

Sérgio Augusto Seixas Lopes

TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Setembro de 2015



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Tecnologias de Armazenamento de Energia para Fornecimento de Serviços de Sistema

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Sérgio Augusto Seixas Lopes

Membros do Júri:

Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge (**Presidente**)

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura (**Orientador**)

Professor Doutor André Manuel dos Santos Mendes (**Vogal**)

“A curiosidade, instinto da complexidade infinita, leva por um lado a escutar às portas e por outro a descobrir a América – mas estes dois impulsos, tão diferentes em dignidade e resultados, brotam ambos de um fundo intrinsecamente preciso, a actividade do espírito.”

Notas contemporâneas, *Eça de Queiroz*

Agradecimentos

A realização desta dissertação não seria possível sem o apoio do meu orientador, Doutor Pedro Moura, quer pelo constante fornecimento de fontes para a investigação, quer pelo fornecimento de alguns modelos necessários para o início da componente prática e pela quase total disponibilidade que teve, para através de diferentes meios tirar dúvidas ou discutir ideias. Para ele um enorme obrigado.

Não menos importante, um enorme obrigado ao Eng. Filomeno Vieira, por todo o apoio e disponibilidade que demonstrou para me auxiliar na implementação dos diferentes casos de estudo.

Agradeço também aos elementos do corpo docente do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores com quem tive o prazer de me cruzar, por todos os ensinamentos que me foram transmitidos.

A todos aqueles que estiveram ao meu lado ao longo destes anos, um muito obrigado por todos os momentos quer a nível académico, quer a nível recreativo, que permitiram que a estadia na cidade de Coimbra tenha sido tão enriquecedora a nível pessoal.

Agradeço também às gentes da minha aldeia natal, Arcas de Penedono, por tornarem aquele cantinho no melhor local para recarregar energias para os desafios que sempre tive à frente.

Finalmente, o maior dos agradecimentos para os meus pais e irmã, por todo o apoio prestado nos bons e maus momentos e por todos os sacrifícios a que se propuseram passar para que eu pudesse ter a melhor das formações.

Resumo

Os serviços de sistema são desde sempre uma necessidade para que o transporte e distribuição de electricidade sejam efetuados com índices de fiabilidade e segurança elevados. Com um mundo a apostar cada vez mais na produção de energia a partir de fontes renováveis em substituição dos combustíveis fósseis, e com a imprevisibilidade e variabilidade da energia produzida a partir de algumas dessas fontes (por exemplo vento e sol), os serviços de sistema assumem uma importância ainda maior na garantia da qualidade da energia produzida.

Em paralelo com o crescimento da produção de energia a partir de fontes de energia renovável, as tecnologias de armazenamento de energia têm tido grandes avanços tecnológicos no sentido de possuírem cada vez mais capacidade de armazenamento e rendimentos superiores a preços cada vez mais acessíveis, tendo-se tornado excelentes alternativas para o fornecimento dos serviços de sistema.

Posto isto, pretendeu-se com esta dissertação avaliar a fiabilidade das várias tecnologias de armazenamento de energia para o fornecimento de serviços no contexto de elevada penetração de energias renováveis intermitentes. Para tal, foram analisados os requisitos que cada serviço de sistema para determinar as tecnologias de armazenagem que melhor satisfazem esses requisitos. Foi também simulado um caso de estudo em que se pretendeu que tecnologias de armazenamento de energia reduzam a intermitência da energia renovável enviada para a rede elétrica, garantindo assim que os valores da frequência se mantenham dentro de limites admissíveis. Os resultados permitem concluir que a utilização de tecnologias de armazenamento, nomeadamente de baterias e supercondensadores, assegura os requisitos necessários para o fornecimento do serviço de regulação de frequência.

Palavras-Chave

Armazenamento de Energia, Serviços de Sistema, Baterias, Supercondensadores, Regulação de Frequência.

Abstract

Ancillary services have always been a requirement to increase the reliability and security of the transport and distribution of electricity. In a world where the investment in the energy generation from renewable sources, instead of fossil fuels, is growing, and due to the unpredictability and variability of the energy produced from such sources (for instance wind and solar power), the ancillary services gained an even greater importance to ensure the quality of the generated energy.

Simultaneously, with the increasing levels of energy generation from renewable sources, the energy storage technologies have been in a constant evolution, achieving the capability to store more energy, with higher efficiency, and lower prices. Therefore, they became an excellent alternative to ensure ancillary services.

The main aim of this thesis was to evaluate the reliability of the several energy storage technologies to supply ancillary services, in a context of an increasing use of intermittent renewable energy sources. To fulfill it, the requirements of each ancillary service were analysed to determine which energy storage technology is better to satisfy it. Simultaneously, a case study was simulated where the main goal was to use energy storage technologies to reduce the intermittency of the renewable energy sent to the grid, ensuring that the frequency values remain within acceptable limits. With the achieved results it was possible to conclude that some storage technologies, such as batteries and supercapacitors, ensure the needed requirements to supply frequency regulation services.

Key words

Energy Storage, Ancillary Services, Batteries, Supercapacitors, Frequency Regulation

Índice

1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos	1
1.3. Organização da Dissertação	2
2. Tecnologias de armazenamento de energia	3
2.1. Classificação das Tecnologias de Armazenamento de Energia	3
2.2. Características técnicas das tecnologias de armazenamento de energia	5
2.3. Comparação entre tecnologias	7
2.3.1. Campos de Aplicação	7
2.3.2. Potência, energia e tempo de descarga	8
2.3.3. Rendimento e tempo de vida	9
2.3.4. Densidade de peso e volume	10
2.3.5. Densidade de energia e potência	11
2.3.6. Custos de investimento	11
2.4. Conclusões	13
3. Serviços de Sistema	15
3.1. Regulação de frequência	15
3.2. Controlo de tensão	16
3.3. Reserva girante	16
3.4. Reserva suplementar	17
3.5. Capacidade de arranque autónomo do sistema	17
3.6. Controlo automático de geração remota	17
3.7. Compensação de perdas na rede	17
3.8. Serviços de estabilidade da rede	17
3.9. Classificação dos serviços de sistema	18
4. Serviços de Sistema fornecidos por tecnologias de armazenamento de energia	19
4.1. Introdução	19
4.2. Requisitos dos serviços de sistema	20
4.3. Tecnologias de armazenamento utilizadas no fornecimento de serviços de sistema	22
4.4. Conclusões	26
5. Caso de estudo	28
5.1. Introdução	28
5.2. Descrição do modelo de simulação	28
5.2.1. Modelo da turbina eólica	28

5.2.2. Modelo do painel solar	30
5.2.3. Modelo do sistema de armazenamento.....	32
5.2.3.1. Modelo da bateria.....	32
5.2.3.2. Modelo do supercondensador.....	32
5.2.3.3. Conversores de eletrónica de potência.....	33
5.2.3.4. Controlo da bateria	35
5.2.3.5. Inserção do armazenamento de energia no modelo de simulação	36
5.2.3.5. Modelo final	37
6. Resultados e análise do caso de estudo	39
6.1. Introdução.....	39
6.2. Perfis de variação	39
6.3. Resultados das simulações	40
6.3.1. Bateria	40
6.3.2. Supercondensador	43
6.4. Análise dos resultados.....	46
7. Conclusões e trabalho futuro.....	48
7.1. Conclusões.....	48
7.2. Trabalho futuro	49
Bibliografia	50
Anexo I – Descrição detalhada das diversas tecnologias de armazenamento de energia	54
Armazenamento de ar comprimido (CAES).....	54
Aproveitamento hidroelétrico reversível (PHS)	55
Volantes de inércia (Flywheels).....	55
Supercondensadores.....	56
Armazenamento de energia criogénica	58
Sistemas sensíveis ao calor	58
Sistemas de calor latente	58
Células de combustíveis/Armazenamento de hidrogénio	59
Baterias de ácido de chumbo (PbA).....	60
Baterias baseadas na tecnologia de níquel	60
Baterias de iões de lítio.....	61
Baterias de sódio-enxofre (NaS).....	62
Baterias de cloreto de sódio- níquel/ZEBRA (NaNiCl).....	63
Baterias de brometo de zinco (ZnBr).....	63
Baterias de polissulfeto de brometo (PSB)	64
Baterias de redox de vanádio (VRB)	65

Anexo II – Energia eólica e Energia solar	66
Energia eólica	66
Curva característica da turbina	66
Tecnologia da turbina eólica	67
Métodos de controlo de potência	68
Configurações das turbinas eólicas	68
Energia solar	70
Circuito equivalente	70
Curva I-V	71
Sistemas PV	72
Anexo III - Modelo de um sistema de armazenamento de um Flywheel	73
Resultados e análise	76
Anexo IV – Resultados complementares do caso de estudo	79

Índice de Tabelas e Figuras

Tabela 1: Principais características das tecnologias de armazenamento de energia;	6
Tabela 2: Características típicas dos aparelhos de controlo de tensão [14];	16
Tabela 3: Requisitos para o fornecimento de alguns dos serviços de sistema[22];	20
Tabela 4: Parâmetros do Flywheel;	75
Figura 1: Posicionamento das tecnologias de armazenamento tendo em conta o seu campo de aplicação; [12]	8
Figura 2: Posicionamento das tecnologias de armazenamento em função da sua energia e potência; [13]	9
Figura 3: Posicionamento das tecnologias de armazenamento em relação ao rendimento e ao tempo de vida; [13]	10
Figura 4: Posicionamento das tecnologias de armazenamento de acordo com a sua densidade energética por massa/volume; [25]	10
Figura 5: Posicionamento das tecnologias de armazenamento em relação à sua densidade de energia/potência; [13]	11
Figura 6: Posicionamento das tecnologias de armazenamento de acordo com o seu custo de energia e custo capital; [25]	12
Figura 7: Posicionamento de algumas tecnologias em função do custo da energia por ciclo (€/kW); [25]	13
Figura 8: Posicionamento dos serviços de sistema em relação ao papel que desempenham;	18
Figura 9: Descrição dos serviços que podem ser desempenhados por tecnologias de armazenamento [8];	19
Figura 10: Posicionamento dos serviços dentro de um sistema de energia em função do seu tempo de resposta [9];	21
Figura 11: Posicionamento dos serviços de sistema em relação aos seus requisitos de capacidade (MW) e o seu tempo de descarga [22];	21
Figura 12: Possível posicionamento das tecnologias de armazenamento por sector da rede eléctrica [5];	22
Figura 13: Possíveis zonas de aplicação de tecnologias de armazenamento em função do seu rendimento [5];	23
Figura 14: Posicionamento de cada tecnologia em função do serviço que pode desempenhar [9];	24
Figura 15: Serviços de sistema que podem ser fornecidos por tecnologias de armazenamento de energia eletroquímica e por supercondensadores [5];	26
Figura 16: Regulação de frequência providenciada por tecnologias de armazenamento; [16]	28
Figura 17: Modelo da turbina eólica;	29
Figura 18: Modelo do painel solar: a) implementação no modelo; b) painel fotovoltaico e conversor <i>Boost</i> ;	31
Figura 19: Esquema equivalente do supercondensador; [29]	32
Figura 20: Conversor DC-DC bidirecional para controlo de carga e descarga: a) supercondensador; b) bateria; [29]	34

Figura 21: Estratégia de controlo do conversor DC-DC; [29]	35
Figura 22: Diagrama de controlo da energia da bateria/supercondensador para a implementação isolada;	35
Figura 23: Conversor DC-DC bidirecional em ambiente Simulink;	37
Figura 24: Inserção das tecnologias de armazenamento no modelo de simulação;	37
Figura 25: Modelo completo usado no caso de estudo;	38
Figura 26: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n ^o 1;	40
Figura 27: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso n ^o 1;	40
Figura 28: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n ^o 2;	41
Figura 29: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso n ^o 2;	41
Figura 30: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n ^o 3;	42
Figura 31: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso n ^o 3;	42
Figura 32: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n ^o 1	43
Figura 33: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso n ^o 1;	43
Figura 34: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n ^o 2;	44
Figura 35: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso n ^o 2;	44
Figura 36: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n ^o 3;	45
Figura 37: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso n ^o 3;	45
Figura 38: Representação de um sistema CAES [21];	54
Figura 39: Representação esquemática de um PHS [7];	55
Figura 40: Esquema de um Flywheel [12];	56
Figura 41: Estrutura de um Supercondensador [12];	57
Figura 42: Esquema de um SMES [37];	57
Figura 43: Esquema de uma célula de combustível [27];	59
Figura 44: Bateria de ácido-chumbo [25];	60
Figura 45: Figura: Bateria baseada na tecnologia de níquel [25];	61
Figura 46: Baterias de iões de lítio [25];	62
Figura 47: Baterias de sódio-enxofre [12];	62
Figura 48: Baterias ZEBRA [12];	63
Figura 49: Baterias de brometo de zinco [12];	64
Figura 50: Baterias de polissulfeto de brometo [12];	64
Figura 51: Bateria de redox de vanádio [12];	65

Figura 52: Figura: Curva de potência e variação do respectivo coeficiente em ordem à velocidade [39]	67
Figura 53: Figura: Constituição de uma turbina eólica [40];	67
Figura 54: Figura: Diferentes configurações de uma turbina eólica [30]	69
Figura 55: Figura: Esquema equivalente de uma célula solar;.....	71
Figura 56: curvas I-V e P-V para uma célula solar e a localização do seu ponto de potência máxima;	71
Figura 57: Bloco de armazenamento de energia;	73
Figura 58: Gama de operação do modelo do sistema de armazenamento;	74
Figura 59: Actuação do flywheel: a) representação do valor de referência; b)variação temporal da potência do flywheel (P_{FW});.....	75
Figura 60: Modelo do sistema de armazenamento de energia com auxílio de um flywheel;	76
Figura 61: Variação rápida do vento: energia gerada (verde), energia injetada na rede (azul) e potência do flywheel (vermelho).....	77
Figura 62: Variação lenta do vento: energia gerada (verde), energia injetada na rede (azul) e potência do flywheel (vermelho).....	77
Figura 63: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº1;	79
Figura 64: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº1;.....	79
Figura 65: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº2;	80
Figura 66: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº2;.....	80
Figura 67: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº3	81
Figura 68: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº3;.....	81
Figura 69: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº4– Bateria;	82
Figura 70: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº4– Supercondensador;	82
Figura 71: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº4– Bateria;	82
Figura 72: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº4– Supercondensador;	83
Figura 73: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº4	83
Figura 74: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº4	83
Figura 75: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº5– Bateria;	84

Figura 76: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº5 – Supercondensador;	84
Figura 77: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº5– Bateria	84
Figura 78: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº5– Supercondensador;	85
Figura 79: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Ampéres (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº5;	85
Figura 80: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Ampéres (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº5;	85
Figura 81: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº6– Bateria;	86
Figura 82: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº6 – Supercondensador;	86
Figura 83: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº6– Bateria;	86
Figura 84: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº6– Supercondensador;	87
Figura 85: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Ampéres (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº6;	87
Figura 86: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Ampéres (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº6;	87

1.Introdução

1.1. Motivação

Com a introdução das fontes renováveis intermitentes (tais como as energias solar e eólica) na produção de energia eléctrica, devido à sua elevada variabilidade e difícil previsão aumentou o desafio para garantir a estabilidade e fiabilidade do sistema eléctrico. Esta alteração de paradigma levou a uma maior necessidade de serviços de sistema.

Os serviços de sistema são elementos necessários para o suporte da capacidade de transmissão de energia desde a produção até ao consumidor final, de modo a manter o sistema eléctrico em boas condições de fiabilidade e para assegurar níveis adequados de segurança e de qualidade. Estes serviços poderão ser fornecidos por geradores e demais equipamentos de produção, controlo e transporte existentes num sistema eléctrico, garantindo o suporte dos serviços básicos de energia.

Simultaneamente, as tecnologias de armazenamento de energia têm sido alvo de grandes avanços tecnológicos, sendo possível a partir destas armazenar cada vez mais energia, de forma cada vez mais eficiente e a um preço cada vez mais reduzido, permitindo assim que estas sejam usadas em diversos tipos de aplicações. Por exemplo, em [1] são aplicadas ao nível residencial para fornecimento de serviços de *backup* e melhoria do factor de potência; em [2] são usadas para corrigir ligeiras intermitências na produção de energia a partir do vento, em [3] é feito um estudo económico da aplicação de tecnologias para este fim e em [4] é feito um estudo sobre o impacto destas tecnologias em *smart grids*. Com esta evolução, é feita uma previsão em [5] do ponto de evolução das tecnologias de armazenamento e do impacto que elas terão no mercado de energia europeu até 2030, prevendo-se que estas sejam uma das alternativas mais viáveis à geração distribuída. Juntando os dois pontos mencionados, e tal como é referido em [6], as tecnologias de armazenamento de energia já são também elas uma alternativa para o fornecimento de serviços de sistema.

1.2. Objetivos

Em termos globais, o objectivo desta tese passa por fazer uma avaliação do estado atual das tecnologias de armazenamento e verificar a sua adequabilidade para o fornecimento dos diversos serviços de sistema. Para isso pretende-se em primeiro lugar conhecer quais os requisitos necessários para o fornecimento de cada um dos serviços de sistema. Depois é necessário conhecer o estado atual de maturação das várias tecnologias de armazenamento existentes no mercado, procedendo à sua comparação tendo em conta diversos parâmetros (tais como densidade de

energia/potência, capacidade de armazenamento, custo ou auto-descarga, e avaliar qual a tecnologia mais favorável para satisfazer os requisitos de cada um dos serviços de sistema mencionados.

1.3. Organização da Dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em 7 capítulos. A seguir a esta introdução, no capítulo 2 é feita inicialmente uma descrição dos tipos de tecnologias de armazenamento de energia disponíveis no mercado e o levantamento das suas características técnicas e económicas. Em seguida, são feitas várias comparações entre estas considerando diversas características, tais como o seu campo de aplicação, potência, energia, tempo de descarga, rendimento ou custos de investimento, com o objectivo de verificar quais são as melhores opções dentro de cada situação. No capítulo 3 é feita uma descrição dos serviços de sistema que podem ser fornecidos por tecnologias de armazenamento, sendo abordados outros métodos para o seu fornecimento. No capítulo 4 é feita então a ligação entre os pontos 2 e 3, sendo abordados os requisitos que cada serviço de sistema tem e quais as tecnologias que melhor satisfazem esses requisitos.

No capítulo 5, é analisado um caso de estudo. Com o auxílio do software MATLAB/Simulink, é testada a implementação de uma bateria e /ou um supercondensador, num sistema constituído por uma turbina eólica e um painel solar sendo pretendido o fornecimento do serviço de regulação de frequência. No capítulo 6 é feita a descrição dos resultados das simulações e uma análise em comparação com os resultados teoricamente esperados. O capítulo 7 aborda a discussão dos resultados obtidos no caso de estudo e as possibilidades de trabalho futuro neste âmbito.

A dissertação contém ainda quatro anexos. O anexo I inclui uma descrição detalhada do funcionamento das várias tecnologias de armazenamento existentes no mercado. O anexo II aborda energia eólica e energia solar, descrevendo os pontos que interferem na tomada de decisão na introdução dos parâmetros destas tecnologias no modelo de simulação. No anexo III é testada a implementação de um Flywheel, mas neste caso é testado apenas um modelo que simula a implementação desta tecnologia, tendo apenas em conta os seus parâmetros matemáticos, fornecendo apenas resultados introdutórios da implementação desta tecnologia e por fim o anexo IV contém alguns resultados complementares da simulação do caso de estudo.

2. Tecnologias de armazenamento de energia

2.1. Classificação das Tecnologias de Armazenamento de Energia

Existe actualmente um grande número de tecnologias de armazenamento de energia. Algumas totalmente estabelecidas, outras em constante desenvolvimento, demonstrando um grande potencial para que a sua utilização se torne cada vez mais viável e rentável num futuro próximo.

O armazenamento de energia eléctrica é uma tarefa de difícil execução e com um custo bastante elevado. Com vista a tornar o armazenamento de energia economicamente viável, a energia eléctrica é convertida em outras formas de energia para ser armazenada, sendo esta reconvertida em energia eléctrica conforme as necessidades [7].

A diferença entre as tecnologias está na quantidade de energia que cada uma consegue armazenar, bem como no tipo de aplicação que poderão ter. Com isto são necessárias análises comparativas entre elas, para analisar as suas características fundamentais, com vista à seleção da melhor tecnologia para cada caso específico. As tecnologias de armazenamento podem ser classificadas segundo dois parâmetros: a sua aplicação e a forma como energia é armazenada.

No que diz respeito à aplicação, as tecnologias são divididas em dois grupos:

- Sistemas de elevada potência: caracterizados pelo fornecimento de energia em larga escala, com tempos de funcionamento muito curtos;
- Sistemas de elevada energia: caracterizados por uma grande autonomia de funcionamento, sendo capazes de fornecer energia durante grandes períodos de tempo;

Pode-se também considerar um terceiro grupo, os sistemas mistos. Estes sistemas podem ser usados tanto para aplicações de elevada potência como para as de elevada energia (as tecnologias de armazenamento eletroquímico são as que apresentam estas características).

Em relação à forma de armazenamento, as tecnologias podem ser agrupadas em quatro grupos, classificados com base no tipo de energia que armazenam, nomeadamente:

- Armazenamento de energia mecânica:
 - Armazenamento de energia potencial:
 - Aproveitamento hidroelétrico reversível (PHS - *Pumped Hydro Storage*): consiste no aproveitamento da energia potencial gravítica da água, armazenada em dois reservatórios construídos a diferentes alturas [8].

- Armazenamento de ar comprimido (CAES - *Compressed Air Energy Storage*): tecnologia que usa a eletricidade para comprimir e armazenar ar em reservatórios para quando necessário, ser libertado através de uma turbina de gás natural e reverter a energia potencial elástica do ar em energia elétrica [9].
- Armazenamento de energia cinética:
 - *Flywheels*: armazenamento de energia sob a forma de energia cinética, numa massa inercial que roda a grandes velocidades [8].
- Armazenamento de energia eléctrica:
 - Armazenamento de energia electrostática (tensão):
 - Supercondensadores (também designados *DLC-Double Layer Capacitors*): dispositivos que armazenam energia eléctrica entre duas séries de condensadores de dupla camada [11];
 - Armazenamento de energia magnética (corrente):
 - Supercondutores magnéticos: a energia é armazenada num campo magnético gerado por uma corrente que passa através de uma bobina supercondutora [9];
- Armazenamento de energia térmica:
 - Armazenamento de energia a baixas temperaturas:
 - Armazenamento de energia criogénica: usa a energia produzida em excesso em períodos de baixa procura para gerar um fluido criogénico, que posteriormente será usado num gerador adequado para produzir energia eléctrica [7];
 - Armazenamento de energia a altas temperaturas:
 - Sistemas sensíveis ao calor: são baseados na adição de energia a certos materiais de forma a aumentar a sua temperatura, sem que estes sofram alterações de fase [10];
 - Sistemas de calor latente: são baseados na absorção/emissão de calor durante a mudança de estado de determinado material (pode ser parafina, sal inorgânico ou um metal) [7];
- Armazenamento de energia química:
 - Armazenamento da energia eletroquímica:
 - Células de combustíveis convertem a energia eléctrica em energia eletroquímica para esta ser armazenada. A conversão para energia eléctrica

é feita utilizando hidrogénio (ânodo) para reagir com o oxigénio (cátodo) na presença de um eletrólito [7];

- Armazenamento da energia química (baterias):
 - Convencionais (tais como: ácido-chumbo, hidretos metálicos de níquel, iões de lítio, níquel cádmio ou metal-ar): Agrupadas em categorias conforme a sua composição, baseiam-se em reacções eletroquímicas que provocam fluxos de eletrões entre dois elétrodos [9];
 - Células de fluxo (brometo de zinco, polisulfeto de brometo, brometo de vanádio ou o redox de vanádio): convertem energia eléctrica em energia química, através de uma reacção química reversível entre duas soluções eletrolíticas líquidas [11];
- Armazenamento de energia termoquímica: baseado em reacções químicas reversíveis como a recombinação/dissociação de amónio solar [8];

Em anexo poderá ser consultada uma descrição individual do funcionamento de cada uma das tecnologias mencionadas.

2.2. Características técnicas das tecnologias de armazenamento de energia

As principais características técnicas das tecnologias de armazenamento descritas (densidade de energia, potência, custo, rendimento, vida útil, duração dos ciclos carga/descarga, taxa de auto-descarga) são apresentadas na Tabela 1. É a partir destas características que é feita a avaliação da melhor aplicação para cada tecnologia, tendo em conta a eficácia e custos associados a cada serviço.

Tabela 1: Principais características das tecnologias de armazenamento de energia;

Tecnologias	Potência	Densidade		Custo		Rendimento	Vida útil		Duração		Auto- Descarga
	MW	Wh/kg	W/kg	€/kWh	€/kW	%	Anos	Ciclos	Descarga	Recarga	% Dia
CAES¹	10-1000	2-6	1.5-3	50-80	400-1200	40-75	20-40	>13000	2-24h	m-h	0
PHS²	100-1000	0.5-1.5	0.1-0.4	70-150	600-1500	75-85	40-60	>13000	4-12h	h	0
Flywheels	0.001-1	5-130	500-5000	1000-3500	100-300	90-95	15-20	10 ⁵ -10 ⁷	s-min	<15min	20-100
SuperC.³	0.001-10	0.05-30	500-5000	300-4000	100-400	85-98	>20	>5x10 ⁵	ms-h	s-min	2-40
SMES⁴	0.1-10	2-5	1000-5000	8000-10000	250-400	95-98	>20	>100000	ms-8s	m-h	10-15
Fuel Cells⁵	0.01-1000	600	0.2-20	-----	9000	20-50	5-15	>1000	min-sem	h	0
PbA⁶	<70	30-50	75-300	50-300	300-650	70-90	3-15	500-2000	s-3h	8h-16h	0.1-0.3
NiCd⁷	<40	45-80	150-300	200-1000	350-1000	60-75	10-20	1000-2500	s-h	1h	0.2-0.6
NiMH⁸	10 ⁻⁶ -0.2	60-120	70-756	240-1200	420-1200	60-75	5-15	200-1500	s-h	2h-4h	0.4-1.2
Li-ion⁹	0.1-5	75-250	230-340	200-1800	700-3000	85-98	5-20	1000-10 ⁴	min-5h	min-h	0.1-0.3
NaS¹⁰	0.05-50	150-244	90-230	200-900	700-200	75-90	10-20	2000-5000	5h-8h	9h	20
ZEBRA¹¹	<1	100-140	130-245	70-150	100-200	90	8-20	1000-3000	min-8h	6h-8h	15
ZnBr¹²	0.025-2	60-85	50-150	100-700	500-1800	70-80	5-20	>2000	s-10h	3h-4h	0-1
PSB¹³	1-15	N/A	N/A	126	1280	70-75	10-15	N/A	s-10h	min	baixa
VRB¹⁴	0.005-7	10-75	N/A	100-1000	2500	65-85	10-20	>13000	s-10h	min	0-10

Referências: [7] [9] [11] [12] [24]

¹ Armazenamento de Ar comprimido;

² Aproveitamento Hídrico Reversível;

³ Supercondensador;

Legenda:

⁴ Supercondutor magnético;

⁵ Células de combustíveis;

⁶ Baterias de ácido de chumbo;

min – minutos;

⁷ Baterias de Níquel-Cadário;

⁸ Baterias de hidretos metálicos de Níquel;

⁹ Baterias de íões de Lítio;

s – segundos;

¹⁰ Baterias de Sódio-Enxofre;

¹¹ Baterias de Cloreto de Sódio-Níquel;

¹² Baterias de Brometo de Zinco;

h – horas;

¹³ Baterias de Polissulfeto de Brometo;

¹⁴ Baterias de Redox de Vanádio;

sem – semanas;

2.3. Comparação entre tecnologias

O estudo comparativo entre as tecnologias mencionadas no ponto anterior é complicado, uma vez que nem todas são adequadas para os mesmos tipos de aplicações. Inicialmente, é importante fazer um levantamento geral de certas características, tais como o custo, a capacidade de armazenamento, a autonomia, o tempo de descarga, a densidade de energia e de potência, rendimento, a durabilidade, entre outras, para todas as tecnologias existentes. Esta análise é feita com base nos dados presentes na Tabela 1.

A partir dos dados recolhidos será possível uma análise comparativa mais específica, tendo em conta a aplicação em causa e a característica mais conveniente. Baseado nesta ideia, a comparação entre as tecnologias de armazenamento é dividida nas seguintes características:

- Campos de Aplicação;
- Potência, energia e tempo de descarga;
- Rendimento e tempo de vida;
- Densidade de peso e volume;
- Densidade de energia e potência;
- Custos de investimento;

2.3.1. Campos de Aplicação

Relativamente aos campos de aplicação das tecnologias de armazenamento, estes são divididos em três grandes grupos:

- Qualidade de serviço: a energia armazenada é aplicada durante poucos segundos, para assegurar a continuidade da qualidade de serviço;
- Potência de ligação: A energia armazenada é aplicada num intervalo entre os segundos e alguns minutos, para assegurar a continuidade de serviço, isto quando há comutação de fontes de energia;
- Gestão de energia: O armazenamento é utilizado para desacoplar a geração de energia do consumo, nomeadamente para o nivelamento de cargas;

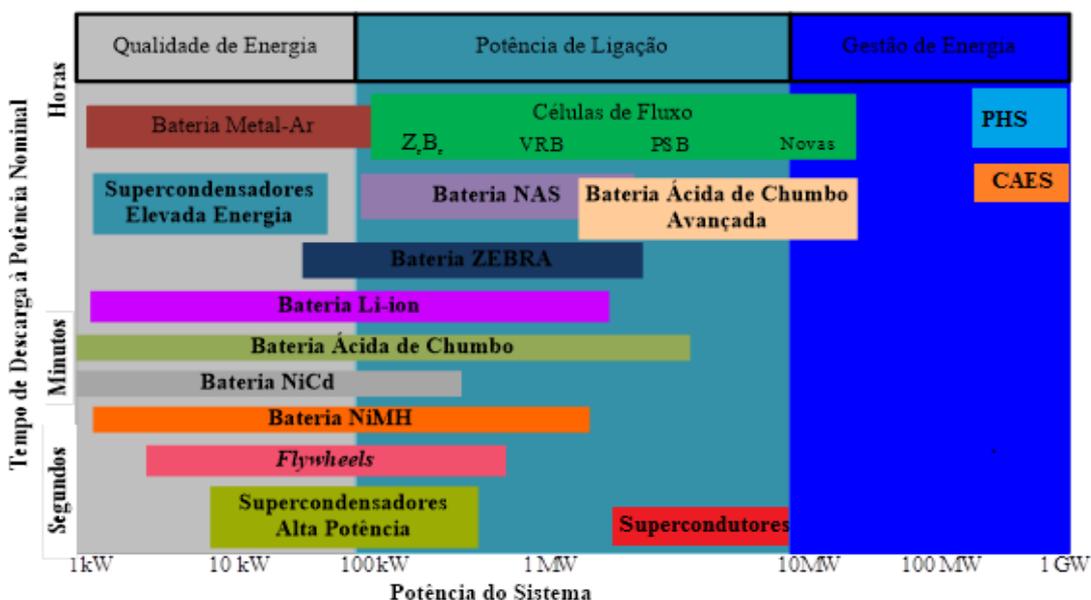


Figura 1: Posicionamento das tecnologias de armazenamento tendo em conta o seu campo de aplicação; [12]

Através da figura 1, verifica-se que os campos de aplicação aparecem relacionados com o nível de potência de cada tecnologia de armazenamento. As tecnologias mais indicadas para aplicações de qualidade de energia, que são as que possuem níveis de potência mais baixos e tempos de descarga mais rápidos, são os supercondensadores de alta potência, Flywheels e algumas baterias (as que possuem um tempo de descarga mais rápido). As baterias com tempos de descarga mais altos, juntamente com os supercondutores magnéticos são indicadas para as aplicações de potência de ligação, enquanto os sistemas de ar comprimido e as hídricas de bombagem, devido á sua elevada dimensão, potência e tempo de descarga, são os mais indicados para os campos de aplicação de gestão de energia.

