



Ana Couto **Integração de um Sistema de
Armazenamento de Energia em
Consumidores de Baixa Tensão**

- Dissertação apresentada para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e Computadores realizada sob a orientação científica do Doutor Victor Manuel de Carvalho Fernão Pires e co-orientação do Doutor José Luís Estrelo Gomes de Sousa

Dezembro 2014

Agradecimentos

Tendo atingido mais um dos meus objectivos ao terminar esta dissertação, resta-me registar um sincero agradecimento a todos os que de alguma forma contribuíram e apoiaram para que se tornasse realidade.

Aos meus orientadores, Professor Vítor Manuel de Carvalho Fernão Pires e Professor José Luís Estrelo Gomes de Sousa, por toda a dedicação, apoio e compreensão, pelo estímulo e exigência crescente que impuseram ao longo deste percurso e pelas valiosas contribuições para o desenvolvimento desta dissertação.

São também dignos de uma nota de apreço os meus colegas que depressa se tornaram amigos e se mostraram sempre disponíveis e que contribuíram para a minha evolução a nível pessoal e intelectual.

Queria também deixar uma palavra de agradecimento a todos os docentes que me acompanharam neste meu percurso académico, pela atenção e conhecimentos transmitidos.

Por último, manifesto um sentido e profundo reconhecimento aos familiares que me demonstraram um apoio incondicional e que muito me motivaram nos momentos mais difíceis. Expresso sentimento idêntico à minha família de amigos que me transmitiram força e depositaram confiança em mim.

Resta-me afincadamente não vos desiludir.

Um muito obrigado a todos!

Resumo

Os picos na procura de energia podem trazer alguns desafios aos produtores de energia e operadores de rede no equilíbrio entre a procura e o fornecimento em tempo real, do qual depende a estabilidade da rede elétrica. O condicionamento da procura, serve como um auxílio à produção fazendo a gestão de consumos reduzindo esses picos. Nesta dissertação, como método de condicionamento da procura, estuda-se três cenários aplicando o desvio de consumos e o aumento do consumo nos períodos com menor procura. Analisa-se a viabilidade dos métodos aplicados aos cenários de estudo, com uso de baterias para o armazenamento de energia. No primeiro cenário estuda-se um cliente em baixa tensão normal que armazena energia para consumo próprio nos períodos horários em que a procura é maior; o segundo cenário consiste no armazenamento de energia, em períodos de menor consumo/custo, para venda à rede nos períodos fora do vazio; o terceiro cenário é semelhante ao primeiro, tratando-se neste caso de um consumidor em baixa tensão especial. O armazenamento de energia é ainda um processo dispendioso que leva à necessidade de criação de incentivos ou apoios ao investimento de modo a haver viabilidade e aumento de consumidores a aplicar este tipo de métodos de condicionamento da procura.

Palavras-chave: Condicionamento da procura, Armazenamento de Energia, Diagrama de Carga, Desvio de Consumos.

Abstract

The peaks in energy demand can bring some challenges to energy producers and grid operators in the balance between supply and demand in real time, which the power grid stability depends of. The demand side management serves as an aid to energy production by managing the consumption in order to reduce those peaks. In this dissertation, three scenarios applying the deviation of consumption and increased consumption in periods with lower demand, as a demand side management method are studied the feasibility of the methods applied in the study scenarios is analyzed using batteries for energy storage. In the first scenario, a client in standard low voltage that stores energy for his own consumption in peak hours is studied; in the second scenario, the energy stored, during off-peak hours, is sold to the grid during peak periods; the third scenario is similar to the first scenario, but in this case the consumption is in special low tension. Energy storage is still an expensive process that leads to the need of creating incentives or support mechanisms in order to be attractive to customers and increase the number of consumers implementing such methods of demand side management.

Keywords: Demand Side Management, Energy Storage, Load Curves, Consumption Deviation.

Índice

Agradecimentos.....	iii
Resumo.....	v
Abstract.....	vii
Lista de Figuras.....	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Siglas e Acrónimos	xv
Capítulo 1.....	1
Introdução	1
1.1. Preâmbulo.....	1
1.2. Apresentação da Dissertação.....	1
1.3. Estrutura da Dissertação.....	2
Capítulo 2.....	5
Gestão e Armazenamento de Energia	5
2.1. Condicionamento da Procura (DSM).....	5
2.2. Armazenamento de Energia	8
2.2.1. Bombagem Hidroelétrica.....	8
2.2.2. Bombagem Hidroelétrica Subterrânea.....	9
2.2.3. Ar Comprimido.....	9
2.2.4. Baterias	10
2.2.4.1. Baterias de Chumbo Ácidas	11
2.2.4.2. Baterias de Níquel-Cadmio.....	12
2.2.4.3. Baterias de Sódio-Enxofre.....	13
2.2.4.4. Baterias de Fluxo - Flow Battery.....	14
2.2.4.5. Baterias de Fluxo - Redox de Vanádio (RV).....	15
2.2.4.6. Baterias de Fluxo - Polissulfeto de Brometo (PSB)	15

2.2.4.7. Baterias de Fluxo - Zinco-bromo.....	16
2.2.5. Volante de Inércia (Flywheel)	16
2.2.6. Supercondensadores	17
2.2.7. Supercondutor Magnético.....	18
2.2.8. Célula de combustível a Hidrogénio.....	19
2.3. Conclusões	21
Capítulo 3.....	23
Cenários de Estudo	23
3.1. Cenário 1	29
3.1.1. Preços do Consumo de Eletricidade	29
3.1.2. Inversores.....	32
3.1.3. Análise Económica	32
3.2. Cenário 2	45
3.2.1. Preços de Venda de Eletricidade	47
3.2.2. Preços de Compra de Eletricidade	48
3.2.3. Inversor	49
3.2.4. Análise Económica	49
3.3. Cenário 3	55
3.3.1. Preços do Consumo de Eletricidade	56
3.3.2. Inversor	56
3.3.3. Análise Económica	57
Capítulo 4.....	64
Conclusões/Discussão de Resultados	64
Bibliografia	66

Lista de Figuras

Fig. 1 - Formato de carga, objetivos abordados pela gestão da procura (DSM).....	6
Fig. 2 - Esquema representativo do funcionamento das baterias de fluxo.....	14
Fig. 3 - Apresentação esquemática de um condensador de dupla camada	18
Fig. 4 - Esquema de funcionamento de uma pilha de combustível.....	20
Fig. 5 – Diagramas de carga em W	24
Fig. 6 - Número de ciclos de vida relativamente á profundidade de descarga	25
Fig. 7 - Número de ciclos de vida relativamente à profundidade de descarga	28
Fig. 9 – Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental	31
Fig. 10 – Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental	31
Fig. 15 - Consumos de energia com a opção tarifária tri-horária do ano 2013 antes e depois da aplicação dos desvios de consumos.....	34
Fig. 16 - Consumos de energia com a opção tarifária bi-horária do ano 2013 antes e depois da aplicação dos desvios de consumos.....	34
Fig. 17 - Custos da energia consumida para a opção tarifária em tri-horária	35
Fig. 18 - Custos da energia consumida para a opção tarifária em bi-horária.....	35
Fig. 19 - Potência tomada para a opção tarifária em tri-horária, antes e depois da aplicação dos desvios de consumos.....	39
Fig. 20 - Potência tomada para a opção tarifária em bi-horária, antes e depois da aplicação dos desvios de consumos.....	39
Fig. 21 - Evolução do custo da potência contratada	40
Fig. 22 – Fatura final em opção tarifária tri-horária	41
Fig. 23 - Fatura final em opção tarifária bi-horária.....	41
Fig. 24 – DC's original e alterado para o dia de maior consumo, para a opção tarifária em tri-horária – Dia 2 Dezembro 2013	42
Fig. 25 – DC's original e alterado para o dia de maior consumo, para a opção tarifária em bi-horária – Dia 2 Dezembro 2013.....	42
Fig. 26 - DC's original e alterado para o dia de menor consumo, para a opção tarifária em tri-horária – Dia 7 Julho 2013	43
Fig. 27 - DC's original e alterado para o dia de menor consumo, para a opção tarifária em bi-horária – Dia 7 Julho 2013.....	43

Fig. 8 – Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) [15].....	47
Fig. 11 - Valores acumulados de receitas e encargos do cenário 2.....	51
Fig. 12 – Diagrama de Carga do dia 2 de Dezembro.....	52
Fig. 13 - Diagrama de Carga do dia 2 de Dezembro com redução de 40% da energia armazenada inicialmente.....	53
Fig. 14 - Diagrama de carga do dia 2 de Dezembro com carga das baterias entre as 00h e as 8h	54
Fig. 28 - Consumos de energia em BTE do ano 2013 antes e depois da aplicação do desvios de consumos.....	58
Fig. 29 - Valores de maior potência tomada em BTE do ano 2013.....	58
Fig. 30 - Custos mensais de energia durante o ano de 2013	59
Fig. 31 - Custos mensais de potência em horas de ponta durante o ano de 2013 ...	60
Fig. 32 - Fatura final antes e depois da aplicação do desvio de consumo	62
Fig. 33 – DC's original e alterado, do dia de maior consumo- 3 Dezembro 2013 .	62
Fig. 34 - DC's original e alterado, do dia de menor consumo - 5 Maio 2013	63

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Características das baterias chumbo-ácido Autosil da série E	25
Tabela 2 - Características das baterias chumbo-ácido <i>Exide OPzS Solar 210</i>	26
Tabela 3 - Tensão e capacidade da bateria <i>Exide OPzS Solar 210</i>	27
Tabela 7 – Resumo das características do Cenário 1	29
Tabela 8 – Tarifa de venda a clientes finais em BTN – Opção de Tri-horária	30
Tabela 9 - Tarifa de venda a clientes finais em BTN – Opção de Bi-horária.....	30
Tabela 10 – Principais características das baterias EXIDE OPzS solar 210	36
Tabela 11 – Encargos e poupanças acumuladas do cenário 1.....	40
Tabela 4 – Resumo das características do Cenário 2	47
Tabela 5 – Remunerações em regime bonificado para o solar como energia primária	48
Tabela 6 – Tarifas de venda a clientes finais - opção tarifária tri-horária e bi- horária.....	49
Tabela 12 – Resumo das características do Cenário 3	55
Tabela 13 – Tarifa de venda a clientes finais em BTE, no mercado regulado.....	56
Tabela 14 - Encargos e poupanças acumuladas do cenário 3	61

Lista de Siglas e Acrónimos

SLI	<i>Starting, Lighting and Ignition</i> – Arranque, iluminação e ignição
BTN	Baixa tensão normal
BTE	Baixa tensão especial
FLA	<i>Flooded Lead-Acid batteries</i> – Baterias de chumbo ácidas
VRLA	<i>Valve Regulated Lead Acid</i> – Baterias de chumbo ácidas com válvula reguladora
VR	Baterias de Fluxo-Redox de Vanádio
PSB	Baterias de Fluxo-Polissulfeto de Brometo
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i> – Supercondutores Magnéticos de Armazenamento de Energia
DC	<i>Direct Current</i> - Corrente contínua
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i> – Unidade Permanente de Serviço
DSM	<i>Demand side Management</i> – Condicionamento/gestão da procura

Capítulo 1

Introdução

1.1. Preâmbulo

Este capítulo pretende introduzir o conteúdo da presente dissertação de mestrado. Neste contexto é apresentado o tema do trabalho e o objetivo que levou à realização desta dissertação. Também será apresentado a estruturação da dissertação onde se descreve a sua sequência de capítulos.

1.2. Apresentação da Dissertação

Esta dissertação de mestrado tem como objetivo verificar a viabilidade da utilização do armazenamento de energia por parte de consumidores de baixa tensão na aplicação do desvio de consumo de energia das horas onde existe maior solicitação, para as horas que normalmente são de menor consumo. Considerando que vários consumidores aplicariam este desvio de consumo, é possível aumentar o fator de carga¹ do diagrama de carga nacional.

Através da análise do diagrama de carga de um consumidor doméstico de energia, é possível verificar que no início da manhã existe um maior consumo de energia, correspondente à altura em que o consumidor está a preparar-se para ir para o trabalho. Posteriormente o consumo diminui até ao período em que chega a casa, onde existe mais um pico de consumo de energia. Segue-se novamente uma diminuição do

¹ O fator de carga é a relação entre a potência média e a potência máxima de um diagrama de carga.

consumo, correspondente ao período em que o consumidor estará a dormir.

Do ponto de vista da produção nacional de energia, a gestão de ativos com o objetivo de satisfazer o consumo sem produzir em excesso ou por carência pode ser um desafio complexo. O arranque de ativos termoelétricos é um processo dispendioso e demorado e por isso é benéfico que estes ativos permaneçam se possível em funcionamento. Os produtores de energia frequentemente elevam a produção até ao limite ou recorrem ao mercado de energia de modo a satisfazer os picos da procura de energia. A energia proveniente do vento é uma energia que não é possível controlar, visto que depende das condições climáticas e a sua produção é por vezes maior em alturas do dia em que o consumo não é muito elevado, como por exemplo durante a noite. A energia solar também não permite muito controlo, dado que a sua produção ocorre durante o dia nos períodos em que existe sol. A energia hídrica é a mais controlável e a mais rápida a entrar em produção, no entanto, por vezes pode não ser suficiente para satisfazer a procura do momento.

Pelo motivo do consumo de energia ser de difícil previsão, por vezes é necessário comprar ou vender energia a produtores de outros países. Com diagramas de carga com menores fatores de carga, ou seja, diagramas de cargas em que não existe grandes picos de consumo, a produção também seria mais constante e a sua gestão um pouco mais simples, diminuindo a imprevisibilidade e a eventual necessidade de compra a países terceiros.

1.3. Estrutura da Dissertação

Este trabalho encontra-se dividido em quatro capítulos, sendo o atual capítulo o primeiro onde se apresenta uma introdução da dissertação.

No segundo capítulo são apresentadas as metodologias aplicadas no condicionamento da procura e são descritas as diversas tecnologias de armazenamento de energia. Tendo em consideração a aplicação deste trabalho, será dada mais ênfase ao armazenamento eletroquímico.

O terceiro capítulo descreve os casos de estudo e a análise económica dos mesmos. Este capítulo é constituído por três cenários de estudo: o primeiro corresponde a um cliente em BTN que armazena energia para consumo próprio nos períodos horários em

que o seu consumo é maior; o segundo onde um cliente também em BTN armazena energia para vender à rede de distribuição nas horas do dia onde o consumo é maior; o terceiro cenário é semelhante ao primeiro, tratando-se neste caso de um consumidor em BTE.

No quarto capítulo são apresentadas as conclusões referentes a esta dissertação.

Capítulo 2

Gestão e Armazenamento de Energia

2.1. Condicionamento da Procura (DSM)

Para assegurar a estabilidade na rede elétrica o fornecimento e a procura de energia elétrica devem permanecer em equilíbrio em tempo real. Os produtores de energia frequentemente elevam a produção até ao limite ou recorrem ao mercado de energia de modo a satisfazer os picos da procura de energia. A gestão/condicionamento da procura (DSM – *Demand side management*), que inclui eficiência energética, desvio de consumos, corte de ponta, entre outros, atua sobre o outro lado da equação. Em vez de adicionar mais produção ao sistema, incentiva os utilizadores de energia a reduzir ou a uniformizar o consumo.

Para os produtores é, por vezes, mais fácil e mais barato investir na capacidade da gestão da procura do que investir no aumento da produção. O DSM permite que a produção existente vá ao encontro das necessidades de um grande número de consumidores sem aumentar a capacidade de produção. Ao reduzir ou desviar a sua procura de energia, os consumidores contribuem para a estabilidade da rede, possibilitando que os produtores e os operadores de rede apenas respondam nos picos da procura quando, mesmo com o envolvimento dos consumidores, ainda exista necessidade da sua intervenção. As atividades realizadas no âmbito do condicionamento da procura, geralmente caem sobre três grandes categorias principais:

Gestão de cargas (Fig. 1, a, b, c, f) – Redistribui a procura de energia de modo a reduzir o fator de carga ao longo do dia, como por exemplo, desvio de cargas, reduzindo o consumo durante os períodos de pico da procura para os períodos menos críticos.

Conservação estratégica (Fig. 1, d) – Reduzir o uso de energia ao aumentar a eficiência energética.

Crescimento estratégico da carga (Fig. 1, e) – Aumento da utilização de energia

durante os períodos onde existe baixa procura de energia.

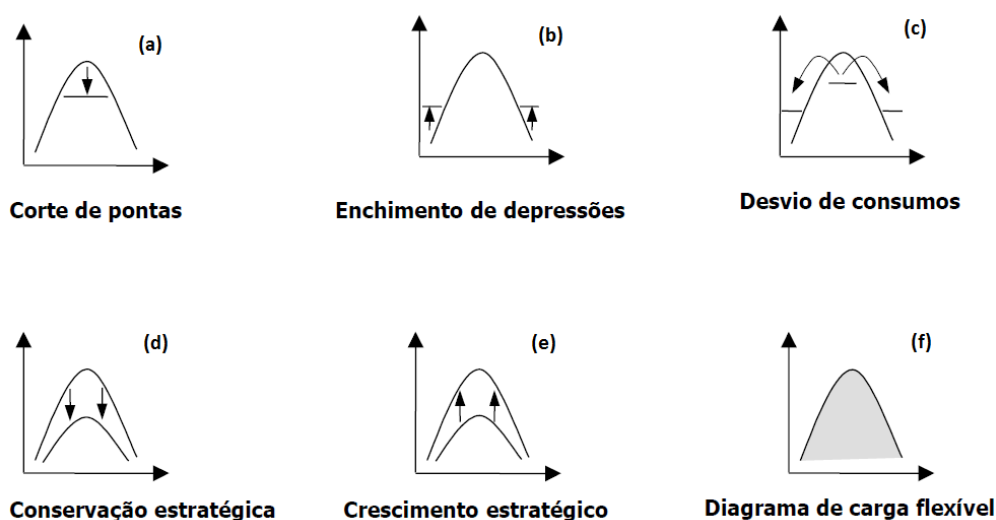


Fig. 1 - Formato de carga, objetivos abordados pela gestão da procura (DSM) [1]

Um traço comum que une todas estas atividades do lado do cliente é que envolvem uma participação efetiva das empresas produtoras e/ou distribuidoras de energia no mercado, de modo a alterar o diagrama de carga, tanto na forma como na amplitude do consumo.

Existem algumas barreiras que condicionam a aplicação de medidas de condicionamento da procura. A falta de informação e conhecimento por parte do consumidor sobre a eficiência energética, falta de fontes de financiamento para fazer frente aos relativamente elevados investimentos iniciais, falta de incentivos, são algumas dessas barreiras. Por parte dos produtores de energia também existem algumas barreiras, como a falta de experiência e infraestruturas para oferecer programas de gestão da procura, subsídios encobertos para outras opções [2].

Para a implementação de medidas de condicionamento da procura em maior escala é importante que existam programas que informem os consumidores sobre as opções de eficiência energética. Além disso é interessante que se criem programas de financiamento ou incentivos que assistam os clientes na implementação de medidas de DSM.

Os benefícios e os custos das medidas de condicionamento da procura são diferentes para cada uma das partes envolvidas, o consumidor e o produtor de energia ou o governo, por exemplo. Os benefícios diretos da gestão da carga podem ser a

poupança de energia e/ou a redução do pico da procura. O valor dessa poupança energética (em euros), para o consumidor, depende das tarifas de energia aplicadas. Para os produtores de energia as medidas de condicionamento da procura poderão permitir reduzir a necessidade de compra de energia ao mercado de energia nos períodos de pico da procura, de modo a cumprir os compromissos eventualmente assumidos, diminuindo assim o custo global das operações. A longo prazo, as medidas DSM podem ajudar a limitar a necessidade dos produtores investirem no aumento de produção, aumentar a capacidade de linhas de transporte e distribuição.

Os consumidores de energia dispostos a aplicar estas medidas têm de suportar uma série de custos, como o custo do investimento, o que faz com que os consumidores sejam pouco recetivos. Para além disso, os prazos de retorno de investimento são relativamente longos. A aplicação de algum tipo de incentivo é importante para que as medidas DSM sejam acolhidas pelos consumidores, através de apoio financeiro em forma de um empréstimo com condições favoráveis, apoio pelo fornecedor de energia ao baixar o preço da energia consumida em horas de vazio, ou pagamento direto ao consumidor para implementação de medidas que permitem o desvio de cargas ou o corte de pontas.

As implementações das medidas de condicionamento da procura devem ser avaliadas quanto à sua viabilidade a partir de diferentes perspetivas, sociedade, produtores, operadores de rede e consumidor, usando estimativas dos custos e benefícios para cada entidade/perspetiva envolvida. Nesta dissertação pretende-se aplicar o condicionamento da procura atuando com o desvio de consumos dos períodos de pico para os períodos de menor consumo (horas de vazio do diagrama de carga) ou aumentar o consumo nos períodos em que a procura é menor de modo a reduzir o fator de carga do diagrama de carga do consumidor. Para fazer este desvio de consumos sem alterar a utilização dos serviços de energia por parte do consumidor, propõe-se armazenar energia em horas de vazio, para uso próprio ou venda nos períodos de ponta. Para tal, o armazenamento de energia tem de ser feito com uma tecnologia consideravelmente madura e que não seja muito dispendiosa.

