OTIMIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DE UM EDIFÍCIO RESIDENCIAL POR MEIO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR

Rodrigo Luiz Joench

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2019

Relatório elaborado para satisfação parcial do Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para aprovação na unidade curricular TCC22010 do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica e da Unidade Curricular Unidade Curricular de DSEE - Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia submetida ao Instituto Superior de Engenharia do Porto. Esse relatório visa contemplar os acordos de Dupla Titulação entre o Instituto Federal de Santa Catarina e o Instituto Superior de Engenharia do Instituto Politécnico do Porto.

Candidato: Rodrigo Luiz Joench, Nº 1171911, rodrigo.joench@gmail.com
Orientação científica: Sérgio Ramos, scr@isep.ipp.pt (ISEP)
Coorientação científica: João Soares, jan@isep.ipp.pt (ISEP)
Orientação científica: Murilo Reolon Scuzziato, murilo.scuzziato@ifsc.edu.br (IFSC)

Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Joench, Rodrigo Luiz
Otimização dos Recursos Energéticos de um Edifício **Residencial por meio de Programação Linear / Rodrigo Luiz** Joench **; orientação de Murilo Reolon Scuzziato.** - Florianópolis, SC, 2019.
111 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. Geração Distribuída. 2. Smart Buildings. 3. Programação **Linear. 4. Otimização. 5. Gestão de** Recursos **de Energia. I. Reolon Scuzziato, Murilo.** II. Instituto **Federal de Santa Catarina.** Departamento Acadêmico **de Eletrotécnica.** III. Título.

Instituto Superior de Engenharia do Porto

ATA DE PROVAS DE MESTRADO

Nº: MEESEE / 2 / 2019

Data: 2019 - 02 - 01

Hora de Início:	11:00	**Elaborado por:**	Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira
Hora de Fim:	12:00	**Data:**	2019-02-01

Presentes
Presidente do Júri: Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira
Orientador: Sergio Filipe Carvalho Ramos
Vogal: José Rui Pinto Ferreira
Vogal: Rubipiara Cavalcante Fernandes

Assuntos Tratados:

Ata da Reunião do Júri para discussão da Dissertação apresentada pelo Licenciado RODRIGO LUIZ JOENCH, para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia - Mestrado - 2011/2012, intitulada: "OTIMIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DE UM EDIFÍCIO RESIDENCIAL POR MEIO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR".

Ao um dia do mês de fevereiro do ano dois mil e dezanove na sala F503 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 onze horas, 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 José Rui Pinto Ferreira, 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 dezanove (19) 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 - 19,0 valores;

RELEVÂNCIA DO TRABALHO (30%): Relevância social e ambiental, criatividade, Qualidade técnica / exigência programática 19,20 valores;

APRESENTAÇÃO E DEFESA PÚBLICA (30%): Qualidade dos meios, clareza da apresentação, capacidade de argumentação, domínio das temáticas relacionadas com o trabalho 18,38 valores;

Avaliação global da dissertação de Mestrado:
0,4 x 19,0 + 0,3 x 19,2 + 0,3 x 18,38 = 18,9 valores

Não havendo outros assuntos a tratar, a reunião foi dada por encerrada às doze

ATA DE PROVAS DE MESTRADO

Nº: MEESEE / 2 / 2019

Data: 2019 - 02 - 01

Da reunião foi exarada a presente ata que, depois de lida em voz alta, vai ser assinada por todos os membros do júri.

Aprovado por:	Data
Ata assinada digitalmente. Assinatura do autor por Assinatura digital de atas de Projeto/Estágio/Tese <portal@isep.ipp.pt>, validade desconhecida Digitally signed by Assinatura digital de atas de Projeto/Estágio/Tese Date: 2019.02.04 14:44:12 +00:00 Reason: Location: Porto	2019-02-01

POLITÉCNICO DO PORTO

“Todo poder que em vez de servir, serve a si mesmo, é um poder que não serve”

(Mario Sergio Cortella)

Agradecimentos

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.

Aos professores *Sérgio Ramos* e *João Soares*, excelentes pesquisadores e orientadores, pelos ensinamentos, paciência e oportunidades oferecidas para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor *Murilo Reolon Scuzziato*, pela orientação, empenho e dedicação na revisão deste trabalho.

Aos Prof. *Rubipiara Cavalcante Fernandes* e *Edison Antonio Cardoso Aranha Neto,* pelas importantes sugestões e auxílios apresentados durante o decorrer do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica e do Programa de Dupla Titulação.

Aos demais envolvidos no Programa de Dupla Titulação, à Reitora *Maria Clara Kaschny Schneider,* à Assessoria de Assuntos Estratégicos e Internacionais, *Raquel Matys Cardenuto* e demais integrantes, pela disponibilidade e auxílios prestados durante o desenvolvimento do programa.

Aos demais professores do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica do IFSC e do ISEP, pela dedicação e conhecimentos transmitidos que contribuíram para a conclusão deste trabalho.

A todas as amizades realizadas no período referente ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica e ao Programa de Dupla Titulação, bem como os demais amigos de longa data que sempre apresentaram disponibilidade frente a assuntos acadêmicos e pessoais.

À minha família, por superarem inúmeras adversidades para me proporcionar as melhores condições de estudo. Ao meu pai, *Luiz Carlos Joench*, minha mãe, *Rose Ângela Schmitt Joench*, e meu irmão, *Djone Carlos Joench*, pela paciência e dedicação nos momentos difíceis.

A todos, meu muito obrigado!

Resumo

Motivado por políticas cada vez mais rígidas, com o objetivo de reduzir a emissão de poluentes que contribuem para o efeito estufa e aumentar a sustentabilidade do setor elétrico, buscam-se alternativas para tornar a geração e o consumo de energia mais eficiente. Com mais de um terço do consumo mundial de energia, os edifícios apresentam grande potencial para contribuir de maneira sustentável no setor. Adicionalmente, a combinar com o crescente incentivo na indústria de geração distribuída (GD) e de veículos elétricos (VE), acredita-se que os *Smart Buildings* (SBs) podem ser uma chave no campo da sustentabilidade energética residencial no futuro. Desta forma, este trabalho apresenta uma revisão dos principais trabalhos relacionados ao âmbito de otimização de recursos energéticos de SBs e propõe um modelo de otimização de recursos energéticos de um edifício coletivo residencial.

Para isto, é apresentado uma introdução ao método de programação linear, bem como a formulação matemática do modelo desenvolvido. Para a validação do modelo, apresenta-se um estudo de caso envolvendo quatro cenários e a sua respetiva análise económica. Os resultados comprovam a efetividade do modelo, sendo possível atingir 24% de redução no pico da potência consumida da rede e 20% de redução de custos relacionados ao consumo de energia elétrica.

Palavras-Chave

Geração Distribuída, Smart Buildings, Programação Linear, Otimização, Gestão de Recursos de Energia.

Abstract

Efficient alternatives in the energy production and consumption are constantly investigated, motivated by increasingly strict policies aiming the reduction of pollutants emissions that contribute to the greenhouse effect and increase the sustainability of the electricity sector. With more than a third of the world's energy consumption, buildings have great potential to contribute to these sustainability goals. Additionally, with the growing incentives in the Distributed Generation (GD) and Electric Vehicle (VE) industry, it is believed that Smart Buildings (SBs) can be a key in the field of residential energy sustainability in the future. In this way, this work presents a review of the main works related to the scope of energy resources optimization of SBs and proposes a model to optimize the energy resources of a residential collective building.

Therefore, an introduction to the method of linear programming optimization is presented, as well as the mathematical formulation of the developed model. For its validation, a case study involving four scenarios and an economic analysis is presented. The results confirm the effectiveness of the model, being able to reach a 24% reduction in the peak load consumed by the grid and a 20% reduction in electricity consumption costs.

Keywords

Distributed Generation, Smart Buildings, Linear Programming, Optimization, Energy Resource Management.

Índice

Agradecimentos ..... **i**
Resumo ..... **iii**
Abstract ..... **v**
Índice ..... **vii**
Índice de Figuras ..... **ix**
Índice de Tabelas ..... **xi**
Acrónimos ..... **xiii**
Nomenclatura ..... **xvii**
1. Introdução **1**
1.1. Objetivos 5
1.2. Estado da Arte 6
1.3. Contribuições 22
1.4. Estrutura do Trabalho 23
2. Geração Distribuída **25**
2.1. Smart Grids 28
2.2. Demand Response 29
2.3. Smart Buildings 30
2.4. Gestão dos Recursos de Energia 31
2.4.1. Geração Eólica 32
2.4.2. Geração Fotovoltaica 33
2.4.3. Veículos Elétricos 35
2.4.4. Battery Energy Storage System 36
2.5. Conclusões 37
3. Programação Linear e Formulação Matemática **39**
3.1. Formulação Matemática do Problema 43
3.1.1. Função Objetivo 43
3.1.2. Restrições 45
3.1.2.1. Restrições para os VEs 45
3.1.2.2. Restrições para o sistema BESS 47
3.1.2.3. Restrições para a Potência Demandada da Rede 48
3.2. Conclusões 49
4. Resultados **51**