2.3.2. Potência, energia e tempo de descarga

Na análise seguinte consideram-se como parâmetros de análise a energia e potência que cada dispositivo de armazenamento possui. A disposição das tecnologias em função dos parâmetros mencionados, acrescentando ainda o tempo de resposta, encontra-se representado na figura 2. Numa breve análise, verifica-se que as tecnologias de armazenamento de energia potencial (CAES, PHS), juntamente com as células de combustíveis (hidrogénio), são as que possuem maior energia e potência e um tempo de descarga mais lento. Situação oposta verifica-se nos supercondutores magnéticos, Flywheels e supercondensadores, que apresentam os menores índices de energia e potência e o tempo de resposta mais rápido. A generalidade das baterias existentes apresenta valores médios dos três parâmetros em análise.

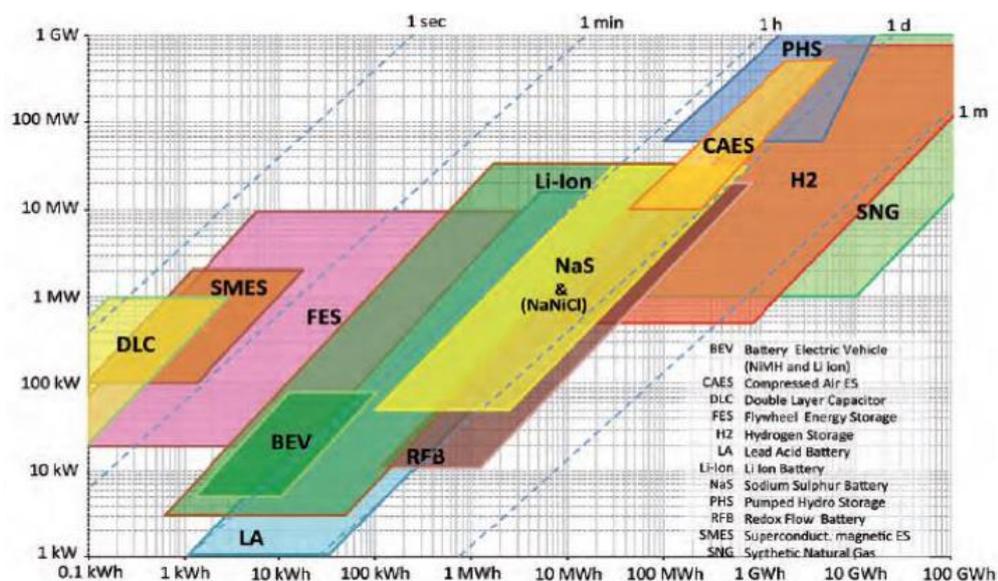


Figura 2: Posicionamento das tecnologias de armazenamento em função da sua energia e potência; [13]

2.3.3. Rendimento e tempo de vida

Uma outra comparação que é feita entre as tecnologias é o seu posicionamento em relação ao rendimento e ao tempo de vida de cada uma. O rendimento pode ser definido genericamente, como sendo a relação entre a energia fornecida e a energia armazenada. No entanto, a noção de rendimento em tecnologias de armazenamento é complexa e pode ser definida de diferentes formas, de acordo com o processo em questão, os elementos tidos em conta e o período de tempo em estudo. Uma vez que os dispositivos de armazenamento possuem perdas durante os períodos de carga e descarga, havendo também perdas por auto-descarga, considera-se na análise um rendimento cíclico, ou seja, a comparação entre tecnologias é feita com o seu rendimento em função do número de ciclos de carga/descarga a que cada uma poderá ser sujeita [2]. Esta análise está representada na figura 3, onde sobressai a grande eficiência para um grande número de ciclos dos supercondensadores e *Flywheels* (geralmente ambos apresentam rendimentos superiores a 90% para um número de ciclos de carga/descarga superior a 10000), e dos valores médios da generalidade das baterias (complementando com os dados da Tabela 1, apresentam em média rendimentos a rondar os 70%, rondando os poucos milhares de ciclos de carga/descarga). Convém realçar que esta análise não considera o tempo de duração de cada ciclo, ou seja, um dispositivo com um número de ciclos superior a outro, não quer necessariamente dizer que tem um tempo de vida superior.

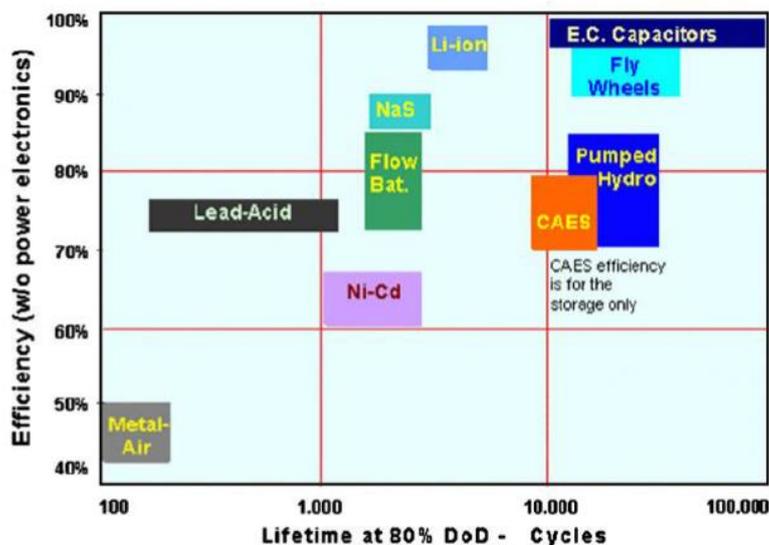


Figura 3: Posicionamento das tecnologias de armazenamento em relação ao rendimento e ao tempo de vida; [13]

2.3.4. Densidade de peso e volume

Em certo tipo de aplicações, o peso e o volume dos dispositivos podem ser também considerados para avaliar a viabilidade de determinada aplicação. Assim sendo, as tecnologias de armazenamento são classificadas em função da disponibilidade de energia e potência máxima por volume (densidade de volume) ou por quilograma (densidade de peso). A classificação segundo estes parâmetros encontra-se representada na Figura 4. Analisando a figura, é visível que à medida que as densidades de peso e volume aumentam, os dispositivos tornam-se mais leves e pequenos respetivamente.

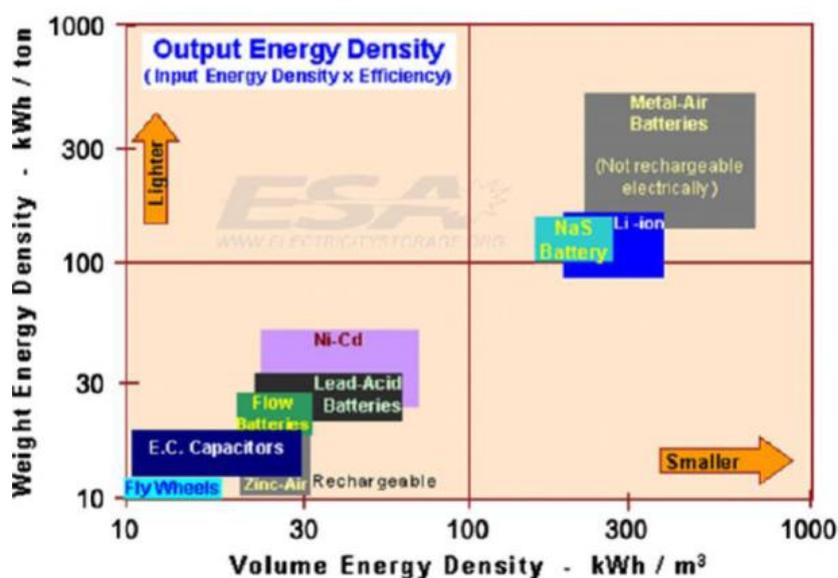


Figura 4: Posicionamento das tecnologias de armazenamento de acordo com a sua densidade energética por massa/volume; [25]

2.3.5. Densidade de energia e potência

Quanto às propriedades energéticas, as tecnologias de armazenamento estão divididas em tecnologias de elevada energia e elevada potência, consoante a sua aplicação. A Figura 5 mostra o posicionamento dos dispositivos em função dos parâmetros mencionados. (em Wh/litro e W/litro, respetivamente).

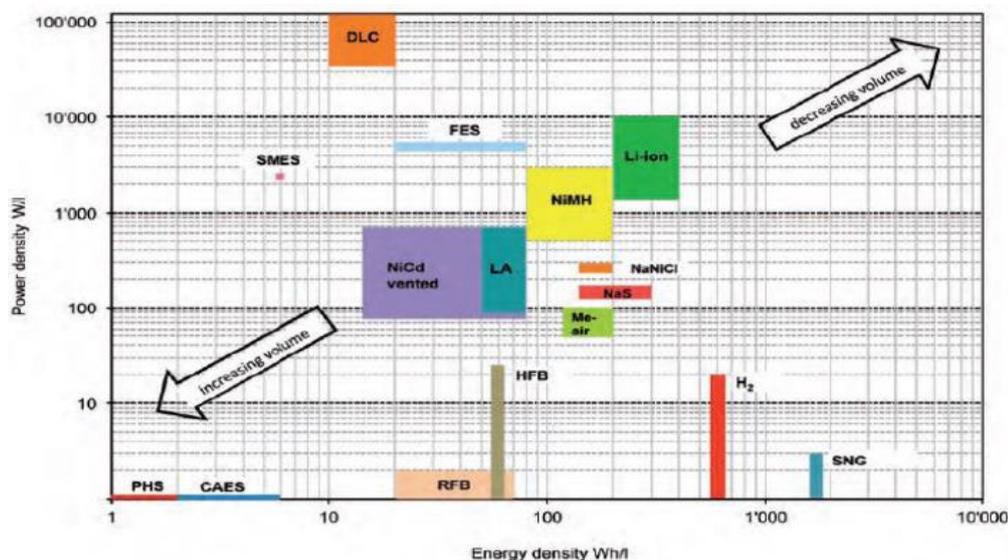


Figura 5: Posicionamento das tecnologias de armazenamento em relação à sua densidade de energia/potência; [13]

Com base na interpretação gráfica, verifica-se que as densidades de energia e potência são inversamente proporcionais ao volume dos dispositivos. Os sistemas de ar comprimido e hídricas de bombagem, que são as tecnologias mais volumosas, apresentam densidades de potência e energia mais baixas, em oposição à maior parte das tecnologias de baterias disponíveis. Existem também tecnologias que apresentam valores de densidade desproporcionais, como o caso dos supercondutores magnéticos e supercondensadores que possuem valores mais elevados de densidade de potência, enquanto as células de combustíveis apresentam valores elevados apenas de densidade de energia.

2.3.6. Custos de investimento

À semelhança de qualquer aplicação em termos de tecnologia, o factor económico é também ele considerado na área do armazenamento de energia. O custo é influenciado pela quantidade de energia que o dispositivo pode armazenar e pela potência máxima do mesmo, sendo ainda influenciado pelo custo de construção do próprio dispositivo. A comparação é feita com base no preço por unidade de energia armazenada (kWh) e no custo capital (kW). Na Figura 6 está apresentada esta comparação.

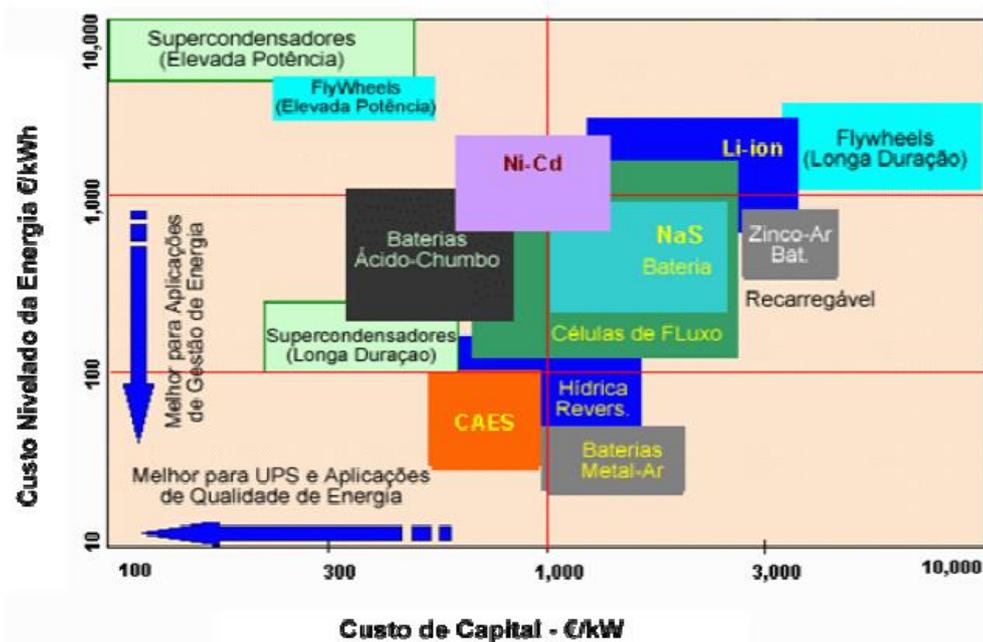


Figura 6: Posicionamento das tecnologias de armazenamento de acordo com o seu custo de energia e custo capital; [25]

Dentro da gama de preços apresentada, analisando a Figura 6 em paralelo com a Tabela 1, verifica-se que a generalidade das baterias apresenta valores médios em termos de custo de energia (a rondar as centenas de €/kWh), e valores médios/altos para o custo capital (valores que podem ir dos 300 €/kW para as baterias de ácido de chumbo, até aos 3000 €/kW para as baterias de iões de lítio). Os supercondutores magnéticos, supercondensadores (de elevada potência) e *Flywheels* (de elevada potência), apresentam o maior custo de energia (valores que podem ir até aos 8000 €/kWh no caso dos supercondutores magnéticos e 5000 €/kWh nos supercondensadores e *Flywheels*).

Esta análise económica pode ser complementada, considerando o custo da energia por ciclo de carga/descarga de cada tecnologia de armazenamento, tal como é demonstrado no gráfico da Figura 7. O aproveitamento hídrico reversível é aquele que apresenta um custo energético por ciclo mais baixo, em oposição às baterias de tecnologia de zinco que possuem um custo mais elevado por ciclo. Estas conclusões estão directamente relacionadas com o ciclo de vida de cada tecnologia, cujos valores estão apresentados na Tabela 1.

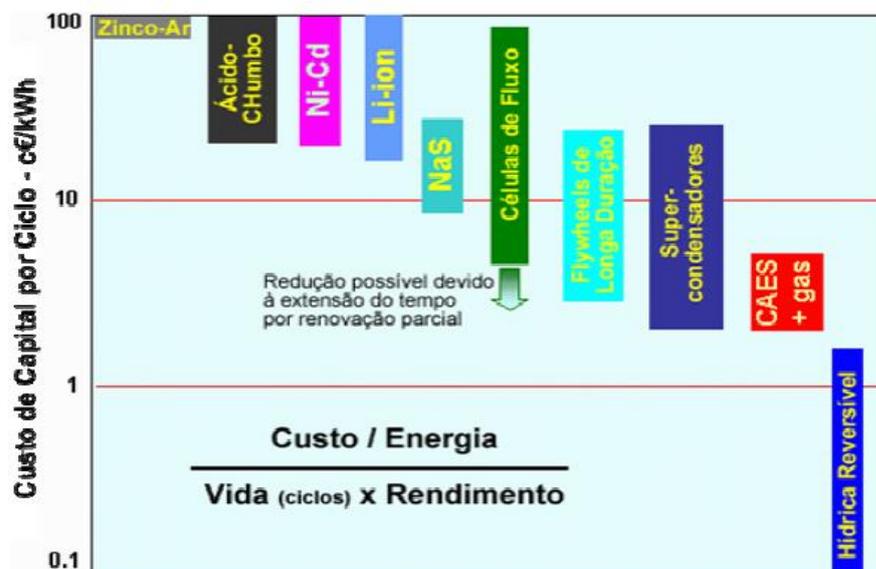


Figura 7: Posicionamento de algumas tecnologias em função do custo da energia por ciclo (€/kWh); [25]

2.4. Conclusões

Após a análise dos parâmetros fundamentais das tecnologias de armazenamento em estudo (ver Tabela 1), e da comparação entre elas, seguem-se as principais conclusões da análise ao estado da arte.

Os *Flywheels*, Supercondensadores e os supercondutores magnéticos apresentam rendimento elevado e tempo de resposta muito rápido, mas são os que possuem a energia mais cara (€/kWh) devido à sua baixa densidade de energia e consequentemente, ciclos de carga/descarga mais rápidos. É importante referir que o tempo de armazenamento de energia dos *Flywheels* é limitado principalmente pelas elevadas perdas por atrito devido a presença de máquina rotativa.

O aproveitamento hídrico reversível é por larga margem o que apresenta maior capacidade de armazenamento, apresentando no entanto uma densidade de energia muito baixa. Estas juntamente com o armazenamento de ar comprimido e as células de combustíveis são as tecnologias que conseguem fornecer energia durante períodos de tempo maiores.

Em relação às baterias, as de íões de lítio, Níquel-Cadámio e sódio-enxofre aparecem inseridas em aplicações de maior densidade de potência. Dentro deste grupo, as baterias de íões de lítio são as mais prometedoras para utilização pois possuem também uma alta densidade de

energia e um rendimento mais elevado. Apesar das boas características energéticas, apresentam como inconvenientes um elevado custo) e a incapacidade para descargas a 100%.

As baterias de Níquel-Cadámio e ácido-chumbo possuem uma capacidade relativamente elevada, mas a sua utilização é limitada por possuírem elevadas taxas de auto-descarga e o facto de terem na sua constituição metais pesados tóxicos. As baterias de sódio- enxofre, apesar de terem muito menor dimensão e serem mais leves do que as de níquel-cadmio, operam a temperaturas muito elevadas e requerem sistema de aquecimento constante para manter o estado de fundição dos eletrólitos. As baterias de Zinco-Ar são baratas, têm um elevado ciclo de vida e uma densidade de energia alta, no entanto é difícil recarregá-las e o rendimento é baixo em comparação às restantes tecnologias de baterias.

As células de fluxo são prometedoras para armazenamento a longo prazo devido à sua taxa de auto-descarga ser muito baixa. Têm um elevado rendimento e um tempo de resposta curto. Em termos de desvantagens, estas possuem uma baixa densidade de energia e apresentam na sua constituição alguns materiais tóxicos [7] [12].

3. Serviços de Sistema

Os serviços de sistema são definidos como sendo todos os serviços requeridos pelos operadores de transporte e distribuição, que lhes permitam manter a integridade e estabilidade dos sistemas, tal como garantir a qualidade de energia, numa base económica em qualquer mercado competitivo de electricidade. Os serviços de sistema oferecem apoio na transmissão de energia e ajudam a garantir uma operação fiável e com os níveis de potência, qualidade e segurança adequados. Através destes é possível que o balanço entre a procura e a oferta se mantenha constante, auxiliando ainda na garantia de segurança do sistema [14] [15].

Os serviços de sistema habitualmente usado na geração e distribuição, são:

- Regulação de frequência;
- Controlo de tensão;
- Reserva girante;
- Reserva suplementar;
- Capacidade de arranque autónomo do sistema;
- Controlo automático de geração remota;
- Compensação de perdas na rede;
- Serviços de estabilidade da rede;

3.1. Regulação de frequência

Um dos problemas que ocorre num sistema de energia quando há um desequilíbrio entre a oferta e a procura de energia é a necessidade de manter a frequência dentro dos limites admissíveis. Grandes desvios de frequência, causados por excesso de geração podem levar à desconexão dos relés e conseqüentemente à perda de carga no sistema. Também o aumento da procura pode levar a uma queda de frequência e a condições de desequilíbrio [14].

A frequência está directamente relacionada com a potência activa de saída. Portanto, a regulação da frequência é feita através da absorção ou injeção de potência activa do sistema, conforme a oferta supere a procura ou vice-versa [16] [17].

Os sistemas de regulação de frequência estão divididos em duas partes: primária e secundária. A regulação primária de frequência consiste no ajustamento automático do nível de produção. A regulação secundária de frequência serve de complemento à regulação primária, ajudando a repor a frequência no seu valor nominal [20]. Os dispositivos mais comuns em controlo de frequência são os geradores automáticos controlados (AGC) [14].

3.2. Controlo de tensão

Em sistemas de energia eléctrica os níveis de tensão devem ser mantidos o mais constantes possível. Oscilações nesta grandeza podem ter como consequência sobreaquecimentos e alterações ao regular funcionamento de equipamentos (geradores, transformadores), aumentos de perdas em linhas de transmissão e mesmo problemas que afetam directamente a qualidade (Flicker) [18]. Caso haja alguma perturbação é necessário um serviço auxiliar que mantenha a tensão estável, com o objectivo de maximizar a transferência de potência activa [14]. A tensão e a potência reactiva possuem um acoplamento forte, ou seja, um aumento da procura de energia reactiva causa uma diminuição dos níveis de tensão e vice-versa. Portanto, o controlo de tensão é baseado na injeção ou absorção de energia reactiva no sistema de energia [15].

Este serviço é desempenhado por um conjunto de tecnologias, tais como compensadores estáticos (SVC ou *Static VAR Compensators*), compensadores estáticos síncronos (STATCOM), compensadores síncronos ou condensadores (podem ser aplicados em série ou em paralelo). Na Tabela 2 estão representadas as principais características de cada tecnologia de controlo de tensão [14] [18].

Tabela 2: Características típicas dos aparelhos de controlo de tensão [14];

Equipamento	Tempo de resposta	Capacidade de suporte de tensão	Custo (em U.S. \$)		
			Por kVAr	Operação	Oportunidade
Condensador	Lento	Pobre	\$8-10	Muito lento	Não
STATCOM	Rápido	Suficiente	\$50-55	Moderado	Não
SVC	Rápido	Pobre	\$45-50	Moderado	Não
Compensador Síncrono	Rápido	Excelente	\$30-35	Alto	Não
Geração distribuída	Rápido	Suficiente	Difícil de calcular	Alto	Sim
Gerador	Rápido	Excelente	Difícil de calcular	Alto	Sim

3.3. Reserva girante

Os serviços de reserva são usados quando há défices imprevisíveis causados por interrupções no regular funcionamento de geradores ou linhas de transmissão [14]. A reserva girante consiste no fornecimento de capacidade de produção, que se encontra sincronizada com a rede e pode responder de forma imediata (disponibilidade total de actuação a partir dos 10 minutos), com o objectivo de corrigir desequilíbrios de produção/consumo causados por saídas de serviço de geradores e/ou linhas de transmissão, ou ainda oscilações de carga imprevistas [15]. É

necessária essencialmente para manter a estabilidade da frequência do sistema, caso ocorra alguma das falhas mencionadas anteriormente [16].

3.4. Reserva suplementar

A reserva permanente atua na mesma linha de princípios que a reserva girante, diferenciando-se desta no seu tempo de resposta e actuação mais lento (disponibilidade total de actuação a partir dos 30 minutos) e no facto de não se encontrar sincronizada com a rede. Este serviço é utilizado como *backup* à reserva girante [14] [19].

O tempo de resposta mais lento e o facto da reserva permanente não se encontrar sincronizada com a rede, dispensa o uso dos geradores automáticos controlados (AGC), tendo como consequência uma grande diminuição do custo de implementação, em relação à reserva girante [14].

3.5. Capacidade de arranque autónomo do sistema

A capacidade de arranque autónomo do sistema consiste na capacidade de uma unidade de produção passar do estado desligado para uma situação de operação, sem qualquer tipo de assistência por parte da rede eléctrica e assim, alimentar a rede no sentido de apoiar a ligação de outras unidades de produção, após a ocorrência de um apagão [19].

3.6. Controlo automático de geração remota

Este serviço consiste na capacidade de regular a frequência do sistema de energia através de sistemas de controlo centralizados e afastados da rede. Este serviço pode actuar como um mecanismo de resposta secundária, mas também tem a capacidade de controlar a frequência de todo o sistema [14] [19].

3.7. Compensação de perdas na rede

Os serviços de compensação de perdas na rede têm como função compensar as perdas de transmissão entre os geradores e as cargas alimentadas por estes, perdas essas que podem ser divididas entre as perdas da carga e as que não ocorrem directamente na carga. Estas perdas não ocorrem de forma linear, sendo cerca de 2 a 3% das perdas totais de um sistema. A compensação destas perdas é feita normalmente pelo fornecedor de energia, podendo ser complementada com o auxílio de outros fornecedores, ou até mesmo pelo próprio consumidor [14] [17].

3.8. Serviços de estabilidade da rede

Também designados por “ações de controlo da rede”, os serviços de estabilidade baseiam-se na utilização de equipamentos especiais de resposta rápida, tais como os *power-system*

stabilizers ou *dynamic-braking resistors*, para manter o sistema de transmissão em segurança [14] [19].

3.9. Classificação dos serviços de sistema

Em resumo, para um sistema de transmissão funcionar nas melhores condições de estabilidade e fiabilidade, os serviços de sistema devem assegurar:

- O controlo de frequência do sistema;
- O controlo de tensão do sistema;
- O controlo da estabilidade do sistema;
- O controlo da carga que a rede alimenta;
- O religar do sistema, quando necessário;

A Figura 8 mostra o posicionamento dos serviços de sistema em relação ao papel que podem desempenhar [19].

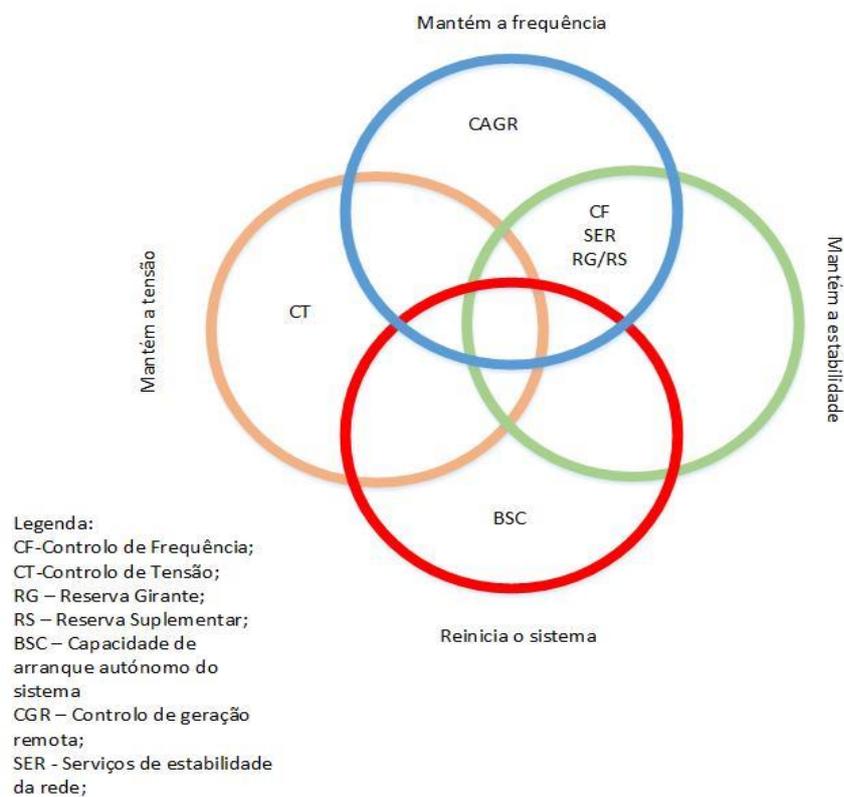


Figura 8: Posicionamento dos serviços de sistema em relação ao papel que desempenham;

4. Serviços de Sistema fornecidos por tecnologias de armazenamento de energia

4.1. Introdução

O armazenamento de energia é considerado uma mais-valia devido aos mais variados serviços que podem desempenhar nos diferentes pontos da rede. São utilizadas essencialmente para dois tipos de aplicações: o nivelamento de carga e para assegurar os serviços de sistema [9]. Em relação aos serviços de sistema, o objectivo passa pelo fornecimento das reservas de operação (reservas girante e estática), e dos serviços que permitam manter a os níveis de tensão e frequência dentro de valores admissíveis. Pretende-se ainda que sejam fornecidas soluções que permitam manter o sistema a funcionar sem interrupções, providenciando caso seja necessário o arranque autónomo do sistema. Ou seja, o fornecimento dos serviços de sistema tem como principal objectivo assegurar a qualidade da energia e a fiabilidade dos serviços associados a esta.

O nivelamento de carga é um objectivo secundário em relação aos serviços de sistema que passa essencialmente pela avaliação das necessidades energéticas em cada momento, fornecendo um serviço que permite armazenar energia em períodos de maior oferta que procura, sendo esta libertada em períodos em que acontece o oposto, permitindo que as centrais de produção possam reduzir custos sem prejudicar o seu regular funcionamento [22]. A figura 9 apresenta, ao pormenor, os serviços que as tecnologias de armazenamento podem assegurar na rede eléctrica.