2.2. Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia pode ser usado para otimizar a produção de energia existente, principalmente tendo em consideração o aumento da produção de energia proveniente dos recursos renováveis. A produção de energia com uso destes recursos depende de fatores que não são controláveis o que poderá levar a falhas de previsão, tornando-se difícil prever a sua disponibilidade. Porém existem ainda bastantes obstáculos na comercialização de sistemas de armazenamento de energia elétrica, tais como, a falta de experiência nesta área, o que leva à falta de confiança dos clientes; a falta de consciência por parte dos consumidores das vantagens de armazenamento de energia, como por exemplo, a poupança e a qualidade de energia; e o custo das tecnologias de armazenamento que ainda não as torna atrativas e competitivas. Este último será talvez o obstáculo ao qual é atribuída maior importância.

Nos dias que correm tem vindo a aumentar a investigação nas tecnologias de armazenamento para auxiliar a produção de energias renováveis, visto que este tipo de energia é de difícil previsibilidade e apresenta algumas falhas ao nível de qualidade de energia elétrica. O seu período de maior produção é muitas vezes divergente do período de maior utilização, como o caso da energia eólica. Esta divergência entre o período de produção e utilização da energia leva, por vezes, à necessidade de vender energia a preços baixos a países terceiros nas alturas de pouco consumo e à importação de energia nos períodos em que o consumo é mais elevado. Assim, o armazenamento de energia nas horas de maior produção e menor procura, poderá contribuir para um maior aproveitamento da produção e uma maior estabilidade da rede elétrica.

2.2.1. Bombagem Hidroelétrica

Um dos sistemas que contribui para o armazenamento de grande dimensão é a bombagem hidroelétrica. Este sistema consiste em dois reservatórios em diferentes elevações e um sistema de bomba/turbina de água. No período de vazio, em que a procura de energia elétrica é mais baixa, a água é bombeada do reservatório em cota mais baixa para o reservatório em cota mais elevada, onde fica armazenada até ao momento em que a procura de energia é maior. É nesta altura que a água armazenada no reservatório em cota mais elevada é turbinada para o reservatório em cota mais baixa, produzindo energia elétrica. A eficiência destes sistemas depende do grupo

turbina/bomba utilizada, mas os valores poderão variar entre os 70% e os 85%. [3] Estes sistemas são de fácil aplicação às barragens com aproveitamento hidrelétrico com albufeira, no entanto, também existe a sua aplicação nas águas do mar. A aplicação desta técnica de armazenamento com água do mar requer uma atenção especial ao problema da corrosão que a água salina provoca, o que encarece a sua construção.

Para além destes sistemas terem grandes capacidades de armazenamento, também têm um rápido tempo de reação, podendo demorar menos de 10 minutos a atingir a produção nominal, mesmo quando o grupo gerador está completamente desligado ou em processo de bombagem. Com a introdução de máquinas de velocidade variável, o sistema pode também ser utilizado como regulador de frequência, tanto na produção como na bombagem, rentabilizando ainda mais este tipo de sistema. [3]

No entanto, a bombagem hidroelétrica apenas pode ser adaptada às barragens com albufeira ou construindo de raiz um sistema que representa um elevado custo e um grande impacto ambiental.

2.2.2. Bombagem Hidroelétrica Subterrânea

A maior diferença entre esta tecnologia e a anteriormente descrita é a localização dos reservatórios. Neste caso, o reservatório superior fica ao nível da superfície terrestre e o reservatório inferior fica localizado abaixo do nível do mar. Este sistema ainda é uma tecnologia pouco madura e apresenta custos muito elevados. No entanto, pode ser construído em locais estratégicos, como na proximidade de parques eólicos de modo a auxiliar a sua produção e usar a sua energia para o processo de bombagem. Podem também ser utilizadas, como reservatório subterrâneo, as estruturas de antigas minas, entretanto desativadas.

2.2.3. Ar Comprimido

Este sistema consiste na combinação de equipamentos como, compressor, motor, turbina de elevada pressão, turbina de baixa pressão, gerador e recuperador. Nas centrais convencionais com turbinas a gás, cerca de 66% do gás é utilizado para comprimir o ar no momento da produção de energia. No armazenamento com ar comprimido, o ar é pré-comprimido utilizando a energia da rede nas horas de vazio e

armazenado em reservatórios. Quando as turbinas a gás entram em produção, nas horas de ponta, o ar comprimido do reservatório é libertado e utilizado no ciclo da turbina a gás. Como resultado, ao invés de se utilizar o gás para comprimir o ar, é usada a energia elétrica em períodos de vazio, que tem menores custos. No entanto, não é eliminado todo o consumo de gás já que quando o ar é libertado do reservatório é necessário ser misturado com uma quantidade de gás antes de entrar na turbina.

Os reservatórios são dispendiosos de construir e podem demorar muito tempo a preparar, mas a vida útil das centrais convencionais a gás aumenta significativamente. Esta tecnologia permite chegar dos 0% a 100% em 10 minutos [3], podendo responder a uma falha imprevista no fornecimento. Mais uma vez, a energia eólica pode ser utilizada como auxílio à produção, substituindo o uso da energia da rede elétrica nacional. A implementação deste tipo de armazenamento é muito dispendiosa, com custos muito dependentes do investimento aplicado à construção do reservatório, e carece de uma manutenção elevada. Porém, o custo da energia produzida é atrativo.

Existem grandes dificuldades em encontrar locais com as condições adequadas para este tipo de construção, uma vez que são necessárias características que permitem a existência de um reservatório subterrâneo, uma central de exploração de grandes dimensões e que ainda esteja próxima da rede elétrica. Esta tecnologia apresenta ainda as desvantagens de ser pouco madura e ainda depende do uso de combustíveis fósseis, o que acarreta os problemas ambientais da sua utilização e a inevitável dependência de um recurso esgotável.

O desenvolvimento tecnológico na construção dos reservatórios e a aplicação a micro sistemas podem vir a diminuir o peso económico desta tecnologia.

2.2.4. Baterias

Os tipos de baterias usadas pelos mais relevantes sistemas de armazenamento de grandes dimensões, são: chumbo ácidas, Níquel-Cádmio e Sódio-Enxofre [3]. A operação destes sistemas é semelhante à dos sistemas com uso das baterias convencionais mas em grande escala, ou seja, dois elétrodos são imersos num eletrólito de modo a que ocorram as reações químicas necessárias à produção de corrente elétrica.

2.2.4.1. Baterias de Chumbo Ácidas

Este tipo de baterias correspondem ao tipo de armazenamento mais utilizado. Esta tecnologia apresenta um grau de maturidade que permite um baixo custo, rápida resposta, baixa taxa de auto descarga e elevado período de vida comparativamente às outras tecnologias que se lhe assemelham. Estas baterias podem ainda ser usadas tanto para utilizações de curta ou longa duração.

Existem diversos tipos de baterias chumbo ácidas, mas destacam-se os tipos FLA, do inglês *Flooded Lead-Acid*, e as reguladas por válvula (VRLA - *Valve Regulated Lead Acid*).

A bateria FLA é composta por placas de chumbo que constituem o ânodo, parte negativa da célula, por placas com uma pasta de óxido de chumbo que constituem o cátodo, parte positiva da célula, separadas por material poroso não condutor de modo a evitar o contacto elétrico direto. Este conjunto é imerso no eletrólito líquido constituído por uma solução de água e ácido sulfúrico.



O ácido sulfúrico (H_2SO_4), o eletrólito, é consumido durante a descarga e produzido durante a carga. No processo de descarga, a massa ativa positiva é o dióxido de chumbo (PbO_2) e a massa ativa negativa é o chumbo metálico (Pb) da área superficial da placa de chumbo que, por sua vez, também é porosa. O ácido sulfúrico é consumido durante a descarga, produzindo água, o que com a medição da sua concentração é possível analisar o estado de carga da bateria.

As baterias do tipo VRLA resultaram da evolução tecnológica, diferindo da convencional bateria chumbo ácido por conter uma válvula reguladora de pressão o que previne a entrada de ar nas células e a libertação do hidrogénio [5]. Esta evolução permite diminuir a necessidade de manutenção e reduz o peso e o tamanho das baterias de chumbo ácidas. No entanto, são baterias mais caras e com um período de vida mais curto que as FLA.

Este tipo de baterias é muito usado nos motores de arranque dos automóveis e nas UPS (Unidade Permanente de Serviço). No entanto, existem baterias de chumbo ácido de armazenagem industrial que são maiores e têm uma construção de alta qualidade. O

seu campo de aplicação é vasto, por exemplo para tração, usadas no manuseamento de materiais (tratores, caminhões, carros de golf, etc.); baterias estacionárias, aplicadas a sistemas de emergência, UPS, sistemas de telecomunicações; baterias para motores de arranque de locomotivas a gásóleo [5].

Esta tecnologia de armazenamento, devido à sua maturidade é uma das mais económicas, com maior variedade de produção e presença no mercado das baterias.

As baterias de chumbo ácidas apresentam ciclos de vida relativamente baixos, cerca de 50-500 ciclos [4], dependendo do tipo de descarga, e têm baixa retenção de carga, o que significa que o longo armazenamento em estado descarregado pode levar à irreversibilidade da polarização dos elétrodos.

2.2.4.2. Baterias de Níquel-Cadmio

Nas baterias de *NiCd* o elétrodo positivo tem como material ativo o óxi-hidróxido de níquel e o elétrodo negativo é composto por cádmio metálico, separados por placas microporosas. O eletrólito é, tal como nas baterias de chumbo ácidas, aquoso e corresponde ao hidróxido de potássio. Durante a descarga, o óxi-hidróxido de níquel combina-se com água e produz hidróxido de níquel. O hidróxido de cádmio é produzido no elétrodo negativo. No processo de carga o processo é invertido.



No processo de carga é possível haver produção de oxigénio no elétrodo positivo e hidrogénio no elétrodo negativo, o que leva à necessidade de adição de água destilada, no entanto, estas baterias têm mais ciclos de vida comparativamente às baterias de chumbo ácido.

Existem dois tipos de baterias de níquel-cadmio, as seladas e as ventiladas. As seladas são as mais comuns, sendo que não existe libertação de gases a não ser que exista uma falha. As baterias ventiladas têm o mesmo princípio de funcionamento que as seladas, mas gases são libertados quando existe sobrecarga ou uma rápida descarga. O oxigénio e hidrogénio são libertados através de uma válvula de libertação de baixa pressão tornando-as mais seguras, mais económicas, mais leves e mais robustas do que as baterias seladas de níquel-cadmio.

Dependendo do tipo de utilização, este tipo de baterias pode ter um número de ciclos de vida relativamente elevado, um tempo de reação curto e temperaturas de funcionamento até 50°C. [5]

Depois das baterias de chumbo ácidas, as baterias de NiCd são as mais utilizadas para aplicações industriais e, nos produtos comuns de eletrônica, como comandos de televisão são mesmo as mais utilizadas. Recentemente, estas baterias tornaram-se populares como armazenamento para geração de energia solar devido à sua capacidade de funcionamento em temperaturas elevadas.

A principal desvantagem das baterias NiCd é, sem dúvida o fator económico, no entanto, também apresentam elevados efeitos de memória² e de auto-descarga. Este tipo de baterias traz também grandes preocupações ambientais, visto que o cádmio é um material tóxico, na altura da desmantelação destas baterias.

2.2.4.3. Baterias de Sódio-Enxofre

Sais de sódio são bastante abundantes na natureza, tornando-o comparativamente barato, de fácil extração e não tóxico. O Enxofre é também fácil de obter e de custo reduzido. Sendo o sódio líquido o composto do eletrodo negativo e o enxofre líquido o eletrodo positivo, o problema conceptual de uma célula com estes compostos foi encontrar um eletrólito adequado. Um eletrólito aquoso não poderia ser usado e nenhum polímero adequado é conhecido. A alternativa foi encontrada no material cerâmico beta-alumina que é um isolante eletrónico, mas que tem uma alta condutividade iónica para os iões de sódio acima de 270 ° C [6]. Esta será a temperatura de funcionamento da célula, dado que esta elevada temperatura é necessária para manter os eletrodos em estado líquido. Geralmente, a célula é constituída por tubos concêntricos em que o tubo interior é feito pelo eletrólito, ficando entre os eletrodos. A célula é completamente fechada e nenhum gás é libertado.

O processo de descarga é um pouco mais complexo que nos casos acima descritos, mas de forma resumida os iões de sódio passam através do eletrólito beta-alumina até ao

² O efeito de memória ocorre quando existe sobrecargas que pode levar a reações colaterais, nas quais são produzidos compostos químicos que não participam nas reações que permitem obter energia útil. Diminuindo a capacidade de armazenamento das baterias.

eléctrodo positivo, o enxofre, onde estes reagem e produzem polissulfeto de sódio. Durante a carga a reacção é invertida.

Esta bateria tem um rendimento elevado, elevada densidade de energia, baixa necessidade de manutenção e um número de ciclos de vida superiores aos das baterias de *NiCd* e chumbo ácidas. Uma das características que a torna muito vantajosa para numerosas aplicações é a flexibilidade de fornecer tanto descargas constantes e suaves como descargas curtas de elevada intensidade.

A maior desvantagem das baterias *NaS* é sem dúvida a necessidade de manter a temperatura de funcionamento, acima de 270°C [6]. Não só pelo consumo de energia, mas também por outros problemas tais como, manutenção da temperatura e procedimentos de segurança. Devido às condições de elevadas temperaturas, os isoladores podem começar a conduzir o que leva à auto-descarga da bateria. Por outro lado, devido à imaturidade desta tecnologia, o custo das baterias *NaS* é muito elevado, no entanto com o aumento da produção é provável que o custo reduza.

2.2.4.4. Baterias de Fluxo - Flow Battery

Existem três tipos principais de baterias de fluxo, as baterias de redox de vanádio (*Vanadium Redox* - VR); as de Polissulfeto de brometo (*Polysulphide Bromide* - PSB) e as de Zinco-bromo (*Zinc Bromine* - ZnBr). Todas elas operam de forma similar, como se pode ver pela Fig. 1. Os dois eléctrodos são encaminhados para a célula onde ocorrem as reacções químicas, de modo a obter corrente eléctrica quando é necessário.

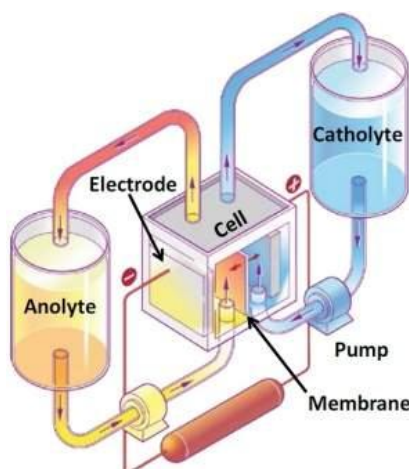


Fig. 2 - Esquema representativo do funcionamento das baterias de fluxo [7]

2.2.4.5. Baterias de Fluxo - Redox de Vanádio (RV)

As baterias VR armazenam energia interligando dois íons diferentes de vanádio num eletrólito de ácido sulfúrico em cada eletrodo, o negativo com V^{2+}/V^{3+} e o positivo com V^{4+}/V^{5+} . O tamanho da célula determina a capacidade de potência (kW), enquanto o volume dos reservatórios dos eletrodos determina a capacidade de energia (kWh) da bateria. Durante a descarga, os dois eletrodos abandonam os reservatórios separados e são encaminhados para a célula onde os íons H^+ atravessam a membrana porosa. Este processo induz auto separação dentro da solução alterando a forma iônica do vanádio, ao mesmo tempo que a energia potencial é convertida em energia elétrica. Durante a carga este processo é invertido.

Estas baterias operam à temperatura ambiente, são de rápida resposta e têm uma vida útil estimada de 7-15 anos e dependendo do tipo de aplicação poderão operar cerca de 10 000 ciclos de carga/descarga [3]. Ao contrário das baterias convencionais, estas podem ser completamente descarregadas sem que diminua a sua performance.

Porém, as baterias VR têm baixa densidade de energia e exigem mais células (cada célula tem uma tensão de 1,2 V), a fim de se obter a mesma potência de saída que outras baterias de fluxo. Apesar destas baterias serem muito versáteis, para aplicações de pequena escala são demasiado complexas, devido à sua constituição (bombas, sensores, unidades de controlo).

2.2.4.6. Baterias de Fluxo - Polissulfeto de Brometo (PSB)

A tecnologia das baterias PSB tem como base o mesmo princípio da bateria redox de vanádio. Na bateria PSB, o eletrodo negativo corresponde ao polissulfeto de sódio e o eletrólito positivo é o brometo de sódio. Durante a descarga, os dois eletrodos saem dos seus respetivos reservatórios e vão para a célula onde as reações ocorrem na membrana polimérica que permite a passagem dos íons de sódio. Como nas baterias de VR, a auto separação ocorre durante a descarga, e durante a carga ocorre o processo inverso.

As baterias de Polissulfeto de Brometo operam entre as temperaturas 20°C e 40°C e o número de ciclos de vida estimados são de 2 000, dependendo, mais uma vez do tipo de utilização. São também baterias de rápida resposta [3].

Durante a reação química, quantidades pequenas de brometo, hidrogénio e cristais de sulfato de sódio são produzidos. Consequentemente, é necessário uma manutenção frequente para retirar estes compostos.

2.2.4.7. Baterias de Fluxo - Zinco-bromo

O funcionamento da bateria de zinco-bromo é um pouco diferente das baterias de fluxo acima mencionadas. Em ambos os reservatórios encontram-se soluções de zinco-bromo, no entanto em cada reservatório as concentrações de bromo são diferentes. Durante a carga, o bromo é libertado do elétrodo positivo e o zinco é depositado no elétrodo negativo. Um agente é adicionado para reduzir a reatividade do bromo elementar. Este agente também diminui o efeito da auto descarga e aumenta a segurança de todo o sistema. Durante a descarga o processo é invertido, o zinco é dissolvido do elétrodo negativo e o bromo é formado no electro positivo. Existe uma membrana microporosa através da qual os iões passam para formar o produto de descarga, o brometo de zinco.

As temperaturas de funcionamento da bateria estão entre 20°C e 50°C. A membrana de separação sofre alguma degradação durante a operação, o que limita os ciclos de vida da bateria em 2 000 ciclos. Nestas baterias não existe efeito de memória. [3]

2.2.5. Volante de Inércia (Flywheel)

O dispositivo denominado de volante de inércia é constituído por um eixo central solidário com o rotor e o volante de inércia. Este eixo central roda sobre rolamentos magnéticos para reduzir o atrito, e estes componentes estão contidos em vácuo de modo a reduzir as perdas por atrito aerodinâmico. O volante de inércia armazena energia por aceleração do rotor/volante de inércia até velocidades muito elevadas e mantém a energia no sistema como energia cinética. A descarga de energia é feita pelo processo inverso. Ao descarregar a energia do volante de inércia, o rotor/volante de inércia diminui a velocidade, até que pára.

A capacidade de armazenamento deste sistema depende do rotor utilizado. O armazenamento do volante de inércia tem uma relação direta com a massa do rotor, mas também com o quadrado da velocidade da superfície. Por conseguinte, o meio mais

eficiente para armazenar energia num volante de inércia é fazê-lo rodar mais rápido e não torná-lo mais pesado.

Por outro lado, para obter mais potência é necessário otimizar o rotor e a eletrônica de potência, o que leva a um aumento do peso de todo o sistema e à diminuição da velocidade do mesmo. Assim, neste sistema, um ganho em potência não se traduz em ganho em energia, antes pelo contrário, é necessário estabelecer compromisso.

Os volantes de inércia têm uma rápida resposta, tempos de vida útil longa (cerca de 20 anos), necessitam de pouca manutenção e não apresentam grandes problemas para o ambiente. Como o meio de armazenamento deste sistema é mecânico, a unidade pode ser descarregada repetitivamente e totalmente sem qualquer dano para o dispositivo [3].

Estes sistemas ainda têm um custo elevado, principalmente os dispositivos que atingem maiores velocidades, devido a ainda estarem em fases iniciais de desenvolvimento. É necessário ainda a integração de um sistema de refrigeração devido ao calor produzido para manter o vácuo durante a operação do dispositivo.

2.2.6. Supercondensadores

O funcionamento dos supercondensadores é semelhante ao dos condensadores comuns. Os condensadores são formados por duas placas condutoras com cargas opostas e um material isolante chamado de dielétrico. A capacidade, que é a aptidão de acumulação de cargas elétricas ao aplicar uma tensão aos terminais, é determinada pela dimensão das placas condutoras e pela distância de uma em relação à outra, ou seja, diretamente proporcional à área e inversamente proporcional à espessura do dielétrico. Assim, a capacidade de armazenamento de um condensador depende da tensão aplicada e da capacidade entre as placas.

