eléctricos dos dois países, além de favorecer a eficiência económica das empresas do sector, através da promoção da livre concorrência entre as mesmas, e de desenvolver o sector através da existência de um preço de referência de mercado, a criação do mesmo visa também a uma redução da factura energética, beneficiando a economia e também melhorando a qualidade de serviço no abastecimento de energia.

O MIBEL pode ser dividido em três grandes intervenientes:

- OMI - Operador de Mercado Ibérico; entidade responsável pela gestão dos mercados diário, intradiário e a prazo.
- REN/REE - Redes Energéticas Nacionais / Rede Eléctrica de Espanha; entidades responsáveis pela segurança e gestão técnica do sistema em cada uma das suas áreas de controlo; devem ser informadas pelo OMI das quantidades contratadas, obtidas após análise das propostas de compra e venda nos mercados de energia.
- ERSE/CNE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos / Comissão Nacional de Energia; entidades de regulação dos serviços energéticos

No modelo de mercado em *pool*, o OMI estabelece relações com a produção, comercializadores, consumidores assim como a entidade que opera a rede de transmissão. O mercado funciona tipicamente através de mercado horário de dia anterior. O OMI recebe as propostas dos produtores que especificam o mínimo preço que pretendem receber e as quantidades disponíveis, assim como as propostas das empresas distribuidoras e comercializadores que especificam a quantidade pretendida e o preço máximo que pretendem pagar. O mercado ordena as propostas e realiza um despacho centralizado baseado em preços, onde a intersecção das duas curvas representa o preço de mercado, tal como representado na Figura 3.9. Este é o preço a que os produtores são remunerados assim como o preço a que os consumidores compram a energia.

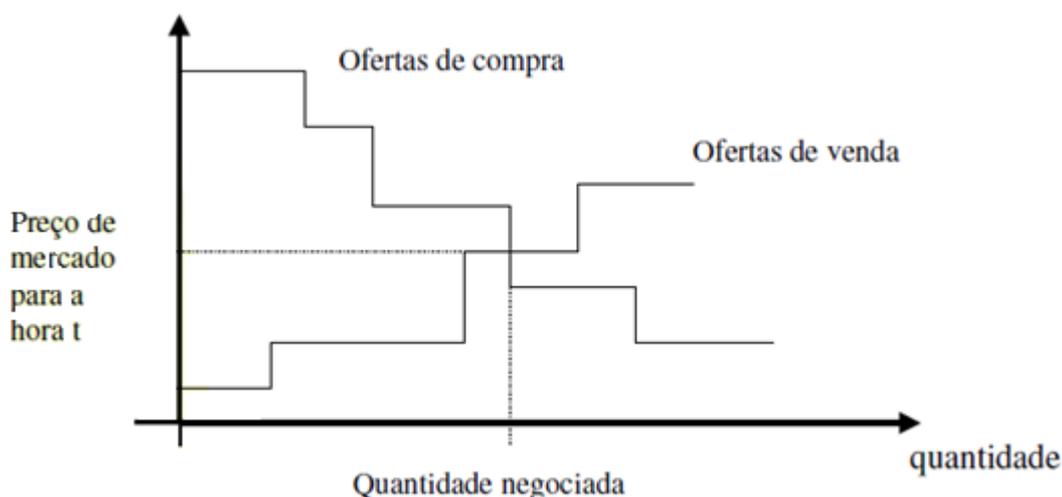


Figura 3.9 - Exemplo de modelo *pool* simétrico de mercado

Para o presente trabalho como as simulações foram realizadas para o mês de Dezembro de 2007, o preço de mercado utilizado foi o registado na data sendo retirado directamente do sítio da internet da OMEL [58].

A produção de energia eólica é caracterizada pela alta variabilidade, pelo que é previsível que o desvio de potência permitido seja algo superior ao que existe para os produtores ordinários. Apesar de estar provido de desvios mais alargados, quando os mesmos não são cumpridos então existirão penalizações por não cumprimento da curva de potência proposta, ou seja, o sobrecurso dos desvios é repartido por todos os agentes que se desviam, incluindo comercializadores e/ou consumidores qualificados. Os desvios podem ser divididos por desvios por excesso ou por defeito em relação à curva de produção.

Caso um desvio por defeito se verifique a REN, enquanto operador responsável pela segurança e gestão técnica do sistema do lado de Portugal, tem de mobilizar as ofertas de serviço de sistema (regulação secundária/terciária), para resolver o problema, e quanto maior o desequilíbrio maior terá de ser o volume de reservas mobilizadas e conseqüentemente maior será o custo. As ofertas de serviço de sistema têm valores diferentes ao longo das horas do dia, dependendo do regime hidrológico e/ou a necessidade de mobilização de grupos térmicos por períodos de curta duração e conseqüentemente fazem variar os custos de arranque desses mesmos grupos. Nesse sentido o preço do desvio pode ser admitido em termos médios de um sobrecurso entre 10 a 20 €/MWh desviado².

Por outro lado caso exista um desvio por excesso de produção, então a produção em excesso será remunerada a metade do preço de mercado para a mesma hora. O valor de tolerância de produção é imposto pelo mercado, sendo marcado como um parâmetro no modelo de remuneração como uma percentagem sobre o valor da curva de potência proposta. Passam a existir então limites máximos e mínimos de geração, em que apenas existirá processo de penalização caso os limites de tolerância sejam violados. O organograma apresentado na Figura 3.10 ilustra o funcionamento do modo de remuneração do parque assim como as penalizações aplicáveis.

² Informação cedida informalmente pela EDP.

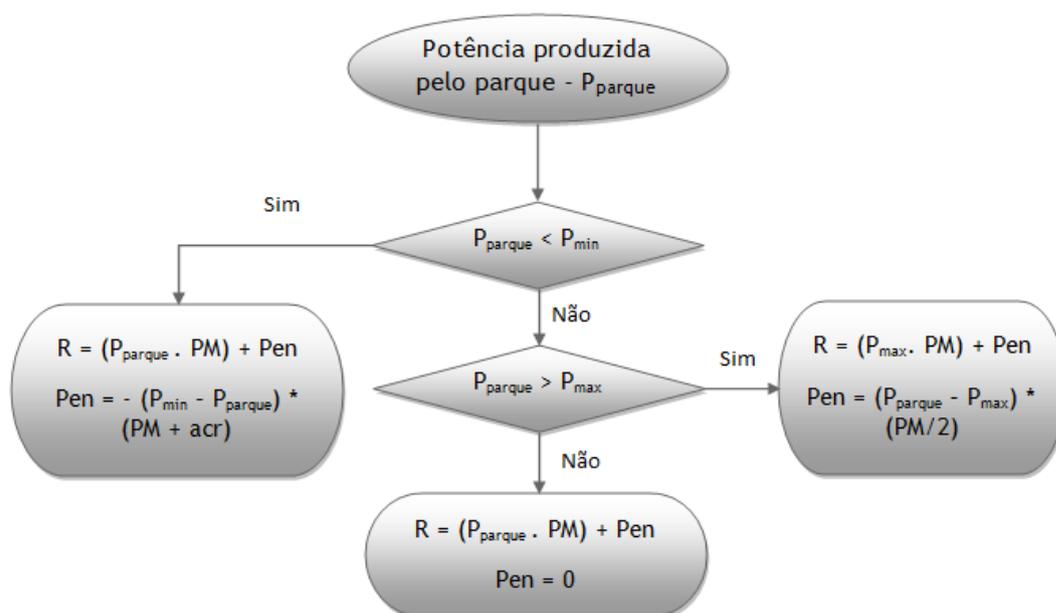


Figura 3.10 - Organograma ilustrativo do processo de remuneração aplicado

As variáveis utilizadas no processo de remuneração são enunciadas por siglas que de seguida são descritas:

- P_{parque} (MW) - representa a potência produzida pelo parque eólico
- P_{min} e P_{max} (MW) - representam respectivamente o limite inferior e superior dos desvios permitidos, sendo regulados em volta de uma percentagem da potência do parque prevista
- R (€) - representa a remuneração horária do parque
- PM (€/MW) - representa o preço de mercado para a hora em questão
- Pen (€) - representa a penalização aplicada caso desvio
- Acr (€/MW) - representa o acréscimo aplicado caso exista desvio por defeito

O modelo de remuneração apresentado aplica-se a um espaço de tempo horário, mais uma vez aplicado a médias de produção horárias, pelo que para o cálculo da remuneração final mensal, o modelo é aplicado para as 24 horas do dia durante os dias que compõem o mês.

3.7 Retorno de investimento

A implementação de sistemas de armazenamento em parques eólicos apenas poderá ser uma realidade se tal for economicamente viável, pelo que de seguida é apresentado um possível estudo económico tendo em conta o tempo até que exista um retorno de

investimento aplicado no sistema de armazenamento. A análise foi realizada tendo em conta valores anuais.

Os custos por MW instalado, associados aos sistemas de armazenamento encontram-se no Capítulo 2 deste mesmo trabalho na Tabela 2.2, sendo considerados como o valor de investimento inicial. Para o cálculo do valor futuro do investimento ao longo dos anos foi utilizada a expressão (3.13) em que i representa a taxa de amortização, que foi considerada tendo um valor anual de 5%.

$$Investimento_n = [Investimento_i \cdot (1 + i)^n], \quad (3.13)$$

Para esta análise, vai ser considerada a diferença de remuneração entre o facto de o parque ter ou não ter sistema de armazenamento. Mais precisamente vai ser considerada a diferença entre valores de penalização inferior evitados. Por outras palavras, quando o sistema de armazenamento é instalado o valor das penalizações diminui, sendo essa diferença o valor considerado nesta análise. O cálculo do valor acumulado ao longo dos anos é efectuado usando a expressão (3.14).

$$Valor\ Rem_n = Valor\ Rem_{n-1}(1 + i) + Valor\ Rem_i, \quad (3.14)$$

Foi tomado em consideração que o preço de energia não varia ao longo dos anos, mantendo-se constante, sendo também considerado que o valor evitado em penalizações, $Valor\ Rem_i$, é constante para todos os meses do ano e ao longo dos anos. Existe retorno de investimento quando o valor das duas expressões, (3.13), (3.14), é igualado.

3.8 Curva de proposta estratégica

O objectivo principal dos proprietários e exploradores dos parques eólicos centra-se na maximização da remuneração do mesmo. Actualmente devido ao sistema pelo qual estão abrangidos, com a aplicação de tarifas bonificadas para a produção em regime especial, os mesmos produzem sempre que possível e com nível máximo de potência disponível. Porém caso os parques sejam integrados em mercado, então uma gestão estratégica de produção pode fazer a diferença para maximizar a remuneração mensal dos mesmos, desde que integrem sistemas de armazenamento.

A curva de propostas tem de ser baseada na curva de previsão de potências, para que a partir desta e em conjunto com a evolução do preço de mercado seja possível apresentar uma solução. Como tal, durante as horas em que o preço de mercado é menor, normalmente durante as horas de vazio, a estratégia de gestão da produção do parque pode passar por

armazenar o máximo de energia possível para que seja libertada nas horas em que o preço de mercado seja mais elevado, normalmente pontas e cheias. Notar que são inúmeras as possibilidades ao dispor dos agentes de decisão.

O presente trabalho pretende alertar para tal, apresentando algumas ilustrações de casos possíveis, embora caia fora do âmbito desta dissertação desenvolver e testar metodologias para optimização da remuneração de parques eólicos com armazenamento, pelo que tal é sugerido para trabalhos futuros.

No entanto foi formulado um pequeno exemplo de como poderá vir a funcionar o processo no futuro, apesar de não ser um modo optimizado, serve para ilustrar um possível modo de procedimento. Tal como mencionado anteriormente tem-se como objectivo maximizar a remuneração do parque, e esse objectivo passa por fazer coincidir de certa forma, a curva de produção proposta a mercado com a curva de preços de mercado. Fazendo assim coincidir uma maior produção em alturas do dia em que a remuneração é maior, maximizando assim de certa forma a remuneração mensal do parque produtor.

Como tal foi efectuado um pequeno estudo da evolução do preço de mercado ao longo do dia, verificando as oscilações entre as horas de vazio e cheias. Foi seguidamente calculado o valor médio horário ao longo do dia, utilizando os valores de preço de mercado recolhidos anteriormente e que serviram de base para o cálculo da remuneração no subcapítulo 3.6.

Os valores médios de preço de mercado horário são de seguida convertidos em factores multiplicativos numa escala a definir. A expressão (3.15) mostra a forma utilizada para a conversão dos valores médios de preço de mercado em factores multiplicativos.

$$k_h = \left[\frac{(PM_{medh} - PM_{med_min})}{(PM_{med_max} - PM_{med_min})} \cdot (k_{max} - k_{min}) \right] + k_{min}, \quad (3.15)$$

As variáveis acima apresentadas na equação são descritas de seguida:

- k_h - representa o coeficiente adimensional multiplicativo respectivo à hora h .
- PM_{med_min} e PM_{med_max} (€) - representam respectivamente o menor e o maior preço médio de mercado horário registado, dentro dos resultados obtidos.
- PM_{medh} (€) - representa o preço médio horário de mercado que se apresenta para conversão à nova escala multiplicativa.
- k_{max} e k_{min} - representam respectivamente os coeficientes máximos e mínimos da escala multiplicativa, sendo estes limites predefinidos pelo agente decisor.

Após a reconversão dos valores médios de preço de mercado horários, procede-se à sua aplicação junto da curva de produção proposta. Para tal é realizado o produto entre os valores obtidos para a curva de previsão de potência e os factores acima calculados. Tem-se por objectivo aproximar a curva de produção proposta a mercado à curva de remuneração do

mesmo. Sendo assim, nas horas em que se prevê que o preço de mercado seja baixo, então a produção prevista será afectada de um factor multiplicativo baixo, resultando de uma curva de proposta de produção a mercado inferior. Em caso oposto nas horas em que se prevê um preço de mercado maior, então a previsão de potência será afectada de um factor que fará com que a curva de produção proposta a mercado tenha um valor de potência superior à inicialmente prevista.

É esperado que com a utilização deste método, a remuneração do parque aumente, ainda que ligeiramente, dado que a mesma formulação não se encontra otimizada. Mais uma vez se ressalva que apenas serve de ilustração de como os produtores poderão actuar nas situações consideradas, sugerindo-se o desenvolvimento desta optimização em trabalhos futuros.

3.9 Conclusão

Neste capítulo foram descritas as linhas metodológicas adoptadas neste trabalho. Foram também enunciados e estabelecidos os modelos implementados nos programas de simulação desenvolvidos, bem como os pressupostos assumidos. Encontram-se descritos o modelo de previsão, o uso de uma curva de potência, o modelo usado para gestão do armazenamento de energia no parque, assim como os pressupostos assumidos para uma remuneração possível incluindo os modos de penalização. Um último ponto abre uma visão mais abrangente sobre uma gestão estratégica do parque eólico, através de uma proposta estratégica da curva de potência que vai entrar em mercado.

Capítulo 4

Apresentação e análise de resultados

4.1 Introdução

Neste capítulo são apresentadas as simulações efectuadas, assim como os resultados obtidos, sendo posteriormente analisados. As simulações são efectuadas criando cenários de operação e exploração para que se acentuem os resultados quando são alterados alguns parâmetros do modelo. Inicialmente apresentam-se os resultados do modelo de previsão assim como o erro associado ao mesmo, seguindo-se da aproximação à curva de potência escolhida que se apresentam como ponto de partida para a implementação do modelo de gestão do sistema de armazenamento.

Os cenários de operação são criados para aplicação do modelo de armazenamento, focando os efeitos da variação de potência instalada do sistema, capacidade de armazenamento do mesmo, capacidade de resposta assim como uma apresentação de como seria o comportamento de um sistema de armazenamento ideal. São analisadas e comparadas as possíveis remunerações mensais entre um parque equipado com sistema de armazenamento e um sem armazenamento, sendo os dois abrangidos pela obrigatoriedade de comparecer a mercado para produzirem. Finalmente também neste capítulo é efectuado uma análise financeira para verificar a amortização do sistema de armazenamento, e verificar se a sua implementação pode ou não ser rentável.