4.1. Estudo de Caso 52
4.2. Cenário Base 54
4.2.1. Cenário 1.1 - Carga dos VEs até 65% do seu SOC Máximo 57
4.3. Cenário 2 – Escalonamento do Processo de Carga dos VEs 59
4.4. Cenário 3 – Escalonamento do Processo de Carga e Descarga dos VEs 62
4.5. Cenário 4 - Escalonamento do Processo de Carga e Descarga dos VEs e do Sistema BESS 65
4.6. Análise Económica 68
4.6.1. Análise Económica entre os Cenários 1 e 3 70
4.6.2. Análise Económica entre os Cenários 1 e 4 71
4.7. Conclusões 72
5. Conclusões 73
5.1. Contributos 76
5.2. Trabalhos Futuros 77
Referências Documentais 79
Apêndice A. Informações de Entrada para o Problema 91
Apêndice B. Escalonamento do Processo de Carga dos VEs para o Cenário Base 92
Apêndice C. Escalonamento do Processo de Carga dos VEs para o Cenário Base 1.193
Apêndice D. SOC dos VEs para o Cenário Base 1.1 94
Apêndice E. Potências Analisadas do Edifício para o cenário base 1.1 95
Apêndice F. Escalonamento do Processo de Carga dos VEs para o Cenário 2 96
Apêndice G. SOC dos VEs para o Cenário 2 97
Apêndice H. Potências Analisadas do Edifício para o cenário 2 98
Apêndice I. Escalonamento do Processo de Carga dos VEs para o Cenário 3 99
Apêndice J. SOC dos VEs para o Cenário 3 101
Apêndice K. Potências Analisadas do Edifício para o cenário 3 102
Apêndice L. Escalonamento do Processo de Carga dos VEs para o Cenário 4 103
Apêndice M. SOC dos VEs para o Cenário 4 105
Apêndice N. Potências Analisadas do Edifício para o cenário 4 106
Anexo A. Principais algoritmos utilizados para solução de problemas PLI e MILP 107
1 Branch and Bound 107
2 Plano de Cortes 109
3 Branch and Cut 110

Índice de Figuras

Figura 1 - Número de trabalhos relacionados ao tema *"Smart Building"* entre os anos de 2013-2018, adaptado de [15]. 7

Figura 2 - Diagrama lógico do sistema em dois níveis apresentado por [27]. 13

Figura 3 - Elementos da MG considerados por [29]. 15

Figura 4 - Rotina de carga e descarga do VE apresentado por [30]. 16

Figura 5 - Representação esquemática da garagem solar apresentada por [37]. 21

Figura 6 - Capacidade de Geração Eólica no Mundo, adaptado de [10]. 33

Figura 7 - Capacidade Instalada de Geração Fotovoltaica no Mundo, adaptado de [10].34

Figura 8 - Expansão do Mercado Global de Veículos Elétricos 2012 - 2017, [10]. 35

Figura 9 - Esquemático representando os recursos do edifício a serem geridos. Adaptado de [55] e [56]. 53

Figura 10 - Curvas das potências analisadas do edifício para o cenário base. 55

Figura 11 - Quantidade de potência da rede e do sistema PV necessária para alimentar o SB para o cenário base. 56

Figura 12 - Evolução do SOC de cada EV durante o período de análise para o cenário base. 57

Figura 13 - Curvas das potências analisadas do edifício para o cenário base 1.1. 58

Figura 14 - Quantidade de potência da rede e do sistema PV necessária para alimentar a carga do edifício e o carregamento dos VEs para o cenário base 1.1. 58

Figura 15 - Variação do SOC dos VEs para o cenário base 1.1. 59

Figura 16 - Curvas das potências analisadas do edifício no cenário 2. 60

Figura 17 - Comparação entre a potência demandada da rede nos cenários 1.1 e 2. 61

Figura 18 - Variação do SOC de cada VE para o cenário 2. 61

Figura 19 - Curvas das potências analisadas do edifício para o cenário 3. 62

Figura 20 - Especificação do cada tipo de fonte que alimenta a carga do edifício e o carregamento dos VEs para o cenário 3. 63

Figura 21 - Comparação entre a potência demandada da rede nos cenários 1.1 e 3. 64

Figura 22 - Variação do SOC de cada EV no cenário 3. 65

Figura 23 - Curvas das potências analisadas do edifício no cenário 4. 66

Figura 24 - Especificação do cada tipo de fonte que alimenta a carga do edifício e o carregamento dos VEs para o cenário 4. 66

Figura 25 - Comparação entre a potência demandada da rede nos cenários 1 e 4. 67

Figura 26 - Variação do SOC de cada EV e do sistema BESS para o cenário 4. 68

Figura 27 - Variação da potência demandada da rede em todos os cenários analisados. 75

Figura 28 - Comparação entre as faturas de energia para os cenários considerados no tópico 5.6. 76

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Comparativo entre a política voltada às unidades de geração renováveis em Brasil e em Portugal. 26

Tabela 2 - Características dos VEs e do sistema BESS. 53

Tabela 3 - Estado de carga inicial para a bateria dos VEs no momento de conexão com o SB. 54

Tabela 4 - Potência contratada por cada apartamento no caso base. 68

Tabela 5 - Tarifação de energia elétrica para o plano Tri-Horário, segundo [57]. 69

Tabela 6 - Faturas de energia elétrica obtidos com base na Tabela 5. 69

Tabela 7 - Fatura de energia elétrica obtida com base na Tabela 5 para a potência consumida da rede no cenário 3. 70

Tabela 8 - Fatura de energia elétrica obtida com base na Tabela 5 para a potência consumida da rede no cenário 3, considerando DR. 71

Tabela 9 - Fatura de energia elétrica obtida com base na Tabela 5 para a potência consumida da rede no cenário 4. 72

Acrónimos

ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	–	*Battery Energy Storage System* (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias)
BIPV	–	*Building Integrated Photovoltaics*
B&B	–	*Branch and Bound*
CCEE	–	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CO_2	–	Dióxido de Carbono
DR	–	*Demand Response* (Resposta da Demanda)
ECE	–	Esquema de Controle de Emergência
EDP	–	Energias de Portugal
ERAC	–	Esquema Regional de Alívio de Carga
ERM	–	*Energy Resources Management* (Gestão de Recursos de Energia)
EU	–	*European Union* (União Europeia)
GD	–	Geração Distribuída
GW	–	Gigawatt
HEM	–	*Home Energy Management* (Gestão de Energia Residencial)
HESS	–	*Hybrid Electrical Energy Storage System* (Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica Híbrido)

HVAC	–	*Heating, Ventilating and Air Conditioning* (Aquecimento, Ventilação e Ar-Condicionado)
IoT	–	*Internet of Things* (Internet das Coisas)
kW	–	Quilowatt
MG	–	*Microgrid* (Micro Redes)
MILP	–	*Mixed Integer Linear Programming* (Programação Linear Inteira Mista)
MOGA	–	*Multi-Objective Genetic Algorithm* (Algoritmo Genético Multi-Objetivo)
MOPSO	–	*Multi-Objective Particle Swarm Optimization* (Otimização de Enxame de Partículas Multi-Objetivo)
MW	–	Megawatt
nZEB	–	*nearly Zero Energy Building*
ONS	–	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PHEV	–	*Plug-In Hybrid Electrical Vehicle* (Veículo Elétrico Híbrido Conectado à Rede)
PL	–	Programação Linear
PLI	–	Programação Linear Inteira
PSO	–	*Particle Swarm Optimization* (Otimização de Enxame de Partículas)
PV	–	*Photovoltaic* (Fotovoltaico)
P&D	–	Pesquisa e Desenvolvimento

RTP	–	*Real Time Pricing* (Preços em Tempo Real)
SB	–	*Smart Building*
SEP	–	Sistemas Especiais de Proteção
SG	–	*Smart Grid*
ToU	–	*Time-of-Use* (Tempo de Uso)
UPAC	–	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	–	Unidade de Pequena Produção
UPS	–	*Uninterruptible Power Supply* (Fonte de Alimentação Ininterrupta)
VE	–	Veículo Elétrico
V2B	–	*Vehicle-to-Building* (Veículo-para-Edifício)
V2G	–	*Vehicle-to-Grid* (Veículo-para-Rede)

Nomenclatura

Índices

i	–	Índice referente ao período de tempo;
j	–	Índice referente aos VEs;
τ	–	Intervalo de tempo entre cada período de tempo "*i*".