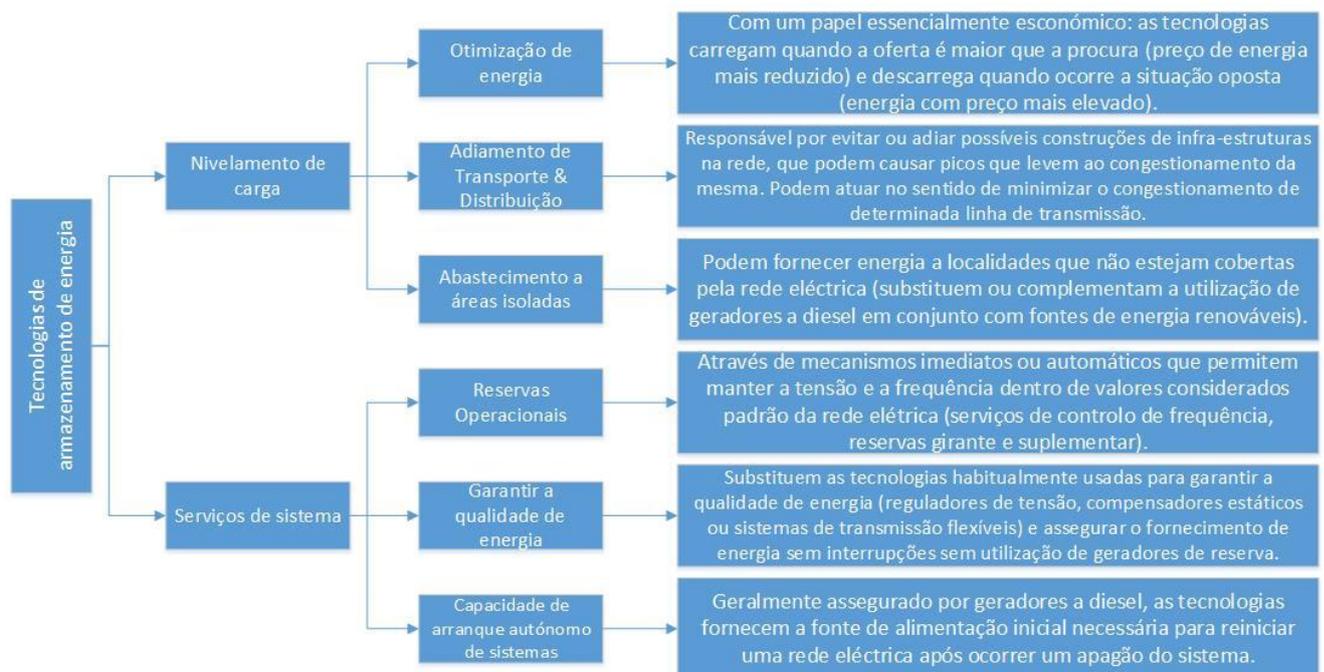


Figura 9: Descrição dos serviços que podem ser desempenhados por tecnologias de armazenamento [8];

4.2. Requisitos dos serviços de sistema

Tendo em conta o objectivo da dissertação, será dado o maior relevo daqui em diante ao fornecimento de serviços de sistema (serviços descritos anteriormente no capítulo 3) que podem ser assegurados por tecnologias de armazenamento de energia.

Os serviços de sistema estão presentes em todos os sectores de um sistema de energia elétrica (geração, transporte, distribuição e junto do consumidor final). No entanto não se pode escolher uma tecnologia de armazenamento ao acaso e aplicá-la de forma arbitrária na rede para fornecer um dos serviços de sistema. Cada serviço apresenta certos requisitos que devem ser satisfeitos pelo dispositivo de armazenamento, requisitos esses que variam consoante o serviço pretendido e a sua localização no sistema de energia elétrica. Para avaliar se uma tecnologia é adequada para determinado serviço, nomeadamente neste caso específico do armazenamento de energia, requisitos como o tempo de descarga, capacidade, número de ciclos e tempo de resposta são bons indicadores iniciais. Esses mesmos requisitos estão descritos em termos gerais na tabela 3 [22].

Tabela 3: Requisitos para o fornecimento de alguns dos serviços de sistema[22];

Aplicação	Potência (MW)	Tempo de descarga	Ciclos	Tempo de resposta
Regulação de frequência	1 a 2000	1 a 15 minutos	20 a 40 por dia	<15 minutos
Controlo de tensão	1 a 40	1 segundo a 1 minuto	10 a 100 por dia	< 1 segundo
Reserva girante	10 a 2000	15 minutos a 2 horas	0,5 a 2 por dia	< 15 minutos
Reserva suplementar	10 a 2000	15 minutos a 2 horas	0,5 a 2 por dia	<15 minutos
Capacidade de arranque autónomo	0,1 a 400	1 a 4 horas	<1 por ano	>1 hora

De seguida estão representados de uma forma gráfica o posicionamento dos vários serviços assegurados pelas tecnologias de armazenamento de energia, consoante as suas características e posicionamento na rede. Começando pela figura 10, os serviços encontram-se representados tendo em conta a sua localização dentro de um sistema de energia e o tempo de resposta necessário para assegurar o serviço de forma eficiente.

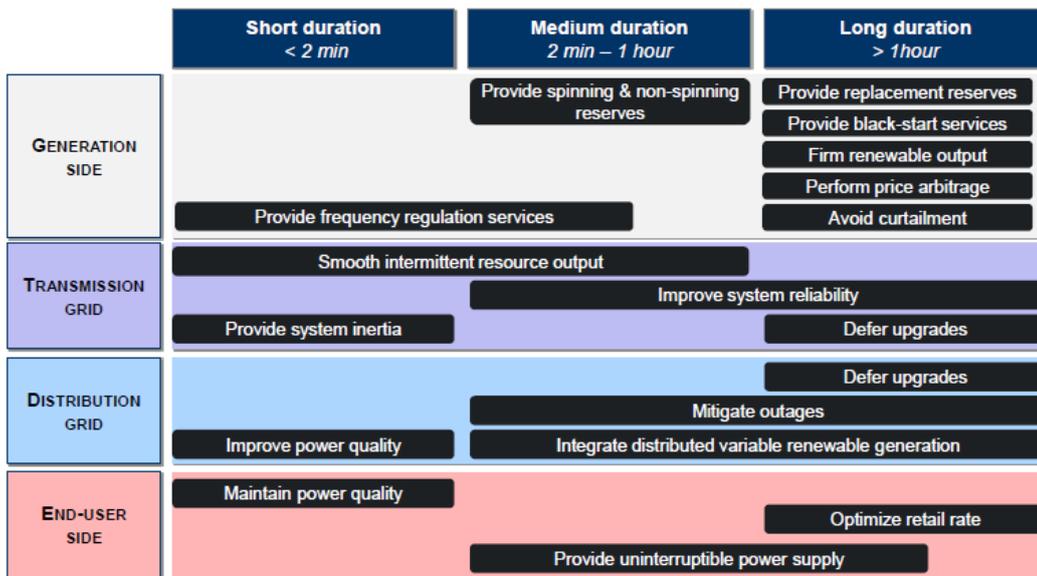


Figura 10: Posicionamento dos serviços dentro de um sistema de energia em função do seu tempo de resposta [9];

Os mecanismos de controlo de frequência são efetuados junto à geração ou no sector de transmissão, enquanto as operações para manter a qualidade da energia são feitas mais do lado da procura. Prosseguindo a análise, as exigências requeridas por cada serviço de sistema podem ser posicionadas colocando a capacidade que a tecnologia de armazenamento deve possuir em função do tempo de duração da sua descarga. Esta situação encontra-se representada na figura 11.

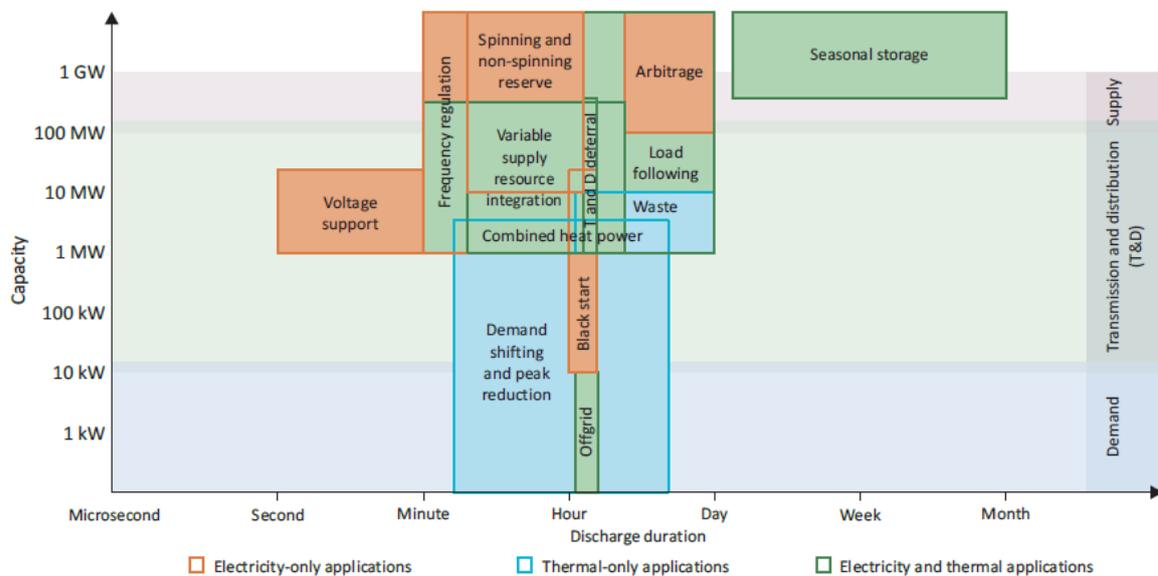


Figura 11: Posicionamento dos serviços de sistema em relação aos seus requisitos de capacidade (MW) e o seu tempo de descarga [22];

Com o auxílio dos diagramas, verifica-se que para a garantia de qualidade da energia, nomeadamente o controlo de tensão é o serviço que necessita de um tempo de descarga mais rápido (da ordem dos segundos), seguido dos serviços de controlo de frequência tem valores a variar dos minutos até 1 a 2 horas. A capacidade de arranque autónomo pode ser providenciada por tecnologias com um tempo de descarga mais elevado que as restantes (até 4 horas). Em termos de requisitos de capacidade, as reservas operacionais são as que exigem valores mais elevados desta em oposição à capacidade de arranque autónomo.

4.3. Tecnologias de armazenamento utilizadas no fornecimento de serviços de sistema

Até este ponto foram enumerados os serviços que podem ser assegurados genericamente por tecnologias de armazenamento, em função do seu posicionamento na rede eléctrica e em função dos requisitos que devem existir para a sua implementação. É agora feita uma análise semelhante, mas para as tecnologias de armazenamento de energia concretas, cujas características técnicas se encontram esmiuçadas na Tabela 1. A figura 12 ilustra um possível posicionamento dos dispositivos de armazenamento em cada um dos sectores da rede eléctrica.

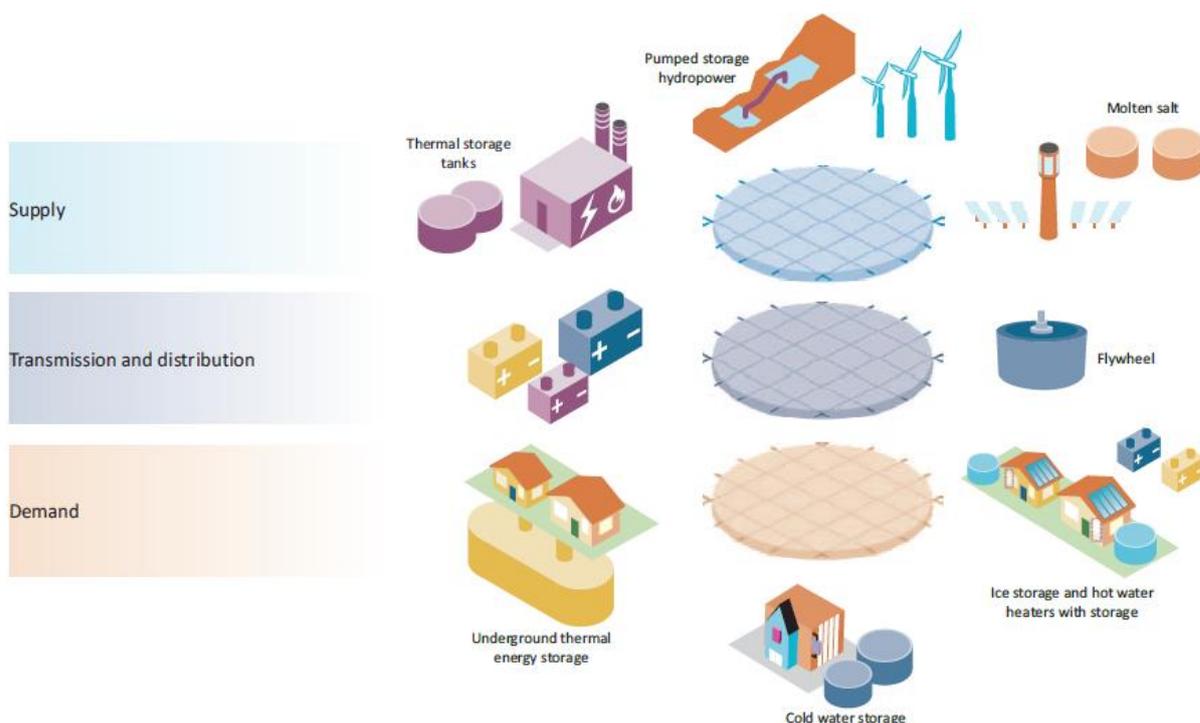


Figura 12: Possível posicionamento das tecnologias de armazenamento por sector da rede eléctrica [5];

Este posicionamento encontra-se directamente relacionado com a capacidade (em MW). No sector da geração, onde se encontram os níveis de potência mais elevados, são aplicados dispositivos com maior capacidade, tais como o armazenamento hídrico reversível, o

armazenamento de ar comprimido ou os dispositivos baseados em hidrogénio e sal fundido. A generalidade das baterias convencionais, Flywheels, supercondensadores e supercondutores magnéticos que apresentam valores intermédios de capacidade são aplicados aos sectores de transporte e distribuição, enquanto que do lado da procura (consumidor final) aparecem as tecnologias de armazenamento térmico e baterias, ou seja, tecnologias com uma menor capacidade. Na figura 13 está demonstrado onde se podem colocar dispositivos de armazenamento, usando uma escala ilustrativa que mostra onde a utilização destes é mais eficiente.

Technologies aggregate in focus	Conventional generation	Renewable Generation	Transmission	Distribution	Customers services
Pumped hydro energy storage	●	●	●	●	●
Compresses air energy storage	●	●	●	●	●
Electrochemical	●	●	●	●	●
Chemical	●	●	●	●	●
Electro-magnetic Energy Storage, Flywheels	●	●	●	●	●
Thermal energy storage	●	●	●	●	●

● Suitable ● Possible ● Unsuitable

Figura 13: Possíveis zonas de aplicação de tecnologias de armazenamento em função do seu rendimento [5];

A partir da figura 13 é possível complementar o referido anteriormente na análise à figura 12, nomeadamente as aplicações de maior capacidade serem excelentes opções para os sectores da rede com potências mais elevadas, nomeadamente o armazenamento hídrico reversível e o armazenamento por sistemas de ar comprimido. Estas tecnologias podem também facilmente ser aplicadas nas redes de transmissão e distribuição, não sendo possível apenas a sua aplicação do lado da procura. De salientar a grande gama de aplicações para tecnologias de armazenamento eletroquímico (com algumas limitações mas podem ser aplicados em qualquer sector) e dos dispositivos de armazenamento de energia térmica, que podem ser aplicados em todos os sectores do sistema de energia eléctrica. Em oposição, a opção menos eficiente para fornecimento de serviços de sistema, são os dispositivos de armazenamento químico (como por exemplo às células de combustível), que não atingem um rendimento assinalável em nenhum dos sectores.

Partindo agora para uma análise mais detalhada, analisando todos os parâmetros até aqui descritos pode ser feita uma hipotética de seleção das melhores tecnologias de armazenamento de energia para fornecer determinado serviço de sistema, utilizando como auxílio os gráficos presentes na figura 14.

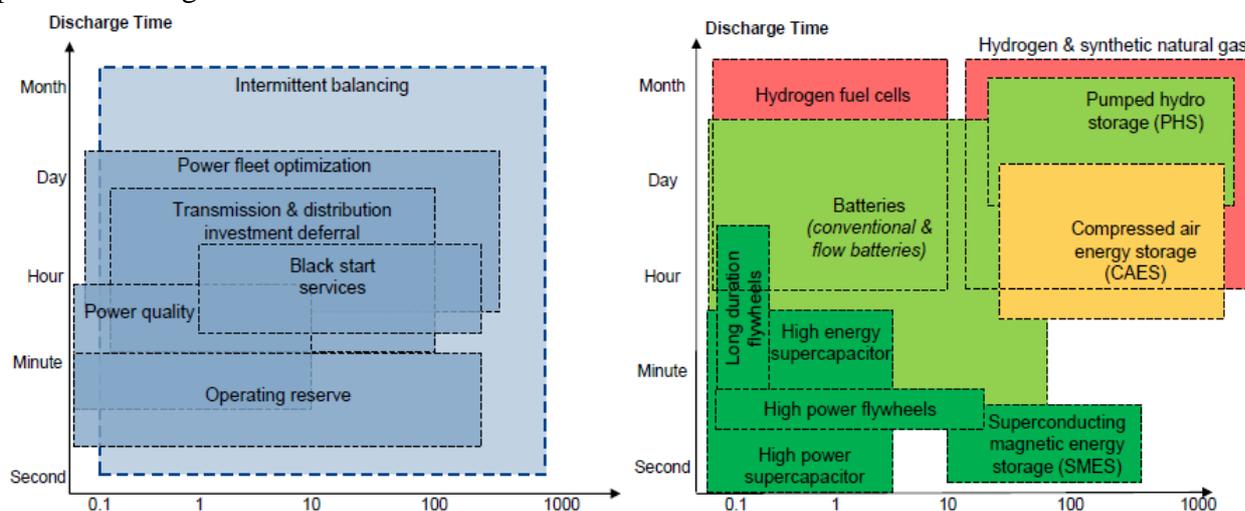


Figura 14: Posicionamento de cada tecnologia em função do serviço que pode desempenhar [9];

A partir da figura, e analisando em concreto os serviços de sistema, representados pelos campos da reserva operacional, da qualidade de energia e dos serviços de arranque autónomo do sistema, é feita então a análise pretendida.

Começando pelos serviços que garantem uma melhora na qualidade de energia (serviço normalmente assegurado ao nível da distribuição), seguindo como exemplo o controlo de tensão descrito tabela 3, e que segundo esta necessita de uma tecnologia com uma capacidade intermédia e principalmente um tempo de descarga muito rápido. Nesse sentido sobressaem três tecnologias: os supercondensadores, os supercondutores magnéticos e os Flywheels (neste caso os de alta potência). São tecnologias com elevada capacidade e que apresentam tempos de descarga muito rápidos, de acordo com as exigências do serviço.

A versatilidade presente nos Flywheels faz com que também sejam uma excelente escolha para mecanismos de regulação de frequência [23]. Esta aplicação é feita essencialmente ao nível da transmissão, sendo necessário para estes um tempo de descarga mais lento que no caso dos serviços que providenciam o controlo de tensão (nesta situação os Flywheels são classificados como de longa duração). Juntamente com estes, os supercondensadores e algumas baterias (nomeadamente a bateria de iões de lítio), devido à sua versatilidade ao nível da capacidade, e no caso das baterias também do seu tempo de resposta e densidade de energia/potência, são apontadas como boas opções para o fornecimento do serviço de regulação de frequência. Caso este serviço

seja fornecido ao nível da geração, e devido ao acréscimo dos valores de potência em relação aos outros sectores, o supercondensador aparece como a melhor opção (segundo a tabela 1 pode armazenar até 10 MW). A partir da figura 14 é apresentado que para o caso dos flywheels e supercondensadores, a eficiência do serviço seja maior que para o caso das baterias.

Em relação à reserva girante (e reserva suplementar), esta pode ser assegurada por supercondensadores de alta energia (devido ao seu tempo de descarga superior aos supercondensadores de alta potência) [5]. No entanto, esta tecnologia pode não ter a capacidade suficiente para satisfazer na íntegra os requisitos deste serviço (segundo a Tabela 3, a reserva girante necessita de uma potência da ordem dos 10 a 2000 MW), sendo necessário uma tecnologia que acompanhe as altas necessidades de potência. Nesse sentido o armazenamento de ar comprimido é uma excelente opção [23]. Para além de possuir altos valores de capacidade (segundo a Tabela 1 pode variar entre os 10 e os 1000 MW) e o facto de ter um tempo de descarga lento, torna esta uma excelente opção para assegurar as reservas operacionais.

Em relação ao serviço que permite o arranque autónomo dos sistemas, que segundo a tabela 3, tem requisitos um tempo de descarga muito lento (1 a 4 horas) e uma capacidade que pode ir até aos 400 MW, analisando a figura 14, e sobretudo os dados fornecidos pela Tabela 1, verifica-se que o serviço pode ser facilmente fornecido pelo armazenamento hídrico reversível, armazenamento de ar comprimido e tecnologias baseadas em hidrogénio.

Contudo, nesta análise ainda não foi referida a grande gama de dispositivos de armazenamento eletroquímico, nomeadamente as baterias. Devido ao facto de existirem baterias com uma grande variedade de características, tanto ao nível da sua capacidade, como ao nível do seu tempo de descarga e quer ao nível do seu rendimento, fazendo com que haja diferentes dispositivos dentro deste tipo de armazenamento que poderão ser aplicados em praticamente todos os pontos da rede para fornecimento de praticamente todos os serviços de sistema. Sendo assim é apresentada a figura 15, onde é usada a mesma escala ilustrativa presente na figura 13 e que pretende mostrar quais as tecnologias de armazenamento eletroquímico (representados vários tipos de baterias) e tecnologias de armazenamento electrostático (supercondensadores) que são adequadas a cada um dos serviços de sistema.⁴

Application	Pb acid	Ni/MH	Na/S	Na/NiCl ₂	Redox Flow	Li/ion	Super capacitor
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●
Renewable integration	●	●	●	●	●	●	●
Network investment deferral	●	●	●	●	●	●	●
Primary Regulation	●	●	●	●	●	●	●
Secondary Regulation	●	●	●	●	●	●	●
Tertiary Regulation	●	●	●	●	●	●	●
Power System start-up	●	●	●	●	●	●	●
Voltage support	●	●	●	●	●	●	●
Power quality	●	●	●	●	●	●	●

● Suitable
● Less suitable
● Unsuitable

Figura 15: Serviços de sistema que podem ser fornecidos por tecnologias de armazenamento de energia eletroquímica e por supercondensadores [5];

Como foi referido anteriormente, os supercondensadores devido ao seu rápido tempo de descarga são excelentes opções para serviços que permitam melhorar a qualidade da energia e que permitam fazer a regulação dos níveis de tensão.

Para a regulação dos níveis de tensão, praticamente todas as baterias são excelentes opções, exceção feita para as células de fluxo de vanádio de redox, que embora seja possível a sua aplicação, perde em relação às outras opções por questões de eficiência.

Em contrapartida, para garantia da qualidade, as baterias são no geral opções pouco viáveis, havendo como exemplos as baterias de hidretos metálicos de níquel e baterias de cloreto de sódio-níquel (ZEBRA), que não são sequer aplicáveis, enquanto os outros dispositivos são aplicáveis mas com uma baixa eficiência.

Não estando referido nesta figura, a capacidade de arranque autónomo pode ser fornecida de uma forma eficiente por células de fluxo de redox de vanádio, baterias de íões de lítio e baterias de sódio-enxofre [9].

4.4. Conclusões

Como considerações finais é importante reforçar algumas ideias. Em primeiro lugar, os serviços de sistema (e os responsáveis pelo nivelamento de carga) podem ser assegurados em praticamente todos os pontos da rede. No entanto, estes aparecem divididos pelos sectores que

compõem um sistema de energia devido à necessidade da aplicação dos serviços variar de sector para sector. Em relação às tecnologias de armazenamento de energia que podem ser aplicadas aos serviços de sistema, houve o cuidado de escolher as tecnologias mais eficientes para fornecer cada serviço, isto embora não deixe de se reforçar que todas as tecnologias podem ser aplicadas a mais que um serviço e a mais que um ponto da rede. Em possíveis aplicações podem ser considerados mais fatores, sendo que nunca se pode desprezar o custo económico e por vezes tecnologias menos eficientes poderão ser usadas por serem mais fáceis ou baratas de implementar.

5. Caso de estudo

5.1. Introdução

No capítulo anterior foram apresentadas as tecnologias de armazenamento de energia que são mais adequadas para cada um dos serviços de sistema descritos anteriormente. No caso de estudo considerado pretende-se avaliar o impacto da aplicação de tecnologias de armazenamento (nomeadamente baterias, supercondensadores) no fornecimento de serviços de regulação de frequência, num sistema composto por uma turbina eólica + painel fotovoltaico.

O impacto pretendido pela aplicação das tecnologias de armazenamento está representado na figura 16. Em suma, é definido um valor de referência de potência activa, sendo esse valor que irá controlar a carga/descarga da tecnologia de armazenamento aplicada com o objectivo de manter a frequência dentro de valores admissíveis ao sistema em causa.

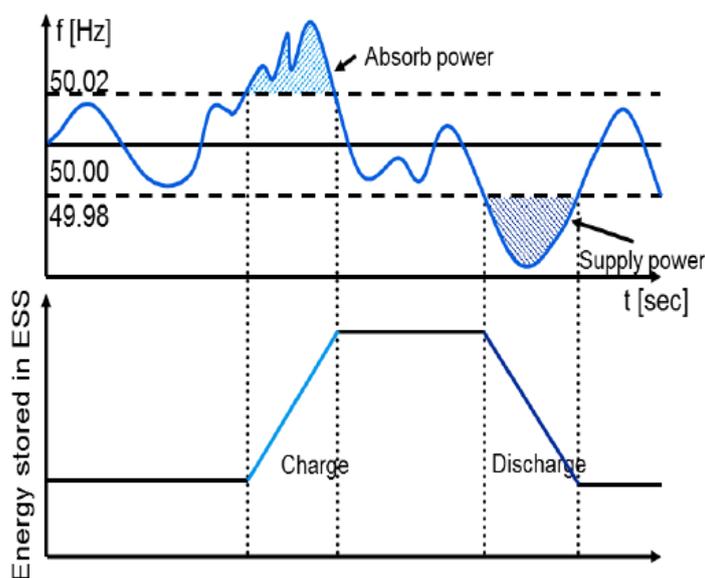


Figura 16: Regulação de frequência providenciada por tecnologias de armazenamento; [16]

5.2. Descrição do modelo de simulação

O modelo foi testado com o auxílio do software MATLAB/Simulink, sendo baseado no modelo considerado em [27], com algumas modificações. Nos pontos seguintes é feita a descrição completa de todos os constituintes do modelo de simulação.

5.2.1. Modelo da turbina eólica

O modelo da turbina eólica recebe como parâmetros de entrada a velocidade de rotação (ω_m), o raio da turbina (R) e o ângulo de inclinação (β). Em relação aos parâmetros de saída, estes

são o binário eletromagnético e a potência (T_w e P_w , respectivamente), o coeficiente de potência (C_p) e a velocidade de ponta ($\lambda = \omega.R/V$), parâmetros esses que são relacionados pelas equações 1 e 2.

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \beta^{C_5} - C_6 \right) e^{-\frac{C_7}{\lambda_i}} \quad (1)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_8 \beta} - \frac{C_9}{\beta^3 + 1}} \quad (2)$$

Os valores das constantes C_1 a C_9 e λ_i foram retirados de [32]. Considerou-se que o raio da turbina é de 38.5 metros e a densidade do ar de 1.225 kg/m². [27]

A turbina tem à sua saída, um gerador síncrono de ímanes permanentes, ou seja, é uma turbina do tipo D (ver Anexo II). O gerador é de 2.5 MW e 40 pares de polos, sendo a sua frequência nominal 15.885 Hz, tendo uma resistência dos enrolamentos estáticos de 0.001 Ω e indutâncias dos eixo-d e eixo-q de 1.5 mH. O gerador é ligado à rede através de um conversor AC/DC/AC de IGBT's, controlado por SVPWM (*Space Vector Pulse With Modulation*), com um barramento DC de 2000 V e um condensador de 10 mF. É importante realçar que o modelo está projectado para extrair a máxima potência da turbina, usando uma velocidade de referência (determinada através de um algoritmo MPPT descrito em [33]) e aproximando a potência reactiva deste a zero. O modelo da turbina está representado na figura 17.

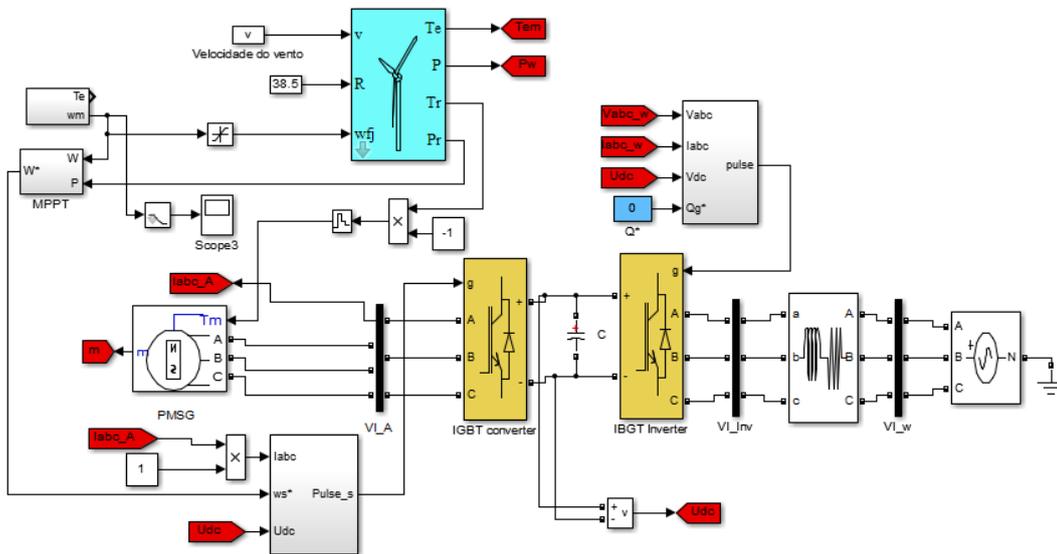


Figura 17: Modelo da turbina eólica;

5.2.2. Modelo do painel solar

O esquema equivalente de uma célula solar é constituído por uma fonte de corrente directamente proporcional à radiação solar, com um díodo em paralelo e com duas resistências (uma em série e outra em paralelo). O funcionamento da célula solar e outros aspectos construtivos e funcionais da energia solar são descritos no anexo II. Com base nesta informação, e seguindo o modelo apresentado em [34], o funcionamento da célula solar em estudo rege-se pelas equações 3, 4 e 5.

$$I = N_P \cdot I_{PH} - N_P \cdot I_S \left[\exp\left(q \left(\frac{V}{N_S} + \frac{I \cdot R_S}{N_P} \right) \frac{1}{k \cdot T_C \cdot A} \right) - 1 \right] \quad (3)$$

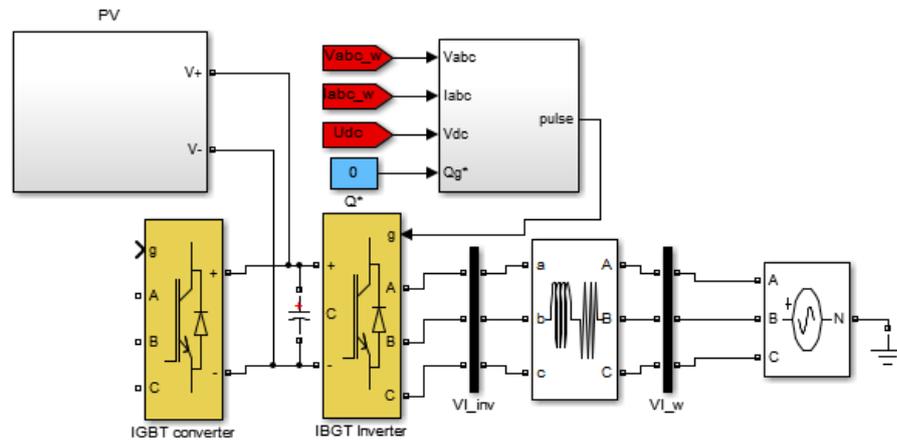
$$I_{PH} = [I_{SC} + K_I(T_C - T_{ref})] \cdot \lambda \quad (4)$$

$$I_S = \frac{I_{SC} \left(\frac{T_C}{T_{ref}} \right)^3 \exp\left[\frac{q \cdot E_G \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_C} \right)}{k \cdot A} \right]}{\exp\left(\frac{q \cdot V_{OC}}{N_S \cdot k \cdot A \cdot T_C} \right) - 1} \quad (5)$$

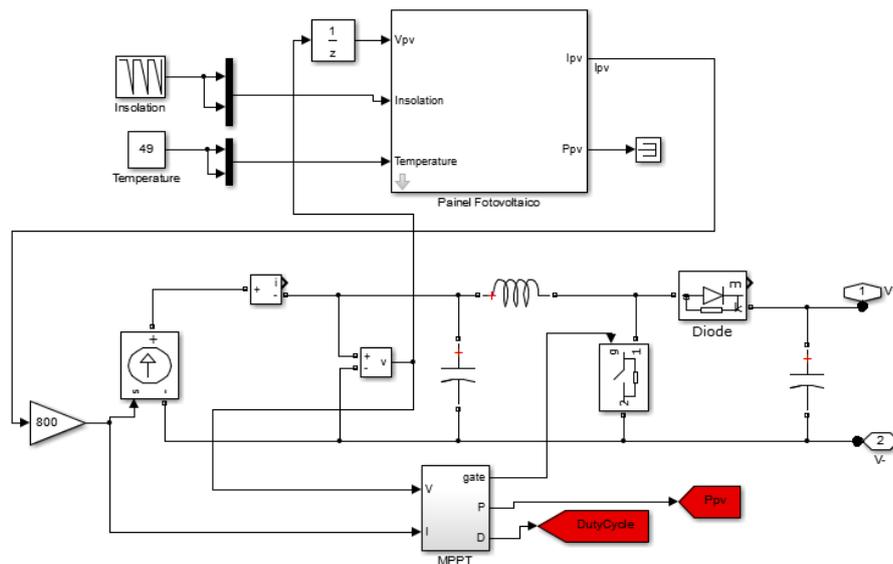
Onde, I_{SC} é a corrente de curto-circuito; V_{OC} é a tensão em circuito aberto; N_S e N_P são respetivamente o número de células em série e em paralelo; T_C e T_{ref} são respetivamente as temperaturas da célula (em graus kelvin) e a temperatura de referência (normalmente 25°C ou 298 K); E_G é a energia da *band gap* do semiconductor utilizado na célula (neste caso usa-se o silicone com um valor de $1,72 \times 10^{-19}$ J); K_I é o coeficiente de corrente de curto-circuito; λ é a radiação solar (em kW/m²); q é a carga de um eletrão ($1,6 \times 10^{-19}$ C); k é a constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K) e A é um factor ideal que depende do material constituinte da célula; R_S e R_P são as resistências em série e em paralelo, respetivamente.