4.2 Previsão

Como já referido no capítulo anterior, a previsão foi efectuada para um espaço de tempo de 24h, tendo como entradas o valor da velocidade do vento e temperatura no dia actual, e

como saída o valor da velocidade de vento no dia seguinte. É efectuada assim uma previsão para o dia seguinte. De ressaltar que a escolha das variáveis de entrada não é ao acaso, pelo que foram tentadas outras combinações, onde se teria como valores de entrada o valor da velocidade do vento nos dois dias antes, mas o modelo ilustrado apresentou melhores resultados. No entanto durante este trabalho não serão ilustrados nem apresentados os passos do processo de escolha das variáveis de entrada, focando apenas no desenvolvimento do modelo apresentado.

Após a escolha das variáveis de entrada, foi necessário encontrar o número de neurónios adequados para a camada intermédia da rede neuronal. A rede neuronal é constituída por uma camada de entrada, correspondendo às variáveis de entrada, uma camada de saída, que corresponde à variável de saída e uma camada intermédia, composta por neurónios e toda a sua constituição apresenta-se descrita no capítulo anterior.

Para além da variação de número de neurónios, também foram realizados testes com variáveis de entrada 'normais' e com variáveis de entrada normalizadas entre [0,1]. Algumas das redes que apresentaram melhores resultados encontram-se detalhadas no ANEXO A1. Entenda-se por melhores resultados, as redes que apresentem um erro MAPE menor. Todas as previsões foram efectuadas para um espaço de vinte e quatro horas durante trinta dias, correspondendo a previsões entre o dia 2 de Dezembro de 2007 até dia 31 de Dezembro de 2007.

A rede escolhida para prosseguir com o trabalho foi a rede Pn-5n, em que as entradas são normalizadas e apresenta 5 neurónios na camada intermédia da rede neuronal, dado que é a que apresenta um erro médio MAPE menor. A Tabela 4.1 apresenta o valor máximo, mínimo e médio de erro MAPE das previsões efectuadas para os trinta dias.

Tabela 4.1 – Erros MAPE associados às redes de previsão criadas.

Rede	MAPE Máx.	MAPE Mín.	MAPE Méd.
P-20n	29,783%	6,135%	15,921%
P-5n	41,079%	6,615%	15,568%
P-8n	56,712%	7,700%	20,038%
Pn-25n	28,834%	6,946%	15,893%
Pn-5n	32,403%	5,993%	15,119%
Pn-8n	30,320%	7,183%	16,493%
Pn-14n	26,395%	7,585%	16,205%
Pn-21n	68,510%	13,624%	30,118%
P-97n	28,171%	5,762%	16,792%

As redes de previsão são apresentadas na tabela e distinguidas pelo tipo de variáveis de entrada (normais ou normalizadas) e pelo número de neurónios. Encontra-se seleccionada a rede escolhida sendo a que apresenta um valor médio de erro MAPE menor. É no entanto necessário ressaltar que este modelo poderia ser amplamente melhorado, isto porque não são considerados factores ambientais além da temperatura. Outro factor que pode melhorar a

previsão é proceder a uma diminuição do espaço de tempo para o qual é efectuada a mesma. Se ao invés de se proceder à previsão para o dia seguinte, fosse realizado uma previsão para doze horas ou até mesmo seis horas depois, o erro seria menor, obtendo-se portanto uma melhor previsão. No entanto para o trabalho a realizar, dado que a previsão é o ponto de partida do mesmo, os resultados obtidos são perfeitamente aceitáveis.

A Figura 4.1 e 4.2 apresentam os resultados da previsão para dois dias, utilizando a rede acima escolhida, onde se pode observar a curva de previsão e a curva de velocidade de vento real registado.



Figura 4.1 - Curva de previsão de vento para o dia 9 de Dezembro.



Figura 4.2 - Curva de previsão de vento para o dia 15 de Dezembro.

Pelas figuras é possível concluir que a aproximação da curva de velocidade de vento se adapta à curva real, acompanhando as zonas de subida e de descida, realizando assim uma

previsão razoável, embora para um dia melhor do que para o outro, resultando um erro MAPE final apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Erros MAPE de previsão de velocidade de vento para a rede escolhida.

Dia	MAPE
09-Dez	8,319%
15-Dez	17,969%

Para uma melhor identificação dos tipos de erro que resultam das saídas da rede neuronal em questão, para todos os dados utilizados, precedeu-se a ilustração dos desvios entre a velocidade real e a velocidade previsível através de um histograma, que se encontra disponível na Figura 4.3.

É possível observar que o erro encontra-se concentrado em pequenos desvios de velocidade de vento situados entre os [0,1] m/s. Pela distribuição apresentada mais de 70% do erro encontra-se em desvios velocidade até aos 3 m/s.

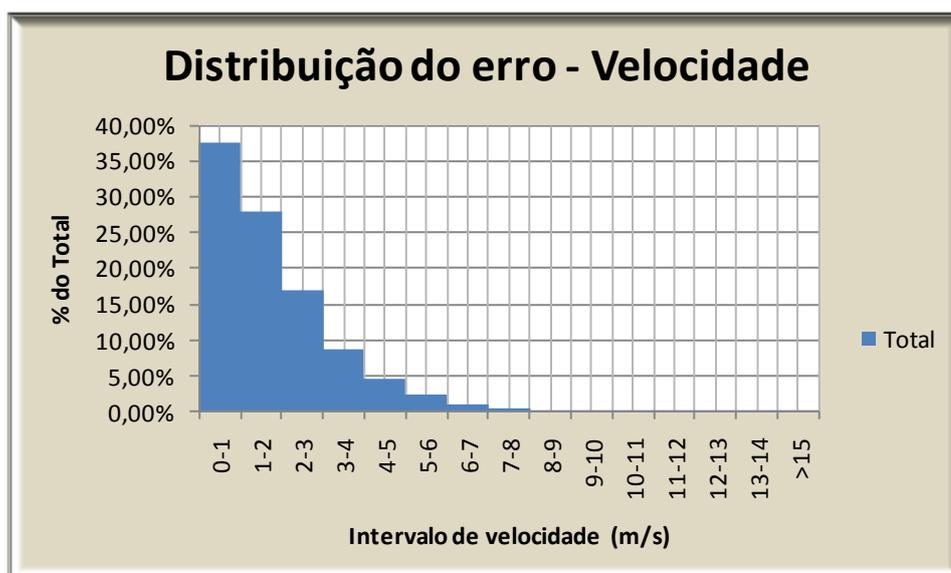


Figura 4.3 - Histograma de distribuição do erro da velocidade de vento.

4.3 Curva de Potência

Após a obtenção dos valores de velocidade de vento previstos é necessário fazer a correspondência do valor dessa velocidade em valores de potência, associados pela curva de potência de um aerogerador escolhido. O aerogerador encontra-se enunciado no **Capítulo 3** deste mesmo trabalho, encontrando-se a curva de potência na Figura 3.6. A curva é utilizada para obter os valores de potência através da velocidade prevista assim como os valores de potência através da velocidade real. Foi então necessário proceder a uma aproximação da

mesma curva para uma expressão, presente na Figura 4.4, de modo a ser possível obter os valores de potência do aerogerador para uma determinada velocidade de vento, tendo em atenção que a mesma só é necessária para a zona de subida da curva.

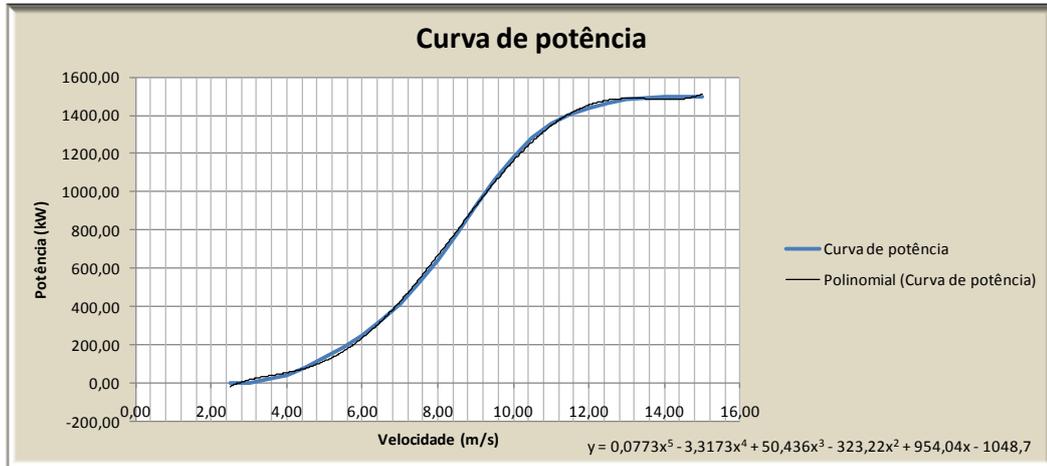


Figura 4.4 - Curva de potência aproximada.

Para a rede seleccionada foi aplicada a curva de potência descrita resultando em erros MAPE descritos na Tabela 4.3. Necessário ter em atenção que os erros de previsão de potência são afectados pelos erros da anterior previsão de velocidade de vento pelo que apresentam valores de erro superior. Alguma discrepância pode ser ainda maior, isto porque, grande parte dos valores da velocidade de vento se encontra na zona exponencial da curva de potência, agravando ainda mais o erro final MAPE para a previsão de potência do aerogerador seleccionado.

Tabela 4.3 – Erros MAPE de previsão de potência para a rede escolhida.

Rede	MAPE Máx.	MAPE Mín.	MAPE Méd.
Pn-5n	68,332%	11,242%	33,142%

Para uma melhor percepção do mesmo efeito é apresentado em ANEXO A2, uma tabela em que se apresentam os valores de erro MAPE de previsão de potência, para as redes apresentadas, denotando-se um aumento do mesmo.

As Figuras 4.5 e 4.6 mostram os resultado para os mesmos dias já acima mencionados, 8 e 15 de Dezembro, das curvas de potência previstas e real, sendo as duas aproximadas pela curva acima modelizada.



Figura 4.5 - Curvas de valor de potência para o dia 9 de Dezembro.



Figura 4.6 - Curvas de valor de potência para o dia 15 de Dezembro.

Como esperado os erros são acrescidos, e para o dia 15 de Dezembro, em valores significativos, devido ao uso da curva aproximada de potência do aerogerador, pelo que é possível comprovar que maioritariamente os valores de velocidade se encontram na zona exponencial da curva. Calculando o erro MAPE para a previsão de potência para estes dias obtêm-se os resultados apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Erros MAPE de previsão de potência dos dias escolhidos para a rede escolhida.

Dia	MAPE
09-Dez	19,673%
15-Dez	47,879%

Tal como já realizado anteriormente para os valores de previsão de velocidade de vento, foi realizado um estudo do erro no caso dos resultados da potência. Para tal foi criado um histograma onde se encontra percentagem de ocorrência de um desvio num determinado intervalo, Figura 4.7. É possível observar que o erro encontra-se concentrado em pequenos desvios de potência situados entre os [0,100] kW. Pela distribuição apresentada mais de 60% do erro encontra-se em desvios de potência até os 300 kW.

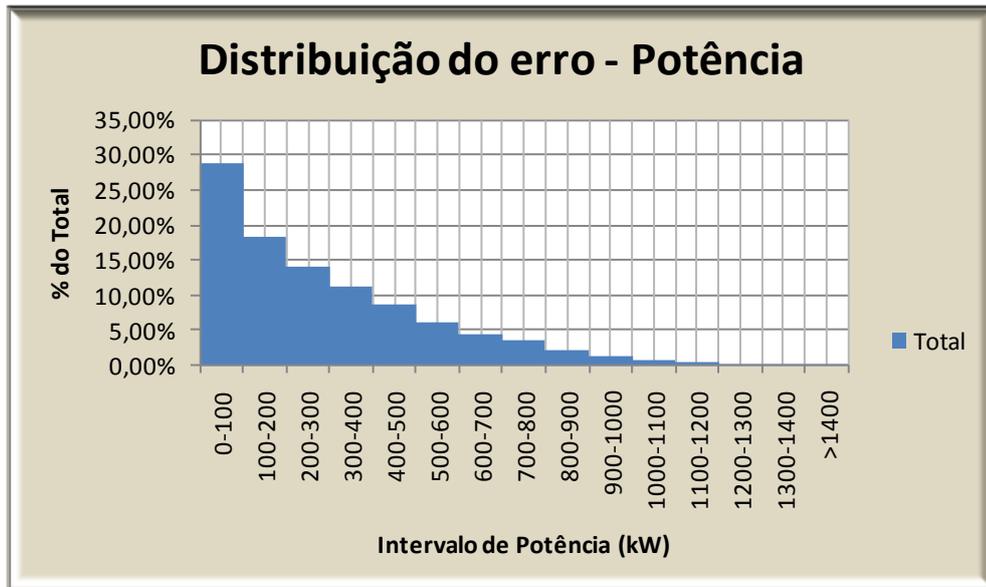


Figura 4.7 - Histograma da distribuição do erro de potência.

Para prosseguir com o estudo, estes resultados vão ser aplicados ao caso a analisar. Todos os resultados que advêm da previsão de potência são obtidos apenas para um aerogerador com uma potência de 1500 kW. Partindo de um pressuposto que o parque eólico onde se vai implementar o sistema de gestão de armazenamento é considerado fictício, optou-se pela sua implementação num parque eólico com uma potência instalada de 30MW. De seguida vai ser assumido que no parque existem 20 torres eólicas iguais à anterior descrita, e que todas vão produzir uniformemente. Por outras palavras assume-se que as 20 torres eólicas que existem no parque, produzem todas o mesmo no mesmo espaço de tempo, desprezando as variações de velocidade de vento entre cada um dos aerogeradores. Os valores utilizados para a realização do restante estudo, podem ser considerados como médios para um parque com aquele determinado número de turbinas.

4.4 Armazenamento

Para que sejam testadas, enunciadas e elucidadas as limitações e potencialidades do modelo de gestão do sistema de armazenamento foram realizadas simulações recriando alguns cenários. Os cenários criados têm por intenção evidenciar as diferenças que existem quando algum dos parâmetros varia singularmente. Para tal vão ser criados cenários de armazenamento ideal, sistema de armazenamento com potência instalada limitada, sistema de armazenamento com capacidade limitada, sistema de armazenamento com tempos de carga diferentes assim como um cenário em que são tidos em conta todos os parâmetros. O parque em estudo tem uma potência instalada de 30 MW.

4.4.1 Cenário A

O Cenário A representa um sistema de armazenamento considerado ideal, com este cenário tem-se como objectivo mostrar o comportamento ideal que um sistema de armazenamento poderia ter, caso o mesmo fosse dotado de características ditas especiais. Entra as quais o mesmo deveria ter uma capacidade infinita de armazenamento de energia, uma potência instalada ilimitada assim como um tempo de resposta e de carga instantânea. Para uma melhor observação dos resultados encontra-se no ANEXO A3 uma tabela com os resultados obtidos para este dia.

A Figura 4.8 mostra o comportamento acima mencionado.

