

ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS APLICADA EM UMA REDE INTELIGENTE

Lucas Bender Goltara Gomes



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Gomes, Lucas
Estratégia de Carregamento de Veículos Elétricos Aplicado
em uma Rede Inteligente / Lucas Gomes ; orientação de
Edison Aranha. - Florianópolis, SC, 2019.
112 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Veículos Elétricos. 2. Carregamento Inteligente.
3. Sistema de Distribuição. I. Aranha, Edison. II.
Instituto Federal de Santa Catarina. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica. III. Título.

ATA DE PROVAS DE MESTRADO

Hora de Início:	14:30	Elaborado por: José António Beleza de Carvalho
Hora de Fim:	15:30	

Presentes
Presidente do Júri: José António Beleza de Carvalho
Orientador: João André Pinto Soares
Vogal: Sergio Filipe Carvalho Ramos

Assuntos Tratados:

Ata da Reunião do Júri para discussão da Dissertação apresentada pelo Licenciado LUCAS BENDER GOLTARA GOMES, para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia - Mestrado - 2011/2012, intitulada: "ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS APLICADA EM UMA REDE INTELIGENTE".

Aos sete dias do mês de novembro do ano dois mil e dezanove na sala I401 do ISEP, nos termos do Decreto-Lei número setenta e quatro de vinte e quatro de março de dois mil e seis, republicado no anexo ao Decreto-Lei número cento e quinze de sete de agosto de dois mil e treze, reuniu para discussão da dissertação acima referida, o júri nomeado para o efeito com a presença dos elementos acima indicados.

As provas tiveram início às catorze horas e trinta minutos, com o Presidente do júri cumprimentando os restantes membros, agradecendo a sua colaboração e desejando felicidades ao candidato.

De seguida, o candidato cumprimentou o júri e passou à apresentação oral da sua dissertação, com duração de vinte minutos.

Foi arguente Sergio Filipe Carvalho Ramos, que fez uma apreciação global do trabalho e colocou algumas questões ao candidato, a que este teve oportunidade de responder.

Terminada a discussão, o júri procedeu nos termos da lei (artigos vinte e dois e vinte e quatro do decreto lei citado), deliberando aprovar, por unanimidade, o candidato com a classificação de dezoito (18) valores, tendo o mesmo júri fundamentado esta classificação do seguinte modo:

ANÁLISE DO RELATÓRIO ESCRITO (40%): Conteúdo, redação, ilustrações, adequação da metodologia desenvolvida ao problema e resultados 17,86 valores;

RELEVÂNCIA DO TRABALHO (30%): Relevância social e ambiental, criatividade, Qualidade técnica / exigência programática 18,6 valores;

APRESENTAÇÃO E DEFESA PÚBLICA (30%): Qualidade dos meios, clareza da apresentação, capacidade de argumentação, domínio das temáticas relacionadas com o trabalho 18,0 valores;

Avaliação global da dissertação de Mestrado:
 $0,4 \times 17,86 + 0,3 \times 18,6 + 0,3 \times 18,0 = 18,1$ valores

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE - Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP/IPP) e do Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC – Câmpus Florianópolis). Este trabalho foi elaborado no âmbito do acordo internacional de Dupla Titulação entre o Instituto Superior de Engenharia do Porto (Portugal) e o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (Brasil) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia pelo ISEP/IPP e de Engenheiro Eletricista pelo IFSC.

Candidato: Lucas Bender Goltara Gomes, Nº 1180452, 1180452@isep.ipp.pt

Orientação científica: João Soares, jan@isep.ipp.pt (ISEP)

Coorientação científica: Bruno Canizes, brmrc@isep.ipp.pt (ISEP)

Orientação científica: Edison A.C. Aranha Neto, earanha@ifsc.edu.br (IFSC)



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2019

“Você nunca sabe que resultados virão da sua ação. Mas se você não fizer nada, não existirão resultados.” (Mahatma Gandhi)

Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer ao meu pai *Ilmar Goltara Gomes*, e minha mãe *Marisa Bender*, que sempre me proporcionaram as melhores condições de vida e estudo. Sem eles, nada disso seria possível.

Gostaria de agradecer ao meu irmão *Rodrigo Bender Goltara Gomes* e todos os meus amigos que estiveram presentes durante esta jornada, pois foram essenciais nos momentos difíceis.

Aos investigadores *João Soares* e *Bruno Canizes*, excelentes pesquisadores e orientadores, pela paciência, determinação, ensinamentos e contribuições para o desenvolvimento do trabalho.

Ao professor *Edison Antonio Cardoso Aranha Neto*, pela paciência, orientação e valiosas contribuições para a estruturação do trabalho.

Ao professor *Rubipiara Cavalcante Fernandes*, por todo o auxílio e oportunidade oferecidos.

Os estudos apresentados nesta dissertação foram desenvolvidos no âmbito do Programa de Dupla Titulação entre o Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) – Campus Florianópolis, Brasil, e o Curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) do Instituto Politécnico do Porto (IPP), Portugal. Desta forma, gostaria de agradecer a todos os envolvidos que, de alguma forma, contribuíram para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

A todos, o meu mais sincero muito obrigado!

Resumo

Como o sistema de transporte está passando por mudanças no seu paradigma, pela crescente substituição de veículos de combustão interna por veículos elétricos, decorrente do aumento da preocupação com o meio ambiente e sustentabilidade, os sistemas elétricos estão tornando-se cada vez mais complexos, devido a elevação na carga demandada da rede e a inexistência de um padrão único do comportamento dos utilizadores de veículos elétricos. De modo a preparar a rede para tais mudanças, é necessário efetuar estudos do comportamento dos utilizadores de carros movidos a eletricidade para desenvolver estratégias no processo de carregamento dos mesmos. Sabendo que os veículos elétricos geralmente permanecem longos períodos de tempo nas estações de carregamento (tempos normalmente superiores ao tempo necessário para recarregar completamente a bateria), este trabalho de investigação propõe uma estratégia de carregamento de veículos elétricos, visando explorar estes elevados períodos de carregamento de uma maneira inteligente. A metodologia é então aplicada em uma rede inteligente, para posterior análise dos resultados.

Palavras-Chave

Veículos Elétricos, Carregamento Inteligente, Sistema de Distribuição.

Abstract

Due to the rising concern for the environment and sustainability, the transportation system is experiencing important changes to its paradigm, with the increasing substitution of internal combustion vehicles with electric ones. Consequently, the electric systems are becoming more and more complex, as a result of the elevation in the loads being demanded from the grid and the non-existence of a defined pattern in electric vehicle user behaviour. In order to prepare the grid for these changes, it is necessary to study the behaviour of the EV users to develop strategies for the charging process of the vehicles. Knowing that the electric vehicles experience long-parked times at the charging stations (more than necessary to fully charge recharge the battery), this research proposes an EV charging strategy, that explores these long-parked times in an intelligent way. This methodology is then applied in a smart city, for later analyses of the results.

Keywords

Electric Vehicles, Smart Charging, Distribution System.

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	iv
Abstract	v
Índice	vii
Índice de Figuras	x
Índice de Tabelas	xiii
Acrónimos	xv
1. Introdução	1
1.1. Objetivos	4
1.2. Contribuições	4
1.3. Organização do Relatório	5
2. Fundamentação Teórica	7
2.1. Veículos Elétricos	8
2.1.1. Modos de Carregamento	10
2.2. Carregamento Inteligente de VEs	13
2.3. Resposta da Demanda e Flexibilidade	19
2.4. Conclusões	23
3. Metodologia Desenvolvida	25
3.1. Simulador do Comportamento dos Utilizadores de VEs	28
3.2. Método de Decomposição de Benders	33
3.3. Estratégia de Carregamento dos VEs	36
3.4. Conclusões	39
4. Estudo de Caso	42
4.1. Cenário 1	52
4.2. Cenário 2	56
4.3. Cenário 3	60
4.4. Cenário 4	64
4.5. Cenário 5	68
4.6. Cenário 6	72

4.7. Conclusões	76
5. Conclusões	78
5.1. Contributos	78
5.2. Trabalhos Futuros	78

Índice de Figuras

Figura 1 - Tomada Doméstica e Cabo de Extensão. Adaptado de [39].	11
Figura 2 - Tomada Doméstica e Cabo com Dispositivo de Proteção. Adaptado de [39].	12
Figura 3 - Tomada Específica em Circuito Dedicado. Adaptado de [39].	12
Figura 4 - Conexão em Corrente Contínua (DC) para Carregamento Rápido. Adaptado de [39].	13
Figura 5 - Meta de Construção de Instalações de Carregamento na China, em 2020. Adaptado de [42].	14
Figura 6 - Metodologia Proposta.	26
Figura 7 - Fluxograma do Algoritmo da Simulação das Viagens.	32
Figura 8 - Fluxograma da Decomposição de Benders.	34
Figura 9 - Fluxograma da Estratégia de Carregamento dos VEs.	37
Figura 10 - Esquemático da Cidade Inteligente. Adaptado de [50].	42
Figura 11 - Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição. Adaptado de [50].	43
Figura 12 - Preços do Mercado. Adaptado de [50].	46
Figura 13 - Produção Renovável. Adaptado de [50].	47
Figura 14 - Potência da Demanda e da Produção Fotovoltaica do Hospital. Adaptado de [50].	48
Figura 15 - Potência da Demanda e da Produção Fotovoltaica do Corpo de Bombeiros. Adaptado de [50].	49

Figura 16 - Potência da Demanda e da Produção Fotovoltaica do Shopping. Adaptado de [50].	50
Figura 17 - Potência da Demanda e da Produção Fotovoltaica dos Edifícios Comerciais. Adaptado de [50].	51
Figura 18 - Potência da Demanda e da Produção Fotovoltaica dos Edifícios Residenciais. Adaptado de [50].	52
Figura 19 - Configuração da Rede para o Cenário 1.	53

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Parâmetros Globais do Simulador	28
Tabela 2 - Parâmetros do Perfil de Utilizador	29
Tabela 3 - Parâmetros do Modelo do Veículo Elétrico	30
Tabela 4 - Modelos de VEs Utilizados	38
Tabela 5 - Características dos Módulos Fotovoltaicos	44
Tabela 6 - Características do Parque Fotovoltaico do Barramento 12	45
Tabela 7 - Características dos Parques Fotovoltaicos dos Barramentos 2-8, 10 e 11	45
Tabela 8 - Tensões nos Barramentos no Cenário 1	54
Tabela 9 - Distribuição dos VEs no Cenário 1	55
Tabela 10 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 1	56
Tabela 11 - Tensões nos Barramentos no Cenário 2	57
Tabela 12 - Distribuição dos VEs no Cenário 2	58
Tabela 13 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 2	59
Tabela 14 - Tensões nos Barramentos no Cenário 3	61
Tabela 15 - Distribuição dos VEs no Cenário 3	62
Tabela 16 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 3	63
Tabela 17 - Tensões nos Barramentos no Cenário 4	65

Tabela 18 - Distribuição dos VEs no Cenário 4	66
Tabela 19 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 4	67
Tabela 20 - Tensões nos Barramentos no Cenário 5	69
Tabela 21 - Distribuição dos VEs no Cenário 5	70
Tabela 22 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 5	71
Tabela 23 - Tensões nos Barramentos do Cenário 6	73
Tabela 24 - Distribuição dos VEs no Cenário 6	74
Tabela 25 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 6	75

Acrónimos

- AC – *Alternating Current*
- BSS – *Battery Swapping Station*
- CO₂ – Dióxido de Carbono
- DAS – *Day-Ahead Scheduling*
- DC – *Direct Current*
- DER – *Distributed Energy Resources*
- DLMP – *Distribution Locational Marginal Pricing*
- DoS – *Denial-of-Service*
- DR – *Demand Response*
- DSO – *Distribution System Operator*
- EC – Estação de Carregamento de Veículos Elétricos
- GD – Geração Distribuída
- kW – Quilowatt
- MINLP – *Mixed-Integer Nonlinear Programming*
- MVA – Megavoltampère
- Mvar – Megavoltampère reativo

- MW – Megawatt
- OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energia
- PHEV – *Plug-In Hybrid Electric Vehicles*
- RD – Rede de Distribuição
- SC – *Smart City*
- SG – *Smart Grid*
- SoC – *State-of-Charge*
- VE – Veículos Elétricos
- V2G – *Vehicle-to-Grid*

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, os esforços para minimizar a pegada de carbono¹ utilizando uma integração em larga escala de fontes de energia renováveis, como a solar fotovoltaica e a eólica, levaram a desenvolvimentos inovadores nos sistemas de potência ao redor do mundo. Além disso, um novo acordo na União Europeia, realizado em 2014, foi efetuado visando alcançar uma penetração de fontes renováveis de 27% até 2030 [1].

Nos dias de hoje, muitas pessoas se mudam para as cidades em busca de uma melhor qualidade de vida, e isso contribui para uma expansão contínua das áreas urbanas, que desempenham um papel importante nas economias modernas. Contudo, a população urbana é responsável pela maioria das emissões de gases de efeito estufa, de modo que as Nações Unidas estimam que a população urbana alcançará o valor de 70% da população mundial até 2050 [2]. Consequentemente, torna-se necessário efetuar uma utilização inteligente dos recursos em ambientes urbanos, de modo a contribuir para o desenvolvimento de cidades

¹ Do inglês *Carbon Footprint*, é o montante que uma atividade ou organização emite de CO₂, em toneladas.

inteligentes (SC)² [2]. A infraestrutura energética das cidades inteligentes, comumente conhecida como rede inteligente (SG)³, é uma das infraestruturas urbanas mais importantes que permite a criação de uma cidade sustentável [3]. Para isso, é necessário modernizar as funcionalidades da rede através da implementação de tecnologias inovadoras, que habilitem para SG tecnologias de informação e comunicação, detecção e medição, automação, controle, integração de geração renovável e armazenamento [4], [5].

No Acordo de Paris de Dezembro de 2015, um total de 195 países adotaram os primeiros acordos de mudança climática universais e juridicamente vinculativos [6]. Este acordo estabelece um plano de ação global para colocar a humanidade no caminho certo, limitando o aquecimento global abaixo de 2°C acima dos níveis pré-industriais. Esse ambicioso plano requer uma redução significativa nas emissões dos gases de efeito estufa, começando em 2020. De acordo com a Agência Internacional de Energia, a concentração à longo prazo de gases de efeito estufa na atmosfera devem ser limitados em torno da equivalência de 450 partes por milhão (ppm) de CO₂ [7].

Atualmente, uma grande porção da emissão dos gases de efeito estufa é proveniente de veículos com motores de combustão interna. De acordo com [8], os motores dos automóveis correspondem a cerca de 16% de toda a emissão de CO₂ oriunda do homem. Além dos gases de efeito estufa, os motores de combustão interna, através da queima de combustíveis fósseis, liberam poluentes prejudiciais que podem degradar significativamente a qualidade do ar e até ameaçar a saúde dos seres humanos. A emissão de gases de efeito estufa e dos poluentes podem ser drasticamente reduzidos com a diminuição na utilização de veículos com motor à combustão interna. Neste contexto, os veículos elétricos podem oferecer uma solução. Tais veículos são compostos por motores elétricos, onde sua energia é proveniente

² *Smart City* (SC), na designação anglo-saxónica.

³ *Smart Grid* (SG), na designação anglo-saxónica.

de uma bateria, que pode ser recarregada tanto pela conexão do carro à rede elétrica quanto pelo processo de frenagem regenerativa.

Nas duas últimas décadas, muitos países desenvolvidos construíram uma estrutura completa de fabricação, pesquisa e distribuição de veículos elétricos e postos de carregamento [9]. Nos Estados Unidos, por exemplo, postos de carregamento são utilizados em larga escala em todas ou quase todas as rodovias interestaduais [10]. A Califórnia é um bom exemplo, onde um elevado número de estações de carregamento (EC) foi construído desde 2005 [11]. Desde 2012, ECs vêm sendo instaladas em quase todas as áreas residenciais, super lojas, estacionamentos e edifícios de escritórios governamentais [12]. Tais infraestruturas fazem da Califórnia uma pioneira em veículos elétricos (VE). No Japão também foram construídos mais de 1000 ECs na última década [13]. Tais projetos envolveram empresas renomadas, como a *Tokyo Electric Power Company*, Grupo Mitsubishi e a *Toshiba Corporation*.

Na literatura, estudos da integração de VEs possuem primeiramente o foco de avaliar os impactos das cargas dos VEs em 1) adequação da geração de energia [14] - [20], 2) envelhecimento do transformador [20] - [24], e 3) qualidade do sistema de distribuição [20] - [35]. Especula-se que caso a infraestrutura de carregamento não seja planejada de maneira apropriada, a ampla adoção de VEs no circuito de distribuição pode aumentar significativamente a carga demandada para a subestação. Então, a capacidade de geração da rede de distribuição existente pode necessitar de uma expansão. Além disso, o aumento na demanda no período de pico ocasionado pelo carregamento dos VEs pode sobrecarregar os transformadores de potência, resultando em um sobreaquecimento dos transformadores, que ocasiona uma deterioração da vida dos transformadores. Por fim, essa elevação na penetração de VEs pode resultar em condições de subtensão nos serviços secundários, violação dos limites de subtensão, desbalanceamento nas fontes de energia trifásicas, que acarretariam em uma redução na qualidade da tensão fornecida [36].

1.1. OBJETIVOS

Com o aumento na penetração de VEs na rede elétrica, surgem diversas preocupações consoante a operação e planeamento do sistema, visto que além de não existir um padrão único no comportamento dos utilizadores de carros elétricos, tornando difícil antever seu comportamento e a demanda por energia no sistema, que aumenta de forma significativa. Desta forma, torna-se necessário estudar medidas a serem implementadas para fazer com que o sistema esteja preparado para essa mudança no paradigma do setor de transporte rodoviário. Além de avaliar este problema pela perspectiva do sistema, é de suma importância realizar estudos pela ótica dos utilizadores desta forma de locomoção, de modo a descobrir meios de lidar com esse grande aumento na penetração de VEs da melhor maneira possível. Para avaliar este problema pela perspectiva de ambas partes, neste trabalho é desenvolvida uma estratégia de carregamento de VEs para posterior aplicação em uma SC. Assim sendo, os principais objetivos do presente trabalho envolvem os seguintes tópicos:

- Analisar o estado da arte sobre o carregamento inteligente de VEs;
- Implementação de uma metodologia de carregamento inteligente de VEs;
- Aplicação da metodologia proposta em um sistema realístico;
- Análise dos resultados e conclusões.

1.2. CONTRIBUIÇÕES

O trabalho desenvolvido nesta dissertação resultou em uma metodologia para coordenar o carregamento de VEs em uma rede de distribuição, de modo a explorar os longos períodos nos quais os VEs encontram-se estacionados nas estações de carregamento, períodos esses que são superiores ao tempo necessário para efetuar o carregamento da bateria do automóvel. O trabalho desenvolvido nesta dissertação também resultou na submissão de um artigo científico em uma conferência, sendo referido da seguinte forma:

- Lucas B.G. Gomes, João Soares, Bruno Canizes, Zita Vale, Edison A.C. Aranha Neto.

“Electric Vehicles Local Flexibility Strategies for Congestion Relief on Distribution Networks”

XXI Power Systems Computation Conference Porto 2020

1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos. O primeiro capítulo visa introduzir e contextualizar aspectos relevantes para o trabalho e expor seus objetivos.

O segundo capítulo aborda a fundamentação teórica do trabalho, onde são apontados e descritos de forma detalhada os veículos elétricos, bem como a definição e exemplos de estratégia de carregamento dos mesmos, além de definir e explicar o conceito de resposta da demanda e flexibilidade.

No terceiro capítulo é apresentada a metodologia proposta para o desenvolvimento do trabalho, de modo a mostrar fluxogramas e descrever como funciona a metodologia que será aplicada no capítulo seguinte.

No quarto capítulo são abordados os estudos de casos que permitem analisar e avaliar o desempenho da metodologia proposta, através dos resultados obtidos por meio de simulações aplicadas em uma rede.

O último capítulo visa apresentar as conclusões, contribuições do trabalho e realizar recomendações para futuros trabalhos.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Como a sustentabilidade e a utilização eficiente dos recursos energéticos estão sendo cada vez mais estudados, devido a grande preocupação com a preservação do meio ambiente, diminuição de gases de efeito estufa, qualidade do ar atmosférico e diversos outros pontos, a adoção de uma estratégia de carregamento inteligente dos veículos elétricos é algo que está sendo cada vez mais colocada em pauta.

A adoção de VEs pode representar algum risco para os sistemas de distribuição que não foram concebidos para fornecer parte da demanda de energia exigida pelo setor de transportes. Na prática, o nível de penetração de VEs que uma dada rede de distribuição suporta depende de diversos aspectos, não havendo um valor absoluto válido para qualquer configuração de rede. À medida que os VEs atingem números significativos no mercado de automóveis particulares, distribuidoras de energia necessitam se adaptar a um novo tipo de carga que apresenta características de alto consumo de energia e com horário de conexão em períodos de pico do sistema.