Parâmetros

P_g^i	–	Potência aparente extraída da rede no período *"i"* (kVA);
c^i	–	Constante de aceitabilidade referente à disponibilidade de potência para o processo de carregamento dos VEs e sistema BESS no período *"i";*
P_{ed}^i	–	Potência aparente referente à carga prevista para o edifício no período *"i"* (kVA);
P_{pv}^i	–	Potência aparente referente à geração fotovoltaica prevista no período *"i"* (kVA);
$P_{ch\_evj}^i$	–	Potência ativa referente ao processo de carregamento do VE *"j"* no período *"i"* (kW);
$P_{dis\_evj}^i$	–	Potência ativa referente ao processo de descarregamento do VE *"j"* no período *"i"* (kW);
σ_j^i	–	Parâmetro binário baseado na previsão de viagens dos VEs, que representa a conexão do VE *"j"* no período *"i"* com o edifício;
$P_{ch\_B}^i$	–	Potência ativa referente ao processo de carregamento do sistema BESS no período *"i"* (kW);
$P_{dis\_B}^i$	–	Potência ativa referente ao processo de descarregamento do sistema BESS no período *"i"* (kW);
SOC_j^i	–	Estado de carga do VE *"j"* assim que inicia o período *"i"*;
$SOC_j^{i+\tau}$	–	Estado de carga do VE *"j"* assim que termina o período *"i"*;
SOC_j^{max}	–	Estado de carga máximo que o VE *"j"* pode assumir no período *"i";*

SOC_j^{min} – Estado de carga mínimo que o VE *"j"* pode assumir no período *"i"*, sendo *i* = 1, 2, ..., *I*-1;

$SOC_j^{\min\_final}$ – Estado de carga mínimo que o VE *"j"* pode assumir no fim do período em análise;

SOC_B^i – Estado de carga do sistema BESS assim que inicia o período *"i"*;

$SOC_B^{i+\tau}$ – Estado de carga do sistema BESS assim que termina o período *"i"*;

SOC_B^{max} – Estado de carga máximo que o sistema BESS pode assumir no período *"i";*

SOC_B^{min} – Estado de carga mínimo que o sistema BESS pode assumir no período *"i",* sendo *i* = 1, 2, ..., *I*-1;

P_g^{max} – Potência máxima que a rede pode alimentar o edifício durante o período *"i"* (kVA).

Variáveis

α_j^i – Variável binária que representa o processo de carregamento do VE *"j"* no período *"i"*;

β_j^i – Variável binária que representa o processo de descarregamento do VE *"j"* no período *"i"*;

α_B^i – Variável binária que representa o processo de carregamento do sistema BESS no período *"i"*;

β_B^i – Variável binária que representa o processo de descarregamento do sistema BESS no período *"i"*.

1. INTRODUÇÃO

Em meados do século XVIII a civilização moderna atravessou diversos eventos importantes para a revolução do cenário industrial, tendo como causas principais o acentuado crescimento da população europeia e o estabelecimento de impérios coloniais. A primeira revolução industrial foi marcada por técnicas baseadas em máquinas a vapor, tendo como fonte de alimentação principal o carvão. Assim, este marco provocou notáveis alterações nos grandes centros urbanos, pois a grande oferta de empregos e a mecanização do campo estimularam um crescimento urbano de forma acelerada [1].

Na segunda metade do século XIX, o desenvolvimento da técnica de produção de energia elétrica foi uma de suas principais características, o que proporcionou a utilização de gás e petróleo como fontes de geração para este tipo de energia. Este facto intensificou a expansão industrial em cenário mundial, provocando grandes impactos ambientais e exploração desenfreada de recursos naturais. No âmbito da geração de energia elétrica, essa expansão acarretou em períodos de racionamento de energia em inúmeros países, devido ao não acompanhamento da infraestrutura energética com o crescimento exponencial da demanda. No Brasil, a década de 50 foi caracterizada por inúmeros episódios de longos períodos de

racionamento de energia, desencadeando políticas de interferência do estado para promover a expansão do parque energético nacional [2].

A década 60 no Brasil foi marcada pelo início do desenvolvimento de diretrizes que priorizavam o planeamento do setor elétrico nacional. Desta forma, a propriedade dos ativos se tornou estatal e introduziu-se etapas de institucionalização e reforma do setor. Estas etapas procuravam superar barreiras tecnológicas e de conhecimento, estabelecer um planeamento energético normativo, priorizava a construção de grandes usinas hidrelétricas até meados de 1970 e aumentar a capacidade instalada de geração e transmissão de energia elétrica para atender a demanda crescente [3]. Na mesma época em Portugal, as empresas que prestavam serviços de energia elétrica foram nacionalizadas, passando a serem dirigidas pelo Estado Português. Em 1976, ocorreu a fusão destas em uma única empresa, formando-se assim a Energias de Portugal (EDP), passando a ser a detentora do monopólio da energia. Em meados dos anos 80, ocorreu a liberalização do sector energético português, com o objetivo de promover a concorrência, a comercialização passou a ser controlada também pelo sector privado. Em 1990, novos produtores passaram a abastecer o sistema público através de contratos de vinculação, sendo estes de longo prazo em que o produtor fica obrigado a entregar, ao Estado, toda a energia elétrica capaz de produzir [4].

Este cenário começou a mudar em 1997, quando o Protocolo de Kyoto procurou estabelecer metas para que os países participantes reduzissem suas emissões de gases poluentes. Este facto intensificou o incentivo para o desenvolvimento de energias renováveis, para assim deixarem de ser fontes complementares e passarem a ter papel principal na matriz energética de muitos países. Em janeiro de 2018, a Alemanha chegou a suprir 100% da sua demanda utilizando fontes renováveis [5]. Na Dinamarca em 2017, 43.6% do consumo do país foi atendida por energia provenientes de turbinas eólicas [6]. Segundo o Balanço Energético Nacional 2017 [7], as fontes renováveis representavam 81,7% da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2016, sendo esta a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem hídrica renovável.

Os dados expostos anteriormente comprovam que a geração de energia elétrica mundial vem se adaptando à protocolos e políticas voltados para diminuição de impactos ambientais e

promovendo a sustentabilidade do setor. Percebe-se, ao exemplo do setor elétrico brasileiro, que há 50 anos se preocupava com episódios de racionamento de energia elétrica e construção de empreendimentos de grande porte para a geração e transmissão de energia, atualmente estimula a adaptação de sua matriz energética visando sua sustentabilidade por meio de novas técnicas de geração. A Geração Distribuída (GD) destaca-se entre essas técnicas, pois caracteriza a geração de energia elétrica próxima à pontos de carga. Desta forma, suas principais vantagens são a diminuição do tamanho dos empreendimentos de geração e nos investimentos na área de transmissão da energia elétrica, além de mitigar as perdas ocasionadas no transporte de energia.

Devido ao grande potencial a ser explorado, houve um aumento significativo de investimentos em GDs em todo o mundo, comprovados pelo aumento de programas visando a popularização das implementações de fontes de energia renováveis, além de investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e publicações de trabalhos neste âmbito. Ainda em 1994, o governo japonês subsidiou 50% do investimento para implantação de geração fotovoltaica em cerca de 70.000 telhados [8]. O governo alemão em 1999 lançou o programa 100.000 *Roofs Solar Programme*, com o objetivo de instalar geração fotovoltaica em 100.000 telhados com financiamento de 10 anos à 0% de juros [9]. Segundo o *Renewables 2018 Global Status Report* [10], em 2017 a China foi a responsável pela maior parcela de capacidade de produção de energia eólica no mundo, com 164 GW instalados. Estados Unidos e Alemanha vem na sequência, com 89 GW e 56.1 GW, respetivamente. O Brasil ocupa o 7º lugar, com 12.8 GW instalados.

Com a disseminação de políticas sustentáveis e o avanço na área de GDs, nota-se o surgimento de técnicas de controlo da operação, da geração e consumo de energia elétrica que, utilizando a evolução da tecnologia da informação, tende a substituir métodos de medição manuais de geração e consumo para sistemas informatizados. Portanto, esta abordagem permite obter informações em tempo real, criar um banco de dados com informações históricas, operar remotamente o sistema, além de monitorizar falhas e a qualidade da energia. Essas características, apresentam uma rede elétrica mais flexível,

distribuída e inteligente frente à sua operação, sendo conhecida como Redes Inteligentes[1] (SGs).

No âmbito de SGs, verifica-se uma crescente procura pelo desenvolvimento de estudos voltados para a gestão de recursos em edifícios. O consumo de energia nestas construções representa em média 36% do consumo mundial [11], considerando consumo de energia elétrica, gás natural e petróleo. Motivado por políticas de sustentabilidade e visando maior eficiência na gestão dos seus recursos, é percetível o surgimento de métodos voltados para a utilização da informação para otimizar o consumo desses recursos, proporcionando uma diminuição dos gastos com energia, além de um edifício mais sustentável e inteligente, caracterizado como Edifícios Inteligentes[2] (SBs).

Considerando que uma quantidade significativa de energia é consumida em edifícios com o objetivo de regular a temperatura ambiente, muitos trabalhos abordam o desenvolvimento de métodos para otimizar a utilização da energia para esse fim. Outras abordagens aproveitam o crescente desenvolvimento de tecnologias de geração de fontes renováveis, principalmente painéis fotovoltaicos e aerogeradores, para modelar problemas de otimização visando gerenciar de forma eficiente os seus recursos de energia. É possível encontrar trabalhos, como em [12] e [13], que utilizam métodos de otimização com a intenção diminuir os custos com energia, reduzir a emissão de dióxido de carbono (CO_2) e até otimizar a demanda a ser contratada pelo edifício.

Além disso, devido à políticas cada vez mais rígidas do controle da qualidade de emissões de CO_2, a indústria de veículos elétricos (VEs) ganha cada vez mais força no mundo. Por consumirem menos combustíveis fósseis, no caso de veículos híbridos, e serem responsáveis

[1] *Smart Grids* (SGs), na designação anglo-saxónica.

[2] *Smart Buildings* (SBs), na designação anglo saxónica.

por uma taxa menor de emissão de gases de efeito estufa, sua popularidade também pode ser justificada pelo anúncio de restrição de veículos à combustão em alguns países. Ainda assim, os VEs apresentam um grande potencial a ser desenvolvido em relação à GD, podendo ser utilizados como um recurso a gerir devido à sua capacidade de armazenar energia elétrica.