Existem vários tipos de condensadores: os condensadores electrostáticos com baixa capacidade usados para filtrar sinais e para sincronizar frequência de rádio; os condensadores eletrolíticos, que são similares às baterias na sua construção das células, mas os materiais do ânodo e do cátodo permanecem sem alterações, ao contrário do que acontece com as baterias; os supercondensadores ou condensadores de camada dupla elétrica, onde a carga elétrica na interligação entre o metal e o eletrólito é explorado para servir de sistema de armazenamento. A interligação pode armazenar uma carga

elétrica de cerca de 10^6 faraday. Este condensador usa o carbono como o principal material tanto na constituição do ânodo como no cátodo com um eletrólito orgânico e aquoso [8].

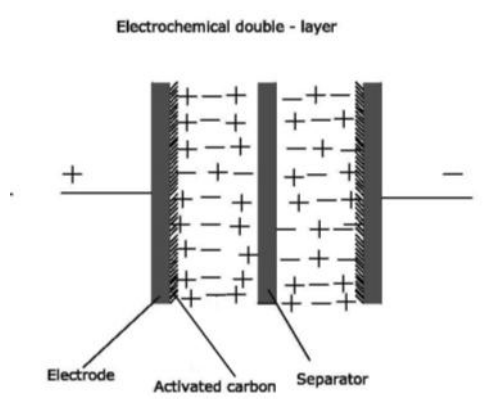


Fig. 3 - Apresentação esquemática de um condensador de dupla camada [8]

Os supercondensadores são complementares às baterias, na medida em que têm alta densidade de potência e baixa densidade de energia. Também apresentam maior número de ciclos de vida que as baterias não sofrem do problema do efeito de memória e são de rápida carga e descarga. Apresentam as desvantagens de serem mais pesados, mais volumosos e mais caros do que as baterias.

2.2.7. Supercondutor Magnético

O armazenamento de energia através de supercondutores magnéticos, do inglês *Superconducting Magnetic Energy Storage* (SMES), é alcançado por um dispositivo de corrente contínua (DC), que armazena energia num campo magnético. A corrente contínua que flui através de um cabo feito de materiais com propriedades supercondutoras cria um campo magnético. Os materiais usados nos cabos supercondutores são o chumbo, mercúrio ou vanádio, de modo a diminuir a resistência do cabo e por consequência diminuir também a energia dissipada por calor, podendo deste modo a energia ser armazenada quase sem perdas.

Uma unidade SMES é composta por uma grande bobina supercondutora a temperaturas muito baixas cerca de -270°C , sendo mantida através de um criostato que contenha hélio ou nitrogênio líquido. A indutância da bobina ou a tensão máxima e a corrente máxima determinam o máximo de energia/potência que pode ser extraída ou injetada por um sistema SMES. A temperatura de funcionamento de um dispositivo supercondutor é um compromisso entre o custo e as exigências operacionais. Este tipo

de sistema de armazenamento é capaz de efetuar uma descarga profunda, perto da totalidade da energia armazenada, ao contrário do que acontece por exemplo, com as baterias. A resposta é extremamente rápida, inferior a 100 milissegundos, apresentando assim a capacidade para seguir as alterações de carga do sistema quase que instantaneamente, sendo por isso adequada para regulação de frequência [8].

Tem como desvantagem as necessidades de refrigeração que podem limitar a sua operação, assim como aumentar os custos de investimento, isto porque para dispositivos com elevada capacidade (5000 a 10000 MWh), seriam necessárias bobinas com elevados diâmetros (centenas de metros) para gerar as forças magnéticas. A solução pode passar pela sua instalação no subsolo [8].

2.2.8. Célula de combustível a Hidrogénio

O uso de hidrogénio para armazenamento de energia é uma das mais imaturas, mas também das mais promissoras técnicas disponíveis para armazenamento de energia. A produção de hidrogénio pode ser efetuada de várias formas. Uma das técnicas é por extração do hidrogénio dos combustíveis fósseis, pelo que para a sua produção são criados produtos secundários prejudiciais ao ambiente, e não resolvendo o problema da dependência dos combustíveis de origem fóssil. Esta técnica é também quatro vezes mais cara do que usar o próprio combustível para obter energia. Assim cada vez mais é utilizado a técnica com princípio eletrolítico, onde as moléculas de água são decompostas em moléculas de oxigénio e hidrogénio através de uma reação eletroquímica que ocorre nos elétrodos quando existe passagem de uma corrente contínua no eletrólito. Dado que a água é um eletrólito fraco, cuja ionização e condutividade é baixa e fraca, é necessário adicionar um eletrólito forte que ajude a aumentar a condutividade e que permita suavemente a decomposição da água. Podem ser usados o hidróxido de sódio ou o hidróxido de potássio.

As equações que traduzem os fenómenos químicos envolvidos numa célula de combustível de hidrogénio são as seguintes:

Reação no ânodo:



Reação do cátodo:



Quando existe corrente elétrica presente na solução aquosa, as moléculas de hidrogénio são separadas em iões de hidrogénio (H^+) e eletrões na zona do ânodo. Os iões de hidrogénio são forçados pelo campo elétrico entre o ânodo e o cátodo a passar através da membrana iónica em direção à zona do cátodo onde irão adquirir um eletrão e juntar-se com o oxigénio para se formarem moléculas de água (H_2O).

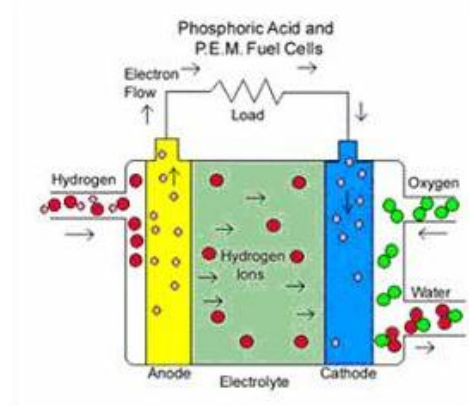


Fig. 4 - Esquema de funcionamento de uma pilha de combustível [9]

Este sistema pode ser combinado com outra tecnologia, como por exemplo a energia eólica. Assim, nas horas de vazio a energia produzida pelo aerogerador seria usada para produzir hidrogénio, que por sua vez seria armazenado até à hora de ponta, quando seria então usado para alimentar a pilha de combustível.

Uma das grandes vantagens desta tecnologia é, sem dúvida, o combustível que usa. Sendo a água abundante e limpa para o meio ambiente, não existem problemas de poluição e o seu custo é muito reduzido.

No entanto é necessário ter em conta que devido a ser uma tecnologia algo recente, o seu rendimento global é relativamente baixo e o seu custo elevado. Outro grande problema é o seu armazenamento devido a ser um gás, que apesar de elementar no planeta, é altamente inflamável e, quando misturado com oxigénio, explode por ignição queimando violentamente no ar. A queima ocorre ao alcance da radiação ultravioleta, pelo que é quase invisível a olho nu, sendo necessários detetores de chama para detetar fugas de armazenamento.

2.3. Conclusões

O armazenamento de energia elétrica continua a ser uma área onde ainda existe espaço para evolução. É fundamental que haja um melhoramento das características das tecnologias de armazenamento de modo a aumentar a eficiência e a duração da vida útil e diminuir os custos.

Os sistemas de bombagem hidroelétrica são dos sistemas de armazenamento mais interessantes, no entanto os seus investimentos são elevados e apenas se aplicam a centrais hidroelétricas com albufeiras.

As células de combustíveis a hidrogénio e o volante de inércia ainda são tecnologias muito recentes e dispendiosas.

As turbinas a gás combinadas com o sistema de ar comprimido apresentam custos de energia produzida atrativo, no entanto, o investimento sobre o reservatório para o ar comprimido é muito elevado e o uso de combustíveis fósseis continua a ser uma necessidade.

Os supercondensadores magnéticos são uma tecnologia com grandes dimensões com necessidade de sistemas de refrigeração que encarecem bastante esta solução.

As baterias correspondem ao tipo de armazenamento mais utilizado, principalmente as baterias chumbo ácidas que com os seus anos de implementação levaram a que esta tecnologia apresente um grau de maturidade que permite um baixo custo, rápida resposta, baixa taxa de auto-descarga e elevado período de vida comparativamente às outras tecnologias semelhantes. As baterias *NiCd* são baterias caras que também apresenta elevados efeitos de memória e de auto-descarga, além disso este tipo de baterias traz também grandes preocupações ambientais, visto que o cádmio é um material tóxico. As baterias *NaS* têm um rendimento elevado, elevada densidade de energia, baixa necessidade de manutenção e um número de ciclos de vida superior ao das baterias de *NiCd* e chumbo ácidas, porém a necessidade de manter a temperatura de funcionamento, acima de 270°C, encarecem bastante esta tecnologia. As baterias de fluxo apresentam ciclos de vida útil interessantes e sofrem pouco do efeito de auto-descarga, contudo apesar de serem muito versáteis, para aplicações de pequena escala são demasiado complexas e são pouco comercializadas.

Os supercondensadores são complementares às baterias, na medida em que têm alta densidade de potência e baixa densidade de energia. Também apresentam maior número de ciclos de vida que as baterias, não sofrem do problema do efeito de memória e são de rápida carga e descarga. Apresentam as desvantagens de serem mais pesados, mais volumosos e mais caros que as baterias.

Nesta dissertação as baterias chumbo ácidas foram as eleitas como sistema de armazenamento de energia elétrica, devido ao grau de maturidade que apresentam e ao baixo custo da tecnologia, em comparação com as alternativas. Além disso, estes cenários de estudo serão considerados para aplicação em residências e grande parte das tecnologias de armazenamento identificadas apresentam grandes dimensões que necessitam de espaços grandes para a sua instalação.

Capítulo 3

Cenários de Estudo

De seguida apresentam-se três cenários de estudo com o objetivo de analisar várias soluções que permitam uma redução da fatura de eletricidade, ao aumentar o fator de carga do diagrama de carga de um consumidor.

Nos cenários 1 e 3 de estudo induz-se um desvio de consumo de energia dos períodos horários com mais solicitação, horas fora do vazio, para os períodos horários menos solicitados, períodos das horas de vazio, através do armazenamento de energia em baterias. A energia armazenada nas horas de vazio será consumida nas horas fora do vazio. No cenário 2 é armazenada energia nas horas de vazio para vender à rede elétrica em horas fora do vazio.

Diagramas de carga

No desenvolvimento dos cenários, os diagramas de carga de consumidor típico em BTN e BTE são ferramentas essenciais, no entanto não foi possível recolher os diagramas de carga junto das entidades que poderão, eventualmente, possuir essa informação. Assim, procedeu-se à construção do diagrama de carga com base nos perfis de consumo em BTN e BTE do ano 2013, disponibilizado pela ERSE [10].

Estes perfis de consumo são constituídos por medições de potência de 15 em 15 minutos. Estas medições estão representadas em p.u. (por unidade), e por isso necessitam de ser convertidos de forma a representar o consumo de um cliente em unidades de potência. Tanto para o diagrama de carga em BTN como para o diagrama de carga em BTE, a conversão de p.u. para a unidade de potência teve como base a correspondência direta entre o maior valor da potência tomada e o maior valor em p.u. registado no perfil de consumo.

No caso do diagrama de carga para BTN foi considerado um consumidor com uma potência contratada de 10,35 kVA, admitindo um valor de potência tomada correspondente a 90% desse valor, ou seja, 9,315 kVA. Este valor de potência tomada

será correspondente ao maior valor registrado no perfil de consumo (em p.u.). Através desta relação foi possível determinar o diagrama de carga deste consumidor. Este diagrama de carga é utilizado na análise do cenário 1 e do cenário 2.

Para a determinação do diagrama de carga em BTE o raciocínio foi o mesmo, mas considerou-se um consumidor com uma potência contratada de 48,3 kW e com um maior valor de potência tomada de 90% desse valor, 43,47 kW. Este diagrama de carga apenas é utilizado na análise do cenário 3.

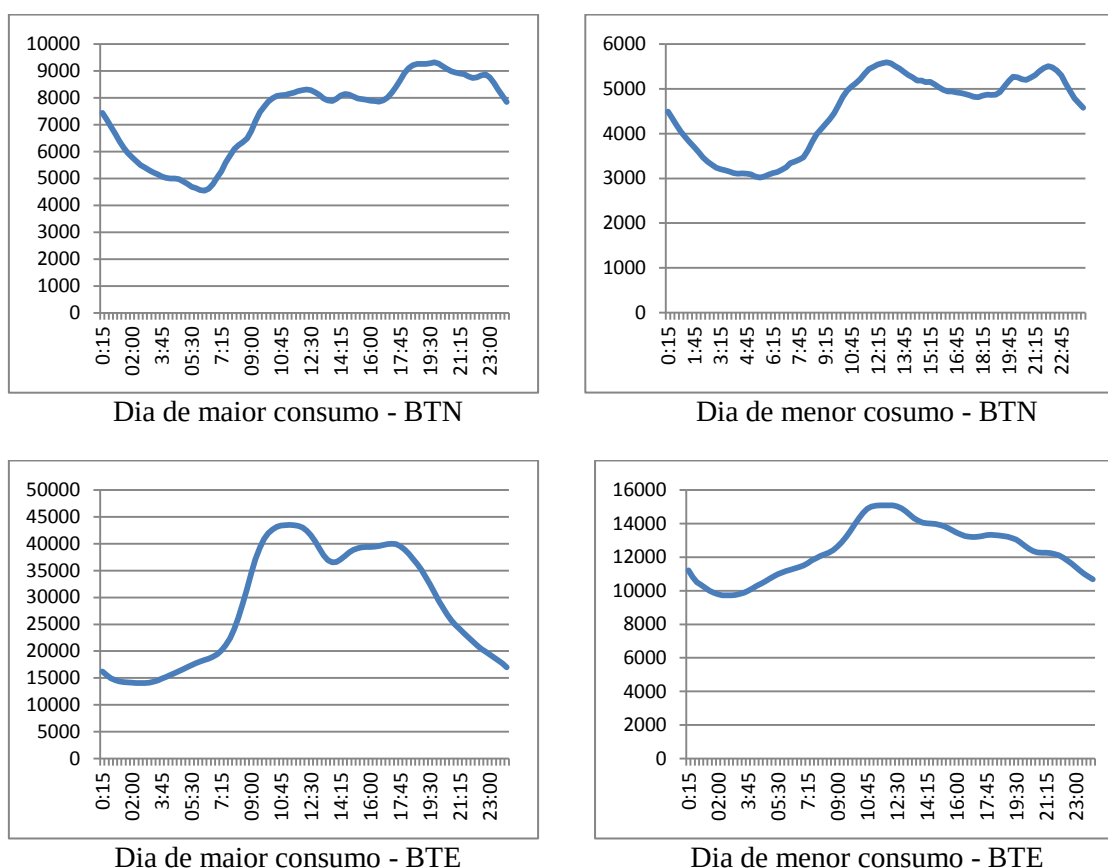


Fig. 5 – Diagramas de carga em W

Na Fig. 5 estão representados os diagramas de carga, em BTN e BTE, dos dias com maior e menor consumo, construídos com base nos dados dos perfis de consumo do ano 2013.

Baterias de chumbo-ácido

Neste estudo, para efetuar o armazenamento de energia nos períodos horários mais favoráveis, foram consideradas baterias de chumbo-ácido de duas marcas, a *Exide* e a *Autosil*.

Após uma análise aos diversificados tipos de baterias que a empresa *Autosil* disponibiliza, verificou-se que as baterias do tipo estacionárias da série E são as mais indicadas para o tipo de utilização pretendida. Esta série de baterias é caracterizada por requerer uma baixa manutenção e foi concebida para assegurar a alimentação sem interrupções de instalações elétricas. Dentro da série E de baterias deste fabricante, foi escolhida a bateria com a referência de “E 12-255”, pela razão de serem as que apresentam mais ciclos de vida e maior capacidade de armazenamento de energia. Algumas das suas características são apresentadas na seguinte tabela.

Tabela 1 – Características das baterias chumbo-ácido Autosil da série E. [11] [12]

Bateria chumbo-ácido AUTOSIL (I452011/E12-255)	
Capacidade "C 10" (Ah)	195
Tensão (V)	12
Energia máx armazenável (Wh)	2340
50% Energia armazenável (Wh)	1170
Preço com IVA a 23% (€/uni)	503,99
Nº Ciclos de vida a 50% DOD	400

NOTA: DOD - depth-of-discharge (Profundidade de descarga)

Ao contrário das restantes baterias da série E, a bateria “E 12-255” de 61Kg é selada, e por isso mesmo não é necessário a manutenção típica do nivelamento do eletrólito [11].

O fabricante recomenda que a profundidade de descarga não seja superior a 50%, a ultrapassagem deste valor afeta a temperatura o que leva a uma redução do número de ciclos de vida da bateria. O número de ciclos de vida da bateria é obtido pela análise da Fig. 6. Como exemplo, para uma profundidade de descarga de 50% tem-se aproximadamente 400 ciclos de vida.

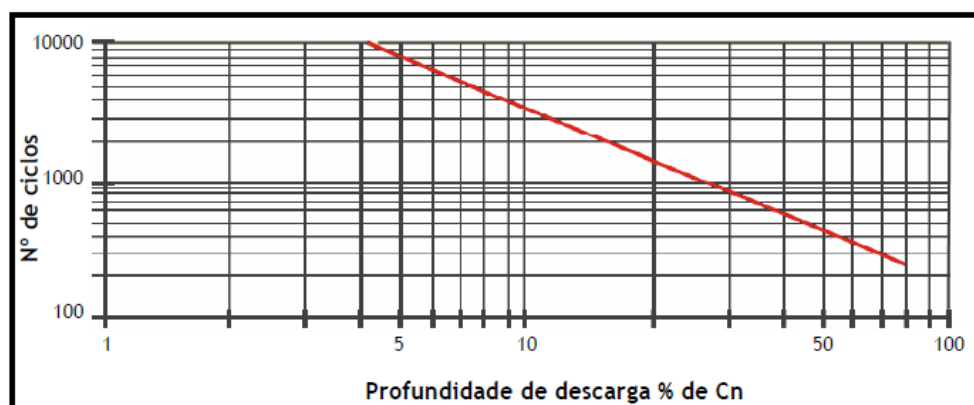


Fig. 6 - Número de ciclos de vida relativamente á profundidade de descarga [11].

Relativamente às baterias de chumbo-ácido da marca *Exide* foram selecionados dois modelos com as características mais apropriadas para a aplicação no estudo, o modelo “*OPzS Solar*” e o modelo “*EnerSol T*”. No entanto não foi possível reunir toda a informação técnica necessária sobre o modelo “*EnerSol T*”, e assim este modelo não foi considerado para este estudo. Dentro do modelo “*OPzS Solar*” foi escolhida a bateria “*OPzS Solar 210*”, apresentando as seguintes características principais:

Tabela 2 - Características das baterias chumbo-ácido *Exide OPzS Solar 210* [13] [14]

Bateria chumbo-ácido EXIDE - OPzS Solar 210 -	
Capacidade "C10" (Ah)	154
Capacidade "C4" (Ah)	119
Capacidade "C14" (Ah)	153
Tensão (V)	12
Energia máxima armazenável C6 (Wh)	1577
60% Energia armazenável C6 (Wh)	946
Energia máxima armazenável C4 (Wh)	1427
60% Energia armazenável C4 (Wh)	856
Energia máxima armazenável C14 (Wh)	1841
60% Energia armazenável C14 (Wh)	1105
Preço com IVA a 23% (€/uni)	438,50 €
Ciclos de vida a 60% DOD	2800
Tensão de carga (V)	2,23 – 2,40
Máxima corrente de carga (A)*	35

* Com o tipo de carga em corrente e tensão constante

A taxa descarga da bateria para o cenário 3 e para a opção tarifária em tri-horária do cenário 1 vai ser de 4 horas, correspondente à duração do período de horas de ponta onde se pretende reduzir a energia consumida proveniente da rede. A taxa de descarga, simbolizada por C_t , onde t corresponde ao tempo de descarga em horas, permite definir a taxa em que a capacidade foi calculada. Assim sendo será necessário calcular o valor da capacidade para uma taxa de “C4”, dado que este valor não é indicado pelo fabricante.

Considerando os valores indicados na Tabela 3 para C6, C12, C24 e C48 foi calculado o valor da capacidade C3.

$$C_6 - C_{12} = 19,3 \text{ Ah} \quad (5)$$

$$C_{12} - C_{24} = 16,3 \text{ Ah} \quad (6)$$

$$C_{24} - C_{48} = 20,5 \text{ Ah} \quad (7)$$

$$\frac{19,3 + 16,3 + 20,5}{3} = 18,7 \text{ Ah} \quad (8)$$

$$C_3 = 131,4 - 18,7 = 112,7 \text{ Ah} \quad (9)$$

O valor da capacidade para uma taxa de “C4” foi obtido através de uma extrapolação entre os valores das capacidades para as taxas de “C3” e “C6”.

$$\frac{131,4 - 112,7}{6 - 3} = \frac{C_4 - 112,7}{4 - 3} \Leftrightarrow C_4 = 118,93 \text{ Ah} \quad (10)$$

Como o período das horas fora do vazio é de 14 horas para a opção tarifária em bi-horária (cenário 1), será também necessário determinar a capacidade para uma taxa de descarga de 14h. No cenário 2 também será considerada uma descarga com duração de 14 horas, dado que para o cenário 2 o preço de venda de energia à rede não depende dos períodos horários em que é vendida, a descarga pode durar as 14 horas diárias que restam depois das 10 horas de carregamento. O valor da capacidade para uma taxa de “C14” foi obtido através de uma extrapolação entre os valores das capacidades para as taxas de “C12” e “C24”, indicados na Tabela 3.