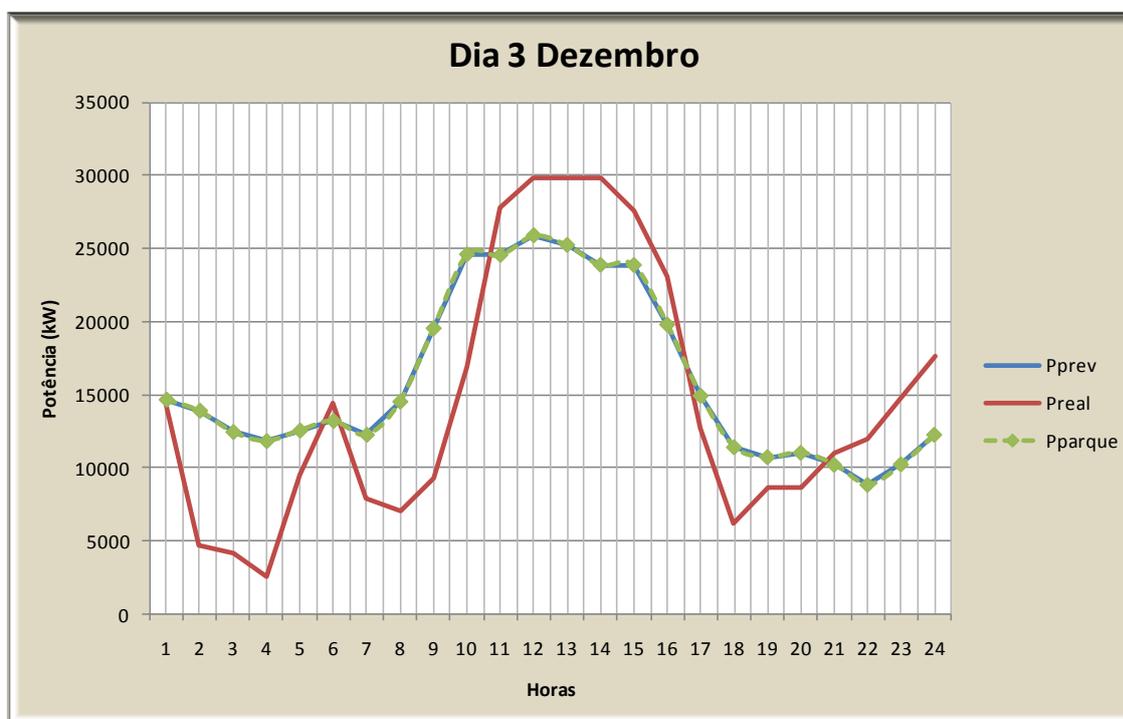


Figura 4.8 - Sistema de armazenamento ideal.

Como é possível observar pela figura os resultados são os esperados, com a implementação de um sistema de armazenamento ideal, a potência de saída do parque coincide com a potência inicialmente prevista. O sistema consegue armazenar toda a energia excedentária e devolvê-la quando é necessário, ou seja, quando a produção por parte das turbinas não é suficiente para atingir os valores previstos. A Figura 4.9 mostra o comportamento do sistema de armazenamento ao longo do dia de simulação exposto.

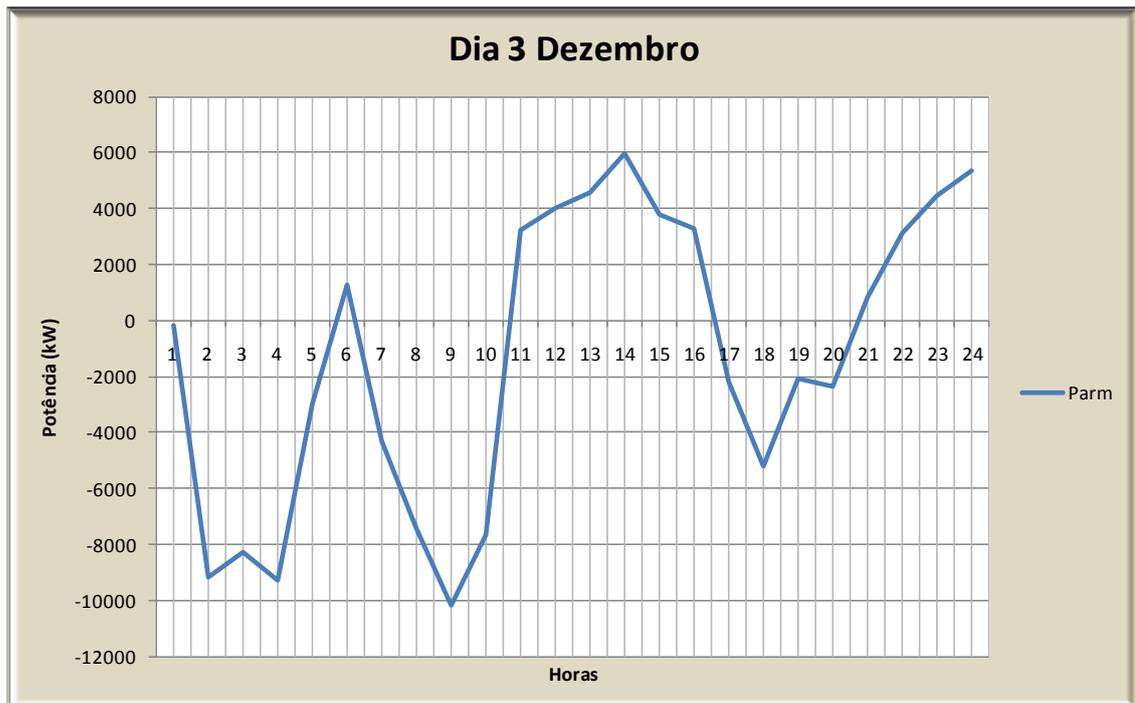


Figura 4.9 - Variação da potência do sistema de armazenamento.

É possível então observar todo o comportamento do sistema de armazenamento ao longo do dia em questão. Essencialmente o valor da potência de armazenamento é a diferença entre o valor da potência real e o valor da potência prevista. Os valores da potência de armazenamento apresentam-se positivos quando o sistema armazena energia e tomam valores negativos quando o sistema fornece energia para colmatar a falha de produção.

4.4.2 Cenário B

No cenário B incutem-se limitações ao modelo de armazenamento considerado ideal acima apresentado. Tem-se por objectivo observar o comportamento do sistema de armazenamento quando é imposto um limite à potência do mesmo, restringindo a transferência de energia.

A Figura 4.10 mostra o comportamento do sistema para três diferentes valores de potência instalada, onde é possível observar os diferentes comportamentos do sistema.

Necessário ter em atenção que neste cenário a capacidade de armazenamento é considerada ideal, ou seja, capacidade de armazenamento de energia é infinita e o tempo de carga do sistema é imediato, por outras palavras, o sistema tem capacidade de transitar instantaneamente de um estado de parado para um estado a fornecer a potência máxima. Para uma consulta mais detalhada dos resultados obtidos, encontra-se em ANEXO A4 uma tabela com os mesmos.

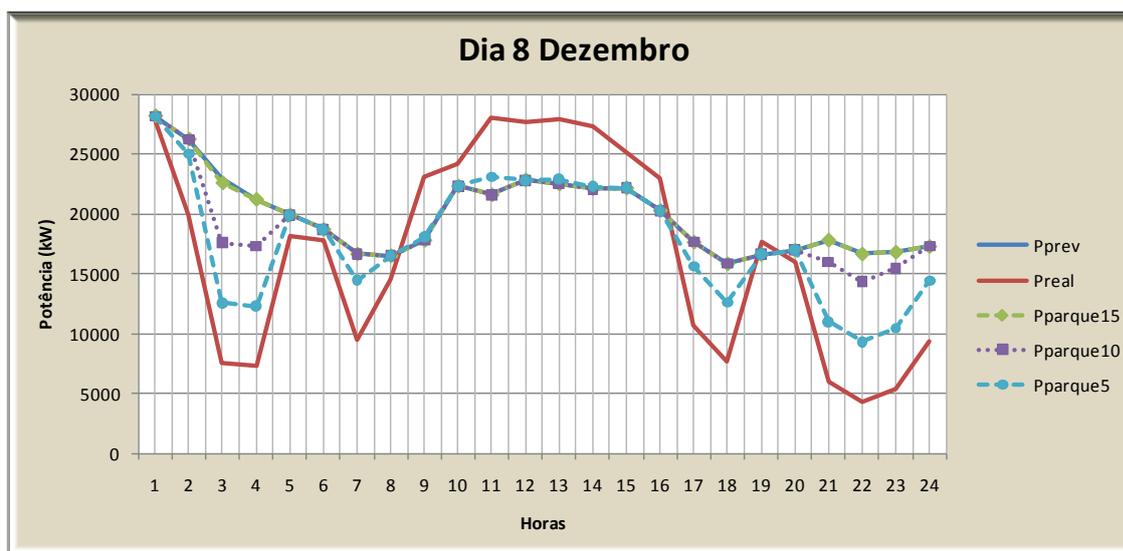


Figura 4.10 - Potência do parque para diferentes valores de potência de armazenamento instalada.

Na figura são ilustradas as respostas do sistema de armazenamento para diferentes valores de potência de armazenamento instalada. A curva P_{parque15} corresponde à potência de saída do parque para uma potência de armazenamento instalada de 15000 kW, P_{parque10} corresponde a uma potência de 1000 kW e P_{parque5} corresponde a uma potência de 5000 kW. É possível observar que para potências mais elevadas o sistema responde de modo mais eficaz quando acontecem erros de previsão. Quando a potência de armazenamento é menor então existe uma limitação de potência entregue por parte do sistema para combater a falha de produção do parque. Conclui-se que a potência de armazenamento relaciona-se com a qualidade da previsão efectuada, pelo que para erros de maior magnitude será necessário uma potência mais elevada para colmatar essa falha.



Figura 4.11 - Potência do sistema de armazenamento para o dia indicado.

A Figura 4.11 mostra o comportamento do sistema de armazenamento ao longo do dia indicado, para diferentes valores de potência de armazenamento instalada. Tal como já referido anteriormente o sistema está limitado pela sua potência instalada, fornecendo ou absorvendo energia obedecendo a essa premissa. Possível observar pela figura, que por exemplo entre as 3 e as 4 horas do dia 8 de Dezembro, as respostas do sistema são diferentes exactamente pelo explicado anteriormente. Portanto, nestes casos o objectivo principal de fazer com que a curva de potência de produção do parque coincida com a curva de previsão de potência, não é cumprido.

4.4.3 Cenário C

Com este cenário pretende-se apresentar e elucidar o impacto que pode ter diferentes capacidades de armazenamento, ou seja, qual o comportamento distinto que o sistema tem quando tem limitações máximas de armazenamento de energia, sendo que quando esgota a energia armazenada o mesmo não pode fornecer. Para este cenário vai ser usado como base o caso do cenário anterior, em que o sistema de armazenamento era dotado de uma potência instalada de 10000 kW.

A Figura 4.12 mostra o valor da potência de saída do parque, incorporado com sistemas de armazenamento com diferentes capacidades de armazenamento. Mantém-se a característica de que o sistema tem a capacidade de passagem instantânea de um estado de parado para um estado em que fornece a potência máxima. Pela observação da figura é possível perceber quando o sistema de armazenamento atinge o seu máximo de capacidade, assim como a ausência de energia armazenada. Para uma consulta detalhada dos resultados obtidos neste cenário encontra-se no ANEXO A5 uma tabela detalhada com os mesmos.

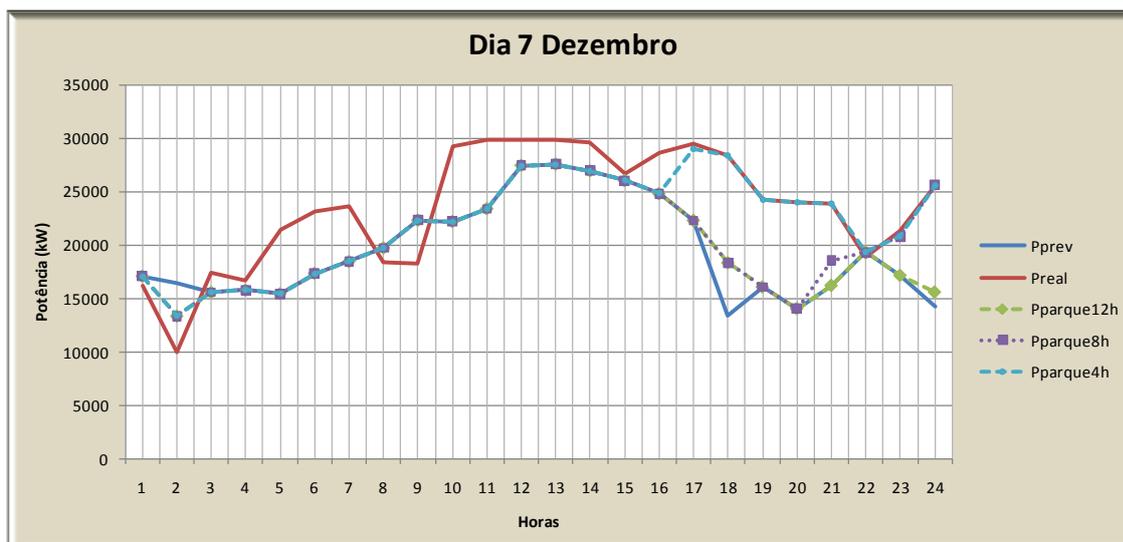


Figura 4.12 - Potência de saída do parque para diferentes capacidades do sistema de armazenamento.

A curva P_{parque12} representa um sistema de armazenamento que tem a capacidade de fornecer ou absorver à potência máxima durante um espaço de tempo de 12 horas, a P_{parque8} pode proceder a armazenamento durante 8 horas e a P_{parque4} armazena ou fornece durante 4 horas à potência máxima. Sendo que foi admitido que os sistemas têm resposta instantânea a variações, é possível afirmar que os sistemas acima apresentados apresentam as capacidades máximas de armazenamento apresentadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Capacidade máxima de armazenamento dos diferentes sistemas.

$E_{\text{máx12h}}$ (kWh)	$E_{\text{máx8h}}$ (kWh)	$E_{\text{máx4h}}$ (kWh)
120000	80000	40000

Pela observação da Figura 4.12 é possível perceber que o sistema com a curva P_{parque4h} quando atinge a hora 2, esgota a sua energia armazenada, pelo que não consegue injectar o necessário para que seja cumprida exactamente a curva de potência do parque. Por outro lado, a partir da hora 17 atinge o seu limite máximo de energia, pelo que o parque passa a produzir a sua produção real, não havendo qualquer interferência por parte do sistema de armazenamento, dado que o mesmo se encontra cheio, e a produção por parte das turbinas continua a ser superior ao esperado.

Para uma melhor compreensão dos fenómenos que acontecem a nível de energia no sistema de armazenamento, apresenta-se na Figura 4.13 uma ilustração da variação dos níveis de energia dos três sistemas ao longo do mesmo dia.



Figura 4.13 - Energia armazenada pelo sistema de armazenamento.

Tal como é possível observar, ao longo do dia como a produção se situa maioritariamente acima do inicialmente previsto, todos os sistemas de armazenamentos carregam ao longo das horas, mas devido às suas diferentes capacidades de encaixe de energia, cada um deles satura, ou atinge o seu máximo em espaços de tempo diferentes. Notar que a existência de energia armazenada por parte do sistema logo de início provém do acumulado do dia anterior, isto porque em todos os cenários apresentados, a simulação é efectuada para todo o mês de Dezembro. Posteriormente foi seleccionado um dia para exemplificar as características que se pretender focar com o cenário, pelo que a energia inicial para este dia é resultado do acumulado durante os dias anteriores desde o dia 2 de Dezembro.

É possível então concluir-se que o facto de existir esta falta de capacidade de armazenamento, faz com que não exista capacidade de cumprimento da curva de previsão de potência por parte do parque eólico.

A Figura 4.14 ilustra mais uma vez o comportamento da potência do sistema de armazenamento para os diferentes valores de capacidade.



Figura 4.14 - Potência do sistema de armazenamento para o dia em análise.

É possível observar que ao longo do dia a potência do sistema de armazenamento toma valores positivos para quando está a armazenar energia e valores negativos para quando fornece energia ao parque eólico. É possível também verificar que a potência do sistema é nula quando é atingido o limite máximo de capacidade de armazenamento de energia. Tal como já referido anteriormente dado a predominância de produção por parte do parque, acima do valor de produção prevista, a potência do sistema de armazenamento encontra-se positiva representando que o mesmo se encontra maioritariamente em estado de carga.

4.4.4 Cenário D

Neste cenário pretende-se evidenciar o efeito causado pela variação do tempo de carga característica a cada uma das tecnologias. Entenda-se por tempo de carga o tempo que o sistema necessita para passar de um estado parado para um estado em que forneça ou armazene à potência máxima. Para este cenário vai ser necessário ter em atenção algumas considerações especiais. O modelo aplicado ao sistema de armazenamento está modelizado em base horária, mas em norma os tempos de carga dos sistemas de armazenamento situam-se na ordem dos minutos, pelo que o efeito do tempo de carga no modelo existente praticamente não seria perceptível.