Assim, considerando a ascensão do cenário energético atual visando a produção distribuída de energia elétrica, este trabalho propõe uma abordagem voltada para a otimização dos recursos energéticos de um edifício residencial. Pretende-se modelar um problema de otimização em programação linear inteira com o objetivo de encontrar a demanda de potência ótima a ser contratada pelo edifício por meio da minimização da potência a ser extraída da rede. Para isto, consideram-se fontes de geração fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia em baterias[3] (BESS) e pontos de recarga para VEs.

1.1. OBJETIVOS

Motivado pela incorporação em larga escala de fontes renováveis no cenário energético atual, o incentivo de políticas voltadas para a sustentabilidade do setor, ascensão da informatização e flexibilidade na operação de edifícios, este trabalho faz inicialmente uma análise dos principais trabalhos desenvolvidos até o momento no âmbito de SB.
O objetivo geral consiste em modelar um problema de otimização ponderando os recursos energéticos de um edifício residencial. Os recursos considerados são compostos por fonte de geração fotovoltaica, pontos de recarga para VE e um sistema de armazenamento BESS. Durante a formulação matemática do problema, assume-se que os dados de potência gerada do sistema fotovoltaico, o perfil de carga do edifício e as viagens dos VEs são conhecidas, provenientes de métodos de previsão.

[3] *Battery Energy Storage System* (BESS), na designação anglo-saxónica.

Por se tratar de um problema de escalonamento de recursos, este é modelado como um problema de Programação Linear Inteira Mista[4] (MILP), em que as variáveis de decisão representam os períodos em que os VEs e o sistema BESS estarão interagindo com o edifício, sendo pelo processo de carregamento ou descarregamento de sua energia. Portanto, estas variáveis devem ser inteiras e binárias, onde opta-se por utilizar algoritmos MILP para obter a sua solução ótima.

1.2. ESTADO DA ARTE

O século XXI já pode ser caracterizado pela implementação de políticas visando a sustentabilidade, tendo como um dos grandes desafios diminuir a Pegada Ecológica[5]. No setor de energia elétrica, há grandes investimentos para o desenvolvimento de fontes de energia renováveis no âmbito da GD, principalmente pelo crescente número de trabalhos relacionados a SBs, como apresentado pela Figura 1.

O trabalho desenvolvido por XUE, et al. [14], afirma que o desbalanço entre a geração e o consumo de energia, provocado pela crescente inserção de fontes renováveis, é um dos principais problemas encontrados na operação de SG. Desta forma, como principais consumidores de energia, os edifícios têm grande potencial para operar como armazenamento térmico distribuído, ajudando a evitar o desbalanço de potência da rede. No entanto, alterações na demanda de potência de edifícios e informações de energia de redes podem não ser efetivamente previstos e comunicados para sua interação e otimização. Portanto, o trabalho desenvolvido utiliza uma estratégia interativa de gerenciamento de demanda de potência entre edifícios comerciais e SGs e a otimização da rede. Um modelo

[4] *Mixed Integer Linear Programming* (MILP), na designação anlgo-saxónica.

[5] Pegada Ecológica (do inglês, *Ecological footprint*) é um indicador ecológico referente à quantidade de terra e água, medida em hectares, necessária para sustentar as gerações atuais.

simplificado de armazenamento térmico de edifícios é desenvolvido para prever e caracterizar as potenciais alterações na demanda de potência de edifícios individuais, juntamente com um modelo para prever seus perfis de carga. Os resultados apresentados mostram que os edifícios comerciais podem contribuir de forma significativa e eficaz no gerenciamento da demanda de potência ou alterações nos seus perfis de carga.

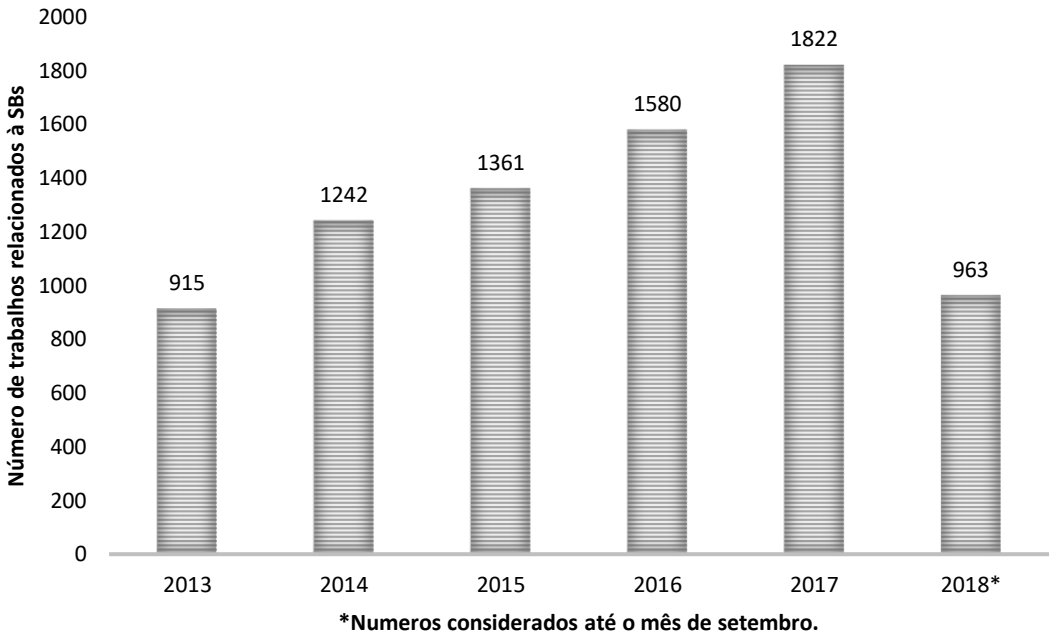

Figura 1 - Número de trabalhos relacionados ao tema *"Smart Building"* entre os anos de 2013-2018, adaptado de [15].

ASAD, et. al. [16], afirma que otimização em tempo real é considerada uma abordagem efetiva para obter aumento na eficiência da operação de sistemas de aquecimento, ventilação e ar condicionado[6] (HVAC). Desta forma, seu trabalho apresenta um algoritmo genético híbrido combinado com método de otimização tradicional para otimizar a operação de

[6] *Heating, Ventilating and Air Conditioning* (HVAC), na designação anglo-saxónica.

sistemas HVAC em tempo real. Para melhorar a fiabilidade do estudo, a diferença entre a previsão e a produção real da planta foi considerada. No estudo de caso implementado, foi demonstrado que a abordagem proposta é capaz de fornecer confiabilidade na tomada de decisões, aumentar a robustez da estratégia de otimização em tempo real e melhorar o desempenho energético.

SHAIKH, et al. [17], indica que 90% das pessoas passam a maior parte do tempo em edifícios, o que exige um melhor bem-estar do ambiente interno e dos padrões de vida. Sendo assim, um sistema multiagente é apresentado para coordenar o consumo de energia e o gerenciamento do conforto ambiental. Um algoritmo genético multi-objetivo evolucionário[7] (MOGA) foi empregado para alcançar um equilíbrio entre consumo de energia e conforto. Para isto, considera-se quatro parâmetros: conforto de umidade, térmico, visual e de qualidade do ar. Os resultados do estudo de caso mostram o gerenciamento eficaz do consumo de energia para cada parâmetro de conforto, atingindo o equilíbrio entre eles.

O trabalho de REYNOLDS, et al. [18], desenvolve redes neurais artificiais em zonas de nível que utilizam como informações de entrada o clima, ocupação e temperatura do ambiente. Um algoritmo genético utiliza essas informações com o objetivo de minimizar o consumo de energia, podendo ser implantado de dois modos: otimização do dia seguinte e controle preditivo do modelo, atualizado a cada hora. Um estudo de caso é realizado, proporcionando a redução de 25% no consumo de energia elétrica comparado com a estratégia de aquecimento padrão e, uma redução de 27% no custo de energia elétrica quando introduz-se uma tarifa de tempo de uso[8] (ToU).

[7] *Multi-Objective Genetic Algorithm* (MOGA), na designação anglo saxónica.

[8] *Time of Use* (ToU), na designação anglo saxónica.

CUI, et al. [19] aborda um problema de despacho para controle de HVAC e gerenciamento de um sistema de armazenamento de energia elétrica híbrido[9] (HEES), visando aumentar a eficiência energética de um SB. Um cenário ToU e vários componentes de perda de energia são considerados e uma estrutura de otimização global visando todo o ciclo de facturamento é apresentada. Resultados experimentais mostram que o algoritmo proposto alcança uma redução de até 10% no custo total com a concessionária de energia elétrica quando comparado com outros métodos.

Visando a inovação no processo de gestão de energia, pesquisas relacionadas à SBs têm crescido muito no sentido de propor sistemas de gerenciamento do consumo e produção de energia elétrica localmente. TEIVE e NAZÁRIO [20] apresentam cenários de geração fotovoltaica e de consumo, considerando cargas de iluminação, ar-condicionado e computadores. A partir destes cenários, o sistema de gerenciamento de energia elétrica proposto, baseado em algoritmos genéticos, determina o percentual estimado de geração fotovoltaica para cada hora, dia e mês do ano, bem como o montante de energia a ser contratado da concessionária. Busca-se, ao mesmo tempo, maximizar o uso da geração fotovoltaica e a minimização dos custos com a compra de energia da concessionária. Resultados preliminares comprovam que modelo de otimização proposto permitiu encontrar as melhores soluções para geração local e a energia contratada.