Tabela 3 - Tensão e capacidade da bateria Exide OPzS Solar 210

Type	Part number	Nomi- nal vol- tage V	Capacities in Ah (C ₆ -C ₂₄₀ at 25°C)								
			C ₆	C ₁₀	C ₁₂	C ₂₄	C ₄₈	C ₇₂	C ₁₀₀	C ₁₂₀	C ₂₄₀
			1.75 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.85 V/C	1.85 V/C	1.85 V/C
Block											
OPzS Solar 70	NVSL120070WC0FA	12	55.0	51.5	63.7	69.4	78.4	79.8	83.2	82.7	92.9
OPzS Solar 140	NVSL120140WC0FA	12	95.4	103.0	108.2	118.7	141.6	137.8	144.0	139.9	162.3
OPzS Solar 210	NVSL120210WC0FA	12	131.4	154.5	150.7	167.0	187.5	196.2	204.5	208.3	234.1
OPzS Solar 280	NVSL060280WC0FA	6	203.4	206.0	229.3	250.8	296.2	289.2	301.8	294.0	338.3
OPzS Solar 350	NVSL060350WC0FA	6	245.5	257.5	284.0	311.5	374.2	361.2	377.5	364.1	424.5
OPzS Solar 420	NVSL060420WC0FA	6	284.3	309.0	322.9	354.6	420.8	410.8	429.4	417.7	482.9

Esta bateria é constituída por placas tubulares, necessita de baixa manutenção e permite a sua completa reciclagem. No que diz respeito ao número de ciclos de vida, este depende da profundidade da descarga e é ilustrado pela seguinte figura.

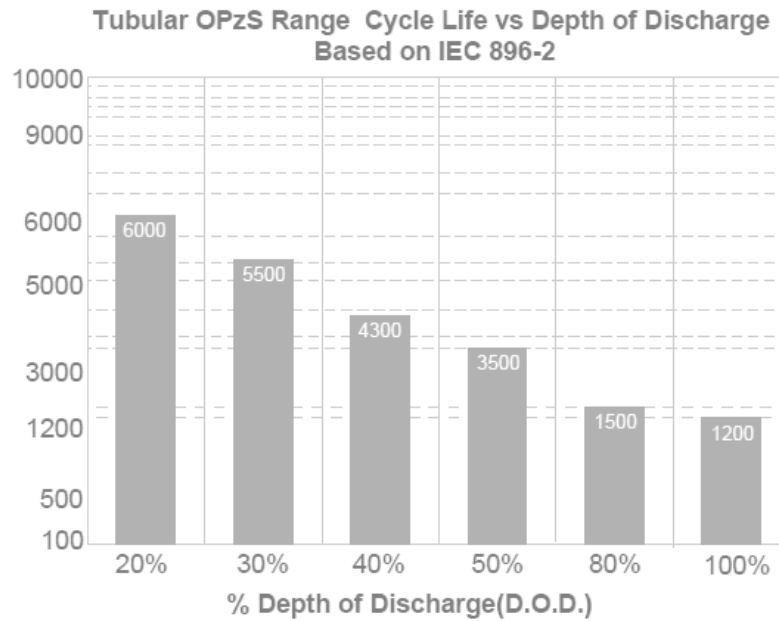


Fig. 7 - Número de ciclos de vida relativamente à profundidade de descarga [13].

O fabricante recomenda que a profundidade de descarga não seja superior a 60%, dado que a ultrapassagem deste valor afeta a temperatura da bateria o que leva a uma redução do número de ciclos de vida. Considerando os valores indicados na Fig. 7, para uma profundidade de descarga de 60% alcança-se aproximadamente 2800 ciclos de vida.

$$\frac{80\% - 50\%}{1500 \text{ ciclos} - 3500 \text{ ciclos}} = \frac{60\% - 50\%}{n^{\circ} \text{ Ciclos de vida}_{60\%} - 3500 \text{ Ciclos}} \Leftrightarrow \quad (11)$$

$$\Leftrightarrow n^{\circ} \text{ Ciclos de vida}_{60\%} = 2833,33$$

Esta bateria, comparativamente à bateria da *Autosil*, apresenta um maior número de ciclos e menor preço tendo em conta o sua duração útil, porém, a sua capacidade é mais reduzida.

3.1. Cenário 1

Na análise deste cenário foi considerado o armazenamento de energia para um consumidor em BTN nos períodos horários em que os preços de energia são menores de modo a consumir a energia armazenada nos períodos horários em que os preços aplicados são mais elevados.

As baterias utilizadas neste estudo correspondem ao modelo *OPzS solar 210* da marca *Exide*, cujas características foram apresentadas na Tabela 2 e na Fig. 7.

A Tabela 4 resume as características aplicadas ao cenário 1 em estudo.

Tabela 4 – Resumo das características do Cenário 1

Tipo de consumidor	Baixa Tensão Normal
Potência contratada	10,35 kVA
Potência tomada	9,315 kVA
Opções tarifárias	- Tri-horária - Bi-horária - Ciclo diário
Observações	- Armazenamento de energia em horas de vazio para consumo em horas de ponta - Energia a armazenar: Menor consumo registrado em horas de ponta ao longo do ano

3.1.1. Preços do Consumo de Eletricidade

Foi considerado um consumidor em BTN com uma potência contratada de 10,35 kVA e uma potência tomada de 90% desse valor, ou seja, 9,315 kVA. Para este perfil de cliente são possíveis três opções tarifárias distintas: tarifa simples, tarifa bi-horária e tarifa tri-horária. No entanto, as tarifas com maior interesse para esta análise correspondem às que possuem uma maior diferença de custos entre os períodos horários de maior solicitação de energia e os períodos horários de menor solicitação de energia. Como para a opção tarifária simples é aplicado o mesmo preço em todos os períodos horários, esta torna-se desinteressante para a análise. Assim, neste estudo apenas se analisaram as opções tarifárias bi-horária e tri-horária. Nas tabelas seguintes mostram-se os preços de energia e potência destas duas opções tarifárias.

Tabela 5 – Tarifa de venda a clientes finais em BTN – Opção de Tri-horária [15]

Tarifa tri-horária (2013)												
(kVA)	Custos de Potência Contratada			Custo de Energia								
	MERCADO REGULADO	EDP COMERCIAL CASA	IBERDOLA	MERCADO REGULADO			EDP COMERCIAL CASA			IBERDOLA		
				Horas de Ponta	Horas de cheias	Horas de vazio	Horas de Ponta	Horas de cheias	Horas de vazio	Horas de Ponta	Horas de cheias	Horas de vazio
	€/dia			€/kWh								
3,45	0,1844	-	-	0,1865	0,1483	0,087	-	-	-	-	-	-
4,6	0,2407	-	-				-	-	-	-	-	-
5,75	0,2959	-	-				-	-	-	-	-	-
6,9	0,351	-	-				-	-	-	-	-	-
10,35	0,5165	-	-	0,1899	0,1515	0,0878	-	-	-	-	-	-
13,8	0,6821	-	-				-	-	-	-	-	-
17,25	0,8476	-	-				-	-	-	-	-	-
20,7	1,0131	-	-				-	-	-	-	-	-
27,6	1,4081	1,3799	1,4081	0,2858	0,1437	0,0822	0,2801	0,1408	0,0806	0,2858	0,1437	0,0822
34,5	1,755	1,7199	1,755									
41,4	2,1019	2,0599	2,1019									

Para uma potência contratada de 10,35 kVA apenas o mercado regulado apresenta a opção tarifária tri-horária. Assim, apenas foram considerados os preços disponibilizados pelo mercado regulado para a opção tarifária em tri-horária.

Tabela 6 - Tarifa de venda a clientes finais em BTN – Opção de Bi-horária [15]

Tarifa bi-horária (2013)									
(kVA)	Custos de Potência Contratada			Custo de Energia					
	MERCADO REGULADO	EDP COMERCIAL CASA	EDP COMERCIAL CASA VERDE	MERCADO REGULADO		EDP COMERCIAL CASA		EDP COMERCIAL CASA VERDE	
				Horas fora do vazio	Horas de vazio	Horas fora do vazio	Horas de vazio	Horas fora do vazio	Horas de vazio
	€/dia			€/kWh					
3,45	0,1844	0,1844	-	0,1641	0,087	0,1641	0,087	-	-
4,6	0,2407	0,2407	-					-	-
5,75	0,2959	0,2959	-					-	-
6,9	0,351	0,351	0,351					0,1641	0,087
10,35	0,5165	0,5165	0,5165	0,1674	0,0878	0,1674	0,0878	0,1674	0,0878
13,8	0,6821	0,6821	0,6821						
17,25	0,8476	0,8476	0,8476						
20,7	1,0131	1,0131	1,0131						

No caso da opção em tarifário em bi-horária existem, para a potência contratada de 10,35 kVA, empresas do mercado livre que disponibilizam esta opção tarifária. No entanto, os preços das tarifas oferecidas pelos vários comercializadores são os mesmos.

O carregamento das baterias é realizado nos períodos horários onde as tarifas são mais baixas, o que corresponde às horas de vazio. Os períodos horários de vazio (vazio normal + super vazio) dependem do ciclo semanal ou diário, apresentados na Fig. 8 e Fig. 9.

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Fig. 8 – Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental [16]

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Fig. 9 – Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental [17]

Na análise do cenário, apenas foi considerado o ciclo diário, dado que o número de horas em vazio corresponde a 10 horas seguidas todos os dias, ao contrário do ciclo semanal em que as horas de vazio variam conforme o dia da semana e além disso não correspondem a horas consecutivas.

A Fig. 9 mostra como estão distribuídos os períodos horários em ciclo diário nas estações de inverno e verão. Na opção tarifária em bi-horária a divisão dos períodos é feita em horas de vazio (vazio normal + super vazio) e em horas de fora de vazio (pontas + cheias). Na opção tarifária em tri-horária os períodos são divididos em horas de vazio (vazio normal + super vazio), horas de cheias e horas de ponta.

3.1.2. Inversores

Para cada opção tarifária foram necessários inversores diferentes, dado que a quantidade de energia a armazenar também é diferente. O dimensionamento dos inversores foi feito com base no menor valor de consumo diário registrado para o período horário em horas fora do vazio/horas de ponta, já com os desvios de consumo e também pela tensão necessária para o carregamento das baterias.

Para a opção tarifária em bi-horária o menor consumo diário registrado nas horas fora de vazio durante o ano foi de 70,24 kWh e, uma vez que o tempo de descarga das baterias é 14 horas, a potência necessária para o inversor é de 5017 W. Considerando um fator de potência unitário, foram escolhidas inicialmente 2 unidades do inversor *OutBack VFX3024E* com uma potência de 3000 VA/Uni [18]. Este inversor disponibiliza uma tensão DC de 21-34 Vdc e uma corrente DC máxima de 85 A. Depois do cálculo do número das baterias, chegou-se à conclusão que a tensão DC disponibilizada não era o suficiente para o carregamento das baterias e optou-se pelo inversor *OutBack FX2348ET*, com uma potência de 2300 VA, uma tensão DC disponibiliza de 42-68 Vdc e uma corrente DC de 35 A.

Relativamente à análise da tarifa tri-horária, o menor consumo diário registrado em horas de ponta foi 21,32 kWh, a descarga das baterias terá um período de 4 horas o que corresponde a uma potência de descarga de 5330 W. Considerando um fator de potência unitário, optou-se por duas unidades do inversor *OutBack VFX3024E*.

3.1.3. Análise Económica

Como referido no início deste capítulo, este cenário de estudo teve como suporte o diagrama de carga em BTN construído com base no perfil de consumo do ano 2013, disponibilizado pela ERSE [10]. Foi considerado um consumidor com uma potência

contratada de 10,35 kVA e uma potência tomada de 90% desse valor, ou seja, 9,315 kVA.

Os dados do perfil de consumo em potência, foram convertidos em energia, dado que representam medições de 15 em 15 minutos, para obter valores em energia basta multiplicar cada valor de potência por $\frac{1}{4}$ de hora.

Posteriormente foram efetuados desvios de consumos. O carregamento das baterias é efetuado durante as 10 horas correspondentes ao período de horas de vazio tanto para a opção em bi-horária como para a opção em tri-horária. A energia a armazenar nas baterias é calculada tendo em conta o menor valor da potência tomada em horas de ponta registada no ano em estudo. Este valor relativamente, à opção tarifária em bi-horária, será diferente do valor para a opção tarifária em tri-horária, mesmo tratando-se do mesmo perfil de consumo, dado que a organização dos períodos horários é diferente. O valor de energia a ser armazenado nas baterias será então:

- 21,320 kWh/dia para a opção tarifária em tri-horária
- 70,244 kWh/dia para a opção tarifária em bi-horária

Nas horas de vazio para além do carregamento das baterias é feito, em paralelo, o consumo habitual da instalação. A energia armazenada será consumida apenas nas horas de ponta. Porém, não será eliminado totalmente o consumo anual em horas de ponta, sendo apenas reduzido, apesar de em alguns dias se registar valor nulo no consumo de energia em horas de ponta/fora do vazio.

A Fig. 10 e Fig. 11 apresentam os valores dos consumos de energia do ano 2013 para cada opção tarifária, organizados em períodos horários antes e depois de efetuar desvio de consumos. Observa-se que o mês de maior consumo foi dezembro e o de menor consumo os meses de maio e junho.

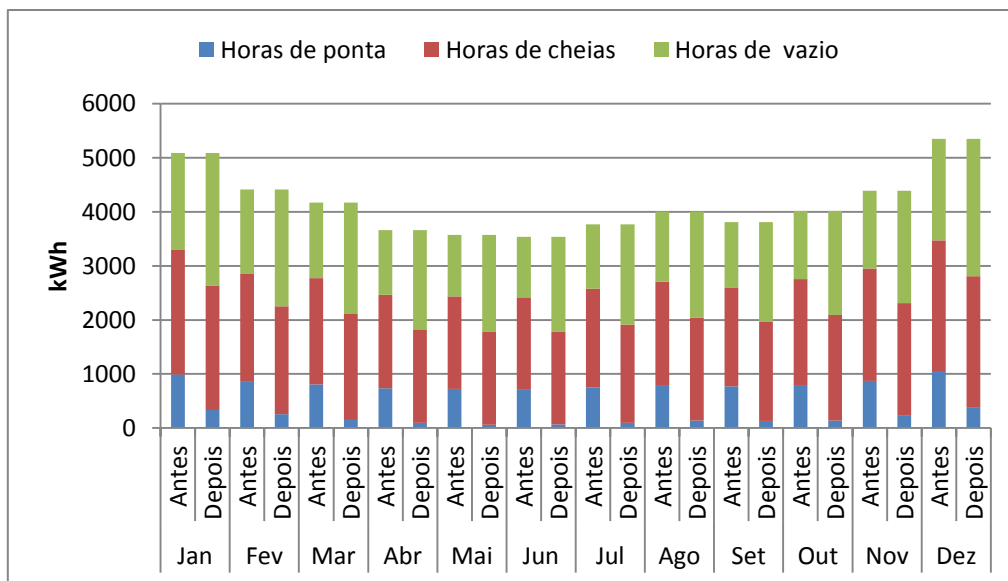


Fig. 10 - Consumos de energia com a opção tarifária tri-horária do ano 2013 antes e depois da aplicação dos desvios de consumos

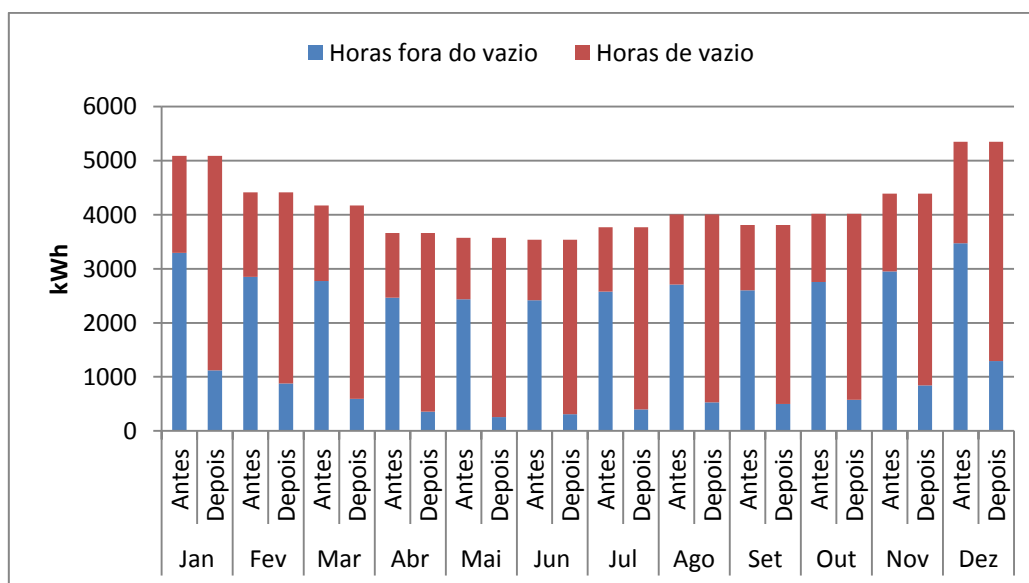


Fig. 11 - Consumos de energia com a opção tarifária bi-horária do ano 2013 antes e depois da aplicação dos desvios de consumos

Comparando os dados da Fig. 10 e os da Fig. 11, verifica-se que os valores totais de energia consumida se mantêm, no entanto, a energia consumida em horas de ponta (no caso da tarifa em tri-horária) e em horas fora do vazio (no caso da tarifa em bi-horária) diminuem, aumentando o consumo nos períodos de horas de vazio em consequência do carregamento das baterias.

Até ao momento observou-se que a nível de quantidade de energia total consumida não houve qualquer alteração, no entanto, ao nível de custos de energia haverá diferenças. Relembra-se que para o escalão de potência contratada de 10,35 kVA, em opção tri-horária, apenas o mercado regulado comercializa energia e em bi-horária vários comercializadores vendem energia, mas todos com preços iguais.

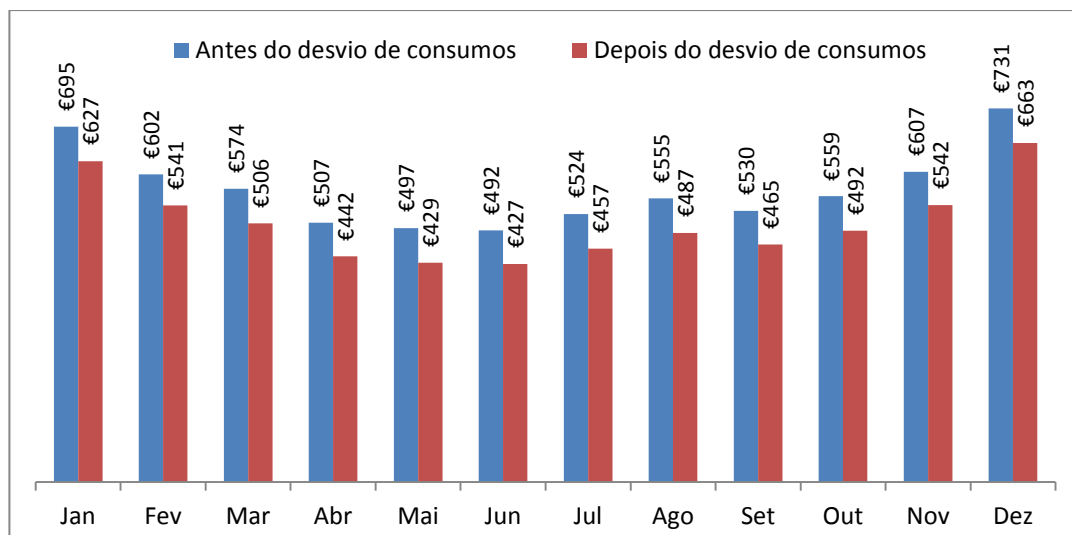


Fig. 12 - Custos da energia consumida para a opção tarifária em tri-horária

A Fig. 12 mostra os encargos com o consumo de energia, para a opção tarifária em tri-horária, antes e depois de efetuados desvios de consumos ao longo de 1 ano. No final do ano têm-se uma poupança na fatura em energia de 794,5€.

