

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Comparação de Estratégias de Carregamento de Veículos Elétricos

Nuno Miguel Duarte Lima

VERSÃO PROVISÓRIA

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

**Orientador: Prof. Manuel Matos
Coorientador: Eng.º Ricardo Bessa**

<03/09/2012>

© Nuno Miguel Duarte Lima, 2012

Resumo

Perante um panorama internacional marcado por uma grave crise financeira e crescentes preocupações ambientais, particularmente com o setor dos transportes, as atenções viram-se para alternativas aos ineficientes e poluentes veículos de combustão interna. Neste âmbito, os veículos elétricos (em particular os do tipo *plug-in*), ao permitirem uma circulação limpa e económica, afiguram-se como uma solução interessante a ter em conta, apesar de alguns inconvenientes que devem ser acautelados. A circulação de um veículo elétrico só pode ser considerada limpa se a energia proveniente de rede elétrica e que alimenta as suas baterias for proveniente de fontes renováveis. Para além disso, o crescimento de uma frota de veículos elétricos teria um considerável impacto no sistema elétrico de energia tendo em conta o seu perfil de consumo, tendencialmente concentrado nas primeiras horas da noite, devido aos hábitos semelhantes da maioria dos condutores.

Nesse sentido, têm surgido trabalhos que propõem a existência de uma entidade responsável por agregar e coordenar o carregamento de frotas de veículos elétricos (agregador). Estas entidades permitem, por um lado, o controlo desse impacto no sistema elétrico de energia, e por outro, representar essa frota no mercado elétrico, conquistando contratos mais interessantes e, possivelmente, benefícios económicos para os utilizadores, em função do uso do veículo elétrico como apoio à rede elétrica de energia.

Nesta dissertação foram estudados algoritmos de carregamento de frotas de veículos elétricos, simulando a posição de um agregador. Esse estudo recaiu sobre algoritmos heurísticos (i.e., baseados em regras), nomeadamente dois algoritmos de outros autores e um novo algoritmo desenvolvido ao longo desta dissertação. A performance destes algoritmos foi comparada com a de um algoritmo de carregamento baseado em otimização, como tal, com performance superior mas, por outro lado, mais complexo.

No decorrer deste trabalho foram realizados vários testes, tendo como base os dados do Mercado Ibérico de Eletricidade referentes ao ano de 2010, enquanto os dados necessários à aplicação dos algoritmos, nomeadamente, a energia elétrica contratada ao mercado ao longo dos dias e os comportamentos da frota, foram obtidos utilizando modelos de previsão já

existentes. Os algoritmos foram testados para 23 agregações e para 30 cenários de mercado, e em cada, duas frotas diferentes foram usadas.

Abstract

Before an international landscape marked by a severe financial crisis and growing environmental concerns, particularly in the transport sector, the attentions turn to alternatives to the inefficient and polluting internal combustion vehicles. In this context, the electric vehicles (especially the plug-in), in allowing a clean and economic movement, seem like an interesting solution to take into account, despite some drawbacks that must be addressed. The movement of an electric vehicle can only be considered if the clean energy from the power grid and feeding their batteries comes from renewable sources. In addition, the growth of a fleet of electric vehicles have a considerable impact on system electrical power in view of their consumption profile, tend to concentrate in the evening hours, due to similar habits of most drivers.

In this sense, there have been studies that suggest the existence of an entity responsible for aggregating and coordinating the loading fleet of electric vehicles (aggregator). These entities allow, on the one hand, the impact of this control in electric power system, and on the other, represent this fleet in the electrical market, winning contracts more interesting and possibly economic benefits to users, based on the use of electric vehicle as support for grid power.

In this thesis we studied algorithms charging electric vehicle fleets, simulating the position of an aggregator. This study fell on heuristic algorithms (ie, rule-based), including two algorithms of other authors and a new algorithm developed throughout this dissertation. The performance of these algorithms has been compared with that of a charging algorithm based optimization as such with superior performance but, on the other hand, more complex.

In the course of this work were performed several tests, based on data from the Iberian Electricity Market for the year 2010, while the data necessary for the application of algorithms, including the electricity market contracted during the day and the behaviors of Fleet were calculated using the predictive models already exist. The algorithms were tested for aggregates and 23 to 30 scenarios market, and each, two different fleet were used.

Agradecimentos

Primeiro gostaria de agradecer ao meu orientador, o professor Manuel Matos por todo o incentivo e aconselhamento dado ao longo desta dissertação. Gostaria ainda de agradecer ao Eng.º Ricardo Bessa do INESC-Porto, que para além de toda a ajuda e conselhos que me deu ao longo deste período, ainda me forneceu os dados para a aplicação dos algoritmos e os resultados do seu algoritmo.

Finalmente gostaria de agradecer à minha família e amigos, que direta ou indiretamente, contribuíram para a conclusão de um capítulo tão grande na minha vida.

Nuno Lima.

“Hoje melhor do que ontem, amanhã melhor do que hoje!”
Lema japonês Kaizen

Índice

Capítulo 1	19
Introdução	19
1.1 - Enquadramento	19
1.2 - Objectivos.....	20
1.3 - Estrutura da Dissertação	21
Capítulo 2	22
Veículos Elétricos.....	22
2.1 - História do Veículo Elétrico.....	22
2.2 - Tipos de Veículos Elétricos.....	23
2.3 - Carregamento de um Veículo Elétrico	25
2.4 - Modos de Carregamento.....	26
2.5 - Mobilidade Elétrica em Portugal	31
Capítulo 3	32
Despacho do Carregamento de VE.....	32
3.1 - Descrição do Problema	32
3.2 - Agregador	36
Capítulo 4	40
Mercados de Eletricidade	40
4.1 - Introdução	40
4.2 - Organização do Setor Elétrico.....	40
4.3 - Mercados de Eletricidade	41
Capítulo 5	48
Descrição dos Algoritmos.....	48
5.1 - Introdução	48
5.2 - Framework proposto	48
5.3 - Algoritmos de Previsão	49
5.4 - Algoritmos Operacionais.....	49
Capítulo 6	57
Resultados	57
6.1 - Introdução	57
6.2 - Resultados	58
Capítulo 7	66
Conclusões	66
Referências	68

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Tipos de Veículos Elétricos.....	23
Figura 2.2 - Esquema das configurações do HEV: a) série; b) paralelo;.....	24
Figura 2.3 - Esquema interno do carregamento de um VE.....	26
Figura 2.4 - Tomada industrial IEC 60309 monofásica de 16A com terra e respetiva ficha (à esq.) e tomada doméstica monofásica de 16A com terra “Shuco” e respetiva ficha (à dir.).....	27
Figura 2.5 - Carregamento em Modo 1	27
Figura 2.6 - Dispositivo Diferencial Inline no cabo	28
Figura 2.7 - Carregamento em Modo 3	28
Figura 2.8 - ICCB - caixa de comando	29
Figura 2.9 - Carregamento em modo 2	29
Figura 2.10 - Carregamento em DC	30
Figura 2.11 - Carregamento em modo 4	30
Figura 4.1 - Mercado em <i>pool</i> simétrico	42
Figura 4.0.2 - Esquema temporal de funcionamento do Mercado intradiário	43
Figura 4.3 - Esquema horário das sessões do Mercado Intradiário	44
Figura 6.1 - Tamanho da agregação contra mMAPE para a frota A. O tamanho da agregação é 15, 30, 50, e de 75 a 1500 EV com incrementos de 75.	58
Figura 6.2 - Tamanho da agregação contra mMAPE para a frota B. O tamanho da agregação é 15, 30, 50, e de 75 a 1500 EV com incrementos de 75.	59
Figura 6.3 - mMAPE para a frota A de 1500 EV em 30 cenários de mercado.	60
Figura 6.4 - mMAPE para a frota B de 1500 EV em 30 cenários de mercado.	60
Figura 6.5 - Custos [k€] por excesso de energia dos algoritmos de gestão operacional de 30 cenários de mercado para a frota B.....	62
Figura 6.6 - Custos [k€] por défice de energia dos algoritmos de gestão operacional de 30 cenários de mercado para a frota B	63
Figura 6.7 - Custos [k€] por défice mais custos por excesso de energia dos algoritmos de gestão operacional em 30 cenários de mercado para a frota B.....	64

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Disponibilidade e Energia Requisitada dos VE comunicados no intervalo 1.	33
Tabela 3.2 - Despachos A e B no intervalo 1	34
Tabela 3.3 - Disponibilidade e Energia Requisitada dos VE comunicados no intervalo 2.	34
Tabela 3. 4 - Despachos A e B no intervalo 2	34
Tabela 3.5 - Despachos A e B no intervalo 3	35
Tabela 3.6 - Carregamento individual e desvio dos despachos A e B ao longo dos três intervalos	35
Tabela 6.1 - Custos [k€] dos algoritmos de gestão operacional de 30 cenários de mercado para a frota A	61
Tabela 6.2 - Custos [k€] dos algoritmos de gestão operacional de 30 cenários de mercado para a frota B	61
Tabela 6.3 - Custos dos algoritmos de gestão operacional num cenário de mercado para as frotas A e B	64

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AA	Agente Agregador
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
FCEV	<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
kW	kilowatt
kWh	kilowatt-hora
MEWP	<i>Maximum Energy With Priority</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
mMAPE	<i>modified Mean Absolut Percentage Error</i>
OMEL	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energia</i>
PHEV	<i>Plug-In Hybrid Electric Vehicle</i>
PEV	<i>Plug-In Electric Vehicle</i>
SEE	<i>Sistema Elétrico de Energia</i>
SEWP	<i>Spread Energy With Priority</i>
SOC	<i>State of Charge</i>
TSO	<i>Transmisson System Operator</i>
VCI	Veículo(s) de Combustão Interna
VE	Veículo(s) Elétrico(s)
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>

List of Symbols

Δt	Duração do intervalo de carregamento
$P^{\max}$	Potência máxima atribuível a um VE
$Tr_{t,j}$	Tempo restante no intervalo t até à partida do VE j
e_j	Próximo intervalo de saída do VE j
$R_{t,j}$	Energia requisitada remanescente do VE j no intervalo t
$E_{t,j}$	Taxa de carregamento atribuída ao VE j no intervalo t
E_t^{bid}	Energia contratada para o intervalo t
$M_{t,j}$	Prioridade atribuída ao VE j no intervalo t
d_X	Desvio positivo no intervalo X
d_Y	Desvio negativo no intervalo Y

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

Atualmente, e em relação aos problemas ambientais que afetam a qualidade de vida das populações urbanas, há uma consciência clara que, um dos principais problemas a resolver está diretamente relacionado com o sector dos transportes rodoviários. A preocupação com a redução da emissão dos gases de estufa, acompanhada pela dependência energética dos países exportadores de petróleo e a subida persistente do preço do petróleo, são fatores que têm estimulado a pesquisa por alternativas ao veículo de combustão interna (VCI).

Nas últimas décadas, atividades de investigação e desenvolvimento relacionadas com a sustentabilidade do Sistema de Transportes Rodoviário - mais seguro, mais eficiente e mais limpo - tornaram os veículos elétricos (VE) uma boa alternativa aos veículos convencionais. A ideia centra-se em transferir parte do consumo de energia dos veículos em circulação para a rede elétrica, de tal modo que a energia fornecida a estes, pela rede, tenha origem em fontes de energia renovável e nuclear e seja fornecida durante as horas de vazio de forma a minimizar investimentos em transmissão, distribuição e geração adicional. As emissões resultantes da produção de energia elétrica, para efeitos de carregamento dos veículos elétricos são centralizadas (centros eletroprodutores) e, por isso, mais fáceis de controlar.

A tecnologia dos veículos elétricos e veículos de célula de combustível apresenta vantagens significativas sobre os tradicionais VCI: operação mais limpa e silenciosa; condução agradável e uma capacidade de aceleração elevada; custos baixos de operação; custos de manutenção reduzido; redução da dependência dos combustíveis petrolíferos. A estas pode-se ainda acrescentar o previsível uso dos veículos elétricos do tipo *plug-in* como apoio aos sistemas elétricos de energia, na forma de reserva. Estes veículos têm a capacidade de se ligar à rede de energia para carregarem a bateria e, numa lógica *Vehicle-to-Grid* (V2G), será também possível o trânsito da energia no sentido contrário ou, simplesmente, a otimização da taxa de carregamento, contribuindo assim para a qualidade e fiabilidade da própria rede.

Embora a tecnologia já se encontre no mercado, esta apresenta ainda uma expressão muito reduzida. A penetração desta tecnologia enfrenta, por ora, alguns desafios: a autonomia reduzida (mais acentuada nos BEV), a dificuldade no carregamento (processo moroso e escassez de pontos de carregamento) e o elevado custo de aquisição do veículo, são

questões que causam um impacto considerável no quotidiano dos utilizadores, o que justifica a sua reduzida difusão.

Por tudo isto, o impacto do carregamento da frota no Sistema Elétrico de Energia (SEE) é, por enquanto, praticamente nulo. No entanto, a previsível evolução das baterias, quer ao nível do preço, quer ao nível da autonomia, acompanhada de um crescimento das economias de escala, irá tornar o VE uma proposta mais atrativa, sendo expectável um considerável crescimento da frota. Nesse cenário, e olhando para o VE como uma carga normal, ele representa uma considerável quantidade de energia, que pode ser aproximada a cerca de metade da energia consumida numa habitação doméstica típica no seu pico de consumo. Deste modo, é fácil de prever graves problemas de congestionamento nas redes já muito carregadas e problemas de perfil de tensão em redes predominantemente radiais, particularmente se os períodos de pico coincidirem com os períodos de carregamento dos VE.

Assim, se não forem definidas estratégias de gestão apropriadas para acomodar este aumento de carga, irão ocorrer significativos problemas técnicos cujas desvantagens podem inclusive superar os benefícios económicos e ambientais decorrentes da utilização dos VE. Estas estratégias podem ter duas formas: 1) desenvolvimento e adoção de um modelo dinâmico de sinalização de preço, onde o utilizador é incentivado a carregar nas horas de menor consumo, ou, 2) desenvolvimento de um sistema de gestão técnica, que pode corresponder a uma nova entidade, responsável por agrupar e coordenar o carregamento de uma frota de VE. Essa entidade é designada por agente agregador (AA) e tem, a responsabilidade de, por um lado garantir o carregamento desses veículos e, por outro, a oportunidade de o fazer de forma tão eficiente e com o menor impacto para o sistema quanto possível.

1.2 - Objectivos

Esta dissertação incide sobre as estratégias de carregamento de VE coordenados por um agente agregador. Os objetivos a que se propõe são o estudo e comparação de estratégias desenvolvidas por outros autores e a conceção de estratégias de carregamento alternativas.

Do modo que é proposto o modelo do agregador [1], este agente terá um trabalho duplo: 1) a participação no mercado diário para comprar energia (baseada em previsões) para o dia seguinte - de onde resultam as propostas de compra ao mercado diário e 2) a gestão do carregamento da sua frota no próprio dia.

A componente de otimização de ofertas ao mercado já foi alvo de um estudo aprofundado [2,3] e está fora do âmbito desta dissertação. O problema que se tenciona abordar consiste em, a partir dessas ofertas, e, aproveitando os graus de liberdade que cada VE tem (i.e., tempo disponível até à sua partida) gerir o carregamento desses veículos de forma a modo a minimizar os desvios entre as quantidades contratadas e as realizadas.

Este tópico, apesar de recente, já foi alvo de algum estudo, nomeadamente [2,3,25]. A minimização do desvio entre quantidades contratadas e despachadas pode ser resolvido recorrendo a algoritmos de otimização ou a métodos heurísticos. Os algoritmos abordados e desenvolvidos nesta dissertação serão métodos heurísticos, que são métodos que tentam encontrar boas soluções, guiadas por uma boa ideia. Estes métodos, apesar de não garantirem a otimalidade da solução, são métodos mais simples que apresentam como vantagens um menor peso computacional, bem como, um menor tempo de resolução.

1.3 - Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é constituída por 7 capítulos. O primeiro e atual capítulo serve como introdução ao documento, onde é descrito o contexto em que surge este trabalho e são definidos os objetivos.

O capítulo 2 apresenta o estado da arte do agente agregador de VE, nomeadamente, a definição, o modelo de negócio, otimização das propostas ao mercado e otimização do despacho de carregamento.

No capítulo 3 faz-se uma descrição aprofundada do veículo elétrico, incluindo uma contextualização histórica, as diversas vertentes tecnológicas e a caracterização do veículo em Portugal.

O quarto capítulo explica o funcionamento geral do MIBEL e dos vários mercados que o constituem pelo que é um ponto importante para perceber a interação que existe entre eles e o agregador.

O quinto capítulo faz a descrição dos algoritmos operacionais desenvolvidos e ainda dos algoritmos de previsão, os quais não foram utilizados mas que deram origem às propostas ao mercado utilizadas neste trabalho.