Como tal, o modelo foi adaptado a uma base de tempo de dez minutos, em que os valores reais de velocidade de vento correspondem aos valores iniciais sem tratamento de dados, nos intervalos originais de dez minutos. De seguida as velocidades de vento foram convertidas a valores de potência, pela aproximação da curva de potência usada anteriormente, obtendo assim um valor de potência real para intervalos de dez minutos num aerogerador. Para finalizar foi efectuada a multiplicação do valor de potência pelos vinte aerogeradores, tal

como anteriormente foi efectuado. O procedimento é o mesmo apenas variando a base de tempo.

Para a obtenção da previsão de potência em intervalos de 10 minutos, não foi criado um novo modelo de previsão através de uma rede, mas sim efectuada uma regressão linear nos valores horários já encontrados para obter previsões de potência em intervalos de 10 minutos. Tal é justificável e suportado pelo facto de o próprio aerogerador não responder a variações muito bruscas de velocidade de vento. Tais variações não se traduzem em variações bruscas de potência em curtos espaços de tempo devido à própria inércia do aerogerador, pelo que o uso de uma regressão linear para efectuar a previsão num espaço temporal de dez minutos é aceitável.

Para aplicação deste conceito foi escolhido apenas um dia do mês e a escolha recaiu no dia 20 de Dezembro.

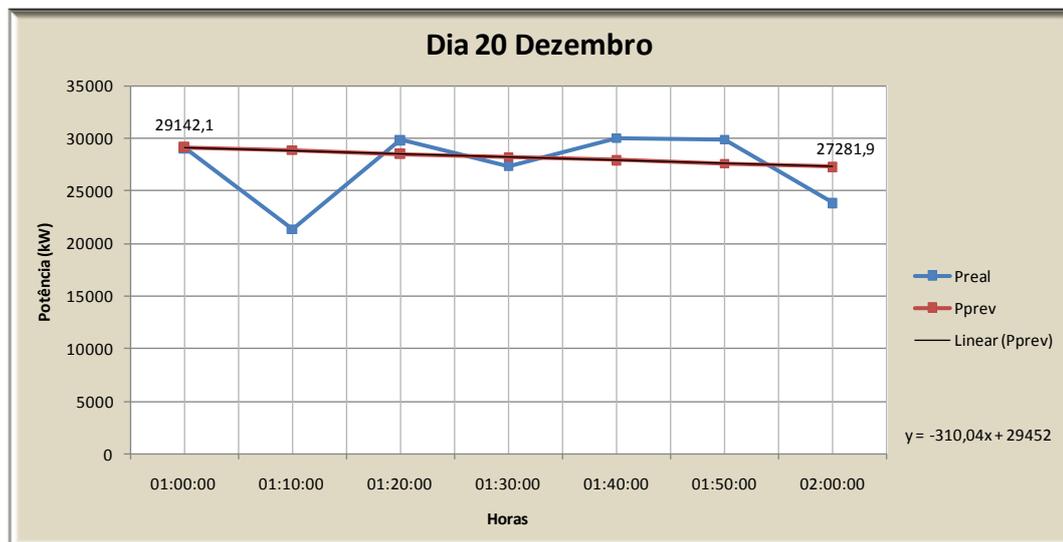


Figura 4.15 - Regressão linear de potência para intervalos de dez minutos.

A Figura 4.15 mostra uma regressão efectuada para aquele espaço horário, a título de exemplo, processo que foi efectuado para todo o dia 20 de Dezembro, ou seja, o processo foi repetido para as 24 horas do dia. Os valores de potência previstos iniciais são os horários, ou seja, os valores para 1h e para 2h. Aplicando uma recta de tendência através do MS EXCELL, é possível obter a expressão de linearização que se encontra no canto inferior direito da Figura 4.15. Através da expressão é simples obter todos os valores de previsão de potência para os intervalos de 10 minutos, tal como desejado. Obtêm-se assim os valores de produção reais e previstos, sendo possível então aplicar o modelo de armazenamento criado.

No modelo o tempo de carga do dispositivo é modelado através de uma constante k , designada no capítulo anterior por constante de carga. Utilizando a expressão (3.12) é

possível determinar deduzir o modo de cálculo da constante de carga, obtendo-se a expressão (4.1)

$$k = \frac{\text{Ln}(P_{\text{max}} - 1)}{t}, \quad (4.1)$$

Necessário apenas ter em atenção que este t encontra-se na base de tempo de 10 minutos ao contrário do que posteriormente é aplicado no modelo, em que a variável é encontrada em base horária para corresponder ao funcionamento do mesmo. Dado que a expressão em causa é uma exponencial então o cálculo do valor de k , é efectuado para 90% do valor de potência máxima, passando a ter a expressão (4.2).

$$k = \frac{\text{Ln}[(P_{\text{max}} * 0,9) - 1]}{t}, \quad (4.2)$$

No caso a analisar os tempos de carga vão tomar valores de 5, 15 e 30 minutos, representando o tempo que o sistema de armazenamento passa de um estado parado, para um estado onde fornece ou armazena à potência máxima. Este cenário tal como no anterior vai ter como base uma potência instalada de 10000 kW, e uma capacidade de armazenamento infinita, isto apenas considerando o espaço temporal do dia 20 de Dezembro.

A Tabela 4.6 apresenta os diferentes valores da constante de carga para os diferentes tempos de carga.

Tabela 4.6 – Valor da constante de carga para diferentes tempos de carga.

Tempo de carga (min)	k
5	18,210
15	6,070
30	3,035

Aplicando os valores de k no modelo de armazenamento para o dia 20 de Dezembro obtém-se o resultado apresentado na Figura 4.16 onde é possível observar o comportamento da potência entregue pelo parque ao longo do dia seleccionado, mais propriamente entre as 13 e as 17 horas, em intervalos de dez minutos para diferentes tempos de carga. A curva P_{parque_r5} representa o sistema que tem um tempo de carga correspondente a 5 minutos, a P_{parque_r15} o que tem um tempo de carga de 15 minutos e a curva P_{parque_r30} corresponde ao sistema que tem um tempo de carga de 30 minutos. Para uma consulta detalhada dos resultados obtidos encontra-se no ANEXO A6 uma tabela com os mesmos.

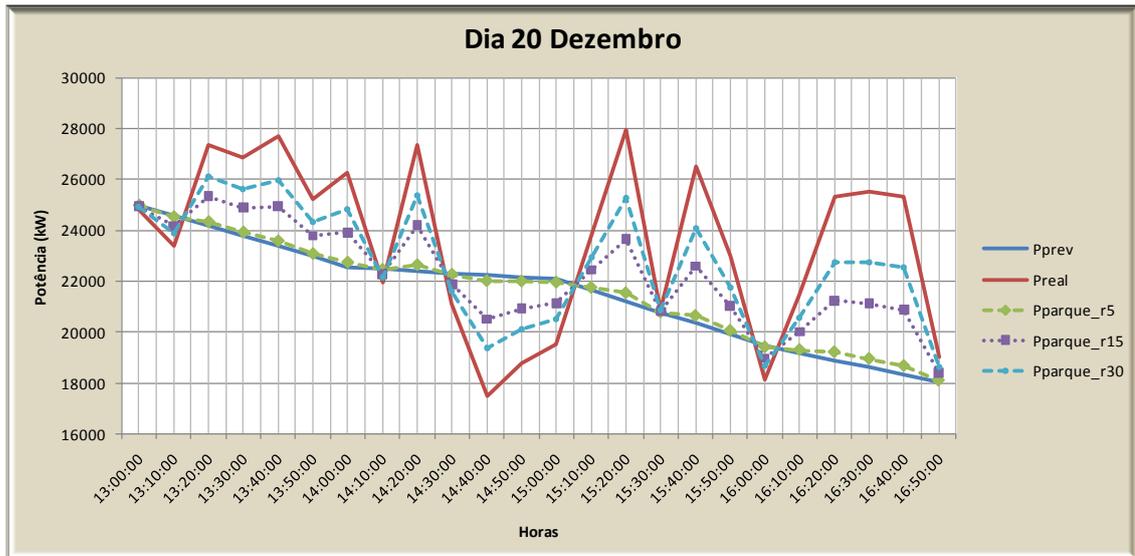


Figura 4.16 - Potência de saída do parque para diferentes tempos de carga.

É possível observar que o sistema com um tempo de carga mais curto apresenta um melhor comportamento, conseguindo aproximar-se melhor à curva de previsão. Por outro lado a curva que representa o sistema com um maior tempo de carga, demonstra que o mesmo não tem capacidade de satisfazer os requisitos para aquele espaço de tempo. O seu efeito é notado sendo possível observar as suas limitações pela Figura 4.16 acima apresentada. A curva representante do sistema com um tempo de carga intermédio, $P_{\text{parque_r15}}$ apresenta também um comportamento intermédio, também não conseguindo atingir os valores pretendidos caso o sistema fosse ideal.

Este efeito apenas é notado devido ao uso desta escala de tempo, isto porque, caso fosse utilizado a base horária como nos cenários anteriores, ao fim de um intervalo horário o valor da potência já apresentaria valores muito próximos dos finais, dado que os tempos de carga apresentam valores significativamente menores, sendo os seus efeitos minimizados e não perceptíveis.

4.4.5 Cenário E

Neste cenário pretende-se mostrar o funcionamento do modelo no seu todo, ou seja, incluindo todas as condicionantes que nos restantes cenários foram explicadas. Tem como objectivo dar uma ideia do funcionamento global do modelo de gestão do sistema de armazenamento que foi criado. O modelo vai ser novamente utilizado em base horária e como anteriormente as simulações são efectuadas para o mês de Dezembro. A simulação efectuada tem como parâmetros, um sistema com uma potência instalada de 10000 kW, capacidade para fornecer potência máxima durante 8 horas, ou seja, com capacidade para armazenar 80000 kWh, e com um tempo de carga aproximado de 15 minutos.

Para aplicação directa do modelo apenas é necessário recalcular o valor da constante de carga, k , agora corrigida para uma base horária. Utilizando a expressão (4.2) obtém-se o valor da constante de carga para um tempo de carga de 15 minutos, sendo apresentado na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Valor da constante de carga.

Tempo de carga (min)	k
15	36,419

Como neste caso o tempo de carga não é instantâneo, e como o valor da potência do sistema depende da constante de carga tal como está expresso em (3.12), então o valor da energia necessita de ser recalculado, dado que o valor de potência não se apresenta constante ao longo da hora. É necessário portanto, proceder ao cálculo do integral da expressão de potência, resultando na expressão (4.3) seguidamente apresentada.

$$P(t) = P * (1 - e^{-kt}), \quad (3.12)$$

$$E(t) = \int [P(t) * (1 - e^{-kt})] dt,$$

$$E(t) = P(t) + \frac{P(t) * e^{-kt}}{k} - \frac{P(t)}{k}, \quad (4.3)$$

A Figura 4.17 mostra o comportamento do sistema para o dia 13 de Dezembro com as especificações acima mencionadas. A escolha deste dia para servir de exemplo é justificada pelo facto de ser possível observar todas as limitações para o mesmo dia, senão vejamos.

É possível observar que logo nas horas iniciais do dia, o sistema de armazenamento atinge a sua capacidade de armazenamento, isto porque para valores de produção superiores ao previsto, o mesmo não consegue armazenar passando o parque a ter uma produção igual à produção real por parte dos aerogeradores instalados. Durante as horas intermédias do dia, nomeadamente entre as 12 e as 17 horas, é possível observar que o sistema se encontra a fornecer à potência máxima. Tal é visualizado através da mesma figura onde a produção à saída do parque não corresponde à prevista, mas também não corresponde à produção real. O sistema encontra-se a fornecer potência para tentar eliminar as diferenças, mas o mesmo é limitado pela sua potência máxima instalada. É possível também observar que o sistema esgota toda a energia armazenada, pelo que em determinado momento, a produção do parque eólico acaba por corresponder à produção real do mesmo, significando que o sistema de armazenamento se encontra sem energia armazenada, uma vez que a produção do parque se encontra abaixo da inicialmente prevista, sendo de esperar uma injeção de potência por parte do sistema de armazenamento que porém não acontece.

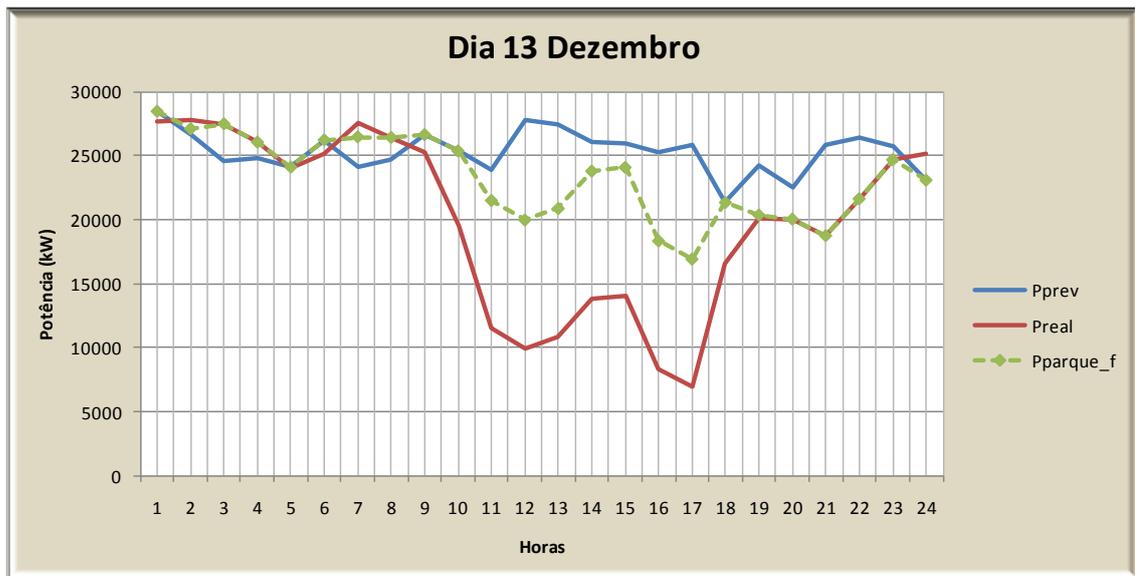


Figura 4.17 - Potência de saída do parque eólico.

É necessário no entanto ressaltar que o exemplo ilustrado não é um muito bom exemplo no que toca à previsão, dado que para o dia em questão o erro de previsão nas horas intermédias é relevante. No entanto para mostrar as limitações do modelo criado, torna-se de certa forma ideal, uma vez que as mesmas conseguem ser ilustradas para um mesmo dia.

Não é considerado relevante a apresentação de um exemplo em que o sistema, positivamente, consegue apresentar uma potência de saída igual à inicialmente prevista. Naturalmente tal resultado encaixa nos objectivos propostos, e são de total interesse no âmbito global, mas para certas ilustrações específicas do modo de funcionamento do sistema em nada acrescentam. Para uma consulta detalhada dos resultados encontra-se no ANEXO A7 uma tabela com os mesmos.

A Figura 4.18 mostra o comportamento da potência do sistema de armazenamento ao longo das horas do dia 13 de Dezembro. O sistema apresenta valores positivos de potência para intervalos de tempo em que armazena energia e valores negativos para quando está a fornecer a energia anteriormente armazenada. É possível então comprovar o que foi afirmado anteriormente pela observação da figura anterior. O sistema apresenta-se a fornecer à potência máxima nas horas intermédias e posteriormente deixa de estar a funcionar apresentando potência nula, significando no caso que o sistema não tem energia armazenada para fornecer. É possível notar que nas horas iniciais o sistema também apresenta potência nula à saída, pelo que é o resultado de o sistema ter atingido o máximo de capacidade de armazenamento.



Figura 4.18 - Potência do sistema de armazenamento ao longo do dia em questão.

A Figura 4.19 apresenta a evolução da energia acumulada pelo sistema de armazenamento e a sua evolução ao longo do dia em questão. Observa-se que o sistema inicia o dia perto da sua capacidade máxima e termina o mesmo com níveis de energia armazenada muito baixa, confirmando as análises acima efectuadas.



Figura 4.19 - Energia armazenada pelo sistema de armazenamento.