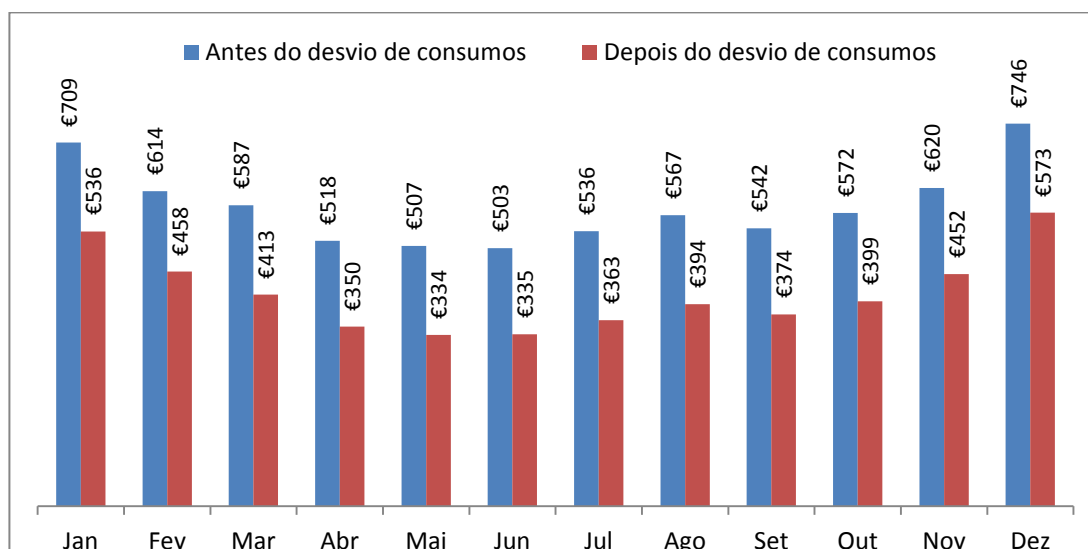


Fig. 13 - Custos da energia consumida para a opção tarifária em bi-horária

A Fig. 13 mostra os encargos com o consumo de energia para a opção tarifária em

bi-horária, antes e depois da implementação da medida de armazenamento de energia, com o correspondente desvio de consumos ao longo de 1 ano. No final do ano obtém-se uma redução nos custos de 2040,8€. Aos valores apresentados nas Fig. 12 e Fig. 13 falta ainda considerar os encargos com as baterias e os inversores.

Mais uma vez foram utilizadas baterias *EXIDE OpzS Solar 210*. Segue a tabela de resumo das características a considerar.

Tabela 7 – Principais características das baterias EXIDE OPzS solar 210 [13] [14]

Bateria chumbo-ácido EXIDE	
- OPzS solar 210 -	
Tempo de carga (h)	10
Tempo de descarga - Tri-horária	4
60% Energia armazenável (Wh) - "C 4"	1427
Tempo de descarga - Bi-horária	14
60% Energia armazenável (Wh) - "C 14"	1105
Preço com IVA a 23% (€/uni)	438,50 €
Ciclos de vida a 60% DOD	2800

NOTA: DOD - depth-of-discharge (Profundidade de descarga)

Estas baterias têm um número de ciclos de vida de 2800, o que corresponde a um período de vida para esta aplicação de cerca de 7 anos e 8 meses, para uma profundidade de descarga de 60%. À medida que se aumenta a percentagem de profundidade de descarga diminui-se substancialmente o número de ciclos de vida. [14].

Para a opção tarifária tri-horária e para o armazenamento de 21319,98 Wh de energia em 4 horas, obtém-se uma potência de carga de:

$$P = \frac{21319,98 \text{ Wh}}{4h} = 5329,995W \quad (16)$$

Para esta potência, a corrente necessária é:

$$I = \frac{5329,995 \text{ W}}{12 \text{ V}} = 444,166 \text{ A} \quad (17)$$

Como a descarga é feita durante 4 horas, a capacidade necessária para as baterias é de:

$$\text{Capacidade} = 444,166 \text{ A} \times 4 \text{ h} = 1776,664 \text{ Ah} \quad (18)$$

Para C₄ tem-se uma capacidade de 118,93 Ah (ao fim de 4h, a bateria entrega no total 118,93 Ah). Como foi considerado uma descarga de apenas 60% do total disponibilizado pela bateria, de modo a preservar a vida útil da bateria, a capacidade utilizada é de apenas $118,93 \text{ Ah} \times 0.6 = 71,358 \text{ Ah}$. Assim o número de baterias corresponde a:

$$n^{\circ} \text{ baterias} = \frac{1776,664 \text{ Ah}}{71,358 \text{ Ah}} = 24,898 \approx 25 \text{ uni} \quad (19)$$

O inversor considerado, *OutBack VFX3024E*, aceita uma tensão de 24Vdc vinda das baterias e para tal, como as baterias têm uma tensão de 12V, é necessário ligar as baterias em série de modo a elevar a tensão para os 24V.

$$I = \frac{5329,995 \text{ W}}{24 \text{ V}} = 222,08 \text{ A} \quad (20)$$

$$\text{Capacidade} = 222,08 \text{ A} \times 4 \text{ h} = 888,33 \text{ Ah} \quad (21)$$

$$n^{\circ} \text{ baterias} = \frac{888,33 \text{ Ah}}{71,358 \text{ Ah}} \times 2 = 24,898 \approx 25 \text{ uni} \quad (22)$$

A ligação das baterias em série aumenta a tensão, mas a corrente permanece igual e o número de baterias mantém-se o mesmo. Apenas se altera o tipo de ligação. As 25 baterias têm um custo total de 10962,5€.

Para o carregamento das baterias em 10h será necessário uma tensão de 2,25Vdc $\times$ 25 unidades de baterias, o que totaliza 56,25Vdc. O inversor *OutBack VFX3024E*, disponibiliza uma tensão DC máxima de 34Vdc e, como foram utilizados 2 inversores tem-se um total de 68Vdc, o que é suficiente para carregar as baterias. O custo dos 2 inversores *OutBack VFX3024E* é de 4157,4 €.

Para a opção tarifária bi-horária foi considerado o mesmo inversor aplicado na opção tarifária em tri-horária, *OutBack VFX3024E*, cuja tensão DC de entrada corresponde a 24Vdc. A ligação das baterias será feita em série de modo a elevar a tensão para os 24V. A energia a armazenar é de 70244 Wh, e para esta opção tarifária o período em horas de vazio corresponde a 14 horas, o que equivale a uma potência de carga de:

$$P = \frac{70244,47 \text{ Wh}}{14h} = 5017,46W \quad (23)$$

Para esta potência, a corrente necessária é:

$$I = \frac{5017,46 \text{ W}}{24 \text{ V}} = 209,07 \text{ A} \quad (24)$$

Como a descarga é feita durante 14 horas, a capacidade necessária para as baterias é de:

$$\text{Capacidade} = 209,07 \text{ A} \times 14 \text{ h} = 2926,85 \text{ Ah} \quad (25)$$

Considerada uma descarga de apenas 60% do total disponibilizado pela bateria, de modo a preservar a vida útil da bateria, a capacidade utilizada é de apenas $C_4 \times 0,6 = 153,42 \text{ Ah} \times 0,6 = 92,056 \text{ Ah}$. Assim o número de baterias corresponde a:

$$n^{\circ} \text{ baterias} = \frac{2926,85 \text{ Ah}}{92,056 \text{ Ah}} \times 2 = 63,588 \approx 64 \text{ uni} \quad (26)$$

As 64 baterias têm um custo total de 28064€. A tensão DC necessária para o carregamento das baterias em 10 horas é de $2,25\text{Vdc} \times 64$ o que totaliza 144Vdc. Sendo 34Vdc a tensão DC máxima que o inversor disponibiliza para o carregamento das baterias, e como foram considerados 2 inversores tem-se um total de 68Vdc o que não é suficiente para carregar as baterias. Por essa razão alterou-se a escolha do inversor para o *OutBack FX2348ET*. Este inversor tem uma potência de 2300 VA e uma tensão DC máxima para o carregamento das baterias de 68 Vdc. Como este inversor é de potência inferior ao *OutBack VFX3024E*, serão necessárias 3 unidades, o que perfaz uma tensão DC disponível para carregamento das baterias de $3 \times 68 = 204 \text{ Vdc}$. A tensão DC de entrada deste inversor é de 48Vdc, no entanto o número de baterias permanecerá o mesmo, apenas será necessário fazer a ligação de 4 grupos de baterias ligados em série, de modo a elevar a tensão de 12V para 48V. Os custos das 3 unidades de inversores *OutBack FX2348ET* terão um total de 5405,85 €.

O investimento total, considerando baterias e inversores, para opção tarifária em tri-horária será cerca de 15120€ e para a opção tarifária em bi-horária será cerca de 33470€.

Falta apenas contabilizar os custos da potência contratada. Inicialmente a potência

contratada era de 10,35 kVA, no entanto, o desvio de consumo de energia das horas fora do vazio/horas de ponta para as horas de vazio fez com que a potência contratada necessitasse de ser ajustada. Nas Fig. 14 e Fig. 15 mostram-se os maiores valores de potência tomada por período horário registrados no ano em estudo, antes e depois do desvio de consumo.

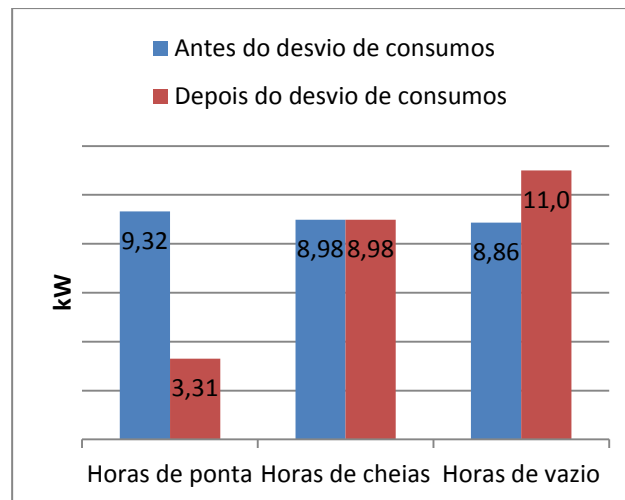


Fig. 14 - Potência tomada para a opção tarifária em tri-horária, antes e depois da aplicação dos desvios de consumos

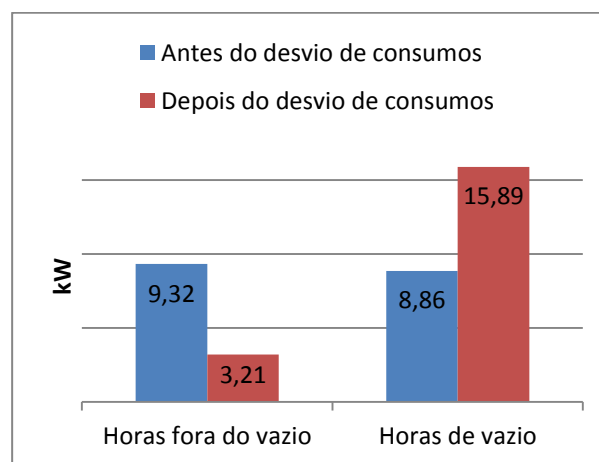


Fig. 15 - Potência tomada para a opção tarifária em bi-horária, antes e depois da aplicação dos desvios de consumos

Analisando as Fig. 14 e Fig. 15 percebe-se que tanto para a opção tarifária tri-horária como para opção tarifária bi-horária será necessário subir o escalão da potência contratada. Assim, no tri-horária a nova potência contratada será de 13,8 kVA e para o bi-horária será de 17,25 kVA. Esta alteração leva a um aumento do custo de potência contratada de cerca de 32% no caso do tri-horária e cerca de 64% para o caso do bi-horária, comparando com o custo da potência contratada inicialmente considerada.

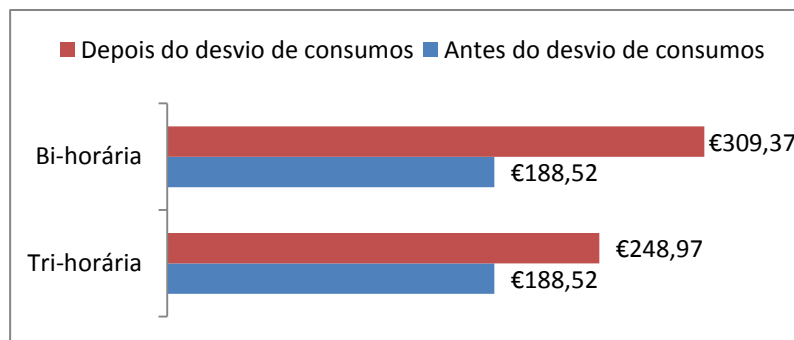


Fig. 16 - Evolução do custo da potência contratada

Foi feita uma extrapolação dos valores calculados para os encargos e poupanças acumuladas do ano 2013 para 25 anos, de maneira a perceber se o investimento era pago e em quanto tempo.

Tabela 8 – Encargos e poupanças acumuladas do cenário 1

Anos	Tri-horária		Bi-horária	
	Encargos	Poupança	Encargos	Poupança
0	15.120 €	-15.120 €	33.470 €	-33.470 €
1	21.445 €	-14.386 €	38.760 €	-31.550 €
2	27.770 €	-13.652 €	44.050 €	-29.630 €
3	34.095 €	-12.918 €	49.340 €	-27.710 €
4	40.420 €	-12.184 €	54.630 €	-25.790 €
5	46.745 €	-11.450 €	59.919 €	-23.870 €
6	53.070 €	-10.715 €	65.209 €	-21.950 €
7	59.395 €	-9.981 €	70.499 €	-20.030 €
8	76.682 €	-20.210 €	103.853 €	-46.174 €
9	83.007 €	-19.476 €	109.143 €	-44.254 €
10	89.332 €	-18.742 €	114.433 €	-42.334 €
11	95.657 €	-18.008 €	119.723 €	-40.414 €
12	101.982 €	-17.273 €	125.013 €	-38.493 €
13	108.307 €	-16.539 €	130.303 €	-36.573 €
14	114.632 €	-15.805 €	135.593 €	-34.653 €
15	120.957 €	-15.071 €	140.883 €	-32.733 €
16	138.244 €	-25.300 €	174.237 €	-58.877 €
17	144.569 €	-24.566 €	179.527 €	-56.957 €
18	150.894 €	-23.832 €	184.817 €	-55.037 €
19	157.219 €	-23.097 €	190.106 €	-53.117 €
20	163.544 €	-22.363 €	195.396 €	-51.197 €
21	169.869 €	-21.629 €	200.686 €	-49.277 €
22	176.194 €	-20.895 €	205.976 €	-47.357 €
23	193.482 €	-31.124 €	239.330 €	-73.501 €
24	199.807 €	-30.390 €	244.620 €	-71.581 €
25	206.131 €	-29.655 €	249.910 €	-69.661 €

A Tabela 8 permite verificar que, nem no caso da opção tarifária em tri-horária nem no caso da opção tarifária bi-horária existe retorno do investimento em nenhum dos anos da análise. Pelo contrário, o prejuízo é bastante elevado.

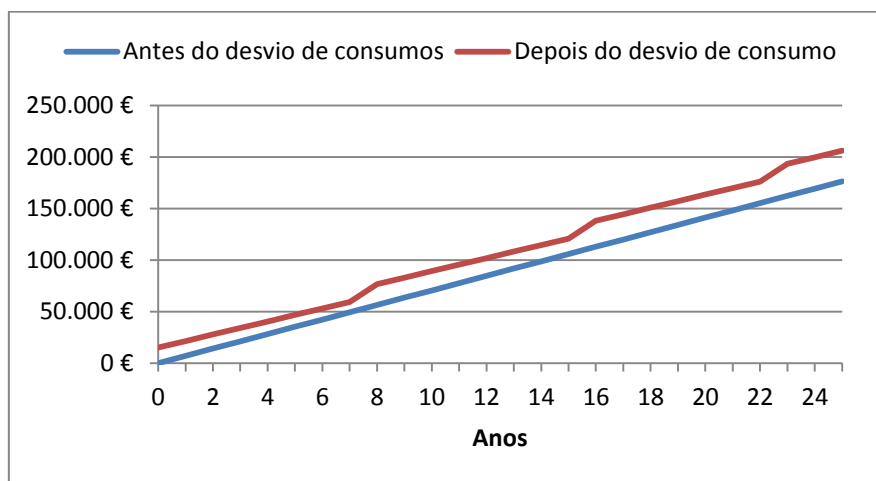


Fig. 17 – Fatura final em opção tarifária tri-horária

Na Fig. 17, é claramente visível que, para os valores com o desvio de consumo, existe uma subida mais acentuada nos encargos em alguns pontos do gráfico, como por exemplo entre o 7º e o 8º ano. Isto acontece porque a vida útil das baterias é de cerca de 7 anos e 8 meses, o que leva à necessidade de uma substituição das baterias com esta regularidade.

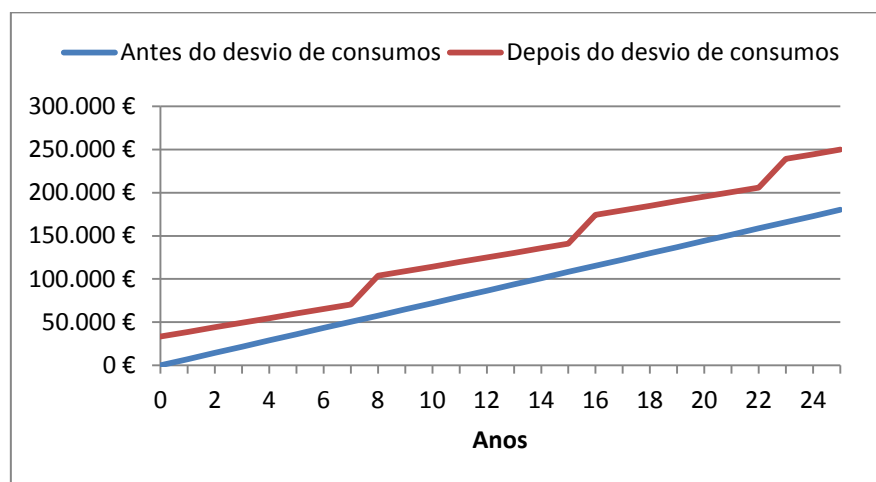


Fig. 18 - Fatura final em opção tarifária bi-horária

Pela Tabela 8, Fig. 17 e Fig. 18 verifica-se que não existem lucros nem será pago o investimento. O caso pior é na implementação desta medida em consumidor com a opção tarifária em bi-horária, onde é necessário fazer um grande investimento devido ao

elevado número de baterias definidas para o armazenamento de energia.

Em seguida mostram-se os diagramas de carga do dia com maior e do dia com menor consumo de potência com a comparação entre a situação antes e a situação depois de efetuados os desvio de consumo.

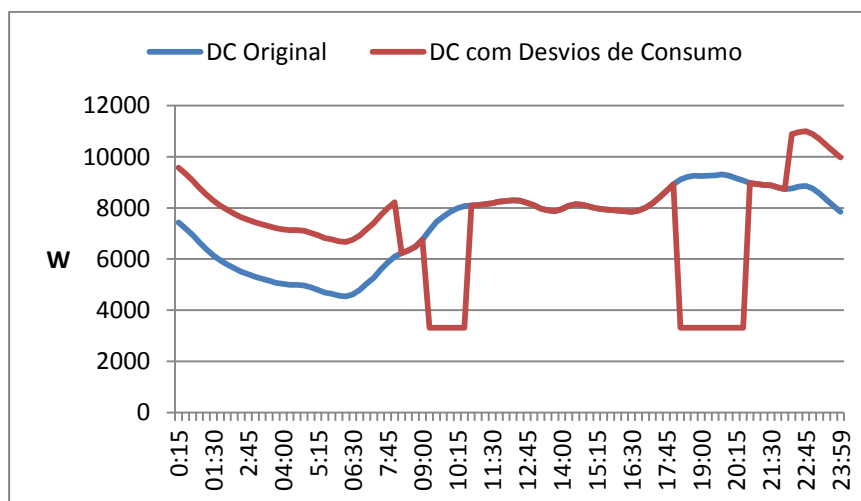


Fig. 19 – DC's original e alterado para o dia de maior consumo, para a opção tarifária em tri-horária – Dia 2 Dezembro 2013

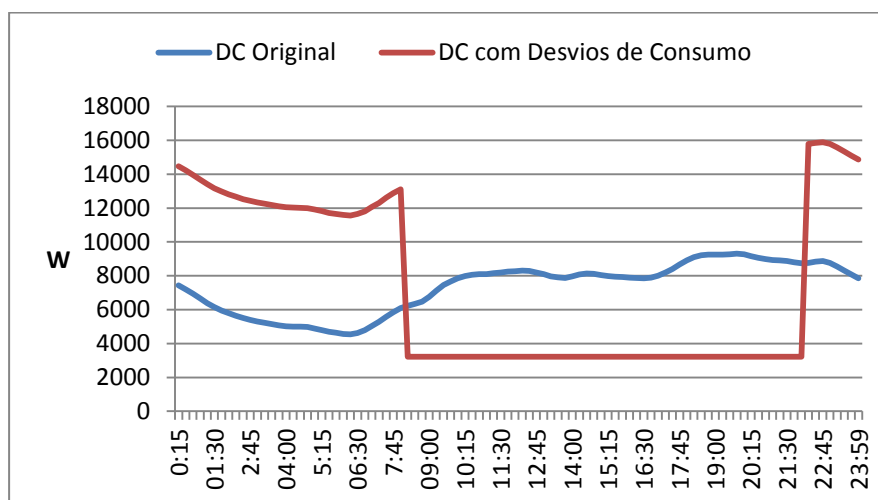


Fig. 20 – DC's original e alterado para o dia de maior consumo, para a opção tarifária em bi-horária – Dia 2 Dezembro 2013

Com a alteração do escalão da potência contratada, na opção tarifária em tri-horária para 13,8 kVA e na opção tarifária em bi-horária para 17,25 kVA, verifica-se que a potência tomada depois de efetuados os desvios de consumo é inferior à contratada em ambas as opções tarifárias.