No sexto capítulo são apresentados os resultados dos três algoritmos heurísticos desenvolvidos e de um quarto de optimização utilizado como referência. Os algoritmos foram testados para diferentes agregações de VE e diferentes cenários de mercado, e para estes, foram utilizados duas frotas diferentes.

O sétimo e último capítulo apresenta as conclusões do trabalho, com realce para a comparação das estratégias de carregamento e para os efeitos que a agregação (coordenação) tem no carregamento de uma frota de VE.

Capítulo 2

Veículos Elétricos

2.1 - História do Veículo Elétrico

A génese do VE tem uma data incerta mas, aparte de outras contribuições, esta é amplamente atribuída a Ányos Jedlik, inventor escocês do séc. XIX, que no ano de 1828 construiu um pequeno modelo de um carro movido por um motor elétrico que ele próprio projetou. [6-8].

A invenção das baterias de chumbo-ácido em 1859 por Gaston Planté e o aperfeiçoamento das suas capacidades por Camille Faure em 1881 são pontos marcantes para a evolução do próprio carro elétrico.

Não obstante todos os desenvolvimentos do VE ao longo desses anos, o primeiro automóvel elétrico de sucesso só foi construído em 1891 nos EUA por William Morrison of Des Moines. A evolução do VE partir desse momento fez dele um dos veículos de eleição do final desse século e início do seguinte. Na viragem do século, 40% dos automóveis americanos eram movidos a vapor, 38% pela eletricidade, e 22% a gasolina. As vendas de carros elétricos atingiram o pico em 1912. De facto, em 1912, cerca de 34 000 VE de passageiros estavam registados na América e, em 1915, os serviços postais nas grandes cidades eram dominados por camiões elétricos devido à sua fiabilidade e funcionamento silencioso [9].

Esta “influência” fez-se sentir também nos desportos motorizados. Em França, em 1898, foi um VE a estabelecer o primeiro record oficial de velocidade em estrada, com uma velocidade média de 39 km/h. O carro elétrico foi também o primeiro a quebrar a barreira da milha por minuto (aproximadamente 97 km/h), com uma velocidade de 107 km/h, atingidos no dia 29 de Abril de 1899 [10]. Só em 1902 o record de velocidade foi conquistado por um carro a vapor com uma velocidade média de 120 km/h, num marco que, de certa forma, marcou o início do declínio dos carros elétricos [9].

Apesar do alcance limitado e da dependência de estações de carregamento próprias para carregar, o VE valia pela sua fiabilidade, facilidade de arranque e pelo seu operar silencioso, características que faltavam quer aos carros a vapor, quer aos carros de combustão interna. Curiosamente viria a ser o desenvolvimento de um motor elétrico a condenar o sucesso destes veículos. Em 1911, um motor de arranque elétrico viria substituir os tradicionais e incómodos arrancadores à manivela, dando aos carros a gasolina um arranque mais simples e fiável. Este

fator, combinado com a disponibilidade limitada de eletricidade nas zonas rurais, tempos de carregamento demorados e alcance limitado dos VE, marcou o início do declínio dos VE [9]. No desenrolar desse século o veículo de combustão interna viria a afirmar-se como o principal meio de transporte rodoviário, domínio que se mantém nos dias de hoje.

Porém, com as crises petrolíferas da década de 1970, o aumento dos preços dos combustíveis despertou novamente o interesse pelo desenvolvimento dos veículos elétricos. A crescente consciencialização ambiental que se fez sentir nas décadas seguintes só serviu para reforçar essa preocupação, em especial, devido ao efeito de estufa para o qual muito contribui a poluição rodoviária.

Em 1997, no Japão, a Toyota lançou o Prius, o primeiro carro híbrido produzido em série no mundo. Nos anos seguintes, alguns modelos puramente elétricos de outros fabricantes são introduzidos no mercado, embora em pequena escala e a maioria em modo *leasing*.

Mais recentemente, a nova escalada do preço dos combustíveis fósseis deu novo impulso à aposta no veículo elétrico. Hoje em dia existe uma série de veículos elétricos disponíveis à venda, incluindo os notáveis Toyota Prius Plug-in, o Nissan Leaf e o Chevrolet Volt.

2.2 - Tipos de Veículos Elétricos

Os veículos elétricos são veículos rodoviários que se diferenciam dos veículos usuais pelo facto de utilizarem um sistema de propulsão elétrica.

Em alternativa à solução comum, em que a propulsão tem por base um depósito de combustível, um motor de combustão interna (que converte a energia armazenada no combustível em energia mecânica) e um sistema de transmissão mecânica às rodas, os VE utilizam motores elétricos, que convertem energia elétrica na energia mecânica necessária à sua propulsão. Os VE têm todos a mesma base tecnológica, contudo existem importantes diferenças tecnológicas que permitem distinguir tipos de VE. Assim, estes podem ser divididos em três diferentes categorias: veículos puramente elétricos, híbridos e veículos de célula de combustível.

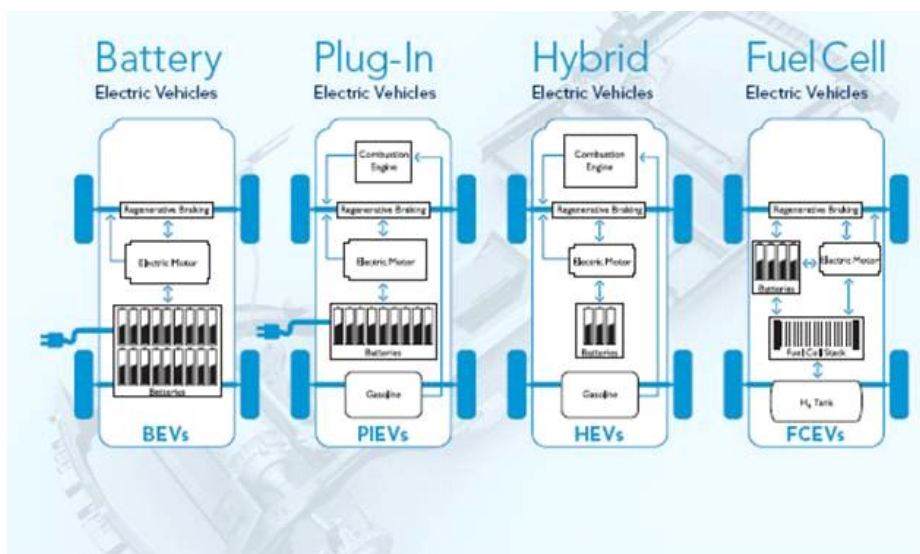


Figura 2.1 - Tipos de Veículos Elétricos

Os veículos puramente elétricos, também conhecidos na literatura inglesa por Battery Electric Vehicles (BEV), caracterizam-se por utilizarem apenas energia elétrica para alimentar o(s) motor(es) elétrico(s) que lhe dão locomoção. Essa energia encontra-se guardada em baterias cuja recarga terá que ser feita através da ligação à Rede ou a outra fonte de energia elétrica (outra bateria, por exemplo). Por recorrer apenas à energia elétrica das baterias, estes veículos não causam dano ao ambiente, uma vez que a sua circulação não produz quaisquer emissões. No entanto, esse é também o seu maior inconveniente pois devido ao estado de desenvolvimento das baterias, estes veículos apresentam em geral autonomias baixas (aproximadamente 100-160 km). [11-12]. O alto custo inicial, o longo tempo de carga e o reduzido espaço de carga são outros dos defeitos normalmente apontados a estes veículos [13].

Os veículos híbridos (HEV) são veículos que combinam a tecnologia dos BEV e dos VCI, i.e., motor de combustão interna e um ou mais motores elétricos. O modo como estes são concebidos para funcionar dá origem a três tipos de HEV - híbrido série, híbrido paralelo e híbrido série-paralelo.

O híbrido série caracteriza-se pela inexistência de uma ligação direta entre o motor de combustão e o veio de transmissão; somente o motor elétrico é responsável pela locomoção do veículo. O motor elétrico é alimentado pela energia proveniente das baterias. Quando esta não é suficiente para satisfazer os requisitos da condução o motor de combustão interna o qual é alimentado por um combustível fóssil (tipicamente, gasóleo) aciona um alternador que, por sua vez, produz eletricidade para corresponder às necessidades do motor elétrico. No híbrido paralelo, as rodas podem ser acionadas pelo motor de combustão, pelos elétricos ou por uma combinação de ambos. O híbrido série-paralelo combina características dos dois, no sentido de tirar partido das vantagens de cada um. Para ajudar a clarificar segue-se um esquema com as três configurações descritas.

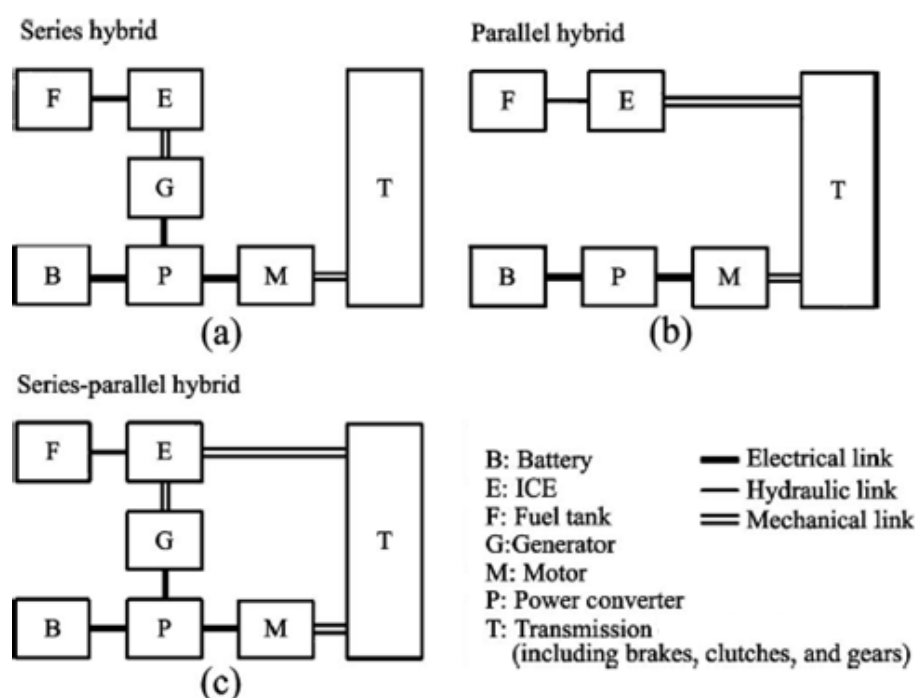


Figura 2.2 - Esquema das configurações do HEV: a) série; b) paralelo;

c) série-paralelo (adaptado de [13])

O HEV foi desenvolvido para ultrapassar as deficiências quer dos VCI quer dos BEV, promovendo grande eficiência no funcionamento conjunto dos motores elétrico e de combustão. Nesse sentido, o ou os motores elétricos permitem reduzir o uso do motor de combustão em situações onde o motor elétrico seja capaz de assegurar o normal funcionamento do veículo (por exemplo, quando o veículo está imobilizado ou quando circula a uma velocidade inferior a determinado valor). O motor elétrico permite ainda a recuperação da energia cinética nas travagens ou durante a desaceleração natural do veículo (por exemplo, a descer uma via inclinada). Para além da redução do consumo de combustível, a menor utilização do motor de combustão contribui também para o seu menor desgaste e portanto, a manutenção do veículo pode ser significativamente reduzida [13].

Ainda na categoria dos HEV, estes podem ser classificados como sendo do híbridos do tipo plug-in, ou, assumindo a designação inglesa, Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEV). Esta subcategoria permite que o carregamento das baterias se faça com recurso à ligação do veículo à rede elétrica. Este tipo de solução tecnológica para o recarregamento das baterias permite que o veículo utilize apenas a energia elétrica para se movimentar, o que é uma grande vantagem face aos restantes HEV, uma vez que torna possível que, em viagens curtas (tais como as viagens citadinas diárias), não se utilize nenhum outro combustível.

Os veículos de célula de combustível, ou Fuel Cell Vehicles (FCV), produzem energia elétrica a partir do hidrogénio. A eletricidade resulta duma reação química entre o hidrogénio e o oxigénio cujo produto, para além da eletricidade, é água, pelo que se pode concluir que estes veículos não são poluentes. A energia elétrica produzida é utilizada na locomoção do veículo ou guardada nas baterias ou ultracondensadores para uso posterior. Esta tecnologia possui a desvantagem de utilizar um combustível (hidrogénio) cuja ocorrência na Natureza não é abundante e cuja obtenção implica um processo químico. Se este processo utilizar fontes de energia não-renováveis, então a produção de hidrogénio não é ambientalmente favorável. Para além disso, até serem estruturadas economias de escala a exploração destes veículos não será atrativa do ponto de vista económico.

2.3 - Carregamento de um Veículo Elétrico

O carregamento de um VE consiste no processo de reposição de energia elétrica na(s) bateria(s) do veículo para um nível máximo, ou pelo menos, superior. Os VE estão dotados de um carregador interno que transforma a energia recebida (por meio de um cabo) em corrente alternada (CA) para corrente contínua (CC), sendo dessa forma absorvida pela bateria. Para tal, o VE deve ser conectado à Rede Elétrica de Energia seja através de um posto de carregamento próprio ou tão simplesmente de uma tomada doméstica normal.

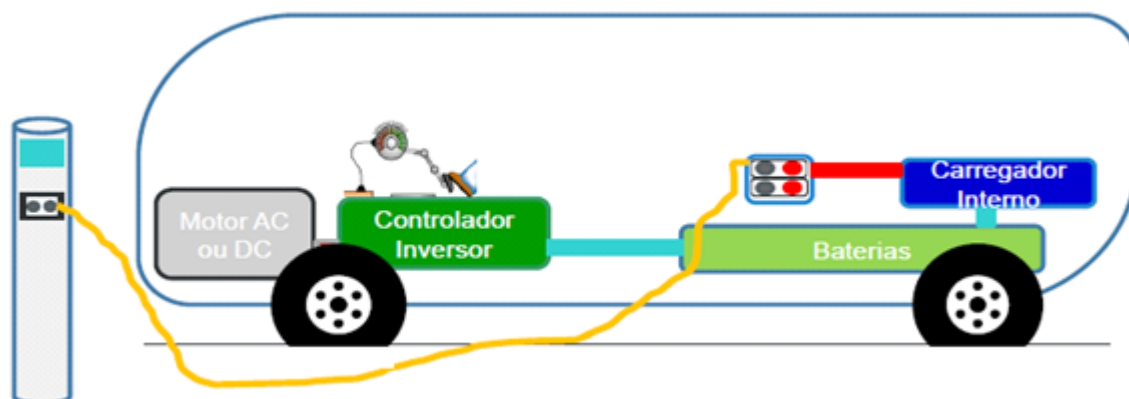


Figura 2.3 - Esquema interno do carregamento de um VE

(Fonte: Mobi.E - “Formas de Carregamento de Veículos Elétricos em Portugal”)

No entanto, o carregamento de um VE, pelas suas características, distingue-se das demais aplicações elétricas que podem ser ligadas a uma vulgar tomada doméstica (uma torradeira, por exemplo). Por um lado, um VE pode solicitar uma corrente elevada (equivalente a uma pequena habitação) durante um período prolongado, até 8 horas, o que representa um desafio à tomada e à instalação elétrica. Por outro lado, devido à sua maior dimensão, em caso de falha na instalação elétrica do VE, é também maior o risco de eletrocussão por contatos indireto, fator que aumenta a responsabilidade e a preocupação com segurança da instalação elétrica.

A norma europeia/portuguesa EN/NP61851 - Sistema de carga condutiva para veículos elétricos - criada em 2003 e revista em Dezembro de 2010, define como deve ser feito o carregamento de um veículo elétrico e em que condições. Esta norma apresenta quatro modos de carregamento descritos em seguida. O modo 2 será apresentado seguidamente ao modo 3 porque se trata de uma adaptação dele.

2.4 - Modos de Carregamento

2.4.1 - Modo 1

O modo 1 de carga consiste e, parafraseando, na **“Ligação do VE à rede de alimentação utilizando tomadas normalizadas de corrente atribuída até 16^a, no lado da rede de alimentação, monofásica ou trifásica, com condutores de fase(s), de neutro e de terra de proteção”**, ou seja tomadas domésticas do tipo *shüco* ou industriais da norma EN60309.



Figura 2.4 - Tomada industrial IEC 60309 monofásica de 16A com terra e respetiva ficha (à esq.) e tomada doméstica monofásica de 16A com terra “Shuco” e respetiva ficha (à dir.).

(Fonte: Mobi.E - “Formas de Carregamento de Veículos Elétricos em Portugal”, p.4)

Para além das tomadas consideradas adequadas, a norma estabelece ainda que, para poder ser utilizado o Modo 1 de carregamento, tem de ser garantida a existência de Terra de proteção e de um disjuntor diferencial de elevada sensibilidade de calibre igual ou superior a 30 mA. Caso contrário, a norma considera que não estão reunidas as condições de segurança necessárias, estando este modo de carregamento proibido.