2.1. VEÍCULOS ELÉTRICOS

Segundo [37], é possível poupar uma quantidade substancial de petróleo se a rede de eletricidade puder ser usada para substituir os combustíveis derivados do petróleo nos veículos. Afirma também que o conceito de veículos elétricos híbridos com conexão à rede (PHEV)⁴ procura justamente se beneficiar desta possibilidade, através do emprego de grandes bancos de baterias nos veículos, que serão carregadas utilizando energia da rede.

Os veículos elétricos são automóveis completamente distintos dos veículos à combustão interna. Nos automóveis à combustão interna, a entrada do veículo em movimento (obtenção de energia mecânica) faz-se por meio de reações químicas na queima controlada de combustível e ar na câmara de combustão, onde a energia proveniente deste processo é capaz de fazer com que os componentes dentro do motor se movam com grande força e velocidade. Já no caso dos veículos elétricos, a energia não é armazenada na forma de combustível, e sim em uma bateria. Portanto, a entrada do veículo em movimento é alcançada através da transformação de energia elétrica em energia mecânica [38].

Existem 4 principais categorias de veículos elétricos:

- Puramente elétricos;
- Híbridos sem conexão à rede;
- Híbridos com conexão à rede (PHEV);
- Célula de combustível.

Os VEs puramente elétricos são constituídos por motores elétricos, caracterizados por não possuírem nenhuma parte do processo de obtenção de energia mecânica que envolva combustão. Portanto, depende exclusivamente da bateria, e consequentemente, da sua

⁴ *Plug-In Hybrid Electric Vehicles* (PHEV), na designação anglo-saxónica.

conexão à rede ou a alguma outra fonte de energia (painéis fotovoltaicos instalados na residência, por exemplo) para efetuar o recarregamento da bateria. Assim, pode-se concluir que a autonomia do VE será depreciada ao passar do tempo, decorrente da degradação da bateria. Por outro lado, possuem a enorme vantagem de não emitirem CO₂ e outros gases poluentes.

Já os VEs híbridos sem conexão à rede, são automóveis que possuem dois motores, um elétrico (que pode atuar como um gerador) e um à combustão. O carregamento da bateria é realizado através do motor elétrico funcionando como um gerador, transformando então energia mecânica proveniente das frenagens do veículo em energia elétrica, armazenada na bateria.

Alternativamente, os VEs híbridos com conexão à rede, também conhecidos como PHEV, são automóveis com características semelhantes ao mencionado anteriormente, diferindo na possibilidade de recarregar a bateria através de conexão à rede. Foram desenvolvidos com o objetivo de combinar o veículo à combustão com o veículo puramente elétrico, de modo a solucionar suas principais desvantagens, sendo elas a emissão de gases poluentes na atmosfera e a autonomia do veículo, respectivamente.

Por fim, os VEs de célula de combustível são caracterizados pela obtenção de energia elétrica ser realizada através da transformação de energia química, através de reações de oxirredução entre o hidrogênio e o oxigênio, cujos produtos são eletricidade e água. Portanto, o processo pode ser considerado como “limpo” e sustentável. Além disto, é um processo muito eficiente, visto que a transformação de energia química em elétrica é efetuada de forma direta, diferentemente dos processos de geração de energia através da queima de combustíveis fósseis, por exemplo, que transformam energia química em térmica (através da queima do combustível fóssil), para então transformar energia térmica em cinética, e só então transformar energia cinética em elétrica, ocasionando diversas perdas neste conjunto de etapas até atingir o produto final.

O carregamento dos automóveis PHEV e puramente à bateria podem ser efetuados por qualquer ponto de conexão com a rede, podendo ele ser até mesmo uma tomada residencial de 10A. Porém, neste caso o tempo de carregamento é muito elevado. No caso de um carro

Smart Fortwo elétrico com uma bateria de 17,6 kWh e 120 km de autonomia, o tempo necessário para recarregar a bateria até o limite utilizando uma tomada residencial de 10A é de 6 horas. Já no caso do novo Renault Zoe Z.E. 40 de 41 kWh e autonomia de até 300 km⁵, o tempo de carregamento ao utilizar a mesma tomada seria de 20 horas [65]. Logo, não é vantajoso para o proprietário de um VE depender apenas de uma tomada de 10A para o carregamento da bateria do seu carro. Portanto, convém adquirir uma *Wallbox*, que nada mais é do que um ponto de carregamento instalado na parede da residência, dotado de uma capacidade de condução de corrente superior à da tomada, portanto, efetua o carregamento da bateria mais rapidamente.

2.1.1. MODOS DE CARREGAMENTO

O modo de carregamento é o que descreve o protocolo de comunicação entre o VE e a estação de carregamento. De acordo com [39], os modos de carregamento podem ser divididos em 4:

- Modo 1: Tomada doméstica e cabo de extensão;
- Modo 2: Tomada doméstica e cabo com dispositivo de proteção;
- Modo 3: Tomada específica em circuito dedicado;
- Modo 4: Conexão em corrente contínua (DC)⁶ para carregamento rápido.

O modo 1 consiste no carregamento residencial através de uma tomada qualquer com um simples cabo de extensão, sem quaisquer medidas de segurança. É muito utilizado nas residências, porém já foi proibido em diversos países [40]. A conexão do VE com a fonte de

⁵ A autonomia do veículo depende de diversas variáveis: estilo de condução, velocidade, condições climáticas, tipo de percurso, etc.

⁶ *Direct Current* (DC), na designação anglo-saxónica.

energia utiliza tomadas padrões que não excedam 16A e 250V monofásico ou 480V trifásico no lado da fonte, utilizando condutores de terra de potência e proteção. Para utilizar tal modo, a instalação elétrica da residência deve cumprir com algumas medidas de segurança e possuir um sistema de aterramento e um disjuntor para proteger contra sobrecarga e fugas à terra. Tal modo de carregamento está representado pela Figura 1.



Figura 1 - Tomada Doméstica e Cabo de Extensão. Adaptado de [39].

No modo 2, a conexão com a rede também é realizada através de tomadas residenciais, porém o cabo de conexão é provido de dispositivos de proteção, o que torna esse modo um pouco mais caro devido às especificações do cabo [41]. Tal cabo normalmente é fornecido pelo fabricante juntamente com o veículo, e possui proteção contra choque elétrico, sobrecorrente, sobretemperatura e detecção de terra. Além disso, o veículo só entrará em processo de carregamento após o acontecimento de tais eventos:

- Detecção de terra for validada;
- Inexistência de condições de erro (sobrecorrente e sobretemperatura);
- Veículo estiver conectado;
- Veículo está solicitando energia.

O cabo de carregamento do modo 2 assegura um nível moderado de segurança, que são os padrões mínimos de carregamento atualmente. Alguns fabricantes até fazem o cliente assinar um documento confirmando a instalação de uma *Wallbox* no momento da compra do VE. A Figura 2 apresenta tal modo de carregamento.

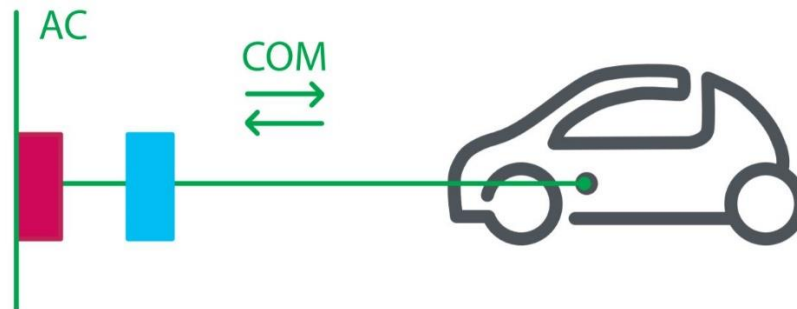


Figura 2 - Tomada Doméstica e Cabo com Dispositivo de Proteção. Adaptado de [39].

Neste modo, a conexão do veículo elétrico com a fonte de energia não deve exceder 32A e 250V monofásico e 480V trifásico.

Já no modo 3, o automóvel é conectado diretamente à rede através de uma tomada específica e um circuito dedicado, onde é provido de funções de proteção e controle. De acordo com [41], este é o único modo de carregamento que atende aos padrões aplicáveis que regulam as instalações elétricas. Também permite o descarregamento da carga, de modo que o veículo passe a fornecer energia à rede, ou simplesmente otimizar o tempo de carregamento.

Tal modo pode ser encontrado tanto em lugares públicos quanto nas residências, e possuem um maior nível de potência quando comparado ao modo 2, entretanto, os protocolos de segurança são idênticos. Tal modo de carregamento está representado na Figura 3.



Figura 3 - Tomada Específica em Circuito Dedicado. Adaptado de [39].

Por fim, o modo 4 é caracterizado pela conexão à rede ser feita através de um carregador externo, onde também é provido de funções de proteção e controle. Diferentemente dos

modos mostrados anteriormente, neste modo o conversor de corrente alternada⁷ em corrente contínua (AC/DC) está localizado na EC, e não no VE em si, portanto, a conexão é feita diretamente com a bateria do veículo. Devido a este fato, são permitidas correntes muito mais elevadas, caracterizando este modo como “carregamento rápido”. A Figura 4 ilustra este modo de carregamento.

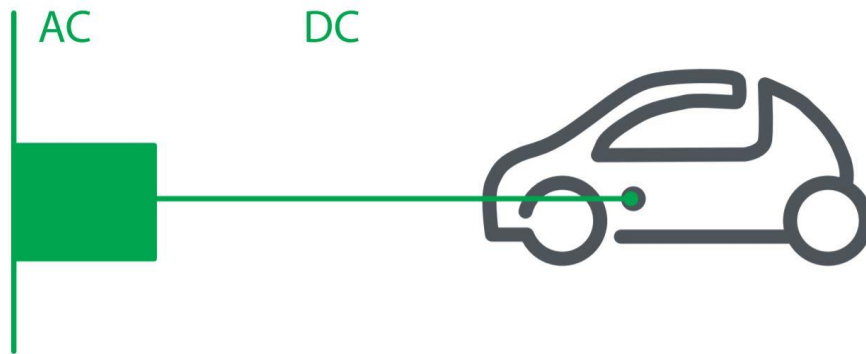


Figura 4 - Conexão em Corrente Contínua (DC) para Carregamento Rápido. Adaptado de [39].

2.2. CARREGAMENTO INTELIGENTE DE VES

Devido a uma grande tendência na substituição dos carros movidos por motores à combustão por carros elétricos, decorrente da crescente preocupação com a preservação do meio ambiente, sustentabilidade, diminuição na dependência de recursos fósseis e emissão de gases poluentes, torna-se necessário efetuar o carregamento das baterias dos veículos elétricos de forma eficiente e inteligente. Além desta categoria de automóveis possuir uma grande potência, de modo a exercer grande influência na rede de distribuição de energia (RD), o carregamento destas baterias acarreta em custos, o que é de extrema relevância para os usuários desta forma de transporte, evidenciando ainda mais a importância em adotar estratégias para uma recarga inteligente dos VEs.

De acordo com [42], em 2015, 60,6% do consumo de petróleo da China era oriundo de importação, com previsão para esta dependência alcançar 80% em 2030. Portanto, foram

⁷ *Alternating Current* (AC), na designação anglo-saxónica.

tomadas diversas decisões para diminuir estes níveis de consumo de petróleo, com o objetivo de proteger o meio ambiente e proporcionar uma maior segurança energética. Como a aquisição de automóveis na China vêm crescendo rapidamente, o governo chinês tomou a decisão de investir no rápido desenvolvimento dos veículos elétricos, da reposição de combustível e na redução das emissões provenientes dos carros, de tal forma a garantir uma maior segurança energética, a promover poupança de energia e a diminuir a poluição atmosférica. Neste sentido, foram construídos 780 estações e 31.000 pontos de carregamento, com o objetivo de, em 2020, atingir os valores mostrados na Figura 5.

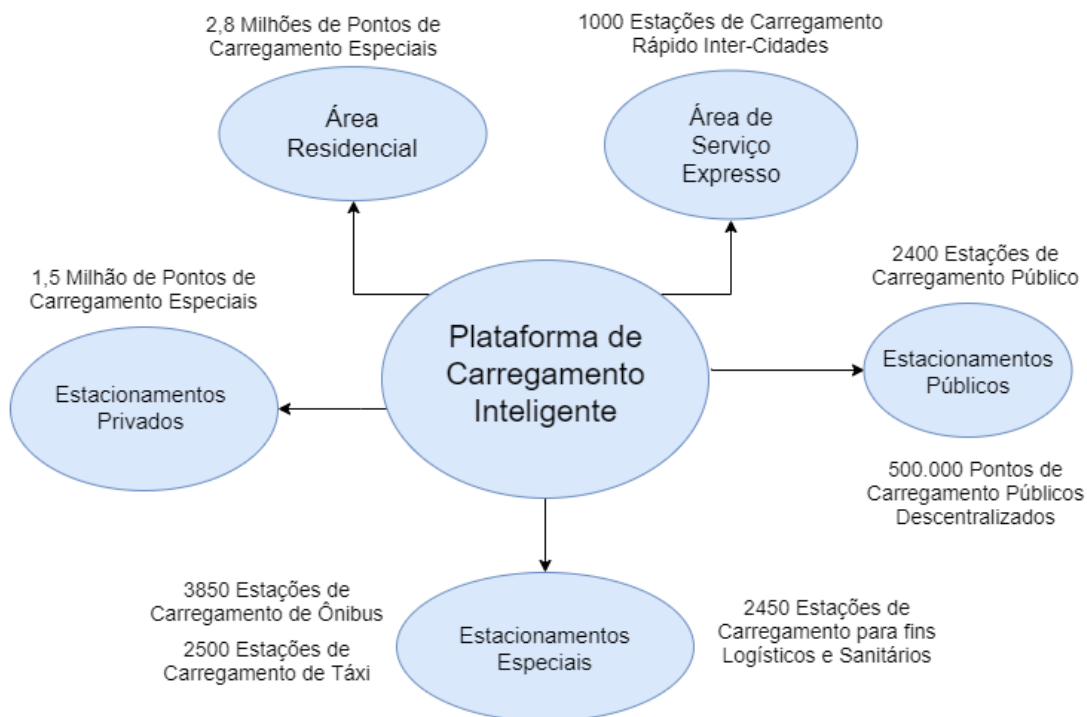


Figura 5 - Meta de Construção de Instalações de Carregamento na China, em 2020. Adaptado de [42].

MOULI et al. [25] afirmam que os VEs possuem três habilidades únicas que fazem com que ele seja um excelente ativo na rede, que são: a flexibilidade para variar a potência carregada, a capacidade de alterar rapidamente a rampa de subida/descida no carregamento e a habilidade de poder tanto carregar quanto descarregar a bateria. Portanto, constataram que com a adoção de um carregamento inteligente, a potência a ser transmitida e o seu respectivo sentido (energia fluindo da rede para o VE ou vice-versa) podem ser continuamente controlados, de modo a promover os seguintes benefícios:

- Redução do preço do carregamento baseado no preço da energia;
- Fornecimento de novas fontes de renda como veículo-para-rede (V2G)⁸;
- Aumento do uso de energia solar e eólica para carregar o VE durante o dia e a noite, respectivamente;
- Redução das perdas no sistema de distribuição;
- Redução do pico de demanda na rede (efetuando o carregamento da bateria em horários fora da ponta);
- Utilização da rápida alteração nas rampas de carregamento/d Descarregamento das baterias para serviços auxiliares e de regulação (como compensação de energia reativa e controle de tensão);
- Implantação da multiplexação de carregadores de VEs, utilizando um único carregador para vários veículos (de forma a reduzir consideravelmente os custos das infraestruturas de carregamento).

No trabalho de XIAO et al. [44] são analisadas as influências do carregamento dos VEs na rede elétrica, com foco em quatro pontos: capacidade de carregamento da rede (visto que o horário de carregamento dos veículos não coincide com o pico de geração distribuída), qualidade da energia, economia (com ênfase nas perdas na rede e nos transformadores) e meio ambiente, de modo a direcionar o foco para a diminuição na emissão de CO₂. É analisada também a topologia V2G e seus impactos na vida útil da bateria, de modo a entender que esta função não é atrativa por esta ótica, pois a degradação da bateria acarreta em maiores custos aos usuários, além da preocupação com o descarte da mesma.

Com o objetivo de adotar um padrão adequado para o carregamento dos VEs na Indonésia, SUTOPO et al. [45] analisaram as diferentes tecnologias de carregamento, sendo elas por Condução, Indução e Troca de Bateria. A tecnologia de carregamento por Condução é um sistema de carregamento onde existe contato direto entre a fonte de energia e o veículo

⁸ *Vehicle-to-Grid* (V2G), na designação anglo-saxónica.

através do carregador [39]. A tecnologia por Indução, também conhecida como carregamento sem-fio, utiliza um campo eletromagnético para transferir energia para a bateria do VE. E, por fim, a tecnologia de carregamento por Troca de Bateria é um esquema onde os usuários podem trocar suas baterias vazias por uma totalmente carregada em um Estação de Troca de Bateria (BSS)⁹. Em [45] é efetuado também um levantamento dos padrões internacionais já existentes para as ECs, elencando os pontos positivos e negativos de cada padrão. Afirma que como a Indonésia é um país que encontra-se nas fases iniciais do desenvolvimento de ECs, a análise realizada é muito relevante para que se possa definir o melhor padrão a ser adotado, podendo então dar início ao processo de regulação deste quesito.

Tendo em mente que os usuários dos VEs visam diminuir seus custos e a concessionária de energia visa o lucro, é evidente que seus objetivos não convergem, mostrando a complexidade que o problema da coordenação do carregamento dos veículos elétricos acarreta. Pretendendo realizar uma análise comparativa entre os distintos objetivos das partes, [46] elabora três estratégias de carregamento, uma delas otimizando o objetivo dos agregadores (que fazem o papel dos usuários), outra otimizando o objetivo da concessionária, e outra otimizando um objetivo composto pelos outros dois objetivos de forma simultânea. Tal comparação é efetuada considerando diferentes níveis de penetração de VEs no sistema, e analisando diversos fatores, entre eles: aumento no pico de carga, diferença entre picos de carga (positivo e negativo), fator de carga e custo total de carregamento.

A alteração no perfil de carga da rede com o aumento da penetração de VEs no sistema é um ponto de suma importância para o planejamento da mesma, visto que a possibilidade de entrada dos automóveis em carregamento durante o período de pico de consumo não só acarretará em um aumento no preço da energia, como também pode apresentar riscos ao

⁹ *Battery Swapping Station* (BSS), na designação anglo-saxónica.

próprio fornecimento de energia ao consumidor, como por exemplo em um caso extremo de a rede não ser capaz de suportar tal aumento na demanda de energia, levantando diversas preocupações consoantes a capacidade do sistema. No âmbito de analisar este problema, DOGAN et al. [47] efetuaram comparações entre os perfis de carga de um sistema mediante diferentes níveis de penetração de VEs e diferentes estratégias de carregamento dos mesmos. Tais estratégias são distinguidas umas das outras pela entrada dos veículos em carregamento ser efetuada em horários diferentes, e nenhuma delas coincidindo com o horário de pico de demanda do perfil de carga padrão.

Juntamente com todo este avanço tecnológico oriundo da adoção de novas maneiras de efetuar o carregamento dos veículos elétricos de forma a otimizar diversos objetivos, vêm também toda a preocupação com a segurança, não só do sistema em si, mas de todo o tráfego de dados que passará a fazer parte do novo sistema de distribuição de energia. Com base neste grande problema, MUSTAFA et al. [48] realizaram uma análise de segurança em três cenários (carregar o VE em casa, no trabalho e em lugares públicos), em relação a possíveis fraudes na comunicação, através de alterações nos dados. Analisaram os riscos provenientes de um usuário se passar por outro (de modo a fazer com que outra pessoa arque com os custos do consumo do seu veículo), de ocorrer modificações nas mensagens enviadas dos usuários para os agregadores e vice-versa (como por exemplo alterar a solicitação de um usuário de “carregar” o carro para “descarregar”, ou simplesmente atrasando ou repetindo mensagens), problemas quanto ao acesso aos dados pessoais dos usuários (identidade, conta do banco, etc), modificação nas informações necessárias para a tomada de decisão (como modificar o valor do preço da energia, que pode acarretar até em um eventual corte de energia, visto que se o valor do preço da energia for alterado para um valor muito baixo diversos agregadores irão comandar o carregamento imediato dos veículos, sobrecarregando a rede), entre outros. Concluída esta análise, são levantadas possíveis alternativas para que tais problemas possam ser evitados.