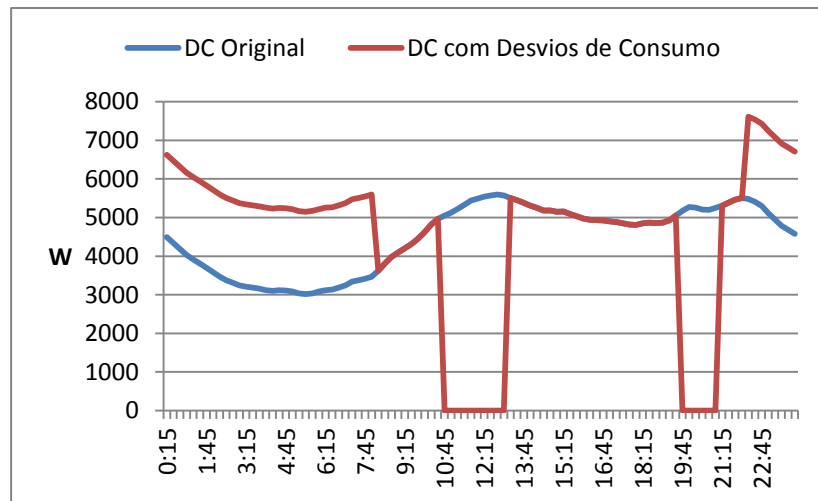


Fig. 21 - DC's original e alterado para o dia de menor consumo, para a opção tarifária em tri-horária – Dia 7 Julho 2013

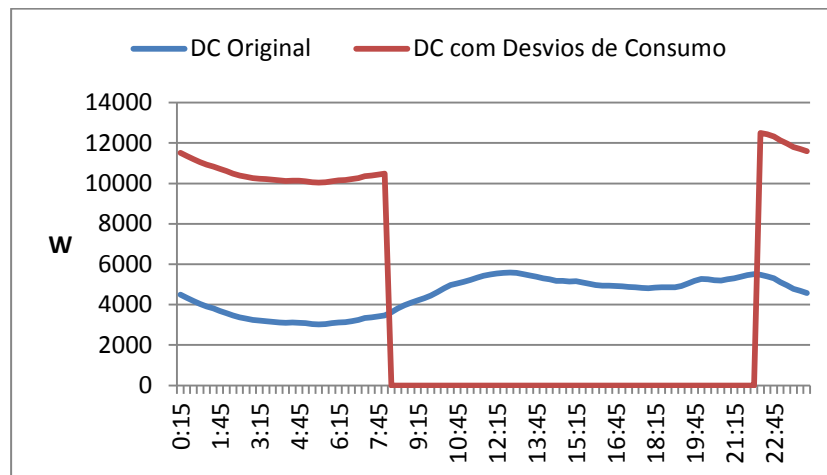


Fig. 22 - DC's original e alterado para o dia de menor consumo, para a opção tarifária em bi-horária – Dia 7 Julho 2013

Nos gráficos acima é possível verificar que no dia de menor consumo registado no ano, é eliminado totalmente o consumo em horas de ponta/fora do vazio e no dia de maior consumo a potência do diagrama de carga em horas de ponta/fora do vazio desce para cerca de metade do valor inicial. Em contraposto, a potência nas horas de vazio aumenta consideravelmente, notando-se bastante bem esse aumento na opção tarifária bi-horária.

Este cenário não apresenta lucros, pelo contrário apresenta prejuízos elevados, no entanto, este desvio de consumos permite uma diminuição do consumo em horas de ponta tornando-se, eventualmente, benéfico para a rede e para os produtores de energia. Por esta razão, poderia ser avaliada a possibilidade de existência de um incentivo

monetário para a aplicação destas medidas. Em seguida, serem apresentados os cálculos de um valor de incentivo por kWh armazenado.

Para o caso da opção tarifária em tri-horária:

$$\begin{aligned} \text{Prejuízo ao fim dos 25 anos} &= 29665,47 \text{ €} \\ \frac{29655,47}{25} &= 1186,219 \text{ €} \end{aligned} \quad (27)$$

A energia total diária a armazenar é de 21,31998 kWh o que dá um total anual de 7781,79 kWh.

$$\frac{1186,219 \text{ €}}{7781,79 \text{ kWh}} = 0,15244 \text{ €/kWh} \quad (28)$$

Se o incentivo for de 0,15244 € por kWh armazenado nas baterias, não haverá nem lucro nem prejuízos na aplicação do desvio de consumo para a da opção tarifária em tri-horária. Para o caso da opção tarifária em bi-horária, o prejuízo é de 69661 € e a energia armazenada total anual é de 25639,23 kWh, deste modo o incentivo teria de ser 0,10868 € por kWh armazenado nas baterias.

3.2. Cenário 2

Com as características do cenário 1, analisou-se que existe um prejuízo elevado. No cenário 2, estuda-se se com os incentivos indicados no Decreto-Lei nº 363/2007 e o Decreto-Lei nº 118/2010 aplicados no armazenamento de energia para gestão da procura se torna economicamente viável. O estudo analisado no Cenário 2, diz respeito a um consumidor em BTN que armazena energia em baterias durante as horas de vazio para vender à rede nas horas fora do vazio.

O Decreto-Lei nº 363/2007 e o Decreto-Lei nº 118/2010 estabelecem o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, chamadas de unidades de microprodução. Apenas é aplicado às unidades que utilizam recursos renováveis como energia primária, como solar, eólica, hídrica ou que produzam combinadamente calor e eletricidade. As características do cenário 2 em estudo não se enquadram nos referidos Decretos-Lei nºs 363/2007 e 118/2010, no entanto, caso estas características fossem abrangidas serviriam como incentivo para que um maior número de consumidores implementasse estas medidas. Desta forma contribuir-se-ia para um aproveitamento da energia eólica, cuja produção é maior à noite em horas de vazio, evitando custos mais elevados com os fornecimentos durante o dia (horas de cheia e horas de ponta).

Alguns dos requisitos, indicados no artigo 4º do Decreto-Lei nº 118/2010, para o acesso à ligação com a rede elétrica de serviço público são os seguintes:

- Dispor de um contrato de compra de eletricidade em BTN (Baixa tensão normal);
- A potência de injeção na rede elétrica de serviço público não pode ultrapassar 50% da potência contratada para a instalação elétrica de utilização.

No que diz respeito às tarifas remuneratórias, são definidos o regime geral e regime bonificado. Para usufruir das tarifas aplicadas ao regime bonificado é necessário respeitar as seguintes condições:

- A potência de ligação terá de ser até 3,68 kW;
- Ao fim de 15 anos em regime bonificado, o produtor passa para o regime remuneratório geral;
- A tarifa única de referência aplicada a cada produtor é de 400€/MWh para os primeiros 8 anos e de 240€/MWh para os restantes 7 anos. Sobre ambas as tarifas ainda

existe uma redução anual de 20€/MWh;

A tarifa a aplicar depende do tipo de energia primária utilizada, sendo determinada aplicando as seguintes percentagens:

- Solar – 100%
- Eólica – 80%
- Hídrica – 40%
- Co-geração a biomassa – 70%
- Pilha de baterias a hidrogénio – utiliza as percentagens anteriores consoante o tipo de energia primária utilizada para a produção do hidrogénio.
- Co-geração não renovável – 40%
- Por cada kW de potência de injeção à rede, a eletricidade vendida é limitada a um valor anual de 2,4 MWh no caso da solar e eólica e nos restantes casos de 4 MWh/ano.

Todos os produtores que não obtenham acesso ao regime bonificado são considerados em regime geral. As tarifas aplicadas a este regime são equiparadas ao custo de energia do tarifário aplicado pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo. Ou seja, a venda da energia à rede terá a mesma tarifa que o consumidor paga ao comercializador para lhe fornecer energia.

Segundo o indicado acima, a potência de ligação tem de ser até 50% da potência contratada para o consumo da habitação. A máxima potência de ligação para usufruir do regime bonificado é de 3,68 kW o que levaria a potência contratada de 7,36 kW, correspondendo ao dobro da potência máxima de ligação. De acordo com os escalões de potência disponíveis em BTN, indicados na tabela seguinte, a potência contratada terá de ser maior ou igual que 10,35 kVA, dado que nestes escalões de potência para consumidores em BTN não existe o escalão de 7,36 kVA de potência contratada.

Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples , bi-horária e tri-horária	3,45	5,61	0,1844
	4,6	7,32	0,2407
	5,75	9,00	0,2959
	6,9	10,68	0,3510
	10,35	15,71	0,5165
	13,8	20,75	0,6821
	17,25	25,78	0,8476
	20,7	30,81	1,0131
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1405	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1418	
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1641	
	Horas de vazio	0,0870	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1674	
	Horas de vazio	0,0878	
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,1865	
	Horas de cheias	0,1483	
	Horas de vazio	0,0870	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,1899	
	Horas de cheias	0,1515	
	Horas de vazio	0,0878	

* RRC art. 220.º, n.º 3

Fig. 23 – Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA) [19]

Consideram-se as tarifas aplicadas à energia solar em regime bonificado (100% do valor da tarifa em regime bonificado) por ser o mais atrativo economicamente. Para a energia solar o Decreto-Lei nº 363/2007 e Decreto-Lei nº 118/2010 referenciam um valor máximo de energia para venda em regime bonificado de 2,4 MWh/ano por quilowatt instalado na ligação. Assim, com a potência de ligação de 3,68 kW tem-se uma energia para venda de 8,832 MWh/ano o correspondente a 24,197 kWh por dia.

A Tabela 9 resume as características aplicadas ao cenário 2 em estudo.

Tabela 9 – Resumo das características do Cenário 2

Tipo de consumidor	Baixa Tensão Normal
Potência contratada	10,35 kVA
Potência de ligação para venda	3,68 kW
Energia total anual vendida	8,832 MWh
Observações:	- Tarifas aplicadas segundo o Decreto-Lei nº 363/2007 e Decreto-Lei nº 118/2010, para o solar como energia primária; - Venda de energia em regime bonificado. - Armazenamento da energia em horas de vazio para venda em horas fora de vazio.

3.2.1. Preços de Venda de Eletricidade

Como indicado anteriormente, neste cenário apenas se estuda a aplicação do regime bonificado. A tarifa única de referência aplicada a cada produtor é de 400€/MWh para o primeiro ano, reduzindo anualmente em 20€/MWh até aos 15 anos, correspondente ao

período de tempo máximo em que é possível usufruir do regime bonificado (ver Tabela 10).

A tarifa para venda a aplicar depende do tipo de energia primária utilizada, que para o caso da energia solar se aplica um fator multiplicativo unitário ao valor das remunerações. A Tabela 10 mostra o valor das remunerações ao longo dos 15 anos de regime bonificado.

Tabela 10 – Remunerações em regime bonificado para o solar como energia primária

Cenário 1 - Venda à rede em regime bonificado	
	Remuneração por kWh
1º ano	0,400 €
2º Ano	0,380 €
3º Ano	0,360 €
4º Ano	0,340 €
5º Ano	0,320 €
6º Ano	0,300 €
7º Ano	0,280 €
8º Ano	0,260 €
9º Ano	0,240 €
10º Ano	0,220 €
11º Ano	0,200 €
12º Ano	0,180 €
13º Ano	0,160 €
14º Ano	0,140 €
15º Ano	0,120 €

3.2.2. Preços de Compra de Eletricidade

Mais uma vez foi considerado apenas o ciclo diário pela mesma razão de que, no ciclo semanal as horas de vazio não estão seguidas o que dificulta o processo de carregamento das baterias.

Relativamente às tarifas de venda de energia aplicadas a clientes finais foram analisadas as tarifas 2013 em mercado regulado e em mercado livre, a EDP Casa e a EDP Casa Verde (EDP Comercial) [15] [20] [21]. Concluiu-se que para um cliente em BTN com potência contratada de 10,35 kVA, os preços aplicados pelo mercado regulado e pelos comercializadores em mercado livre analisados não apresentam diferenças. Foi também analisado os preços aplicados à opção tarifária em tri-horária,

no entanto para este escalão de potência apenas o mercado regulado apresenta tarifas.

Tabela 11 – Tarifas de venda a clientes finais - opção tarifária tri-horária e bi-horária [15] [20] [21]

	Tri-horária
Potência Contratada 10,35 kVA	0,5165 €/dia
Energia em horas de ponta	0,1899 €/kWh
Energia em horas de cheias	0,1515 €/kWh
Energia em horas de vazio	0,0878 €/kWh
	Bi-horária
Potência Contratada 10,35 kVA	0,5165 €/dia
Energia em horas fora do vazio	0,1674 €/kWh
Energia em horas de vazio	0,0878 €/kWh

3.2.3. Inversor

Para que seja possível a troca de energia entre a rede elétrica pública e as baterias, é necessário a aquisição de um inversor, de modo a que haja a conversão de corrente contínua em corrente alternada e vice-versa permitindo também adaptar o nível de tensão para o carregamento das baterias. Para esta tarefa foi escolhido o modelo *GTFX2024E* do fabricante *OutBack* [18].

Este inversor tem uma potência de 2 000 VA que permite a ligação sincronizada com a rede elétrica pública e tem também características que possibilita o carregamento de baterias. A tensão máxima em DC disponibilizada por este inversor é de 34Vdc e a corrente máxima DC é de 50A.

A potência do inversor foi dimensionada com base na energia vendida à rede. Por dia são vendidos 24,20 kWh de energia durante 14 horas, totalizando uma potência de cerca de 1,7 kW. Considerado um fator de potência unitário será necessário adquirir 1 unidade deste inversor.

Relativamente ao custo deste equipamento contactou-se a empresa *FF Solar*, a qual comercializa a marca *OutBack*, indicando que cada um destes modelos tem um custo de 1 460 € + IVA de 23% o que dá uma total de 1 795,8 €/und [22].

3.2.4. Análise Económica

Como referido anteriormente, consideram-se as tarifas aplicadas à energia solar em regime bonificado (100% do valor da tarifa em regime bonificado) por ser o mais

atrativo economicamente. Para a energia solar tem-se um valor limite de energia a vender em regime bonificado de 2,4 MWh/ano por kW instalado na ligação. Assim, para uma potência de ligação de 3,68 kW (máxima potência possível segundo o Decreto-Lei nº 363/2007 e Decreto-Lei nº 118/2010) obtém-se uma energia para venda de 8,832 MWh/ano o correspondente a 24,197 kWh por dia. Esta energia vai ser armazenada diariamente em baterias durante as 10 horas do período horário do vazio. Na Tabela 11 é indicado que a tarifa aplicada à energia neste período horário é de 0,0878 €/kWh, assim o custo associado ao carregamento das baterias é de 2,12 €/dia.

Para além dos custos de energia de carregamento é necessário também considerar os custos da aquisição de baterias e inversores. As baterias escolhidas foram as da série *OPzS solar 210* da marca *Exide*, cujas características estão referidas na Tabela 2.

Para o cálculo do número de baterias necessárias para armazenar 24,197 kWh por dia, foi considerado uma descarga de 14 horas, o que equivale a uma potência de carga de:

$$P = \frac{24200 \text{ Wh}}{14 \text{ h}} = 1728,57 \text{ W} \quad (12)$$

Para esta potência, a corrente necessária é:

$$I = \frac{1728,57 \text{ W}}{12 \text{ V}} = 144,048 \text{ A} \quad (13)$$

Como a descarga é feita durante 14 horas, a capacidade necessária para as baterias é de:

$$\text{Capacidade} = 144,048 \text{ A} \times 14 \text{ h} = 2016,67 \text{ Ah} \quad (14)$$

Como foi calculado para C_{14} tem-se uma capacidade de 153 Ah (ao fim de 14h, a bateria entrega no total 153 Ah). Como foi considerada uma descarga de apenas 60% do total disponibilizado pela bateria, de modo a preservar a vida útil da bateria, a capacidade utilizada é de apenas $153 \text{ Ah} \times 0,6 = 92 \text{ Ah}$. Assim o número de baterias na aplicação do cenário 2 corresponde a:

$$n^{\circ} \text{ baterias} = \frac{2016,67 \text{ Ah}}{92 \text{ Ah}} = 21,92 \approx 22 \text{ uni} \quad (15)$$

Para o carregamento das baterias em 10 horas, a tensão de carga terá de ser 2,25V

por bateria. Como para este cenário são necessárias 22 baterias a tensão de carga total será de 49,5V. Como o inversor apenas disponibiliza uma tensão de 34Vdc para o carregamento das baterias será necessário adquirir 2 inversores, totalizando uma tensão de 68Vdc.

Cada bateria tem um custo de 438,50 €, totalizando um investimento em baterias de 9647 €. No que diz respeito ao inversor, as duas unidades perfazem um custo total de 3591,6 €.

No que diz respeito aos valores da receita, serão aplicadas as renumerações indicadas na Tabela 10 ao valor de energia anual vendida, 8832 kWh. Na Fig. 24 apresentam-se os valores calculados, tanto de encargos como de receitas ao longo do período de tempo possível de usufruir das vantagens do regime bonificado, a 15 anos.

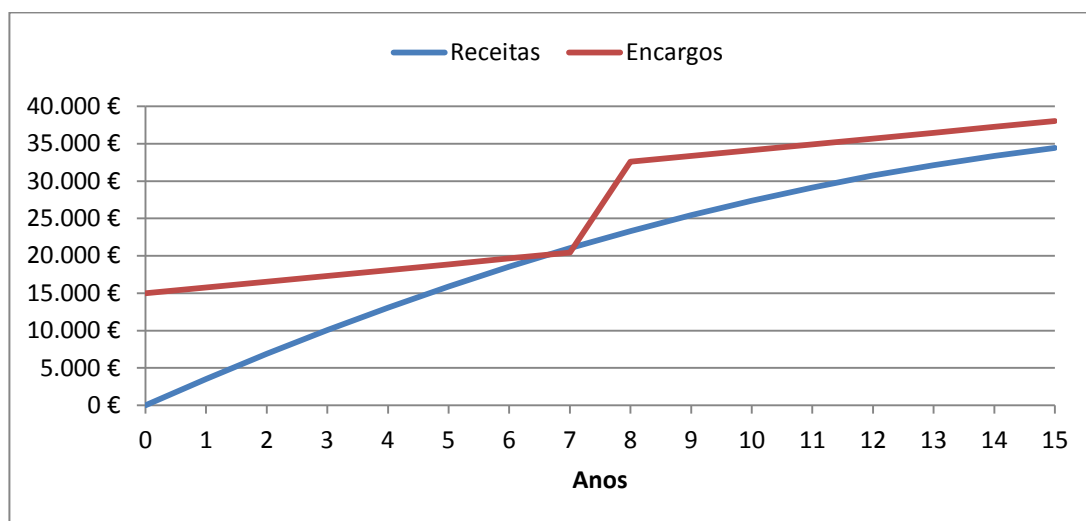


Fig. 24 - Valores acumulados de receitas e encargos do cenário 2

No primeiro ano é feito o investimento inicial de 13239€ em baterias e inversores, nos restantes anos existem os encargos com a energia a armazenar nas baterias de cerca de 775€. Como as baterias têm um ciclo de vida de cerca de 7 anos e 8 meses é necessário fazer um novo investimento para a sua substituição entre o 7º e o 8º ano como se pode ver na Fig. 24, onde existe um aumento dos encargos. Com a aplicação do cenário 2, ao longo dos 15 anos tem-se um prejuízo de 72,54€.

De modo a verificar se é necessário subir de escalão de potência contratada, foi identificado um dos dias em que foi registado o maior valor de potência tomada em horas de vazio e em horas de ponta. O dia selecionado foi o dia 2 de Dezembro, do diagrama

de carga em BTN, registrando uma potência tomada máxima de 9,32 kW em horas de ponta e 8,86 kW em horas de vazio. Ao diagrama de carga deste dia foi adicionado o valor de potência de carregamento de energia apenas nas horas de vazio.