As características utilizadas são estão as da célula da Solarex MSX 60, sendo usado um módulo de 36 células em série. A potência de pico (P_P) é 60 W, a tensão e a corrente de pico (V_{PP} e I_{PP}) são respetivamente 17.1 V e 3.8 A; o valor de I_{SC} é 3,8 A e o de V_{OC} é 21,1 V. K_I apresenta um valor de 3mA/°C, para a temperatura de 49°C. A partir destes valores são calculados os parâmetros em falta, tais como R_S e R_P que são 0.0102 Ω e 5,225 Ω , respetivamente e A que toma o valor de 1,5659. Finalmente, considerando 200 células em paralelo e 177 em série, resulta num painel solar de 2,3 MW. Adicionalmente, é necessário garantir que o painel produza continuamente o máximo possível. Para isso, o painel solar é ligado a um conversor DC-DC elevador (*Boost*) que controla as tensões e correntes provenientes do painel. O conversor possui uma indutância de 0.85 mH e capacidades de entrada e saída, de 11,7 mF e 24 mF, respetivamente.

Para o controlo deste conversor é aplicado o algoritmo de MTTP *Perturb & Observe* (descrito em [35] e [36]). O *duty cycle* é determinado através das tensões ou correntes, sendo ajustado constantemente para se obter de forma contínua o valor máximo de tensão à saída. Finalmente, o conversor DC-DC é ligado ao barramento DC do conversor AC/DC/AC esquematizado na figura 17. O esquema total do painel solar está representado na figura 18.



(a)



(b)

Figura 18: Modelo do painel solar: a) implementação no modelo; b) painel fotovoltaico e conversor *Boost*;

5.2.3. Modelo do sistema de armazenamento

O modelo do sistema de armazenamento de energia a implementar foi definido com base nas descrições feitas em [28] e [29], ou seja, considerando parâmetros tais como resistências e capacidades internas e o estado de carga (SOC – *state of charge*) da tecnologia em questão.

Com o objectivo de testar mais que uma hipótese, foram consideradas duas tecnologias: as baterias e os supercondensadores. O facto de as baterias possuírem uma grande densidade de energia permite-lhe armazenar mais energia durante um maior período de tempo, enquanto que o supercondensador, que possui uma maior densidade de potência, é mais indicado para fornecer grandes quantidades de potência em curtos períodos de tempo. Com base nestas características, estas tecnologias foram aplicadas ao caso de estudo de forma isolada e simultaneamente, permitindo assim uma avaliação precisa do impacto e eficácia de cada uma delas na actuação no fornecimento de serviços de regulação de frequência. [29]

5.2.3.1. Modelo da bateria

O modelo da bateria consiste em uma fonte de tensão não linear, cuja tensão de saída depende não só da corrente mas também do seu estado de carga, que é dado pela corrente que o atravessa em função do tempo [28]. As equações 6 e 7 foram retiradas do modelo da bateria do Simulink e relacionam estes parâmetros.

$$v_B = V_0 - R_b \cdot i_b - K \frac{Q}{Q - \int i_b dt} + A \cdot e^{-B \int i_b dt} \quad (6)$$

$$SOC = 100 \left(1 - \frac{\int i_b dt}{Q} \right) \quad (7)$$

Onde, R_b é a resistência interna da bateria, V_0 é a tensão em circuito aberto (V), K é a tensão de polarização (V), Q é a capacidade da bateria (Ah), A e B são respectivamente a tensão (V) e a capacidade (Ah) durante o regime transitório de descarga da bateria.

5.2.3.2. Modelo do supercondensador

O modelo do supercondensador consiste na ligação de duas resistências (uma em série e uma em paralelo) com um condensador, tal como representado na figura 19.

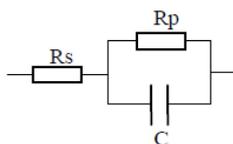


Figura 19: Esquema equivalente do supercondensador; [29]

A resistência R_P representa o efeito das correntes de fugas, enquanto a resistência R_S representa as perdas provenientes do aquecimento interno do supercondensador. [29]

O dimensionamento do supercondensador é feito com base nas equações de 8 a 11. O dimensionamento é feito com base na potência P , em Watts que pretendamos que o supercondensador armazene.

$$I_{min} = \frac{P}{V_{nominal}} \quad (8)$$

$$I_{max} = \frac{P}{V_{min}} \quad (9)$$

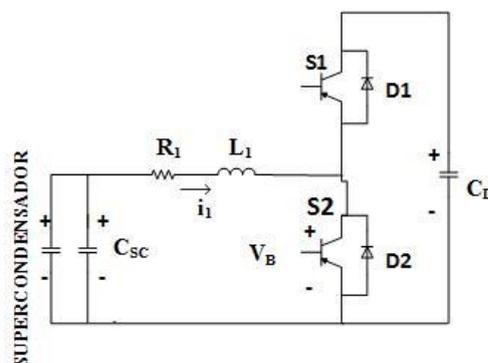
$$I_{med} = \frac{I_{max} + I_{min}}{2} \quad (10)$$

$$I_{med} = C \frac{dV}{dt} \Leftrightarrow C = \frac{I_{med} \times dt}{dV} \quad (11)$$

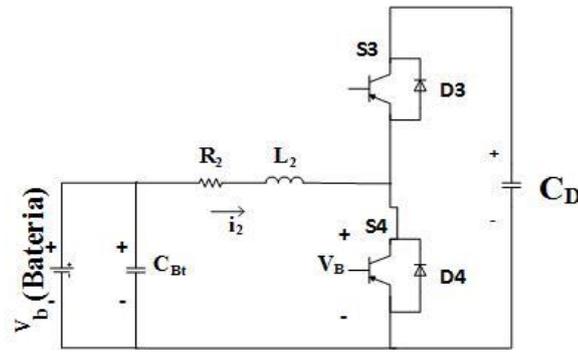
Onde I_{min} , I_{max} e I_{med} são respetivamente as correntes mínimas máximas e média do supercondensador, V é a tensão e C a capacidade.

5.2.3.3. Conversores de eletrónica de potência

A carga e descarga da bateria/supercondensador é controlada por intermédio de um conversor DC-DC bidirecional com a saída a corresponder ao barramento DC do sistema em estudo. Na figura 20 estão representados os circuitos dos conversores, bem como o seu modelo equivalente em ordem ao tempo. Cada conversor é constituído por quatro semicondutores (dois IGBT's com um diodo em antiparalelo), podendo ambos funcionar na configuração elevadora ou redutora (no caso em estudo funcionarão na configuração elevadora).



(a)



(b)

Figura 20: Conversor DC-DC bidirecional para controlo de carga e descarga: a) supercondensador; b) bateria; [29]

O funcionamento de ambos os conversores é similar. Analisando então o conversor DC-DC associado à bateria, e desprezando as perdas de comutação dos interruptores semicondutores e as perdas no condensador do barramento DC, o funcionamento do conversor pode ser descrito pelas equações 12, 13 e 14.

$$V_B - V_b = L_2 \frac{di_2}{dt} + R_2 i_2 \quad (12)$$

$$V_C = V_d d_3 \quad (13)$$

$$I_{in} - i_2 d_3 = i_c = C_D \frac{dV_d}{dt} \quad (14)$$

V_B e V_b são as tensões aos terminais do interruptor S4 e da bateria, respetivamente. V_d é a tensão no barramento dc e V_C é a tensão aos terminais do condensador de entrada do conversor. I_{in} é a corrente no barramento DC e i_c é a corrente que percorre o condensador. Os semicondutores S3 e S4 são complementares entre si, significando isso que d_3 e $(1-d_3)$ são *duty cycles* dos semicondutores S3 e S4, respetivamente. Este conversor pode funcionar no modo redutor ou elevador. A carga e descarga da bateria é regulada pela polaridade da corrente desta, ou seja, para valores negativos de i_2 a bateria carrega, acontecendo a situação inversa quando apresenta polaridade positiva [29]. Como já foi referido, o conversor DC-DC associado ao supercondensador tem exatamente o mesmo princípio de funcionamento. O controlo da comutação dos interruptores semicondutores em ambos os conversores DC-DC é feito através de uma corrente de referência (dependente das condições da bateria e explicada em pormenor na secção seguinte) e através de uma estratégia de controlo PWM (*Pulse-Width Modulation*), com uma frequência de comutação

de 10 kHz. Na figura 21 está representada a estratégia de controle para o caso do conversor da bateria.

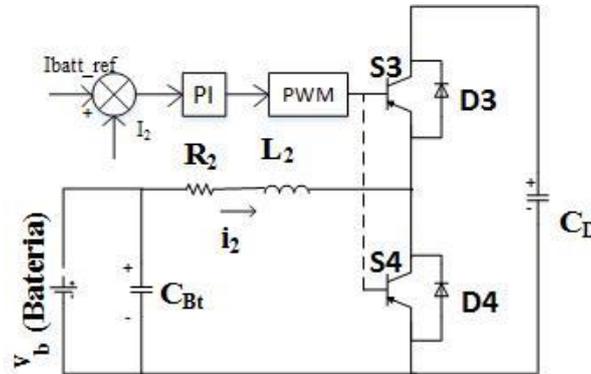


Figura 21: Estratégia de controle do conversor DC-DC; [29]

5.2.3.4. Controle da bateria

Na figura 22 está representada a estratégia implementada para controlar a carga/descarga da bateria e do supercondensador, quando aplicados de forma isolada.

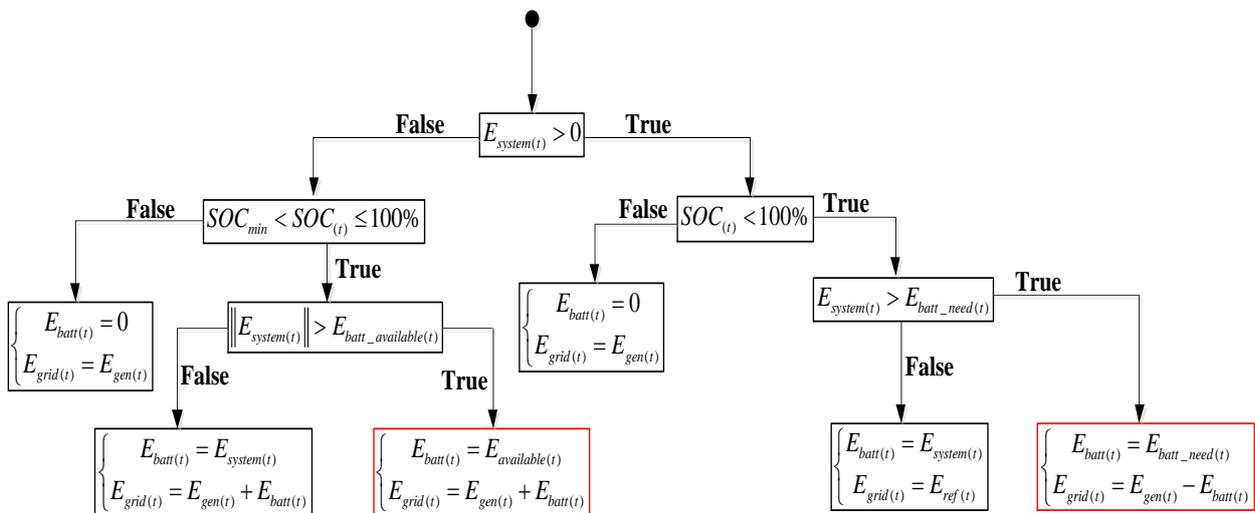


Figura 22: Diagrama de controle da energia da bateria/supercondensador para a implementação isolada;

A energia do sistema (E_{system}) é a diferença entre a geração total do sistema ($E_{Ppv} + E_{wind}$) e a energia definida como referência (E_{ref}). E_{batt} , E_{batt_need} e $E_{batt_available}$ são, respectivamente, a energia da bateria, a energia necessária para que se dê a carga da bateria e a energia disponível na mesma. E_{grid} é o total de energia fornecida à rede. A relação entre esses parâmetros é demonstrada pelas equações 15, 16 e 17. O sinal da energia do sistema será o responsável pelo controle da carga/descarga da bateria, sendo depois comparada com a energia que a bateria tem disponível/necessita para se dar a carga/descarga e com o estado de carga atual da mesma.

$$E_{batt_available(t)} = (SOC_{(t)} - SOC_{min}) \times E_{batt_nominal} \quad (15)$$

$$E_{batt_need(t)} = (1 - SOC_{(t)}) \times E_{batt_nominal} \quad (16)$$

$$E_{system(t)} = E_{Ppv(t)} + E_{wind(t)} - E_{ref} \quad (17)$$

Em relação ao impacto da aplicação da tecnologia de armazenamento, esta é descrita da seguinte forma:

- $E_{grid} = E_{Ppv} + E_{wind}$, quando $E_{Ppv} + E_{wind} = E_{ref}$;
- $E_{grid} = E_{Ppv} + E_{wind}$, quando $E_{Ppv} + E_{wind} > E_{ref}$ e $SOC = 100\%$;
- $E_{grid} = E_{Ppv} + E_{wind}$, quando $E_{Ppv} + E_{wind} < E_{ref}$ e $SOC \leq SOC_{min}$;
- $E_{grid} = E_{Ppv} + E_{wind} + E_{batt}$, quando $E_{Ppv} + E_{wind} < E_{ref}$ e $SOC_{min} < SOC < 100\%$;
- $E_{grid} = E_{Ppv} + E_{wind} - E_{batt}$, quando $E_{Ppv} + E_{wind} > E_{ref}$ e $SOC_{min} < SOC < 100\%$;

Falta explicar como é determinada a corrente de referência (I_{batt_ref}) utilizada no controlo dos conversores de eletrónica de potência. Esta é uma corrente variável no tempo, e que depende dos parâmetros instantâneos da bateria, tais como a energia (E_{batt}) e a tensão (V_{batt}), dependendo também do período de amostragem (T_s). A corrente é determinada pela equação 18.

$$I_{batt_ref(t)} = \frac{E_{batt(t)}}{V_{batt(t)} \cdot T_s} \quad (18)$$

5.2.3.5. Inserção do armazenamento de energia no modelo de simulação

O conversor DC-DC utilizado para a ligação entre a tecnologia de armazenamento e o sistema de energia, está representado na figura 23, onde é visível a entrada dos parâmetros calculados através da estratégia de controlo explicada anteriormente. A resistência e indutância do conversor são respetivamente 5 mΩ e 100 mH.

Na figura 24 encontra-se representada a ligação da bateria/supercondensador ao modelo de simulação, sendo o controlo desta efetuado no mesmo barramento DC que é alimentado pela turbina eólica e pelo painel fotovoltaico.

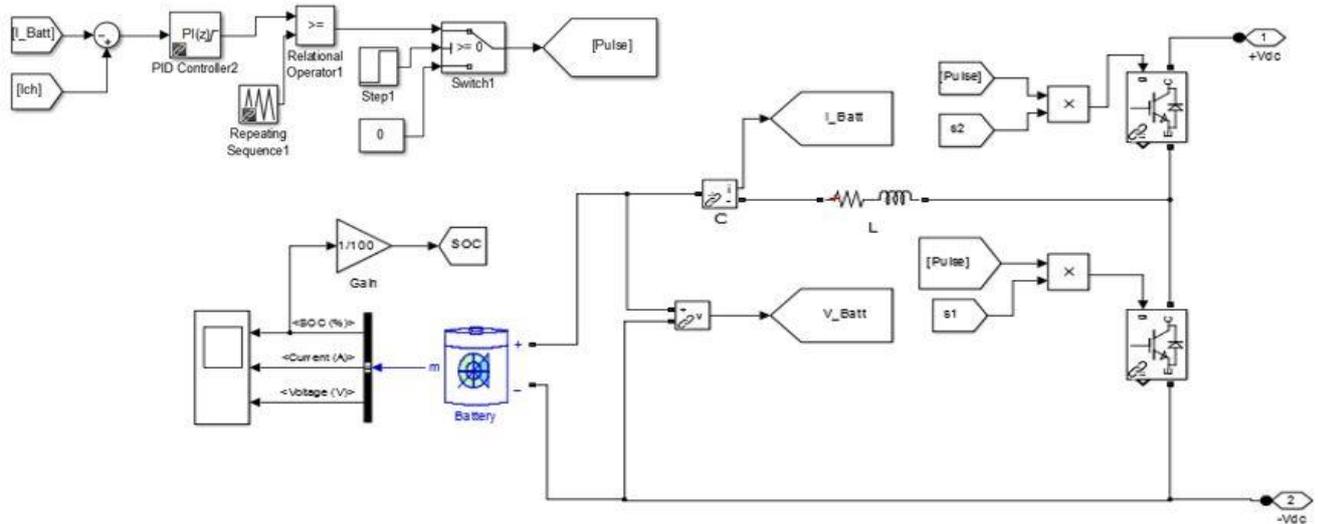


Figura 23: Conversor DC-DC bidirecional em ambiente Simulink;

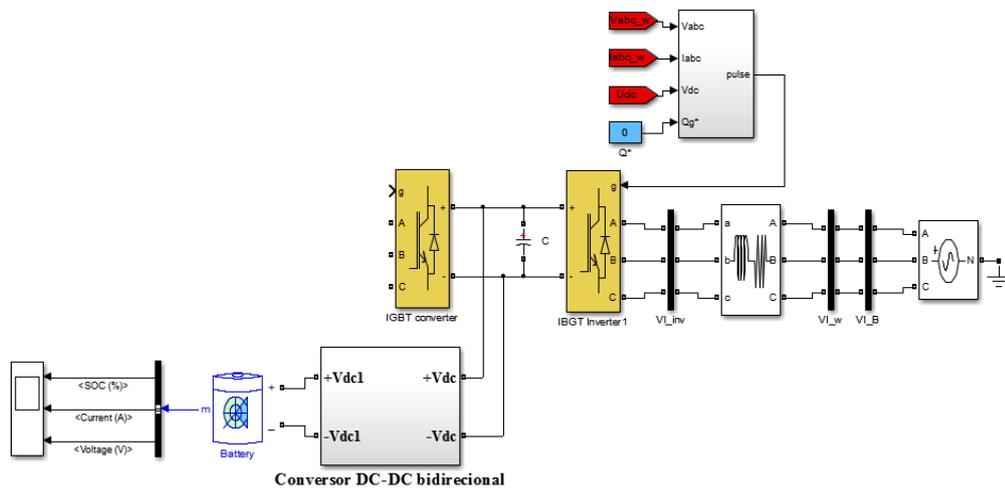


Figura 24: Inserção das tecnologias de armazenamento no modelo de simulação;

5.2.3.5. Modelo final

Finalmente, na figura 25 está representado o modelo de simulação completo, onde a turbina eólica e o painel fotovoltaico estão a produzir para a rede, sendo esta representada por uma fonte de 690 V / 50 Hz, e sendo a energia injetada através de uma carga RL com uma resistência de 1mΩ e uma indutância de 0.5 mH.

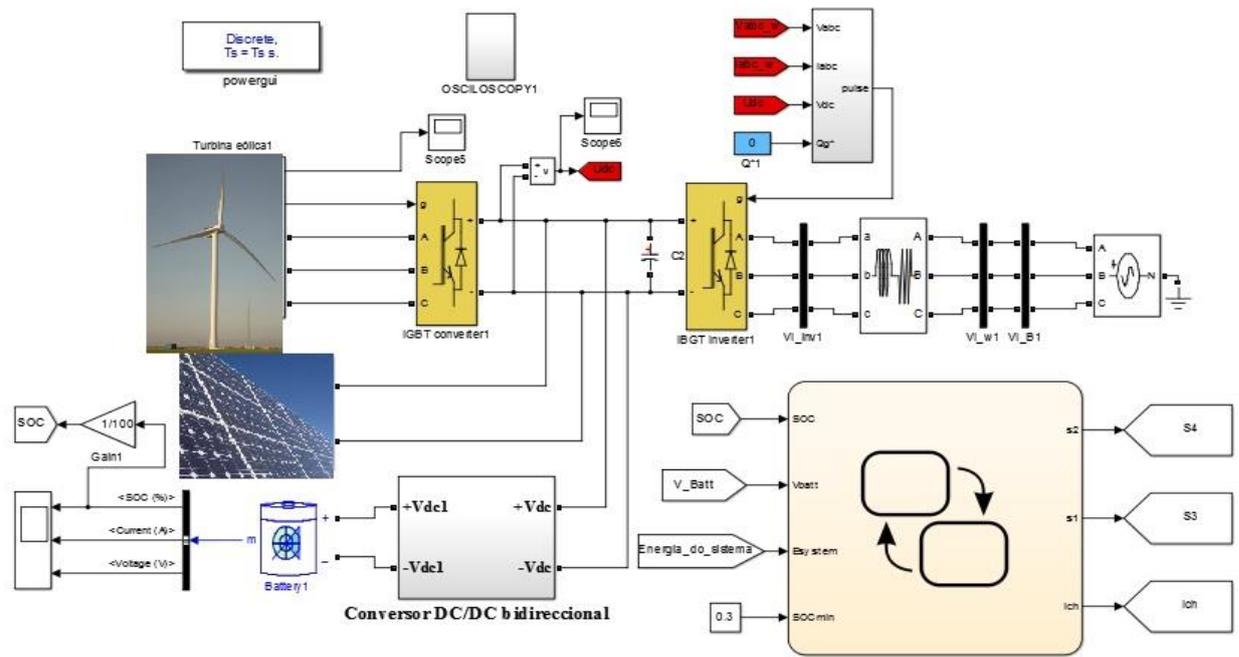


Figura 25: Modelo completo usado no caso de estudo;

6. Resultados e análise do caso de estudo

6.1. Introdução

Com o objetivo de obter resultados e comparáveis, são consideradas duas situações distintas para a simulação: integração no modelo de um sistema de baterias de íons de lítio (*Siestorage* da *Siemens* com uma capacidade de armazenamento de energia de 1.25 MWh) e um sistema de um supercondensador (com uma capacidade máxima de 2 MW). As tecnologias são integradas no sistema do painel solar e da turbina eólica, e submetidas a três perfis diferentes de variação. Pretende-se avaliar o impacto em cada situação na potência e energia que é enviada para a rede, assim como na variação da frequência.

6.2. Perfis de variação

O caso de estudo foi dividido em três casos, em que é alterado o perfil de variação da turbina eólica e do painel solar, de forma distinta. No caso nº1 é testada uma situação em que tanto o vento como a radiação solar apresenta valores constantes. É considerada uma velocidade do vento de 16 m/s, uma radiação solar de 1000 W/m² e um valor de referência para a potência a disponibilizar à rede de 10 MW.

No caso nº2 é mais uma vez considerada uma velocidade do vento constante, sendo nesta situação de 13 m/s. Contudo, para a radiação solar é testada um evento de redução da radiação (passagem de 1000 W/m² para 350 W/m² entre os 3 e os 3,5 minutos, devido à passagem de nuvens). O valor de referência para a potência a disponibilizar à rede considerado nesta situação é de 4,5 MW.

No caso nº3, é considerada uma radiação solar constante de 1000 W/m², em simultâneo com um perfil de variação muito rápida do vento (variações entre os 12 e 15 m/s em períodos de cerca de 20 segundos), com, o valor de referência para a potência a disponibilizar à rede a ser de 5,5 MW.

Como resultados complementares são apresentados no anexo IV os resultados de mais 3 perfis diferentes. O caso nº4 tem uma ligeira oscilação da velocidade do vento para uma radiação solar constante, o caso nº5 é semelhante ao caso nº1, mas com as tecnologias de armazenamento próximas do seu estado de carga máximo, e o caso 6 é semelhante ao caso 3, mas com uma variação de velocidade em períodos de cerca de 30 minutos. Neste anexo também serão apresentados resultados complementares aos 3 primeiros casos, nomeadamente a evolução temporal dos parâmetros internos das tecnologias de armazenamento.

6.3. Resultados das simulações

6.3.1. Bateria

Para a situação em que foi utilizada a bateria, as Figuras 26 a 31 apresentam a evolução temporal da potência gerada e enviada para a rede, assim como da frequência, para os 3 casos analisados.