A integração de SBs e VEs apresenta resultados promissores, visando melhorar a confiabilidade do fornecimento e a flexibilidade do gerenciamento da energia elétrica e do conforto do edifício. As referências [21] e [22] apresentam um sistema de controle com um optimizador inteligente para um gerenciamento efetivo do consumo de energia. O trabalho [21] apresenta como objetivo principal o controle de um SB para maximizar o conforto do cliente utilizando a quantidade mínima de energia. Neste estudo, a tecnologia multi-agente

[9] *Hybrid Electrical Energy Storage* (HEES), na designação anglo-saxónica.

acoplada à otimização de enxame de partículas[10] (PSO) é proposta para abordar o desafio do controle. A agregação adequada de vários veículos elétricos híbridos é capaz de fornecer capacidade de armazenamento de energia suficiente para tornar o edifício mais econômico e confiável, impactando em seu fluxo de energia. Os resultados da simulação mostram uma redução na demanda de energia do edifício e uma redução de 7% no consumo de energia elétrica. A referência [22] usa uma teoria multi-agente hierárquica para construir um sistema de gestão de energia, que contém controladores de agentes em dois níveis: um agente de coordenação central de nível superior e vários agentes de controle de nível local no nível inferior. PSO é adotada para otimizar a operação do sistema.

BORGES, SOARES e VALE têm o objetivo de resolver em [23] o problema de despacho de Micro Redes[11] (MG) com grande presença de GD e considerando incertezas associadas à produção de eletricidade pelas fontes de energia fotovoltaica e eólica. A modelagem do problema utiliza uma metodologia robusta de PSO, onde o trabalho visa satisfazer a demanda obtendo lucro máximo, correspondente à diferença entre a receita e os custos. Um estudo de caso é apresentado usando uma MG de 21 barras em Portugal, um campus universitário real e a projeção de recursos de energia distribuída com base no cenário de evolução para o ano 2050 gerenciado por um agregador. O modelo proposto conclui que a otimização robusta pode ser usada como uma abordagem eficiente para lidar com a incerteza no problema de gestão de recursos de energia. No estudo de caso apresentado, o método se mostra mais vantajoso, comparado a uma otimização realizada para o dia seguinte que não utiliza incertezas na sua modelagem.

Os trabalhos desenvolvidos por [24] e [25] apresentam abordagens similares para tratar o problemas de incertezas da previsão de condições climáticas associadas à Gestão de

[10] *Particle Swarm Optimization* (PSO), na designação anglo-saxónica.

[11] *Microgrid* (MG), na designação anglo-saxónica.

Recursos de Energia[12] (ERM). BORGES, SOARES e VALE [24] utilizam um método de otimização de enxame de partículas multi-objetivo[13] (MOPSO) para resolver o problema de ERM, visando maximizar o lucro e minimizar as emissões de CO_2. Considerando as incertezas envolvidas nas gerações de energia fotovoltaica e eólica e viagens de VEs, utiliza-se uma abordagem de otimização robusta meta-heurística e apresenta-se um estudo de caso de um edifício real em Portugal. SOARES, et al. [25], utiliza também um método MOPSO visando maximizar o lucro e minimizar emissões de CO_2 no problema de ERM. Para modelagem das incertezas relacionadas à geração fotovoltaica, utilizam-se simulações de Monte Carlo, possibilitando utilizar um método robusto de otimização para selecionar a melhor solução do problema para o pior cenário de geração fotovoltaica. O trabalho ainda apresenta um estudo de caso em um edifício real no Brasil e conclui que este pode ser útil para obter uma solução rápida para o ERM do dia seguinte, permitindo que o operador do edifício resolva o problema com uma visão mais conservadora em relação às incertezas das gerações fotovoltaicas.

Com o objetivo de desenvolver de uma metodologia capaz de resolver o problema de ERM em SBs para o dia seguinte, BORGES [26] considera as incertezas associadas à produção de energia das unidades de geração fotovoltaica e eólica e modelos de negócios, onde o facto do edifico poder em cada período comprar energia de diferentes comercializadores. O trabalho considera ainda que o veículo pode fornecer energia ao edifício, conhecida como veículo-para-edifício[14] (V2B), e o uso de sistemas de armazenamento. Adicionalmente, foi proposto um modelo inovador de gestão da procura, que considera o preço diário da potência de pico e um incentivo para a minimização. Para modelagem das incertezas, incorporou-se

[12] *Energy Resource Management* (ERM), na designação anglo-saxónica.

[13] *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO), na designação anglo-saxónica.

[14] *Vehicle-to-Building* (V2B), na designação anglo-saxónica.

um modelo de otimização robusta no MOPSO, e um estudo de caso de um edifício real em Portugal verificou a viabilidade do algoritmo desenvolvido.

Sabe-se que os veículos à combustão representam 18% das emissões de CO_2 no mundo. A União Europeia[15] (EU) comprometeu-se em reduzir em até 25% suas emissões até 2020. Por esse motivo, o destaque de VE no panorama mundial é crescente, o que implica no surgimento de trabalhos voltados à essa tecnologia, principalmente para os impactos que os pontos de carregamento provocam na rede elétrica e a possibilidade de representar um recurso de energia elétrica a ser gerenciado. Estações de carregamento rápido permitem a recarga rápida de alta potência de veículos elétricos. No entanto, essas estações também enfrentam desafios devido a altos picos de carga e baixos fatores de carga, afetando a fiabilidade e capacidade económica das estações de recarga e redes de distribuição.
Analisando os impactos provocados à rede pelos pontos de recargas de VEs, BAO, et al. [27], propõe a utilização de um sistema BESS baseado em uma otimização em dois níveis, do dia seguinte e em tempo real, visando reduzir os custos com eletricidade e, ao mesmo tempo, reduzir o pico de carga do sistema, como apresentado na Figura 2. Para isto, introduz-se uma tarifa ToU, enquanto busca-se a minimização do estado de carga[16] (SOC) do sistema BESS e evitar a falha do controle por quantidade insuficiente de energia do sistema de armazenamento. A otimização para o dia seguinte é feita com base nas previsões de viagens dos VEs. Assim, para a minimização do problema, considera-se que a energia a ser minimizada é a soma da potência de saída do sistema BESS e a potência necessária para carregamento dos VEs. As restrições do problema visam garantir que o limite de potência da rede não será violado, que a taxa de carregamento dos VEs não viole o limite do

[15] *European Union* (EU), na designação anglo-saxónica.

[16] *State of Charge* (SOC), na designação anglo-saxónica.

transformador (alimentação em Alta Tensão) e que o sistema opere dentro dos limites de energia e potência do sistema BESS.

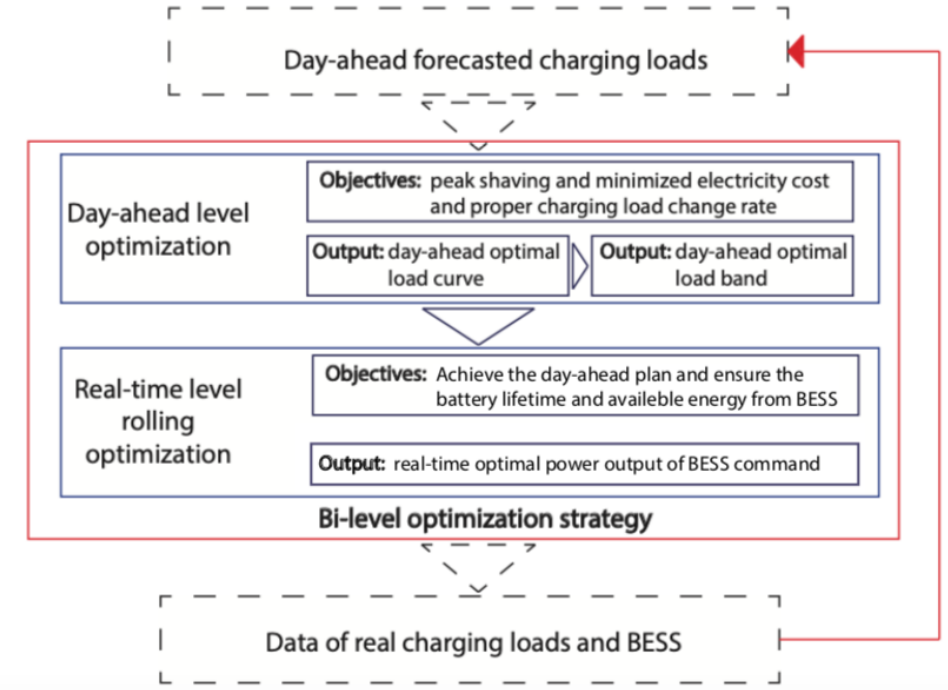

Figura 2 - Diagrama lógico do sistema em dois níveis apresentado por [27].