Uma abordagem interessante para carregar os VEs é utilizar a sua bateria como fonte de armazenamento da energia produzida através de fontes renováveis, nomeadamente solar fotovoltaica e eólica. FENG et al. [49] desenvolveram um estudo de caso em uma fazenda que dispõe de gerações eólica e solar fotovoltaica, com veículos elétricos, no objetivo de

elaborar uma estratégia de carregamento dos mesmos visando minimizar a diferença entre os picos positivos e negativos na curva de carga equivalente. Para atingir tal finalidade, foi desenvolvido um fluxograma considerando distribuições de probabilidade levando em conta o tempo e o horário de início do carregamento, tornando possível a estimação da carga. Quanto às produções de energia, foram elaboradas curvas de geração, onde a eólica gera predominantemente no período noturno e a fotovoltaica durante o dia.

No trabalho de CANIZES et al. [50] foi implementado um simulador do comportamento dos usuários dos VEs (de modo a levar em consideração o caráter aleatório no comportamento dos mesmos) visando entender até que ponto o preço dinâmico da energia para o carregamento de VEs afeta positivamente a operação da rede e o custo do carregamento em si. O objetivo principal do trabalho é minimizar as despesas na RD de uma cidade inteligente com alta penetração de geração distribuída, utilizando a Decomposição de Benders como método de resolução do problema a ser otimizado, considerando as seguintes informações:

- Fluxo de potência na rede;
- Número de carros elétricos conectados e seus respectivos barramentos, bem como a sua potência demandada;
- Preço marginal da energia em cada um dos barramentos;
- Incerteza no comportamento do usuário.

Em [51] foi elaborado um caso de estudo em uma RD com 69 barramentos no qual possui uma rede neural para analisar o perfil da rede com base na quantidade de veículos elétricos conectados, classe dos veículos, capacidade da bateria, nível atual das mesmas, horário de entrada para carregamento e o tempo necessário para carregar toda bateria de cada carro. O objetivo foi minimizar as perdas na rede e maximizar o número de veículos carregados no período de 1 dia, através de cálculos de fluxos de potência, considerando o impacto da potência de carregamento dos VEs na RD.

Como os VEs correspondem a uma grande potência na RD e costumam ficar estacionados (conectados à uma fonte de energia) por tempos superiores ao tempo necessário para carregar completamente suas baterias, suas baterias podem servir de fonte de energia em períodos nos quais a RD estiver sobrecarregada e/ou o preço da energia se encontrar demasiadamente

elevado, etc. Para atingir tal finalidade, é evidente que o veículo deve ser capaz de fazer com que a energia flua de forma bidirecional. Porém, atualmente são poucos modelos de carros elétricos que possuem tal capacidade. Visando aplicações futuras, estão sendo realizados diversos estudos neste campo no âmbito de avaliar a sua viabilidade. O grande problema a ser enfrentado é a degradação da bateria, visto que a vida útil da mesma tende a diminuir à medida que for sendo utilizada.

A topologia mais conhecida relacionada ao VE desempenhar o papel de fonte de energia chama-se veículo-para-rede (V2G), na qual a finalidade é utilizar a potência armazenada nas baterias para serviços ancilares, minimizar perdas na RD e até gerar uma eventual renda ao proprietário do veículo. Uma breve pesquisa sobre tal topologia é desenvolvida em [52].

2.3. RESPOSTA DA DEMANDA E FLEXIBILIDADE

Os mercados locais de energia elétrica funcionam de forma a reestruturar o sistema, onde consumidores produtores e individuais compartilham do gerenciamento de uma rede local, transacionando eletricidade em uma dada vizinhança. Tal iniciativa vem com o intuito de instaurar um sistema de consumo e produção de energia elétrica mais fiável, acessível e sustentável para todos.

Esse mercado emprega e combina tecnologias, de redes inteligentes, com a intenção de coordenar as transações entre operadores de sistema, geração distribuída, *prosumers*¹⁰ e consumidores conectados na rede de distribuição. Dependendo do quão completo for um sistema local pode-se incluir recursos de mercado como flexibilidade na demanda, armazenamento e fontes renováveis de geração distribuída.

No passado, as empresas de energia elétrica eram organizadas de forma vertical, compostas por geração, transmissão e distribuição de energia, de modo que os consumidores não

¹⁰ Consumidores que participam, contínua e ativamente, da produção de produtos.

tivessem um poder de escolha no quanto pagar pelo kWh consumido. Com o passar dos anos, a interação entre os consumidores e as entidades de energia elétrica foram aumentando, com a chamada comercialização de energia, onde as comercializadoras fazem o papel de intermediar uma relação entre os produtores (quem vende energia) e os consumidores (quem compra energia), de modo a negociar o preço a ser pago pela unidade de energia consumida.

A complexidade necessária para mitigar os desafios também aumentou devido a pressão ambiental para descarbonizar o setor elétrico existente e incorporar geração renovável. Devido a natureza incerta e intermitente, a penetração no mercado atacadista/varejista aumenta o fardo do agendamento antecipado (DAS)¹¹, despacho em tempo real e segurança da rede para o operador do sistema, consequentemente elevando a necessidade de serviços ancilares [53].

Com o advento da comercialização de energia, diversos riscos entraram em pauta, como o próprio preço da energia, a estimativa da demanda, mudanças na tecnologia de gestão, créditos de energia, etc. Tais riscos, que antes eram todos repassados aos consumidores, passaram a ser preocupações de todos os integrantes dos mercados de energia elétrica, criando então um ambiente competitivo. Tal ambiente competitivo é criado com base nos pilares dos desequilíbrios, gestão dos congestionamentos, serviços ancilares, programação da geração e despacho [54]. Assim sendo, quanto melhor for a estimativa/previsão de cada um dos pilares, mais fidedignos serão os contratos de energia, maximizando então o lucro, visto que a operação do sistema obedece um determinado conjunto de normas, porém existem inúmeras variáveis que influenciam na operação, tornando a estimativa/previsão algo demasiadamente complexo.

Neste sentido, reduzir o preço pago na energia elétrica por parte dos consumidores é invariavelmente o primeiro argumento dado para a introdução dos mercados competitivos de eletricidade. Contudo, na maioria dos casos, os consumidores possuem pouca influência

¹¹ *Day-Ahead Scheduling* (DAS), na designação anglo-saxónica.

na configuração desses mercados de eletricidade. Comitês compostos por representantes dos geradores, empresas transmissoras e distribuidoras de energia e agências reguladoras que tomam a maior parte das decisões. Isso ocorre por uma razão óbvia e compreensível para esta situação: a maioria dos consumidores, com possíveis exceções, não possuem nem o incentivo financeiro nem o conhecimento necessário para contribuir efetivamente para uma tarefa tão complexa. Possivelmente como uma consequência desta falta de representatividade, grande parte dos mercados de eletricidade não trata os consumidores como um integrante da demanda que seja capaz de tomar decisões racionais, mas simplesmente como uma carga que precisa ser atendida em todas as condições [55].

Através de diversos programas incumbidos de incentivar a geração de energia através de fontes renováveis, muitos consumidores passaram a instalar suas próprias fontes de energia em suas residências, por meio de módulos fotovoltaicos, aerogeradores ou alguma outra fonte de energia, de modo que seu consumo passasse a ser suprido pela sua fonte, diminuindo a sua dependência da rede. Para este consumidor produtor foi atribuído o termo de “prosumidor”. Como é de se imaginar, eventualmente o prosumidor virá a produzir mais energia do que o seu consumo, injetando então esse excedente na rede. A partir desta necessidade de injetar energia na rede, o prosumidor passa a ser um participante do mercado de energia, visto que seu objetivo é receber algum tipo de remuneração pelo excedente de produção, através de contratos com outros consumidores ou créditos de energia.

Pela ótica do sistema elétrico, a participação dos prosumidores na matriz energética é interessante, pois acarreta na descentralização da geração, o que conseqüentemente diminui as perdas técnicas, devido a maior proximidade entre a produção e o consumo.

Pela ótica dos mercados de energia, a entrada dos prosumidores também é interessante, porque, como explicado anteriormente, cria um ambiente competitivo, o que faz com que o consumidor final tenda a pagar um preço mais baixo pelo seu consumo.

No objetivo de fazer com que os consumidores finais de energia possuam maior interação com as entidades de eletricidade, foi criada a chamada Resposta da Demanda (DR)¹², que consiste em uma ferramenta, baseada no mercado, com benefícios tanto para os consumidores quanto para a rede. Para os consumidores, a DR possibilita a economia de energia e a redução nas contas de eletricidade. Para a rede, a DR é benéfica para a eficiência do mercado e a operação e expansão da rede, através de adaptações da demanda à oferta de energia de forma ativa ou de rápidas reações à contingências no sistema elétrico [56].

PAPADASKALOPOULOS et al. [57] realizaram a análise da participação dos VEs nos mercados de eletricidade através da proposição de um mecanismo descentralizado, baseado no princípio da Relaxação Langrangeana [58]. No trabalho levantaram problemas relacionados a integração das características de demanda flexível pela perspectiva dos VEs. Foram formulados problemas de maximização de excedentes, discontinuidades no seu comportamento e seus impactos no equilíbrio do mercado. A interação entre os participantes foi realizada através de um agregador, que une os lances dos geradores e dos consumidores (baseados na solução de seus sub-problemas locais), para então encontrar uma solução factível (aceitando uma determinada tolerância) que respeitasse todas as restrições do sistema.

Assim como mencionado previamente no carregamento dos veículos elétricos, a segurança dos usuários é algo de extrema relevância para um bom funcionamento do mercado. Em [59] é efetuada uma análise de segurança nos mercados locais de eletricidade, onde são levantadas 6 possíveis ameaças, compostas por personificação, manipulação de dados, bisbilhotagem, violações de privacidade, disputas e negação de serviço (DoS)¹³. No trabalho é pormenorizado o que é cada uma das ameaças, para que posteriormente seja apresentado um conjunto de alternativas cujo objetivo é evitar que tais ameaças venham a acontecer.

¹² *Demand Response* (DR), na designação anglo-saxónica.

¹³ *Denial-of-Service* (DoS), na designação anglo-saxónica.

2.4. CONCLUSÕES

Neste capítulo foi possível perceber que existem diferentes tipos de VEs, com diferentes características e modos de funcionamento, que fazem com que as estratégias para efetuar um carregamento inteligente dos VEs se torne um desafio complexo. Foram apresentados exemplos de países desenvolvidos que estão investindo de maneira crescente na substituição de automóveis com motores de combustão interna por carros elétricos, decorrente de uma grande preocupação com o meio ambiente e com a evolução da sociedade atual para uma sociedade mais sustentável, visto que uma elevada parcela das emissões de gases de efeito estufa são oriundas do setor de transporte, mas especificamente de veículos automotivos.

Foi analisada também a definição de Resposta da Demanda, que é um assunto cada vez mais estudado na comunidade europeia, o qual é caracterizado como um mecanismo que permite aos consumidores maior gerenciamento do uso da energia, respondendo às variações no preço da energia e aos comandos do operador do sistema mediante pagamentos. Desta forma, é possível conectar os assuntos abordados neste capítulo, de modo a perceber que as estratégias de carregamento inteligente de VEs podem ser um recurso interessante para o operação da rede, visando reduzir os custos para todos e manter a rede elétrica sempre estável e equilibrada.

3. METODOLOGIA DESENVOLVIDA

Neste capítulo é apresentada a metodologia desenvolvida para o trabalho, que foi realizada através do *software RStudio*. A metodologia do trabalho consiste na aplicação do diagrama de blocos apresentado na Figura 6 em uma SC com alta penetração de recursos energéticos distribuídos (DER)¹⁴ e postos de carregamento de VEs, cuja configuração e demais especialidades serão apresentadas com maiores detalhes no próximo capítulo.

¹⁴ *Distributed Energy Resources* (DER), na designação anglo-saxónica.

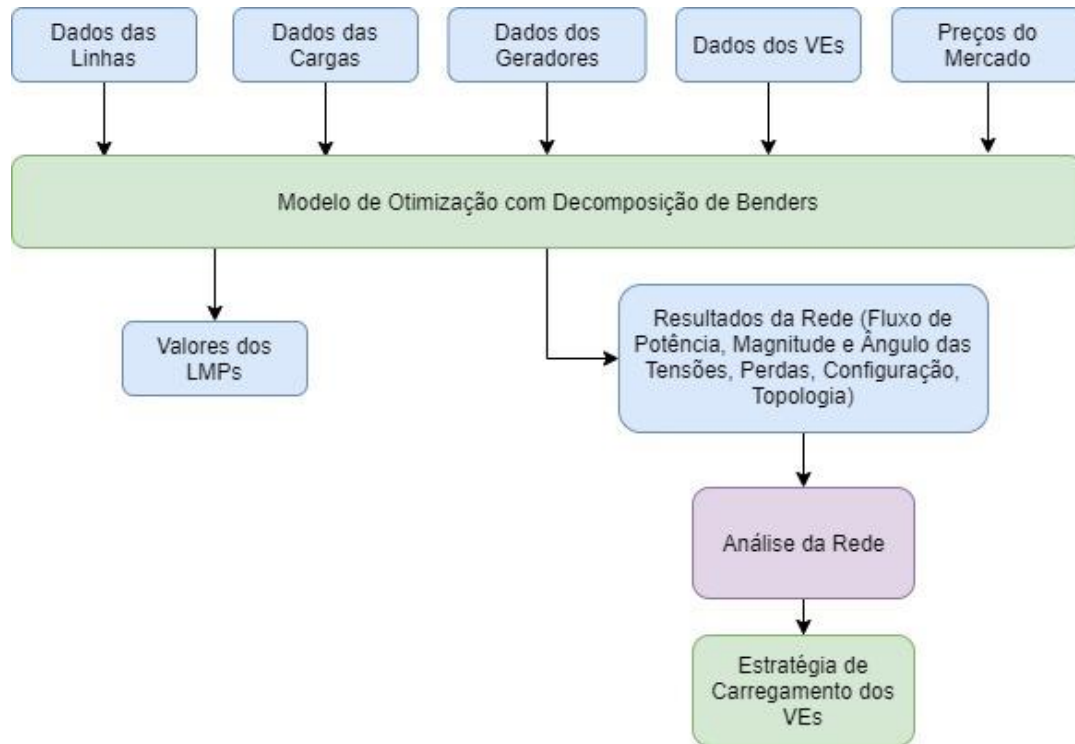


Figura 6 - Metodologia Proposta.

Primeiramente, o programa é inicializado com os dados da rede, sendo mapeados então os dados de capacidade das linhas de distribuição, da potência demandada pelas cargas e suas respectivas localizações, bem como da produção distribuída renovável presente na rede em questão. Toda a geração distribuída renovável é aproveitada, porém não necessariamente será capaz de suprir toda a carga do sistema, logo a demanda restante será suprida por uma subestação que representa o restante do sistema elétrico conectado na SC, de modo a sempre atender completamente a demanda de energia. A simulação será realizada em períodos de 15 minutos, por 1 dia, com base nos preços do mercado Ibérico de eletricidade, obtidos através do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) [60], decorrente da necessidade de existir variações nos preços da energia ao longo do dia, de modo que seja possível efetuar a otimização no carregamento dos VEs para os diferentes períodos do dia.

Para determinar os preços dinâmicos de carregamento de VEs, o simulador utiliza a formulação descrita na equação (1).

$$PDE = (DLMP + TariffMV + ACNR).PLG.VAT \quad (1)$$

Onde:

PDE – Preço dinâmico de carregamento de VEs para cada período [€/kWh];

$DLMP^{15}$ – Preço marginal local de distribuição [€/kWh];

$Tariff_{MV}$ – Preço da tarifa de energia em cada período [€/kWh];

PLG – Margem de lucro do proprietário da EC;

VAT – Taxa sobre o valor agregado;

$ACNR$ – Custo adicional relacionado ao termo fixo da taxa de preço da rede a ser cobrado ao consumidor [€/kWh], que é composto pela equação (2).

$$ACNR = \frac{0,397 \cdot PC}{\frac{720}{OPR}} \quad (2)$$

Onde:

0,397 – Custo da potência contratada, a ser pago pelo operador do sistema de distribuição (DSO)¹⁶ mensalmente [$\frac{\text{€}}{\text{kW}}$]/mês];

PC – Potência de carregamento da EC [kW];

720 – Número de horas no mês [h];

OPR – Taxa de ocupação da EC (30%).

Desta forma, o ACNR para as EC de carregamento normal resulta em $0,0132 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$, enquanto para as EC de carregamento rápido resulta em $0,0919 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$. Como o proprietário da EC visa lucrar com o fato de usuários de veículos elétricos utilizarem a sua EC, foi admitida uma

¹⁵ *Distribution Locational Marginal Pricing* (DLMP), na designação anglo-saxónica.

¹⁶ *Distribution System Operator* (DSO), na designação anglo-saxónica.

taxa de 5% e 23% para o VAT. Também é importante mencionar que os VEs que optarem por carregar seus automóveis nas suas residências estarão sujeitos a um custo fixo de 0,2094 €/kWh.

Os dados dos VEs na rede são conhecidos, oriundos de um simulador do comportamento dos utilizadores de VEs [61].

3.1. SIMULADOR DO COMPORTAMENTO DOS UTILIZADORES DE VEs

Como o comportamento dos utilizadores de VEs possui um caráter um tanto quanto aleatório, em [61] foi desenvolvido um simulador que visa determinar o comportamento dos usuários de VEs com o respectivo caráter aleatório, que foi utilizado no presente trabalho. Tal simulador apresenta os parâmetros globais mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Parâmetros Globais do Simulador

Parâmetro	Descrição	Valor de exemplo
ncars	Número de veículos elétricos	1000
cdist	Distância compensatória entre dois pontos	20%
sf	Fator de escala do mapa	5
hcpower	Potência do carregamento em casa	3.7 kW
chargingeff	Eficiência do modo de carregamento	85%

A base deste simulador consiste em uma *data frame*¹⁷ que contém todos os dados necessários para a manipulação dos veículos, como se pode verificar na Tabela 2. Nela estão informações sobre a localização inicial, todas as viagens programadas para o dia, o nível de carregamento (SoC)¹⁸ da bateria e todas as outras variáveis necessárias para simular viagens e atualizar o

¹⁷ Estrutura de dados em R. Na *data frame* cada coluna representa uma variável e cada linha uma observação. Esta é a estrutura ideal para quando se tem várias variáveis de classes diferentes numa base de dados.

¹⁸ *State-of-Charge* (SoC), na designação anglo-saxónica.

estado da bateria. A maioria desses valores faz parte dos dados gerados. As localizações geradas são com base em coordenadas geográficas do mapa da SC.

Tabela 2 - Parâmetros do Perfil de Utilizador

Parâmetro	Descrição
locationI	Localização inicial do carro
locationA	Localização atual no período j
socI	Estado inicial da carga da bateria
socA	Estado atual da carga da bateria
ae	Consumo médio
aeppkm	Consumo médio percentual por quilómetro
arp	Alcance preferencial disponível
times	Tabela com os horários em que as viagens programadas serão realizadas
vm	Velocidade média
nd	Número de destinos que cada carro tem
dest1	Tabela com as coordenadas dos locais das viagens a serem realizadas
i	Variável booleana que determina se o carro terá mais de um destino
w1, w2, w3	Pesos utilizados no cálculo da pontuação para determinar o melhor local de carregamento
ti	Tabela com a importância de cada viagem (sendo 1 o menos importante e 3 o mais)
hc	Variável booleana que determina se o carro tem um carregador doméstico ou não

Cspecs é a data frame que contém todos os dados para os carros. Oito modelos de carros diferentes são utilizados na simulação. Estes dados servem para posteriormente se calcular a energia consumida ou tempo de carregamento, uma vez que cada veículo tem características diferentes.

Tabela 3 - Parâmetros do Modelo do Veículo Elétrico

Parâmetro	Descrição	Exemplo de valor
carmodel	Nome do modelo do carro	Nissan Leaf
battery	Capacidade da bateria do carro	40 kW
spower	Potência de carregamento normal	6.6 kW
fpower	Potência de carregamento rápido	50 kW
crange	Autonomia média da bateria	240
Average economy	Consumo médio	0.1553 kWh/km
scrate	Taxa de carregamento normal	35
fcrate	Taxa de carregamento rápido	290

O simulador é constituído por duas partes principais: a geração de dados e a simulação das viagens dos carros. São gerados dados relativamente aos perfis de cada utilizador, como as características do veículo (bateria, consumo, etc.), as viagens a realizar (localizações e tempos de saída) e os parâmetros comportamentais.