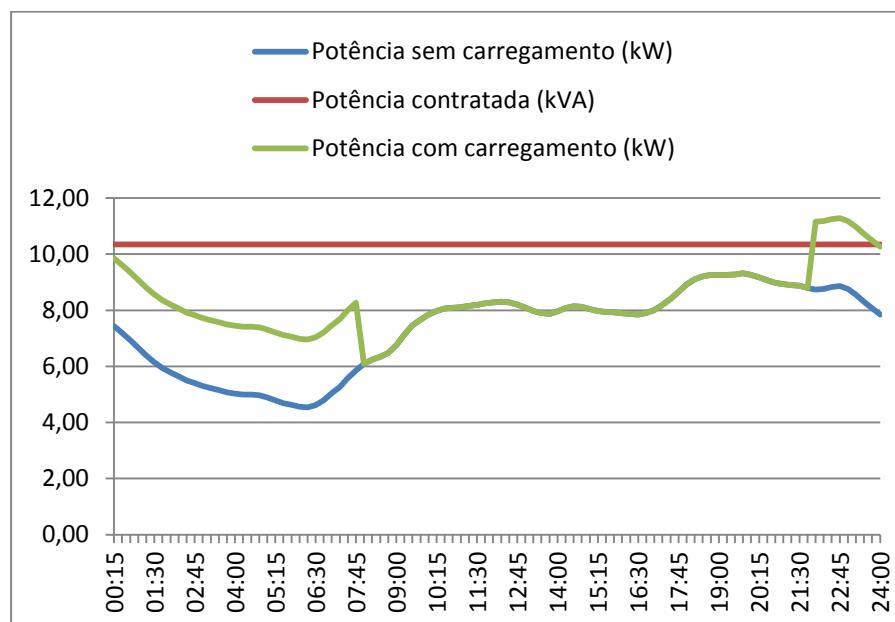


Fig. 25 – Diagrama de Carga do dia 2 de Dezembro

Analisando a Fig. 25, verifica-se que a potência tomada máxima em horas de vazio, depois de aplicado o armazenamento de energia, passa a ser de 11,28 kW, ultrapassando a potência contratada de 10,35 kVA, para corrigir esta situação existem três opções a serem consideradas:

1. Subida do escalão da potência contratada.
2. Reduzir a energia a armazenar.
3. Fazer o armazenamento de energia apenas durante as 00h e as 8h.

Ao aumentar a potência contratada para o escalão seguinte, de 13,8 kVA, acrescem os encargos em 0,1656€ por dia, ao que corresponde a um aumento de 906,6€ ao fim dos 15 anos. Este aumento dos custos faz com que o prejuízo aumente ainda mais, ficando um prejuízo de 979,20 € no final dos 15 anos.

Relativamente à segunda opção, foi necessário determinar o valor da potência a reduzir durante o regime de carga das baterias de modo a que potência tomada não ultrapasse a potência contratada. Pelo perfil de consumo sabe-se que o maior valor de potência tomada nos períodos do vazio no dia 2 de Dezembro foi de 8,86 kW. Considerando um fator de potência unitário, o máximo valor de potência tomada no

consumo habitual da habitação e com o processo de armazenamento é de 1,49 kW, para que a potência tomada não ultrapasse a contratada. Para que a potência tomada não seja exatamente a mesma que a potência contratada, foi considerado o valor de 1,45 kW de potência para o armazenamento, o que corresponde a cerca de 60% da potência tomada considerada inicialmente.

Ao reduzir a potência de carga em 40%, fica-se com um valor de energia a armazenar de 14,50 kWh por dia. Com esta redução, são necessárias apenas 14 baterias e 1 inversor.

Com a redução de 40% da energia a armazenar obtém-se um prejuízo de 403€ no final dos 15 anos.

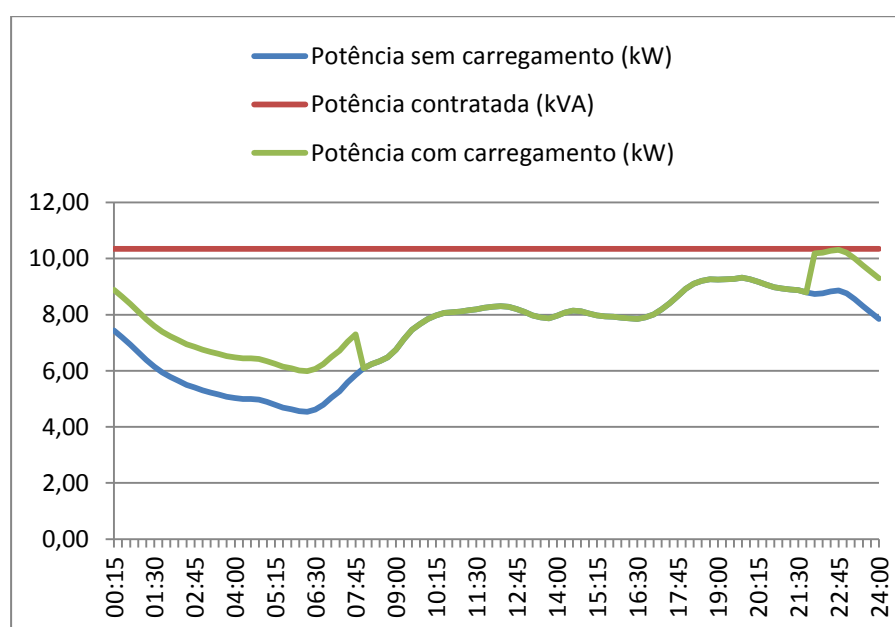


Fig. 26 - Diagrama de Carga do dia 2 de Dezembro com redução de 40% da energia armazenada inicialmente

Relativamente à potência contratada, pela Fig. 26, observa-se que a potência tomada não ultrapassa os 10,35 kVA quando é aplicado a redução de 40% da energia a armazenar.

Resta a opção em que o carregamento das baterias é feito apenas no período das 00h às 08h. Como, nos cálculos iniciais, a potência tomada ultrapassava a potência contratada apenas no período horário das 22h às 00h, desvia-se o carregamento das baterias nestas horas para as restantes horas em vazio. Como ao aumentar a potência de

carga das baterias é possível ter um carregamento das mesmas em menos tempo, os encargos e as receitas são os mesmos. Para o carregamento das baterias em apenas 8 horas a tensão de carga por bateria terá de ser 2,40V, para as 22 baterias será necessário uma tensão de 52,8 V [13]. O inversor disponibiliza uma tensão DC de 34 V, no entanto como foram considerados 2 inversores consegue-se dividir o número de baterias a carregar entre os dois inversores.

A potência tomada, nas horas de vazio entre as 00h e as 8h, utilizada no carregamento das baterias será de $\frac{24,20 \text{ kWh}}{8} = 3,025 \text{ kW}$.

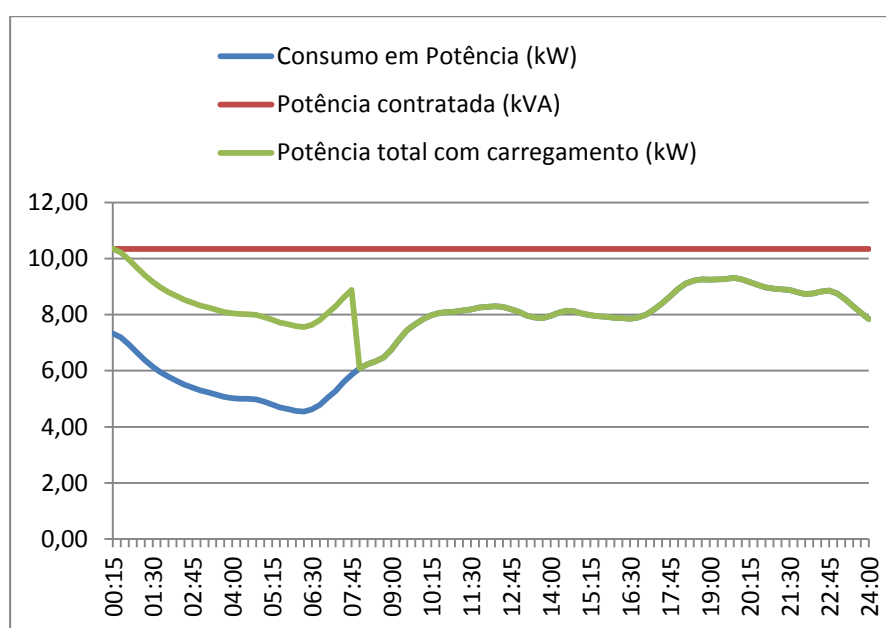


Fig. 27 - Diagrama de carga do dia 2 de Dezembro com carga das baterias entre as 00h e as 8h

O diagrama de carga da Fig. 27 mostra que com aplicação do carregamento das baterias durante as 00h e as 8h, a potência tomada não ultrapassa a potência contratada.

Este cenário não apresenta lucros, no entanto este aumento de consumos em horas de vazio torna-se benéfico para a rede e para os produtores de energia, contribuindo para um aumento do fator de carga do digrama da rede e evitar a produção de energia em períodos de custos mais elevados. Por esta razão, poderia eventualmente existir um incentivo monetário para a aplicação destas medidas.

No Decreto-Lei nº 118/2010 é indicada uma tarifa única de referência aplicada de 400€/MWh para o primeiro ano, reduzindo anualmente em 20€/MWh até aos 15 anos. Se esta tarifa aumentar apenas 1€/MWh, ou seja, 401€/MWh no primeiro ano, mesmo

com a redução anual dos 20€/MWh até aos 15 anos, as receitas da aplicação do cenário 2 pagariam todos os encargos da sua aplicação.

3.3. Cenário 3

O objetivo do cenário 3 é muito semelhante ao do Cenário 1, mas neste caso estuda-se o armazenamento de energia num cliente em Baixa Tensão Especial (BTE). BTE é classificação tarifária de fornecimentos em Baixa Tensão com potência contratada superior a 41,4 kW.

Tal como no primeiro cenário, será estudado o armazenamento energia em baterias nas horas de vazio normal e super vazio, sendo essa energia armazenada consumida nas horas de ponta. Para um consumidor em BTE além das tarifas sobre a energia consumida e a potência contratada também é taxada a potência em horas de ponta. Assim, com a aplicação do desvio do consumo de energia é espectável uma redução da fatura final ao nível da potência e da energia em horas de ponta.

As baterias utilizadas neste estudo foram as mesmas que nos cenários anteriores, correspondentes ao modelo *OPzS solar 210* da marca *Exide*, sendo que as suas características relevantes foram apresentadas na Tabela 2 e na Fig. 7.

Na análise deste cenário foi considerado o perfil de consumo em BTE do ano 2013 disponibilizado pela ERSE.

A Tabela 12 resume as características aplicadas ao cenário 3 em estudo.

Tabela 12 – Resumo das características do Cenário 3

Tipo de consumidor	Baixa Tensão Especial
Potência contratada	48,3 kVA
Potência tomada	43,47 kVA
Opção tarifária	- Tetra-horária - Ciclo diário - Médias utilizações
Observações	- Armazenamento de energia em horas de vazio normal e super vazio para consumo em horas de ponta - Energia a armazenar: Menor consumo registado em horas de ponta ao longo do ano

3.3.1. Preços do Consumo de Eletricidade

As tarifas aplicadas aos clientes em BTE divergem um pouco das aplicadas aos clientes em BTN, sendo que os clientes em BTE são penalizados pela potência solicitada em horas de ponta, isto para além da energia consumida neste período horário. As tarifas aplicadas aos clientes em BTE no mercado regulado são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Tarifa de venda a clientes finais em BTE, no mercado regulado [15]

Tarifa tetra-horária (2013) BTE	
	€/kW.mês
Potência contratada	0,572
Potência horas de ponta	13,113
	€/kWh
Horas de ponta	0,2124
Horas de cheias	0,1173
Horas de vazio normal	0,0808
Horas de super vazio	0,0727

Foram contactados alguns comercializadores de energia do mercado livre, mas não foram disponibilizados os preços praticados sobre consumidores em BTE.

Neste estudo consideram-se os valores das tarifas para médias utilizações e em ciclo diário. As horas compreendidas em cada período horário para o ciclo diário foram apresentadas na Fig. 9.

3.3.2. Inversor

O dimensionamento dos inversores foi feito com base na potência de descarga das baterias. Como a energia a armazenar corresponde ao menor consumo diário registado nas horas de ponta durante o ano, 56,20 kWh e, e uma vez que o tempo de descarga das baterias é 4 horas, a potência necessária para o inversor será de 14,051 kW.

Considerando um fator de potência unitário, foram escolhidas 5 unidades do inversor OutBack VFX3024E com uma potência unitária de 3 000 VA. A tensão DC máxima disponibilizada pelo inversor para a carga das baterias é de 34Vdc e a corrente DC máxima é de 85A. [18]

3.3.3. *Análise Económica*

Mais uma vez salienta-se que foi utilizado o perfil de consumo do ano 2013 disponibilizado pela ERSE [10] com os dados relativamente ao consumo de energia em BTE. Foi considerado um consumidor com uma potência contratada de 48,3 kW e uma potência tomada máxima de 90% desse valor, correspondente a 43,47 kW.

Para o cálculo dos custos de energia é necessário converter os valores de potência para energia, e fazer a divisão dos consumos nos vários períodos horários: horas de ponta, horas de cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio. Será também necessário contabilizar a potência em horas de ponta, visto que é aplicada uma tarifa sobre esse valor.

Em seguida foram efetuados desvios de consumos das horas de ponta para as horas de vazio normal e de super vazio. O número de horas que corresponde ao período das horas de vazio normal e super vazio perfaz um total de 10 horas diárias. Estas 10 horas será o tempo de carregamento das baterias. O carregamento das baterias será feito em paralelo com o consumo habitual da instalação.

A energia a armazenar será 56,21 kW, correspondente ao menor valor de consumo diário registado durante o ano no período das horas de ponta. À semelhança do primeiro cenário, foi escolhido o menor valor para que haja diariamente uma total utilização da energia armazenada nas baterias, evitando o sobredimensionamento.

A energia armazenada será utilizada pelo consumidor apenas nas horas de ponta e não será eliminado totalmente o consumo em horas de ponta uma vez que apenas é armazenado o menor valor de energia em horas de ponta registado durante o ano.

A Fig. 28 apresenta os consumos mensais durante o ano, estando estes divididos por períodos horários antes e depois da implementação do desvio de consumos.

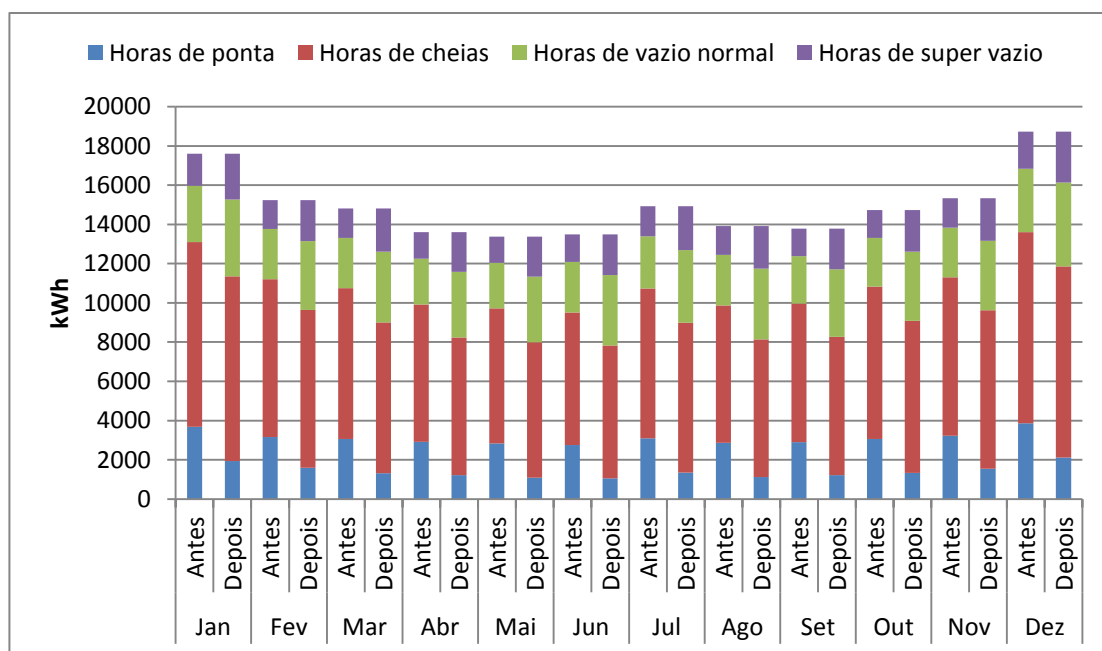


Fig. 28 - Consumos de energia em BTE do ano 2013 antes e depois da aplicação do desvios de consumos

A Fig. 29 mostra a potência tomada em cada mês antes e depois de efetuado desvios de consumos. Na situação antes de efetuado desvios de consumos os maiores valores de potência tomada para os meses de abril a setembro registaram-se em horas de ponta, nos restantes meses registaram-se em horas de cheias. Na situação após os desvios de consumos, os maiores valores de potência tomada do ano todo registaram-se apenas em horas de cheias.

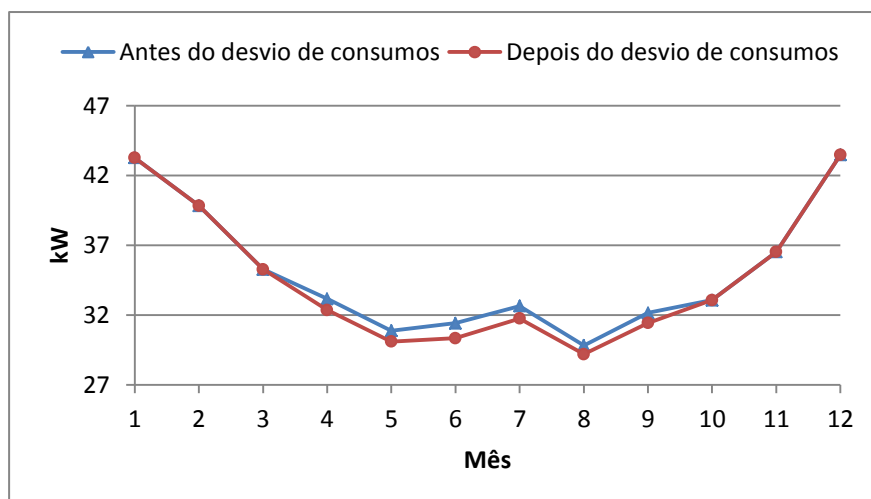


Fig. 29 - Valores de maior potência tomada em BTE do ano 2013

A potência tomada em horas de vazio e de super vazio aumentam, mas nunca ultrapassando a potência tomada em horas de cheia, confirmando que a potência

contratada não terá que ser alterada.

Na Fig. 30 e Fig. 31 apresenta-se a comparação entre as faturas finais, com e sem o desvio de consumo, aplicando as tarifas praticadas no mercado regulado.

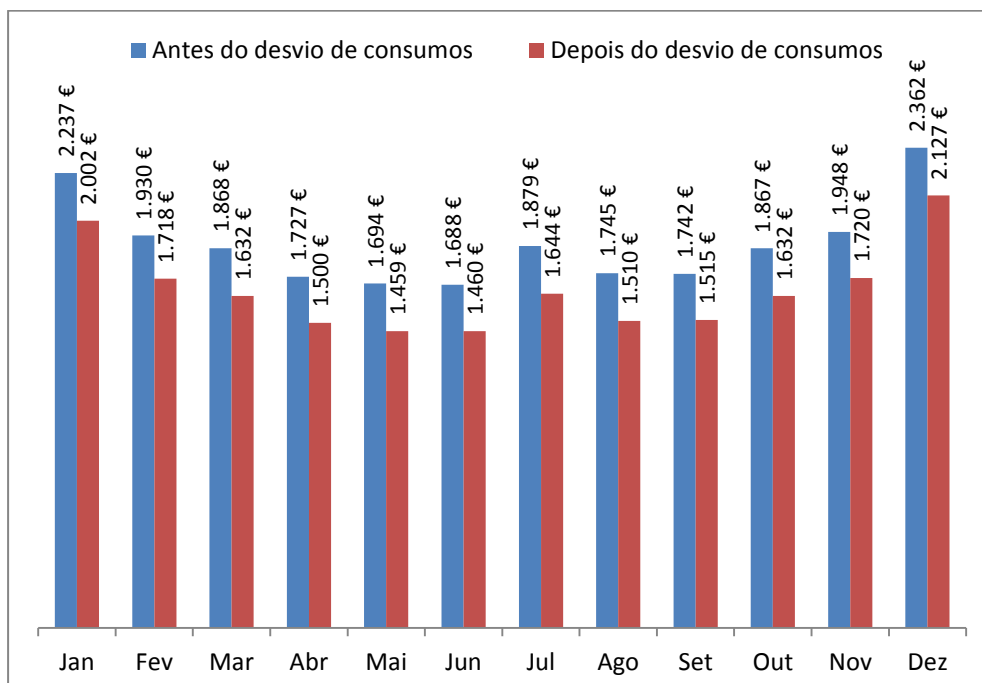


Fig. 30 - Custos mensais de energia durante o ano de 2013

Com a aplicação do desvio de consumo consegue-se reduzir cerca de 2766 € em custos com a energia em horas de ponta no final do ano em estudo. Relativamente aos custos com a potência em horas de ponta, consegue-se reduzir cerca de 3117 € no final do ano 2013. Assim, reduz-se cerca de 5883 € em custos com a energia e a potência em horas de ponta no final do ano em estudo. A estes valores ainda falta considerar o valor do investimento nas baterias e inversores.