A otimização em tempo real é utilizada para garantir os objetivos definidos no nível do dia seguinte e otimizar o uso do sistema BESS. Neste nível, pretende-se minimizar o SOC do sistema considerando que este não deve ser menor que 50% da sua capacidade máxima e suas restrições garantem que a redução do pico de carga da rede estará ente os limites superiores e inferiores e a operação do sistema BESS entre seus limites de energia e potência. A grande vantagem do modelo apresentado por BAO, et. al., é a otimização em dois níveis. Dessa forma, é possível atender os objetivos iniciais propostos, considerando os desvios de banda provocados pelas incertezas e perturbações das previsões à curto-período. Por combinar a otimização do dia seguinte e otimização em tempo real, este facto proporciona uma grande robustez ao modelo.

Visando mitigar o problema proporcionado por incertezas na geração de fontes renováveis, LEZAMA, et al. [28], propõe um problema de otimização do dia seguinte para gestão de

recursos de energia, considerando erros de previsão, despacho de VEs e mercados de energia. O modelo considera um agregador de energia com o objetivo de suprir toda a necessidade de energia do mercado. Assim, o agregador possibilita a redução dos custos operacionais e apresenta lucros com a venda de energia em outros mercados. Para incorporar a incerteza nos parâmetros, simulação baseado em Monte Carlo é utilizada para gerar um largo número de cenários, aumentando a previsão do modelo, mas aumentando também os custos computacionais. Uma técnica de redução de cenários é utilizada para manter um número pequeno de cenários e suas principais características iniciais. O problema é formulado através em MILP devido à presença de variáveis contínuas, discretas e binárias, onde seu objetivo é minimizar os custos operacionais e maximizar o lucro. As restrições do problema envolvem balanço de potência ativa, geração distribuída, suprimento de energia em cada período, taxa e eficiência de carga e descarga, capacidade e requisição de viagens dos VEs. Para simplificação do problema, o balanço de energia reativa é desconsiderada.

O trabalho de HAIDAR, et al. [29], desenvolve um sistema dependente do consumidor para gerenciar energia e encontrar um equilíbrio entre custo e emissão de CO_2, como representado pela Figura 3. Desta forma, é proposto um modelo, onde pretende-se envolver o gerenciador do edifício nas decisões de aceitabilidade de utilização de energia renovável, mesmo sendo mais caro que energia proveniente de fontes não renováveis. O modelo considera a possibilidade de compra de energia de fontes renováveis e não renováveis para suprir a demanda de energia do edifício e o armazenamento no sistema BESS, além de um gerador a diesel para ser usado em caso de falta de energia das outras fontes. A modelagem do problema é feita em programação linear (PL), onde planeja-se minimizar o custo com energia atribuindo pesos à cada tipo de fonte, onde estes consideram o seu preço e a aceitabilidade do consumidor, fornecido inicialmente pelo gerenciador do edifício. As restrições são modeladas considerando o balanço de energia do sistema, os limites relacionados à energia proveniente de fontes renováveis e não renováveis, os limites mínimo e máximo de capacidade de armazenamento de energia do sistema BESS e o limite de energia fornecida pelo gerador a diesel.

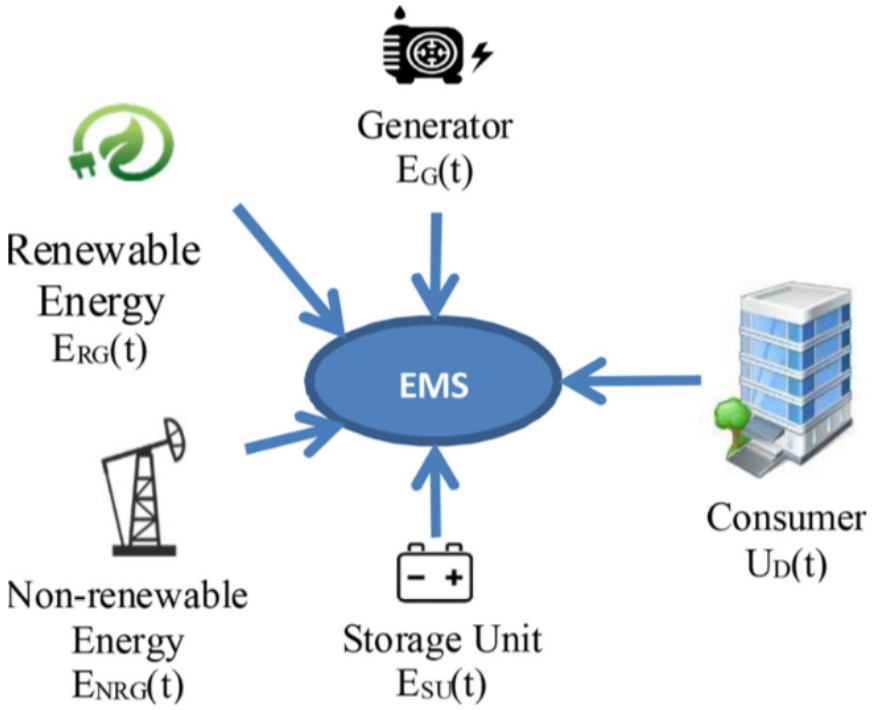

Figura 3 - Elementos da MG considerados por [29].

O estudo de caso apresentado pelo trabalho de HAIDAR, et. al., analisa 3 cenários: (1) usar uma ou duas fontes de energia sem sistema de armazenamento; (2) usar uma ou duas fontes de energia considerando sistema de armazenamento; (3) introduzir o nível de aceitabilidade do consumidor. Os resultados apresentados mostram que a utilização da energia de fontes renováveis ainda é muito mais caro que fontes não renováveis. Ainda assim, o sistema promove reduções do custo de até 7,3% e na emissão de CO_2 de até 55,7%.

O trabalho desenvolvido por MOLINA, et. al. [30], apresenta uma abordagem para encontrar o período ótimo para o processo de carregamento e descarregamento de VEs conectados a um SB, como apresentado pela Figura 4. Para isto, considera-se um cenário de tarifas do tipo ToU e preços em tempo real[17] (RTP), além de um custo pela degradação da bateria do VE.

[17] *Real Time Pricing* (RTP), na designação anglo-saxónica.

Redes Neurais Artificiais são utilizadas para previsão da demanda de energia do edifício e geração de energia fotovoltaica, sendo o problema modelado em PL e solucionado com pacotes de otimização do Matlab. A função objetivo é modelada de forma a minimizar os custos totais com energia, enquanto suas restrições abrangem os limites para o SOC das baterias dos VEs, taxa limite de carregamento e descarregamento, além de considerar que o VE deve estar com a bateria completamente carregada no momento da partida e que o sistema não poder injetar energia na rede. O caso de estudo considerando o cenário ToU não apresentou grande redução nos custos, enquanto o cenário RTP alcançou até 15,27% de economia. De acordo com o trabalho, esses valores ainda não são suficientes para motivar os donos de VEs para usar seu veículo como um recurso de energia a ser gerido, principalmente devido ao custo de degradação da bateria. Economias maiores poderiam ser alcançadas no estudo de caso se o trabalho considerasse injetar energia dos VEs na rede, mas por outro lado, poderia aumentar o custo associados à degradação da bateria do veículo.

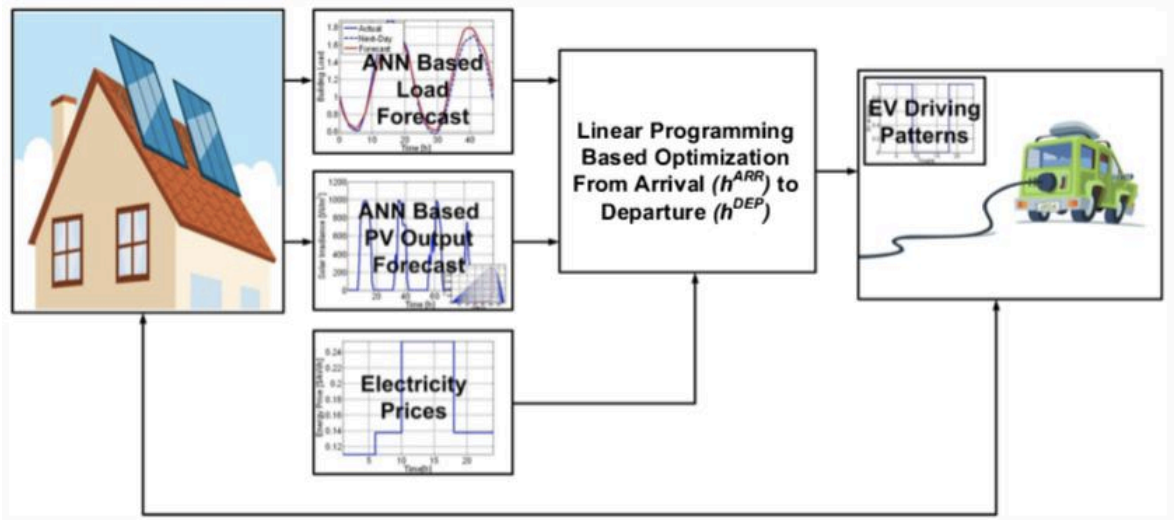

Figura 4 - Rotina de carga e descarga do VE apresentado por [30].