A geração da população é um processo iterativo em que cada uma das variáveis é gerada aleatoriamente a partir de uma amostra de valores com probabilidades individuais. Inicialmente, é atribuída uma localização inicial a cada perfil, consoante as posições disponíveis no mapa da cidade. Esta localização será uma residência ou um ponto de saída/entrada na cidade, considerando utilizadores não habitantes da cidade. Em seguida são gerados valores para o SoC inicial (entre 40% e 65%), o nível de carga preferido e o perfil de viagens. É também gerado o valor da capacidade da bateria que irá determinar o resto das

características do veículo. Do mesmo modo é atribuído um valor para o peso da distância na decisão da escolha da estação de carregamento, que consoante esse valor, são depois atribuídos os restantes pesos. Os últimos conjuntos de dados a serem gerados são as viagens e tempos em que serão realizadas, assim como a sua importância.

A simulação das viagens corre em períodos de 15 minutos, totalizando 96 ($j=96$) para um dia completo. Toda a sua estrutura e modo de funcionamento está descrita através de um fluxograma, na Figura 7. Cada veículo tem uma localização inicial e uma série de viagens a realizar durante o dia. Para cada viagem está associado um tempo de saída, o período j em que o utilizador irá realizar essa viagem. Quando isso acontece, é calculada a distância euclidiana – através de uma função incluída no *software* - entre a localização atual e a localização do próximo destino, com uma margem acrescida de 20%, uma vez que a distância calculada é em linha reta, multiplicado pelo fator de escala — *sf*. Sabendo a distância, determina-se o tempo de viagem consoante a velocidade média do veículo em questão. Por exemplo, se a distância calculada for de 9000 m, e a velocidade média for de 35 km/h, o tempo de viagem será de 15 minutos e 26 segundos, o que é superior a um intervalo de tempo, e desta forma a viagem demorará 2 períodos. No entanto se a velocidade média for de 40 km/h, o tempo de viagem será de 13 minutos e 30 segundos, o que equivale a 1 período de tempo. O tempo de viagem determina-se através da equação (3):

$$T = \frac{d}{V_m \times (1000/3600)} / 60 \quad (3)$$

Onde:

d — Distância entre destinos;

V_m — Velocidade média do veículo.

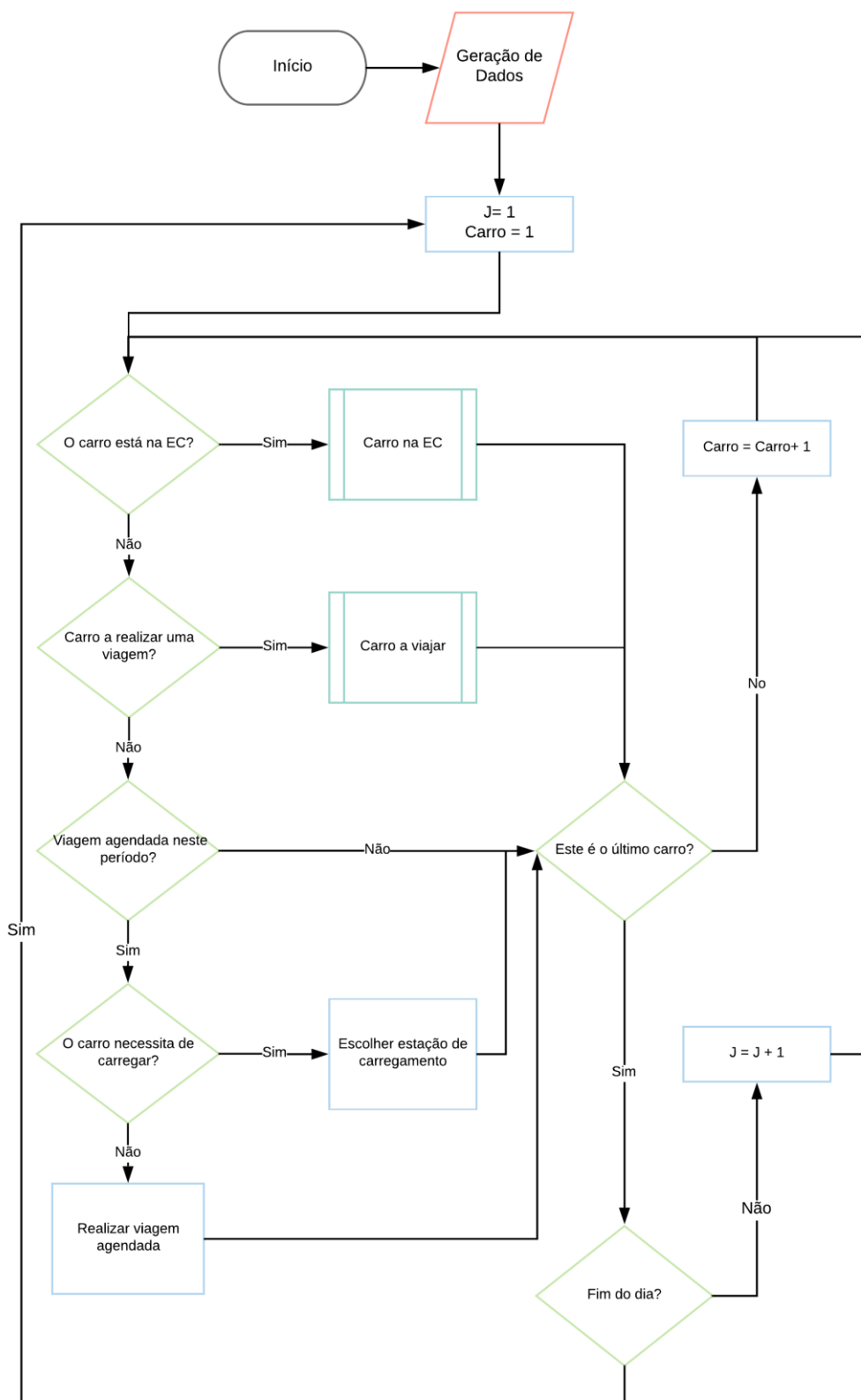


Figura 7 - Fluxograma do Algoritmo da Simulação das Viagens.

3.2. MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS

O problema da operação e reconfiguração da rede de distribuição no contexto de uma SG com alta penetração de DER relativo ao aspectos de comportamento dos utilizadores de VEs e os preços dinâmicos de carregamento de VEs considerando os DLMP são classificados como programação não-linear inteira mista (MINLP)¹⁹ devido as suas características não-lineares. Para resolver problemas complexos como este, o método de decomposição de Benders é uma técnica adequada [44], [63]. O método é baseado no princípio de que o problema principal pode ser decomposto em subproblemas (um problema mestre e um ou mais problemas escravos) [63].

O subproblema mestre é geralmente um problema linear ou inteiro misto que inclui um número inferior de restrições. Por outro lado, o(s) subproblema(s) escravos são lineares ou não-lineares e tentam validar se a solução do problema mestre é tecnicamente viável ou não. Neste nível, são consideradas as restrições técnicas da rede. O fluxograma da técnica de decomposição de Benders utilizada no trabalho é apresentado na Figura 8.

¹⁹ *Mixed-Integer Nonlinear Programming* (MINLP), na designação anglo-saxónica.

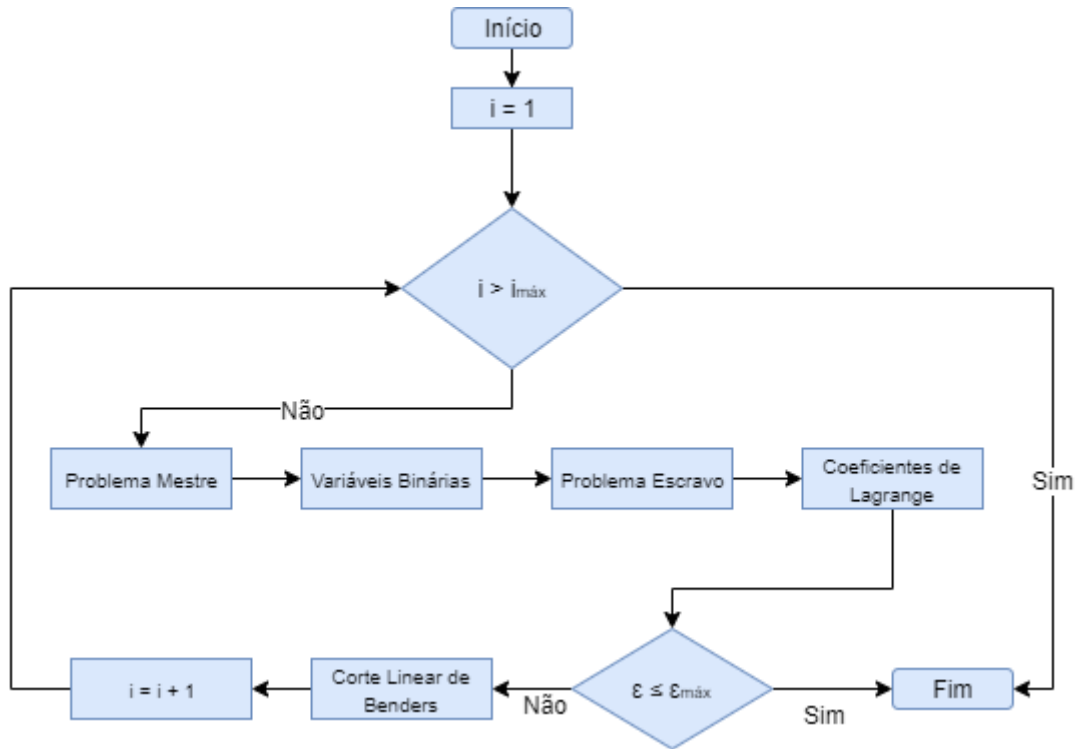


Figura 8 - Fluxograma da Decomposição de Benders.

O objetivo do subproblema mestre consiste em encontrar a configuração topológica da rede para cada período considerado com base na abertura/fechamento das chaves seccionadoras de interligação (pela utilização de variáveis binárias $\{0,1\}$), de modo a:

- Minimizar o custo das perdas;
- Minimizar o custo da energia não suprida;
- Minimizar o custo dos congestionamentos nas linhas;
- Minimizar o custo da redução de geração;
- Minimizar o custo da energia oriunda de fontes externas.

Nesse nível, todas as variáveis binárias devem ser incluídas no problema de otimização. A função objetivo do problema mestre visa minimizar o custo de operação, que pode ser formulado pela equação (44).

$$\begin{aligned}
 F.O. = \min & \left\{ \sum_{i \in \Omega_B} \sum_{j \in \Omega_B} [(CongM_{(i,j)}^2 + CongM_{(i,j)}) \cdot Cost^{Cong}] + \right. \\
 & \left. \sum_{i \in \Omega_{BS}^b} (ExtSup_{(i)} \cdot price^{Mk}) + \sum_{i \in \Omega_L^b} (PNSM_{(i)} \cdot Cost^{PNS}) + \right.
 \end{aligned}$$

$$\sum_{i \in \Omega_B} \sum_{j \in \Omega_B} (r_{(i,j)} \cdot FlowM_{(i,j)}^2 \cdot Cost^{Loss}) + \sum_{i \in \Omega_{DG}^{nd}} (P_{PGCM(i)} \cdot P_{PGC}^{Cost}) + w^* + P_{DSO} \quad (4)$$

Onde:

$i \in \Omega_B$ – Barramentos do sistema;

$j \in \Omega_B$ – Barramentos do sistema;

$i \in \Omega_{BS}^b$ – Barramentos da subestação;

$i \in \Omega_L^b$ – Barramentos das cargas;

$i \in \Omega_{DG}^{nd}$ – Barramentos de geração distribuída (GD) não-despachável;

$CongM_{(i,j)}$ – Congestionamento na linha i,j no subproblema mestre [MW];

$Cost^{Cong}$ – Custo do congestionamento nas linhas [€/MW];

$ExtSup_{(bs)}$ – Potência fornecida pela subestação bs [MW];

$price^{Mk}$ – Preço do mercado [€/MW];

$PNSM_{(L)}$ – Potência não fornecida para carga L no subproblema mestre [MW];

$Cost^{PNS}$ – Custo da potência não fornecida [€/MW];

$r_{(i,j)}$ – Resistência da linha i,j [Ω];

$FlowM_{(i,j)}$ – Fluxo de potência na linha i,j no subproblema mestre [MW];

$Cost^{Loss}$ – Custo das perdas [€/MW];

$P_{PGCM(i)}$ – Corte de geração da unidade i de GD no subproblema mestre [MW];

P_{PGC}^{Cost} – Custo do corte de geração [€/MW];

P_{DSO} – Custo da flexibilidade dos VEs pago pelo DSO [€].

No caso de inviabilidade, uma variável é adicionada ao problema mestre (w^*), que é chamada de cortes lineares de Benders. Em circunstâncias ideais, o valor dessa variável é zero, o que significa que a topologia de rede e seus componentes atendem a todas as restrições técnicas. Caso contrário, o valor apresentado nesta variável representa a alteração mínima do custo do valor da solução mestre.

Todas as demais restrições do sistema e seus respectivos equacionamentos estão detalhadamente descritos em [50].

3.3. ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VES

Após ter sido realizado todo o processo descrito neste capítulo, é efetuada a estratégia de carregamento dos veículos elétricos, a qual funciona conforme o fluxograma apresentado na Figura 9.

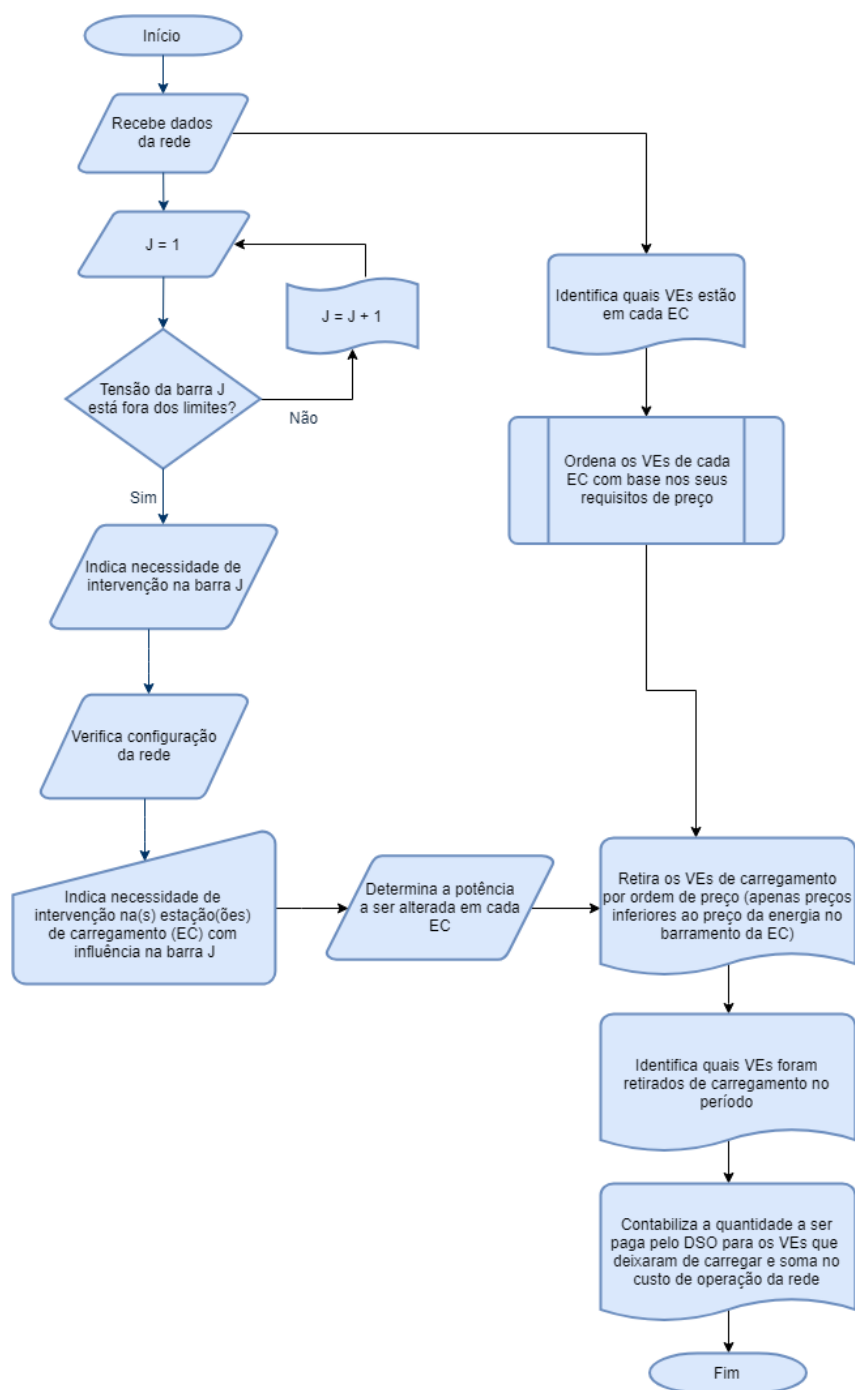


Figura 9 - Fluxograma da Estratégia de Carregamento dos VEs.

A estratégia inicia com o recebimento dos dados da rede descritos na Figura 6, para que então seja realizada uma análise da tensão em todos os barramentos do sistema, de modo a identificar os barramentos cujas tensões encontram-se fora dos limites desejados. Feito isso, uma análise da configuração da rede é efetuada, fazendo com que seja possível discernir

quais estações de carregamento que exercem maior influência nos barramentos que necessitem de intervenção. Na definição das necessidades de intervenção nas ECs, são atribuídos pesos distintos para as ECs de maneira inversamente proporcional à distância da barra à EC, de modo que quanto mais próximo a barra está da EC, menor será a potência a ser alterada, pois a alteração na carga da EC exercerá maior influência nos valores de tensão na barra.

Definidos quais ECs sofrerão intervenção, são definidas as potências a serem alteradas em cada EC, através da multiplicação da necessidade de intervenção por um fator que representa a alteração mínima na potência de carregamento da EC, que varia de acordo com tipo de carregamento da estação (rápido ou normal), pois as potências de carregamento são distintas, sendo estes fatores iguais a menor potência máxima de carregamento dos modelos de VEs que serão utilizados no trabalho, apresentados na Tabela 4 [61].

Tabela 4 - Modelos de VEs Utilizados

Modelo	Bateria (kWh)	Potência de carregamento normal (kW)	Potência de carregamento rápido (kW)	Consumo (kWh/km)
Nissan Leaf	40,0	6,6	50	0,1553
Tesla Model S 70D	75,0	7,4	50	0,2100
BMW i3	33,2	7,4	50	0,1584
Renault Zoe	41,0	7,4	-	0,1460
Renault Kangoo	33,0	7,4	-	0,1926
VW e-Golf	24,2	7,2	40	0,1584
Ford Focus	33,5	6,6	50	0,1926
Hyundai IONIQ	30,5	6,6	50	0,1429

Logo, o valor do fator de multiplicação das necessidades de intervenção nas ECs é de 6,6 para ECs de carregamento normal e 40 para ECs de carregamento rápido.

Paralelamente a todo esse processo, são identificados quais VEs estão em cada EC no período, juntamente com seus requisitos mínimos de preço para oferecer flexibilidade ao sistema (deixar de carregar seu veículo no período em questão). Então, é efetuada uma

ordenação dos carros baseada nos requisitos de preço, de forma a identificar qual automóvel possui menor requisito de preço no período. Agora, o DSO realiza a solicitação da retirada de veículos de carregamento que possuem menores requisitos de preço até atingir o valor da potência que foi determinada para ser reduzida na EC ou até o momento que o veículo a ser retirado de carregamento possua um requisito de preço superior ao preço de energia no barramento da EC, de tal forma que o DSO não irá selecionar veículos cujos requisitos de preço sejam superiores ao preço da energia no barramento da EC.

Realizada esta etapa, são identificados quais VEs foram retirados de carregamento, de modo a quantificar quantos veículos foram retirados de carregamento, e então é contabilizado quanto foi gasto por parte do DSO pela flexibilidade dos VEs, conforme a equação (5).

$$P_{DSO} = \sum_{i \in \Omega_{EC}} \sum_{j \in \Omega_{VRC_i}} (POT_{(j)_i} \cdot Preço_{(j)}) \quad (5)$$

Onde:

$i \in \Omega_{EC}$ – Estações de carregamento de veículos elétricos;

$j \in \Omega_{VRC_i}$ – Veículos elétricos que foram retirados de carregamento na estação de carregamento i ;

$POT_{(j)_i}$ – Potência que os veículos j deixam de carregar na estação de carregamento i [kW];

$Preço_{(j)}$ – Requisito de preço mínimo que o veículo j aceita receber para deixar de carregar [€/kW];

P_{DSO} – Custo da flexibilidade dos VEs pago pelo operador do sistema de distribuição (DSO) [€].