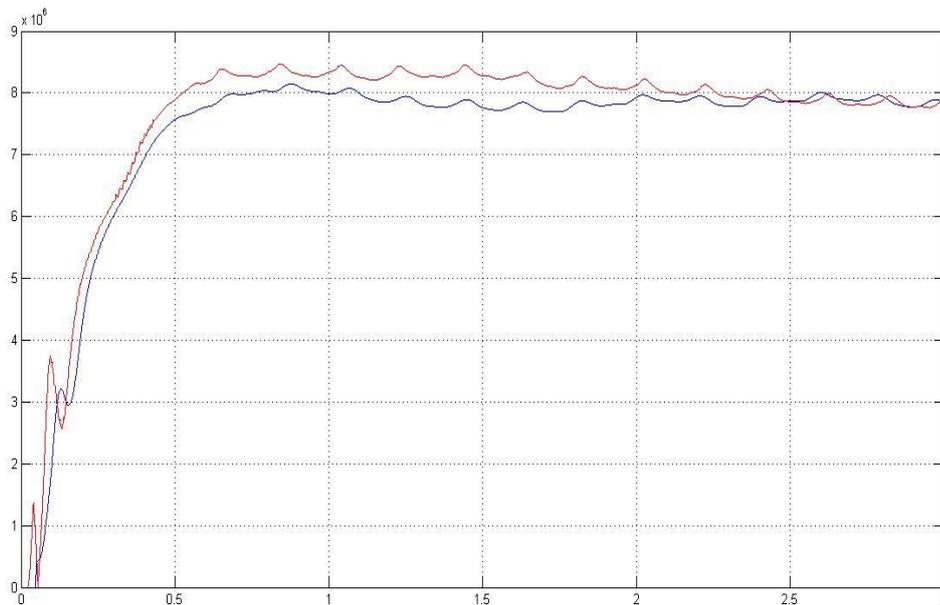


Figura 26: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n°1;

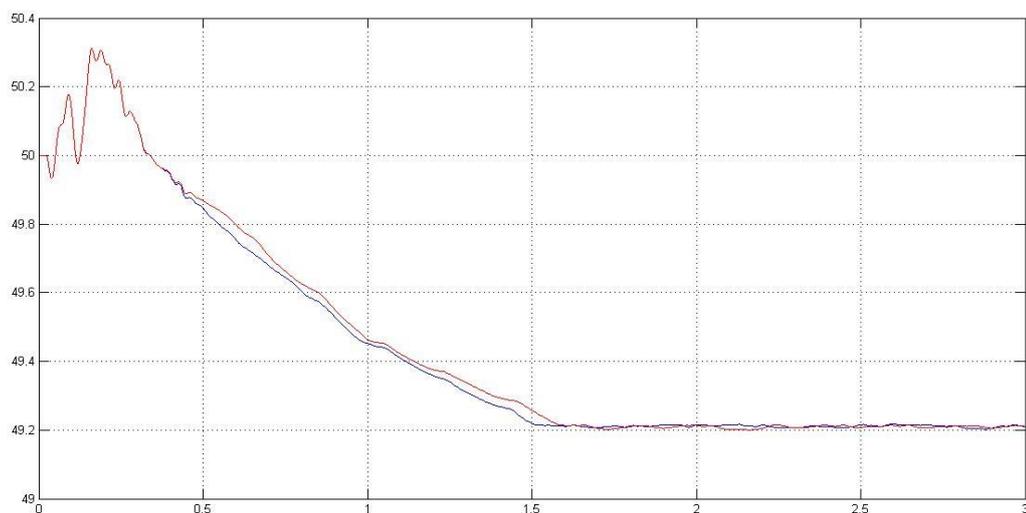


Figura 27: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso n°1;

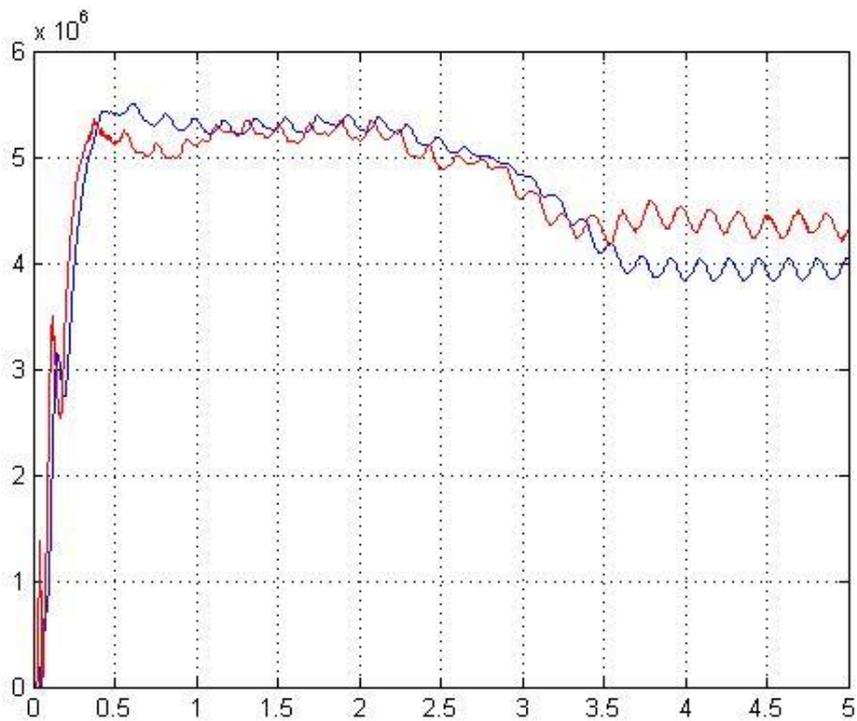


Figura 28: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº2;

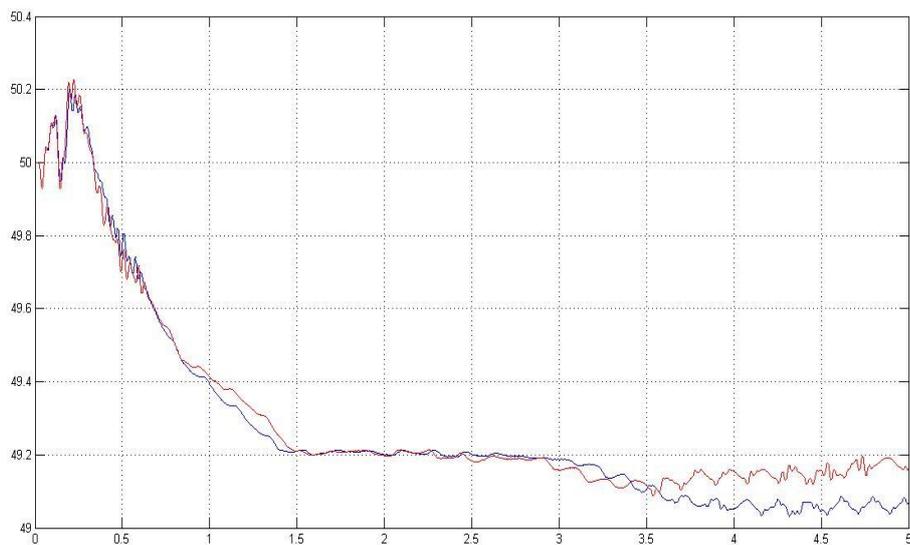


Figura 29: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº2;

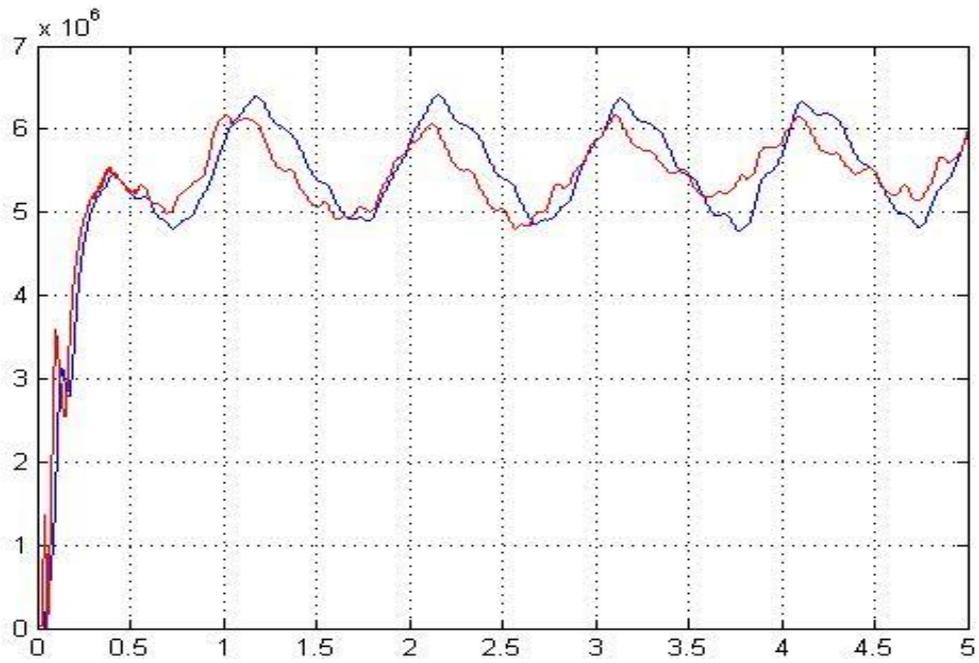


Figura 30: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº3;

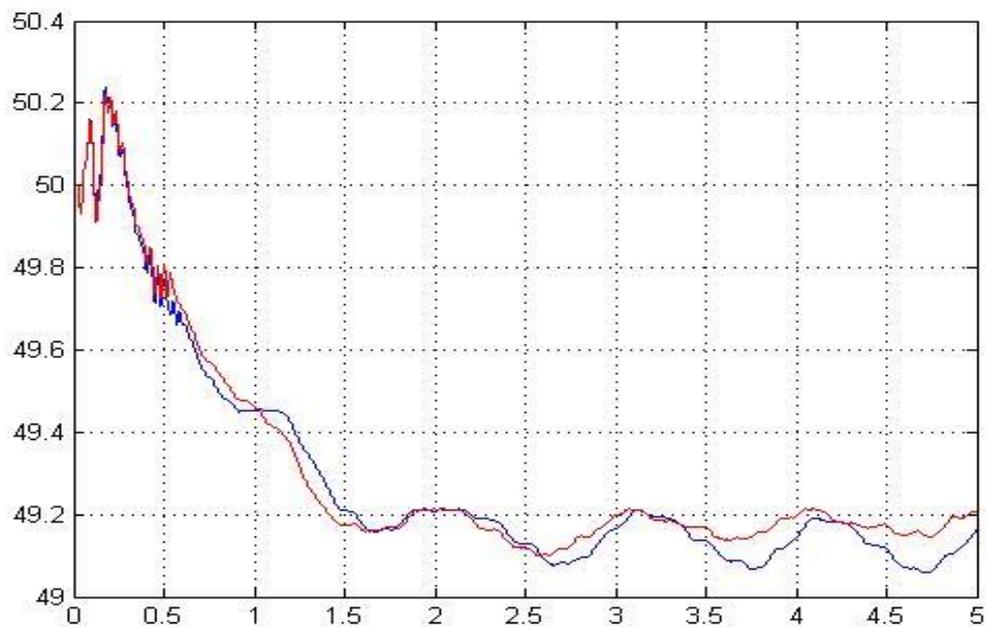


Figura 31: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº3;

6.3.2. Supercondensador

Para a situação em que foi utilizado o supercondensador, as Figuras 32 a 37 apresentam a evolução temporal da potência gerada e enviada para a rede, assim como da frequência, para os 3 casos analisados.

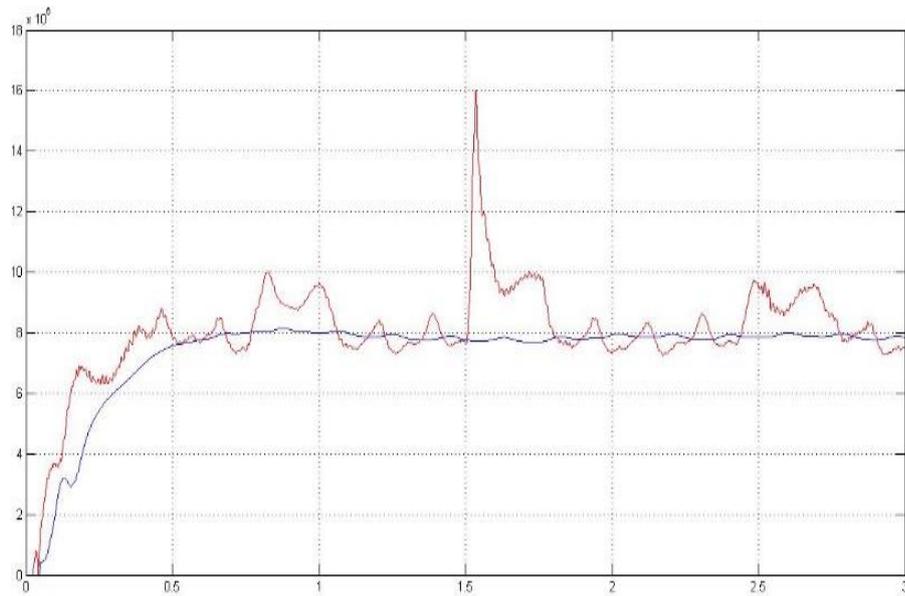


Figura 32: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n°1

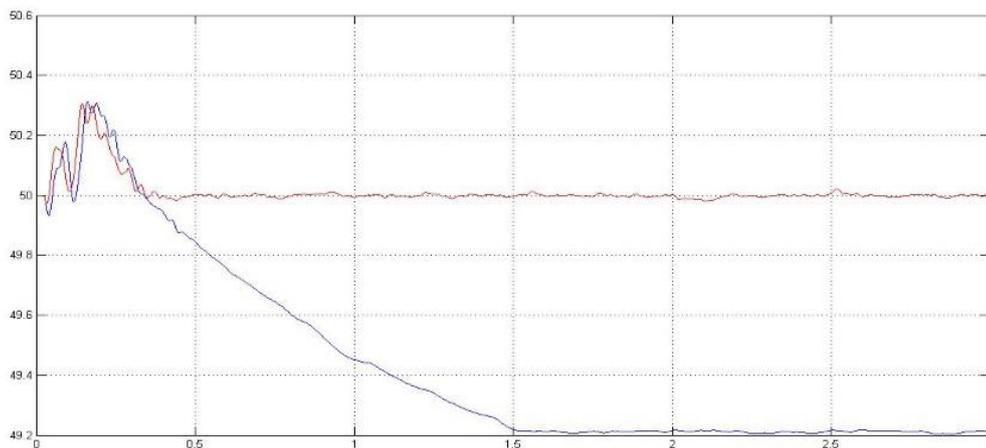


Figura 33: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso n°1;

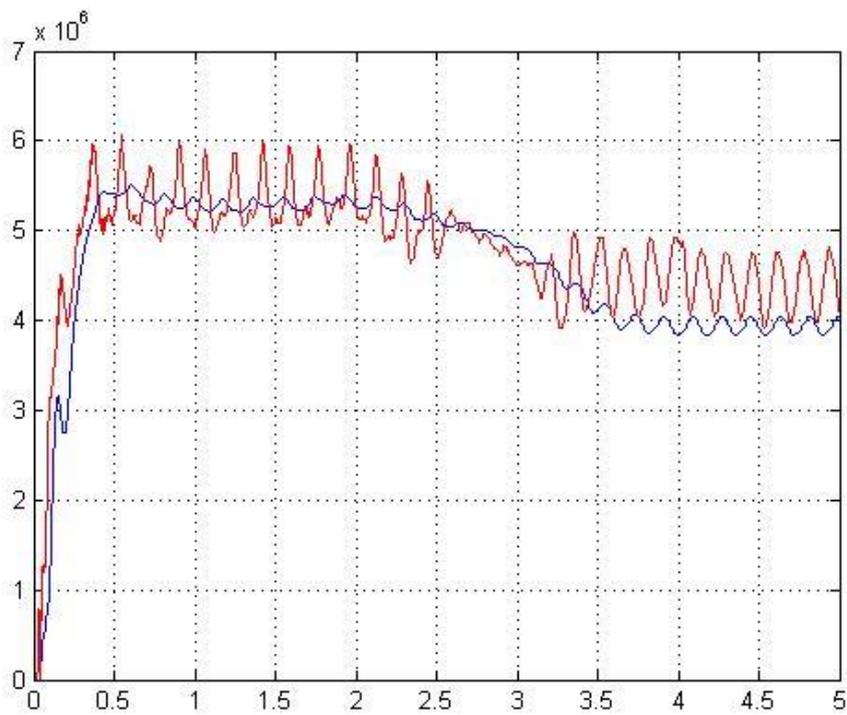


Figura 34: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº2;

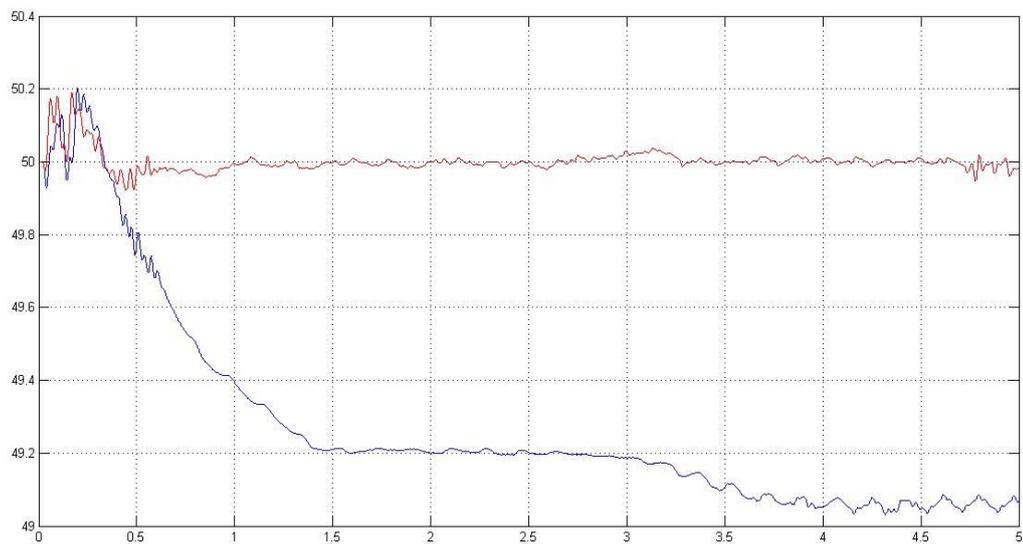


Figura 35: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº2;

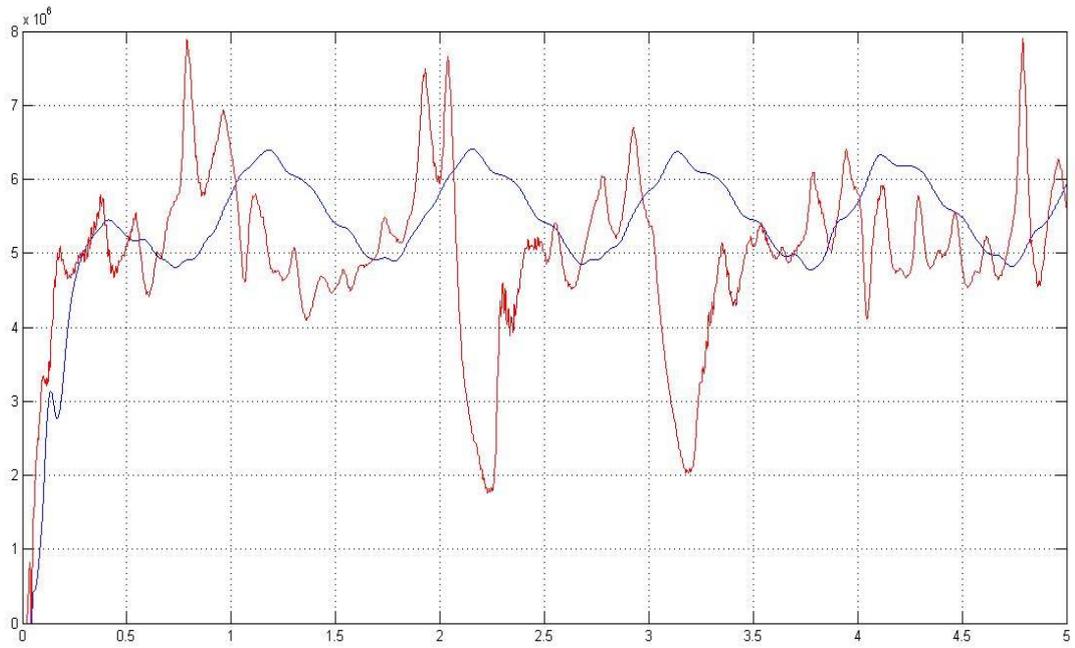


Figura 36: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n°3;

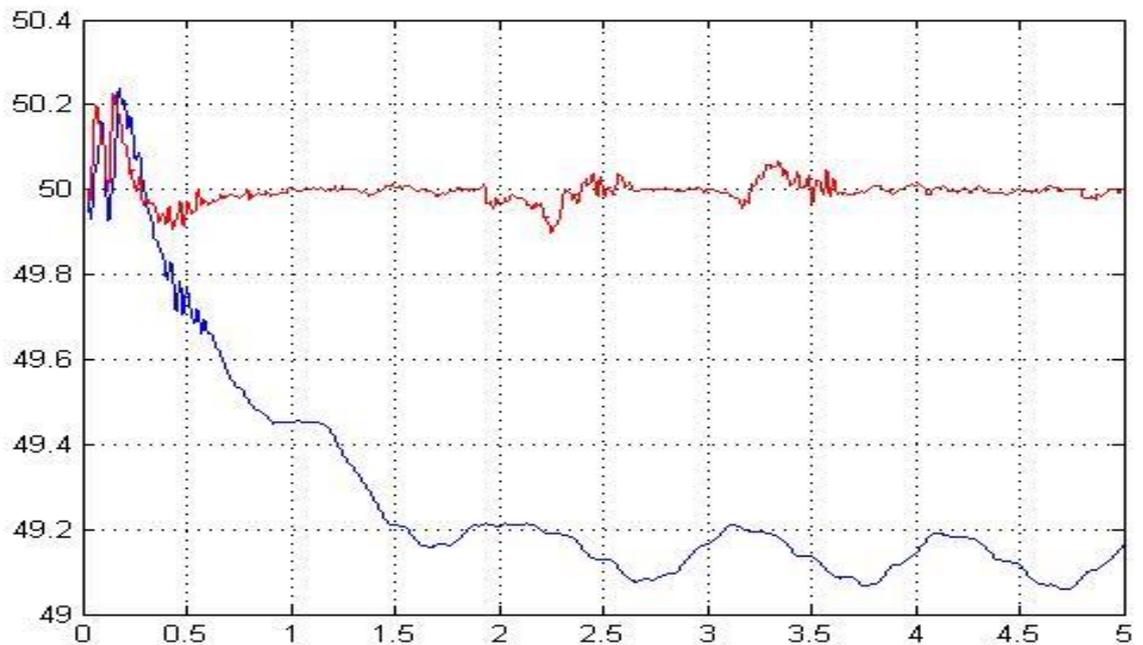


Figura 37: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso n°3;

6.4. Análise dos resultados

Tendo em conta o estudo efetuado no capítulo 4 sobre o uso de tecnologias de armazenamento para fornecimento de serviços de sistema, e com os dados fornecidos pelas figuras 14 e 15, é possível prever que o serviço de regulação de frequência, devido à necessidade de uma actuação rápida e com altos valores de potência, tal como é descrito na tabela 3, será providenciado com maior eficácia com o uso de um supercondensador do que com o uso da bateria de iões de lítio.

Em relação aos resultados obtidos para a regulação de frequência, nos 3 casos testados, verifica-se essa mesma eficácia do supercondensador. O facto de este conseguir fornecer grandes quantidades de potência, em curtos períodos de tempo, preenche na sua plenitude os requisitos para o fornecimento do serviço de regulação de frequência. Nos 3 casos abordados (figuras 33, 35 e 37), é visível o aumento da frequência atingindo estes valores admissíveis, ou seja, em curtos intervalos em redor dos 50 Hz. Comparando os 3 casos, o caso nº1 é aquele que obtém o melhor resultado. Isto deve-se ao facto de neste caso o supercondensador descarregar de forma uniforme e contínua ao longo do tempo de simulação, conseguindo regular a frequência na sua plenitude, em oposição aos outros dois casos em que o supercondensador passa por períodos de carga/descarga, havendo maiores oscilações que no caso nº1 devido à resposta que o supercondensador tem que dar às variações da geração (que não acontecem no caso 1). Apesar disso, em qualquer dos casos, são atingidos bons resultados, mostrando sempre capacidade para aumentar a frequência em valores a rondar 1 Hz.

Com a aplicação da bateria de iões de lítio, esta mostra-se incapaz de fornecer o serviço de regulação de frequência de forma eficaz. As baterias deste tipo são caracterizadas por possuírem uma alta densidade de energia e baixa densidade de potência, o que não lhes permite fornecer grandes potências em curtos intervalos de tempo. Apesar disso, com a análise das figuras 27, 29 e 31, é possível constatar que esta tem um impacto na frequência (esta aumenta com a injeção de energia por parte da bateria e diminui com a absorção), mas como era espectável não fornece potência suficiente para colocar a frequência dentro de limites aceitáveis. Considerando os valores da tabela 3, o requisito mínimo para o serviço de regulação de frequência é de 1 MW com um tempo de resposta inferior a 15 minutos, verificando-se pelos resultados das simulações que uma bateria de 1.25 MWh não ultrapassa os 300/400 kW. Dimensionar a bateria para assegurar a potência necessária para o serviço de regulação de frequência não é viável, tanto a nível da sua dimensão física, como a nível económico.

No entanto, os resultados das simulações do caso de estudo podem também ser usados para analisar a estabilidade da energia injetada na rede, de forma a equilibrar a oferta e a procura de energia. Nessa situação, considerando que o valor de referência definido é a procura, a bateria de íões de lítio, devido à sua maior densidade de energia, permite um fornecimento/absorção constante durante grandes períodos de tempo, sendo claramente uma melhor opção que o supercondensador caso o objectivo pretendido seja estabilizar a potência fornecida. Analisando as figuras 26, 28 e 30 referentes à bateria, e comparando com as figuras 32, 34 e 36, verifica-se facilmente que devido à alta densidade de potência do supercondensador, este não controla a quantidade de potência injetada na rede, não conseguindo suavizar a curva da potência. No caso da bateria, o impacto dessa suavização é visível, podendo caso se pretenda, esta ser ajustada, quer nos parâmetros internos na bateria ou através da utilização de um banco de várias baterias para poder injectar/absorver o défice/excesso de potência, em valores a rondar os 20% da diferença em relação ao valor de frequência.

7. Conclusões e trabalho futuro

7.1. Conclusões

Com o finalizar deste estudo, é necessário partir para uma análise às conclusões tiradas.

O estudo do modelo de simulação permitiu comprovar que as variações imprevisíveis de fontes renováveis como o vento ou o sol prejudicam a qualidade da energia. Como foi dito na introdução desta dissertação, esta situação verificada é uma das razões pela qual os serviços de sistema se estão a tornar cada vez mais importantes no transporte e distribuição de energia. Como também foi mencionado, as tecnologias de armazenamento têm tido ao longo das últimas décadas, uma grande evolução sendo já vistas como uma das alternativas para o fornecimento destes serviços.

Posto isto, esta dissertação começou por fazer uma análise à importância das tecnologias de armazenamento de energia, onde foi possível verificar o seu enquadramento dentro de diversos parâmetros de avaliação. Tecnologias com maior capacidade de armazenamento, tais como os sistemas de ar comprimido (CAES) ou armazenamento hídrico reversível (PHS), são mais indicadas para garantia de serviços de gestão, enquanto aquelas com menos capacidade mas com uma maior densidade de energia, são mais indicadas para serviços para garantia da qualidade da energia. Ainda sobre os CAES e PHS, para além de serem sistemas de alta potência, armazenam também grandes quantidades de energia, sendo assim os que têm tempos de descarga maiores, mas ao mesmo tempo têm menores densidades de energia e potência.

Em relação ao rendimento, os supercondensadores, flywheels e algumas baterias (nomeadamente a bateria de iões de lítio), são as que apresentam valores mais elevados. A bateria de iões de lítio é claramente uma das tecnologias que mais se destaca, apresentando valores médios/bons em praticamente todos os parâmetros de avaliação. O flywheel é uma tecnologia com excelentes características energéticas mas tem as grandes desvantagens de ser uma das tecnologias mais caras e de possuir a maior taxa de auto-descarga entre as tecnologias existentes no mercado. Com um preço também muito elevado aparece também o supercondensador, tendo no entanto como grandes vantagens a sua alta densidade de potência e rapidez de actuação.

Numa análise seguinte foi efectuado um estudo de quais as tecnologias mais adequadas para fornecimento de serviços de sistema. Com esse estudo concluiu-se que teoricamente, as flywheels, supercondensadores e supercondutores magnéticos apresentam as melhores características para fornecimento de serviços que garantam a qualidade da energia (regulação de frequência, controlo de tensão), sendo que os últimos são a opção mais viável para fornecimento

de serviços de reserva. As baterias devido à grande variabilidade das suas características, podem em alguns casos ser boas soluções.

Através desta análise foram escolhidas duas tecnologias (supercondensador e a bateria de íões de lítio) para se avaliar a sua adequabilidade para a implementação de um caso de estudo, em que era pretendido que fornecessem o serviço da regulação de frequência num sistema composto por uma turbina eólica e um painel fotovoltaico. Com os resultados obtidos foram validados os pressupostos teóricos, tendo em conta as características que ambas apresentam e os requisitos do serviço de regulação de frequência.

Concluiu-se que o supercondensador, devido à sua alta densidade de potência, é uma opção a ter em conta para regulação de frequência, em contrapartida com a bateria de íões de lítio que não consegue fornecer potência suficiente ao sistema para assegurar que a frequência se mantém dentro de limites admissíveis. Simultaneamente, apesar de a bateria ser inadequada para fornecer este serviço, devido à sua elevada densidade de energia e capacidade de fornecimento contínuo e uniforme durante várias horas, é uma excelente opção para assegurar o equilíbrio entre a procura e a oferta no sistema de energia.

7.2. Trabalho futuro

Quanto a futuros trabalhos neste âmbito, pode afirmar-se que ainda há muito para fazer. No que diz respeito a este modelo e aproveitando os modelos das tecnologias que o software MATLAB/Simulink possui, nomeadamente outras baterias para além da de íões de lítio, e as células de fluxo, pode-se ainda testar o impacto dessas tecnologias adicionais no fornecimento do serviço de regulação de frequência. Ainda inserido no mesmo modelo, pode-se ainda submeter as tecnologias a outros tipos de perfis meteorológicos e verificar assim o seu impacto. Com as devidas correções é possível ainda testar situações em que se pretenda fornecer o serviço do controlo de tensão.

Noutros âmbitos, há ainda um grande leque de opções, para testar o fornecimento dos restantes serviços de sistema mencionados e descritos no capítulo 3, pelo vasto leque de tecnologias de armazenamento de energia existentes no mercado, e assim avaliar individualmente quais são as melhores opções para uma implementação eficaz.

Bibliografia

- [1] Wei Zhu, *IEEE Member*, Dale Garrett, John Butkowski, Yang Wang, “Overview of Distributive Energy Storage Systems for Residential Communities”, 2011.
- [2] Eric Stephen Hittinger, “Energy Storage on the Grid and the Short-term Variability of Wind”, PhD thesis, Carnegie Mellon University Pittsburgh, PA August, 2012.
- [3] Jonathan Schotte, “Balancing and Storage of Intermittent Renewables: an Economic Study”, UNIVERSITEIT GENT 2012.
- [4] EUROBAT - Association of European Automotive and Industrial Battery Manufacturers, “Battery Energy Storage for Smart Grid Applications”, 2013.
- [5] Jean-Michel Durand, Maria Joao Duarte and Patrick Clerens, “European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030”, EASE/EERA.
- [6] Casey W. Quinn, “Evaluation of distributed energy storage for ancillary service provision”, Colorado State University, Fort Collins, Colorado Summer 2011.
- [7] Annette Evans, Vladimir Strezov and Tim J. Evans, “Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 4141 – 4147.
- [8] Review of R. Alanen, “D4.1 Electrical Energy Storage Technology Review”, EERA Joint Programme on Smart Grids, Sub-Programme 4 Electrical Storage Technologies, December 2011;
- [9] Benoit Decourt & Romain Debarre, “Electricity Storage”, SBC Energy Institute, September 2013.
- [10] T.M.I.Mahlia, T.J.Saktisahdan, A.Jannifar, M.H.Hasan and H.S.C.Matseelar, “A review of available methods and development on energy storage; technology update”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 (2014) 532 – 545.
- [11] “Eficiência Energética e Integração Sustentada de PRE – Armazenamento de Energia”, ISR – Dep. de Engenharia Electrotécnica e de Computadores Universidade de Coimbra, 22 de Setembro de 2006.
- [12] “T1.4 – Integração de Armazenamento de Energia em Edifícios de Energia Zero, Relatório 1: Caracterização de Tecnologias de Armazenamento de Energia em Edifícios Energia Zero”, EMSURE - Energy and Mobility for SUSTainable REgions, 2015;

- [13] Pedro Moura, “Armazenamento de Energia”, slides de apoio da disciplina de Planeamento e Produção de Electricidade, DEEC-UC 2014/2015.
- [14] Ali Mehdipour Pirbazari, “Ancillary Services, Definitions, markets and practices in the world”, 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America.
- [15] “Ancillary Services: *Unbundling Electricity Products – an Emerging Market*”, Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC 2003.
- [16] Pat Hayes, “The future of energy storage, beyond the batteries”, ABB smart grid center of excellence grid optimization webinar series: POWERful insights for the evolving grid, November 13, 2014.
- [17] “GUIDE TO ANCILLARY SERVICES IN THE NATIONAL ELECTRICITY MARKET”, Power Exchange Operations Document No: 160-0056 Version No: 1.01 Effective 01/07/2010
- [18] Okwe Gerald Ibe, Akwukwaegbu Isdore Onyema, “Concepts of Reactive Power Control and Voltage Stability Methods in Power System Network”, IOSR Journal of Computer Engineering (IOSR-JCE) e-ISSN: 2278-0661, p- ISSN: 2278 - 8727 Volume 11, Issue 2 (May. - Jun. 2013).
- [19] Mário Hélder Rodrigues Gomes, “NOVOS MECANISMOS DE MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA E DE SERVIÇOS AUXILIARES EM SISTEMAS ELÉCTRICOS”, Tese para a obtenção do grau de Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Janeiro de 2007.
- [20] Portal ERSE (online). www.erse.pt
- [21] Thiago Lara Vasques, “New Technologies of Ancillary Services”, Energy Planning and Sustainable Development, PhD on Sustainable Energy Systems, Coimbra 2015.
- [22] “Technology Roadmap Energy storage”, International Energy Agency (IEA), 2014.
- [23] Michael Dorenfeld, “Energy Storage Landscape”, Citi corporate and investment banking / Global power and alternative energy, June 2014.
- [24] Xingguo Tan, Qingmin Li, Hui Wang, “Advances and trends of energy storage technology in Microgrid”, Electrical Power and Energy Systems 44 (2013) 179–191.
- [25] Energy Storage Association (online). www.energystorage.org.