Ao início do dia em análise o sistema já se encontra perto da sua capacidade máxima de armazenamento, pelo facto de que o modelo efectua uma simulação para todo o mês, iniciando no dia 2 de Dezembro e terminando a 31 do mesmo. Pelo que a energia acumulada ao início do dia em questão resulta da aplicação do modelo para os dias anteriores, que

resultam naquela energia acumulada no final do dia anterior. Para este cenário também foi considerado um valor de energia armazenada inicialmente, para arranque do modelo no dia 2 de Dezembro com um valor de 16000 kWh de energia armazenada.

Pela Figura 4.19 não são perceptíveis os desvios de energia mínimos que ocorrem devido ao valor da constante de carga, resultante do tempo de carga do dispositivo, pelo que no ANEXO A7, tal como já referido, é apresentada uma tabela com os resultados deste cenário. Pela análise dos resultados apresentados na tabela em anexo é possível comprovar que o valor de energia apresentado não corresponde ao valor de potência final de hora, como sendo constante ao longo da mesma. Por outras palavras, o valor de energia é afectado do tempo de carga, resultando com valores de energia ligeiramente inferiores aos que seriam obtidos caso a potência horária fosse constante ao longo da hora completa.

4.5 Remuneração

Para uma exploração de parque eólico, o valor da remuneração do mesmo é um tópico importante. Como tal procedeu-se ao cálculo da remuneração mensal para o mês em que foram efectuadas as simulações. Relembrar que vai ser usado o preço de mercado real registado para as horas e dias durante o mês indicado, e o regime de penalizações utilizado é o descrito no **subcapítulo 3.6** deste mesmo trabalho. Para produções abaixo do limiar de tolerância inferior, a diferença entre a produção e o limiar inferior sofre uma penalização em que o preço de mercado sofre um sobrecusto, que neste caso vai ser de 20€/MW. Ou seja o produtor sofre uma penalidade sobre a potência em falta, segundo o indicado. Quando a produção é superior ao limiar superior de tolerância, então esse acréscimo de potência é remunerado a metade do valor de mercado.

Para analisar as variações dos valores remuneratórios vai ser utilizado mais uma vez o caso utilizado no cenário E, utilizando um sistema de armazenamento com uma potência instalada de 10000 kW, uma capacidade de armazenamento de 80000 kWh e um tempo de carga correspondente a 15 minutos. De seguida procede-se à variação da tolerância imposta por mercado, para a curva de potência proposta. Na Figura 4.20 são apresentados separadamente para uma melhor análise, resultados da aplicação do modelo anterior para o dia indicado, e os valores de tolerância variados entre 30, 15 e 5% da curva de potência proposta.

As curvas apresentadas representam os valores de produção real, prevista e a produção à saída do parque eólico, para o dia 12 de Dezembro. P_{tol_min} e P_{tol_max} estipulam os valores de tolerância apresentados pelo mercado, neste caso são apresentadas tolerância de 5, 15 e 30% em torno do valor da potência prevista, para controlo da produção do parque e posterior remuneração.

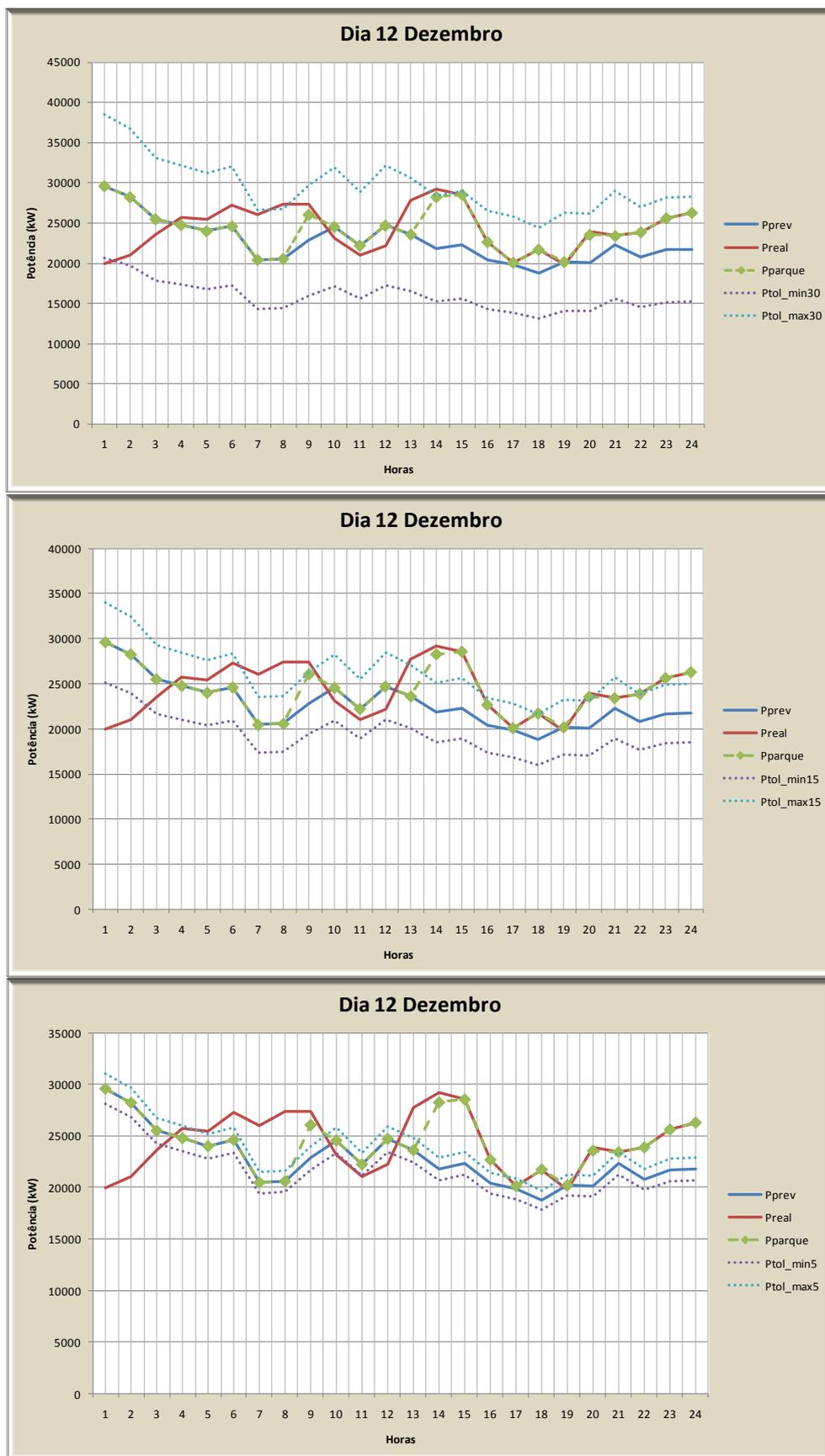


Figura 4.20 - Variação dos níveis de tolerância para processo de remuneração - primeira figura tolerância 30% - segunda tolerância 15% - terceira figura tolerância 5%.

Possível notar que para uma maior tolerância, a produção do parque encontra-se dentro do previsto, pelo que não será penalizado por incumprimento. À medida que os níveis de tolerância apertam existem algumas horas em que a produção do parque excede os mesmos e consequentemente será aplicada a penalização adequada, dependendo se é excedida o limite inferior ou superior da curva de tolerância.

Dado que foi efectuado o cálculo para este caso em específico, variando os níveis de tolerância, entendeu-se que seria indicado nesta fase proceder a uma análise e comparação dos valores da remuneração do parque, para quando existe associado ao mesmo, um sistema de armazenamento e para quando não existe algum tipo de sistema de armazenamento associado ao parque. Por outras palavras, para o mesmo regime de tarifário, comparar a remuneração do parque para uma produção real, com uma produção assistida de sistema de armazenamento.

A Tabela 4.8 apresenta uma comparação entre as duas situações assim como as diferenças entre diferentes percentagens de tolerância. A tabela encontra-se organizada pelos valores de tolerância para um exemplo em que o parque está equipado ou não com sistema de armazenamento.

A coluna com as horas de penalização, refere-se ao número de horas em que o parque se encontra em incumprimento, ou seja a sua produção encontra-se fora dos limites de tolerância determinados. A percentagem de horas do mês em que o sistema se encontra em incumprimento é apresentada na coluna seguinte, em que o espaço de simulação corresponde a 30 dias, ou seja 720h. A coluna referente à penalização inferior, diz respeito ao valor de penalização que o parque tem de pagar devido a falhas de produção, sendo obrigado a pagar a diferença entre o realmente produzido e o limite mínimo de tolerância.

Tabela 4.8 – Comparação entre parque eólico com ou sem sistema de armazenamento para o mês de Dezembro.

	Tolerância (%)	Penalização (h)	Horas (%)	Penalização inferior (€)	Remuneração s/ penalização (€)	Remuneração final (€)	Preço médio (€/MW)
com armazenamento	5%	242	33,61%	78903,49	973709,13	871458,34	66,78
	15%	187	25,97%	54019,54	973709,13	901649,38	69,10
	30%	122	16,94%	27018,00	973709,13	933395,32	71,53
sem armazenamento	5%	632	87,78%	171740,08	967596,91	706736,33	54,22
	15%	478	66,39%	121846,74	967596,91	784592,51	60,19
	30%	304	42,22%	66234,08	967596,91	864166,97	66,30

A remuneração sem penalização diz respeito a uma remuneração se não existissem quaisquer tipos de penalizações ou restrições, sendo a remuneração efectuada apenas pelo valor do preço de mercado. A remuneração ao final do mês por parte do parque corresponde à remuneração em processo normal, entenda-se por dentro das tolerâncias de produção, acrescentado da remuneração fora do processo normal. Caso exista excesso de produção será efectuado um acréscimo na remuneração dentro dos parâmetros escolhidos, mas caso exista

um déficit de produção, então o parque além de não ser remunerado pelo que à partida seria previsto, também tem de reembolsar o mercado pela falha, correspondendo assim a um custo para o mesmo. A última coluna apresenta um valor médio para o MW tendo apenas em conta a remuneração final apresentada e a energia total produzida.

Após uma breve análise à Tabela 4.8 é possível concluir à partida, que com o uso de sistemas de armazenamento integrados no parque, faz com que o número de horas em que existe penalização diminua de forma significativa. Tal como apresentado, para todo o mês de Dezembro, com a inclusão de um sistema de armazenamento mesmo com a uma tolerância de produção relativamente baixa, na ordem dos 5%, o parque apenas entraria em penalizações cerca de 34% das horas. Tal faz com que as penalizações por incumprimento diminuam significativamente aumentando assim a remuneração mensal do parque, tal como é possível observar na Figura 4.21.

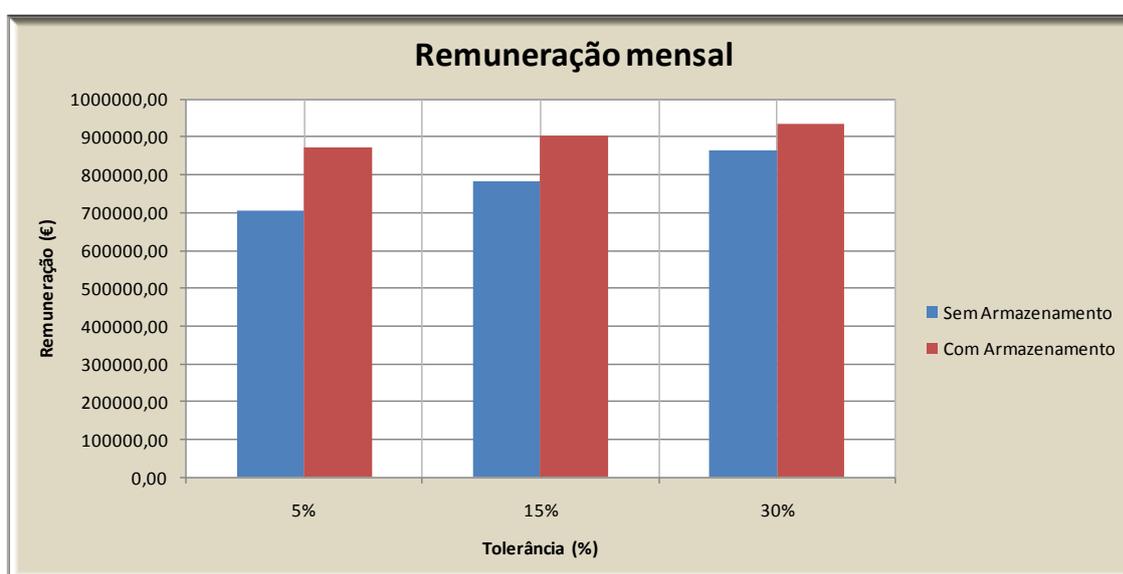


Figura 4.21 - Remunerações mensais para parques com ou sem armazenamento e diferentes tolerâncias de mercado.

Neste mês específico, caso não existissem penalizações na remuneração, se o parque estiver equipado com sistema de armazenamento, a sua remuneração mensal vai ser superior quando comparada com o caso de o mesmo não conter sistema de armazenamento. Tal deve-se aos diferentes comportamentos das curvas de produção real, usada para cálculo da remuneração sem penalização no caso de não existência de armazenamento, e a curva de produção do parque, que é usada para o cálculo da remuneração sem penalização no caso de existir armazenamento. Notar que tal não é regra geral, apenas é uma particularidade do mês em questão.

Naturalmente o valor de remuneração mais elevado é obtido caso o parque esteja a usar o sistema de armazenamento e os limites de tolerância sejam os mais alargados possíveis.

4.6 Retorno de investimento

Para se efectuar o cálculo de uma possível amortização do investimento realizado num sistema de armazenamento, é considerado o caso em que um parque já estabelecido é equipado posteriormente com um sistema de armazenamento. Para tal vai ser utilizado o resultado acima, um sistema de armazenamento de potência instalada de 10000 kW, com capacidade de armazenamento de 80000 kWh, um tempo de carga de 15 minutos e uma tolerância de mercado situada em 15% do valor de previsão de potência. O sistema de armazenamento pode representar uma modelização de um sistema de armazenamento a ar comprimido, pelo que o investimento no sistema de armazenamento é obtido pelos valores estabelecidos na Tabela 2.2.

É considerado apenas o possível ganho caso de remuneração, quando comparado um parque sem armazenamento e um parque em que seja implementado um sistema de armazenamento, ou seja, apenas será contabilizado o valor evitado em penalizações como base para a amortização do investimento do sistema de armazenamento.

O investimento efectuado é calculado pelo tipo de tecnologia específica e a potência instalada do sistema. Vai ser considerado um sistema de armazenamento a ar comprimido com uma potência instalada de 10000 kW. Utilizando o valor superior de investimento por MW obtém-se que o investimento total no sistema de armazenamento em questão situa-se em valores a rondar os 5M€, tal como se pode observar na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Valor de investimento.

Investimento (€)	5286157,31
-------------------------	------------

O processo vai ser realizado num espaço temporal anual, pelo que admitindo que a remuneração é uniforme durante todos os meses, tem-se que a remuneração anual estimada será dada aproximadamente pelo produto da remuneração do mês de Dezembro pelos doze meses. Dado que neste caso o que realmente interessa é a diferença entre o valor das penalizações, utilizando os valores da Tabela 4.8 obtém-se uma poupança anual em cerca de 800m€, como apresentada na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Remuneração anual.

Valor mensal (€)	67827,20
Valor anual (€)	813926,44

Aplicando as expressões (3.13) e (3.14) do capítulo 3 deste mesmo trabalho, são calculados os valores futuros de investimento, obtendo-se a Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Valores futuros de investimento.

Anos	Valor Rem (€)	Investimento (€)	Dif
0	813926,44	5286157,31	4472231
1	1668549,20	5550465,18	3881916
2	2565903,11	5827988,44	3262085
3	3508124,70	6119387,86	2611263
4	4497457,38	6425357,25	1927900
5	5536256,69	6746625,11	1210368
6	6626995,97	7083956,37	456960
7	7772272,20	7438154,19	-334118

Conclui-se que após o sétimo ano de funcionamento por parte do parque, o valor investido no sistema de armazenamento tem retorno, tendo por base a poupança em penalizações ao longo dos anos.