3.4. CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada toda a metodologia proposta para aplicação no próximo capítulo. Foi mostrado como funciona o simulador do comportamento dos utilizadores de VEs, para que desta forma fosse possível facilitar o entendimento da estratégia desenvolvida, que é basicamente composta pela identificação de anormalidades na rede elétrica (grandezas fora dos limites desejados), juntamente com a identificação da quantidade de VEs a carregar

em cada EC por período, bem como seus respectivos requisitos de preço para a retirada de seus veículos de carregamento. Com estas informações, é determinada uma potência de intervenção em cada EC, que será composta pela retirada dos veículos com menores requisitos de preço de carregamento, de tal forma que a energia não carregada no período não seja prejudicial as próximas viagens dos utilizadores, de modo a tentar explorar de maneira inteligente o fato de os VEs permanecerem mais tempo estacionados nas ECs do que o necessário para carregar completamente suas baterias ou efetuar a próxima viagem.

4. ESTUDO DE CASO

De modo a investigar a metodologia desenvolvida aplicada, foi utilizada uma rede de distribuição de média tensão de uma cidade inteligente (modelo), localizada no laboratório BISITE [50] da Universidade de Salamanca. O esquemático da SC é apresentado na Figura 10.

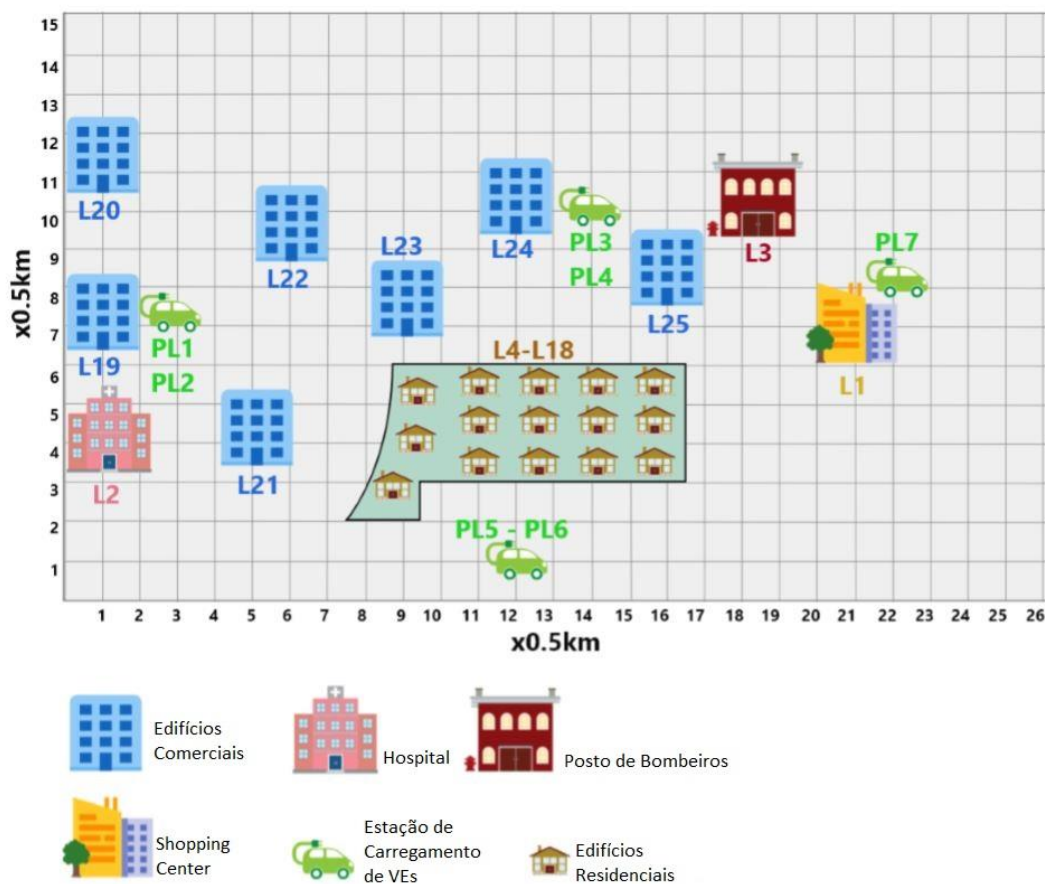


Figura 10 - Esquemático da Cidade Inteligente. Adaptado de [50].

Esta RD possui uma subestação de 30 MVA, 25 pontos de carga, 15 unidades de GD (2 parques eólicos e 13 parques fotovoltaicos) e 4 bancos de capacitores de 1 Mvar. Na Figura

11 é apresentado um diagrama unifilar do sistema, de modo a obter uma melhor representação do circuito.

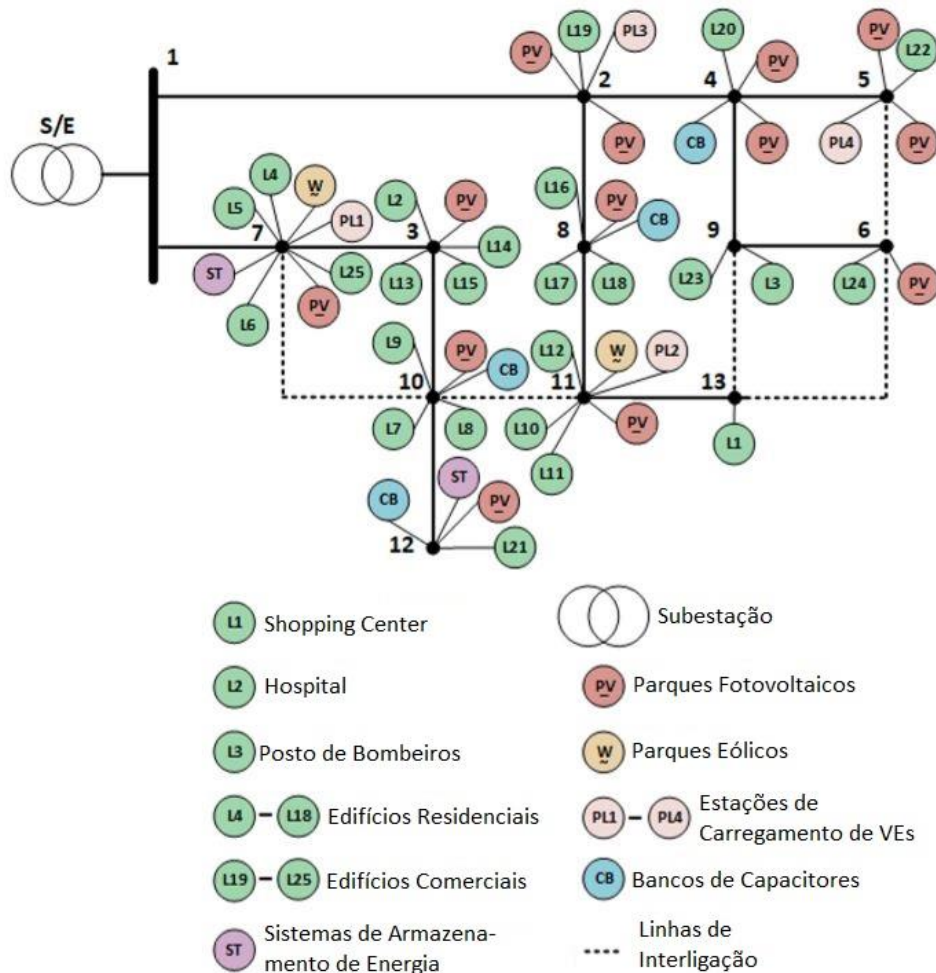


Figura 11 - Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição. Adaptado de [50].

Para simular o carregamento, foram consideradas 7 estações de carregamento e utilizadores que possuam um carregador privativo em casa. Dentre estas 7 ECs, 4 (duas no barramento 7 (PL1) e duas no barramento 11 (PL2)), são estações de carregamento normal, com potência de 7,2 kW em cada ponto de conexão. As 3 ECs restantes são estações de carregamento rápido, sendo duas no barramento 2 (PL3) e uma no barramento 5 (PL4), com potência de 50 kW em cada ponto de conexão. Cada EC de carregamento normal dispõe de 250 vagas para veículos elétricos, enquanto cada EC de carregamento rápido possui 80 vagas. Os carregadores domésticos têm uma potência de 3,7 kW.

A localização das estações não foi escolhida utilizando uma metodologia. A sua distribuição foi realizada de modo a abranger todos os pontos da cidade, com alguma aleatoriedade. Neste sentido, o objetivo passa sempre por perceber quais e como os variados fatores podem influenciar a escolha do local de carregamento e, de que forma os preços da energia influenciam os utilizadores dos VEs.

A penetração de geração distribuída corresponde a 27% (10,925 MW) da potência instalada total, onde 24% é oriundo de produção eólica e 3% de produção fotovoltaica. Cada parque eólico possui 6 turbinas eólicas E48 800 kW ENERCON. As características dos parques fotovoltaicos são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Características dos Módulos Fotovoltaicos

Parâmetros	Valor
Potência Nominal (W)	85,00
Corrente de Curto-Circuito (A)	1,62
Temperatura Nominal de Operação da Célula (°C)	45
Tensão de Circuito Aberto (V)	56,7
Corrente no Ponto de Máxima Potência (A)	1,41
Tensão no Ponto de Máxima Potência (V)	45,5
Coefficiente de Tensão para Temperatura Alta (>25 °C) (V/°C)	-0,1531
Coefficiente de Tensão para Temperatura Baixa (-40 °C até 25 °C) (V/°C)	-0,1134
Coefficiente de Corrente para Temperatura (A/°C)	6,48x10 ⁻⁴

De acordo com as características dos módulos fotovoltaicos apresentados na Tabela 5, são apresentadas na Tabela 6 as características do parque fotovoltaico presente no barramento 12.

Tabela 6 - Características do Parque Fotovoltaico do Barramento 12

Parâmetros	Valor
Número de Módulos	104
Número de Painéis	120
Número Total de Módulos	12.480

De acordo com as características dos módulos fotovoltaicos apresentados na Tabela 5, são apresentadas na Tabela 7 as características dos parques fotovoltaicos presentes nos barramentos 2-8, 10 e 11.

Tabela 7 - Características dos Parques Fotovoltaicos dos Barramentos 2-8, 10 e 11

Parâmetros	Valor
Número de Módulos	104
Número de Painéis	30
Número Total de Módulos	3.120

O custo considerado para o congestionamento nas linhas é de 0,02 €/kW para situações em que o fluxo de potência seja superior a 50% do limite térmico das mesmas. A SC apresentada possui 5 tipos de cargas, nomeadamente:

- Edifícios Residenciais (1375 casas);
- Edifícios Comerciais (7 edifícios);
- Hospital;
- Posto de Bombeiros;
- Shopping Center.

Como é apresentado em [50], o dia escolhido para as simulações foi o dia 19/03/2017, dia do qual foram retirados os preços do mercado de energia do OMIE, que constam na Figura 12.

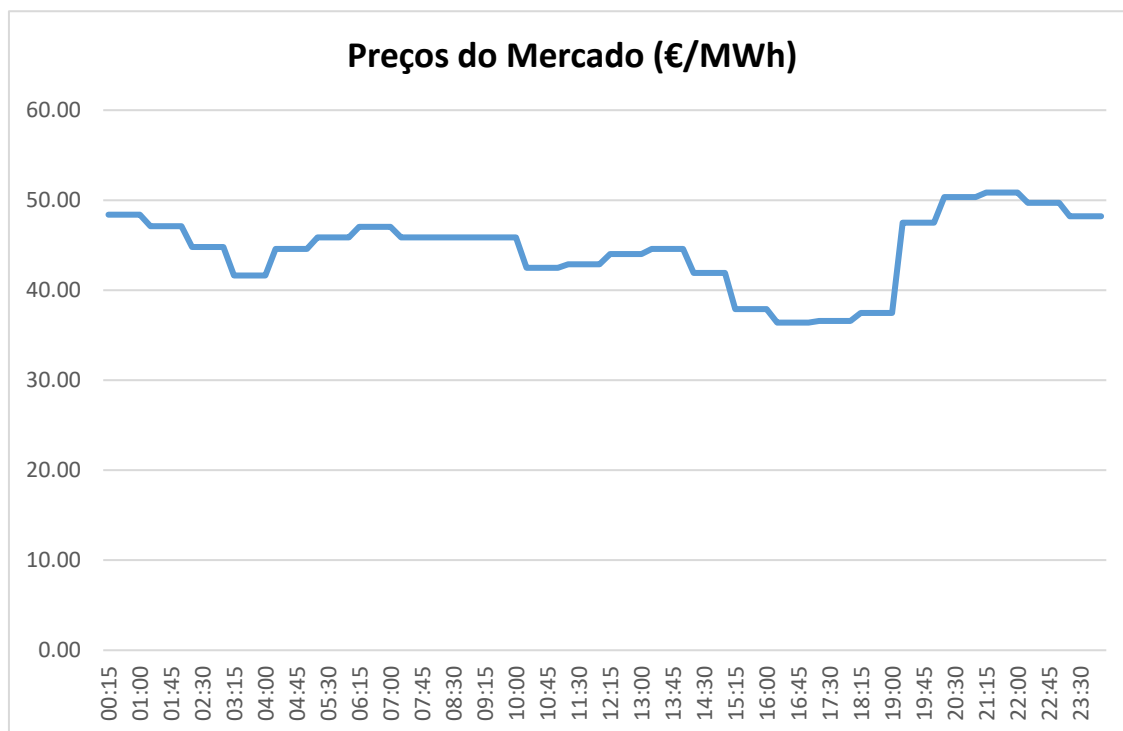


Figura 12 - Preços do Mercado. Adaptado de [50].

Para o dia em questão, também são apresentadas as gerações renováveis da SC, conforme Figura 13.

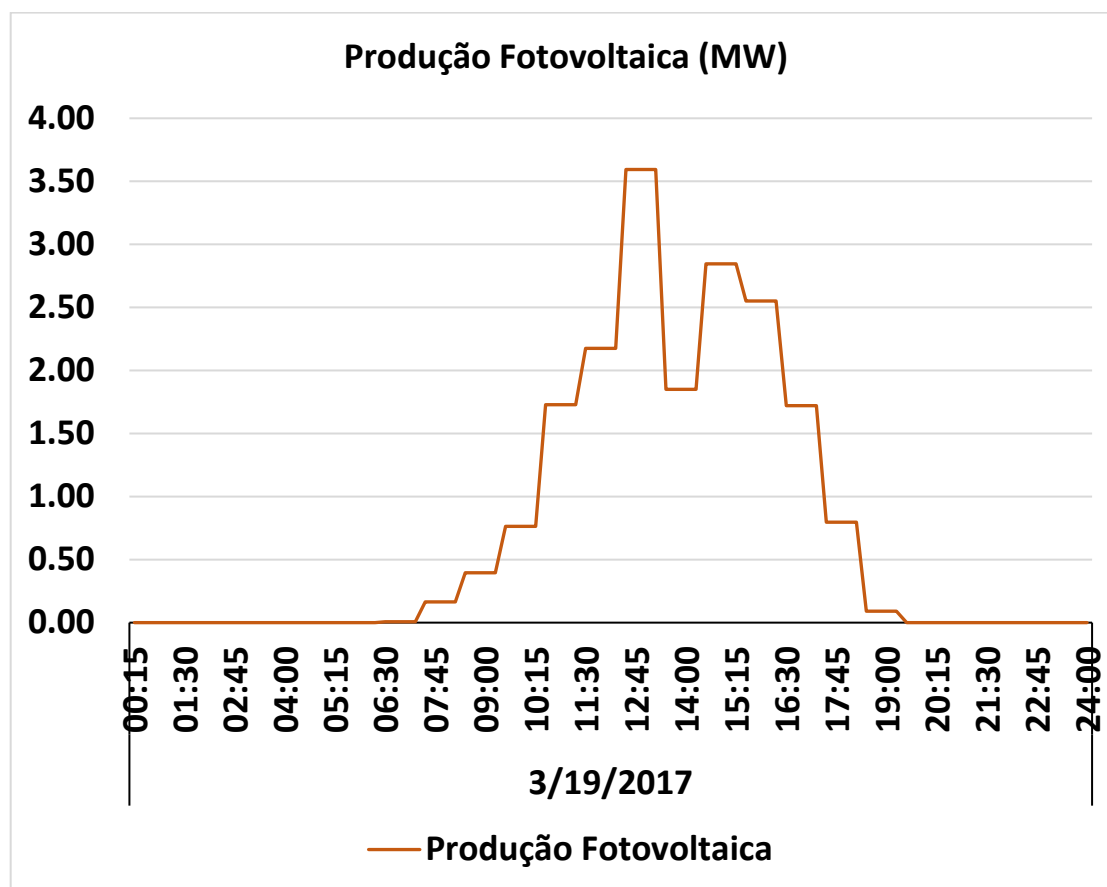


Figura 13 - Produção Renovável. Adaptado de [50].

Ao analisar a Figura 13, percebe-se que não existe produção eólica no dia em questão, apenas fotovoltaica. Como a geração eólica é caracterizada por sua maior produção se encontrar no período noturno, onde a velocidade dos ventos é mais alta, pode-se observar que neste dia os preços terão uma tendência de serem mais elevados no início da noite, pois além dos preços da energia em si serem mais altos, não haverá produção renovável. A seguir são apresentados as potências demandadas ao longo do dia do hospital, corpo de bombeiros, *shopping center*, edifícios comerciais e residenciais, respectivamente. Nas mesmas figuras com as informações das potências demandada pelos locais, também são apresentadas as respectivas produções fotovoltaicas presentes na cobertura de cada um destes locais.

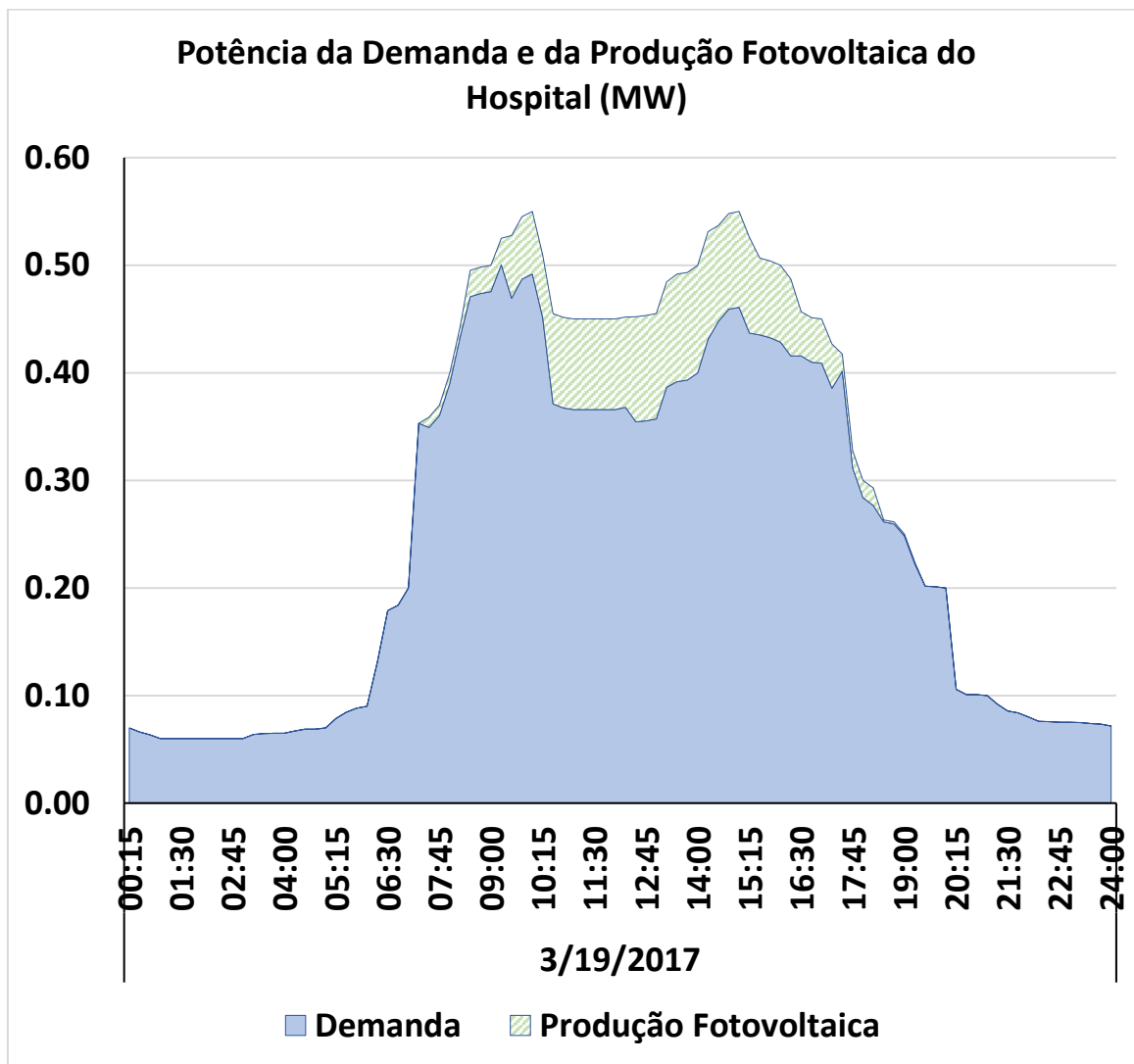


Figura 14 - Potência da Demanda e da Produção Fotovoltaica do Hospital. Adaptado de [50].