- [26] T.M.I.Mahlia, T.J.Saktisahdan, A.Jannifar, M.H.Hasan and H.S.C.Matseelar, "A review of available methods and development on energy storage; technology update", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 (2014) 532–545.
- [27] José Miguel M. A.V. Alberto, "Integration of Solar and Wind Power with Battery Storage Systems", DEEC-UC, 2011.
- [28] Zhenhua Jiang and Xunwei Yu, "Modeling and Control of an Integrated Wind Power Generation and Energy Storage System", *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*.
- [29] Xiong Liu, Peng Wang, Poh Chiang Loh, Feng Gao, and Fook Hoong Choo, "Control of Hybrid Battery/Ultra-capacitor Energy Storage for Stand-alone Photovoltaic System", *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE* 336 – 341.
- [30] Anca D. Hansen, "Generators and Power Electronics for Wind Turbines," in *Wind Power in Power Systems*, Thomas Ackermann, Ed. New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Ltd., 2005, ch. 4, pp. 53 - 78.
- [31] M. Azubalis, A. Baranauskas and G.Tamulis, "Wind Power Balancing using Flywheel Energy Storage System", *Elektronika ir Elektrotechnika*, ISSN 1392-1215, VOL. 19, NO. 1, 2013.
- [32] S. K. Salman and A. L. J. Teo, "Windmill modeling consideration and factors influencing the stability of a grid-connected wind power-based embedded generator," *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 793-802, May 2003.
- [33] Rajib Datta and V. T. Ranganthan, "A Method of Tracking the Peak Power Points for a Variable Speed Wind Energy Conversion System," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, no. 1, pp. 163-168, March 2003.
- [34] Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, "Development of Generalized Photovoltaic Model Using Matlab/Simulink," in *World Congress on Engineering and Computer Science*, San Francisco, USA, 22-24 Oct 2008.
- [35] Vikrant A. Chaudhari, "Automatic Peak Power Track For Solar PV Modules Using dSPACE Software," Maulana Azad National Institute of Technology, Bhopal, India, Master Thesis July 2005.
- [36] Nicola Femia, Giovanni Petron, Giovanni Spagnuolo, and Massimo Vitelli, "Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 4, pp. 963-973, July 2005.

- [37] Imagem SMES, consultado em Março de 2015, <http://www.supraconductivite.fr/en/index.php?p=applications-electricite-smes>.
- [38] https://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_eólica
- [39] ENERCON (online). <http://www.enercon.de/>.
- [40] Imagem turbina eólica consultado em Agosto de 2015: <http://www.alternative-energy-news.info/images/technical/wind-turbine.jpg>,

Anexo I – Descrição detalhada das diversas tecnologias de armazenamento de energia

Neste anexo é apresentado em pormenor o funcionamento de cada tecnologia de armazenamento de energia, bem como algumas vantagens e desvantagens da sua aplicação.

Armazenamento de ar comprimido (CAES)

Esta tecnologia faz o armazenamento de energia sob a forma de energia potencial elástica do ar comprimido. A energia em excesso é usada para o ar ser injectado para dentro de uma caverna no subsolo, ou para tanques de armazenamento à superfície, para armazenamento sob pressão. O ar é posteriormente libertado e aquecido por intermédio da queima de gás natural, que irá accionar uma turbina ou gerador, reconvertendo a energia armazenada em energia eléctrica para ser de novo entregue à rede [7].

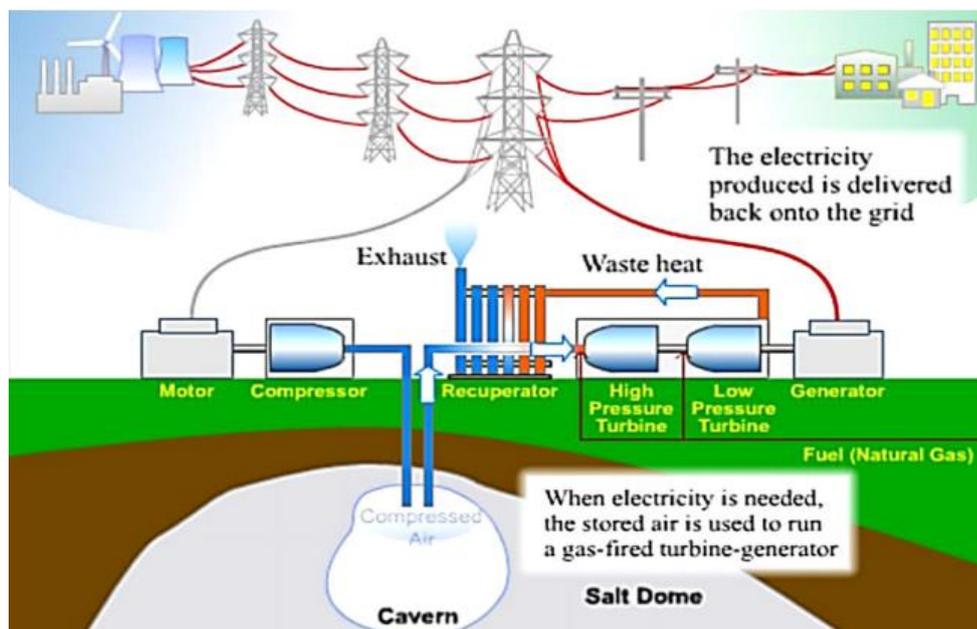


Figura 38: Representação de um sistema CAES [21];

Hoje em dia, estes sistemas são dos que apresentam maior potencial de rentabilidade. Possuem uma capacidade até 400 MW, tempos de descarga que variam no intervalo 8-26h e tempos de vida que podem ir até aos 30 anos de utilização [27].

O tipo de caverna e a quantidade de ar que é possível armazenar são alguns dos factores que influenciam o custo energético (€/kWh) nestes sistemas. A caverna de armazenamento de ar pode estar situada também à superfície, sendo que nesta situação o custo é mais baixo embora a sua capacidade e tempo de descarga sejam mais desfavoráveis que os casos em que a caverna está situada em profundidade [7].

Aproveitamento hidroelétrico reversível (PHS)

O seu princípio de funcionamento baseia-se no bombeamento de água de um reservatório para outro, situado a uma altitude superior, durante os períodos de baixa procura. Quando é necessária a energia, a água do reservatório superior é libertada através de uma turbina hidroelétrica, sendo esta devolvida ao reservatório inferior [7]. Portanto, a capacidade de armazenamento é dada em função da altura da queda de água (energia potencial), bem como do volume disponível da mesma. O modo de funcionamento encontra-se esquematizado na figura 39

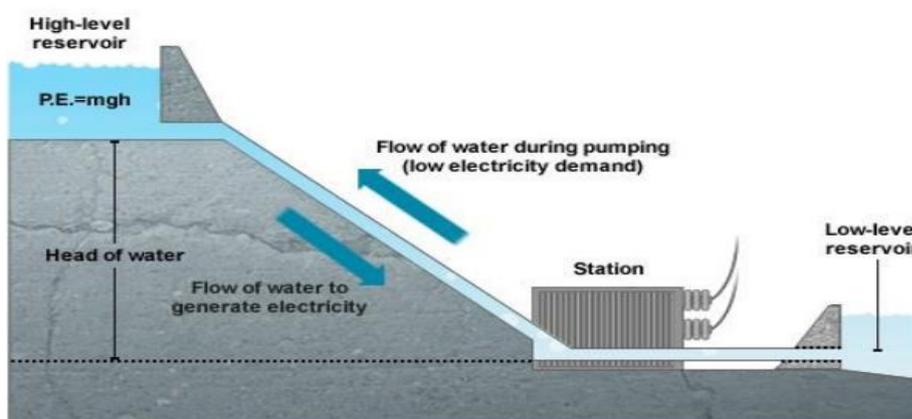


Figura 39: Representação esquemática de um PHS [7];

Esta tecnologia é a que apresenta a maior capacidade de armazenamento em comparação com outras tecnologias de armazenamento (cerca de 130 GW instalados por todo o mundo) [26]. Individualmente, instalações deste tipo podem ter uma capacidade de até 4000 MW, sendo que o seu valor típico ronda os 1000 MW, operando com um rendimento que varia no intervalo 75-85%, com tempos de descarga a rondar as 12h e tempos de vida de cerca de 30 anos. No entanto, esta tecnologia tem um custo bastante elevado e que aliado à falta de locais favoráveis à construção destas infraestruturas, o que faz com que só se torne possível em aplicações de larga escala. Possui também como inconveniente a sua baixa densidade de energia [7].

Volantes de inércia (Flywheels)

Os flywhells baseiam-se em massas inerciais que giram em torno de um eixo, que armazena energia sob a forma de energia cinética. São constituídas por uma máquina eléctrica rotativa, cujo veio se encontra acoplado a um volante de inércia, suportado no estator por levitação magnética e uma unidade de controlo. As operações de carga e descarga são feitas através da máquina eléctrica

a funcionar como motor ou gerador, respetivamente [12]. A estrutura de um flywheel encontra-se representada na figura 40.

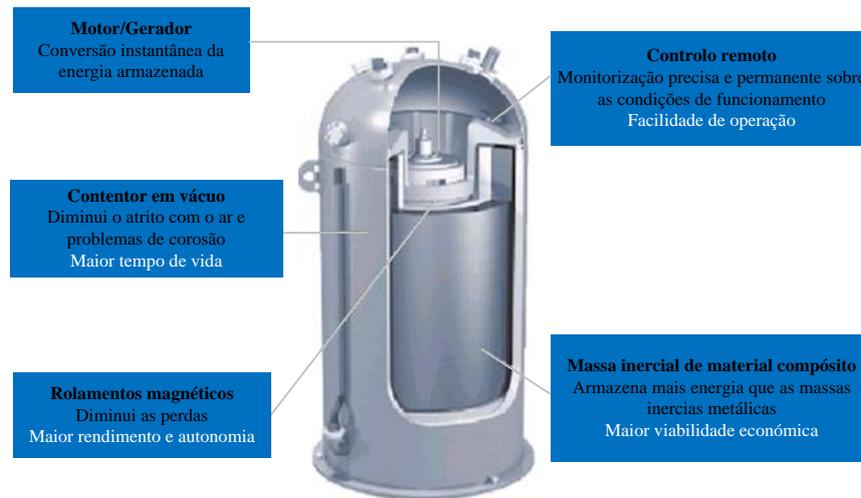


Figura 40: Esquema de um Flywheel [12];

As vantagens destes sistemas são o seu rápido tempo de resposta (menos que 4 ms), um tempo de vida longo (cerca de 20 anos), alta eficiência a rondar os 93% e uma alta densidade de potência (kW/l) em relação a outras tecnologias [27].

Apresenta em termos de inconvenientes uma densidade de energia relativamente baixa, elevada taxa de auto-descarga, perdas elevadas devido a presença da máquina rotativa e ainda o facto de ser potencialmente perigosa em caso de falha do sistema [7].

Supercondensadores

Os supercondensadores têm o mesmo princípio de funcionamento que os condensadores convencionais [7]. Este tipo de condensadores armazenam energia eléctrica entre duas séries de condensadores de dupla camada eléctrica (EDL), que é formada entre os eléctrodos dos iões do eletrólito. Estes eléctrodos são feitos à base de carbono poroso, podendo ser aquoso ou orgânico. A capacidade e densidade de energia destes dispositivos é milhares de vezes superior que a dos condensadores eletrolíticos [24].

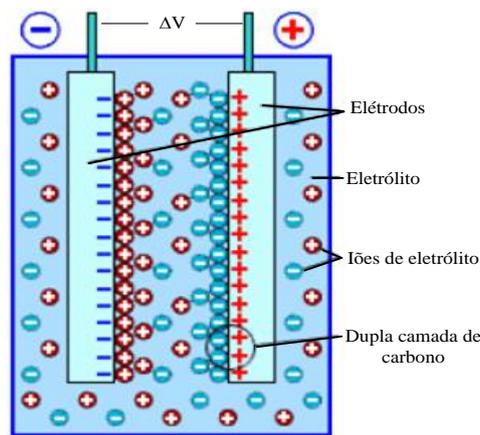


Figura 41: Estrutura de um Supercondensador [12];

Os supercondensadores têm como vantagens, o seu elevado rendimento, elevada densidade de potência, o funcionamento possível dentro de uma larga gama de temperaturas (-40 a 70°C) [7], não necessitam de manutenção, têm imunidade para descargas profundas, têm elevada velocidade de resposta e são simples e robustos. No entanto, o facto de ser uma tecnologia cara, de possuir uma baixa densidade de energia e uma elevada taxa de auto-descarga, pode ser um obstáculo à sua utilização [12].

Supercondutor magnético (SMES)

Um sistema de armazenamento supercondutor magnético é um dispositivo que armazena energia eléctrica no campo magnético gerado no interior de uma bobina supercondutora [7]. Em situações normais, a energia seria toda dissipada pelos cabos devido à sua resistência, mas como estas bobinas usam material supercondutor a baixas temperaturas, os cabos quase não têm resistência, permitindo que a energia seja armazenada quase na sua totalidade até ser necessária a sua utilização. A equação 19 dá-nos a energia armazenada na bobina, onde L é a indutância da bobina e i é a corrente que a atravessa. [27].

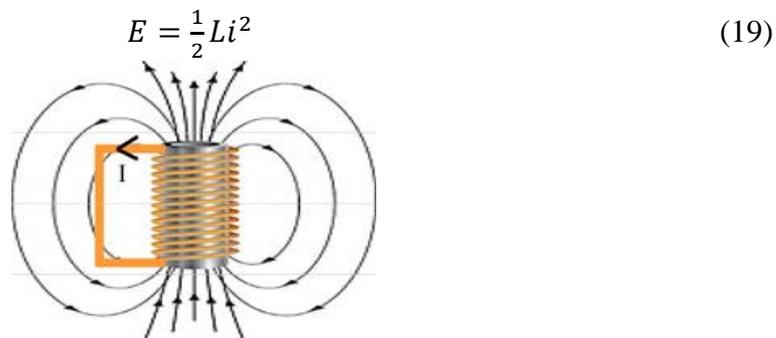


Figura 42: Esquema de um SMES [37];

Esta tecnologia tem como maior vantagem a sua alta densidade de potência em relação a outros dispositivos para a mesma utilização. Possui um rendimento da ordem dos 95% [24], pode passar por milhares de ciclos de carga/descarga sem degradação do material magnético e é uma tecnologia amiga do ambiente (não há reacções químicas nem produtos tóxicos envolvidos no processo) [7] [27]. Em termos de limitações, possui uma baixa densidade de energia e é uma tecnologia cara. Para além disto, o sistema tem que ser mantido num ambiente a baixas temperaturas [7].

Armazenamento de energia criogénica

Esta é uma tecnologia que se encontra em desenvolvimento. Usa a energia produzida em excesso durante períodos de baixa procura para gerar um fluido criogénico, que posteriormente será usado num gerador adequado para produzir energia eléctrica. Como se trata de uma tecnologia em desenvolvimento, os seus dados ainda não são claros o suficiente para perceber o seu real impacto, mas é esperado que seja possível obter densidades de energia altas, um baixo custo por unidade de energia e um tempo de vida longo. No entanto, devido ao grande consumo da energia do ar liquefeito, o seu rendimento apenas ronda os 40-50%. [7]

Sistemas sensíveis ao calor

Os sistemas sensíveis ao calor (SHS) são baseados na adição de energia a certos materiais de forma a aumentar a sua temperatura, sem que estes sofram alterações de fase. As matérias podem vapor ou acumuladores de água quente, grafite, pedras quentes. A quantidade de calor armazenado nos materiais depende da variação de temperatura a que são sujeitos, da sua capacidade calorífica específica e da quantidade existente [26]. São sistemas de aplicação simples e baixo custo, no entanto apresentam uma densidade de energia baixa em relação a outras tecnologias de armazenamento térmico [7].

Sistemas de calor latente

O armazenamento de energia em sistemas de calor latente é baseado na absorção/emissão de calor durante a mudança de estado de determinado material (pode ser parafina, sal inorgânico ou um metal). Essa mudança de estado pode ser sólido-sólido u sólido-líquido, e esta mudança é sempre dada a uma temperatura constante. Em comparação com os sistemas sensíveis ao calor, sistemas de calor latente possuem uma maior densidade de energia e podem armazenar 5 a 14 vezes mais energia. Os materiais usados por norma não são tóxicos, têm um tempo útil de utilização bastante longo.

A principal vantagem do armazenamento térmico é que este será utilizado sob a forma de energia térmica, não havendo perdas adicionais na sua reconversão em energia eléctrica. Em termos de limitações pode-se apontar os seus ciclos lentos de carga/descarga, situação que se deve à baixa condutividade térmica dos materiais [7].

Células de combustíveis/Armazenamento de hidrogénio

As células de combustíveis convertem a energia eléctrica em energia eletroquímica para esta ser armazenada. Ao contrário de outras baterias, estas usam hidrogénio como combustível para reagir com o oxigénio para se dar a conversão para energia eléctrica. É uma tecnologia não poluente uma vez que a reacção na célula irá resultar em água. Na figura 43 está representada uma célula de combustível. O oxigénio passa para o cátodo e o hidrogénio para o ânodo. No ânodo, através do uso de um catalisador, o hidrogénio é convertido em iões positivos e electrões negativos. Os iões passam através do eletrólito e os electrões passam por um circuito externo, sendo ambos conduzidos para o cátodo, onde estes serão combinados com o oxigénio formando água com o auxílio do catalisador. Os electrões passam pelo circuito externo [7], formando a corrente da célula de combustível [27]. As células de combustíveis oferecem bastantes vantagens, como a sua elevada densidade de energia, a sua aplicabilidade em pequena e larga escala e de fácil utilização. No entanto apresentam o inconveniente de ser uma tecnologia cara e com um baixo rendimento em comparação com outras tecnologias para o mesmo uso.

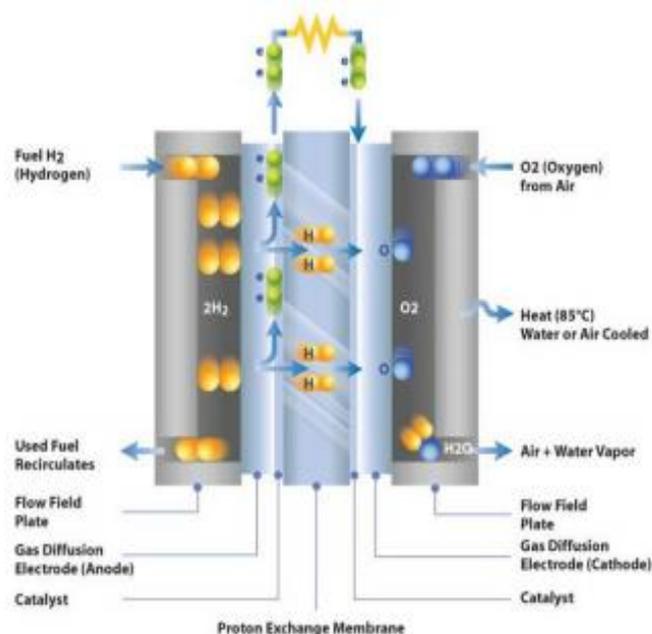


Figura 43: Esquema de uma célula de combustível [27];

Baterias de ácido de chumbo (PbA)

De todas as tecnologias de baterias existentes no mercado, esta é a mais usada e barata. É responsável pelo armazenamento de energia química, por intermédio de reações que envolvem dióxido de chumbo (que forma o eléctrodo positivo), chumbo (forma o eléctrodo negativo) e o ácido sulfúrico que atua como eletrólito. Na figura 44 estão ilustrados os principais constituintes desta bateria.

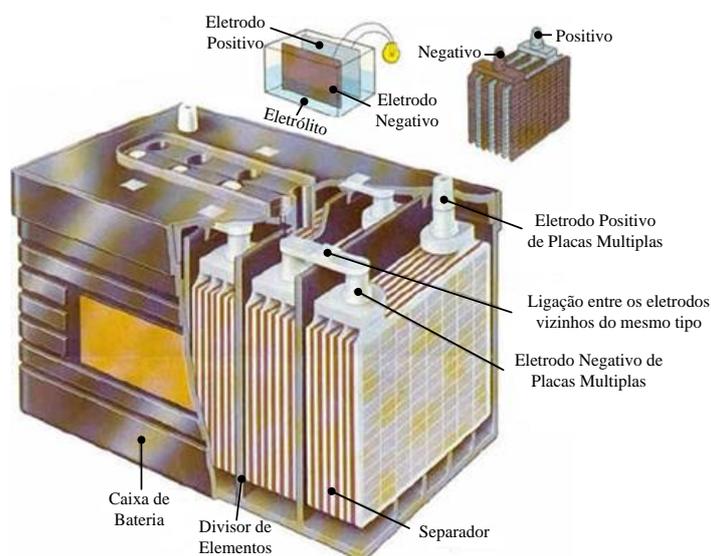


Figura 44: Bateria de ácido-chumbo [25];

Como já foi mencionado, a grande vantagem destas baterias é o seu baixo custo. Apresentam ainda um rendimento relativamente elevado (70-90%) e taxa de auto-descarga relativamente baixa. No entanto têm como inconvenientes a perda de desempenho quando expostas a temperaturas superiores ou inferiores à temperatura ambiente, uma vida útil curta, um tempo de carga bastante elevado, baixa densidade de energia/potência e a necessidade de constante manutenção. De salientar ainda que é uma tecnologia bastante poluente, consequência da presença do chumbo e do ácido sulfúrico [12].

Baterias baseadas na tecnologia de níquel

Quando se fala em baterias baseadas em tecnologia de níquel são geralmente considerados três tipos: Níquel-Cadámio (NiCd), Hidretos Metálicos de Níquel (NiMH) e Níquel-Zinco (NiZn). Estas tecnologias diferem na constituição do eléctrodo negativo, sendo no caso do NiCd o Cadámio, no NiMH uma liga metálica e para o NiZn o hidróxido de zinco. Comum às três tecnologias são o eléctrodo positivo, formado por hidróxido de níquel, e o eletrólito formado por uma solução aquosa de hidróxido de potássio com alguns hidróxidos de lítio. Na figura 45 está representado um esquema da constituição destas baterias.

As baterias de níquel-cadâmio são vistas como alternativas às baterias de ácido-chumbo, devido à sua maior densidade de potência, maior ciclo de vida e menor necessidade de manutenção. No entanto são muito mais caras, apresentam uma rápida auto-descarga e são constituídas por metais pesados tóxicos prejudiciais à saúde humana. Para atenuar os perigos dos metais pesados tóxicos, as baterias de hidretos metálicos de Níquel são uma boa alternativa, uma vez que estas não utilizam substâncias tóxicas como cadâmio, chumbo ou mercúrio. A sua densidade de energia é cerca de 25-30% superior às baterias de níquel-cadâmio e têm também um rendimento superior. Estas baterias continuam a ter como inconveniente a rápida auto-descarga.

As baterias de níquel-zinco possuem uma densidade de energia intermédia entre as duas apresentadas anteriormente, embora sejam as que possuem um maior rendimento [12].

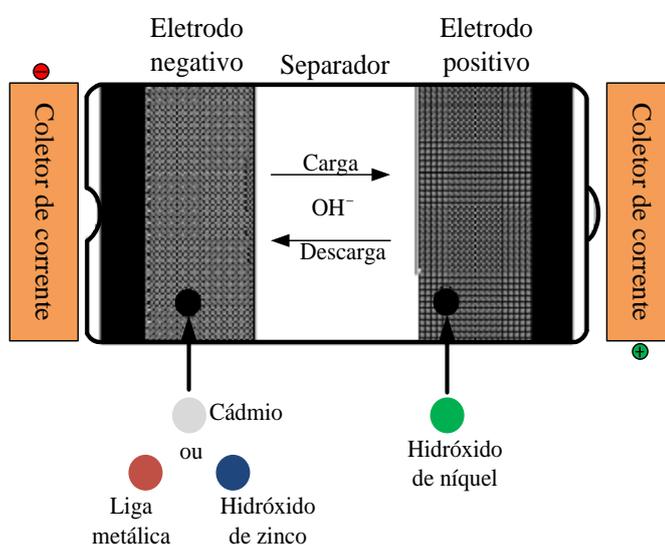


Figura 45: Figura: Bateria baseada na tecnologia de níquel [25];

Baterias de íões de lítio

Na figura 46 está representada a estrutura de uma bateria de íões de lítio. É constituída por um cátodo de lítio, um ânodo de carbono poroso e por um eletrólito composto por sais de lítio num solvente orgânico.

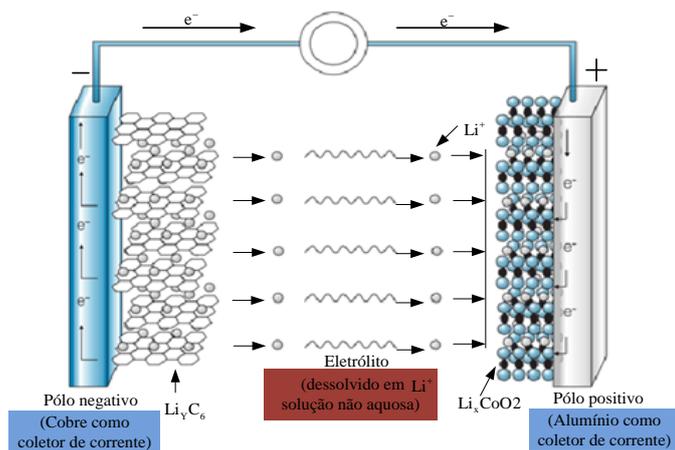


Figura 46: Baterias de íões de lítio [25];

Em relação às baterias apresentadas anteriormente, as baterias de íões de lítio conseguem obter uma densidade de energia muito superior, uma baixa taxa de descarga e necessitam de muito pouca manutenção. Apresentam um rendimento elevado, da ordem dos 85-98%. Contudo, a sua utilização é limitada devido ao seu elevado custo e no facto de requerer um sistema eletrónico de equilíbrio e controlo durante a carga [12].

Baterias de sódio-enxofre (NaS)

Nas baterias de sódio-enxofre, ambos os elétrodos são constituídos por líquido, estando separados por um eletrólito sólido de cerâmica beta-alumina. O elétrodo negativo é constituído por enxofre fundido, enquanto o positivo é constituído por líquido de sódio fundido. A figura 47 mostra um esquema da constituição destas baterias.

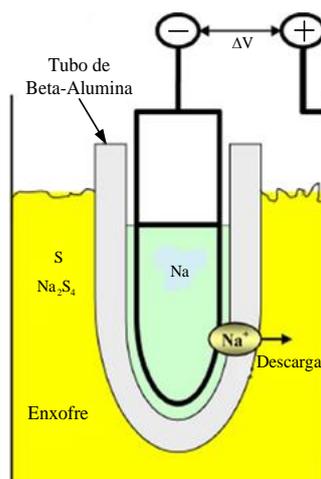


Figura 47: Baterias de sódio-enxofre [12];

Em termos de características, a bateria de sódio-enxofre é a que possui valores mais elevados de densidade de energia e potência dentro das baterias ácidas. É uma tecnologia que usa matérias baratas e abundantes, com um rendimento da ordem dos 75-95% e uma baixa necessidade de manutenção. À semelhança das baterias já referidas, estas também possuem uma elevada taxa de auto-descarga e é necessário um especial cuidado devido às propriedades corrosivas e reativas do sódio [6].

Baterias de cloreto de sódio- níquel/ZEBRA (NaNiCl)

As baterias de cloreto de sódio-níquel, também conhecidas como baterias ZEBRA, possuem a capacidade de funcionamento numa larga gama de temperaturas. O eletrodo positivo destas baterias é constituído por cloreto de níquel. A representação desta bateria encontra-se na figura 48. Em comparação com as baterias de sódio-enxofre, estas resistem melhor aos ciclos de carga/descarga, são mais seguras e possuem níveis de tensão superiores. No entanto, é uma tecnologia que apresenta baixa densidade de energia e potência [12].

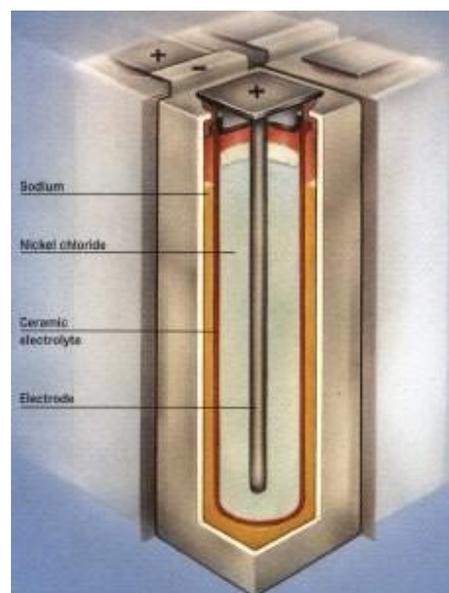


Figura 48: Baterias ZEBRA [12];

Baterias de brometo de zinco (ZnBr)

As baterias de Brometo de Zinco são constituídas por um eletrodo negativo de zinco e um eletrodo positivo de brometo, separados por uma membrana microporosa. A circulação de ambas as soluções é feita através de dois reservatórios separados como está representado na figura 49.

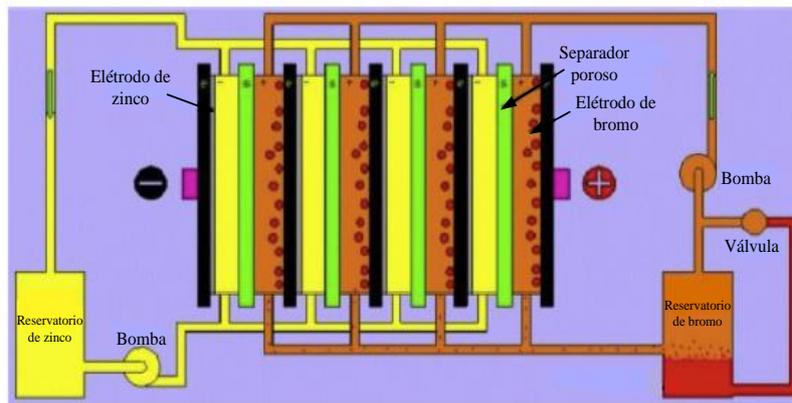


Figura 49: Baterias de brometo de zinco [12];

Em comparação com as baterias de ácido-chumbo já descritas, estas apresentam elevada densidade de energia, um elevado ciclo de vida, baixa taxa de auto-descarga e necessitam de pouca manutenção. Porém, a grande vantagem desta bateria é a possibilidade de aumentar o seu armazenamento, variando o volume do eletrólito armazenado. Isto traz a vantagem de conduzir a um custo menor para a instalação, quanto maior for o sistema. A grande desvantagem destas baterias é a necessidade de substituição da membrana após alguns ciclos de carga/descarga, uma vez que esta se degrada durante as reações [12].

Baterias de polissulfeto de brometo (PSB)

Esta bateria é uma tecnologia de célula de combustível regenerativa que fornece uma reacção eletroquímica reversível entre dois eletrólitos de solução salina (brometo de sódio e polissulfeto de sódio) como se pode verificar na figura 50.