4.7 Gestão estratégica do parque eólico

Para uma possível maximização da remuneração mensal do parque eólico, existem múltiplas soluções, dependendo das opções dos agentes de decisão. Pretende-se neste caso efectuar uma simulação, perante um cenário dum possível modo de encarar o problema. Não se pretende elaborar um modelo de optimização do mesmo, dado que tal se encontra fora do âmbito desta dissertação, mas apenas exemplificar, de um modo simples, uma estratégia simples para incrementar os proveitos do parque eólico.

Partindo dos preços de mercado característicos do mês em análise, Dezembro de 2007, foram realizados cálculos de média horária assim como uma atribuição de um coeficiente multiplicativo adimensional característico a cada hora.

A Tabela 4.12 apresenta os valores médios mensais para cada hora de preço de mercado assim como o respectivo factor multiplicativo calculado pela expressão (3.15) anteriormente enunciada.

É necessário ter em atenção que os valores máximo e mínimo dos factores são de 1,2 e 0,3 respectivamente, como é possível observar nesta tabela. Tais valores foram obtidos através de processo de aproximações sucessivas, dado que o método não se encontra optimizado, mas são aceitáveis para a ilustração que é pretendida.

Tabela 4.12 – Preços médios de mercado e respectivo factor multiplicativo.

Hora	Média Preço	Factor
1	77,76	0,999
2	68,01	0,774
3	61,06	0,614
4	54,66	0,466
5	49,93	0,357
6	47,46	0,300
7	49,35	0,344
8	63,04	0,659
9	68,79	0,792
10	76,27	0,964
11	79,60	1,041
12	81,31	1,080
13	82,12	1,099
14	80,96	1,072
15	81,75	1,090
16	81,81	1,092
17	79,63	1,042
18	79,60	1,041
19	85,86	1,185
20	86,50	1,200
21	85,80	1,184
22	84,09	1,144
23	82,95	1,118
24	82,03	1,097
Máximo	86,50	1,200
Mínimo	47,46	0,300

Os factores multiplicativos traduzem uma curva de produção proposta a mercado afectada dos mesmos, sendo estes multiplicados pela curva de previsão de potência, pretendendo-se que exista uma aproximação ao comportamento da curva de média de preços de mercado. A título de exemplo a hora 6 apresenta o valor médio mínimo de preço de mercado, traduzindo-se no mínimo valor do factor multiplicativo. Tal faz com que durante a hora 6 a curva de produção proposta a mercado, apresente apenas uma produção de 30% quando comparada ao inicialmente previsto. De igual forma o valor médio máximo é atingido pela hora 20, em que de forma análoga, a curva de produção proposta a mercado, é igual à produção prevista acrescida de 20% do valor da mesma.

Para efectuar uma comparação entre remunerações foram utilizados os parâmetros do sistema de armazenamento modelado no cenário E, variando a curva de produção proposta a mercado. A simulação é efectuada para um sistema de armazenamento com uma potência instalada de 10000 kW, uma capacidade de armazenamento de 80000 kWh e um tempo de carga correspondente a 15 minutos. São variadas as tolerâncias nos mesmos termos que o cenário E.

A Tabela 4.13 apresenta uma comparação entre as duas situações. A apresentação de uma curva de produção de potência proposta a mercado que coincida com a curva de previsão de potência, e uma curva de produção proposta a mercado que tem em conta proposta estratégica modelizada anteriormente.

Tabela 4.13 – Comparação entre parque eólico com diferentes curvas de produção propostas a mercado.

	Tolerância (%)	Penalização (h)	Horas (%)	Penalização inferior (€)	Remuneração s/ penalização (€)	Remuneração final (€)	Preço médio (€/MW)
Curva previsão	5%	242	33,61%	78903,49	973709,13	871458,34	66,78
	15%	187	25,97%	54019,54	973709,13	901649,38	69,10
	30%	122	16,94%	27018,00	973709,13	933395,32	71,53
Curva produção estratégica	5%	322	44,72%	64999,77	996047,74	884084,47	67,73
	15%	259	35,97%	42991,74	996047,74	914213,14	70,04
	30%	196	27,22%	20406,73	996047,74	945243,84	72,42

É possível constatar que, ainda que ligeiro, existe um aumento da remuneração mensal por parte do parque, se o mesmo efectuar uma produção estratégica. A Figura 4.22 ilustra de um melhor modo as diferenças de remuneração mensal do mesmo parque, mas com modos de exploração diferentes. Apesar do número de horas de incumprimento aumentar no caso da produção estratégica, o valor remuneratório final é superior, pelo que de certa forma é vantajoso violar os limites de produção durante as horas de menor remuneração, dado que é compensado por uma potência superior entregue à rede nas horas de maior remuneração.

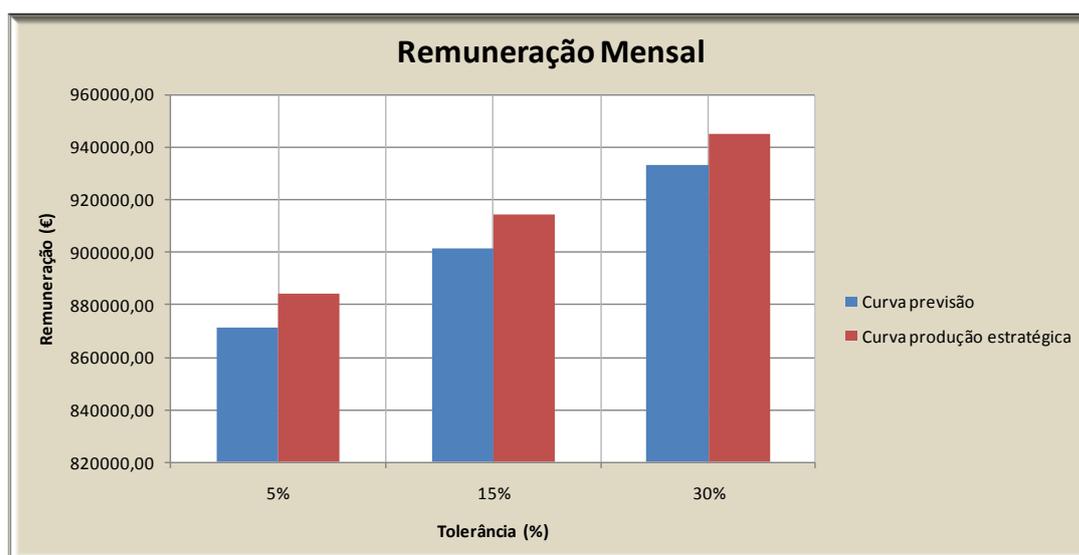


Figura 4.22 - Remunerações mensais para parque com diferentes modos de exploração para diferentes tolerâncias de mercado.

Os resultados obtidos são satisfatórios e ilustram o pretendido. Abrem portas para possíveis estudos de optimização que se possam efectuar em torno desta temática. No entanto é necessário referir que o sistema de armazenamento de energia é essencial neste processo, desempenhando a função de potencializar a remuneração, fazendo uma transposição de produção para as horas de remuneração mais elevadas.

Resta no entanto referir que a modelização apresentada apenas é uma ilustração de um possível modo de funcionamento.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 Introdução

No presente capítulo são apresentadas as principais conclusões que se podem retirar do trabalho realizado, tendo em vista os objectos que foram alcançados e o contributo que o mesmo poderá dar para o estudo do tema em questão. São ainda expostos os limites do trabalho realizado, sendo colocadas questões para um possível desenvolvimento futuro que compete o estudo realizado.

5.2 Objectivos alcançados

Para a realização deste trabalho foi efectuada uma pesquisa tendo em vista um estudo sobre os diversos tipos de tecnologia de armazenamento. Foram analisadas as suas características específicas, os campos de aplicação aos quais melhor se adaptavam e também uma breve referência sobre as suas vantagens e desvantagens. Foi também realizada uma comparação entre algumas tecnologias de armazenamento tendo em conta algumas das características como capacidade de armazenamento, potências disponibilizadas, rendimento ou custo associados.

Foi elaborado um modelo de previsão que funciona como base de entrada para o bom desempenho do modelo de gestão do sistema de armazenamento. Os resultados do modelo são totalmente aceitáveis, mas admite-se que tais resultados poderiam ser melhorados caso a previsão a realizar fosse para outro espaço temporal, mais curto, ou se fossem incluídas no modelo de previsão variáveis de mesoescala. Mais uma vez afirma-se que para as condicionantes apresentadas, o modelo criado apresenta resultados satisfatórios, e o facto de por vezes o erro de previsão ser superior ao esperado faz com que o seja possível testar o

modelo de simulação em condições mais adversas, ou seja, a exploração dos seus limites é de certo modo facilitada.

O modelo de gestão do sistema de armazenamento elaborado tem por base os resultados de uma previsão efectuada, e modeliza os diferentes tipos de sistemas através de limitações à potência instalada, capacidade máxima de armazenamento de energia e ainda o tempo de carga de cada um dos sistemas em particular. Foram realizadas algumas simulações com o modelo, criando cenários que exploraram as limitações do mesmo. Foi possível concluir que uma melhor previsão pode fazer com que os resultados finais possam ser também melhorados, isto porque a curva de produção apresentada a mercado, nesta fase, coincide com a curva de previsão de potência. É possível também concluir que dependendo de algumas condições, a capacidade de armazenamento do sistema escolhido pode desempenhar um papel fundamental para a obtenção de resultados satisfatórios.

Dado que a situação em análise neste trabalho, tem em conta um caso de possível exploração futura de um parque eólico, o valor apresentado de remuneração representa um valor previsto para a mesma. Toda esta análise recai em pressupostos que foram assumidos, prevendo um possível modo de funcionamento de mercado, no que toca à regulação da produção renovável num futuro não muito distante. Partindo do princípio que as centrais renováveis teriam de comparecer a mercado, então achou-se por bem aproximar o procedimento de remuneração ao que actualmente está estipulado para a produção em regime ordinário. As penalizações para desvios de produção por defeito apresentam a mesma linha de funcionamento, enquanto para desvios de produção por excesso, e dado que a central é de fonte renovável, então não haveria uma penalização em si, mas sim uma redução da remuneração.

Dos resultados obtidos e quando efectuada a comparação para este regime de mercado, entre um parque equipado com sistema de armazenamento, e um parque sem sistema de armazenamento, verifica-se um aumento da remuneração para o primeiro. Foi possível concluir que, como esperado, a diferença de remuneração é tanto maior quanto menores forem os limites de tolerância oferecidos pelo mercado, que se prevê que não sejam tão limitadores como se verificam actualmente para centrais em regime ordinário.

O resultado anterior deve-se maioritariamente ao facto, de que, com o sistema de armazenamento existe uma diminuição do valor das penalidades, sendo as mais importantes, os desvios de potência por defeito. Tendo em conta apenas o valor 'poupado' ao longo do ano em penalidades evitadas, foi possível verificar que ao fim de sensivelmente 7 anos haveria retorno do investimento efectuado no sistema de armazenamento específico para o qual foi efectuado o cálculo. Tal torna a opção viável.

As tecnologias de armazenamento ao longo dos últimos anos têm vindo a desenvolver-se de um modo mais acentuado, resultando das perspectivas existentes de que o seu uso trará inúmeros benefícios para o sistema eléctrico ao qual seria aplicado. Tal é esperado que

aconteça também nos próximos anos. Os sistemas de armazenamento futuramente podem vir a desempenhar papéis importantes para maximizar a integração de produção renovável intermitente nas redes de energia. Pelos resultados obtidos e apesar dos sistemas de armazenamento serem portadores de possibilidade de melhoria, tais aplicações apresentam-se viáveis para o modo de funcionamento de mercado apresentado.

É no entanto necessário melhorar a capacidade de armazenamento, assim como capacidade cíclica de sistemas de armazenamento considerados portáteis, pois podem vir a ser úteis exactamente devido a essa portabilidade.

Com a introdução de sistemas de armazenamento em massa nos sistemas eléctricos é previsível que venha a ocorrer uma certa nivelção de preços de mercado ao longo do dia, senão vejamos. Actualmente nas horas de vazio devido ao excesso de produção eólica, os preços de mercado baixam podendo mesmo atingir um valor de zero. Futuramente com um uso de sistemas de armazenamento, nas horas de vazio, prevê-se que os parques estejam em processo de carga dos sistemas de armazenamento, pelo que poderão estar desligados da rede, diminuindo assim a oferta fazendo com que o preço de mercado possa subir. Em oposição nas horas cheias e pontas, pode-se dizer que o sistema é dotado de uma potência instalada extra, pelo que a oferta dessa forma aumenta fazendo diminuir o preço de mercado.

Como tal a exploração estratégica do parque eólico é fundamental para maximização de lucros por parte dos produtores e exploradores.

5.3 Desenvolvimentos futuros

Tendo em vista uma perspectiva de desenvolvimento do trabalho, são de seguida colocadas algumas linhas delineadoras para o efeito.

- Elaboração de um processo de optimização, tendo em conta a transferência de produção das horas de menor remuneração para as horas de maior remuneração. Teria como objectivo que a curva de produção do parque eólico estivesse relacionada com a curva de preços de mercado, correspondendo uma maior produção a alturas em que o preço de mercado é mais elevado. Teria também de ser tomado em consideração a capacidade máxima que o sistema de armazenamento poderia comportar, bem como a qualidade do sistema de previsão.
- Ainda relacionado com o ponto anterior, a remuneração irá aumentar à medida que a capacidade do sistema aumenta (embora também aumente o investimento inicial necessário). Tendo em conta estes factores, seria interessante determinar valores óptimos de capacidade do sistema para obter o máximo de remuneração.

- Elaborar um plano de aplicação de sistemas de armazenamento com o intuito de suavizar o impacto de carregamento de veículos eléctricos.
- Utilizar o modelo, adaptando-o às características de uma tecnologia de armazenamento específica, explorar as limitações do sistema em causa, tendo em conta as condições de ligação à rede, quando aplicado a um parque eólico ou em outro tipo de central renovável com produção intermitente.
- Elaborar um estudo idêntico focando o mesmo na técnica de previsão, tentando melhorar significativamente o processo de previsão e verificar qual o impacto no funcionamento e na integração dos sistemas de armazenamento em centrais com produção intermitente.
- Criação de modelo de armazenamento de modo a combater problemas de estabilidade transitória nas redes de transporte de energia.

Referências

- [1] Fioravanti, R., K. Vu, and W. Stadlin, Large-Scale Solutions: Storage, Renewables and Wholesale Markets IEEE Power & Energy, 2009. 7.
- [2] Thomas, R., Putting an Action Plan in Place. IEEE Power & Energy, 2009. 7.
- [3] Walawalkar, R. and J. Apt, Market Analysis of Emerging Electric Energy Storage Systems. 2008.
- [4] Maio 2011]; Available from: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>.
- [5] Março 2011]; Available from: http://www.fhc.co.uk/pumped_storage.htm.
- [6] Ibrahim, H., A. Ilinca, and J. Perron, Solutions de stockage de l'énergie éolienne. Rapport interne, UQAR, UQAC. 2006.
- [7] Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH). 2007.
- [8] Ruer, J. and B. Multon, Stocker l'électricité: Oui, c'est indispensable, et c'est possible! Pourquoi, où, comment? ICRIN, 2003.
- [9] Engineers, T.A.S.o.M., Rocky River Pumped-Storage Hydroelectric Station. A National Historic Mechanical Engineering Landmark, 1990.
- [10] Março 2011]; Available from: <http://pt.scribd.com/doc/5245721/francis-turbine->.
- [11] Roberts, B., Capturing Grid Power: Performance, Purpose and Promise of Different Storage Technologies. IEEE Power & Energy, 2009. 7.
- [12] Engineers, T.A.S.o.M., Himassee Dam Unit 2 - Reversible Pump-Turbine (1956). A National Historic Mechanical Engineering Landmark 1981.
- [13] Março 2011]; Available from: <http://powerplants.vattenfall.com/powerplant/goldisthal>.
- [14] Março 2011]; Available from: <http://www.electricitystorage.org/ESA/technologies/caes/>.
- [15] Ibrahim, H., A. Ilinca, and J. Perron, Energy storage systems—Characteristics and comparisons. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2008. 12(5): p. 1221-1250.
- [16] Denholm, P., Improving the technical, environmental and social performance of wind energy systems using biomass-based energy storage. Renewable Energy, 2006. 31(9): p. 1355-1370.
- [17] Bradshaw, D.T. Pumped hydroelectric storage (PHS) and compressed air energy storage (CAES). in Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE. 2000.