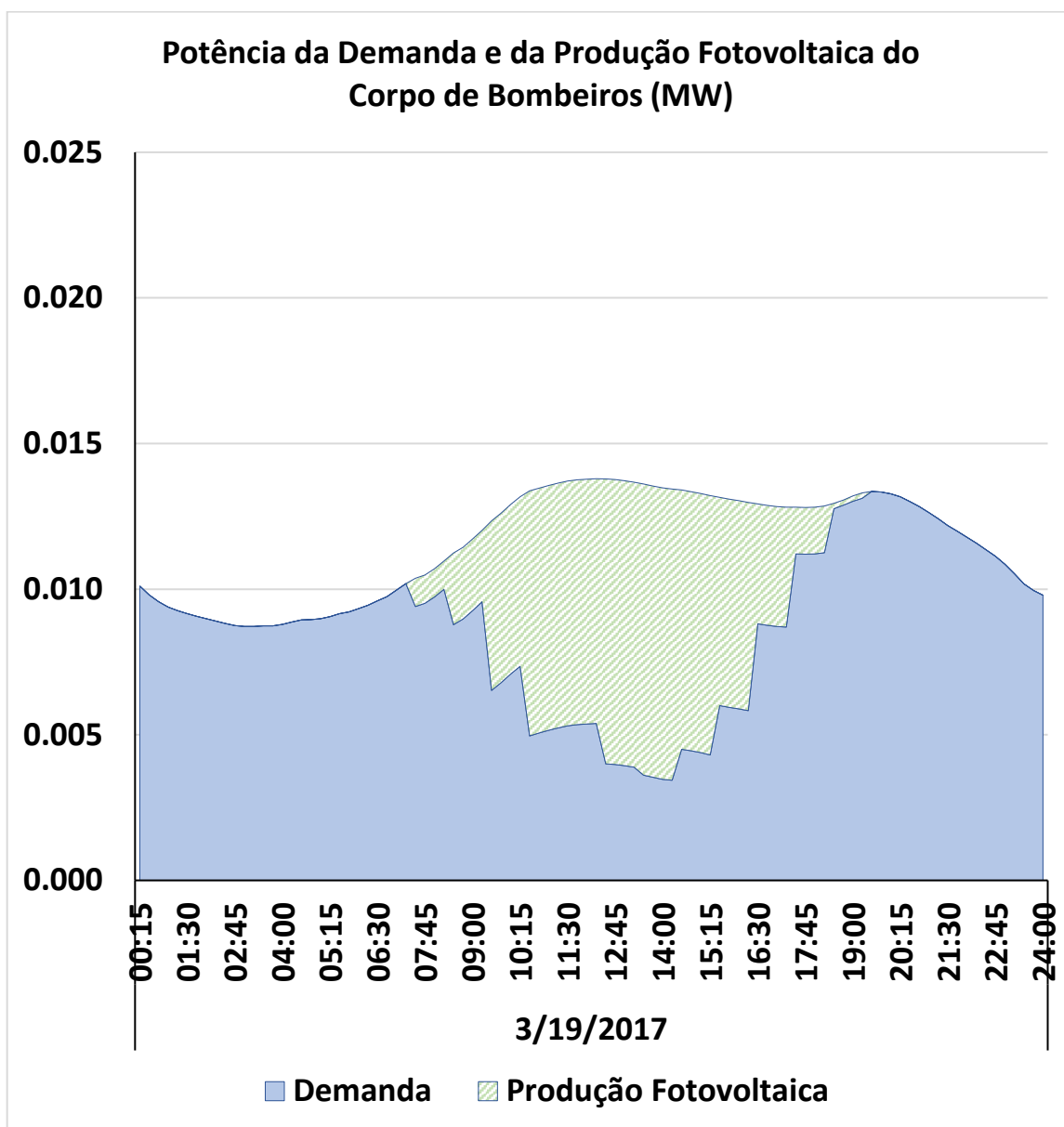


Figura 15 - Potência da Demanda e da Produção Fotovoltaica do Corpo de Bombeiros. Adaptado de [50].

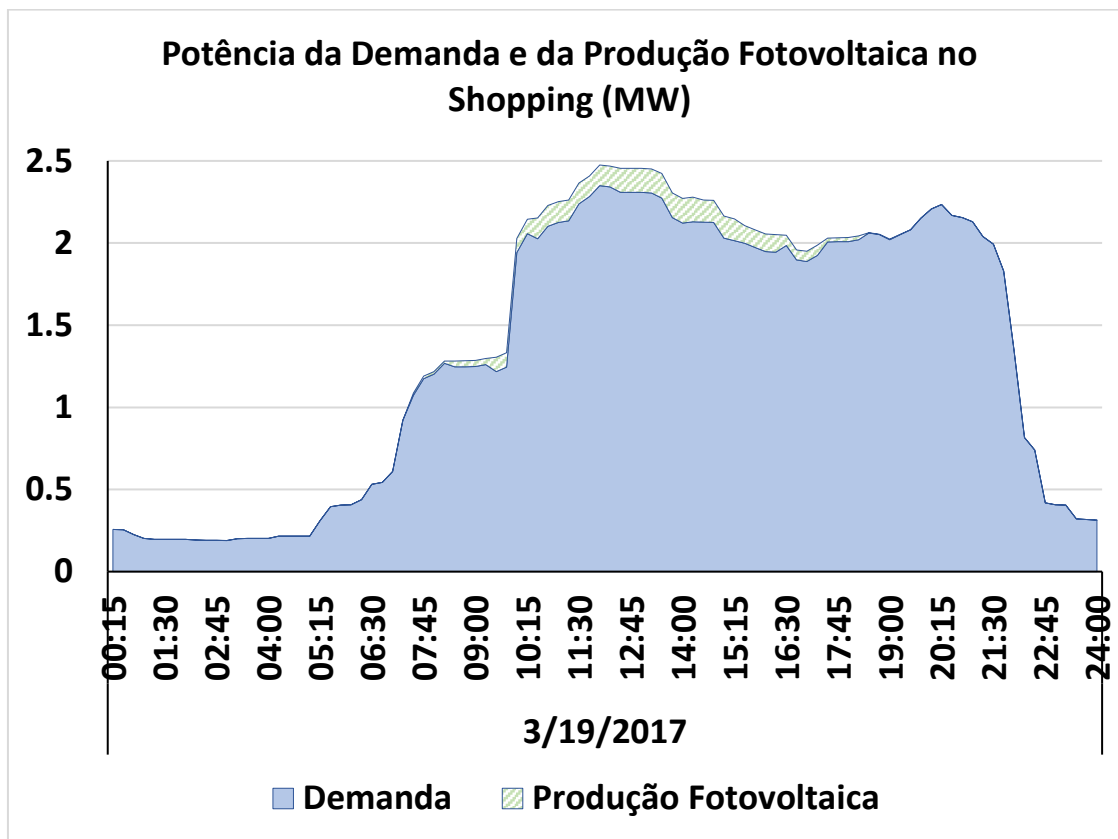


Figura 16 - Potência da Demanda e da Produção Fotovoltaica do Shopping. Adaptado de [50].

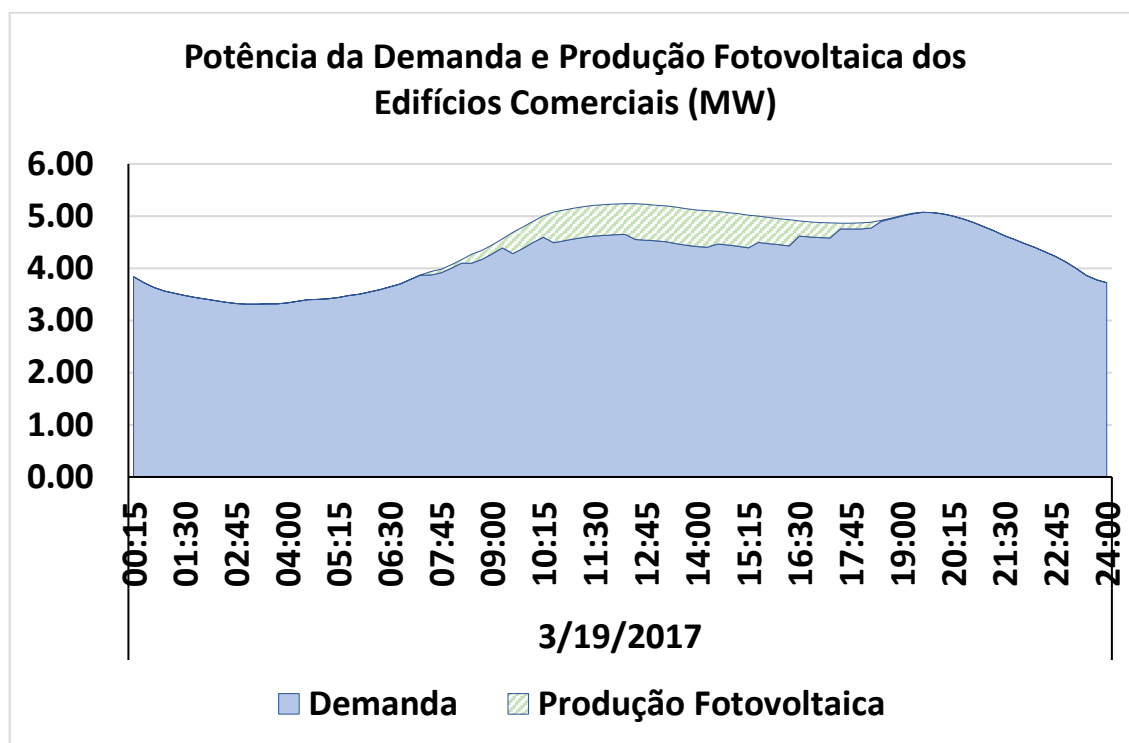


Figura 17 - Potência da Demanda e da Produção Fotovoltaica dos Edifícios Comerciais. Adaptado de [50].

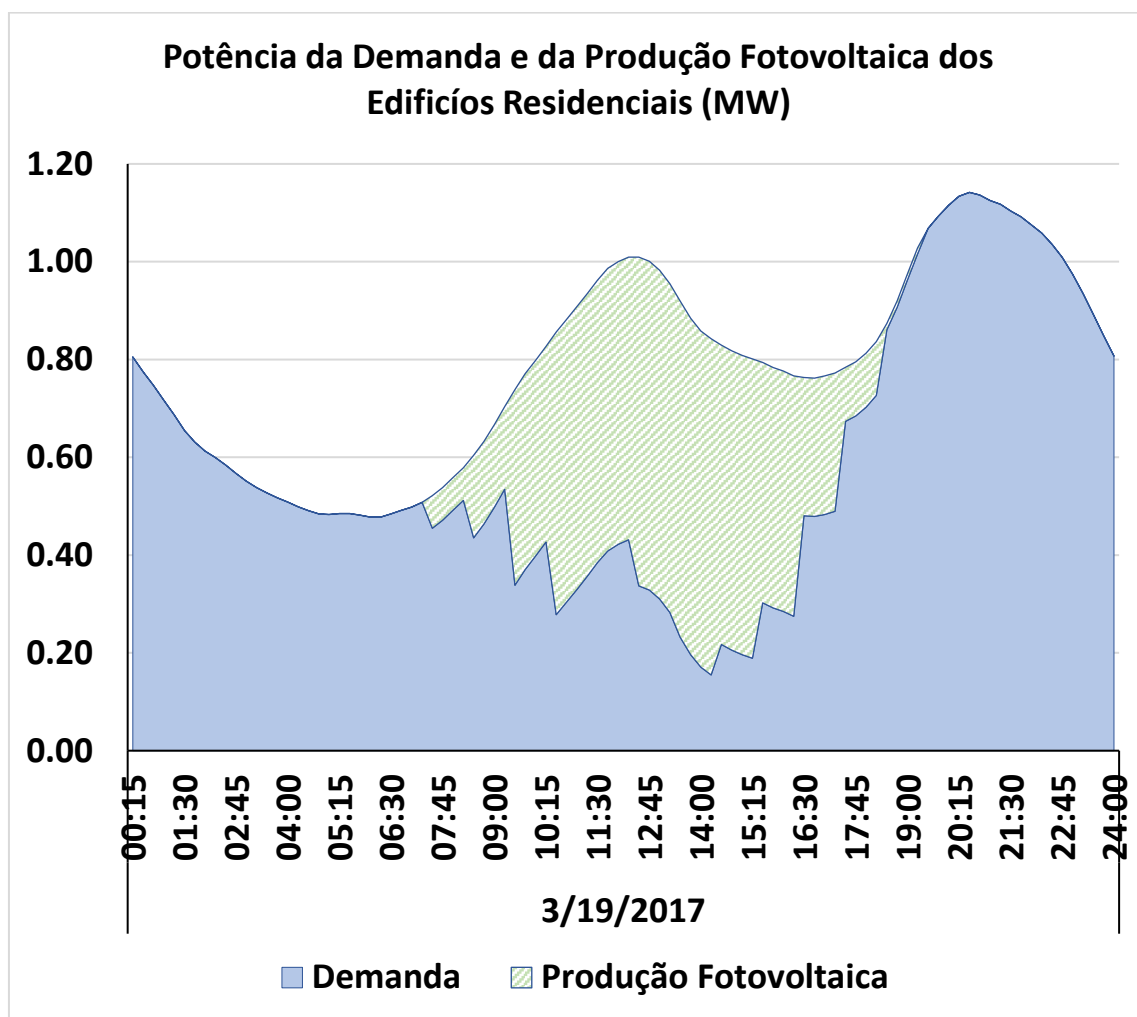


Figura 18 - Potência da Demanda e da Produção Fotovoltaica dos Edifícios Residenciais. Adaptado de [50].

A partir de todas as informações relacionadas as cargas e suas variações ao longo do dia, bem como suas respectivas produções renováveis e variações ao longo do dia, foram elaborados 6 cenários, com o objetivo de aplicar a metodologia apresentada para posterior análise dos resultados obtidos. Os cenários são todos similares, com mudança apenas nos requisitos de preços dos utilizadores de VEs, de modo que seja possível observar a aplicabilidade da estratégia para diferentes preços de flexibilidade.

4.1. CENÁRIO 1

Neste cenário, aplicou-se a estratégia de carregamento descrita no capítulo anterior na rede demonstrada pela Figura 10, de tal forma que o preço médio dos requisitos de preço dos

utilizadores de VEs que foram solicitados para retirar seus veículos de carregamento tenha resultado em 0,095 €/kW. O período mais crítico deste cenário (período com maior custo de operação) foi o período das 20h30min às 20h45min, cujo custo de operação encontrado antes da estratégia foi de 424,05 €. Tal período será o período em análise em todos os demais cenários, para que a comparação entre os cenários seja sempre referente ao mesmo período. A configuração do sistema para o período analisado é apresentada na Figura 19.

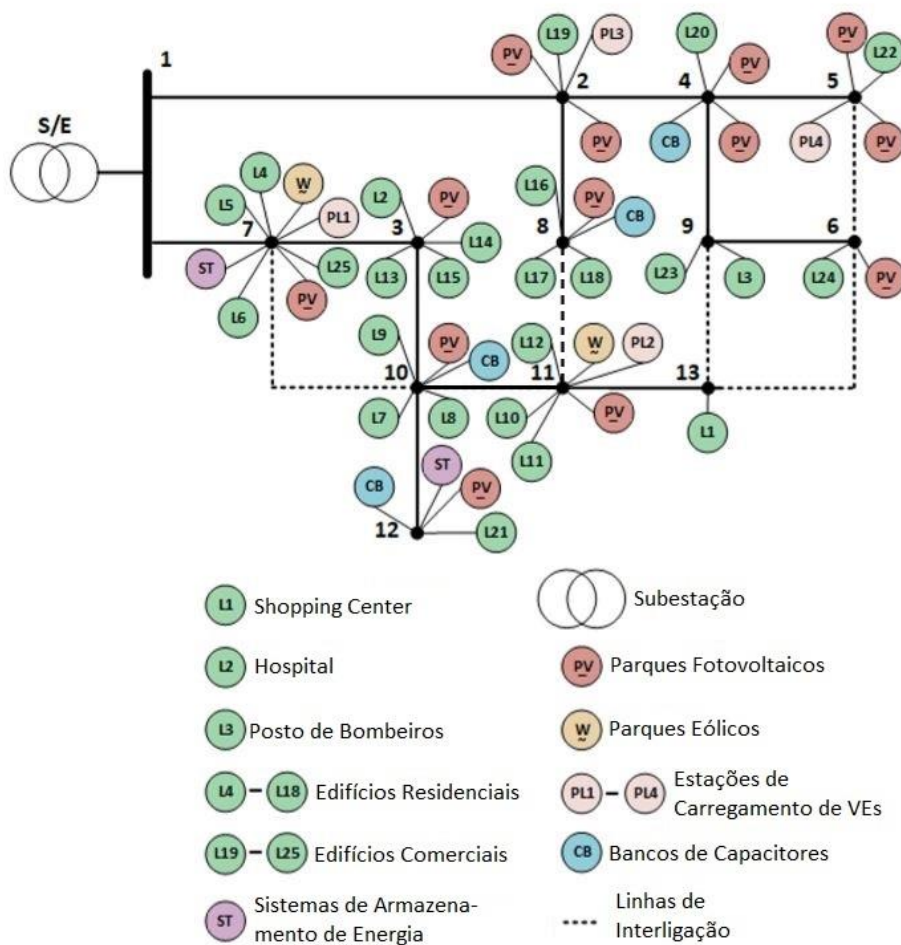


Figura 19 - Configuração da Rede para o Cenário 1.

Percebe-se que as únicas diferenças entre a Figura 10 e a Figura 19 são as linhas que interligam os barramentos 8-11 (que antes estava fechada e agora encontra-se aberta) e os barramentos 10-11 (que antes estava aberta e agora encontra-se fechada). Esta mudança significa que os barramentos 11 e 13 antes eram alimentados pela linha que interliga os barramentos 1-2, e agora estão sendo alimentados pela linha que interliga os barramentos 1-

7. Para avaliar os resultados da aplicação da estratégia, são apresentados os valores da magnitude das tensões em todos os barramentos antes e depois da aplicação da estratégia (retirada de VEs de carregamento), conforme Tabela 8.

Tabela 8 - Tensões nos Barramentos no Cenário 1

Nº Barramento	Tensão Antes da Estratégia (p.u.)	Tensão Depois da Estratégia (p.u.)
1	1	1
2	0,919	0,967
3	0,931	0,978
4	0,904	0,953
5	0,889	0,942
6	0,895	0,944
7	0,941	0,985
8	0,886	0,961
9	0,901	0,948
10	0,923	0,973
11	0,881	0,967
12	0,916	0,971
13	0,877	0,959

Para analisar os valores apresentados na Tabela 8, é necessário identificar o número de VEs em cada EC antes de depois da aplicação da estratégia, para ter conhecimento da quantidade de VEs que foram retirados de carregamento. Tais dados são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Distribuição dos VEs no Cenário 1

Nº da Estação de Carregamento	Nº de VEs Antes da Estratégia	Nº de VEs Depois da Estratégia	Nº de VEs Retirados de Carregamento
1 (Normal)	50	35	15
2 (Normal)	160	125	35
3 (Rápido)	100	80	20
4 (Rápido)	70	60	10

Com base nestas informações, foi possível calcular a potência alterada no sistema pela estratégia, que totalizou em 1.581 kW. Como foi mencionado anteriormente, o preço médio por unidade de potência (kW) alterada no sistema foi de 0,095 €/kW, portanto o custo pago pelo DSO pela flexibilidade dos VEs foi de 150,19 €. Entretanto, como utilizar a estratégia de carregamento acarreta em reduções nos custos dos congestionamentos e das perdas, que juntos totalizaram uma redução de 38,45 €, pode-se concluir que a estratégia aplicada com os requisitos de preço apresentados não foi suficiente para fazer com que a estratégia se tornasse interessante pela perspectiva do DSO, visto que o custo total de operação após a execução da estratégia foi de 535,79 €, enquanto o custo de operação antes era de 424,05 €. Isso deve-se principalmente ao fato de o requisito de preço dos utilizadores de VEs ser muito superior ao custo do congestionamento no sistema (que é linear, ou seja, não existe diferença no custo do congestionamento por unidade de potência se a linha estiver com um carregamento percentual de 51% ou 99%, o que não é verdade na prática, pois o custo do congestionamento nas linhas geralmente obedece uma função exponencial, de modo que os custos de congestionamento nas linhas por unidade de potência aumentem a medida que o congestionamento aumenta).