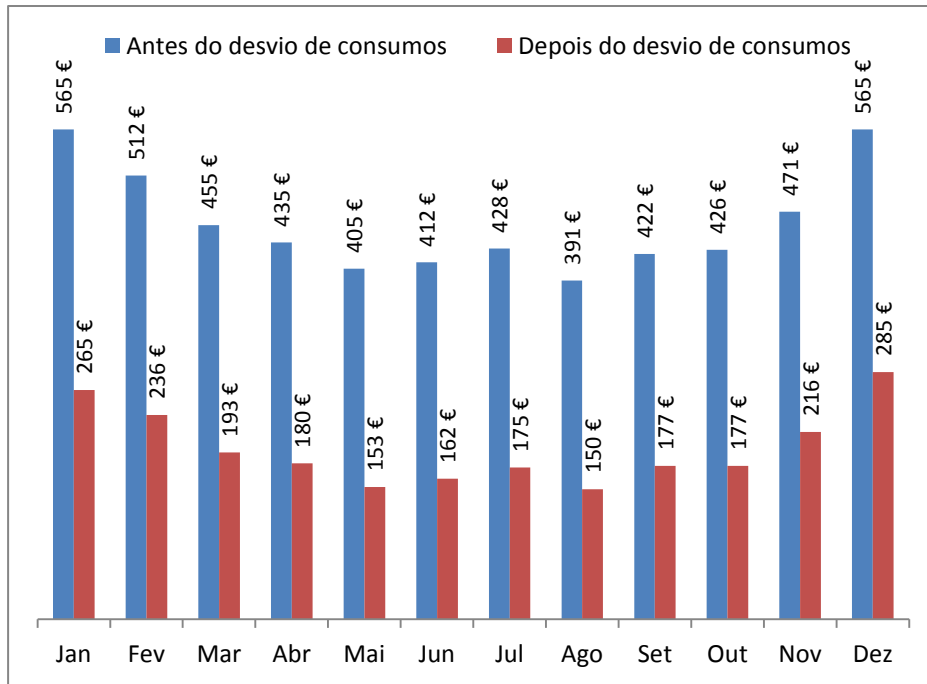


Fig. 31 - Custos mensais de potência em horas de ponta durante o ano de 2013

Relativamente ao inversor, já foi indicado que foram considerados 5 inversores *OutBack VFX3024E* com um custo total de 10393,5 €. Para o armazenamento de 56206,05 Wh num tempo de descarga de 4 horas (horas de ponta), tem-se uma potência de descarga de cerca de 14051,52 W. Como o inversor aceita uma tensão DC vinda das baterias de 24 V, tem-se:

$$I = \frac{14051,52 \text{ W}}{24 \text{ V}} = 585,48 \text{ A} \quad (29)$$

A capacidade necessária proveniente das baterias será de:

$$Capacidade = 585,48 \text{ A} \times 4 \text{ h} = 2341,92 \text{ Ah} \quad (30)$$

Considerando uma profundidade de descarga de 60% e sabendo que as baterias selecionadas têm, para uma taxa de descarga de 4 horas, uma capacidade de 118,93 Ah (Tabela 2), a capacidade efetiva da bateria é de 71,358 Ah.

$$n^{\circ} \text{ baterias} = \frac{2341,92}{71,358} \times 2 = 65,64 \approx 66 \text{ uni} \quad (31)$$

O fator de multiplicação 2 deve-se à necessidade de ligar as baterias em série de modo a elevar a tensão de 12 V para 24 V, tal como aconteceu no cenário 1.

Para a análise económica foi contabilizado um período de 25 anos com os mesmos

consumos do ano 2013. Como as baterias têm uma vida útil de cerca de 7 anos e 8 meses será inevitável a sua substituição com essa periodicidade. As 66 baterias representam um investimento de 283941 €. A Tabela 14 indica os valores dos encargos e das poupanças acumuladas relativas à aplicação do desvio de consumo do cenário 3.

Tabela 14 - Encargos e poupanças acumuladas do cenário 3

Anos	Encargos	Poupança acumulada
0	39.335 €	-39.335 €
1	61.862 €	-33.449 €
2	84.389 €	-27.563 €
3	106.916 €	-21.677 €
4	129.443 €	-15.791 €
5	151.970 €	-9.905 €
6	174.497 €	-4.019 €
7	197.024 €	1.867 €
8	248.492 €	-21.188 €
9	271.019 €	-15.302 €
10	293.546 €	-9.416 €
11	316.073 €	-3.530 €
12	338.600 €	2.356 €
13	361.127 €	8.242 €
14	383.655 €	14.128 €
15	406.182 €	20.014 €
16	457.650 €	-3.041 €
17	480.177 €	2.845 €
18	502.704 €	8.731 €
19	525.231 €	14.617 €
20	547.758 €	20.503 €
21	570.285 €	26.389 €
22	592.812 €	32.275 €
23	644.280 €	9.219 €
24	666.807 €	15.105 €
25	689.334 €	20.991 €

Ao contrário do primeiro cenário, o cenário 3 apresenta lucro, no final de 25 anos já contabilizado a renovação das baterias, sendo este cerca de 20991,4 €.

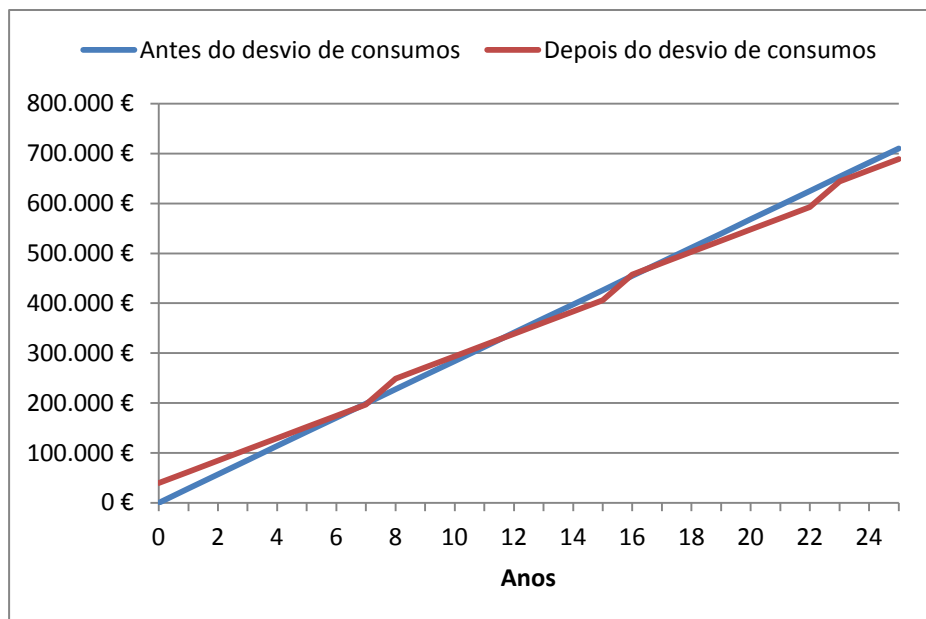


Fig. 32 - Fatura final antes e depois da aplicação do desvio de consumo

Através da Fig. 32 observa-se que os valores dos encargos são amortizados no 7º ano, no entanto com a renovação das baterias no 8º ano volta-se a ter despesa. A partir do 12º ano, praticamente apenas se obtém lucros, exceto no 16º ano quando se volta a fazer a renovação das baterias.

Foram escolhidos os dias com maior e menor consumo do ano em estudo para representar as alterações no diagrama de carga. Os dias selecionados foram o 3 de Dezembro para o dia de maior consumo e o 5 de Maio para o dia de menor consumo. Os resultados são exibidos na Fig. 33 e Fig. 34.

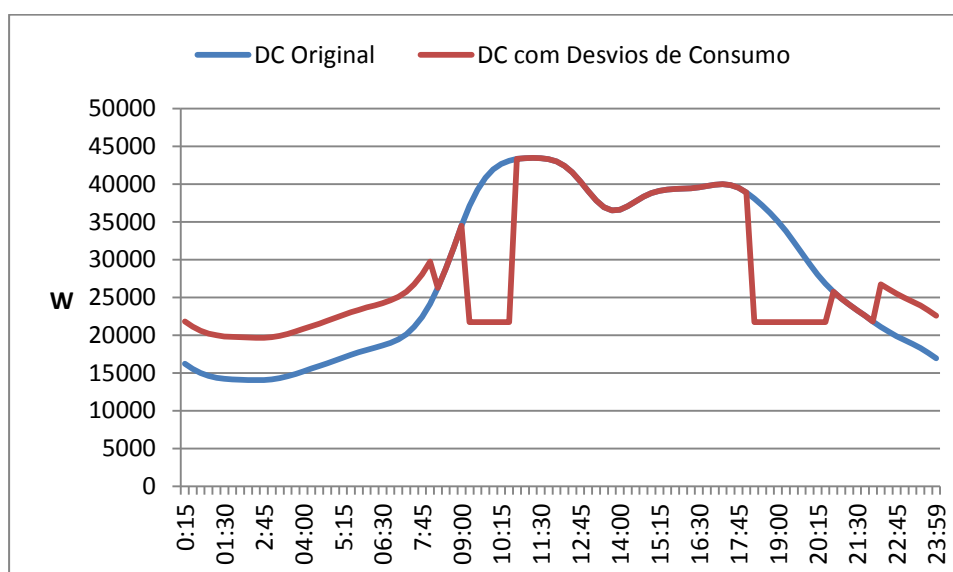


Fig. 33 – DC's original e alterado, do dia de maior consumo- 3 Dezembro 2013

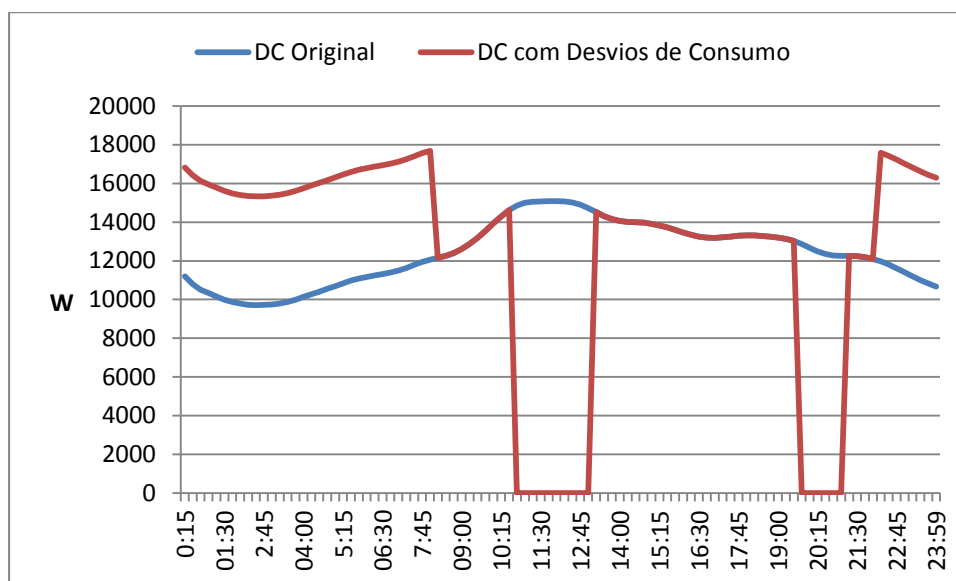


Fig. 34 - DC's original e alterado, do dia de menor consumo - 5 Maio 2013

Através da Fig. 33 é possível verificar que a potência tomada continua a ser a registada em horas de cheia. A energia em horas de ponta é reduzida para cerca de metade do valor inicial.

Relativamente ao dia com menor consumo, a potência em horas de vazio normal e super vazio aumenta consideravelmente, no entanto a potência solicitada nestes períodos é inferior à verificada em horas de cheias. Deste modo a potência contratada continua a ser a mesma, uma vez que corresponde à potência tomada em horas de cheias. A energia em horas de ponta é completamente fornecida pelo sistema de armazenamento neste dia de menor consumo.

Capítulo 4

Conclusões/Discussão de Resultados

Este trabalho apresentou um estudo com o objetivo de verificar a viabilidade da utilização do armazenamento de energia por parte de consumidores de baixa tensão. No atual contexto, em que se verifica um grande desenvolvimento e utilização de novas energias renováveis, tem-se verificado que o armazenamento de energia é essencial. Contudo, este armazenamento tem sido feito na generalidade pelas empresas produtoras ou de distribuição de energia elétrica, através de grandes sistemas e investimentos, como é o caso da bombagem. No entanto, os consumidores também poderão tornar-se peças ativas neste contexto aliviando, deste modo, os investimentos necessários por parte das empresas de energia e tornando o sistema de transmissão e distribuição mais eficiente. Na realidade, o armazenamento por parte dos consumidores será certamente uma das vertentes essenciais no contexto das *smat-grids*.

No âmbito deste estudo apresentaram-se os principais sistemas de armazenamento, indicando-se as baterias chumbo ácidas como o sistema de armazenamento que neste momento se apresenta como o mais indicado para este tipo de aplicação. Também foi apresentado o seu dimensionamento de acordo com as várias aplicações em estudo.

Nesta dissertação expõem-se diversos cenários com o objetivo de desviar o consumo dos períodos de pico, aumentando o consumo durante as horas de vazio. Neste contexto foram expostos três cenários de estudo, sendo estes os seguintes:

- O cenário 1, que considera o armazenamento de energia em horas de vazio, e consumo próprio nas horas de ponta e fora do vazio. O tipo de consumidor considerado foi em BTN com uma potência contratada de 10,35 kVA. As opções tarifárias analisadas foram bi-horária e tri-horária. Tanto para a opção tarifária em bi-horária como em tri-horária a análise económica indica que existem apenas prejuízos, chegando a atingir cerca de 69 mil euros no caso da opção tarifária em bi-horária ao fim de 25 anos. Caso fosse aplicado um incentivo de 0,15244 € por kWh de energia armazenada para o caso da opção tarifária em tri-

horária, o prejuízo era abatido. Apesar do prejuízo para a opção tarifária em bi-horária ser maior do que na opção tarifária em tri-horária, como a quantidade de energia armazenada é muito superior, o incentivo por kWh armazenado será inferior, correspondendo a 0,10868 €/kWh.

- O cenário 2 que corresponde ao armazenamento de energia em horas de vazio para venda da energia armazenada em horas fora do vazio, considerando os incentivos aplicados à venda de energia solar em regime bonificado, indicados nos Decretos-Lei nº 363/2007 e nº 118/2010. O resultado do estudo económico deste cenário foi que ao fim de 15 anos, que correspondente à duração do regime bonificado, não é possível obter lucros. No entanto, foi efetuado um estudo para se verificar qual o valor do incentivo por MWh de modo a esta solução ser viável. Verificou-se que se o incentivo inicial aplicado aumentar de 400 €/MWh para 401 €/MWh, todo o investimento feito durante o tempo de análise, seria pago deixando de haver prejuízo.
- O cenário 3, com características semelhantes ao primeiro cenário, no entanto aplicado a um consumidor em BTE. Para consumidores deste tipo, além da penalização do tarifário sobre a energia consumida em horas de ponta, também é penalizada a potência tomada nesse mesmo período horário. Ao desviar o consumo deste período para as horas de vazio verificou-se que se obtém uma maior poupança, o que se reflete na existência de um lucro de cerca de 21 mil euros ao fim de 25 anos.

Os consumidores de energia ao aplicar estas medidas têm de suportar uma série de custos, em grande parte na tecnologia de armazenamento que, neste caso, são as baterias, o que faz com que os consumidores sejam pouco recetivos. A consideração de algum tipo de contribuição é importante para que as medidas de controlo da procura atinjam alguma influência, através de apoio financeiro em forma de um empréstimo com condições favoráveis, apoio pelo fornecedor de energia ao baixar o preço, ou pagamento de um incentivo direto ao consumidor.

Bibliografia

- [1] C. W. Gellings, “The Concept of Demand-Side Management into Utility Planning,” IEEE, 1985.
- [2] C. W. Cellings e W. M. Smith, “Integrating Demand-Side Management into Utility Planning,” [Online]. Available:
http://paginas.fe.up.pt/~cdm/DE2/DSM_plan.pdf. [Acedido em 2014].
- [3] D. Connolly, “A Review of Energy Storage Technologies,” University of Limerick, 2009.
- [4] T. Crompton, Battery Reference Book, Oxford: Butterworth-Heinemann, 2000.
- [5] R. Dell e D. Rand, Understanding Batteries, Milton Road, Cambridge, United Kingdom: The Royal Society of Chemistry, 2001.
- [6] D. Linden e T. Reddy, Handbook of batteries, McGraw-Hill, 2001.
- [7] Green Car Congress, [Online]. Available:
<http://www.greencarcongress.com/2012/02/metil-20120218.html>.
- [8] M. Jayalakshmi e K. Balasubramanian, “Simple Capacitors to Supercapacitors,” *International Journal of ELECTROCHEMICAL SCIENCE*, 2008.
- [9] D. P. Pillay's, “Concordia University,” [Online]. Available:
<http://users.ensc.concordia.ca/~pillay/fuel-cells.html>.
- [10] ERSE, “Documento: Anexo II à Diretiva n.º 5/2013,” [Online]. Available:
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Paginas/SubRegulamentacaoELRRC.aspx?master=ErsePrint.master>. [Acedido em 2013].
- [11] Autosil, *Características Série E - Baterias estacionárias*.
- [12] Autosil, *Preçário Série E - Baterias estacionárias*.
- [13] Exide, *Classic Solar - Powerful energy storage for renewable energy systems*.
- [14] EverExceed, *Tubular OPzS Range Brochure - Battery Solutions*.
- [15] ERSE, “Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso,” [Online]. Available:

http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2013/Documents/PrecosTVCF%20PTCont_2013.pdf.

- [16] ERSE, “Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental,” [Online]. Available:
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CicloSemanalTodosFornecPtCont.aspx>. [Acedido em 2013].
- [17] ERSE, “Ciclo diário para fornecimentos em BTE e BTN em Portugal Continental,” [Online]. Available:
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclodiariofornecBTEBTNpt.aspx>.
- [18] OutBack, *Product Guide*, 2011.
- [19] ERSE, “Tarifas 2013,” 2013. [Online]. Available:
http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2013/Documents/PrecosTVCF%20PTCont_2013.pdf. [Acedido em 2013].
- [20] EDP Comercial, “Tarifários Casa, Opção Bi-horária,” 2013. [Online]. Available:
<https://energia.edp.pt/particulares/energia/electricidade/casa/tarifarios-produto.aspx>. [Acedido em Dezembro 2013].
- [21] EDP Comercial, “Tarifários casa verde,” 2013. [Online]. Available:
<https://energia.edp.pt/particulares/energia/electricidade/verde/tarifarios-produto.aspx>. [Acedido em Dezembro 2013].
- [22] FF Solar - Energias Renováveis, Lda, “FF Solar,” [Online]. Available:
<http://www.ffiSolar.com>.
- [23] *Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 Outubro*.
- [24] EDP Serviço Universal, “Tarifários 2012 Potência contratada de 27,6 kVA a 41,4 kVA,” [Online]. Available:
http://www.edpsu.pt/pt/EDP%20Docs/Tarifario_2012_entre_27.6_e_41.4.pdf.
- [25] E. S. Universal, “Tarifários 2012 Potência contratada até 20,7 kVA,” [Online]. Available: http://www.edpsu.pt/pt/EDP%20Docs/Tarifario_2012_ate_20.7.pdf.
- [26] EDP Distribuição, “Relatório e Contas 2011,” Dilazo - Artes Gráficas, Lda, Lisboa, 2012.
- [27] EDP Comercial, “Periodos horários,” [Online]. Available:

- <https://energia.edp.pt/particulares/energia/electricidade/casa/tarifarios-produtos/HorariosBTN.aspx>. [Acedido em Dezembro 2013].
- [28] N. Bocchi, L. Ferracin e S. Biaggio, “Pilhas e Baterias,” [Online]. Available: <http://qnesc.sbq.org.br/online/qnesc11/v11a01.pdf>.
- [29] REN, “Sistema de Informação de Mercados de Energia Elétrica,” [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Consumo/Paginas/PerfisConsumo.aspx>.
- [30] [Online]. Available: <http://qnesc.sbq.org.br/online/qnesc11/v11a01.pdf>.
- [31] [Online]. Available: http://pt.scribd.com/maria_tas/d/59492835/14-Tipos-de-Baterias-Secundarias.
- [32] [Online]. Available: <http://www.greencarcongress.com/2012/02/metil-20120218.html>.
- [33] ERSE, “Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal,” 2011.