- [18] Anzano, J., P. Jaud, and D. Madet, Stockage de l'électricité dans de système de production électrique. *Técnicas de l'ingénieur, traité de Génie Électrique*, 1989.
- [19] Março 2011]; Available from: <http://www.pbenergy.com/caes.htm>.
- [20] Crotogino, F., R. Sharf, and K.-U. Mohmeyer, Hunford CAES: More Than 20 Years of Successfull Operation, in Spring 2001 Meeting Orlando, Florida, USA. 2001.
- [21] Mack, D.R., Something new in power technology. *Potentials*, IEEE, 1993. 12(2): p. 40-42.
- [22] Daneshi, A., et al. Wind power integrated with compressed air energy storage. in *Power and Energy (PECon)*, 2010 IEEE International Conference on. 2010.
- [23] Taylor, J. and A. Halnes. Analysis Of compressed air energy storage. in *PCIC Europe 2010 Conference Record*. 2010.
- [24] Março 2011]; Available from: http://www.ehow.com/about_6117670_purpose-flywheel_.html.
- [25] Bolund, B., H. Bernhoff, and M. Leijon, Flywheel energy and power storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2007. 11(2): p. 235-258.
- [26] Ribeiro, P.F., et al., Energy storage systems for advanced power applications. *Proceedings of the Ieee*, 2001. 89(12): p. 1744-1756.
- [27] Power, B., Beacon Power 20 MW Frequency Regulation Plant in U.S. DOE Energy Storage Systems Project Update Conference 2010.
- [28] FACT SHEET - Frequency Regulation and Flywheels Abril 2011]; Available from: http://www.beaconpower.com/files/Flywheel_FR-Fact-Sheet.pdf.
- [29] Silva, B.F.G.d., Estudo de soluções alternativas de armazenamento de energia para diferentes horizontes temporais, in FEUP. 2008, U.P.: Porto. p. 105 f.
- [30] Thijssen, G., Electricity Storage and Renewables?, in *Cogeneration & Renewable Energy Conference 2002: Lisbon*.
- [31] Abril 2011]; Available from: http://electricity.ehclients.com/images/uploads/photo_supercap_1large.jpg.
- [32] Faure, F., *Suspension Magnetique Pour Volant D'inertie*. 2003, Institut National Polytechnique de Grenoble: Grenoble.
- [33] Vandenbossche, P., et al., SUBAT: An assessment of sustainable battery technology. *Journal of Power Sources*, 2006. 162(2): p. 913-919.
- [34] Denholm, P., *The Role of Energy Storage in the Modern Low-Carbon Grid*. 2008.
- [35] Shinnar, R., *High Density Thermal Storage for Power Plants: High Efficiency - Low Cost*. 2011.
- [36] Pereira, A., H. Teixeira, and M. Gomes, O Solar Térmico, in *Políticas Energéticas 2011*. p. 162-179.
- [37] SOLAR, A., *Solutions to Global Climate Change: Power Tower Plants*, in *Solar Power for a Sustainable World ABENGOA SOLAR*.
- [38] Wong, B., A. Snijders, and L. McClung, *Recent Inter-seasonal Underground Thermal Energy Storage Applications in Canada*. IEEE, 2006.
- [39] Price, A., et al., A novel approach to utility scale energy storage [regenerative fuel cells]. *Power Engineering Journal*, 1999. 13(3): p. 122-129.
- [40] Tassin, N., *Investire - Network: Storage Tecnology Report*. 2003.
- [41] Miyake, S. and N. Tokuda. Vanadium redox-flow battery for a variety of applications. in *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2001. IEEE. 2001.
- [42] Shigematsu, T., et al., *Applications of a Vanadium Redox-Flow Battery to Maintain Power Quality*. IEEE, 2002.

- [43] Inc., V.P.S., The VRB Energy Storage System - An Introduction to Wind & the Integration of VRB-ESS. 2007: Vancouver, Canada.
- [44] Tokuda, N., et al. Development of a redox flow (RF) battery for energy storage. in Power Conversion Conference, 2002. PCC Osaka 2002. Proceedings of the. 2002.
- [45] Zhuoyong, Y. and G. Weidong. Research on integrated system of non-grid-connected wind power and water-electrolytic hydrogen production. in World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference (WNWEC), 2010. 2010.
- [46] T-Raissi, A. Current technology of fuel cell systems. in Energy Conversion Engineering Conference, 1997. IECEC-97., Proceedings of the 32nd Intersociety. 1997.
- [47] Ali, M.H., W. Bin, and R.A. Dougal, An Overview of SMES Applications in Power and Energy Systems. Sustainable Energy, IEEE Transactions on, 2010. 1(1): p. 38-47.
- [48] Maio 2011]; Available from: http://sharp-world.com/kameyama/feature/huge/images/img_fea_huge_08.jpg.
- [49] Abril 2011]; Available from: <http://www.electricitystorage.org/ESA/technologies/>.
- [50] Inage, S.-I., Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids. 2009, International Energy Agency.
- [51] Gellings, C.W., Enabling Energy Efficiency and Demand Response, in The Smart Grid. 2009, The Fairmont Press, Inc. p. 126-127.
- [52] Monteiro, C. Energia Eólica - Avaliação de Recurso Eólico in Documentos de apoio - Energia Eólica e Solar. 2010. FEUP.
- [53] Bessa, R., Treino on line de Redes Neurais com Critérios de Informação Aplicado à Previsão Eólica, in FEUP. 2008, U.P.: Porto.
- [54] Miranda, V., Redes Neurais - Treino por Retropropagação, in Documentos de apoio - Decisão, Optimização e Inteligência Computacional. 2007: FEUP.
- [55] Monteiro, C., Previsão de Produção Eólica, in Documentos de apoio - Técnicas para Previsão 2010: FEUP.
- [56] Almeida, R., Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados, in FEUP. 2006, U.P.: Porto.
- [57] Março 2011]; Available from: https://inlportal.inl.gov/portal/server.pt?open=512&objID=424&&PageID=3993&mode=2&in_hi_userid=2&cached=true.
- [58] Maio 2011]; Available from: <http://www.omel.es/inicio>.

Anexos

Anexo 1

A.1. - O anexo, A.1., contém os valores obtidos de erro MAPE para todas as redes de previsão de velocidade de vento, em todos os casos de situação, ou seja para todos os dias indicados. Encontra-se também indicado ao longo das tabelas, a rede seleccionada para continuação do trabalho.

MAPE								
Rede	2-Dez-07	3-Dez-07	4-Dez-07	5-Dez-07	6-Dez-07	7-Dez-07	8-Dez-07	9-Dez-07
P-20n	21,013%	17,782%	26,160%	18,313%	17,847%	16,824%	22,623%	11,686%
P-5n	19,738%	15,860%	17,043%	17,988%	13,038%	13,888%	16,609%	8,096%
P-8n	32,966%	19,715%	39,431%	18,256%	16,984%	12,761%	21,437%	11,721%
Pn-25n	23,062%	16,680%	24,470%	21,099%	18,225%	16,751%	20,838%	9,257%
Pn-5n	20,317%	14,914%	14,330%	19,734%	13,396%	13,616%	14,964%	8,319%
Pn-8n	20,879%	18,623%	17,584%	21,522%	19,281%	15,508%	20,495%	8,508%
Pn-14n	21,662%	17,789%	19,474%	19,158%	22,347%	17,769%	19,923%	8,941%
Pn-21n	68,510%	25,608%	40,727%	33,085%	19,806%	23,072%	48,356%	31,119%
P-97n	21,936%	19,078%	21,187%	27,214%	20,088%	19,083%	19,709%	11,550%

MAPE								
Rede	10-Dez-07	11-Dez-07	12-Dez-07	13-Dez-07	14-Dez-07	15-Dez-07	16-Dez-07	17-Dez-07
P-20n	11,090%	9,020%	7,702%	11,826%	12,985%	18,949%	18,668%	18,167%
P-5n	11,569%	10,538%	6,615%	16,851%	11,662%	16,964%	21,415%	16,169%
P-8n	17,237%	12,728%	13,688%	13,589%	22,745%	8,529%	22,551%	17,678%
Pn-25n	10,169%	6,946%	7,743%	13,292%	12,955%	19,595%	15,379%	17,355%
Pn-5n	12,588%	12,429%	9,252%	15,224%	12,212%	17,969%	16,348%	15,989%
Pn-8n	12,817%	14,010%	9,426%	14,529%	10,539%	24,349%	16,142%	22,722%
Pn-14n	12,016%	10,293%	7,585%	13,665%	12,002%	21,758%	14,089%	22,074%
Pn-21n	24,231%	13,624%	44,309%	49,926%	16,396%	13,983%	39,209%	22,192%
P-97n	13,153%	11,349%	9,052%	15,921%	11,307%	21,003%	15,557%	24,336%

MAPE								
Rede	18-Dez-07	19-Dez-07	20-Dez-07	21-Dez-07	22-Dez-07	23-Dez-07	24-Dez-07	25-Dez-07
P-20n	29,783%	19,673%	14,810%	8,635%	10,630%	6,135%	15,459%	18,746%
P-5n	41,079%	23,591%	15,907%	10,365%	12,161%	8,194%	14,148%	24,738%
P-8n	42,170%	18,965%	23,938%	14,875%	13,779%	7,700%	17,172%	26,498%
Pn-25n	28,834%	24,185%	11,885%	9,305%	11,753%	9,236%	14,603%	18,107%
Pn-5n	32,403%	24,038%	13,258%	11,412%	13,001%	5,993%	14,455%	23,055%
Pn-8n	30,127%	30,320%	11,735%	11,941%	11,228%	7,183%	21,012%	22,115%
Pn-14n	26,395%	24,988%	12,705%	9,814%	11,357%	7,594%	18,496%	14,986%
Pn-21n	47,904%	30,253%	18,371%	24,351%	26,275%	36,225%	29,987%	24,917%
P-97n	28,171%	21,927%	15,185%	11,600%	12,180%	5,762%	14,445%	16,846%

MAPE						
Rede	26-Dez-07	27-Dez-07	28-Dez-07	29-Dez-07	30-Dez-07	31-Dez-07
P-20n	14,011%	11,058%	23,298%	15,988%	10,755%	17,990%
P-5n	18,366%	8,267%	12,883%	11,411%	12,883%	18,992%
P-8n	24,127%	9,543%	8,727%	20,434%	14,481%	56,712%
Pn-25n	15,224%	11,310%	20,780%	13,578%	13,053%	21,108%
Pn-5n	18,933%	8,591%	15,033%	14,068%	11,844%	15,878%
Pn-8n	11,955%	9,361%	16,668%	15,566%	11,876%	16,755%
Pn-14n	10,940%	10,483%	23,957%	15,310%	16,990%	21,576%
Pn-21n	33,525%	38,856%	27,737%	14,544%	18,792%	17,646%
P-97n	16,959%	9,856%	21,918%	15,581%	13,925%	17,896%

A. 1 - Tabelas com erros MAPE das redes de previsão de velocidade de vento

Anexo 2

A.2. - O anexo, A.2., contém os valores de erro MAPE, para todas as redes de previsão criadas. O erro MAPE apresentado corresponde ao resultado obtido após a aproximação à curva de potência seleccionada. Verifica-se um aumento generalizado dos valores de erro final. Encontra-se também identificada a rede anteriormente seleccionada, ilustrando os valores de erro MAPE de previsão de potência ao longo das simulações diárias efectuadas.

MAPE								
Rede	2-Dez-07	3-Dez-07	4-Dez-07	5-Dez-07	6-Dez-07	7-Dez-07	8-Dez-07	9-Dez-07
P-20n	70,842%	39,484%	79,067%	64,760%	49,039%	27,766%	52,430%	29,105%
P-5n	61,222%	34,084%	53,585%	62,726%	35,289%	21,928%	39,424%	18,992%
P-8n	109,192%	45,215%	107,460%	62,659%	46,416%	21,289%	50,443%	28,659%
Pn-25n	77,431%	36,219%	73,149%	73,777%	49,824%	27,664%	48,992%	23,324%
Pn-5n	65,455%	31,698%	44,965%	68,332%	36,143%	21,504%	35,191%	19,673%
Pn-8n	68,534%	42,959%	55,011%	74,947%	52,858%	24,882%	47,735%	19,975%
Pn-14n	71,605%	40,134%	60,205%	67,810%	60,053%	29,445%	45,638%	21,591%
Pn-21n	152,685%	61,170%	80,382%	112,974%	52,195%	20,361%	83,960%	64,453%
P-97n	72,467%	43,522%	64,560%	93,399%	55,225%	32,579%	45,267%	28,651%

MAPE								
Rede	10-Dez-07	11-Dez-07	12-Dez-07	13-Dez-07	14-Dez-07	15-Dez-07	16-Dez-07	17-Dez-07
P-20n	17,513%	16,331%	12,796%	25,142%	27,841%	50,548%	43,779%	56,202%
P-5n	20,091%	19,845%	10,527%	34,516%	23,635%	45,064%	49,686%	48,898%
P-8n	29,407%	18,887%	24,580%	27,723%	45,557%	21,268%	52,522%	45,152%
Pn-25n	15,031%	12,586%	12,655%	27,568%	27,207%	52,261%	35,966%	53,606%
Pn-5n	21,334%	23,951%	14,739%	31,836%	24,369%	47,879%	38,204%	48,688%
Pn-8n	20,861%	27,300%	14,581%	30,928%	21,939%	65,653%	37,601%	70,702%
Pn-14n	19,360%	19,072%	12,132%	29,165%	24,447%	58,016%	32,426%	68,105%
Pn-21n	35,101%	22,969%	22,482%	48,996%	34,885%	30,594%	79,725%	57,553%
P-97n	22,485%	21,172%	15,604%	34,199%	24,151%	55,733%	36,226%	73,181%

MAPE								
Rede	18-Dez-07	19-Dez-07	20-Dez-07	21-Dez-07	22-Dez-07	23-Dez-07	24-Dez-07	25-Dez-07
P-20n	46,394%	22,443%	16,479%	12,958%	12,456%	11,441%	36,858%	32,545%
P-5n	72,381%	25,104%	20,575%	17,406%	15,710%	14,286%	33,976%	47,918%
P-8n	73,607%	23,590%	18,442%	24,290%	17,775%	14,381%	42,111%	51,711%
Pn-25n	44,126%	25,676%	12,039%	14,272%	14,593%	17,193%	35,308%	30,859%
Pn-5n	52,969%	23,939%	15,519%	18,779%	16,920%	11,242%	34,813%	43,817%
Pn-8n	47,236%	29,038%	11,663%	19,269%	13,980%	14,063%	49,676%	41,258%
Pn-14n	37,943%	23,755%	12,807%	14,513%	14,928%	14,779%	43,527%	22,752%
Pn-21n	82,749%	24,883%	29,284%	16,148%	24,046%	69,590%	60,318%	47,931%
P-97n	42,453%	23,824%	20,207%	18,122%	14,973%	11,138%	35,517%	27,641%

MAPE						
Rede	26-Dez-07	27-Dez-07	28-Dez-07	29-Dez-07	30-Dez-07	31-Dez-07
P-20n	10,186%	20,170%	72,991%	50,692%	28,859%	54,934%
P-5n	16,244%	14,495%	39,203%	33,832%	35,049%	57,873%
P-8n	27,917%	14,808%	22,303%	59,135%	38,608%	113,211%
Pn-25n	11,369%	20,789%	65,241%	42,464%	35,667%	63,970%
Pn-5n	17,152%	14,615%	46,322%	44,119%	31,877%	48,212%
Pn-8n	8,055%	16,813%	51,874%	49,063%	31,893%	51,229%
Pn-14n	7,448%	18,800%	74,452%	48,325%	45,755%	65,681%
Pn-21n	11,671%	75,521%	79,456%	42,989%	49,776%	49,337%
P-97n	13,655%	17,396%	68,215%	49,258%	37,656%	54,210%

A. 2 - Tabelas com erros MAPE das redes de previsão de potência.

Anexo 3

A.3. - O anexo, A.3., contém a tabela utilizada para criação da Figura 4.8, onde se encontra explícito os dados de previsão de potência, a potência produzida pelas turbinas, vulgo potência real, a potência de saída do parque assim como a potência do dispositivo de armazenamento. É possível então uma melhor observação sobre a evolução das grandezas ao longo de todas as horas do dia, tendo em conta a simulação de um sistema de armazenamento ideal.