As referências [31] e [32] apresentam trabalhos envolvendo a operação de SBs considerando geração local e a utilização de VEs como recurso de energia. THOMAS, et. al. [31] pretende

otimizar o processo de carga e descarga de Veículos Elétricos Híbridos Conectados à Rede[18] (PHEV) com o objetivo de diminuir a demanda de potência do edifício e os seus custos com energia. A modelagem considera a operação de uma turbina à gás, tarifa de preços dinâmicos e que o PHEV deve partir com carga mínima de 50% da sua capacidade total de armazenamento. A função objetivo é modelada de forma a minimizar os custos com a energia extraída da rede, enquanto suas restrições apresentam a atualização e os limites para o SOC da bateria do PHEV, o balanço de energia do sistema e asseguram que o sistema não deve vender e comprar energia da rede ao mesmo tempo. O trabalho também apresenta um problema de maximização da operação da turbina à gás e um estudo de caso, que verifica a efetividade do método proposto, sendo possível alcançar uma redução no pico da demanda e economia com custos em energia. Em [32], THOMAS, et. al., desenvolve um modelo MILP para minimizar o custo diário total esperado com o consumo de energia elétrica, considerando incertezas provenientes da previsão de geração de energia fotovoltaica e demanda de energia do edifício, fornecidos por um modelo estocástico, além de considerar a utilização de VEs e um sistema BESS. O trabalho faz a comparação entre dois cenários, o primeiro com os dados de previsão provenientes de um modelo estocástico e o segundo provenientes de um modelo determinístico. Resultados mostram que o primeiro cenário foi capaz de fornecer economias, enquanto o segundo resultou em alguns custos depois da operação de um dia.

Em outro trabalho, THOMAS, et. al. [33], analisa o efeito de uma frota de PHEVs no perfil de demanda de um edifício na Bélgica. O objetivo principal é desenvolver uma formulação MILP para minimizar a demanda de energia e os custos com eletricidade. Um objetivo secundário é proposto para analisar o impacto do processo de carga e descarga de PHEVs no sistema de distribuição de baixa tensão. Uma tarifa de preços dinâmicos é considerada e que os veículos devem estar com pelo menos 50% da sua capacidade máxima de

[18] *Plug-In Hybrid Eletric Vehicles* (PHEV), na designação anglo-saxónica.

armazenamento no momento da partida. A função objetivo apresenta a mesma abordagem de [31], onde suas restrições utilizam variáveis binárias para assegurar que o PHEV não esteja carregando e descarregando ao mesmo tempo, enquanto a energia disponível nas baterias deve respeitar seus limites mínimos e máximos e garantir o balanço de energia do sistema. O estudo de caso comprova a efetividade do modelo proposto, sendo possível fornecer reduções na demanda de energia e custos com a eletricidade no edifício. Verifica-se ainda que o carregamento não coordenado de PHEVs pode induzir subtensão na rede de baixa tensão.

O trabalho de SABILLÓN, et. al. [34], propõe um estudo através de uma formulação MILP para agendar o processo de carregamento e descarregamento de VEs e um sistema de armazenamento de energia. O método define um horário ideal de carregamento para um dia, considerando os períodos de chegada e partida dos VEs e seu SOC inicial. A energia inicial, a energia esperada no final do período de tempo e a profundidade permitida de descarga também são consideradas para o sistema de armazenamento. A formulação apresentada forneceu resultados que mostram a eficiência e robustez da metodologia, além de demonstrar que o modelo pode ser utilizado na solução em tempo real de problemas do processo de carregamento de VEs e sistemas de armazenamento de energia.

Pretendendo analisar o impacto da estação de carregamento de VEs agregada como uma carga flexível, MISTRY, et. al. [35] pretende encontrar n despacho ótimo de um sistema BESS para aplicações de MG ilhada. Para isto, desenvolve-se uma formulação MILP para minimizar o custo de operação da MG e soluciona-se por meio da ferramenta CPLEX[19]. As restrições do problema envolvem o balanço de energia do sistema, limites de potência e

[19] CPLEX é uma ferramenta de solução de análise prescritiva que permite o rápido desenvolvimento e implementação de modelos de otimização de decisão usando programação matemática e com restrições.

energia para os VEs e o sistema BESS, além de utilizar variáveis binárias para assegurar que os recursos não possam ser carregados e descarregados ao mesmo tempo. Três estudos de caso com diferentes capacidades de VEs são utilizados. Resultados demonstraram que à medida que a capacidade dos VEs aumenta, o nível de utilização do sistema BESS diminui. Como resultado, o sistema BESS terá um custo operacional menor devido à redução no número de ciclos de carga e descarga. Isso leva a uma redução geral no custo de operação da MG.

BALASUBRAMANIAM, et. al. [13], pretende desenvolver modelos matemáticos para diferentes tipos de cargas, possibilitando sua operação em tempo real. Desta forma, cargas ajustáveis, cargas constantes, cargas dependentes (são influenciadas pela operação de outras cargas) e VEs são considerados. A função objetivo visa minimizar a demanda de pico de carga ao longo de um determinado dia, enquanto suas restrições envolvem limites de energia e potência para cada tipo de carga e o balanço de energia do sistema. O método proposto é capaz de reduzir o pico de demanda de carga, atendendo aos requisitos adicionais de energia das cargas que participam do esquema de Resposta da Demanda[20] (DR).

O trabalho desenvolvido por MOULI, et. al. [36], propõe um modelo integrado para a cobrança de VEs utilizando a geração fotovoltaica como fonte primária, considerando um esquema de preços dinâmico, veículo-para-rede[21] (V2G) e restrição da capacidade das redes para modelar um problema MILP. A função objetivo visa minimizar os custos totais de energia proveniente da rede para carregar os VEs. Em suma, as restrições pretendem assegurar que a demanda de energia, potência e tempo de carga estejam entre os limites do carregador, a energia e a potência disponível para carregar e descarregar os VEs não sejam violados e o balanço de energia do sistema. O problema é implementado na linguagem "C",

[20] *Demand Response* (DR), na designação anglo-saxónica.

[21] *Vehicle-to-Grid* (V2G), na designação anglo-saxónica.

usando o Microsoft Solver Foundation para modelagem de otimização algébrica. Os resultados do estudo mostram reduções no custo de 32% a 651%. O modelo é muito detalhado e abrange vários cenários. A formulação MILP é genérica, escalonável e pode ser adaptada a diferentes mercados de energia, tipos de VE, instalações e fontes de energia. A grande vantagem do método é usar um barramento direto da geração fotovoltaica para alimentar as cargas, evitando perdas do sistema inversor. Os resultados expressivos poderiam ser reduzidos ao considerar um custo pela degradação da bateria VE, como apresentado em outros estudos.

As referências [37] e [38] também consideram a geração de energia fotovoltaica para otimizar o processo de carregamento dos VEs. O trabalho de MEER, et. al. [37], tem como principal objetivo minimizar o custo com o processo de carregamento de VEs, reduzir o impacto na rede e aumentar o consumo de energia proveniente da geração fotovoltaica. O trabalho considera um modelo de previsão para a geração de energia a partir do sistema fotovoltaico e formula matematicamente o problema de otimização através de MILP, como apresenta a Figura 5. Suas restrições abrangem os limites de potência e energia do processo de carregamento e descarregamento, a quantidade máxima e mínima de energia disponível na bateria dos VEs, o número máximo de VEs carregando ao mesmo tempo, limite de energia fornecido pelo sistema fotovoltaico, o balanço de energia do sistema e, considera também, uma taxa de eficiência do processo de carregamento, além de um custo de degradação da bateria. MEER, et al., afirma que o estudo proporcionou até 427,11% em reduções com custo do processo de carregamento. Além disso, o trabalho afirma que a abordagem V2G é inviável economicamente devido à degradação da bateria dos VEs, porém apresenta-se efetivo considerando que as viagens dos VEs e demanda de energia são conhecidas.

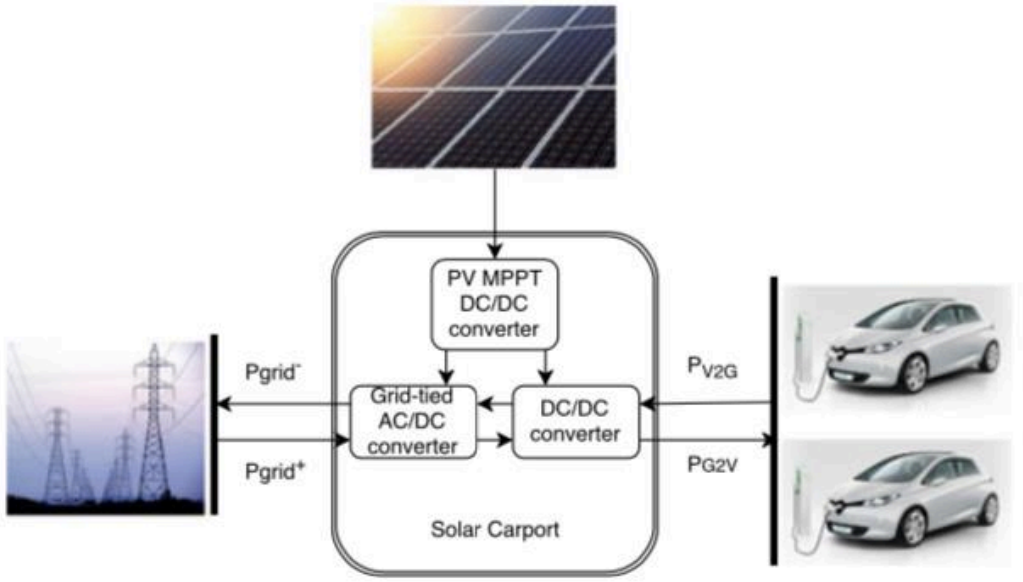

Figura 5 - Representação esquemática da garagem solar apresentada por [37].