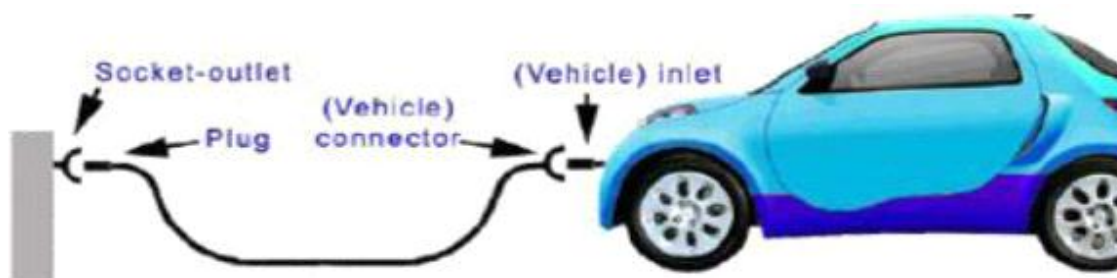


Figura 2.5 - Carregamento em Modo 1

Está prevista a possibilidade de o diferencial ser instalado diretamente no cabo, uma solução mais adequada quando se desconhece a instalação elétrica em utilização, nomeadamente se esta é dotada do diferencial de elevada sensibilidade como requerido.



Figura 2.6 - Dispositivo Diferencial Inline no cabo

2.4.2 - Modo 3

O Modo 3 é um sistema de carregamento dedicado para veículos elétricos. O sistema Modo 3 é constituído por três componentes fundamentais: tomadas e fichas de fornecimento, relé de corte de alimentação e uma funcionalidade de piloto de controlo para segurança adicional.

O piloto de controlo consiste num sistema eletrónico associado à tomada de fornecimento, a qual, pelo estabelecimento contínuo de uma pequena corrente entre a tomada de fornecimento e o veículo, permite monitorizar a manutenção das condições de isolamento das partes em tensão durante uma sessão de carregamento. Caso essas condições deixem de se verificar, o piloto de controlo atua um relé de corte de alimentação que desliga a alimentação da tomada.



Figura 2.7 - Carregamento em Modo 3

Por fim, um veículo Modo 3 só carrega numa tomada Modo 3 que tenha o piloto de controlo.

2.4.3 - Modo 2

O Modo 2 é um sistema de carregamento desenvolvido para permitir um veículo que só carrega em Modo 3, carregar numa tomada doméstica ou industrial. Para esse efeito, o cabo de carregamento possui uma In-cable Control Box (ICCB) ou Caixa de Controlo do Cabo, no qual estão instalados o relé e o sistema eletrónico definidos para o Modo3, bem como um diferencial de calibre igual ou superior a 30mA.



Figura 2.8 - ICCB - caixa de comando

A ICCB está instalada numa das extremidades do cabo de ligação, de onde sai uma ligação e ficha normalizada (doméstica ou industrial) para ligação à rede elétrica. Na outra extremidade do cabo existe uma ficha Modo 3 para ligar ao veículo com este sistema, sendo o circuito entre o VE e a ICCB percorrido pelo piloto de controlo.



Figura 2.9 - Carregamento em modo 2

2.4.4 - Modo 4

O modo 4 distingue-se dos restantes porque se trata de um tipo de carregamento direto, i.e., o VE é carregado através de um carregador externo que fornece DC diretamente à bateria.

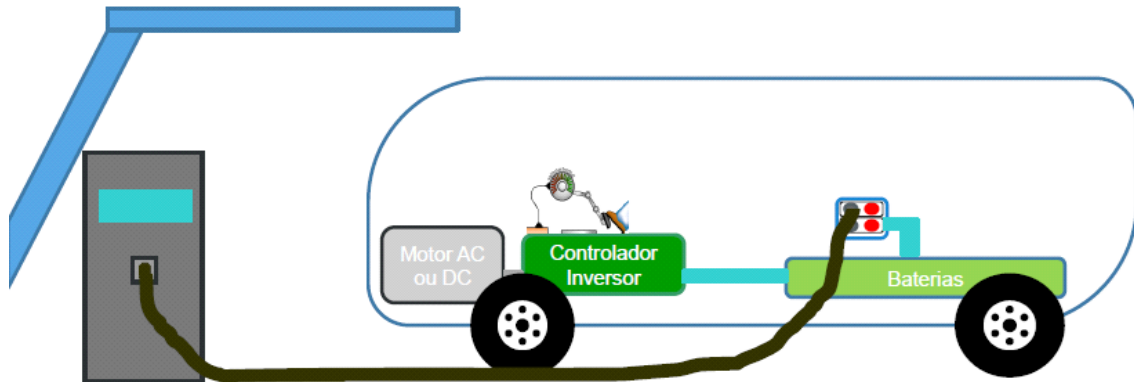


Figura 2.10 - Carregamento em DC

O carregamento em DC permite o fornecimento de uma corrente mais elevada pelo que o carregamento pode ser feito de forma mais rápida. De facto, serão desta norma os 50 pontos de carregamento rápido instalados em todo o país.



Figura 2.11 - Carregamento em modo 4

O ponto de carregamento é constituído por um armário de carregamento e um cabo preso ao armário. Durante o carregamento é o veículo que controla o carregador, através de comunicação no cabo. Assim, não há perigo de o carregador injetar corrente de forma nociva para o veículo.

2.5 - Mobilidade Elétrica em Portugal

O panorama atual da mobilidade em Portugal é caracterizado pela predominância do transporte individual sobre o transporte coletivo. Existem aproximadamente 5,81 milhões de automóveis em Portugal que representam cerca de 33% do consumo nacional de energia final [14].

No entanto, o veículo elétrico foi uma aposta dos XVII e XVIII Governos Constitucionais [2005-2011], nomeadamente, com a promulgação da Lei n.º 22-A/2007 e, mais tarde, a publicação do Decreto-Lei n.º 39/2010 de 26 de Abril.

A Lei n.º 22-A/2007 procede à reforma global da tributação automóvel, aprovando o Código do Imposto sobre Veículos e o Código do Imposto Único de Circulação e abolindo, em simultâneo, os seguintes quatro impostos: o imposto automóvel, o imposto municipal sobre veículos, o imposto de circulação e o imposto de camionagem.

O Decreto-Lei n.º 39/2010 de 26 de Abril tinha três objetivos essenciais e citando: “Incentivar a aquisição e utilização de VE”; “Garantir que o carregamento das baterias de VE se realiza através de uma rede de carregamento integrada...” e “Consagrar um regime de universalidade e equidade no acesso aos serviços de mobilidade elétrica”.

Como resultado e o incentivo à aquisição de um carro elétrico pode chegar a 6.500 euros no caso de a aquisição do novo carro elétrico ser realizada à custa do abate de um veículo em fim de vida;

Para esse efeito, foi criada uma rede nacional de pontos de carregamento - rede MOBI.E - que permitirá qualquer pessoa carregar as baterias do seu veículo em qualquer ponto de carregamento disponível no País, mediante a utilização de um cartão de carregamento contratado com qualquer comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica. A rede piloto para a mobilidade elétrica abrange 25 cidades e neste momento é constituída por 1350 pontos de carregamento, dos quais 50 são postos de carregamento rápido. Os 25 municípios e o centro de inteligência em inovação - INTELI - criaram um living lab para a mobilidade elétrica, o qual se encontra integrado no RENER - Renewable Energy Living Lab, que, por sua vez, integra a Rede Europeia de Living Labs.

No entanto, e já sob a administração do XIX e atual Governo Constitucional, foi aprovada a Lei n.º 27/XII de Novembro de 2011, da qual resulta o fim do incentivo à aquisição de um carro elétrico (5.000 €) e do incentivo adicional para o abate (1.500 €). Atualmente, as únicas deduções fiscais aplicáveis a VE são a isenção de ISV e ISC e deduções fiscais na aquisição para empresas, nomeadamente, isenção fiscal em sede de IRC e depreciação de VE para efeitos fiscais.

É de crer que estas medidas terão sido em parte responsáveis pelo número de vendas destes veículos ter ficado aquém das expectativas.

Capítulo 3

Despacho do Carregamento de VE

3.1 - Descrição do Problema

O agente agregador (ou simplesmente, agregador) é a entidade que se acredita que, a curto-médio prazo, venha a ser responsável pelo carregamento dos VE. Este conceito será aprofundado oportunamente.

Este agente organiza o carregamento de uma frota de VE, dividindo-o em intervalos temporais de duração fixa, daqui em diante designados, simplesmente, por intervalos. Em cada um desses intervalos ele terá que decidir, consoante a disponibilidade e necessidades de cada VE, a taxa de carregamento a atribuir a cada um. Entenda-se por disponibilidade o facto de o VE estar ligado à rede (através de um ponto de carregamento ou de uma tomada em casa), e na condição de poder receber ou fornecer energia elétrica. No caso de um VE ligado por vários intervalos seguidos, este conjunto de intervalos denomina-se período.

É assumido que a taxa de carregamento atribuída a um VE em cada intervalo é constante ao longo do intervalo e que este carregamento se prolonga do início ao fim do intervalo, ou seja, uma vez iniciado não pode ser interrompido. Da mesma forma, assume-se que, se um veículo se liga à rede, tal acontece no início de um intervalo, ou seja, um VE que se ligue ao sistema durante um intervalo, apenas será considerado no início do intervalo seguinte. Quando o utilizador de um VE se liga então à rede, deve comunicar os seus requisitos de carregamento, i.e., o nível de carga - *state of charge* (SOC) - da bateria e o último intervalo antes de o veículo abandonar o sistema. É de notar que o mesmo VE pode voltar ao sistema tantas vezes quantas pretender, dando assim início a um novo processo.

Para além da informação fornecida pelo utilizador no início de cada intervalo, o agregador sabe quais os VE ligados ao sistema no intervalo atual, bem como, a energia contratada para esse intervalo e para os seguintes.

Resumindo, em cada intervalo, no momento de tomar a decisão sobre a taxa de carregamento de cada VE, o agregador conhece: os VE ligados ao sistema nesse intervalo, a energia pretendida e o momento de partida, e ainda, a energia contratada para esse intervalo e para os seguintes. Com base nesta informação, o agregador deve então decidir qual a taxa de carregamento a atribuir a cada um dos VE disponíveis nesse intervalo. A taxa de carregamento pode variar entre zero e uma taxa máxima que se irá estabelecer em 3 kW, um valor *standard*, suficiente para cobrir as necessidades do viajante habitual [15].

A dificuldade associada ao carregamento de uma frota de veículos elétricos não está relacionada propriamente com a discrepância entre a procura prevista e a efetiva como se poderia imaginar inicialmente. Naturalmente, nenhuma previsão é perfeita, e a previsão da procura de energia pelos utilizadores dos VE não é exceção. No entanto, embora também seja uma parte importante, não é esta a razão que torna complexo o carregamento organizado de uma frota de VE. Quer isto dizer que, mesmo num cenário teórico com previsões perfeitas (sem erro), o problema se mantém.

A dificuldade inerente a este problema reside no facto de não ser possível saber quais os requisitos dos VE que se ligam ao sistema até que estes se liguem efetivamente, ou seja, o problema não está em saber quanta energia será necessária para alimentar a frota no intervalo seguinte, mas sim em como os requisitos dos VE que se ligam ao sistema no intervalo seguinte vão condicionar o despacho nos intervalos subsequentes.

O que acontece é que o agregador tem de, em cada intervalo, decidir o despacho dos veículos disponíveis sem saber os requisitos dos VE no intervalo seguinte. Isto dá aso a que dois despachos diferentes mas igualmente ótimos no intervalo atual (i.e., mesmo desvio entre procura prevista e efetiva) não permitam a mesma otimização no intervalo seguinte. Para melhor compreensão, atente-se no seguinte exemplo.

Neste exemplo acompanha-se a evolução de um caso acessível, com apenas dois VE (inicialmente) ao longo de três intervalos, para os quais são sugeridos dois despachos - Despacho A e Despacho B. Estes correspondem a duas hipóteses de despacho distintas mas igualmente válidas, i.e., ambas respeitam os requisitos de carregamento dos veículos.

Por uma questão de simplicidade, admita-se que existem apenas dois modos de carregamento: 1) o VE recebe a carga máxima - 3 kWh - ou 2) não recebe. Admite-se que o processo tem início no intervalo 1 no qual chegam dois VE, naturalmente designados por VE 1 e 2. Nesse instante são conhecidas as suas disponibilidades e requisitos de carregamento. Notar que um VE não está disponível quando apresenta um requisito de carregamento igual a zero.

Tabela 3.1 - Disponibilidade e Energia Requisitada dos VE comunicados no intervalo 1.

	H1	H2	H3
	Energia Requisitada [kWh]		
VE 1	3	3	0
VE 2	3	3	3
Requisito de Carregamento Total [kWh]	6	6	3
Energia Contratada [kWh]	3	3	3

Para além dos requisitos e disponibilidade dos VE, é também conhecida a energia contratada para cada intervalo. Esta informação é essencial quando se fala em despacho ótimo, uma vez que o que se pretende é obter a menor diferença entre energia contratada e a efetivamente despachada.

Explicado o modo de funcionamento deste exercício, apresenta-se agora os despachos sugeridos A e B para o primeiro intervalo. No despacho A optou-se por carregar o VE 1 enquanto no despacho B se carrega o VE 2. Estes despachos, embora diferentes, são

igualmente ótimos, uma vez que, em ambos, o desvio entre energia contratada e despachada é nulo.

Tabela 3.2 - Despachos A e B no intervalo 1

Despacho A (kWh)			Despacho B (kWh)	
t	VE 1	VE 2	VE 1	VE 2
1	3	0	0	3

No segundo intervalo, chega mais um VE ao sistema, o qual será designado por VE 3. Tal como os anteriores, este utilizador comunica os seus requisitos de carregamento, como segue na tabela.

Tabela 3.3 - Disponibilidade e Energia Requisitada dos VE comunicados no intervalo 2.

	H1	H2	H3
	Energia Requisitada [kWh]		
VE 1	3	3	0
VE 2	3	3	3
VE 3	0	3	0
Requisito de Carregamento Total [kWh]	6	9	3
Energia Contratada [kWh]	3	3	3

O VE 3 só se encontra ligado ao sistema neste intervalo, portanto terá obrigatoriamente que ser carregado neste intervalo; um VE nesta situação diz-se inflexível. O VE 2 abandona o sistema no intervalo seguinte, o que significa que, se ainda não foi carregado no intervalo 1, é também inflexível. Esta situação não se verifica no despacho A, mas verifica-se no despacho B, uma vez que no intervalo anterior, no despacho B optou-se por carregar o VE 2 em vez do VE 1. Assim, os despachos A e B estão agora em situações divergentes, visto que, seguindo o despacho B, o agregador está obrigado a carregar dois veículos (VE 1 e VE 3), ao passo que, seguindo o despacho A, o agregador apenas tem que carregar o VE 3.

Tabela 3. 4 - Despachos A e B no intervalo 2

Despacho A (kWh)				Despacho B (kWh)		
t	VE 1	VE 2	VE 3	VE 1	VE 2	VE 3
2	0	0	3	3	0	3

Em resultado, o despacho B excedeu a energia contratada inicialmente para este intervalo - 3 kWh - noutros 3 kWh. Por outro lado, o despacho A apresentou novamente um desvio nulo.

No terceiro e último intervalo deste exemplo, nenhum outro veículo se ligou ao sistema, de modo que, o único veículo ainda no sistema é o VE 2. Este veículo apresentou inicialmente um requisito de carregamento de 3 kWh, requisito que foi atendido no despacho B logo no primeiro intervalo, mas que, seguindo o despacho A ainda não foi atendido. Como tal, no despacho A, este VE considera-se inflexível, pelo que terá obrigatoriamente que ser carregado neste intervalo. No entanto, neste caso, esta situação não é desfavorável, uma vez

a energia necessária para o carregamento do VE 2 é igual à energia contratada para este intervalo. Por outro lado, no caso do despacho B, uma vez que este veículo já foi carregado, não existem veículos que possam ser carregados neste intervalo.

Tabela 3.5 - Despachos A e B no intervalo 3

Despacho A (kWh)				Despacho B (kWh)		
T	VE 1	VE 2	VE 3	VE 1	VE 2	VE 3
3	-	3	-	-	0	-

Isto significa que o despacho B apresenta um resultado operacional de 0 kWh, quando para este intervalo, tinham sido contratados 3 kWh de energia, o que se traduz num desvio de 3 kWh.

Resumindo, dois despachos aparentemente ótimos no primeiro intervalo, conduziram a resultados bastante diferentes. O despacho A revelou-se muito bom, apresentando um desvio acumulado nulo, ao passo que, o despacho B, mostrou ter um resultado bastante negativo, apresentando no final do exercício, um desvio acumulado de 6 kWh.