Dia	Hora	P _{prev} (kW)	P _{real} (kW)	P _{parque} (kW)	P _{arm} (kW)
03-12-2007	1	14660,04	14457,56	14660,04	-202,4724726
	2	13904,20	4719,96	13904,20	-9184,234065
	3	12455,18	4195,76	12455,18	-8259,416402
	4	11837,43	2535,64	11837,43	-9301,791236
	5	12553,26	9558,18	12553,26	-2995,084698
	6	13206,89	14457,56	13206,89	1250,670485
	7	12263,72	7956,52	12263,72	-4307,192112
	8	14522,04	7055,72	14522,04	-7466,320685
	9	19529,77	9339,85	19529,77	-10189,92084
	10	24576,47	16908,93	24576,47	-7667,534586
	11	24533,16	27779,66	24533,16	3246,505066
	12	25871,45	29866,12	25871,45	3994,674497
	13	25211,48	29793,88	25211,48	4582,401262
	14	23857,88	29797,61	23857,88	5939,734485
	15	23845,87	27630,21	23845,87	3784,335024
	16	19781,41	23062,99	19781,41	3281,586626
	17	14924,51	12739,06	14924,51	-2185,448078
	18	11414,88	6232,87	11414,88	-5182,006243
	19	10737,41	8672,86	10737,41	-2064,553267
	20	11034,60	8672,86	11034,60	-2361,747005
	21	10218,73	11057,65	10218,73	838,9188053
	22	8853,07	11952,77	8853,07	3099,698436
	23	10246,28	14703,49	10246,28	4457,212935
	24	12264,95	17601,92	12264,95	5336,974271

A. 3 - Tabelas com dados obtidos com simulação de sistema ideal de armazenamento.

Anexo 4

A.4. - O anexo, A.4., contém a tabela utilizada para criação da Figura 4.10, onde se encontra explícito os dados de previsão de potência assim como a potência produzida pelas turbinas. A simulação é efectuada para um cenário em que existe limitação de potência instalada por parte do sistema de armazenamento pelo que se apresentam os valores obtidos de potência entregue pelo parque para as diversas potências instaladas, 15000, 10000 e 5000kW. Encontra-se também ilustrado a variação ao longo do dia em questão da potência do sistema de armazenamento.

Dia	Hora	P _{prev} (KW)	P _{real} (KW)	P _{parque15} (KW)	P _{parque10} (KW)	P _{parque5} (KW)	P _{arm15} (KW)	P _{arm10} (KW)	P _{arm5} (KW)
08-12-2007	1	28151,798	27930,381	28151,798	28151,798	28151,798	-221,418	-221,418	-221,418
	2	26215,847	20018,023	26215,847	26215,847	25018,023	-6197,824	-6197,824	-5000,000
	3	22940,413	7591,973	22591,973	17591,973	12591,973	-15000,000	-10000,000	-5000,000
	4	21218,202	7304,210	21218,202	17304,210	12304,210	-13913,992	-10000,000	-5000,000
	5	19934,823	18190,041	19934,823	19934,823	19934,823	-1744,782	-1744,782	-1744,782
	6	18717,384	17774,475	18717,384	18717,384	18717,384	-942,908	-942,908	-942,908
	7	16680,813	9480,884	16680,813	16680,813	14480,884	-7199,929	-7199,929	-5000,000
	8	16525,875	14500,933	16525,875	16525,875	16525,875	-2024,942	-2024,942	-2024,942
	9	17819,195	23099,612	17819,195	17819,195	18099,612	5280,417	5280,417	5000,000
	10	22316,893	24195,398	22316,893	22316,893	22316,893	1878,504	1878,504	1878,504
	11	21597,448	28081,531	21597,448	21597,448	23081,531	6484,083	6484,083	5000,000
	12	22828,814	27608,412	22828,814	22828,814	22828,814	4779,598	4779,598	4779,598
	13	22493,737	27903,424	22493,737	22493,737	22903,424	5409,686	5409,686	5000,000
	14	22103,318	27283,884	22103,318	22103,318	22283,884	5180,566	5180,566	5000,000
	15	22159,975	25124,757	22159,975	22159,975	22159,975	2964,783	2964,783	2964,783
	16	20290,870	22915,775	20290,870	20290,870	20290,870	2624,906	2624,906	2624,906
	17	17659,500	10651,969	17659,500	17659,500	15651,969	-7007,531	-7007,531	-5000,000
	18	15867,498	7638,537	15867,498	15867,498	12638,537	-8228,961	-8228,961	-5000,000
	19	16635,100	17688,238	16635,100	16635,100	16635,100	1053,137	1053,137	1053,137
	20	16995,617	15951,519	16995,617	16995,617	16995,617	-1044,098	-1044,098	-1044,098
	21	17834,813	6005,351	17834,813	16005,351	11005,351	-11829,463	-10000,000	-5000,000
	22	16680,980	4351,889	16680,980	14351,889	9351,889	-12329,091	-10000,000	-5000,000
	23	16832,326	5458,335	16832,326	15458,335	10458,335	-11373,992	-10000,000	-5000,000
	24	17305,030	9429,497	17305,030	17305,030	14429,497	-7875,532	-7875,532	-5000,000

A. 4 - Tabelas com dados obtidos com simulação de sistema de armazenamento com potência instalada limitada.

Anexo 5

A.5. - O anexo, A.5., contém a tabela utilizada para criação da Figura 4.12, onde se encontra explícito os dados de previsão de potência assim como a potência produzida pelas turbinas. A simulação é efectuada para um cenário em que existe limitação de capacidade por parte dos sistemas de armazenamento, pelo que se apresentam os resultados da potência entregue pelo parque, assim como a energia armazenada ao longo do tempo para os diversos sistemas de armazenamento considerados, 40000kWh, 80000kWh e 120000kWh. Encontra-se também ilustrado a variação ao longo do dia em questão da potência do sistema de armazenamento.

Dia	Hora	P _{prev} (kW)	P _{real} (kW)	P _{parque12h} (kW)	P _{parque8h} (kW)	P _{parque4h} (kW)	P _{arm12h} (kW)	P _{arm8h} (kW)	P _{arm4h} (kW)	E _{arm12h} (kWh)	E _{arm8h} (kWh)	E _{arm4h} (kWh)
07-12-2007	1	17074,613	16183,880	17074,613	17074,613	17074,613	-890,733	-890,733	-890,733	3359,973	3359,973	3359,973
	2	16374,826	9987,717	13347,690	13347,690	13347,690	-3359,973	-3359,973	-3359,973	0,000	0,000	0,000
	3	15565,631	17443,475	15565,631	15565,631	15565,631	1877,844	1877,844	1877,844	1877,844	1877,844	1877,844
	4	15777,522	16720,647	15777,522	15777,522	15777,522	943,125	943,125	943,125	2820,969	2820,969	2820,969
	5	15435,783	21421,937	15435,783	15435,783	15435,783	5986,155	5986,155	5986,155	8807,124	8807,124	8807,124
	6	17341,035	23087,415	17341,035	17341,035	17341,035	5746,379	5746,379	5746,379	14553,503	14553,503	14553,503
	7	18450,540	23674,928	18450,540	18450,540	18450,540	5224,389	5224,389	5224,389	19777,892	19777,892	19777,892
	8	19725,576	18361,330	19725,576	19725,576	19725,576	-1364,246	-1364,246	-1364,246	18413,645	18413,645	18413,645
	9	22322,531	18275,738	22322,531	22322,531	22322,531	-4046,793	-4046,793	-4046,793	14366,853	14366,853	14366,853
	10	22193,602	29182,175	22193,602	22193,602	22193,602	6988,573	6988,573	6988,573	21355,426	21355,426	21355,426
	11	23392,988	29841,098	23392,988	23392,988	23392,988	6448,110	6448,110	6448,110	27803,535	27803,535	27803,535
	12	27447,989	29833,491	27447,989	27447,989	27447,989	2385,502	2385,502	2385,502	30189,037	30189,037	30189,037
	13	27560,913	29808,203	27560,913	27560,913	27560,913	2247,289	2247,289	2247,289	32436,327	32436,327	32436,327
	14	26941,450	29573,404	26941,450	26941,450	26941,450	2631,953	2631,953	2631,953	35068,280	35068,280	35068,280
	15	26019,036	26664,241	26019,036	26019,036	26019,036	645,205	645,205	645,205	35713,486	35713,486	35713,486
	16	24803,390	28583,082	24803,390	24803,390	24803,390	3779,693	3779,693	3779,693	39493,178	39493,178	39493,178
	17	22302,658	29462,338	22302,658	22302,658	22302,658	28955,516	7159,680	506,822	46652,858	46652,858	40000,000
	18	13380,706	28334,661	18334,661	18334,661	28334,661	10000,000	10000,000	0,000	56652,858	56652,858	40000,000
	19	16076,815	24184,038	16076,815	16076,815	24184,038	8107,223	8107,223	0,000	64760,081	64760,081	40000,000
	20	14051,067	24012,509	14051,067	14051,067	24012,509	9961,443	9961,443	0,000	74721,524	74721,524	40000,000
	21	16216,288	23827,216	16216,288	18548,740	23827,216	7610,928	5278,476	0,000	82332,452	80000,000	40000,000
	22	19332,756	18872,473	19332,756	19332,756	19332,756	-460,283	-460,283	-460,283	81872,168	79539,717	39539,717
	23	17155,231	21249,980	17155,231	20789,697	20789,697	4094,749	460,283	460,283	85966,917	80000,000	40000,000
	24	14218,696	25596,493	15596,493	25596,493	25596,493	10000,000	0,000	0,000	95966,917	80000,000	40000,000

A. 5 - Tabelas com dados obtidos com simulação de sistema de armazenamento com capacidade de armazenamento limitada.

Anexo 6

A.6. - O anexo, A.6., contém a tabela utilizada para criação da Figura 4.16, onde se encontra explícito os dados de previsão de potência assim como a potência produzida pelas turbinas. A simulação é efectuada para um cenário particular em que existe diferentes tempos de carga por parte dos sistemas de armazenamento, pelo que se apresentam os valores obtidos de potência entregue pelo parque para os diversos tempos de carga, 30, 15 e 5 minutos. Necessário ter em atenção que este cenário é efectuado apenas para a ilustração deste efeito daí a diferente escala temporal. Encontra-se também ilustrada a variação ao longo do dia em questão da potência do sistema de armazenamento.

Dia	Hora	P _{prev} (kW)	P _{real} (kW)	P _{parque_r5} (kW)	P _{parque_r15} (kW)	P _{parque_r30} (kW)	P _{arm_r5} (kW)	P _{arm_r15} (kW)	P _{arm_r30} (kW)
20-12-2011	13:00:00	24993,640	24837,465	24986,132	24936,852	24899,465	-148,667	-99,387	-62,000
	13:10:00	24588,000	23401,770	24530,970	24156,666	23872,694	-1129,200	-754,896	-470,925
	13:20:00	24182,500	27345,974	24334,590	25332,795	26090,098	3011,384	2013,179	1255,876
	13:30:00	23777,000	26836,059	23924,070	24889,328	25621,635	2911,989	1946,731	1214,424
	13:40:00	23371,500	27680,630	23578,669	24938,376	25969,937	4101,961	2742,254	1710,693
	13:50:00	22966,000	25218,830	23074,309	23785,169	24324,473	2144,522	1433,661	894,357
	14:00:00	22560,620	26278,936	22739,385	23912,666	24802,791	3539,551	2366,270	1476,144
	14:10:00	22479,442	21943,937	22453,697	22284,723	22156,529	-509,760	-340,786	-212,592
	14:20:00	22398,663	27345,974	22636,514	24197,593	25381,927	4709,460	3148,381	1964,046
	14:30:00	22317,884	21116,971	22260,148	21881,211	21593,724	-1143,177	-764,240	-476,754
	14:40:00	22237,105	17472,301	22008,029	20504,538	19363,894	-4535,727	-3032,236	-1891,592
	14:50:00	22156,326	18759,263	21993,006	20921,094	20107,872	-3233,743	-2161,830	-1348,609
	15:00:00	22075,946	19518,673	21953,001	21146,076	20533,892	-2434,327	-1627,403	-1015,219
	15:10:00	21641,340	23827,216	21746,430	22436,163	22959,439	2080,786	1391,053	867,777
	15:20:00	21206,510	27930,381	21529,772	23651,429	25261,053	6400,609	4278,952	2669,328
	15:30:00	20771,680	20875,997	20776,695	20809,612	20834,584	99,302	66,386	41,413
	15:40:00	20336,850	26523,391	20634,279	22586,386	24067,379	5889,112	3937,005	2456,012
	15:50:00	19902,020	22964,981	20049,277	21015,767	21749,008	2915,704	1949,214	1215,973
	16:00:00	19466,957	18118,550	19402,130	18976,652	18653,858	-1283,581	-858,103	-535,308
	16:10:00	19182,100	21474,626	19292,317	20015,703	20564,510	2182,309	1458,923	910,116
16:20:00	18897,650	25312,046	19206,033	21230,038	22765,578	6106,013	4082,008	2546,469	
16:30:00	18613,200	25495,878	18944,097	21115,864	22763,505	6551,781	4380,014	2732,373	
16:40:00	18328,750	25312,046	18664,484	20868,001	22539,728	6647,562	4444,046	2772,318	
16:50:00	18044,300	19013,658	18090,904	18396,776	18628,830	922,754	616,882	384,828	

A. 6 - Tabelas com dados obtidos com simulação de sistema de armazenamento com diferentes tempos de carga.

Anexo 7

A.7. - O anexo, A.7., contém a tabela utilizada para criação da Figura 4.17, onde se encontra explícito os dados de previsão de potência assim como a potência produzida pelas turbinas. A simulação é efectuada para um cenário, em que se tem em conta, todas as limitações anteriores. Encontra-se ilustrado um particular sistema de armazenamento com uma potência instalada de 10000 kW, uma capacidade de armazenamento de 80000 kWh e com um tempo de carga de 15 minutos. São apresentados os valores de potência entregue pelo parque, de potência do sistema de armazenamento assim como a evolução do seu estado de carga ao longo do tempo especificado.

Dia	Hora	P _{prev} (kW)	P _{real} (kW)	P _{parque_f} (kW)	P _{arm_f} (kW)	E _{arm_f} (kWh)
13-12-2007	1	28451,668	27709,172	28451,668	-742,497	79277,891
	2	26682,219	27814,442	27092,333	722,109	80000,000
	3	24587,331	27475,320	27475,320	0,000	80000,000
	4	24837,579	26054,600	26054,600	0,000	80000,000
	5	24106,848	24058,459	24106,848	-48,389	79952,940
	6	26221,927	25103,736	26221,927	-1118,191	78865,452
	7	24084,392	27593,821	26459,273	1134,548	80000,000
	8	24732,894	26415,788	26415,788	0,000	80000,000
	9	26635,976	25281,070	26635,976	-1354,906	78682,297
	10	25366,152	19560,513	25366,152	-5805,639	73036,069
	11	23842,316	11509,502	21509,502	-10000,000	63310,647
	12	27836,262	9987,717	19987,717	-10000,000	53585,225
	13	27488,673	10881,234	20881,234	-10000,000	43859,804
	14	26071,505	13794,591	23794,591	-10000,000	34134,382
	15	25939,559	14082,331	24082,331	-10000,000	24408,960
	16	25293,138	8365,828	18365,828	-10000,000	14683,539
	17	25851,095	6944,263	16944,263	-10000,000	4958,117
	18	21356,434	16532,179	21356,434	-4824,255	266,326
	19	24276,006	20114,397	20380,723	-266,326	0,000
	20	22486,050	20059,356	20059,356	0,000	0,000
	21	25846,689	18773,427	18773,427	0,000	0,000
	22	26458,443	21645,126	21645,126	0,000	0,000
	23	25719,118	24674,625	24674,625	0,000	0,000
	24	23094,556	25187,568	23094,556	2093,011	2035,542

A. 7 - Tabelas com dados obtidos com simulação de sistema de armazenamento específico.