Mesmo com o custo de operação de rede se tornando mais elevado após a aplicação da estratégia, é evidente que as grandezas da rede melhoraram, desde às tensões nos barramentos, Tabela 8, até o fluxo de potência nas linhas, apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 1

Linhas	Congestionamento Antes da Estratégia (%)	Congestionamento Depois da Estratégia (%)
1 – 2	93,27	82,09
1 – 7	51,02	48,34
2 – 4	74,31	70,58
4 – 5	65,79	62,06
7 – 3	41,05	39,15
3 – 10	38,25	36,35
10 - 11	30,69	28,78

Conforme pode ser observado na Tabela 10, apenas foram apresentados os fluxos de potência nas linhas em que a alteração na potência de carregamento das ECs exerça alguma influência, de modo que o entendimento dos dados da tabela se tornem mais claros. Pode-se perceber que todas as linhas sofreram uma redução nos seus congestionamentos após a aplicação da estratégia, o que já era esperado, visto que a estratégia determinou uma diminuição no número de VEs conectados ao sistema. Porém, observa-se também que as maiores reduções nos congestionamentos foram nas linhas que suprem as estações de carregamento rápido (linhas 1-2, 2-4 e 4-5), o que também era esperado, visto que estas estações demandam uma maior quantidade de energia da rede.

4.2. CENÁRIO 2

Neste cenário, aplicou-se a estratégia de carregamento descrita no capítulo anterior na rede demonstrada pela Figura 10, de tal forma que o preço médio dos requisitos de preço dos utilizadores de VEs que foram solicitados para retirar seus veículos de carregamento tenha resultado em 0,083 €/kW. O período analisado é o mesmo do Cenário 1, ou seja, o período

das 20h30min às 20h45min, cujo custo de operação antes da estratégia é de 424,05 €. De forma análoga, a configuração do sistema também é semelhante ao Cenário 1, apresentado pela Figura 19.

Para avaliar os resultados da aplicação da estratégia, são apresentados os valores da magnitude das tensões em todos os barramentos antes e depois da aplicação da estratégia (retirada de VEs de carregamento), conforme Tabela 11.

Tabela 11 - Tensões nos Barramentos no Cenário 2

Nº Barramento	Tensão Antes da Estratégia (p.u.)	Tensão Depois da Estratégia (p.u.)
1	1	1
2	0,919	0,967
3	0,931	0,978
4	0,904	0,953
5	0,889	0,942
6	0,895	0,944
7	0,941	0,985
8	0,886	0,961
9	0,901	0,948
10	0,923	0,973
11	0,881	0,967
12	0,916	0,971
13	0,877	0,959

Para analisar os valores apresentados na Tabela 11, é necessário identificar o número de VEs em cada EC antes de depois da aplicação da estratégia, para ter conhecimento da quantidade de VEs que foram retirados de carregamento. Tais dados são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Distribuição dos VEs no Cenário 2

Nº da Estação de Carregamento	Nº de VEs Antes da Estratégia	Nº de VEs Depois da Estratégia	Nº de VEs Retirados de Carregamento
1 (Normal)	50	35	15
2 (Normal)	160	125	35
3 (Rápido)	100	80	20
4 (Rápido)	70	60	10

Com base nestas informações, foi possível calcular a potência alterada no sistema pela estratégia, que totalizou em 1.581 kW. Como foi mencionado anteriormente, o preço médio por unidade de potência (kW) alterada no sistema foi de 0,083 €/kW, portanto o custo pago pelo DSO pela flexibilidade dos VEs foi de 131,22 €. Entretanto, como utilizar a estratégia de carregamento acarreta em reduções nos custos dos congestionamentos e das perdas, que juntos totalizaram uma redução de 38,45 €, pode-se concluir que a estratégia aplicada com os requisitos de preço apresentados não foi suficiente para fazer com que a estratégia se tornasse interessante pela perspectiva do DSO, visto que o custo total de operação após a execução da estratégia foi de 516,82 €, enquanto o custo de operação antes era de 424,05 €. Isso deve-se principalmente ao fato de o requisito de preço dos utilizadores de VEs ser muito superior ao custo do congestionamento no sistema, conforme explicado no Cenário 1.

Mesmo com o custo de operação de rede se tornando mais elevado após a aplicação da estratégia, é evidente que as grandezas da rede melhoraram, desde às tensões nos barramentos, Tabela 11, até o fluxo de potência nas linhas, apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 2

Linhas	Congestionamento Antes da Estratégia (%)	Congestionamento Depois da Estratégia (%)
1 – 2	93,27	82,09
1 – 7	51,02	48,34
2 – 4	74,31	70,58
4 – 5	65,79	62,06
7 – 3	41,05	39,15
3 – 10	38,25	36,35
10 - 11	30,69	28,78

Conforme pode ser observado na Tabela 13, apenas foram apresentados os fluxos de potência nas linhas em que a alteração na potência de carregamento das ECs exerça alguma influência, de modo que o entendimento dos dados da tabela se tornem mais claros. Pode-se perceber que todas as linhas sofreram uma redução nos seus congestionamentos após a aplicação da estratégia, o que já era esperado, visto que a estratégia determinou uma diminuição no número de VEs conectados ao sistema. Porém, observa-se também que as maiores reduções nos congestionamentos foram nas linhas que suprem as estações de carregamento rápido (linhas 1-2, 2-4 e 4-5), o que também era esperado, visto que estas estações demandam uma maior quantidade de energia da rede.

Ao comparar este cenário com o anterior, percebe-se que a estratégia foi exatamente a mesma, de modo a retirar a mesma quantidade de VEs de carregamento, diferindo apenas nos requisitos de preços dos utilizadores, de modo a fazer com que o custo final de operação do sistema após a estratégia seja distinto, e mais baixo, porém, ainda não compensável pela perspectiva do DSO.

4.3. CENÁRIO 3

Neste cenário, aplicou-se a estratégia de carregamento descrita no capítulo anterior na rede demonstrada pela Figura 10, de tal forma que o preço médio dos requisitos de preço dos utilizadores de VEs que foram solicitados para retirar seus veículos de carregamento tenha resultado em 0,059 €/kW. O período analisado é o mesmo do Cenário 1, ou seja, o período das 20h30min às 20h45min, cujo custo de operação antes da estratégia é de 424,05 €. De forma análoga, a configuração do sistema também é semelhante ao Cenário 1, apresentado pela Figura 19.

Para avaliar os resultados da aplicação da estratégia, são apresentados os valores da magnitude das tensões em todos os barramentos antes e depois da aplicação da estratégia (retirada de VEs de carregamento), conforme Tabela 14.

Tabela 14 - Tensões nos Barramentos no Cenário 3

Nº Barramento	Tensão Antes da Estratégia (p.u.)	Tensão Depois da Estratégia (p.u.)
1	1	1
2	0,919	0,967
3	0,931	0,981
4	0,904	0,953
5	0,889	0,942
6	0,895	0,944
7	0,941	0,987
8	0,886	0,961
9	0,901	0,948
10	0,923	0,976
11	0,881	0,971
12	0,916	0,974
13	0,877	0,963

Para analisar os valores apresentados na Tabela 14, é necessário identificar o número de VEs em cada EC antes de depois da aplicação da estratégia, para ter conhecimento da quantidade de VEs que foram retirados de carregamento. Tais dados são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - Distribuição dos VEs no Cenário 3

Nº da Estação de Carregamento	Nº de VEs Antes da Estratégia	Nº de VEs Depois da Estratégia	Nº de VEs Retirados de Carregamento
1 (Normal)	50	35	15
2 (Normal)	160	120	40
3 (Rápido)	100	80	20
4 (Rápido)	70	60	10

Com base nestas informações, foi possível calcular a potência alterada no sistema pela estratégia, que totalizou em 1.611,6 kW. Como foi mencionado anteriormente, o preço médio por unidade de potência (kW) alterada no sistema foi de 0,059 €/kW, portanto o custo pago pelo DSO pela flexibilidade dos VEs foi de 95,08 €. Entretanto, como utilizar a estratégia de carregamento acarreta em reduções nos custos dos congestionamentos e das perdas, que juntos totalizaram uma redução de 39,27 €, pode-se concluir que a estratégia aplicada com os requisitos de preço apresentados não foi suficiente para fazer com que a estratégia se tornasse interessante pela perspectiva do DSO, visto que o custo total de operação após a execução da estratégia foi de 479,86 €, enquanto o custo de operação antes era de 424,05 €. Isso deve-se principalmente ao fato de o requisito de preço dos utilizadores de VEs ser muito superior ao custo do congestionamento no sistema, conforme explicado no Cenário 1.

Mesmo com o custo de operação de rede se tornando mais elevado após a aplicação da estratégia, é evidente que as grandezas da rede melhoraram, desde às tensões nos barramentos, Tabela 14, até o fluxo de potência nas linhas, apresentado na Tabela 16.

Tabela 16 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 3

Linhas	Congestionamento Antes da Estratégia (%)	Congestionamento Depois da Estratégia (%)
1 – 2	93,27	82,09
1 – 7	51,02	48,03
2 – 4	74,31	70,58
4 – 5	65,79	62,06
7 – 3	41,05	38,88
3 – 10	38,25	36,08
10 - 11	30,69	28,51

Conforme pode ser observado na Tabela 16, apenas foram apresentados os fluxos de potência nas linhas em que a alteração na potência de carregamento das ECs exerça alguma influência, de modo que o entendimento dos dados da tabela se tornem mais claros. Pode-se perceber que todas as linhas sofreram uma redução nos seus congestionamentos após a aplicação da estratégia, o que já era esperado, visto que a estratégia determinou uma diminuição no número de VEs conectados ao sistema. Porém, observa-se também que as maiores reduções nos congestionamentos foram nas linhas que suprem as estações de carregamento rápido (linhas 1-2, 2-4 e 4-5), o que também era esperado, visto que estas estações demandam uma maior quantidade de energia da rede.

Ao comparar este cenário com os anteriores, percebe-se que a estratégia não resultou na retirada da mesma quantidade de VEs, visto que foram retirados 5 VEs de carregamento na EC 2 a mais que nos anteriores. Isto se deve ao fato de os requisitos de preço de flexibilidade dos utilizadores ser gerado de maneira aleatória, portanto, o que neste caso, acarretou na retirada de mais 5 veículos de carregamento. Como a EC 2 é caracterizada por ser uma estação de carregamento normal (com potência de carregamento de 7,2 kW), esta mudança

não acarretou em alterações significativas tanto nas tensões nos barramentos quanto no fluxo de potência nas linhas. Mesmo com a média do preço de flexibilidade dos utilizadores de VEs sendo mais baixa, ainda não foi suficiente para fazer com que o custo de operação da rede se tornasse inferior após a aplicação da estratégia, não compensando pela perspectiva do DSO.

4.4. CENÁRIO 4

Neste cenário, aplicou-se a estratégia de carregamento descrita no capítulo anterior na rede demonstrada pela Figura 10, de tal forma que o preço médio dos requisitos de preço dos utilizadores de VEs que foram solicitados para retirar seus veículos de carregamento tenha resultado em 0,041 €/kW. O período analisado é o mesmo do Cenário 1, ou seja, o período das 20h30min às 20h45min, cujo custo de operação antes da estratégia é de 424,05 €. De forma análoga, a configuração do sistema também é semelhante ao Cenário 1, apresentado pela Figura 19.

Para avaliar os resultados da aplicação da estratégia, são apresentados os valores da magnitude das tensões em todos os barramentos antes e depois da aplicação da estratégia (retirada de VEs de carregamento), conforme Tabela 17.

Tabela 17 - Tensões nos Barramentos no Cenário 4

Nº Barramento	Tensão Antes da Estratégia (p.u.)	Tensão Depois da Estratégia (p.u.)
1	1	1
2	0,919	0,961
3	0,931	0,978
4	0,904	0,949
5	0,889	0,936
6	0,895	0,939
7	0,941	0,985
8	0,886	0,957
9	0,901	0,945
10	0,923	0,973
11	0,881	0,967
12	0,916	0,971
13	0,877	0,959

Para analisar os valores apresentados na Tabela 17, é necessário identificar o número de VEs em cada EC antes de depois da aplicação da estratégia, para ter conhecimento da quantidade de VEs que foram retirados de carregamento. Tais dados são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Distribuição dos VEs no Cenário 4

Nº da Estação de Carregamento	Nº de VEs Antes da Estratégia	Nº de VEs Depois da Estratégia	Nº de VEs Retirados de Carregamento
1 (Normal)	50	35	15
2 (Normal)	160	125	35
3 (Rápido)	100	85	15
4 (Rápido)	70	60	10

Com base nestas informações, foi possível calcular a potência alterada no sistema pela estratégia, que totalizou em 1.368,5 kW. Como foi mencionado anteriormente, o preço médio por unidade de potência (kW) alterada no sistema foi de 0,041 €/kW, portanto o custo pago pelo DSO pela flexibilidade dos VEs foi de 56,11 €. Entretanto, como utilizar a estratégia de carregamento acarreta em reduções nos custos dos congestionamentos e das perdas, que juntos totalizaram uma redução de 33,76 €, pode-se concluir que a estratégia aplicada com os requisitos de preço apresentados não foi suficiente para fazer com que a estratégia se tornasse interessante pela perspectiva do DSO, visto que o custo total de operação após a execução da estratégia foi de 446,40 €, enquanto o custo de operação antes era de 424,05 €. Isso deve-se principalmente ao fato de o requisito de preço dos utilizadores de VEs ser muito superior ao custo do congestionamento no sistema, conforme explicado no Cenário 1.

Mesmo com o custo de operação de rede se tornando mais elevado após a aplicação da estratégia, é evidente que as grandezas da rede melhoraram, desde às tensões nos barramentos, Tabela 17, até o fluxo de potência nas linhas, apresentado na Tabela 19.

Tabela 19 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 4

Linhas	Congestionamento Antes da Estratégia (%)	Congestionamento Depois da Estratégia (%)
1 – 2	93,27	84,09
1 – 7	51,02	48,34
2 – 4	74,31	70,58
4 – 5	65,79	62,06
7 – 3	41,05	39,15
3 – 10	38,25	36,35
10 - 11	30,69	28,78

Conforme pode ser observado na Tabela 19, apenas foram apresentados os fluxos de potência nas linhas em que a alteração na potência de carregamento das ECs exerça alguma influência, de modo que o entendimento dos dados da tabela se tornem mais claros. Pode-se perceber que todas as linhas sofreram uma redução nos seus congestionamentos após a aplicação da estratégia, o que já era esperado, visto que a estratégia determinou uma diminuição no número de VEs conectados ao sistema. Porém, observa-se também que as maiores reduções nos congestionamentos foram nas linhas que suprem as estações de carregamento rápido (linhas 1-2, 2-4 e 4-5), o que também era esperado, visto que estas estações demandam uma maior quantidade de energia da rede.

Ao comparar este cenário com os anteriores, percebe-se que a estratégia não resultou na retirada da mesma quantidade de VEs, visto que foram retirados 5 VEs de carregamento na EC 3 a menos que nos anteriores. Isto se deve ao fato de os requisitos de preço de flexibilidade dos utilizadores ser gerado de maneira aleatória, portanto, o que neste caso, acarretou na retirada de um número menor de VEs de carregamento. Como a EC 3 é caracterizada por ser uma estação de carregamento rápido (com potência de carregamento

de 50 kW), esta mudança acarretou em algumas pequenas alterações nas tensões nos barramentos e no fluxo de potência nas linhas. Mesmo com a média do preço de flexibilidade dos utilizadores de VEs sendo mais baixa, ainda não foi suficiente para fazer com que o custo de operação da rede se tornasse inferior após a aplicação da estratégia, não compensando pela perspectiva do DSO.

4.5. CENÁRIO 5

Neste cenário, aplicou-se a estratégia de carregamento descrita no capítulo anterior na rede demonstrada pela Figura 10, de tal forma que o preço médio dos requisitos de preço dos utilizadores de VEs que foram solicitados para retirar seus veículos de carregamento tenha resultado em 0,022 €/kW. O período analisado é o mesmo do Cenário 1, ou seja, o período das 20h30min às 20h45min, cujo custo de operação antes da estratégia é de 424,05 €. De forma análoga, a configuração do sistema também é semelhante ao Cenário 1, apresentado pela Figura 19.

Para avaliar os resultados da aplicação da estratégia, são apresentados os valores da magnitude das tensões em todos os barramentos antes e depois da aplicação da estratégia (retirada de VEs de carregamento), conforme Tabela 20.

Tabela 20 - Tensões nos Barramentos no Cenário 5

Nº Barramento	Tensão Antes da Estratégia (p.u.)	Tensão Depois da Estratégia (p.u.)
1	1	1
2	0,919	0,967
3	0,931	0,978
4	0,904	0,953
5	0,889	0,942
6	0,895	0,944
7	0,941	0,985
8	0,886	0,961
9	0,901	0,948
10	0,923	0,973
11	0,881	0,967
12	0,916	0,971
13	0,877	0,959

Para analisar os valores apresentados na Tabela 20, é necessário identificar o número de VEs em cada EC antes de depois da aplicação da estratégia, para ter conhecimento da quantidade de VEs que foram retirados de carregamento. Tais dados são apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 - Distribuição dos VEs no Cenário 5

Nº da Estação de Carregamento	Nº de VEs Antes da Estratégia	Nº de VEs Depois da Estratégia	Nº de VEs Retirados de Carregamento
1 (Normal)	50	35	15
2 (Normal)	160	125	35
3 (Rápido)	100	80	20
4 (Rápido)	70	60	10

Com base nestas informações, foi possível calcular a potência alterada no sistema pela estratégia, que totalizou em 1.581 kW. Como foi mencionado anteriormente, o preço médio por unidade de potência (kW) alterada no sistema foi de 0,022 €/kW, portanto o custo pago pelo DSO pela flexibilidade dos VEs foi de 34,78 €. Entretanto, como utilizar a estratégia de carregamento acarreta em reduções nos custos dos congestionamentos e das perdas, que juntos totalizaram uma redução de 38,45 €, pode-se concluir que a estratégia aplicada com os requisitos de preço apresentados foi suficiente para fazer com que a estratégia se tornasse interessante pela perspectiva do DSO, visto que o custo total de operação após a execução da estratégia foi de 420,38 €, enquanto o custo de operação antes era de 424,05 €.

Visando mostrar as melhorias que a aplicação da estratégia acarretou no sistema, é apresentado na Tabela 22 o fluxo de potência nas linhas antes e depois da estratégia.

Tabela 22 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 5

Linhas	Congestionamento Antes da Estratégia (%)	Congestionamento Depois da Estratégia (%)
1 – 2	93,27	82,09
1 – 7	51,02	48,34
2 – 4	74,31	70,58
4 – 5	65,79	62,06
7 – 3	41,05	39,15
3 – 10	38,25	36,35
10 - 11	30,69	28,78

Conforme pode ser observado na Tabela 22, apenas foram apresentados os fluxos de potência nas linhas em que a alteração na potência de carregamento das ECs exerça alguma influência, de modo que o entendimento dos dados da tabela se tornem mais claros. Pode-se perceber que todas as linhas sofreram uma redução nos seus congestionamentos após a aplicação da estratégia, o que já era esperado, visto que a estratégia determinou uma diminuição no número de VEs conectados ao sistema. Porém, observa-se também que as maiores reduções nos congestionamentos foram nas linhas que suprem as estações de carregamento rápido (linhas 1-2, 2-4 e 4-5), o que também era esperado, visto que estas estações demandam uma maior quantidade de energia da rede.

Mesmo com o preço médio da flexibilidade dos utilizadores de VEs sendo superior ao preço do congestionamento nas linhas (0,022 €/kW e 0,020 €/kW, respectivamente), a estratégia mostrou-se vantajosa para o DSO, visto que além do custo de operação da rede se tornar mais baixo após a aplicação da estratégia, a rede se encontra em melhores condições de operação.

4.6. CENÁRIO 6

Neste cenário, aplicou-se a estratégia de carregamento descrita no capítulo anterior na rede demonstrada pela Figura 10, de tal forma que o preço médio dos requisitos de preço dos utilizadores de VEs que foram solicitados para retirar seus veículos de carregamento tenha resultado em 0,017 €/kW. O período analisado é o mesmo do Cenário 1, ou seja, o período das 20h30min às 20h45min, cujo custo de operação antes da estratégia é de 424,05 €. De forma análoga, a configuração do sistema também é semelhante ao Cenário 1, apresentado pela Figura 19.

Para avaliar os resultados da aplicação da estratégia, são apresentados os valores da magnitude das tensões em todos os barramentos antes e depois da aplicação da estratégia (retirada de VEs de carregamento), conforme Tabela 23.