Tabela 3.6 - Carregamento individual e desvio dos despachos A e B ao longo dos três intervalos

		H1	H2	H3
		Carregamento Individual [kWh]		
Despacho A	VE 1	3	0	-
	VE 2	0	0	3
	VE 3	-	3	0
Despacho B	VE 1	0	3	-
	VE 2	3	0	0
	VE 3	-	3	0
Energia Contratada [kWh]		3	3	3
Despacho A	Carregamento Total [kWh]	3	3	3
	Desvio [kWh]	0	0	0
Despacho B	Carregamento Total [kWh]	3	6	0
	Desvio [kWh]	0	3	3

Assim, é possível compreender a dificuldade associada ao carregamento de uma frota de VE. Pode-se então acrescentar que, mesmo na posse de informação perfeita, i.e., previsões sem erro, é impossível garantir que o carregamento dos VE seja também perfeito, ou seja, que não haja desvio entre a energia contratada e a efetivamente despachada.

3.2 - Agregador

À medida que o número de VEP (veículos elétricos plug-in) em circulação aumenta, mais complexa é a gestão do SEE pois o carregamento destes como cargas comuns aumenta consideravelmente a potência de ponta, prevendo-se que, a partir de certo nível de integração a capacidade de interligação nalguns ramos do sistema não seja suficiente para alimentar essa carga adicional. Ao mesmo tempo não é viável que 1) o Operador de Sistema (OS) coordene o carregamento individual de cada VE nem que 2) cada VE, devido à sua dimensão menor (kW em vez de MW), faça as suas próprias propostas de compra de energia.

Uma possível solução passa pela existência de um agente agregador de uma frota de VE, que sirva de intermediário entre o utilizador de cada VE e o mercado diário (do MIBEL) ou empresas produtoras de eletricidade.

3.2.1 - Definição de Agregador

Este conceito foi introduzido em 2001 por Kempton *et al* [16], e, na sua visão, o objetivo do agregador passa por representar uma grande capacidade de carga (pelo menos 1 MW) que pode ser vendida no mercado da eletricidade ou diretamente com uma empresa produtora de energia elétrica através de contratos bilaterais. Adicionalmente, os autores reconheceram diversas entidades adequadas para este papel, nomeadamente: empresas de serviços energéticos; fabricantes de automóveis; operadores de redes móveis; comercializadores de energia.

Brooks e Cage [17] apresentam um conceito semelhante com a diferença que o agregador dá primazia à função do VE como meio de transporte. Nesse sentido, no modelo proposto, os utilizadores comunicam as suas necessidades de condução ao agregador o qual reúne e gere essa informação e controla os carregamentos da sua frota. Esta situação é mais favorável quando comparada com a situação individual de um VE, uma vez que a previsão da potência total e energia elétrica disponível em cada hora é realizada com menos incerteza.

Guille e Gross [18] atribuem ao agregador as funções de fornecimento de energia e serviços de sistema ao OS, e, de compra de energia aos fornecedores locais para o carregamento dos VE. O agregador poderá ter benefícios económicos, uma vez que contrata a grande escala. Os autores acrescentam que devem ser cumpridos alguns requisitos de comunicação. Por exemplo, o agregador deve: monitorizar o estado de carregamento de cada VE, reunir os dados relativos aos serviços prestados ao OS e aos utilizadores, receber sinais do OS e utilizadores e realizar a medição dos trânsitos de potência.

Lopes *et al.* [19] descreve uma hierarquia de controlo que compreende os seguintes componentes: Controlador dos Veículos (VC) responsável pelo carregamento das baterias; Clusters of Vehicle Controllers (CVC) que representam as estações de carregamento; Controlador Central de Gestão Autónoma (CAMC) instalado numa subestação MT / AT e responsável pela gestão de uma grande quantidade de VE ligado com a rede; e o Controlador Central da Micro-Rede (MGCC) que faz a ligação entre o CAMC e o VC na Micro-Rede, dotado da capacidade de controlar cargas e micro-geração. O agregador, por sua vez, é composto por dois tipos sub-entidades: Unidade Central de Agregação (CAU) - fisicamente ligada às subestações MT / AV - e o Unidade de Agregação da Micro-Rede (MGAU) - que faz a ligação entre VE e o CAU. Um agregador pode ter vários CAU que comunicam com vários MGAU.

Galus e Andersson [20,21] veem o agregador não como uma companhia mas como uma entidade computacional abstrata que funciona como uma interface inteligente entre o VE e o agente de energia. Este agregador é dotado de algoritmos de otimização que usa para despachar a energia existente entre os VE disponíveis, comunicando ao agente de energia a energia disponível.

3.2.2 - Modelo de Negócio do Agregador

O sucesso da implementação do agregador depende do sucesso comercial que a atividade pode gerar, como tal, é importante estudar os potenciais modelos de negócio do agregador. Um modelo de negócio adequado poderia ajudar a gerir os potenciais custos de desgaste das baterias, como é referido por Brooks e Thesen [22].

Kempton *et al.* [16] quando, em 2001, introduziu o conceito de agregador sugeriu um modelo de negócio onde este agente ofereceria a substituição das baterias e carregamentos a taxas reduzidas ou mesmo nulas em contrapartida pela utilização da energia dos veículos.

Kempton e Tomic [25] propõem três modelos de negócio para o agregador. No primeiro modelo, o agregador pode gerir a disponibilidade da frota no que diz respeito à sua utilização primária (o transporte), vendendo posteriormente os serviços ao OS ou ao mercado de eletricidade. A frota estará concentrada num só local proporcionando um único ponto de ligação à rede. Como tal, este modelo será adequado, por exemplo, a uma frota de veículos de uma empresa. O segundo modelo consiste na utilização da energia de VE dispersos mas dentro de um relacionamento comercial com uma empresa retalhista de eletricidade. Neste modelo, o agregador funciona como a empresa retalhista que compra eletricidade aos VE e que vende serviços no mercado de eletricidade. Neste formato, o agregador não detém qualquer controlo sobre os VE, no entanto pode oferecer incentivos financeiros para que fiquem conectados à rede quando possível. O terceiro modelo deriva do segundo, e, em vez de o agregador acumular a sua função com a de retalhista de eletricidade, este seria uma entidade independente, inclusivamente de outra área de negócio. O agregador poderia ser desde um fabricante de baterias, com a vantagem óbvia de poder oferecer a substituição da bateria em contrapartida pela energia do VE, a operadores de redes móveis, capazes de oferecer serviços de comunicação e outros semelhantes aos usados em telemóveis.

No modelo proposto por Guille e Gross [18], o agregador oferece incentivos e em troca, o VE é obrigado a conetar o veículo à rede da forma que for determinada no contrato. O incumprimento do estipulado no contrato pode levar à perda das regalias ou mesmo à quebra do contrato. Os incentivos incluem descontos na aquisição de baterias e taxas mais reduzidas no carregamento do veículo o que torna este modelo apelativo para o utilizador uma vez que permite reduzir os custos de operação e manutenção (bateria) do VE.

Anderson *et al.* [24] analisam o modelo proposto pela empresa Better Place que consiste na criação de um Operador de Rede de Recarga Elétrica, composto pelos seguintes elementos: uma rede de pontos de carregamento com uma infraestrutura de smart-metering que comunica com seus utilizadores e gere o processo de carregamento de cada veículo; parceria com fabricantes de veículos, baterias e de *hardware*; e propriedade separada da bateria do carro, sustentada pela oferta de diversos tipos vários tipos de negócios de *leasing* para baterias ou até mesmo para veículos. A ideia é utilizar o *leasing* da bateria como uma

empresa de comunicações móveis - o utilizador do VE paga a energia que utiliza para viajar quilómetros, em analogia com o pagamento por minuto nas comunicações.

3.2.3 - Otimização das Propostas do Agregador ao Mercado

De acordo com Tomic e Kempton [2], para uma participação proveitosa no mercado de regulação, o agregador deve prever quais os mercados mais rentáveis ou quantos VE devem ser agregados de forma a maximizar o lucro num dado mercado. Segundo os autores, as variáveis mais relevantes a ter em conta são o valor dos serviços auxiliares no mercado, a capacidade (kW) das ligações elétricas (da rede) e a capacidade de armazenamento do EV.

Bessa *et al.* [3] apresenta um método de otimização de apoio ao agente agregador de veículos elétricos (VE) na participação nos mercados do dia seguinte e na sessão de reserva (a subir e a descer). A partir do conceito de bidirecionalidade que se conhece das smart-grids, o agregador conhece quando um VE se liga e quais os seus requisitos de carregamento (estado de carregamento pretendido e hora limite do mesmo) definidos pelo cliente, i.e., dono do VE. Para orientar a sua abordagem ao mercado, o agregador deve prever os requisitos de potência da sua frota de VE para o dia seguinte e ainda a potência máxima disponível em cada hora tendo em conta as necessidades expectáveis da frota os limites de capacidade das linhas, físicos e os impostos pelo operador do sistema de Distribuição (DSO).

O fundamental dos algoritmos apresentados é que estes impõem que propostas de compra para um intervalo de tempo não ultrapassem a potência necessária para carregar todos os VE ligados nesse intervalo e ainda que a energia efetivamente comprada satisfaz os requisitos (previstos) de carregamento.

3.2.4 - Otimização do Despacho de Carregamento para Agregadores de VE

Existem dois tipos de algoritmos de despacho de carregamento de VE, uns que recorrem a algoritmos de otimização e outros que recorrem a heurísticas, sendo que este trabalho se dedica essencialmente aos segundos.

Sortomme *et al.* [25] apresenta uma abordagem ao carregamento ótimo de VE designada Vehicle-to-Grid (V2G), onde o VE pode oferecer o fornecimento de energia elétrica e serviços auxiliares à rede, os quais merecem a devida compensação remuneratória. O artigo dedica-se ao estudo do V2G unidirecional por ser mais fácil de implementar inicialmente, o que significa que a regulação, o mercado mais rentável para o dono de um VE, é realizada pela variação do ponto preferido de operação (POP) de cada VE. Este artigo sugere dois algoritmos de seleção do POP, algoritmos heurísticos de carregamento inteligente (smart charging) e algoritmos de seleção ótima, sendo que apenas os algoritmos otimizados oferecem benefícios significativos a todos os participantes - clientes, agregadores e *utility*.

Amoroso *et al.* [4] apresenta um artigo onde estuda o Impacto de Variações de Eficiência na Eficácia de Estratégias de Carregamento com Taxa Variável para Veículos Elétricos. O autor considera duas estratégias - “Maximum Energy With Priority” (MEWP) e “Spread Energy

With Priority” (SEWP) - nas quais os utilizadores são ordenados por prioridade decrescente. A primeira consiste em alocar a energia ao utilizador de modo que o carregamento fique completo no final desse período, enquanto a segunda consiste em distribuir a energia ainda a ser fornecida ao utilizador pelo tempo disponível até que este deixe o sistema. A taxa de carregamento de uma e outra corresponde à energia que falta carregar a dividir pelo tempo considerado em cada. Para uma eficiência de carregamento ideal, i.e., de 100%, as duas estratégias apresentam resultados semelhantes e positivos, permitindo uma boa exploração da rede, mas quando se considera uma eficiência de carregamento realística observa-se que o SEWP mostra ser mais adequado do que o MEWP, o que se justifica pelo facto de que o segundo tende a utilizar taxas de carregamento mais elevadas, onde a eficiência de carregamento é menor.

Wu *et al.* [5] define algoritmos para o Agendamento e Despacho da energia elétrica por parte dos agregadores de frotas PEV, cujo principal objetivo é a maximização de lucros de comercialização de energia. O autor propõe dois algoritmos, um de Agendamento (1), que determina a quantidade de energia a comprar em cada hora de acordo com o preço (quer o preço de contratos bilaterais, quer o preço previsto do mercado do dia seguinte) e outro para “Despacho” (2), que determina os intervalos (de 1 min) em que cada PEV será carregado. No algoritmo 1, a ideia básica é carregar cada veículo nos intervalos onde a eletricidade é mais barata. Os intervalos são ordenados por ordem crescente de preço e são selecionados apenas N mais baratos que permitam o carregamento do PEV à taxa máxima de carregamento. O segundo algoritmo calcula a duração do carregamento com base na informação fornecida pelos PEV à medida que estes vão chegando, atribuindo a cada veículo que chega os N intervalos mais baratos ainda disponíveis, necessários e suficientes satisfazer o carregamento. O autor termina afirmando que os atuais regulamentos de mercado e políticas associadas com o carregamento PEV têm de ser revistos a fim de melhorar o funcionamento geral do sistema.

O trabalho desenvolvido nesta dissertação incide sobre os algoritmos apresentados por Amoroso *et al.* [4] e por Wu *et al.* [5].

Capítulo 4

Mercados de Eletricidade

4.1 - Introdução

Neste capítulo aborda-se o funcionamento do Setor Elétrico em Portugal, desde os mercados diários e intradiários aos serviços auxiliares.

Este ponto é importante pois esclarece de que modo o agregador pode interagir com os mercados, quer para a compra de energia nos mercados diários e intradiários para o abastecimento da sua frota, quer para o fornecimento de energia ao operador de sistema, no âmbito do V2G.

4.2 - Organização do Setor Elétrico

A organização estrutural do mercado elétrico reflete a organização do próprio sector, designadamente a que decorre do processo de liberalização, que é um traço comum na Europa. Neste sentido, a estrutura organizativa reflete a existência de uma cadeia vertical de atividades, que, no essencial, se pode caracterizar em quatro vertentes fundamentais:

- Produção;
- Transporte;
- Distribuição;
- Comercialização de energia.

As atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica estão assentes na existência de redes que veiculam a energia elétrica desde a produção até cada uma das instalações consumidoras, sendo consideradas monopólios naturais em função do tipo de investimento e operação que requerem. Do ponto de vista da teoria económica, é economicamente mais eficiente a manutenção de uma estrutura monopolista nestas atividades do que a sua abertura a mecanismos de concorrência.

Os monopólios naturais subjacentes às atividades de transporte e distribuição de energia elétrica estão sujeitos a regulação, tendo-se consagrado o princípio de acesso livre por terceiros mediante o pagamento de uma tarifa regulada. Por seu lado, a produção e a

comercialização de energia elétrica estão abertas à concorrência, com a justificação económica de introduzir maior eficiência na gestão e operação dos recursos afetos a estas atividades.

4.3 - Mercados de Eletricidade

A atividade de produção de energia elétrica em regime de mercado está associada a um mercado grossista, no qual os produtores asseguram a colocação da mesma e os agentes compradores adquirem energia elétrica, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio.

A atividade de comercialização está associada a um mercado retalhista, em que os agentes comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais.

Nas secções seguintes procura-se caracterizar a estrutura do mercado elétrico ibérico, caracterizando aquelas que são as duas atividades abertas à concorrência: produção (mercado grossista) e comercialização (mercado retalhista).

4.3.1 - Mercados Grossista e Retalhista

Mercado Grossista

O funcionamento do mercado grossista de energia elétrica está assente na existência de um conjunto de modalidades de contratação que se complementam entre si. Estas modalidades refletem as especificidades de funcionamento do sector elétrico, designadamente o facto de se tratar de um sector que funciona em regime de equilíbrio síncrono de produção e consumo e, por essa via, não ser possível a arbitragem temporal existente em outros mercados. Desta forma, o mercado grossista do MIBEL compreende atualmente:

Um mercado de contratação a prazo (OMIP), em que se estabelecem compromissos a futuro de produção e de compra de energia elétrica. Este mercado pode efetuar liquidação física (entrega da energia) ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação);

Um mercado spot de contratação à vista (OMEL), com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários (mercados intradiários), em que se estabelecem programas de venda (produção) e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação;

Um mercado de serviços de sistema que efetua o ajustamento de equilíbrio da produção e do consumo de energia elétrica e que funciona em tempo real;

Um mercado de contratação bilateral, em que os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e venda de energia elétrica.

Mercado Retalhista

A estrutura de mercado retalhista assenta na coexistência de duas formas principais de contratação do fornecimento de energia elétrica:

- Contratação em mercado regulado, por aplicação de tarifas integrais também reguladas;
- Contratação em mercado liberalizado, com as condições de negociação da energia a serem definidas e acordadas entre as partes e a componente do acesso às redes a ser aplicada através de preço regulado.

Assim, de forma genérica, a primeira caracterização da estrutura de mercado ao nível do retalho pode fazer-se com a repartição da contratação entre mercado regulado e mercado liberalizado. Convirá aqui reter que a liberalização do mercado retalhista é uma decorrência da aplicação da Diretiva 2003/54/CE, que veio determinar que, o mais tardar, a partir de 1 de Julho de 2007 todos os consumidores pudessem escolher livremente o seu fornecedor de eletricidade.

4.3.1.1 - Mercado Diário e Intradiário

Mercado Diário

O mercado diário do MIBEL é a plataforma onde se transaciona eletricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação. Este mercado forma preço para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365 ou 366 dias de cada ano.

O preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente em preço as ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente em preço as ofertas de compra (curva de procura) de eletricidade para uma mesma hora. O preço de mercado (graficamente corresponde ao cruzamento das curvas de oferta e de procura) é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura. É o chamado *pool simétrico*.

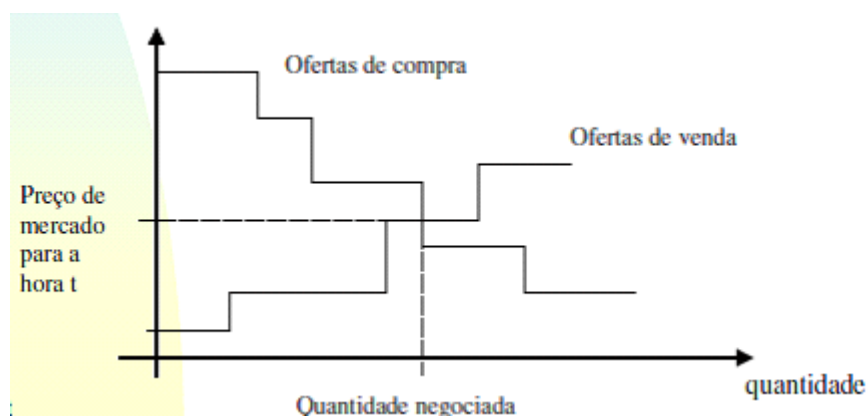


Figura 4.1 - Mercado em *pool* simétrico

Adicionalmente, como o mercado diário compreende simultaneamente Portugal e Espanha, torna-se necessário prever a circunstância de as capacidades de interligação comercialmente disponíveis entre os dois países não comportarem os fluxos de transfronteiriços de energia que o cruzamento de ofertas em mercado determinaria. Sempre que tal ocorre, as regras atuais de mercado determinam que se separem as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e que se encontrem preços específicos para cada uma das áreas mencionadas. Este mecanismo é designado como *market splitting* ou separação de mercados.

A hora de fecho do mercado diário será às 10 horas do dia anterior à data do fornecimento; os resultados do processo de encontro serão publicados às 11 horas. O processo de encontro incorpora: as posições abertas transferidas do mercado a prazo, para as quais foi solicitada uma entrega física; a informação relativa à execução, quando ela ocorra por entrega física, dos leilões regulados e os resultados dos leilões de capacidade nas interligações.

Entre as 11 e as 14 horas, uma vez incorporados os contratos bilaterais, obtém-se o programa diário base de funcionamento (PDBF) para cada um dos sistemas; os operadores de sistema analisam e resolvem as possíveis restrições técnicas derivadas do processo de encontro do mercado diário e a declaração de contratos bilaterais, gerando desse modo os respetivos programas diários viáveis provisórios (PDVP); o PDV definitivo é publicado antes das 16 horas e incorpora o resultado do mercado de regulação secundária (descrito em pormenor no capítulo dedicado aos serviços do sistema).

Apresentam-se a seguir as sucessivas sessões do intradiário; o resultado de cada sessão, uma vez livre de potenciais restrições ocorridas, gera o programa horário final (PHF). O esquema temporal de funcionamento é apresentado na seguinte tabela:

HORARIO DE LAS SESIONES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD							
	MERCADO DIARIO	MERCADO INTRADIARIO					
		1ª SESIÓN	2ª SESIÓN	3ª SESIÓN	4ª SESIÓN	5ª SESIÓN	6ª SESIÓN
Apertura de sesión		16:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Recepción contratos bilaterales	10:00						
Integración de las posiciones abiertas del mercado a plazo	10:00						
Cierre de sesión	10:00	17:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	11:00	18:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Publicación del programa base de funcionamiento (PBF)	12:00						
Recepción de desagregaciones	12:00	Durante 30 minutos posteriores a la publicación de los resultados de la casación					
Análisis de restricciones	14:00	19:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación del programa diario viable (PVD)	16:00						
Publicación del programa horario final (PHF)		19:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Anotaciones en cuenta para seguimiento de garantías	11:00	19:15	23:15	3:15	6:00	9:40	15:30
HORIZONTE DE PROGRAMACIÓN	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
Periodos horarios		21 - 24	1 - 24	5 - 24	8 - 24	12 - 24	16 - 24

Figura 4.0.2 - Esquema temporal de funcionamento do Mercado intradiário

Fonte: OMEL

Mercado Intradiário

O mercado ibérico intradiário foi concebido como um mercado de ajustes, enunciado pelo Real Decreto 2019/2007, de 26 de Dezembro, com o objectivo de oferecer uma adequação entre a oferta e a procura mais precisa e próxima do tempo real que a permitida pelo mercado diário, resolvendo, desse modo, possíveis desajustes em sucessivas etapas da programação. No mercado intradiário, e com o objetivo de retificar as suas posições anteriores, os agentes com uma posição natural vendedora (produtores) também podem comprar energia, e os agentes com uma posição natural compradora (comercializadores) também podem vender energia.

O mercado intradiário do MIBEL confere uma grande flexibilidade à operação dos agentes, propiciando um grau de otimização notável do portfólio, em função das necessidades de cada agente, numa variedade de horizontes temporais e com as mesmas garantias a nível de transparência e de possibilidades de supervisão que caracterizam o mercado diário.

O mercado intradiário estrutura-se em várias sessões, seis no total, realizando-se em cada uma delas um cruzamento de cariz marginal entre a oferta e a procura. A primeira sessão abrange 28 horas (as últimas 4 no dia D-1 e as 24 do dia D); a sexta abrange as últimas 9 horas do dia D.

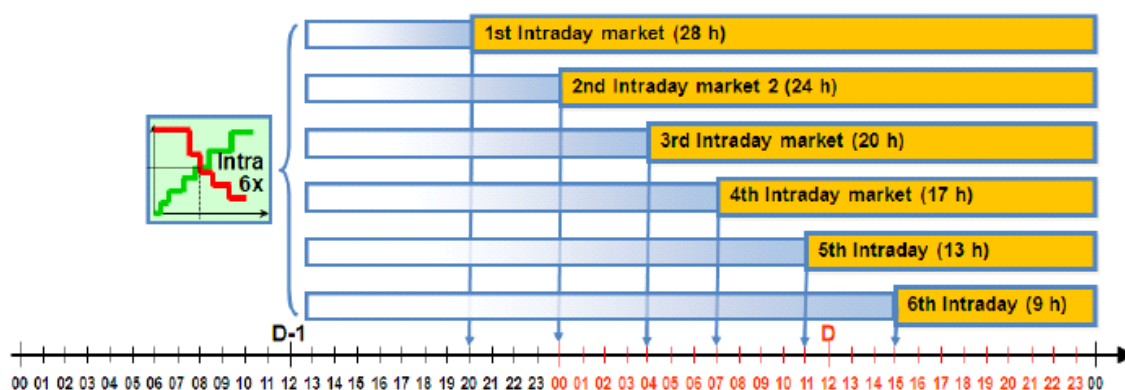


Figura 4.3 - Esquema horário das sessões do Mercado Intradiário

4.3.1.2 - Mercado a Prazo

O mercado a prazo de eletricidade é um mercado organizado que oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivativos. No âmbito do MIBEL e dos acordos estabelecidos para este mercado, a entidade responsável pela gestão do mercado a prazo é o OMIP.

Os instrumentos transacionados no OMIP referem-se a contratos de compra e venda de energia para uma determinada maturidade no futuro (semana, mês, trimestre e ano), de acordo com regras específicas deste mercado. O tipo de instrumentos transacionados varia com as necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes.

Atualmente, o OMIP disponibiliza os seguintes instrumentos:

- Contratos Futuro - contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- Contratos Forward - contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- Contratos SWAP - contrato padronizado, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente mas apenas a liquidação das margens correspondentes.

4.3.1.3 - Mercado de Serviços de Sistema

Qualquer SEE tem a necessidade de possuir Serviços de Sistema, designados, na literatura inglesa, Ancillary Systems. Estes serviços fornecem um apoio à operacionalidade da rede. Existem várias diferenças na sua aplicação e no seu funcionamento, específicas de cada país, no entanto, identificam-se traços muito comuns nos casos europeus, que se abordam de seguida.

Os serviços necessários à exploração segura e fiável de um SEE são os seguintes: Reservas (no qual se inclui o controlo de frequência), Controlo de Tensão e Black Start. Estes serviços podem ser obrigatórios, fornecidos através de contratos bilaterais ou negociados em mercado. Para além disso, os serviços podem ou não ser remunerados.

Controlo de Frequência e Reservas

Os serviços de sistema que fornecem reservas estão diretamente ligados ao controlo de frequência dos SEE. No caso europeu, existe uma entidade - ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators of Electricity - responsável pela monitorização da frequência da rede elétrica europeia, constituída por várias áreas de controlo, geralmente coincidentes com as áreas dos países. Segundo esta entidade são definidos os seguintes serviços auxiliares para o controlo de frequência:

- Reserva Primária - Está associada à resposta automática local das unidades produtoras a variações rápidas de carga. Após um incidente que cause um desvio de frequência, todas as máquinas sincronizadas com o SEE dispoem de controlo central veem o seu controlo primário ativado, antes que o desvio de frequência seja superior a 20mHz, com o objetivo de o estabilizar, isto é, para evitar que a frequência do sistema se continue a afastar do seu valor nominal. A nível europeu, a ENTSO-E definiu a reserva primária total em 3000 MW, a qual se encontra alocada às diversas áreas de controlo, de acordo com a energia de cada uma delas;
- Reserva Secundária - Após a atuação do controlo primário, a frequência estabiliza, podendo encontrar-se num valor diferente do seu valor nominal. Assim, após este primeiro controlo, o AGC (Automatic Generation Control) ativa a Reserva Secundária para repor a frequência no valor nominal e para repor os trânsitos pré-acordados nas interligações entre as diferentes áreas de controlo. A potência que cada área deve ter como Reserva Secundária é definida pela ENTSO-E;
- Reserva Terciária - É ativada manualmente pelo TSO da área de controlo onde o incidente ocorreu, para libertar as reservas secundárias, quando o valor da frequência volta ao nominal.

Para além de definir as regras do controlo de frequência e os níveis necessários de potência das reservas, a ENTSO-E define também tempos de atuação dos três tipos de reserva.

Controlo de Tensão e Potência Reativa

O Controlo de Tensão e Potência Reativa é dividido em controlo local e controlo global. No primeiro caso, destacam-se os Reguladores Automáticos de Tensão dos Geradores, que adaptam a tensão do barramento ao qual se encontra ligado o respetivo gerador, de acordo com níveis pré-estabelecidos pelo Operador do Sistema. No segundo caso, o controlo é realizado, por norma, pelo Operador do Sistema, através da regulação de tomadas de transformadores e de escalões de condensadores.

Ambos os controlos envolvem fornecimento de potência reativa, pelo que se torna difícil obter preços para estes serviços. Nestas condições, muitos deles são realizados em regime obrigatório e não remunerados.

Black Start

Este serviço é tradicionalmente fornecido por centrais clássicas (térmicas), com capacidade de arrancar autonomamente. Este serviço é essencial para a reposição gradual da operacionalidade do SEE, caso ocorra um blackout total ou parcial, da forma mais segura e rápida possível. Este serviço pode ser não remunerado e é definido pelo TSO da área de controlo no qual o serviço é fornecido.

Capítulo 5

Descrição dos Algoritmos

5.1 - Introdução

Este quinto capítulo começa com a descrição do framework adotado neste trabalho e dos modelos de previsão que formaram o conjunto de dados aqui utilizados.

O resto do capítulo servirá para descrever os algoritmos de despacho de carregamento de VE propostos pelos autores Wu e Amoroso (já mencionados), nas suas versões originais e depois das alterações implementadas. A principal diferença entre estes dois algoritmos é que, enquanto o primeiro faz o despacho de carregamento dos VE para cada intervalo separadamente, o segundo fá-lo considerando os intervalos subsequentes até à partida do veículo.

Para além destes, será ainda apresentado um novo algoritmo desenvolvido por mim, o qual assenta num método heurístico que procura, através de ajustes nos despachos dos intervalos seguintes/futuros, a minimização/diminuição dos desvios entre energia contratada e despachada em cada intervalo.

5.2 - Framework proposto

O agregador participa no mercado do dia seguinte com propostas de compra (baseadas em previsões) de energia elétrica para os diversos períodos do mercado. Estes períodos - com a duração de meia hora cada - coincidem com os intervalos de carregamento dos VE. A eletricidade contratada em cada intervalo é paga ao respetivo preço marginal estabelecido no fecho do mercado.

Um dos pressupostos da aplicação destes algoritmos é que o agregador pode controlar o carregamento de todos os VE da sua frota, desde que sejam satisfeitos os seus requisitos de carregamento, ou seja, que cada VE receba a energia requisitada até ao intervalo que define como de partida.

Antes do fecho do mercado no dia D , o agregador tem de definir a quantidade de energia elétrica a contratar em cada intervalo do dia $D+1$, com o objetivo de abastecer a sua frota de VE ao menor custo possível.

Depois da participação no mercado de eletricidade e ao longo do dia operacional, a energia contratada é utilizada para o carregamento dos VE. Uma vez que a energia contratada foi obtida com base em previsões (as quais não estão isentas de erro), é expectável que esses valores não coincidam sempre com os respetivos consumos. Em alguns intervalos o consumo poderá superior à energia contratada, enquanto noutros será inferior. Para minimização desses desvios, o agregador pode recorrer a algoritmos adequados de gestão operacional. Três algoritmos são apresentados na secção seguinte. Para já, apresenta-se os algoritmos de previsão que dão origem aos conjuntos de dados utilizados.

5.3 - Algoritmos de Previsão

O negócio da gestão do carregamento de uma frota de VE, como já foi explicado, envolve duas fases: a participação no mercado diário de energia, onde se determina a energia a contratar para o dia seguinte, e atribuição (em tempo real) dessa energia no carregamento dos VE.

Uma vez que a distância temporal entre uma fase e outra é, em geral, acima de 24 horas, o agregador precisa prever o consumo dos VE para o dia seguinte ($D + 1$). Os dados necessários à realização deste trabalho foram obtidos com a utilização de três modelos de previsão: um para o preço da eletricidade no mercado spot (diário e intradiário, e dois para a disponibilidade e os requisitos de carregamento dos VE da frota no dia seguinte, respetivamente.

O consumo dos VE divide-se em duas variáveis: a disponibilidade de carregamento e a energia requisitada. O modelo usado na previsão destas variáveis consiste num modelo linear composto por covariáveis e variáveis desfasadas. Para seleção das variáveis desfasadas, o primeiro passo consiste em verificar a estacionaridade da série temporal. De seguida, a escolha efetiva das variáveis é feita através da análise do diagrama de correlação das variáveis, em conjunto com o critério de informação Akaike (AIC), o qual fornece uma medida da qualidade relativa do ajuste de um modelo estatístico.

Para previsão do preço da eletricidade no mercado spot é usado um modelo linear que relaciona covariáveis e funções suaves. A escolha das variáveis é feita através do mesmo procedimento utilizado no modelo de previsão das variáveis de consumo de VE.

Para além disso, e de acordo com literatura recente sobre a previsão do preço [26], foi incluída como covariável a penetração da energia eólica.

5.4 - Algoritmos Operacionais

5.4.1 - Amoroso Modificado

No seu artigo, Amoroso sugere dois algoritmos - “Maximum Energy With Priority” (MEWP) e “Spread Energy With Priority” (SEWP).

Em ambas as estratégias, os utilizadores são ordenados por ordem decrescente de prioridade e a energia é alocada aos utilizadores com maior nível de prioridade até que a energia da rede se esgote. Tanto a energia requerida para completar a carga da bateria como o tempo disponível até à partida do utilizador variam à medida que o carregamento avança. Por essa razão, essa alocação apenas diz respeito a esse intervalo, sendo que, no intervalo seguinte, cada utilizador pode ter um grau de prioridade diferente, repetindo-se então o processo até o último tempo em análise.

Originalmente, a prioridade de cada utilizador (M) procura satisfazer, simultaneamente, dois objetivos contraditórios: satisfação do utilizador e o lucro da utility por meio de M_s e M_p , respetivamente.

$$\begin{cases} M = M_s + M_p; & M_s = \alpha_1 \frac{R_t}{p^{max} \cdot Tr_t} \\ M_p = \frac{R_t}{p^{max} \cdot Tr_t} \left(\alpha_2 \frac{K_U}{K_{UMAX}} + \alpha_3 \frac{K_F}{K_{FMAX}} \right) \end{cases} \quad (2)$$

onde:

R_t - a energia que no tempo t ainda é necessária para completar o carregamento,

Tr_t - tempo ainda disponível antes que o utilizador abandone o sistema,

P^{MAX} - potência máxima disponível a partir da rede,

K_U e K_F - tarifa paga pelo utilizador e penalidade a pagar pelo agregador em caso de falha,

K_{UMAX} e K_{FMAX} - valores máximos admissíveis para K_U e K_F , respetivamente,

α_1 , α_2 e α_3 - Coeficientes de ponderação.