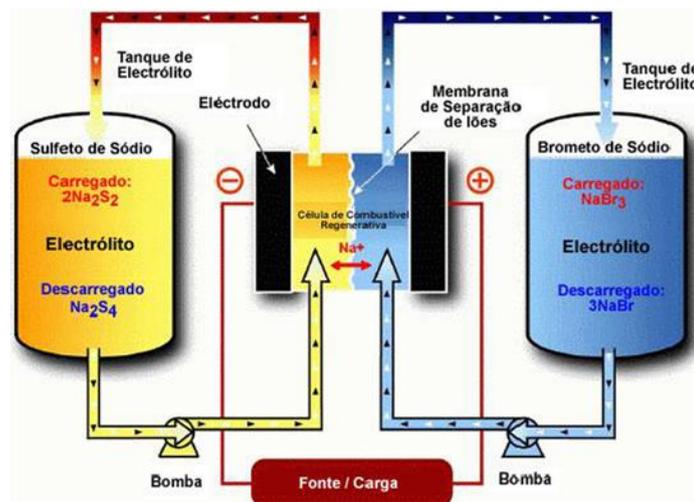


Figura 50: Baterias de polissulfeto de brometo [12];

Possui como grande vantagem o vasto leque de aplicações em que é possível a sua aplicação (nivelamento de carga, integração de energias renováveis ou corte de pontas). Possuem

também tempos de resposta muito rápidos e o seu rendimento é de aproximadamente 75%. A necessidade de remoção do sulfato de sódio, criado durante as reações químicas, é o seu grande inconveniente, que leva à necessidade de uma manutenção quinzenal [12].

Baterias de redox de vanádio (VRB)

A bateria de redox de vanádio é um tipo de bateria recarregável que usa o fluxo de iões de vanádio em diferentes estados de oxidação para armazenamento de energia potencial química. O eletrólito é bombeado a partir de dois tanques para a célula, onde ocorrem as reações de oxidação/redução como se verifica na figura 51.

Algumas das vantagens que estas baterias apresentam são a capacidade de armazenamento quase ilimitado (variando o tamanho dos tanques de armazenamento), o facto de poder permanecer durante largos períodos descarregada, sem causar efeitos nocivos. Estas baterias são facilmente recarregáveis substituindo os eletrólitos. Possuem ainda um tempo de resposta bastante rápido. Em termos de limitações, a sua densidade de energia é baixa e, em termos tecnológicos, é muito mais complexa em comparação com as baterias convencionais [12].

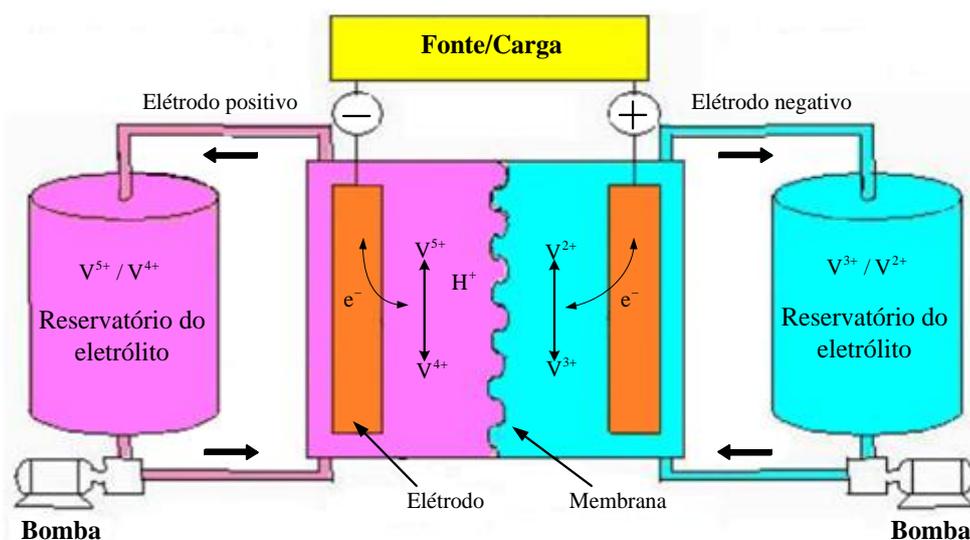


Figura 51: Bateria de redox de vanádio [12];

Anexo II – Energia eólica e Energia solar

O caso de estudo abordado nesta dissertação tem na sua constituição uma turbina eólica e um painel fotovoltaico. Com este anexo pretende-se dar a conhecer os aspectos construtivos e operacionais destas formas de produção de energia.

Energia eólica

O vento é uma massa de ar que se desloca entre diferentes pressões. As turbinas eólicas convertem a energia que determinada massa de vento contém em energia elétrica útil. A energia do vento é bastante regular ao longo do tempo, tendo no entanto variações abruptas e curtas que resultam em picos de produção, sendo necessário aumentos de capacidade da rede ou alternativas de escoamento deste excesso de energia de modo a aproveitar toda a capacidade de produção.

A potência que determinada massa de ar pode fornecer depende da área A em que incide e da sua velocidade e pode ser dada por $P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3$ expressa em watts, em que ρ é a densidade do ar expressa em kg/m^3 , A a área de incidência em m^2 e v a velocidade do vento em m/s . A densidade do ar depende de condições como a altitude e a temperatura e é dada por $\rho = \frac{P_0}{RT} e^{-\frac{gz}{RT}}$, em que P_0 é a densidade atmosférica ao nível do mar (1.224 kg/m^3), R a constante específica do gás (para o ar é 285.05 J/kg/K), g é a constante gravitacional (9.81 m/s^2), T a temperatura em Kelvin e z é a altitude em relação ao nível do mar. No entanto nem toda a potência que o vento fornece é transformada na potência mecânica que faz o rotor girar devido aos pontos mortos de incidência. Assim, é considerado que apenas cerca de 59% da potência do vento é transformada em potência mecânica. [27] [38]

Curva característica da turbina

A curva característica da turbina eólica tem como propriedades: é zero até atingir a *cut-in* (que varia entre 2.5 e 4 m/s), e depois aumenta de forma proporcional com o cubo da velocidade do vento até atingir a potência nominal à velocidade de cerca de 15 m/s , mantendo estes valores até à *cut-off* (entre 20 e 25 m/s), onde a produção para por razões de segurança. Na figura 52 está representada a curva característica, onde é visível que o coeficiente de potência C_p varia com a velocidade do vento de modo a manter constante a potência extraída. [27]

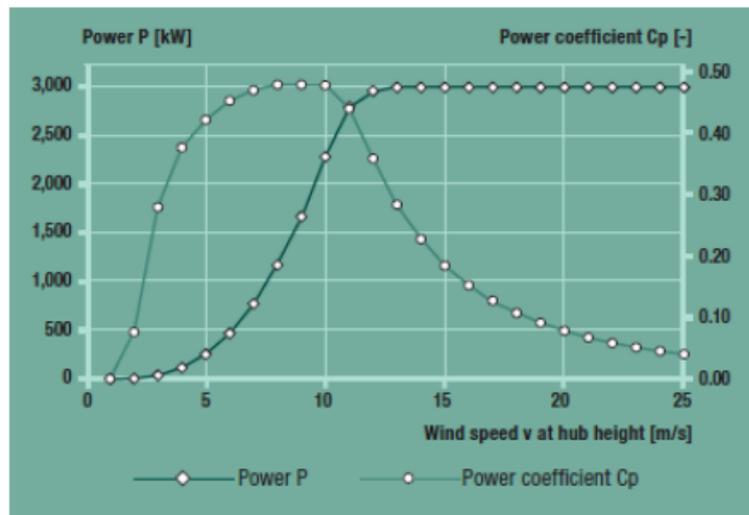


Figura 52: Figura: Curva de potência e variação do respectivo coeficiente em ordem à velocidade [39]

Tecnologia da turbina eólica

O sistema da turbina consiste numa torre com uma “caixa” no seu topo que contém o gerador, a caixa de velocidades, rotor e outros componentes como é visível na figura 53. Em turbinas de grandes potências, o rotor roda eletricamente no sentido de estar o mais tempo possível posicionado em favor do vento para maior aproveitamento do mesmo. Estas turbinas para geração possuem duas ou três lâminas, sendo as últimas as mais comuns.

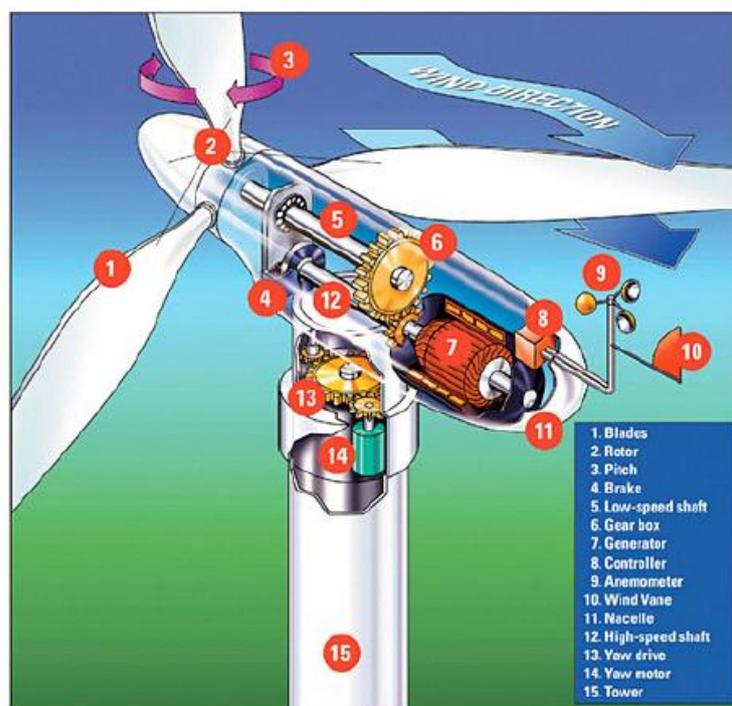


Figura 53: Figura: Constituição de uma turbina eólica [40];

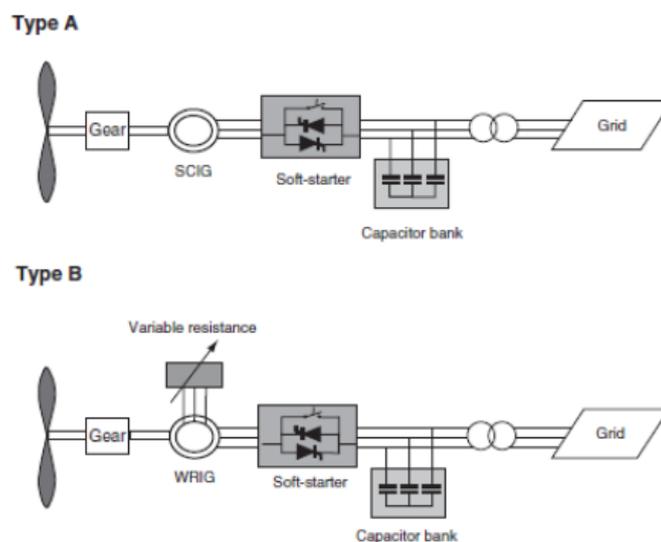
Um outro factor a considerar na conversão da energia do vento é o *speed ratio*, λ , que pode ser calculado por $\lambda = \frac{\omega R}{v}$, onde ω é a frequência de rotação da turbina, R o raio do rotor e v a velocidade de rotação. Um valor óptimo estipulado para esta constante é $4\pi/n$, sendo n o número de lâminas. Um valor baixo do *speed ratio* pode fazer com que turbina tenha tendência a parar, enquanto um valor maior faz com que a turbina rode a grandes velocidades. Conforme a situação, a caixa de velocidades será responsável pelo acionamento do gerador e garantir a produção de energia. [27] [38]

Métodos de controlo de potência

São usados três métodos para controlar e limitar a potência que o rotor fornece em situações de grande velocidade: controlo passivo, controlo activo e controlo activo de paragem. O primeiro consiste em desenhar o rotor e as suas lâminas de forma a limitar a potência na presença de grandes velocidades de vento e grandes perdas aerodinâmicas. O segundo método consiste na rotação das lâminas no sentido de ajustar o ângulo de inclinação β no sentido de manter a potência gerada para velocidades superiores à previamente estipulada. Por fim, o terceiro método combina os dois métodos anteriores fornecendo controlo activo para baixas velocidades e um controlo passivo para altas velocidades. [27]

Configurações das turbinas eólicas

Depois de classificadas as turbinas quando ao controlo de potência, podemos classificar quando ao tipo de geradores e controlo de velocidade a que são sujeitos. Este é dividido em quatro tipos que estão ilustrados na figura 54.



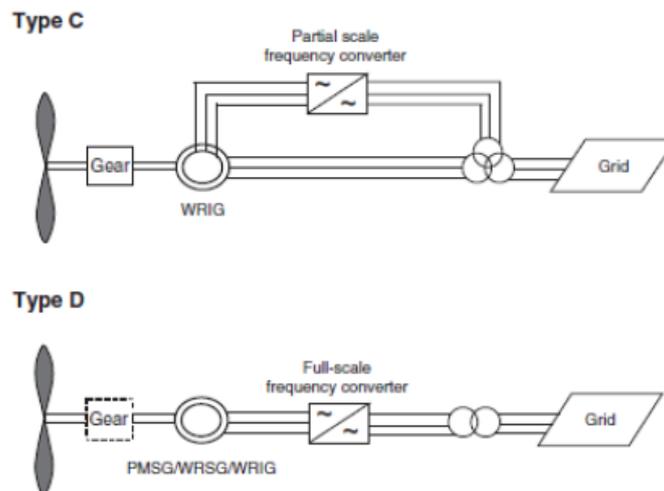


Figura 54: Diferentes configurações de uma turbina eólica [30]

As turbinas do tipo A possuem geradores de indução em gaiola de esquilo, ligados à rede por intermédio de arrancadores suaves e um banco de condensadores para compensação de factor de potência. São projectados para atingir a máxima eficiência para um valor específico de velocidade do vento, possuindo dois enrolamentos, um para altas velocidades e outro para baixas velocidades. Uma vez que estas turbinas trabalham com um valor fixo de velocidade podem usar os três métodos de controlo mencionados anteriormente. No entanto, têm-se tornado mais populares as turbinas de velocidade variável. Estas permitem adaptar a velocidade do vento à velocidade da turbina de forma a manter o *speed ratio* e otimizar a geração. São usados geradores de indução e síncronos associados a um conversor de potência, que aumentam a qualidade da energia, aumentando no entanto as perdas de custo devido à implementação dos dispositivos de eletrónica de potência. As configurações tipo B, C e D são exemplos deste tipo de turbinas.

A configuração tipo B, com uma velocidade variável, mas limitada, usa um gerador de indução de geometria invertida (o estator é que possui a gaiola de esquilo), com uma resistência variável ligada ao rotor. Possui também um arrancador suave e um banco de condensadores para aplicações de velocidade fixa. Neste caso não são usados anéis o que evita mecanismos extra de manutenção e o controlador trata de controlar o deslizamento e a potência útil. Neste tipo de geradores a velocidade varia entre 100 e 110% da velocidade nominal.

A configuração do tipo C usa o princípio dos geradores de indução duplamente alimentados, que usa o mesmo gerador do tipo B e um conversor de frequência à parte, que funciona a 30% da potência nominal do gerador. Tem uma gama de funcionamento entre -40 e

30% da velocidade de sincronismo. O facto do conversor de frequência ser pequeno e barato constitui uma vantagem, tendo como principal desvantagem o uso de anéis e escovas, o que acresce o custo em manutenção.

Finalmente, a configuração do tipo D, cujo conversor controla a potência reactiva e faz o controlo da geração retirando os picos de produção. Usa um gerador síncrono (que pode ser de ímanes permanentes ou de rotor alimentado). Nesta configuração, apenas é usado o controlo activo. [30]

Energia solar

Os painéis solares são feitos a partir de material fotovoltaico que por definição é aquele que converte a energia contida nos fotões da luz solar em tensão e corrente eléctrica. As células são constituídas por material semiconductor. Um fotão de baixo comprimento de onda e energia alta o suficiente pode causar a libertação dos electrões do semiconductor e provocar um campo eléctrico que permite ao electrão mover-se a produzir corrente eléctrica. A uma temperatura de 0 K, o semiconductor comporta-se como isolador perfeito, mas quando os electrões recebem energia da temperatura ou dos fotões da luz solar, este liberta-se e liga-se ao núcleo, provocando um salto do electrão para a banda de condução, aumentando a condutividade do material. A energia de um fotão está relacionada com a sua frequência e comprimento de onda, segundo a expressão $E = h\nu = \frac{hc}{\lambda}$, onde E é a energia (J), ν é a frequência (Hz), λ é o comprimento de onda (m), c representa a velocidade da luz (3×10^8 m/s) e h é a constante de Planck (6.626×10^{-34} J.s). [27]

Circuito equivalente

A forma mais simples de representar o circuito equivalente de uma célula solar é através de uma fonte de corrente, com uma corrente proporcional à radiação solar em paralelo com um díodo, como está representado na figura 55. Há duas grandes características numa célula fotovoltaica, a tensão em circuito aberto (V_{OC}) e a corrente de curto-circuito (I_{SC}). Com isto a equação $I = I_{SC} - I_d = I_{SC} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right)$, dá a corrente da célula enquanto, $V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{SC}}{I_0} + 1 \right)$ dá a tensão em circuito aberto. I_d é a corrente do díodo, q a carga de cada electrão (1.6×10^{-19} C), I_0 a corrente de saturação, T a temperatura e k é a constante de Boltzman (1.381×10^{-23} J/K). No entanto, para o esquema equivalente se aproximar mais da situação real, é incluída uma resistência em paralelo e outra em série, fazendo com que a equação 20 represente o funcionamento da célula.

$$(20) I = I_{SC} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+IR_S)}{kT}} - 1 \right) - \left(\frac{V+IR_S}{R_P} \right)$$

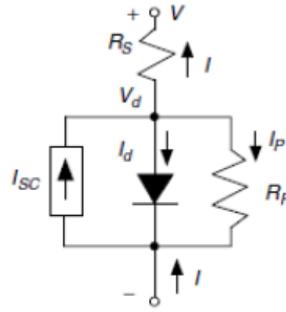


Figura 55: Figura: Esquema equivalente de uma célula solar;

Uma célula isolada produz uma tensão muito baixa de cerca de 0.5 V. Por isso, as células são ligadas em série de forma a constituir módulos de produção com valores típicos a rondar os 12V. Estes módulos são ligados em paralelo ou em série. Ligados em série estes mantêm a mesma corrente e aumenta-se a sua tensão, acontecendo o inverso caso sejam ligados em paralelo. Na configuração paralela são por vezes adicionados díodos *bypass* para reduzir os efeitos das sombras que causam nas células uma queda de tensão responsável por uma redução na tensão total fornecida pelo painel. [27]

Curva I-V

No gráfico da figura 56 está representada uma típica característica corrente-tensão de uma célula solar. Ambos os parâmetros variam de acordo com o tipo de carga que o dispositivo se encontra ligado. Uma vez que que a multiplicação destes parâmetros dá a potência fornecida pela célula, o ponto de maior potência é o situado no “joelho” da curva. Este ponto de maior potência também corresponde ao ponto de maior tensão e corrente. Tanto a corrente máxima como a corrente máxima variam de painel para painel.

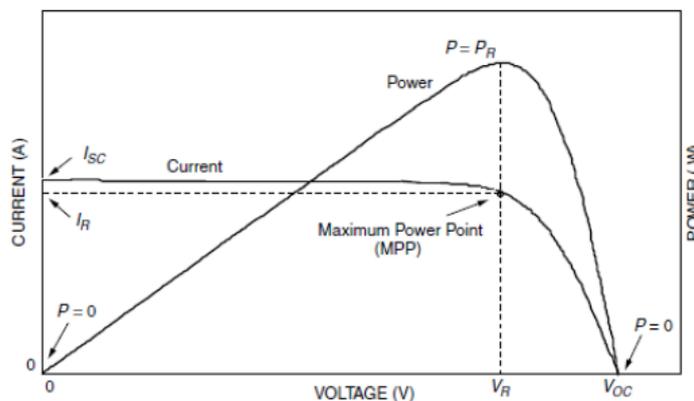


Figura 56: curvas I-V e P-V para uma célula solar e a localização do seu ponto de potência máxima;

Sistemas PV

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em três categorias: sistemas isolados, sistemas ligados à rede e sistemas directamente ligados a uma carga.

Os sistemas isolados são muito úteis em regiões onde a rede elétrica não chega e muito vantajosos a longo prazo, uma vez que estes sistemas são mais baratos que por exemplo geradores a diesel. Normalmente estes sistemas são compostos por um sistema de baterias, um controlador para a carga/descarga da mesma e um inversor.

No segundo caso, o sistema é ligado à rede através de inversores (um grande painel pode possuir um inversor por módulo ou usar um inversor único para todo o painel). Para além do inversor possui também um sistema de procura do ponto de máxima potência (MPPT - *maximum power point tracker*) e um interruptor que abre o circuito quando necessário. Estas instalações possuem um factor de potência de aproximadamente 0.2 para painéis fixos e 0.3 para painéis rotativos.

No caso dos painéis ligados directamente à carga, por exemplo podem ser aplicado em motores DC para bombagem de água ou numa bateria, em que a tensões e correntes fornecidas são determinadas pelo cruzamento da característica I-V para determinada insolação e temperatura com a característica I-V da carga (a bateria ou o motor DC). [27]

Anexo III - Modelo de um sistema de armazenamento de um Flywheel

Com o mesmo objectivo mas com uma abordagem diferente foi implementado no caso de estudo um modelo dinâmico que simula o impacto de um sistema de armazenamento com um flywheel para fornecimento do serviço de regulação de frequência.

O flywheel é uma das tecnologias mais utilizadas em sistemas de armazenamento de energia, devido à simplicidade do seu funcionamento e à alta densidade de energia em comparação com outras tecnologias. Com o objectivo de verificar o impacto de um Flywheel no caso em estudo, é usado como base o modelo descrito em [31]. Neste modelo, o sistema de armazenamento é constituído por dois blocos: um responsável pelo armazenamento de energia e outro responsável pela conversão da mesma. O bloco de armazenamento contém um volante de inércia acoplado a uma máquina eléctrica (motor ou gerador), sendo este projectado para rodar a altas velocidades (superiores a 10000 rpm) para atingir uma maior densidade de energia, medida em Wh/kg. Adicionalmente, é também constituído por um rolamento supercondutor magnético e um íman permanente, usados para controlar as vibrações e posicionamento do rotor da máquina, respetivamente. O seu esquema está representado na figura 57. O bloco de conversão inclui um inversor bidirecional e um variador de velocidade. O bloco de conversão é o responsável pela regulação dos ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento.

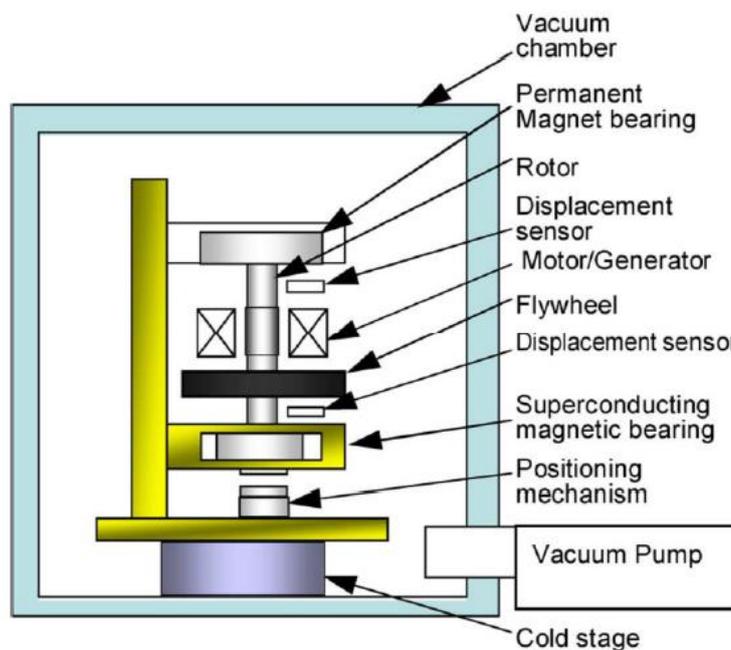


Figura 57: Bloco de armazenamento de energia;

A energia armazenada no flywheel (E_{FWmax} , energia cinética) depende da velocidade angular máxima de rotação (ω_{FWmax}) e do momento de inércia (J_{FWmax}), e estão relacionados matematicamente pela equação 21.

$$E_{FWMax} = \frac{1}{2} J_{FWMax} \omega_{FWMax}^2 \quad (22)$$

Associado a esta expressão, são apresentadas adicionalmente as equações 23 e 24. A primeira dá a percentagem da energia cinética máxima armazenada pelo Flywheel que é a aplicada (variável k), e a segunda dá a potência armazenada por este, sendo esta dada em função da energia armazenada e em função do binário desenvolvido pela flywheel (M_{FW}).

$$k = \frac{E_{FWmax} - E_{FWmin}}{E_{FWmax}} \quad (23)$$

$$P_{FW} = -\frac{dE_{FWmax}}{dt} = -M_{FW} \cdot \omega_{FW} \quad (24)$$

No que diz respeito ao critério utilizado na medição da potência fornecida/consumida pela máquina elétrica, para valores negativos de P_{FW} , assume-se que a máquina funciona como motor e está em modo de carga, enquanto para valores positivos de P_{FW} , assume-se que a máquina funciona como gerador e está em modo de descarga. A gama de operação de todos os parâmetros considerados no modelo está representado na figura 58.

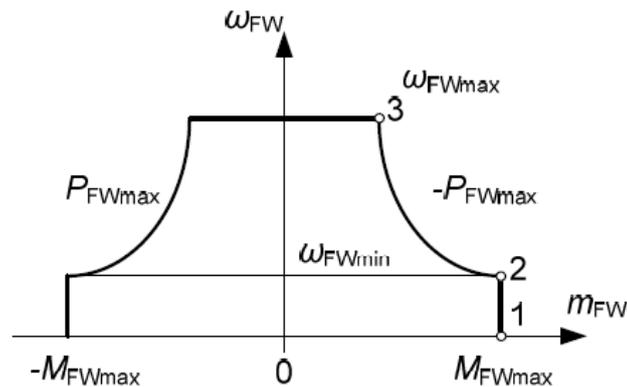


Figura 58: Gama de operação do modelo do sistema de armazenamento;

Importa realçar que o funcionamento às condições nominais do flywheel, corresponde ao ponto número 2, onde o binário e a potência funcionam nos seus pontos máximos enquanto a velocidade está no seu mínimo.

Em termos de aplicações, este sistema é utilizado para minimizar o impacto de picos de produção derivados por exemplo da imprevisibilidade do vento ou para serviços de sistema tal como o controlo de frequência. Assim, considerando que P_g é a potência injetada na rede, e que se pretende que um determinado valor de referência seja enviado de forma contínua para a rede independentemente das condições climáticas que influenciam a geração solar fotovoltaica e eólica. Neste exemplo considera-se como valor de referência o valor médio de P_G (P_{Gav}). Pretende-se portanto que a potência do flywheel, cujo valor não deve sair dos limites impostos, seja dado pela equação 25, estando a equação representada na figura 59.

$$P_{FW} = P_{Gav} - P_G \quad (25)$$

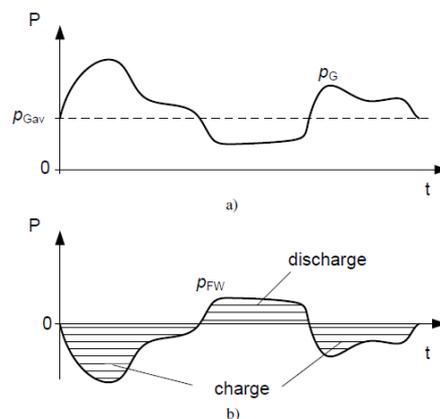


Figura 59: Actuação do flywheel: a) representação do valor de referência; b)variação temporal da potência do flywheel (P_{FW});

Na tabela 4 são apresentados os parâmetros do flywheel em utilização.

Tabela 4: Parâmetros do Flywheel;

Potência máxima de saída	250 KW
Potência nominal	100 KW
Energia de saída	25 KWh
Perdas em <i>standby</i>	2% da potência nominal
Velocidade	> 10 000 RPM
Tempo de resposta	Instantâneo
Peso	1360 Kg
Raio	0.45 m

Estes parâmetros são então considerados para a definição do modelo dinâmico do sistema de armazenamento, feito com o auxílio do *software* MATLAB/Simulink, e representado na figura

60. Este modelo simula o impacto do sistema descrito anteriormente, baseando-se apenas nos parâmetros matemáticos.

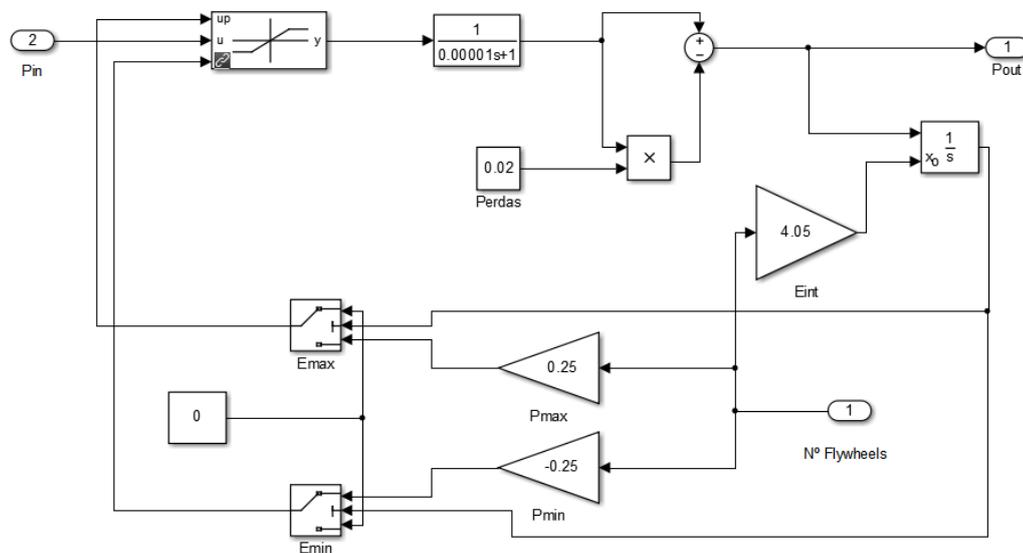


Figura 60: Modelo do sistema de armazenamento de energia com auxílio de um flywheel;

Os limites são calculados com base na chapa de características de um Flywheel de 4ª geração da *Beacon Power* e no gráfico dos limites de operação representado na figura 58. Em termos de valores considerados, é utilizada 90% da energia máxima que o Flywheel pode fornecer ($k=0,9$) e o período do sistema de armazenamento será o mesmo que é aplicado na eletrônica de potência no sistema em estudo, ou seja 1×10^{-5} segundos

Resultados e análise

Esta implementação foi testada em duas situações de variação da produção da turbina eólica: para uma variação lenta e para variações rápidas. Em termos técnicos o flywheel possui uma elevada densidade de potência e um valor intermédio de densidade de energia (um valor que se situa entre as densidades do supercondensador e da bateria de iões de lítio). Sendo assim é de espera que este seja uma boa opção tanto para variações rápidas, como para variações lentas do vento. Nas figuras 61 e 62 estão representados os resultados de ambos os casos, bem como a potência absorvida/emitida pelo flywheel.