Tabela 23 - Tensões nos Barramentos do Cenário 6

Nº Barramento	Tensão Antes da Estratégia (p.u.)	Tensão Depois da Estratégia (p.u.)
1	1	1
2	0,919	0,967
3	0,931	0,978
4	0,904	0,953
5	0,889	0,942
6	0,895	0,944
7	0,941	0,985
8	0,886	0,961
9	0,901	0,948
10	0,923	0,973
11	0,881	0,967
12	0,916	0,971
13	0,877	0,959

Para analisar os valores apresentados na Tabela 23, é necessário identificar o número de VEs em cada EC antes de depois da aplicação da estratégia, para ter conhecimento da quantidade de VEs que foram retirados de carregamento. Tais dados são apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 - Distribuição dos VEs no Cenário 6

Nº da Estação de Carregamento	Nº de VEs Antes da Estratégia	Nº de VEs Depois da Estratégia	Nº de VEs Retirados de Carregamento
1 (Normal)	50	35	15
2 (Normal)	160	125	35
3 (Rápido)	100	80	20
4 (Rápido)	70	60	10

Com base nestas informações, foi possível calcular a potência alterada no sistema pela estratégia, que totalizou em 1.581 kW. Como foi mencionado anteriormente, o preço médio por unidade de potência (kW) alterada no sistema foi de 0,017 €/kW, portanto o custo pago pelo DSO pela flexibilidade dos VEs foi de 26,87 €. Entretanto, como utilizar a estratégia de carregamento acarreta em reduções nos custos dos congestionamentos e das perdas, que juntos totalizaram uma redução de 38,45 €, pode-se concluir que a estratégia aplicada com os requisitos de preço apresentados foi suficiente para fazer com que a estratégia se tornasse interessante pela perspectiva do DSO, visto que o custo total de operação após a execução da estratégia foi de 412,47 €, enquanto o custo de operação antes era de 424,05 €.

Visando apresentar as melhorias que a aplicação da estratégia acarretou no sistema, é apresentado na Tabela 25 o fluxo de potência nas linhas antes e depois da estratégia.

Tabela 25 - Fluxo de Potência nas Linhas do Cenário 6

Linhas	Congestionamento Antes da Estratégia (%)	Congestionamento Depois da Estratégia (%)
1 – 2	93,27	82,09
1 – 7	51,02	48,34
2 – 4	74,31	70,58
4 – 5	65,79	62,06
7 – 3	41,05	39,15
3 – 10	38,25	36,35
10 - 11	30,69	28,78

Conforme pode ser observado na Tabela 25, apenas foram apresentados os fluxos de potência nas linhas em que a alteração na potência de carregamento das ECs exerça alguma influência, de modo que o entendimento dos dados da tabela se tornem mais claros. Pode-se perceber que todas as linhas sofreram uma redução nos seus congestionamentos após a aplicação da estratégia, o que já era esperado, visto que a estratégia determinou uma diminuição no número de VEs conectados ao sistema. Porém, observa-se também que as maiores reduções nos congestionamentos foram nas linhas que suprem as estações de carregamento rápido (linhas 1-2, 2-4 e 4-5), o que também era esperado, visto que estas estações demandam uma maior quantidade de energia da rede.

Agora, com o preço médio da flexibilidade dos utilizadores de VEs sendo inferior ao preço do congestionamento nas linhas (0,017 €/kW e 0,020 €/kW, respectivamente), é evidente que a estratégia mostrou-se compensável pela perspectiva do DSO, visto que é mais barato pagar para retirar uma determinada quantidade de potência do sistema do que arcar com os custos que esta potência acarreta para o sistema.

4.7. CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentado o estudo de caso, composto pela aplicação da metodologia desenvolvida (apresentada no capítulo anterior) em uma SC, de modo a avaliar os resultados de cada cenário. Todos os cenários são compostos pelas mesmas características, diferindo apenas nos requisitos de preço dos utilizadores de VEs pela sua flexibilidade oferecida, que foi diminuindo cenário à cenário. Desta forma, foi possível observar que a aceitação da estratégia está intimamente ligada ao preço do congestionamento do sistema, de tal forma que a estratégia será sempre vantajosa quando o preço da flexibilidade (por unidade de potência) for inferior ao custo do congestionamento. Isto significa que, como a potência do VE que está a carregar neste período em que a rede está congestionada não é necessária (porque não influenciará na próxima viagem do utilizador), é mais barato para o operador do sistema pagar para este veículo deixar de carregar neste período do que arcar com os custos que este carregamento desnecessário implica na rede. Foi observado também que a estratégia não necessariamente será vantajosa apenas quando o preço da flexibilidade dos VEs for inferior ao custo do congestionamento, pois o preço da flexibilidade pode ser superior ao custo do congestionamento, desde que a redução no custo das perdas ultrapasse essa diferença entre os preços.

Além disto, mesmo nos casos em que o custo de operação do sistema aumentou após a aplicação da estratégia, notou-se uma melhoria nas condições da rede, desde as tensões nos barramentos até o alívio no fluxo de potência nas linhas.

5. CONCLUSÕES

Este capítulo apresenta as conclusões referentes ao trabalho desenvolvido, levando em conta os objetivos alcançados.

5.1. CONTRIBUTOS

Este trabalho contribuiu para a elaboração de uma metodologia para o carregamento inteligente de veículos elétricos, com o objetivo de reduzir o carregamento desnecessário na rede elétrica em períodos de elevada demanda. Para isto, foi elaborada uma estratégia para avaliar as grandezas do sistema, para então tomar a decisão de retirar VEs cujos níveis da bateria são suficientes para efetuar a próxima viagem, além de receber uma remuneração por parte do operador do sistema por esta flexibilidade oferecida.

Outra contribuição desse trabalho foi o desenvolvimento dos algoritmos em uma plataforma Open Source, o que facilita a disseminação das técnicas abordadas nesse estudo, sendo que grande parte da literatura analisada utilizava plataformas pagas, o que limita, de certo modo, a disseminação do conhecimento.

Este trabalho também contribuiu para o programa de investigação e inovação Horizonte 2020 da União Europeia, no âmbito do acordo de subvenção Marie Skłodowska-Curie n.º 641794 (projeto DREAM-GO). Além disso, este trabalho beneficiou de ideias da proposta do projeto recentemente financiado com ref. POCI-01-0145-FEDER-028983 – CENERGETIC.

5.2. TRABALHOS FUTUROS

Como pôde ser observado ao longo do trabalho, este trabalho é composto por um conjunto de algoritmos, que são efetuados em *softwares* distintos, sendo eles a geração de dados (*R Studio*), o simulador de comportamento dos utilizadores de VEs (*R Studio*), a estratégia de

carregamento dos VEs (*R Studio*) e o cálculo de todas as grandezas da rede (fluxos de potência nas linhas, tensões nos barramentos, reconfiguração do sistema) (*Matlab*). Devido a presença de *softwares* distintos, por óbvio, deve-se efetuar a comunicação entre os mesmos, para o envio e recebimento de dados. Porém, a comunicação entre eles é algo demasiadamente demorado, de tal forma que a maior parcela do tempo de simulação é composta por esta comunicação. Portanto, seria muito interessante realizar a passagem de todos os algoritmos para um mesmo *software*, não necessitando mais do envio e recebimento de dados de uma plataforma distinta, reduzindo consideravelmente o tempo de simulação.

Outra sugestão interessante seria efetuar a determinação da potência a ser alterada nas ECs com base nos coeficientes de relaxação do método de decomposição de Benders, para que desta forma, chegue-se em um valor de potência mais preciso em relação ao determinado no presente trabalho.

Como neste trabalho apenas foi analisada a retirada de automóveis de carregamento em períodos nos quais a rede elétrica se encontra mais congestionada, seria possível e útil analisar o contrário, ou seja, verificar os períodos nos quais a rede se encontra pouco congestionada e com um custo de energia relativamente baixo, de tal forma a realizar uma estratégia de coordenação do carregamento inteligente dos VEs para inserção de carros em carregamento.

Além do que foi retratado anteriormente, uma possível melhoria no trabalho poderia ser na geração dos requisitos de preço dos utilizadores de VEs para retirar seus respectivos veículos de carregamento, a qual neste trabalho é gerada de maneira aleatória, apenas com limites mínimos e máximos. Sendo assim, seria interessante efetuar tal geração de preços com base em alguma outra informação dos utilizadores, tais como nível de bateria atual do carro (carros com maior nível de bateria possuem preços mais baixos), relação entre o nível atual da bateria e o necessário para sua próxima viagem (maior diferença entre estes valores pode oferecer um preço mais baixo).

Muito têm-se estudado no sentido de efetuar a transferência de energia no sentido contrário (do veículo para à rede), logo, explorar tal abordagem neste trabalho também é uma sugestão interessante para trabalhos futuros.

Conforme foi abordado na análise dos resultados dos cenários, o custo do congestionamento nas linhas no modelo utilizado é linear, o que não ocorre na prática. Sendo assim, a implementação de um custo de congestionamento nas linhas que obedeça uma função exponencial é uma sugestão relevante para possíveis trabalhos futuros, tornando o modelo ainda mais parecido com a realidade.

Referências Documentais

- [1] G. Resch, L. Liebmann, S. Busch e C. Zehetner, “Scenarios on meeting 27% Renewable Energies by 2030,” European Union, 2015.
- [2] A. Paaso, D. Kushner, S. Bahramirad e A. Khodaei, “Grid Modernization Is Paving the Way for Building Smarter Cities [Technology Leaders],” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 6, nº 2, pp. 6-108, 2018.
- [3] M. Curiale, “From Smart Grids to Smart City,” em *Saudi Arabia Smart Grid Conference (SASG)*, Jeddah, 2014.
- [4] M. L. Tuballa e M. L. Abundo, “A review of the development of Smart Grid technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 710-725, 2016.
- [5] A. A. Kazmi, M. Shahzad, A. Z. Khan e D. R. Shin, “Smart Distribution Networks: A Review of Modern Distribution Concepts from a Planning Perspective,” *Energies*, vol. 10, nº 4, p. 501, 2017.
- [6] United Nations, “Adoption of the Paris Agreement,” Paris, 2015.
- [7] International Energy Agency, “World Energy Outlook,” Vienna, 2011.
- [8] “Climate Change and CO₂, Int. Organization of Motor Vehicle Manufacturers,” Paris, France, May 2008.
- [9] F. Zhang, X. Zhang, M. Zhang e A. Edmonds, “Literature Review of Electric Vehicle Technology and its Applications,” em *5th International Conference on Computer Science and Network Technology*, Changchun, 2016.

- [10] K. Morrow, D. Karner e J. Francfort, “Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charging Infrastructure Review,” U.S. Department of Energy Vehicle Technologies Program, 2008.
- [11] W. Kempton, J. Tomic, S. Letendre, A. Brooks e T. Lipman, “Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in California,” Institute of Transportation Studies, 2001.
- [12] C. Goebel, “On the business value of ICT-controlled plug-in electric vehicle charging in California,” *Energy Policy*, vol. 53, pp. 1-10, 2013.
- [13] R. Bessa e M. A. Matos, “Economic and technical management of an aggregation agent for electric vehicles: A literature survey,” *European Transactions on Electrical Power*, vol. 22, nº 3, pp. 334-350, 2012.
- [14] C. Roe, E. Farantatos, J. Meisel, A. S. Meliopoulos e T. Overbye, “Power System Level Impacts of PHEVs,” em *42nd Hawaii International Conference on System Sciences*, Big Island, 2009.
- [15] J. Taylor, A. Maitra, M. Alexander, D. Brooks e M. Duvall, “Evaluation of the Impact of Plug-in Electric Vehicle Loading on Distribution System Operations,” em *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, 2009.
- [16] J. Taylor, A. Maitra, M. Alexander, D. Brooks e M. Duvall, “Evaluations of plug-in electric vehicle distribution system impacts,” em *IEEE PES General Meeting*, Providence, 2010.
- [17] S. Rahman e G. B. Shrestha, “An investigation into the impact of electric vehicle load on the electric utility distribution system,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, nº 2, pp. 591-597, 1993.

- [18] J. Taylor, J. W. Smith e R. C. Dugan, “Distribution modeling requirements for integration of PV, PEV, and storage in a smart grid environment,” em *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, 2011.
- [19] A. Hajimiragha, C. Canizares, M. Fowler e A. Elkamel, “Optimal Transition to Plug-In Hybrid Electric Vehicles in Ontario, Canada, Considering the Electricity-Grid Limitations,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, nº 2, pp. 690-701, 2010.
- [20] Y. Chen, A. Oudalov e J. S. Wang, “Integration of electric vehicle charging system into distribution network,” em *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*, Jeju, 2011.
- [21] S. W. Hadley, “Evaluating the impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on regional electricity supplies,” em *iREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operation Reliability*, Charleston, 2007.
- [22] J. C. Gomez e M. M. Morcos, “Impact of EV Battery Chargers on the Power Quality of Distribution Systems,” *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, nº 10, pp. 63-63, 2002.
- [23] S. Shao, M. Pipattanasomporn e S. Rahman, “Challenges of PHEV penetration to the residential distribution network,” em *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, 2009.
- [24] O. Warweg, F. Schaller, S. Ritter e P. Bretschneider, “Technical and regulatory challenges for the integration of electric vehicles into the energy system,” em *2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, Manchester, 2011.

- [25] K. Clement-Nyns, E. Haesen e J. Driesen, “The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, nº 1, pp. 371-380, 2009.
- [26] F. Koyanagi, T. Inuzuka, Y. Uriu e R. Yokoyama, “Monte Carlo simulation on the demand impact by quick chargers for electric vehicles,” em *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Edmonton, 1999.
- [27] A. G. Boulanger, A. C. Chu, S. Maxx e D. L. Waltz, “Vehicle Electrification: Status and Issues,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, nº 6, pp. 1116-1138, 2011.
- [28] Q. Wu, A. H. Nielsen, J. Ostergaard, S. T. Cha e Y. Ding, “Impact study of electric vehicle (EV) integration on medium voltage (MV) grids,” em *2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, Manchester, 2011.
- [29] J. R. Pillai e B. Bak-Jensen, “Impacts of electric vehicle loads on power distribution systems,” em *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, Lille, 2010.
- [30] G. Putrus, P. Suwanapingkarl, D. Johnston, E. Bentley e M. Narayana, “Impact of electric vehicles on power distribution networks,” em *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, Dearborn, 2009.
- [31] A. Dubey, S. Santoso e M. Cloud, “Understanding the effects of electric vehicle charging on the distribution voltages,” em *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, 2013.
- [32] A. Dubey, S. Santoso e M. Cloud, “A practical approach to evaluate voltage quality effects of electric vehicle charging,” em *International Conference on Connected Vehicles and Expo*, Las Vegas, 2013.

- [33] A. Dubey, S. Santoso e M. Cloud, “Comparative analysis of effects of electric vehicle loads on distribution system voltages,” em *IEEE PES T&D Conference and Exposition*, Chicago, 2014.
- [34] R.-C. Leou, C.-L. Su e C.-N. Lu, “Stochastic Analyses of Electric Vehicle Charging Impacts on Distribution Network,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n° 3, pp. 1055-1063, 2013.
- [35] M. Gray e W. Morsi, “Power Quality Assessment in Distribution Systems Embedded With Plug-In Hybrid and Battery Electric Vehicles,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, n° 2, pp. 663-671, 2014.
- [36] A. Dubey e S. Santoso, “Electric Vehicle Charging on Residential Distribution Systems: Impacts and Mitigations,” *IEEE Access*, vol. 3, pp. 1871-1893, 2015.
- [37] U. S. Department of Energy, “Vehicle Technologies Program,” 2010.
- [38] T. Denton, *Veículos Elétricos e Híbridos*, Blucher, 2018.
- [39] C. Dericioglu, E. Yirik, E. Unal, M. U. Cuma, B. Onur e M. Tumay, “A Review of Charging Technologies for Commercial Electric Vehicles,” *International Journal of Advances on Automotive and Technology*, vol. II, n° 1, pp. 61-70, 2018.
- [40] T. Braunl, “Western Australian Electric Vehicle Trial,” WA EV Trial, 2012.
- [41] C. Ricaud e P. Vollet, “Connection Method for Charging Systems - A Key Element for Electric Vehicles,” Schneider Electric, 2010.
- [42] L. Deng e M. Liu, “A Review of Research on Electric Vehicle Charging Facilities Planning in China,” em *2017 International Conference on Sustainable and Renewable Energy Engineering*, Hiroshima, 2017.

- [43] G. R. C. Mouli, P. Venugopal e P. Bauer, “Future of Electric Vehicle Charging,” em *19th International Symposium Power Electronics Ee2017*, Novi Sad, 2017.
- [44] H. Xiao, Y. Huimei, W. Chen e L. Hongjun, “A Survey of Influence of Electric Vehicle Charging on Power Grid,” em *2014 IEEE 9th Conference on Industrial Electronics and Applications*, Hangzhou, 2014.
- [45] W. Sutopo, M. Nizam, B. Rahmawatie e F. Fahma, “A Review of Electric Vehicles Charging Standard Development: Study Case in Indonesia,” em *2018 5th International Conference on Electric Vehicular Technology (ICEVT)*, Surakarta, 2018.
- [46] T. Rawat e K. R. Niazi, “Comparison of EV Smart Charging Strategies From Multiple Stakeholders' Perception,” *The Journal of Engineering*, vol. 2017, n° 13, pp. 1356-1361, 2017.
- [47] A. Dogan, M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn, S. Rahman e T. Yalcinoz, “Impact of EV Charging Strategies on Peak Demand Reduction and Load Factor Improvement,” em *2015 9th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, Bursa, 2015.
- [48] M. A. Mustafa, N. Zhang, G. Kalogridis e Z. Fan, “Smart Electric Vehicle Charging: Security Analysis,” em *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, 2013.
- [49] S. Feng, L. Shenghui, S. Li, L. Li e L. Xue, “Dynamic Charging Control Strategy of EV Considering Accessing of Renewable Energy,” em *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Xi'an, 2016.
- [50] B. Canizes, J. Soares, Z. Vale e J. M. Corchado, “Optimal Distribution Grid Operation Using DLMP-Based Pricing for Electric Vehicle Charging Infrastructure in a Smart City,” *Energies*, vol. 12, n° 4, 2019.

- [51] O. Hafez e K. Bhattacharya, “Integrating EV Charging Stations as Smart Loads for Demand Response Provisions in Distribution System,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n° 2, pp. 1096-1106, 2018.
- [52] A. Hashmi e M. T. Gul, “Integrating E-Vehicle into the Power System by the Execution of Vehicle-to-Grid (V2G) Terminology - A Review,” em *International Conference on Engineering and Emerging Technologies (ICEET)*, Lahore, 2018.
- [53] F. Teotia, P. Mathuria, R. Bhakar, V. Prakash e S. Chawda, “Modelling Local Electricity Market over Distribution Network,” em *7th International Conference on Power Systems (ICPS)*, Pune, 2017.
- [54] F. Teotia e R. Bhakar, “Local Energy Markets: Concept, Design and Operation,” em *National Power Systems Conference (NPSC)*, Bhubaneswar, 2016.
- [55] D. S. Kirschen, “Demand-Side View of Electricity Markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, n° 2, pp. 520-527, 2003.
- [56] R. Deng, Z. Yang, M.-Y. Chow e J. Chen, “A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models and Approaches,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, n° 3, pp. 570-582, 2015.
- [57] D. Papadaskalopoulos e G. Strbac, “Participation of Electric Vehicles in Electricity Markets through a Decentralized Mechanism,” em *2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, Manchester, 2011.
- [58] H. Everett III, “Generalized Lagrange Multiplier Method for Solving Problems of Optimum Allocation of Resources,” *Operations Research*, vol. 11, n° 3, pp. 399-417, 1963.
- [59] M. A. Mustafa, S. Cleemput e A. Abidin, “A Local Electricity Trading Market: Security Analysis,” em *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Ljubljana, 2016.

- [60] Operador do Mercado Ibérico de Energia, [Online]. Available: (www.datosdelmercado.omie.es/pt-pt/datos-mercado). [Acesso em 4 August 2019].
- [61] A. Trindade, “Simulador de Carregamento para Veículos Elétricos,” 2019.
- [62] J. Soares, B. Canizes, M. A. F. Ghazvini, Z. Vale e G. K. Venayagamoorthy, “Two-Stage Stochastic Model Using Benders’ Decomposition for Large-Scale Energy Resource Management in Smart Grids,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, n° 6, pp. 5905 - 5914, 2017.
- [63] A. Conejo, M. Carrión e J. Morales, “Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets,” em *International Series in Operations Research & Management Science*, Boston, Springer US, 2010.
- [64] L. D. Kirsch e M. J. Morey, “Pricing Retail Electricity in a Distributed Energy Resources World,” *The Electricity Journal*, vol. 218, n° 3, pp. 112-121, 2015.
- [65] “EV Compare.io,” [Online]. Available: <https://evcompare.io/charging-calculator/?ID=595>. [Acedido em 1 March 2019].