Neste caso, uma vez que não se conhecem as constantes K_U e K_F , optou-se por utilizar apenas a parte respetiva à satisfação do utilizador. Assim, o cálculo da prioridade foi simplificado para:

$$M_{t,j} = \frac{R_t}{p^{max} \cdot Tr_t} \quad (3)$$

O que significa que, um utilizador (de VE) é tão mais prioritário quanto mais energia requisitar e quanto menor for o tempo restante até à sua partida.

O carregamento de cada veículo acontece a um determinado ritmo conforme a estratégia, MEWP ou SEWP, e será aqui denominado por $E_{t,j}$.

A primeira consiste em alocar a energia ao utilizador à taxa máxima, enquanto a segunda consiste em distribuir a energia requerida pelo utilizador pelo tempo disponível até que este deixe o sistema. Assim, as taxas de carregamento de uma e de outra estratégia, respetivamente, podem ser expressas da seguinte forma:

$$E_{t,j} = P^{max} \quad (4)$$

$$E_{t,j} = \frac{E_{t,j}}{Tr_{t,j}} \quad (5)$$

No entanto, quer numa estratégia, quer na outra, a taxa de carregamento pode assumir valores inferiores a estes. Naturalmente, quando a taxa em causa corresponde a uma energia superior à que falta para igualar o requisito de carga do veículo, a taxa será apenas a suficiente para cumprir essa exigência. Para além disso, da forma como são apresentados, os

algoritmos não estão preparados para carregar em cada intervalo mais do que a energia contratada inicialmente em mercado diário. Por exemplo, se no primeiro intervalo tiverem sido contratados 45 kW, o algoritmo não permite que o operacional nesse intervalo exceda esse valor, mesmo que isso implique que não sejam cumpridos os requisitos de carregamento de um ou mais veículos.

Logicamente, a energia a mais a contratar teria que ser comprada nas várias sessões intradiárias do mercado (explicado com mais profundidade no capítulo 4). As vantagens dessa possibilidade são as seguintes: por um lado, devido à maior proximidade da hora em causa a incerteza é menor e portanto torna-se mais fácil aproximar a energia contratada da carga real, uma vez que também é mais fácil a previsão da carga; por outro, permite garantir que todos os veículos recebem a energia que precisam, mesmo quando a carga da frota supera as expectativas do agente agregador.

O algoritmo SEWP foi abandonado por se ter obtido resultados muito piores aos obtidos com todos os outros algoritmos testados neste trabalho.

O algoritmo original MEWP foi então modificado de modo a admitir esta possibilidade. De seguida são apresentados os passos que descrevem o algoritmo como este foi utilizado neste trabalho, ou seja, incluindo as modificações supracitadas:

1. no início do intervalo t , o agregador recebe a informação do utilizador do VE j e conhece o requisito de carregamento R_j nesse intervalo;
2. é calculado o nível de prioridade $M_{t,j}$ de cada VE conectado ao sistema no intervalo t . Seguidamente, o agregador carrega os VE por ordem descendente de prioridade até que sejam todos despachados ou até que a energia contratada para o intervalo t se esgote. A taxa de carregamento de cada VE é dada por $E_{t,j} = \min(p_{t,j}^{max} \cdot R_{t,j})$, onde P_{max} é a taxa máxima de carregamento (1.5 kW), Δt é a duração do intervalo (meia hora) e $R_{t,j}$ é a energia requisitada remanescente (i.e., por fornecer) no intervalo t . Aqui, duas situações podem ocorrer:
 - $\sum_{j=1}^{N_t}(E_{t,j}) < E_t^{bid}$, tal que, todos os VE conetados no intervalo t (representados por N_t), com taxas de carregamento $E_{t,j}$, são insuficientes para igualar a energia contratada para esse intervalo (E_t^{bid});
 - $\sum_{j=1}^p(E_{t,j}) = E_t^{bid}$, tal que, os p VE mais prioritários são suficientes para igualar a energia contratada para esse intervalo. Neste caso, é necessário verificar se os VE não despachados ($j > p$) são “flexíveis”, ou seja, se os seus requisitos de carregamento podem ser cumpridos dentro do tempo que eles têm antes da partida. Caso tal não se verifique, estes VE “inflexíveis” serão carregados da mesma forma que primeiros p VE, o que leva a que $\sum_{j=1}^{N_t}(E_{t,j}) > E_t^{bid}$, onde $m > p$;
3. o valor de $E_{t,j}$ é enviado com um valor-alvo (POP) para o VE j , e a energia requisitada remanescente R_j é atualizada para o intervalo seguinte, $R_{t+1,j} = R_{t,j} - E_{t,j}$.

5.4.2 - Wu Modificado

Com este algoritmo, o autor pretende distribuir pelos VE's a energia contratada com o menor desvio possível em relação ao previsto.

Tal como o anterior, este algoritmo funciona continuamente durante o período de carregamento, atualizando de forma dinâmica a lista dos VE's que estão conectados e os seus dados. A principal característica que distingue este algoritmo do anterior é que este não considera apenas o intervalo atual, ou seja, em cada intervalo ele determina não só o carregamento de um VE para o intervalo atual mas também para os intervalos seguintes até à partida do VE.

A cada VE que chega são atribuídas os próximos intervalos mais baratos com energia disponível e suficiente para proceder ao carregamento. Estes intervalos vão constituir o conjunto H_j . Caso a energia disponível nos intervalos não seja suficiente para satisfazer o requisito de carregamento de um VE, este algoritmo (tal como o anterior), não prevê a possibilidade de o operacional, num dado intervalo, exceder a energia contratada para esse mesmo intervalo. De modo a atender esse requisito e atendendo à especificidade deste algoritmo, determinou-se que, quando tal acontece, deve ser aplicado o próprio princípio do algoritmo, i.e., esgotada a energia contratada nos intervalos em que o VE está ligado, a energia que falta atribuir ao VE para cumprir o seu requisito de carregamento inicial será atribuída aos intervalos mais baratos necessários para suprir essa diferença.

Para melhor compreensão apresentam-se de seguida os passos deste algoritmo (incluindo modificações):

1. no início do intervalo t , o agregador recebe a informação do utilizador do VE j e conhece o requisito de carregamento R_j nesse intervalo;
2. para cada um dos VE conetados, o agregador faz um ranking (por ordem decrescente de preço da energia contratada) dos intervalos compreendidos entre o intervalo atual (t) e o intervalo de saída (e_j) do VE j . De seguida, a cada VE j , atribui os próximos intervalos mais baratos com energia disponível e suficiente para proceder ao carregamento. A taxa de carregamento de cada VE em cada intervalo k , é dada por $E_{k,j} = \min(P_{k,j}^{max} \cdot \Delta t, R_{k,j})$. De modo idêntico ao algoritmo anterior, no despacho de cada VE j , duas situações podem ocorrer:
 - $\sum_{j=1}^{N_t}(E_{k,j}) < E_k^{bid}, \forall k \in \{t, e_j\}$, tal que, nos intervalos disponíveis até à sua partida lhe é atribuída a energia requisitada: $\sum_{k=t}^{e_j}(E_{k,j}) = R_{t,j}$;
 - $\sum_{j=1}^{N_t}(E_{k,j}) - E_k^{bid} = 0, \forall k \in \{t, e_j\}$, tal que, nos intervalos disponíveis até à sua partida não exista mais energia contratada para satisfazer a energia requisitada inicialmente no instante t : $\sum_{k=t}^{e_j}(E_{k,j}) < R_{t,j}$. Neste caso, fazendo uso do mesmo ranking determinado inicialmente para o VE j , é atribuída carga adicional ($E_{adk,j}$) aos intervalos mais baratos até ser cumprido o requisito inicial do VE j ($R_{t,j}$).

$$E_{k,j}^{ad} = \min(P_{k,j}^{max} \cdot \Delta t - E_{k,j}, R_{t,j});$$
3. Os valores de $E_{t,j}$ e $E_{ad,t,j}$ são enviados como valores-alvo (POP) para o VE j , enquanto os valores para $k > t$ podem ser modificados no intervalo $t+1$. A energia requisitada remanescente R_j é atualizada para os intervalo seguinte, $R_{t+1,j} = R_{t,j} - E_{t,j}$.

5.4.3 - Heurístico corretivo

Em adição aos algoritmos desenvolvidos por outros autores e apresentados em cima, foi desenvolvido um algoritmo novo. Este novo algoritmo, designado “Heurístico Corretivo”, tem por base os dois algoritmos supracitados e acrescenta algumas ideias na tentativa de minimizar, ainda mais, o desvio total.

Este algoritmo consiste em realizar, intervalo a intervalo, o despacho dos VE disponíveis de modo semelhante ao “Amoroso Modificado” e, simultaneamente, planejar o despacho desses VE nos intervalos seguintes até à sua partida, tal como no “Wu Modificado”.

Para além destas, foram acrescentadas duas novas características a este algoritmo. A primeira é que, o processo do despacho respetivo ao intervalo atual foi dividido em duas fases: carregamento dos VE inflexíveis e carregamento dos flexíveis. A lógica desta alteração tem a ver com a fórmula (3) usada em “Amoroso Modificado” para a atribuição da prioridade aos VE.

Esta fórmula, que pretende dar prioridade aos VE com maiores requisitos de energia e menos tempo para a receber, falha em tornar os VE inflexíveis os mais prioritários, i.e., é possível que a um VE não prioritário seja atribuído um nível de prioridade mais elevado do que a um prioritário. Por exemplo, um VE que apresente um requisito de carregamento de 3 kWh e esteja ligado mais três intervalos tem um grau de prioridade de $\frac{3}{3 \times 1.5} \cong 0.67$, enquanto apresente um requisito de carregamento de 1.6 kWh e esteja ligado mais dois intervalos (sendo por isso inflexível) tem um nível de prioridade de apenas $\frac{1.6}{2 \times 1.5} \cong 0.53$.

Uma vez que aos VE prioritários é atribuído o carregamento antes que aos restantes, nalguns casos estaria a atribuída energia a VE não inflexíveis que poderia antes ser atribuída a VE inflexíveis. Imagine-se que no intervalo t é atribuída a energia E a VE não inflexíveis. Em caso de se esgotar a energia contratada e haver ainda VE inflexíveis por despachar, isto implica que seja contratada energia extra contratada em sessões intradiárias numa quantidade E superior à verdadeiramente necessária, fazendo aumentar desnecessariamente o desvio naquela hora.

Para resolver este problema dividiu-se o despacho para o intervalo atual em duas fases: despacho dos VE inflexíveis; despacho dos VE não inflexíveis. Os VE continuam a ser classificados pela mesma função de prioridade, a única diferença é que os inflexíveis são despachados primeiro e os não inflexíveis a seguir. Assim garante-se que a energia contratada é atribuída primeiro aos VE inflexíveis, diminuindo em certos casos, a energia contratada nas sessões intradiárias.

A segunda e última nova característica que este algoritmo apresenta é que à medida que avança, o algoritmo vai corrigindo o despacho “planeado” dos VE ainda ligados ao sistema, transferindo “carga” de intervalos onde o operacional é superior à energia contratada para intervalos onde é inferior. Essa transferência deve obedecer a alguns critérios de modo a que os carregamentos façam sentido e a serem cumpridos os requisitos de carregamento de todos os VE. Assim, para se transferir carga de um VE k do intervalo X para o intervalo Y devem ser cumpridos alguns requisitos:

- O VE deve estar ligado durante o período entre X e Y . Só assim se garante que é cumprido o seu requisito de carregamento e que não se interfere com outro

período onde o VE está também ligado (relembra-se que se está na posse de dados relativos a carregamentos futuros);

- Se o intervalo para onde se quer transferir carga for posterior ao intervalo de onde se quer retirar ($Y > X$), tem que se garantir que no intervalo X o VE não é inflexível, pois nesse intervalo o VE deve obrigatoriamente receber o carregamento planejado;

O carregamento transferido de um VE, um intervalo para outro, deve estar limitado:

- Ao próprio carregamento atribuído ao VE na hora X;
- À margem desse VE no intervalo Y, ou seja, à diferença entre a energia já atribuída e a máxima ($P_{max} \cdot \Delta t$) que é possível atribuir;
- Ao desvio ainda existente quer no intervalo X quer no Y.

Em relação à seleção dos intervalos com desvio positivos, i.e., os intervalos onde se esgota a energia contratada, estes são ordenados em função do Up Price (o preço da energia na sessão intradiária correspondente), ou seja, é dada preferência à transferência de carga de intervalos onde o Up Price é mais elevado. Desta forma, o algoritmo evita ir ao mercado intradiário nas sessões onde a energia é mais cara.

Para melhor compreensão apresentam-se de seguida os passos deste algoritmo (incluindo modificações):

1. No início do intervalo t, o agregador recebe a informação do utilizador do VE j e conhece o requisito de carregamento R_j nesse intervalo;
2. É calculado o nível de prioridade $M_{t,j}$ de cada VE conectado ao sistema no intervalo t. Os VE conectados são divididos em dois grupos: o dos inflexíveis e o dos não inflexíveis. Seguidamente, o agregador carrega os VE por ordem descendente de prioridade, primeiro os inflexíveis e depois os não inflexíveis. O agregador decide o carregamento de cada VE j desde o intervalo atual (t) ao intervalo de saída (e_j). A taxa de carregamento em cada intervalo k dos VE inflexíveis é dada por $E_{k,j} = \min(P_{k,j}^{max} \cdot \Delta t, R_{k,j})$. A taxa de carregamento dos VE não inflexíveis é dada por $E_{k,j} = \min(P_{k,j}^{max} \cdot \Delta t, R_{k,j}, E_k^{bid} - \sum_{j=1}^{N_k} E_{k,j})$, ou seja, é semelhante exceto que está limitada à energia contratada sobrando para o intervalo k em questão, i.e., que ainda não foi atribuída (última parcela);

3. Calcular e ordenar os desvios: desvios positivos ordenados por ordem crescente de UpCost; desvios negativos ordenados do maior para o menor desvio (absoluto). Percorrer a lista ordenada dos intervalos com desvio positivo. Em cada um dos intervalos positivos. Identificar os VE viáveis. Calcular e ordenar os desvios negativos. A taxa de carregamento afeta ao VE j, a transferir do intervalo X para o intervalo Y é dada por $E_{X-Y,j}^{transf} = \min(E_{X,j}, P_{X,j}^{max} \cdot \Delta t - E_{Y,j}, d_X, d_Y)$, onde d_X e d_Y são os desvios (positivo e negativo) nos intervalos X e Y, correspondentemente. Repetir até acontecer um dos seguintes:

- O desvio positivo se anular;
- O desvio negativo se anular;
- Não existir mais margem nos VE selecionados.

Avançar para o intervalo Y seguinte. Repetir processo até acontecer um dos seguintes:

- O desvio positivo se anular;
- O desvio negativo se anular;
- Serem percorridos todos os intervalos com desvio negativo.

4. o valor de $E_{t,j}$ é enviado com um valor-alvo (POP) para o VE j , enquanto os valores para $k > t$ podem ser modificados no intervalo $t+1$. A energia requisitada remanescente R_j é atualizada para o intervalo seguinte, $R_{t+1,j} = R_{t,j} - E_{t,j}$.

5.4.4 - Algoritmo de Otimização

Para analisar a qualidade dos resultados obtidos pelos algoritmos de despacho desenvolvidos, foi escolhido o algoritmo proposto por Bessa et al. [2]. Este algoritmo, ao contrário dos desenvolvidos, é um algoritmo de otimização (em vez de heurístico), pelo que é expectável que apresente uma performance superior. Ainda assim, a sua performance constitui uma referência pela qual se pode avaliar a qualidade dos resultados dos restantes algoritmos aqui apresentados.

A ideia deste algoritmo é semelhante à do "Amoroso Modificado" exceto no ponto 2, onde supera a limitação de analisar apenas o presente intervalo. Neste ponto, um problema de otimização é resolvido sequencialmente para cada intervalo t num total de 48 intervalos de meia-hora que correspondem a um dia. De seguida são apresentados os passos deste algoritmo:

1. no início do intervalo t , o agregador recebe a informação do utilizador do VE j e conhece o requisito de carregamento R_j nesse intervalo;
2. é resolvido o seguinte problema de otimização:

$$\min \sum_{k=t}^{48} |E_k^{\text{bid}} - \sum_{j=1}^N (E_{k,j})| \quad (5)$$

$$E_{k,j} / \Delta t \leq p_j^{\text{max}}, \quad \forall j \in \{1, \dots, N_t\}, \forall k \in H_j^{\text{plug}} \quad (6)$$

$$\sum_{k \in H_j^{\text{plug}}} (E_{k,j}) = R_{t,j}, \quad \forall j \in \{1, \dots, N_t\} \quad (7)$$

onde H_j^{plug} é o período em que o VE está ligado para carregar.