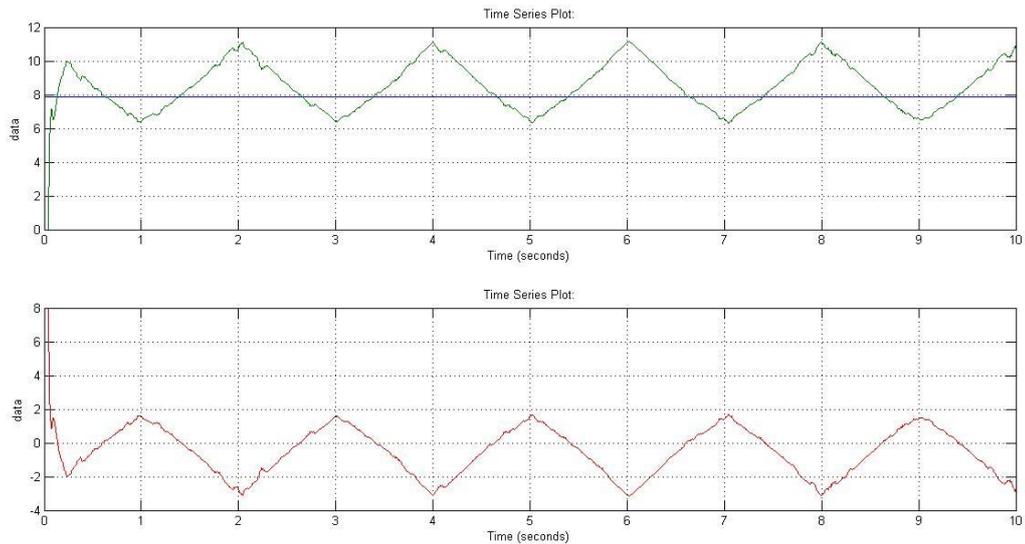


Figura 61: Variação rápida do vento: energia gerada (verde), energia injetada na rede (azul) e potência do flywheel (vermelho)

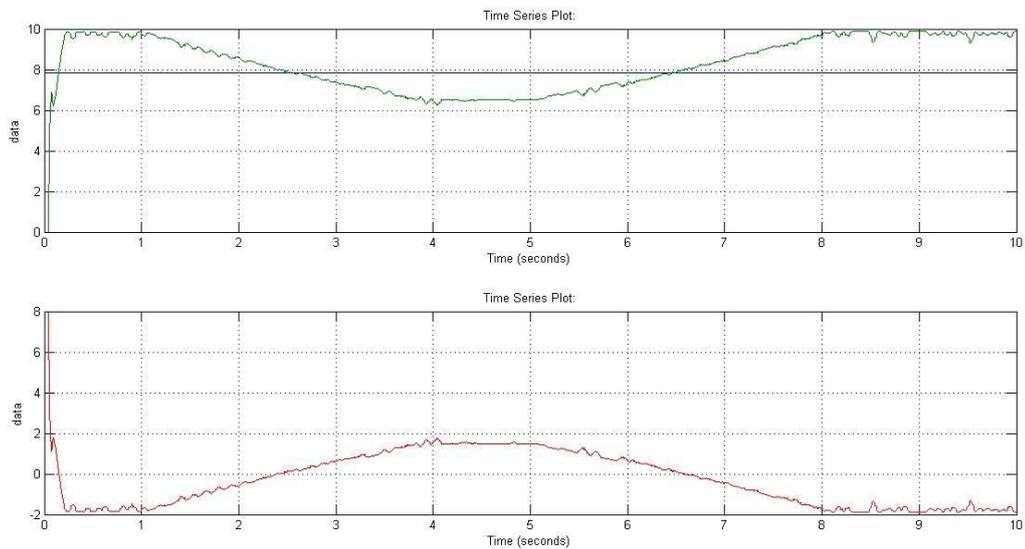


Figura 62: Variação lenta do vento: energia gerada (verde), energia injetada na rede (azul) e potência do flywheel (vermelho)

Foi considerado um valor de referência de 8 MW. Ajustando os valores de entrada do modelo dinâmico, serão necessárias 32 unidades do flywheel modelado para que se consiga fornecer continuamente o valor de potência definido como referência. Como está explicado na descrição do modelo, para valores positivos de potência o flywheel está a fornecer energia, enquanto para valores negativos está a consumir. Analisando os resultados, embora se trate de uma aproximação muito otimista, estes validam a questão de o flywheel ser uma boa opção devido aos

altos valores de densidade de potência (requisito para altas oscilações de produção) e uma alta densidade de energia em relação a outras tecnologias (indicado para variações lentas). O modelo aborda ainda as perdas rotacionais da máquina elétrica, daí a energia enviada para a rede ser ligeiramente inferior ao valor definido como referência. Contudo, o modelo não considera o estado de carga do flywheel, tendo por isso um objectivo meramente introdutório ao impacto desta tecnologia de armazenamento no caso em estudo. Convém realçar, e tal como está descrito nos parâmetros da tabela 1 e na sua análise complementar, que esta tecnologia apresenta como grandes desvantagens o seu custo e a sua elevada taxa de auto-descarga.

Anexo IV – Resultados complementares do caso de estudo

Este anexo tem representados alguns resultados complementares do caso de estudo abordado nos capítulos 5 e 6. Em primeiro lugar são apresentados resultados complementares aos casos já estudados, nomeadamente em relação à evolução temporal dos parâmetros das tecnologias de armazenamento.

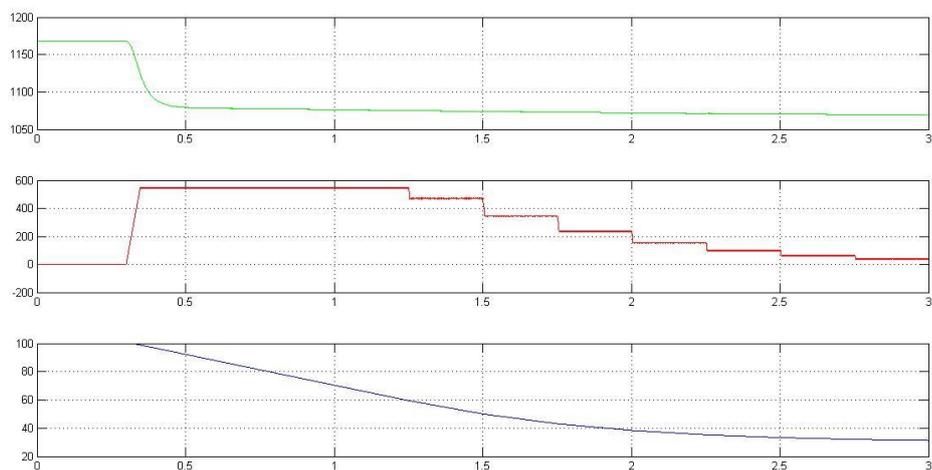


Figura 63: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em %) para o caso nº1;

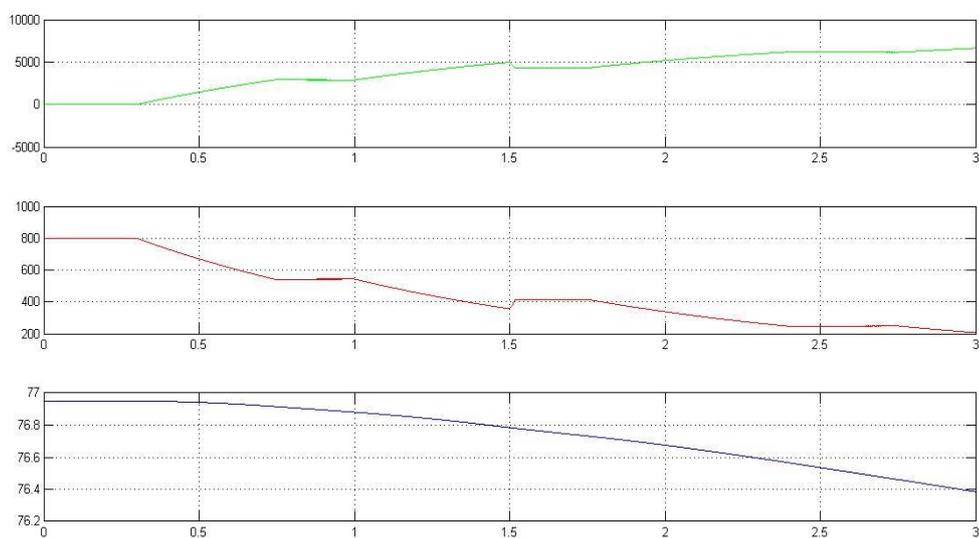


Figura 64: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em %) para o caso nº1;

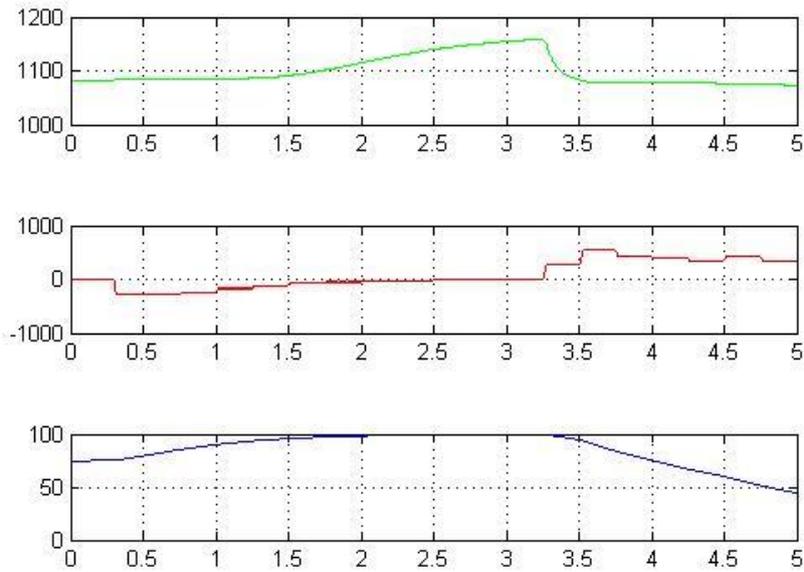


Figura 65: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Ampères (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº2;

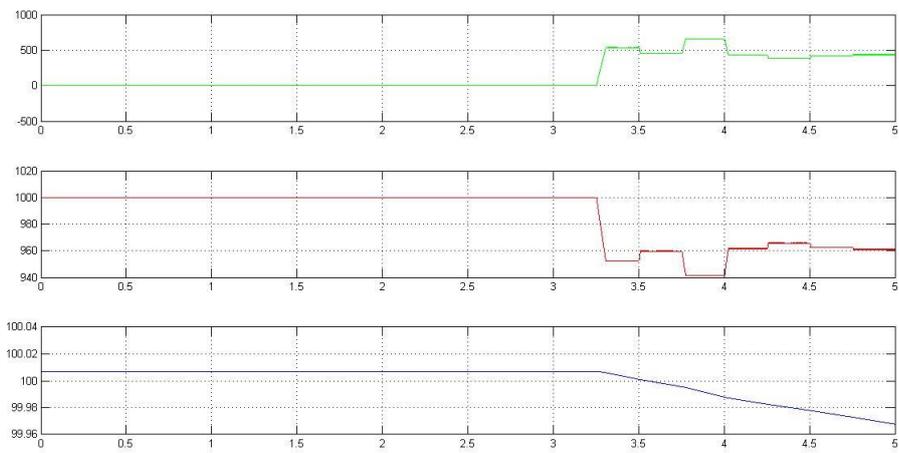


Figura 66: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Ampères (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº2;

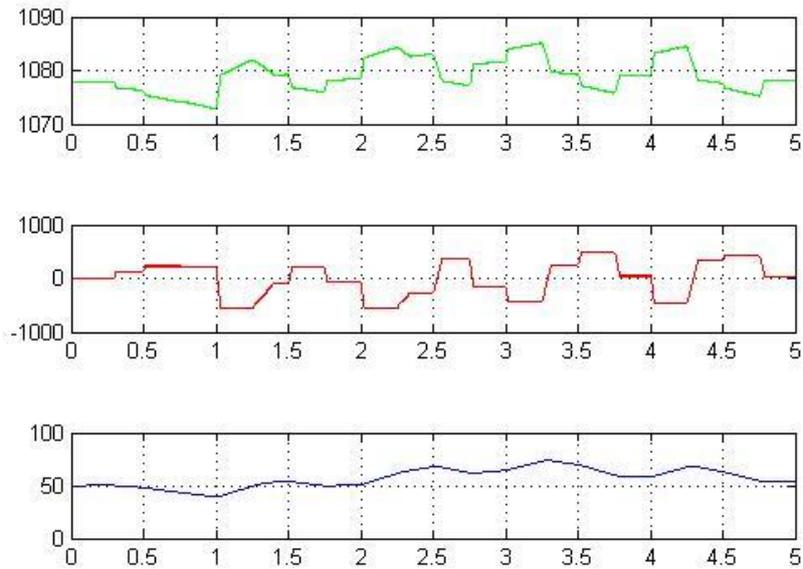


Figura 67: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Ampères (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso n°3

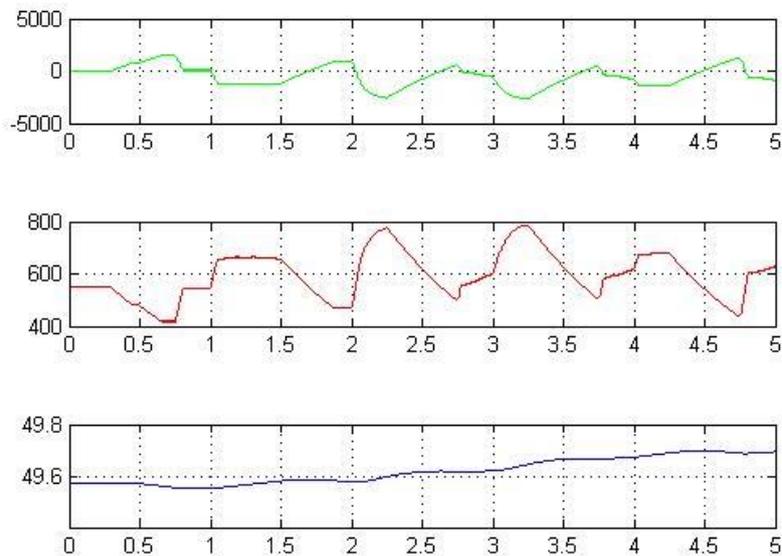


Figura 68: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Ampères (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso n°3;

Em seguida são apresentados na íntegra os resultados dos quatro casos complementares testados.

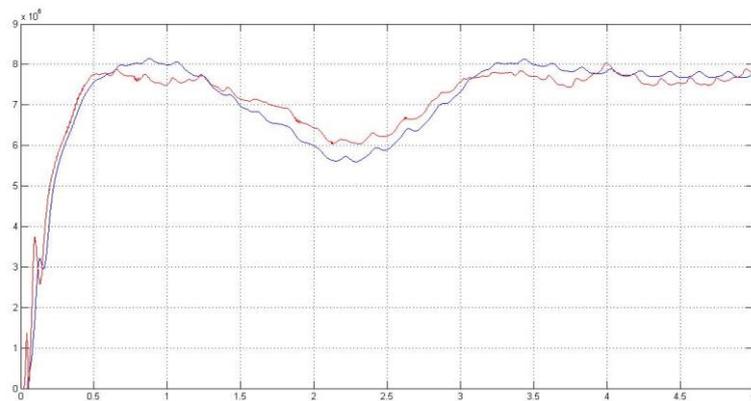


Figura 69: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n°4- Bateria;

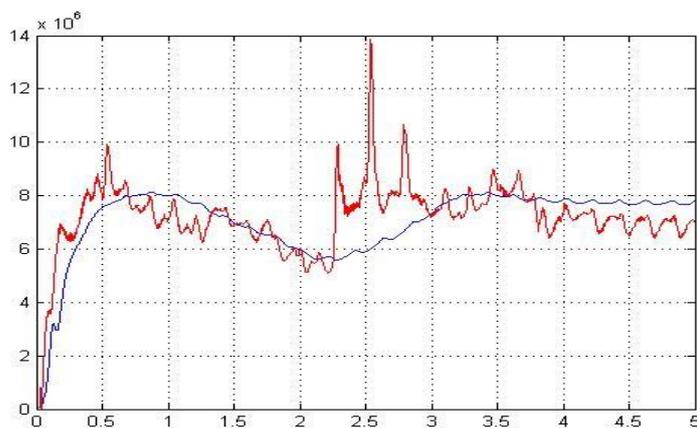


Figura 70: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso n°4- Supercondensador;

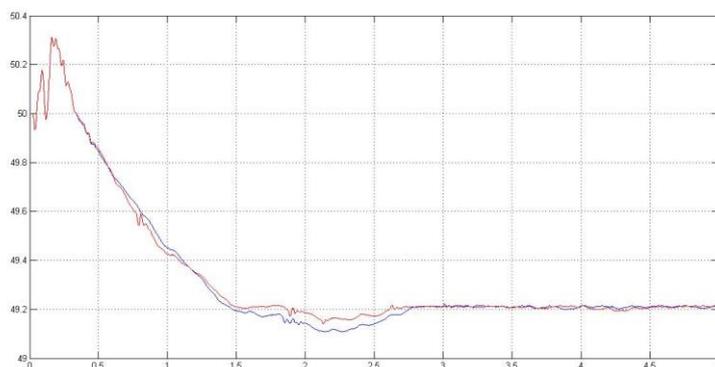


Figura 71: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso n°4- Bateria;

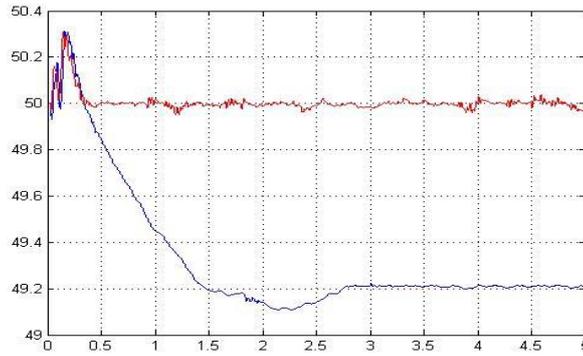


Figura 72: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº4– Supercondensador;

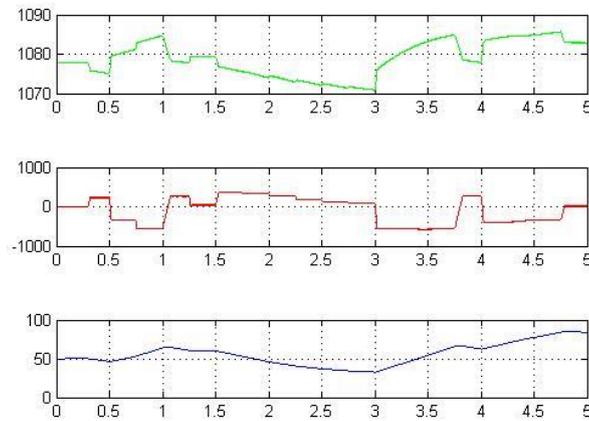


Figura 73: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº4

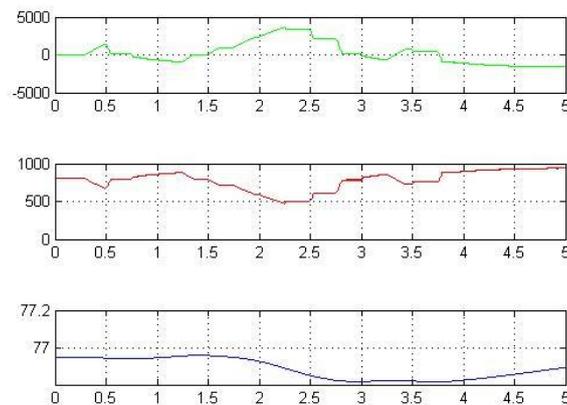


Figura 74: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Amperes (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº4

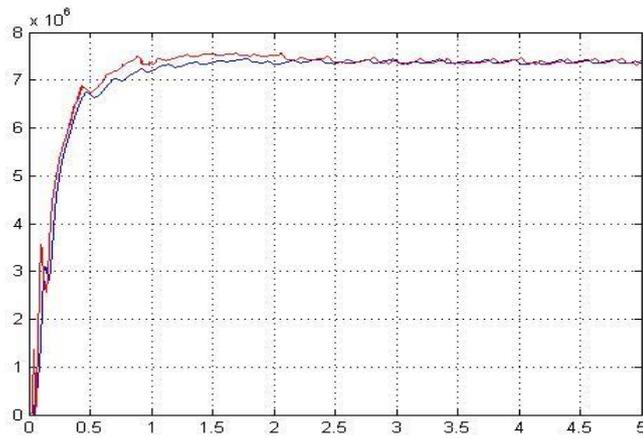


Figura 75: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº5– Bateria;

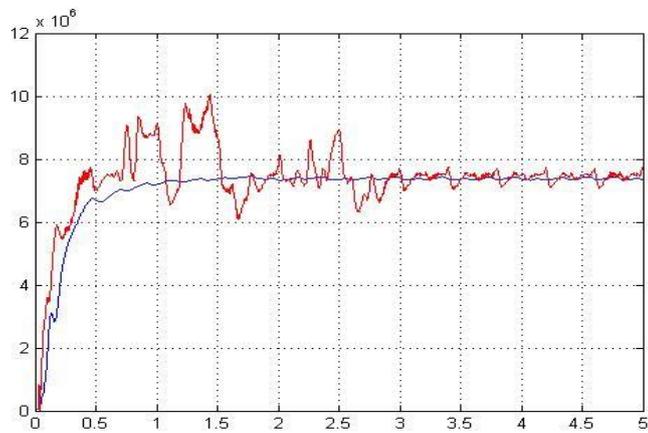


Figura 76: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº5 – Supercapacitor;

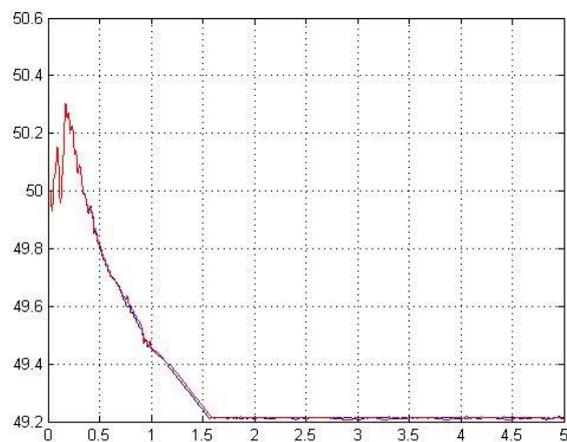


Figura 77: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº5– Bateria

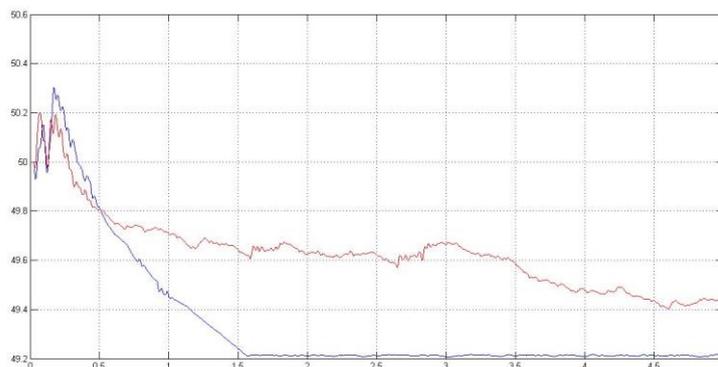


Figura 78: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº5– Supercondensador;

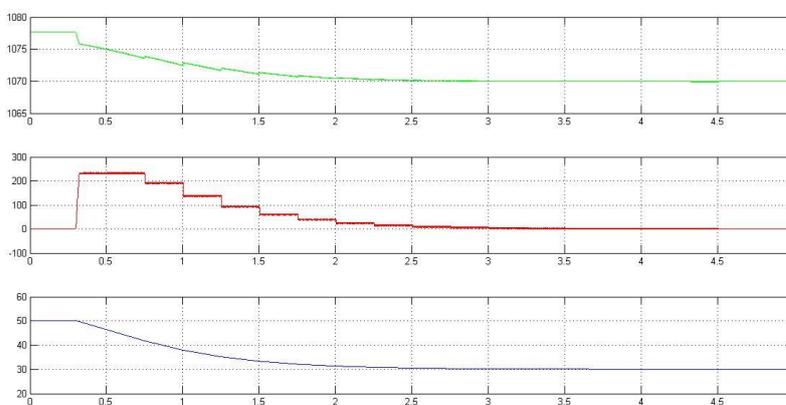


Figura 79: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Ampéres (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº5;

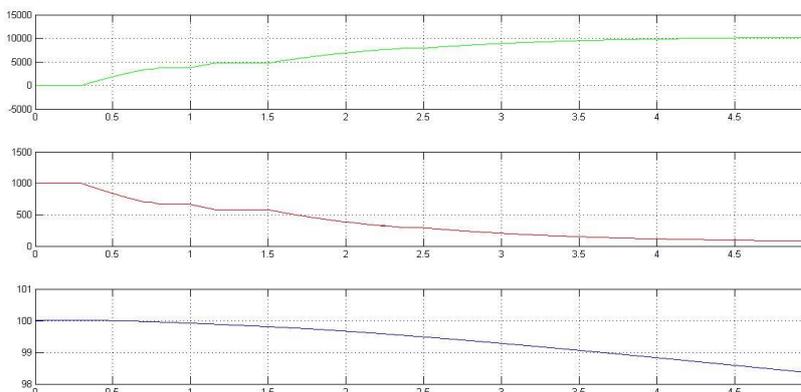


Figura 80: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Ampéres (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº5;

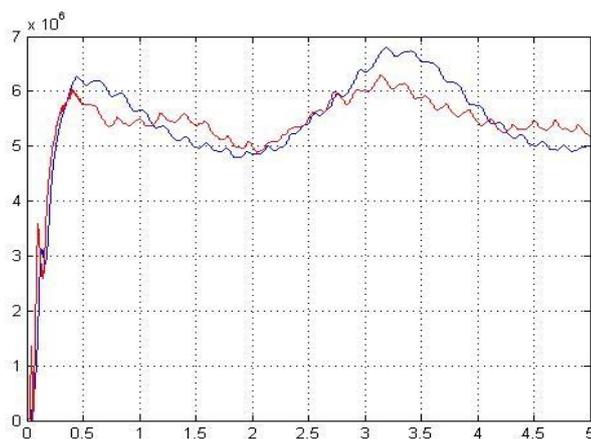


Figura 81: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº6– Bateria;

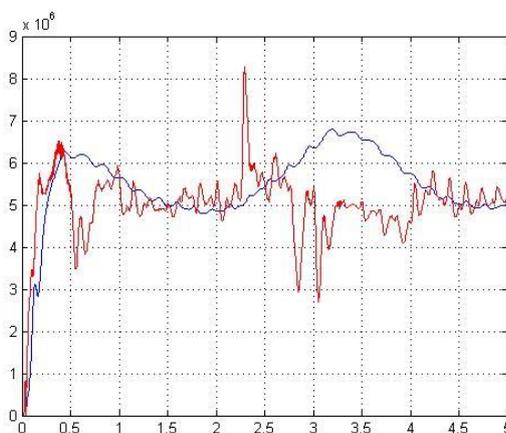


Figura 82: Evolução temporal (em minutos) da potência gerada em MW (azul) e da potência enviada para a rede (vermelho), para o caso nº6 – Supercondensador;

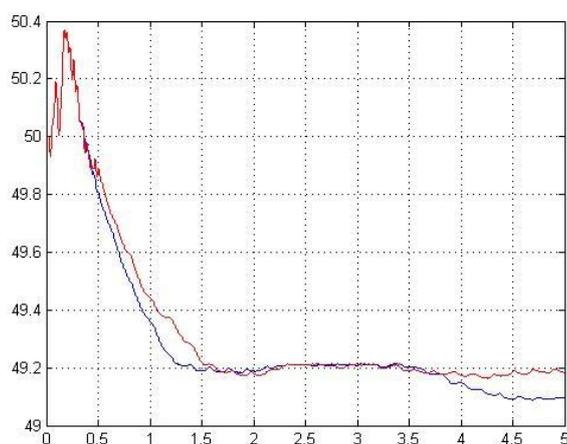


Figura 83: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº 6– Bateria;

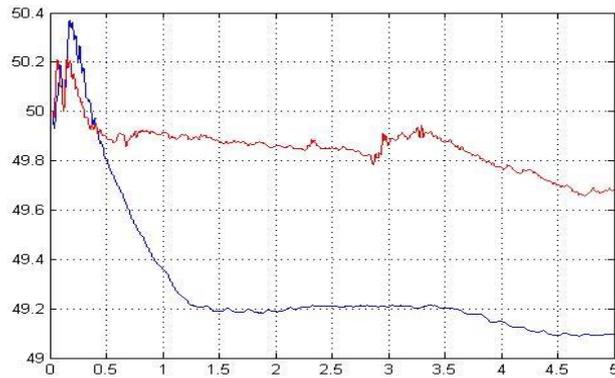


Figura 84: Evolução temporal (em minutos) da frequência (em Hz) sem tecnologias de armazenamento (azul) e com tecnologias de armazenamento (vermelho), para o caso nº6– Supercondensador;

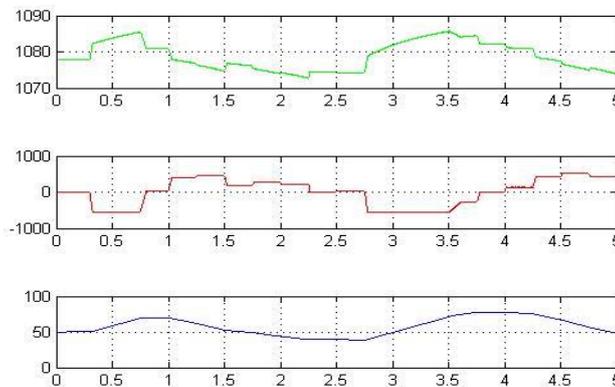


Figura 85: Evolução dos parâmetros da bateria (corrente em Ampéres (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº6;

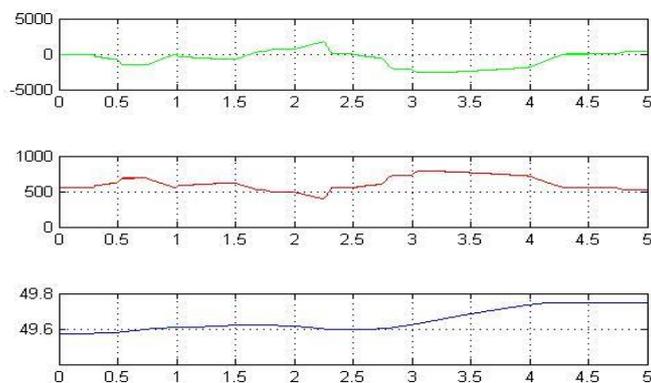


Figura 86: Evolução dos parâmetros do supercondensador (corrente em Ampéres (verde), tensão em Volts (vermelho) e SOC em % (azul)) para o caso nº6;