3. o valor de $E_{t,j}$ é enviado com um valor-alvo (POP) para o VE j , enquanto os valores $k > t$ podem ser modificados no intervalo $t+1$. A energia requisitada remanescente R_j é atualizada para o intervalo seguinte, $R_{t+1,j} = R_{t,j} - E_{t,j}$.

Capítulo 6

Resultados

6.1 - Introdução

Neste capítulo serão analisadas as performances dos três algoritmos desenvolvidos: “Amoroso Modificado”, “Wu Modificado” e “Heurístico Corretivo”, cujos resultados serão comparados entre si e com os do “Otimizado”.

Para verificar a solidez dos algoritmos, serão estudados vários cenários:

- Diferentes agregações - 23 conjuntos entre 15 e 1500 VE;
- Diferentes cenários de mercado - 30 cenários, tal que, de um para o outro variam o preço spot, o UpPrice e o DownPrice.

Estes cenários são diferentes períodos do mercado, e cada cenário corresponde a uma série diferente de preços. Para cada cenário são testados dois casos, caso A e caso B, que correspondem por sua vez a duas frotas diferentes, de modo que as abordagens ao mercado são também distintas. Deste modo, um caso e outro diferem quer nas propostas ao mercado, quer nos requisitos e disponibilidades de carregamento efetivamente comunicados pelos utilizadores.

Este caso de estudo usa os dados e as regras do mercado spot do MIBEL [28], de modo que a sessão do dia seguinte tem um preço uniforme e que o encerramento ocorre à décima hora (10 a.m.) do dia. Os dados de mercado são os do ano 2010 e podem ser obtidos em [29].

O custo total de um agregador que participa no mercado diário de energia elétrica inclui os custos associados à compra da energia mais os sobrecustos relativos aos desvios entre a energia planeada e a consumida. Em situação de defeito de energia (DownCost), o agregador tem de pagar um preço pela energia extra contratada, geralmente a um preço superior ao preço spot; no caso contrário (UpCost), o agregador vende a energia, mas em geral por um preço inferior ao preço spot ao qual a contratou, verificando-se prejuízo. A fórmula que reproduz o custo geral do agregador é então:

$$Custo\ Total = \begin{cases} E_t^{cons} \cdot p_t^{spot} + \\ (p_t^{spot} - p_t^{exc}) \cdot (E_t^{bid} - E_t^{cons}), & E_t^{bid} > E_t^{cons} \\ (p_t^{falta} - p_t^{spot}) \cdot (E_t^{cons} - E_t^{bid}), & E_t^{bid} < E_t^{cons} \end{cases} \quad (8)$$

onde E_t^{cons} é a energia elétrica consumida no intervalo t .

6.2 - Resultados

6.2.1 - Magnitude dos desvios dos algoritmos operacionais

Esta secção estuda o impacto que a agregação e a coordenação de uma frota de VE têm na magnitude dos desvios operacionais, e, de entre os algoritmos desenvolvidos e estudados, quais os mais apropriados nas condições propostas.

A magnitude dos desvios é medida através da forma modificada do erro absoluto médio percentual (mMAPE - modified mean absolute percentage error):

$$mMAPE = \frac{\sum_{j=1}^N (|E_j^{cons} - E_j^{bid}|)}{\sum_{j=1}^N (E_j^{cons})} \cdot 100 \quad (9)$$

onde N é a dimensão da frota no conjunto de teste em uso.

As figuras 1 e 2 traçam o mMAPE para as diferentes dimensões de frotas de VE relativamente às frotas A e B, respectivamente.

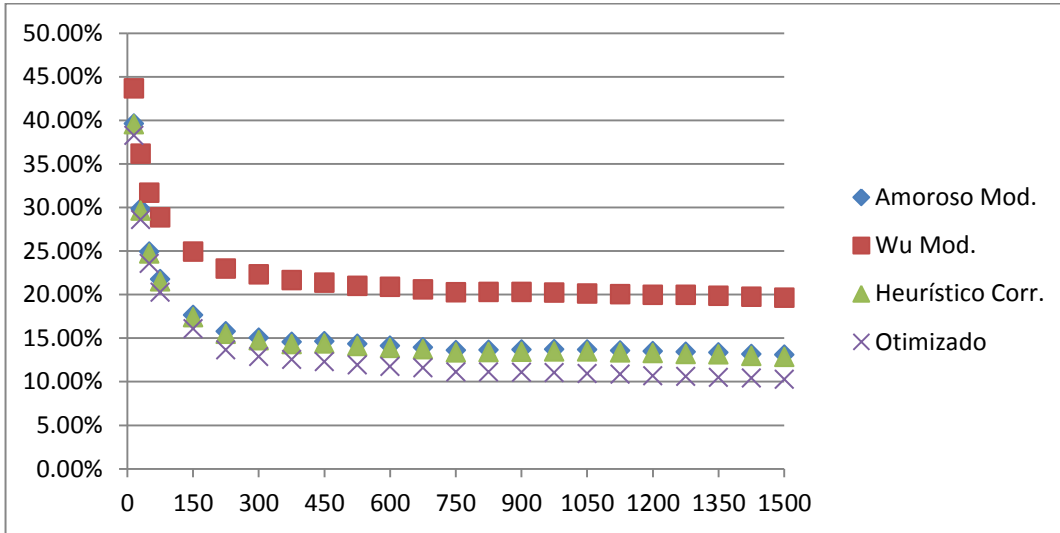


Figura 6.1 - Tamanho da agregação contra mMAPE para a frota A. O tamanho da agregação é 15, 30, 50, e de 75 a 1500 EV com incrementos de 75.

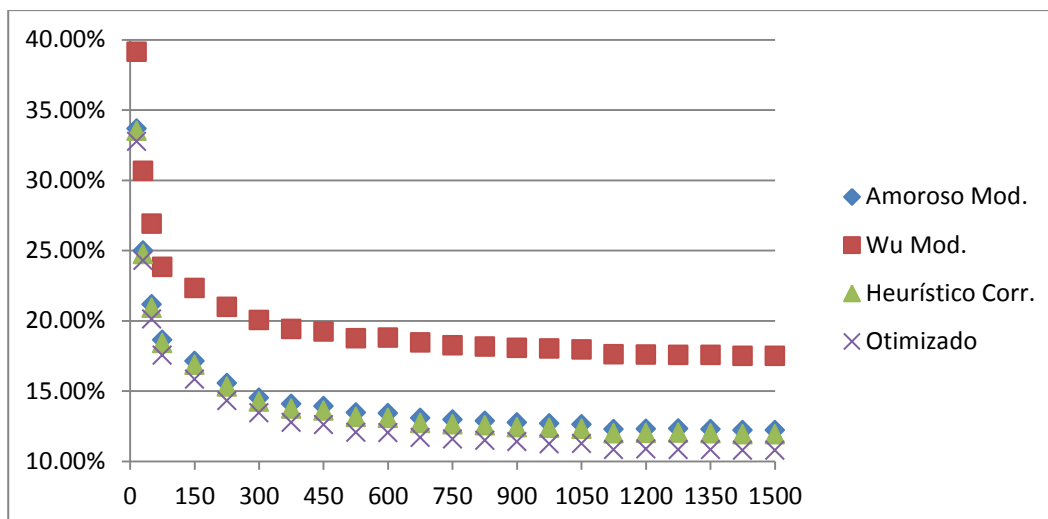


Figura 6.2 - Tamanho da agregação contra mMAPE para a frota B. O tamanho da agregação é 15, 30, 50, e de 75 a 1500 EV com incrementos de 75.

Pode-se verificar que, tanto numa frota como noutra, à medida que a dimensão da frota aumenta, o mMAPE tende a diminuir. Este efeito é mais drástico para frotas pequenas, começando a estabilizar a partir dos 150 VE. Estes resultados enfatizam a importância do carregamento coordenado de VE para minimização dos desvios finais.

Comparando os diferentes algoritmos é possível perceber que os resultados são aproximados com a exceção do “Wu Modificado”, o qual apresenta, numa frota e noutra, os piores resultados.

O algoritmo que apresenta o menor mMAPE é, como se esperava, o “Otimizado”, mas apenas ligeiramente inferior que os menos complexos “Amoroso Modificado” e “Heurístico Corretivo” - no caso com 1500 VE apresenta um mMAPE de 10,24% e 10,79% nas frotas A e B, respetivamente. É ainda possível observar que as heurísticas aplicadas neste último permitiram diminuir ligeiramente o erro em relação aos algoritmos que o inspiraram - no caso com 1500 VE a redução em relação ao “Amoroso Modificado” foi de 13,08% para 12,83% e de 12,22% para 11,93% nas frotas A e B, respetivamente, ou seja, aproximadamente 0,3%.

Os algoritmos foram ainda testados para 30 diferentes cenários de mercado, mantendo desta vez a agregação de VE numa dimensão fixa. A agregação preferida foram os 1500 VE. As figuras 3 e 4 traçam o mMAPE para os diferentes cenários de mercado, para as frotas A e B, respetivamente.

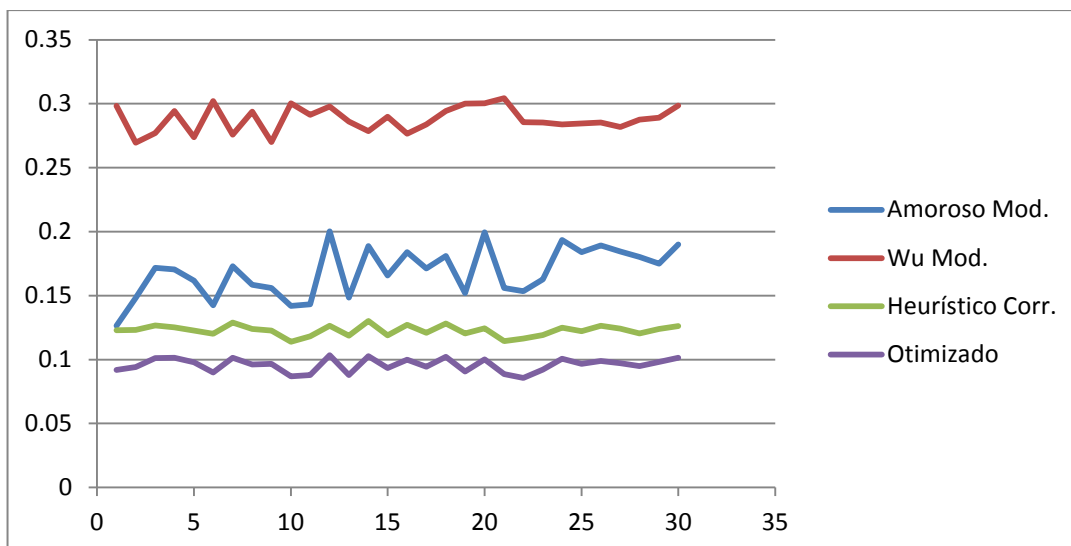


Figura 6.3 - mMAPE para a frota A de 1500 EV em 30 cenários de mercado.

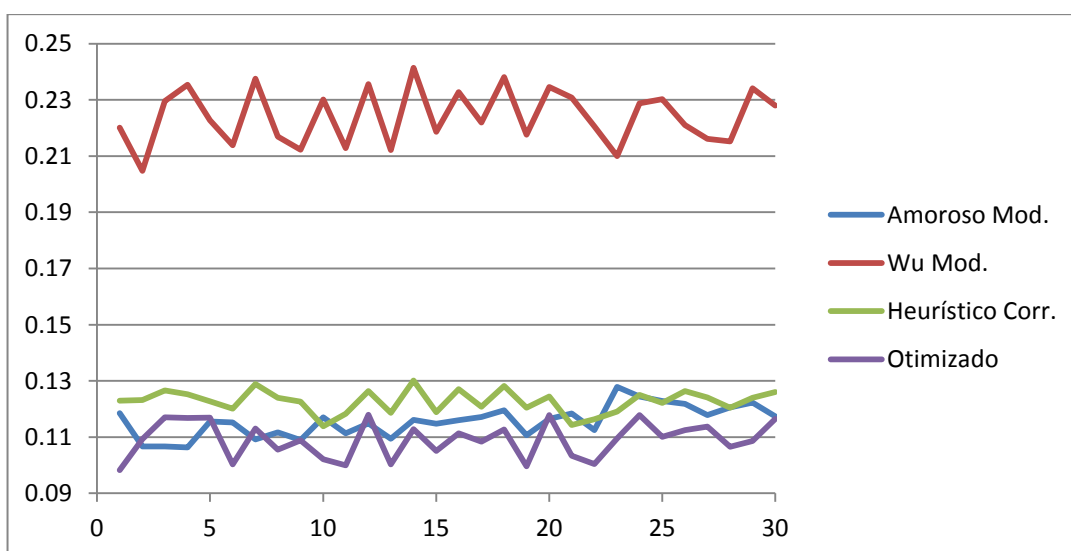


Figura 6.4 - mMAPE para a frota B de 1500 EV em 30 cenários de mercado.

Nos vários cenários de mercado, pode-se constatar que o algoritmo “Wu Modificado” apresenta (novamente) os piores resultados dos quatro, tanto para a frota A, como para a frota B.

No entanto, desta vez não é claro qual dos algoritmos é nitidamente melhor. Apesar de para a frota A se repetir a tendência vista nas figuras 6.1 e 6.2, onde o algoritmo “Otimizado” se superioriza ao “Heurístico Corretivo” e ao “Amoroso Modificado”, para a frota B o mesmo não se verifica. É possível verificar que, para esta frota, o algoritmo que apresenta menor mMAPE varia entre o “Otimizado” e o “Amoroso Modificado”, embora o “Otimizado” o consiga mais consistentemente. Verifica-se que o “Amoroso Modificado” é capaz de contrariar a tendência do “Otimizado”, como é o caso do cenário 2 ao 5, inclusive.

Quanto ao “Heurístico Corretivo”, embora seja capaz de, em certos cenários, se superiorizar ao “Amoroso Modificado”, este algoritmo segue sempre a mesma tendência que o “Otimizado”, sendo incapaz de o superar.

6.2.2 - Custos dos Desvios dos Algoritmos Operacionais

Os custos do excesso e do déficit de energia ao longo da gestão operacional do carregamento (segunda componente de eq.9) foram calculados para os quatro algoritmos operacionais, em 30 cenários de mercado. De notar que primeira componente de (9) corresponde à energia contratada previamente ao despacho no mercado diário, e, como tal, é igual para os quatro algoritmos.

Tabela 6.1 - Custos [k€] dos algoritmos de gestão operacional de 30 cenários de mercado para a frota A

Algoritmo	UpCost [k€]			DownCost [k€]		
	Média	Máx.	Mín.	Média	Máx.	Mín.
Amoroso Modificado	5.236247	7.84359	2.364638	0.360157	0.643142	0.056742
Wu Modificado	6.378716	8.933046	4.253253	1.451276	2.788773	0.393192
Heurístico Corretivo	2.857078	4.396962	2.165956	0.538815	0.961098	0.110237
Otimizado	2.207833	3.394717	1.634487	0.41253	0.781522	0.076617

Tabela 6.2 - Custos [k€] dos algoritmos de gestão operacional de 30 cenários de mercado para a frota B

Algoritmo	UpCost [k€]			DownCost [k€]		
	Média	Máx.	Mín.	Média	Máx.	Mín.
Amoroso Modificado	6.3287	9.206807	3.676253	1.152628	1.852146	0.37166
Wu Modificado	9.479088	13.30175	6.374113	3.458298	6.182463	0.973361
Heurístico Corretivo	4.368971	6.620386	3.447236	1.930965	3.210433	0.503781
Otimizado	3.738618	5.603897	2.789453	1.874323	3.294693	0.431414

Analisando estes resultados, percebe-se que os custos de excesso de energia, são em geral superiores aos custos por déficit. Tal traduz, que os desvios foram na sua maioria por excesso em vez de por defeito.

Percebe-se ainda que, de modo geral, os algoritmos que apresentaram maior mMAPE (leia-se desvio) são também aqueles cujos custos do excesso são mais elevados. Por exemplo, o “Wu Modificado”, que apresentou os maiores desvios em todos os cenários, apresenta também os custos mais elevados (quer de excesso, quer de déficit de energia) tanto numa frota, como noutra.

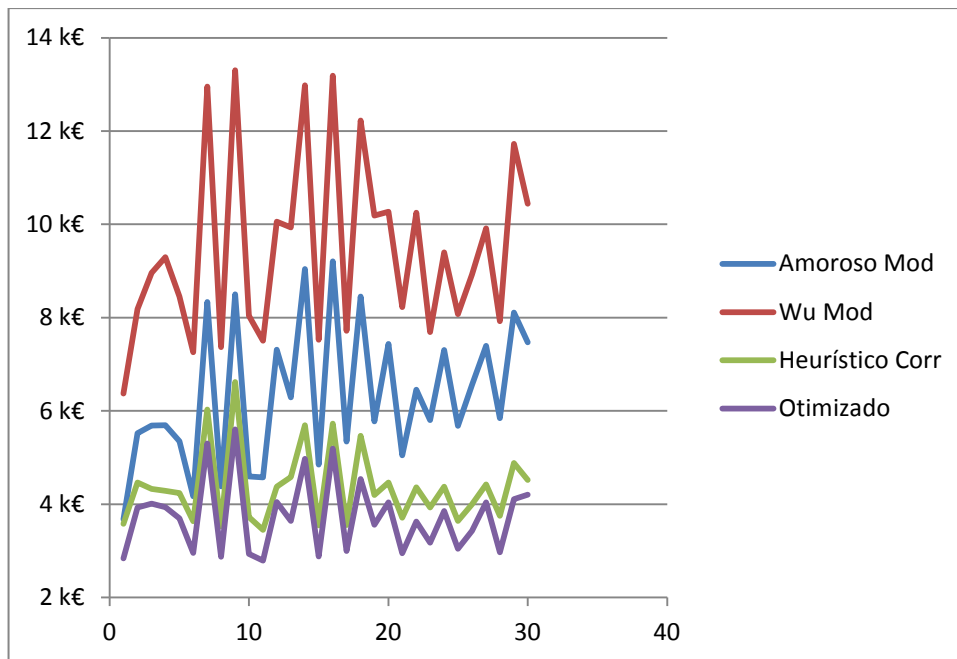


Figura 6.5 - Custos [k€] por excesso de energia dos algoritmos de gestão operacional de 30 cenários de mercado para a frota B

Por este gráfico percebe-se que as heurísticas aplicadas ao “Heurístico Corretivo”, nomeadamente, a transferência de carga dos intervalos com excesso de energia mais caros para os intervalos com défice de energia, permitiram reduzir consideravelmente os custos por excesso de energia relativamente ao “Amoroso Modificado” (45% para a frota A e 31% para a frota B).

Relativamente aos custos por défice de energia, apesar de esta componente ser subtraída ao custo total, dado que corresponde a energia vendida de volta ao mercado (relembrar Eq. 9), na grande maioria das situações, esta energia é vendida a um preço inferior ao qual foi contratada. Tal situação resulta num saldo negativo, pelo que deve ser minimizada.

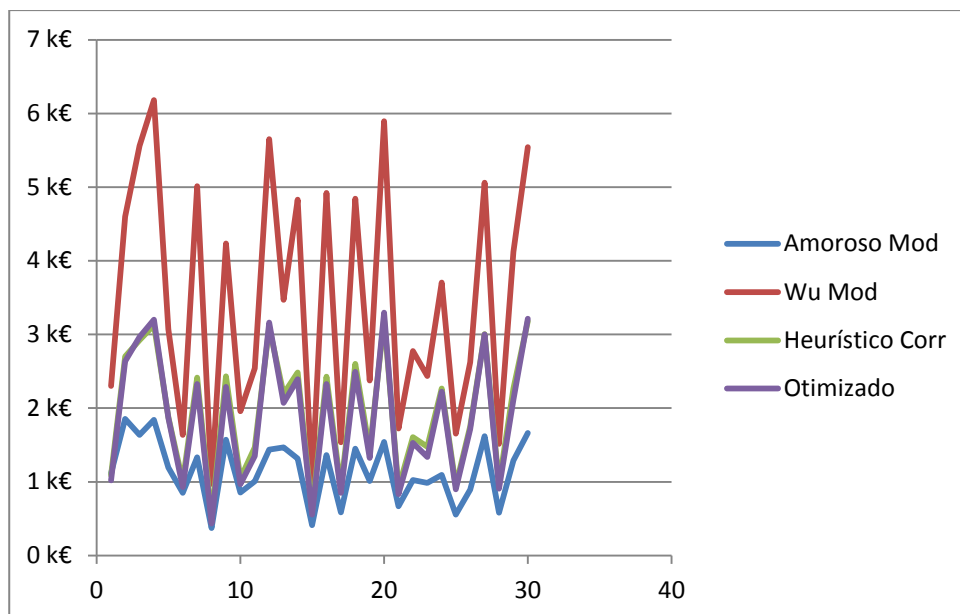


Figura 6.6 - Custos [k€] por déficit de energia dos algoritmos de gestão operacional de 30 cenários de mercado para a frota B

Pelo que foi explicado, verifica-se que o “Wu Modificado” apresenta os piores resultados, o que irá ter repercussões no custo final, como se verá mais adiante.

Por outro lado, o algoritmo “Amoroso Modificado” é aquele que apresenta os custos por déficit de energia mais baixos (para a frota em questão). No entanto, este baixo custo não deve ser visto como positivo. Este algoritmo não utiliza nenhuma regra que favoreça o carregamento nos intervalos mais baratos, e portanto este baixo custo por déficit deve-se ao facto de este algoritmo exceder consistentemente a energia contratada, como se viu o gráfico 6.5. Tal pode ser entendido pelo facto de este algoritmo não preparar os intervalos subsequentes, limitando-lhe a capacidade de reduzir os desvios por excesso.

Relativamente ao algoritmo “Heurístico Corretivo”, este apresenta uma performance idêntica à do “Otimizado”, o que indica a otimização do primeiro algoritmo neste ponto.

Somados os custos por excesso e déficit de energia, confirma-se que os algoritmos que atingiram melhores resultados foram por esta ordem:

1. Otimizado;
2. Heurístico Corretivo;
3. Amoroso Modificado;
4. Wu Modificado.

Este ponto vem provar que o acréscimo de custos por defeito de energia que o “Heurístico Corretivo” teve em relação ao “Amoroso Modificado”, estes foram compensados pela diminuição nos custos por excesso, resultando num custo total inferior.

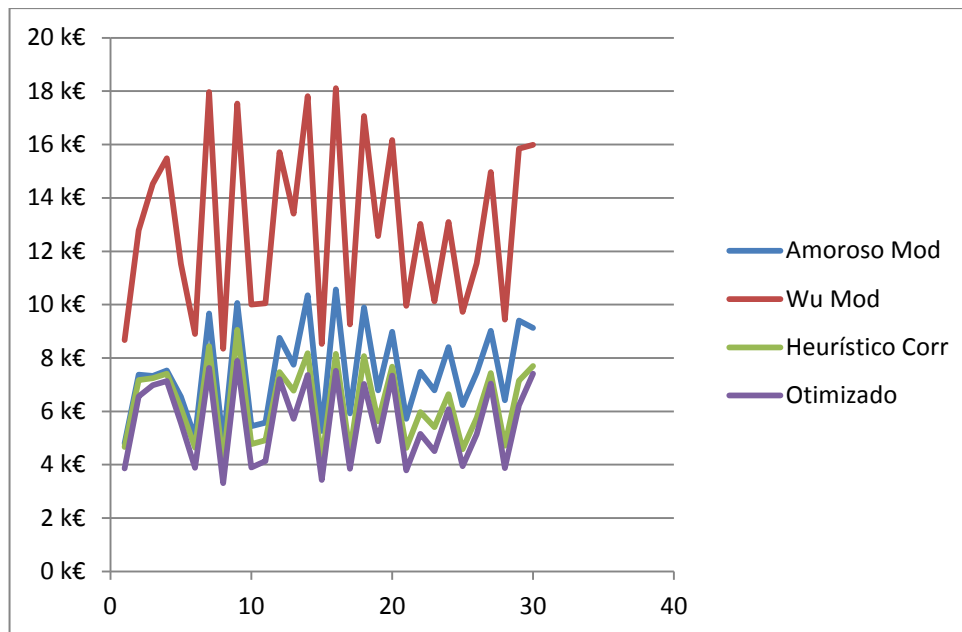


Figura 6.7 - Custos [k€] por déficit mais custos por excesso de energia dos algoritmos de gestão operacional em 30 cenários de mercado para a frota B

Para demonstração dos resultados no custo final (Eq. 9) dos algoritmos, selecionou-se um cenário de mercado exemplificativo das potenciais diferenças entre os algoritmos. Este cenário foi testado para as frotas A e B, ambas com 1500 VE.

Tabela 6.3 - Custos dos algoritmos de gestão operacional num cenário de mercado para as frotas A e B

Algoritmo	Frota A [k€]	Frota B [k€]
Amoroso Modificado	39.164	83.622
Wu Modificado	38.587	84.047
Heurístico Corretivo	35.046	79.074
Otimizado	34.422	78.644

Como se pode verificar, o “Wu Modificado” e o “Amoroso Modificado” são os algoritmos que apresentam o custo final mais elevado, nas frotas A, como para a outra. Este resultado vem de encontro às conclusões tiradas nas várias comparações efetuadas com os outros algoritmos, nas quais este algoritmo apresentou os piores resultados, nomeadamente, os desvios mais elevados.

Da mesma forma, o algoritmo “Otimizado”, o qual apresentou em praticamente todos testes comparativos os melhores resultados, apresenta agora o custo final mais baixo.

Relativamente ao “Heurístico Corretivo”, é possível verificar que as regras aplicadas permitiram, nestas condições, uma redução do custo final para ambas as frotas em relação aos outros algoritmos heurísticos. Relativamente ao “Amoroso Modificado”, as reduções no custo final foram de:

- 4 118 € para a frota A;
- 4 548 € para a frota B.

As reduções relativamente ao “Wu Modificado” foram semelhantes.

Este exemplo é ilustrativo do benefício económico que a implementação de um algoritmo eficiente de gestão operacional de carregamento de VE. Neste caso, o algoritmo “Heurístico Corretivo”, com uma complexidade ligeiramente superior aos outros heurísticos testados, consegue uma redução significativa no custo final do carregamento.

Capítulo 7

Conclusões

Esta dissertação compara diferentes algoritmos de gestão operacional de carregamento de VE para agentes agregadores.

O objetivo era procurar algoritmos simples que conseguissem resultados interessantes com menos complexidade computacional do que algoritmos de otimização, daí que se tenha optado por algoritmos heurísticos.

Em primeiro lugar, os testes realizados, nomeadamente, para várias agregações, enfatizam a importância do carregamento coordenado e agregado de VE para minimização dos desvios finais.

Três algoritmos heurísticos de gestão operacional foram testados, dos quais um que define o carregamento para o próprio intervalo e atribui prioridade aos VE, outro que considera o período completo disponível para o carregamento, e um terceiro que atribui prioridade aos VE e considera o período disponível para carregamento mas que efetua correções aos despachos seguintes. Este terceiro algoritmo foi desenvolvido nesta dissertação. Os desvios finais obtidos por estes algoritmos foram, na média entre as duas frotas testadas, de 13%, 19% e 12%, respectivamente, dando-se ênfase ao primeiro e último resultados, satisfatoriamente próximos do desvio de 10% apresentados pelo algoritmo de optimização também testado.

O desenvolvimento de um novo algoritmo heurístico de gestão operacional permitiu desenvolvimentos, já que, acrescentando pouco complexidade aos heurísticos já existentes, consegue nalguns casos, benefícios económicos significativos.

Os algoritmos foram testados em dados sintéticos de VE, antecipando uma realidade futura, que é a instalação de redes inteligentes por toda a Rede de Distribuição. No entanto, as conclusões deste trabalho podem ser generalizadas para casos de estudo com dados reais de VE e os algoritmos podem ser aplicados sem qualquer alteração.

Error! Use the Home tab to apply Cabeçalho 2 to the text that you want to appear here.
Error! Use the Home tab to apply Cabeçalho 1;Capítulo to the text that you want to appear here. 67

Referências

- [1] - R.J. Bessa, Manuel A. Matos, "The role of an aggregator agent for EV in the electricity market," in Proc. of MedPower 2010, Agia Napa, Cyprus, 07-10 Nov. 2010.
- [2] - Tomic J, Kempton W., "Using fleets of electric-drive vehicles for grid support", *Journal of Power Sources* 2007; 168:459-468. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2007.03.010.
- [3] - Bessa, R.J.; Matos, M.A.; Soares, F.J.; Lopes, J.A.P.; , "Optimized Bidding of a EV Aggregation Agent in the Electricity Market," *Smart Grid, IEEE Transactions on* , vol.3, no.1, pp.443-452, March 2012. DOI: 10.1109/TSG.2011.2159632
- [4] - Francesco A. Amoroso, Gregorio Cappuccino, "Impact of charging efficiency variations on the effectiveness of variable-rate-based charging strategies for electric vehicles", *Journal of Power Sources*, Volume 196, Issue 22, 15 November 2011, Pages 9574-9578, ISSN 0378-7753, 10.1016/j.jpowsour.2011.07.074.
- [5] - Di Wu; Aliprantis, D.C.; Lei Ying; , "Load Scheduling and Dispatch for Aggregators of Plug-In Electric Vehicles," *Smart Grid, IEEE Transactions on* , vol.3, no.1, pp.368-376, March 2012. DOI: 10.1109/TSG.2011.2163174
- [6] - http://en.wikipedia.org/wiki/History_of_the_electric_vehicle, 10/03/2012
- [7] - <http://inventors.about.com/od/estartinventions/a/History-Of-Electric-Vehicles.htm>, 10/3/2012
- [8] - <http://www.recharge-power.com/About/History>, 15/03/2012
- [9] - Young, W.R., Jr.; , "Electric vehicles of yesterday carry us into tomorrow," *Southcon/94. Conference Record*, vol., no., pp.14-16, 29-31 March 1994, DOI: 10.1109/SOUTHHC.1994.498067
- [10] - <http://www.internalcombustionbook.com/RedDevil.php>, 28/03/2012
- [11] - http://www.renault.pt/descubra-a-renault/meioambiente/comunicados/_renault-twizy/, 22/02/2012
- [12] - <http://www.nissanusa/leaf-electric-car/index#/leaf-electric-car/specs-features/index>, 22/02/2012
- [13] - Chan, C.C.; , "The State of the Art of Electric, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles," *Proceedings of the IEEE* , vol.95, no.4, pp.704-718, April 2007. DOI: 10.1109/JPROC.2007.892489
- [14] - Kempton W, Tomic J, S. Letendre, "Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in California", 2001, *Institute of Transportation Studies*, University of California, Davis, CA, USA. UCD-ITS-RR-01-03.
- [15] - T. Gomez, I. Momber, M. Rivier, A. Sanchez, "Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: infrastructure, agents, and commercial relationships". *Energy Policy*, pp.6364, November 22, 2010
- [16] - W. Kempton, J. Tomic, S. Letendre, A. Brooks, T. Lipman, Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in

California, Davis, CA. Institute for Transportation Studies Report # UCD-ITS-RR-01-03, 77+xiv pages, June, 2001.

[17] - Brooks, A.; , "Integration of electric drive vehicles with the power grid-a new application for vehicle batteries," *Battery Conference on Applications and Advances*, 2002. *The Seventeenth Annual*, vol., no., pp.239, 2002
doi: 10.1109/BCAA.2002.986406

[28] - Christophe Guille, George Gross, "A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation", *Energy Policy*, Volume 37, Issue 11, November 2009, Pages 4379-4390, ISSN 0301-4215, 10.1016/j.enpol.2009.05.053.

[20] - Galus, M.D.; Andersson, G.; , "Demand Management of Grid Connected Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEV)," *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE* , vol., no., pp.1-8, 17-18 Nov. 2008. DOI: 10.1109/ENERGY.2008.4781014

[21] - Galus, M.D.; Andersson, G.; , "Integration of Plug-In Hybrid Electric Vehicles into energy networks," *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest* , vol., no., pp.1-8, June 28 2009-July 2 2009. DOI: 10.1109/PTC.2009.5282135.

[22] - Brooks A, Thesen, "SH. PG&E and Tesla Motors: vehicle to grid demonstration and evaluation program", *23th International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium & Exhibition (EVS23)*, December, 2007.

[23] - Kempton W, Tomic J., "Vehicle-to-grid power implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy", *Journal of Power Sources* 2005; 144:268-279. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2004.12.022.

[24] - Andersen PH, Mathews JA, Raska M., "Integrating private transport into renewable energy policy: the strategy of creating intelligent recharging grids for electric vehicles", *Energy Policy* 2009; 37:2481-2486. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.03.032.

[25] - Sortomme, El-Sharkawi. "Optimal Charging Strategies for Unidirectional Vehicle-to-Grid", *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, VOL. 2, NO. 1, MARCH 2011. 1
0.1109/TSG.2010.2090910.

[26] - T. Jónsson, P. Pinson, H. Madsen, "On the market impact of wind energy forecasts", *Energy Economics* 32 (2010) 313-320

[27] - R.J. Bessa, N. Lima, and M.A. Matos, "Operational management algorithms for an EV aggregator," in *Proc. of MedPower 2012*, Cagliari, Italy, 1-3 Oct. 2012

[28] - E.L. Miguélez, I.E. Cortés, L. Rouco, and G. López, "An overview of ancillary services in Spain," *Electric Power Systems Research*, vol. 78(3), pp. 515-523, Mar. 2008.

[29] - e-sios (Red Eléctrica de España, REE) March 2012. [Online]
<http://www.esios.ree.es/web-publica/>