ERDINC, et. al. [38], apresenta uma avaliação colaborativa de preços dinâmicos e estratégias de DR baseadas no limite de pico de potência com possibilidade de utilização de energia bidirecional para VEs e sistema BESS. O trabalho propõe uma modelagem baseada em MILP considerando um sistema de gestão de energia residencial[22] (HEM). O sistema HEM considera geração de energia renovável de pequena escala, capacidade de V2G de VEs em conjunto com um sistema BESS e diferentes estratégias de DR. O artigo faz duas suposições básicas. Em primeiro lugar, a variação da tarifa RTP é conhecido antes do início do horizonte de otimização offline e, além disso, presume-se que as preferências do usuário e o comportamento de consumo sejam conhecidos com precisão. No caso base, assume-se que os consumidores estão dispostos a carregar seu VE assim que chegassem em casa e não possuíssem nem o sistema HEM, nem o BESS. Em comparação a este caso base, que também

[22] *Home Energy Management* (HEM), na designação anglo-saxónica.

está associado à operação diária mais cara, a estratégia proposta proporcionou uma operação mais eficiente por meio da redução de custos com eletricidade, atingindo cerca de 65%.

O trabalho desenvolvido por CALVILLO, et. al. [39], também desenvolve uma abordagem para encontrar uma estratégia de carregamento de VE ideal, considerando V2G, eficiência de carregamento e descarregamento e degradação da bateria. Desta forma, é possível analisar a viabilidade do V2G e definir limites para a lucratividade do modelo. A modelagem do problema fornece uma função objetiva linear, com o objetivo de minimizar o custo de energia, resolvido através de métodos de programação linear inteira (PLI). Suas restrições envolvem os limites de potência do processo de carregamento e descarregamento, a atualização do SOC da bateria e os limites máximo e mínimo da energia disponível na bateria do VE. Considerando um modelo específico de bateria, preço da energia e da bateria, o trabalho conclui que o uso de VEs para V2G não é viável. Os resultados do estudo mostram que o custo de degradação da bateria deve ser 10 vezes menor para começar a ser rentável, ou cerca de cinco vezes menos se os custos da bateria fossem reduzidos pela metade.

1.3. CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho apresenta uma abordagem voltada para otimização de recursos em SBs que, apesar de caracterizar um setor com grande parcela no consumo de energia elétrica no mundo, indica imenso potencial para se tornar um produtor considerável de energia renovável, especialmente ao analisar sua grande capacidade de flexibilidade no que tange a resposta da demanda. Além da revisão do estado da arte do tema, desenvolve-se um modelo para otimização dos recursos energéticos de um edifício coletivo residencial, cujo objetivo é encontrar a demanda de potência a ser contratada pelo edifício por meio da minimização da potência a ser extraída da rede, considerando fontes de geração fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia em baterias e pontos de recarga para VEs.

Verifica-se no estado da arte, que muitos trabalhos utilizam métodos de programação linear (PL), visando obter uma solução ótima para o seu problema de otimização. Isto pode ser justificado pelo facto de que PL apresenta estrutura simples e permite a modelagem de uma grande variedade de situações, além de ser fácil de resolver.

Aliando o incentivo presente no cenário energético atual referente às fontes de energia renováveis e a popularização de VEs e sistemas de armazenamento de energia, os trabalhos que apresentaram uma abordagem relacionando o escalonamento do processo de carregamento destes recursos, foram capazes de alcançar reduções com gastos associados ao consumo de energia elétrica e redução no pico da demanda do consumo. Apesar disso, os trabalhos que consideraram um custo associado à degradação da bateria do VE, chegaram a conclusão que o processo é atualmente inviável economicamente, devido ao alto custo relacionados às baterias dos VEs.

Por fim, o trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação resultou em um artigo científico, devendo este ser referido da seguinte forma:

- Rodrigo Joench, João Soares, Fernando Lezama, Sérgio Ramos, António Gomes, Zita Vale

  "*A Short Review on Smart Building Energy Resource Optimization*"

  IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia 2019

1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo seguinte apresenta os principais conceitos pertinentes à GD e a legislação vigente em Portugal e no Brasil. São discutidas as definições de SGs, suas principais vantagens e desvantagens, além da sua importância no desenvolvimento deste trabalho. Abordam-se conceitos de DR, SBs e Gestão dos Recursos de Energia. Neste último tópico, destacam-se os recursos analisados neste trabalho: geração fotovoltaica, veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia em bateria.

O capítulo 3 introduz o conceito de programação linear, onde apresenta-se a estrutura genérica utilizada para formulação matemática de problemas PL, PLI e MILP. Apresenta-se ainda a formulação matemática para o problema de escalonamento ótimo de VEs, descrevendo-se a formulação da função objetivo, as restrições para os VEs, para o sistema

BESS e para a potência extraída da rede. Além disso, a escolha por uma formulação PLI é justificada.

O capítulo 4 descreve o estudo de caso realizado. Para isto apresentam-se as características do edifício e dos recursos de energia considerados. Quatro cenários são propostos, (i) cenário base, onde os VEs iniciam seu processo de carregamento assim que conectados com o edifício, (ii) implementação do método para obter o período de carregamento ótimo para os VEs, considerando que estes podem somente carregar durante o período de análise, (iii) análise do método proposto considerando a possibilidade de escalonar o processo de carregamento e descarregamento dos VEs, (iv) análise do método de otimização para o escalonamento do processo de carregamento e descarregamento dos VEs, considerando a inserção de um sistema BESS. Por fim, uma análise económica é apresentada, onde propõe-se uma potência contratada para todo o edifício, ponderando uma tarifa de preços horária.

Por fim, no capítulo 5 apresentam-se as principais conclusões relacionadas ao desenvolvimento do trabalho e aos resultados obtidos, além de um tópico com propostas para trabalhos futuros.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Políticas emergentes visam diminuir a taxa de emissão de gases poluentes e mitigar a dependência da geração de energia elétrica em fontes não renováveis. É notável o aumento no número de instalações de fontes de geração de energia elétrica em pequenas escalas voltadas para suprimir seu próprio consumo. Este facto deve-se à diminuição nos custos relacionados à instalação de fontes de energias renováveis, principalmente no âmbito residencial. Este tipo de geração é incorporada no conceito de Geração Distribuída.

Em Portugal, o Decreto-Lei nº 153/2014 veio introduzir os regimes referentes às Unidades de Produção, definindo as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e Unidades de Pequena Produção (UPP). Segundo o Decreto-Lei [40], UPAC são as instalações destinadas à produção de eletricidade, utilizando fontes renováveis ou não renováveis, para autoconsumo, enquanto a atividade de produção destinada à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, sem prejuízo do excedente de energia produzida pode ser injetada na rede. As UPPs são instalações destinadas à produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, baseadas numa só tecnologia de produção,

cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, destinada à venda total de energia.

No Brasil, o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica desde que entrou em vigor a Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012 [41]. Esta resolução regulamenta as condições gerais de acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Desta forma, denomina-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 megawatts (MW) (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A Tabela 1 apresenta uma breve comparação entre as políticas relacionadas a este tema em Brasil e em Portugal.

Tabela 1 - Comparativo entre a política voltada às unidades de geração renováveis em Brasil e em Portugal.

Brasil		**Portugal**	
Microgeração	**Minigeração**	**UPAC**	**UPP**
Unidade de produção de energia elétrica com potência instalada acima de 75 kW.	Unidade de produção de energia elétrica com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (3 MW para fontes hídricas).	Unidades de produção de energia elétrica, utilizando fontes renováveis ou não renováveis, para autoconsumo.	Unidades de produção de energia elétrica, a partir de fontes renováveis, baseadas numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, destinada à venda total de energia.

As tecnologias para a geração distribuída estão disponíveis e cada vez mais acessíveis, quando comparadas com a geração centralizada, dispensando investimentos em transmissão e distribuição e reduzindo as perdas nestes sistemas. Podem ser implementadas a curto prazo

a partir de investimentos privados e programas de incentivos governamentais, apresentando a vantagem de melhorar a estabilidade do serviço de energia elétrica no caso de sistemas devidamente implementados que, além de geração de energia, permitem também operar como fonte de alimentação ininterrupta[23] (UPS), reduzindo os custos associados a falhas de energia, principalmente na indústria.

Com a crescente inserção de fontes de GD nas redes de distribuição, inúmeros trabalhos são desenvolvidos com a finalidade de analisar os impactos destas conexões. O trabalho [42] destaca que a GD apresenta efeitos no sistema de distribuição de baixa tensão. A conexão e desconexão podem apresentar transitórios de corrente que, por sua vez, podem refletir na forma de onda da tensão da rede. Tal situação foi verificada, por exemplo, durante a conexão do sistema fotovoltaico em laboratório, que, apesar de não possuir uma potência de pico muito elevada, foi capaz de afetar a forma de onda da tensão da rede no ponto de conexão. Além disso, observou-se que a GD pode alterar o perfil de tensão de regime permanente da rede, tornando-a mais elevada em relação à situação sem GD.

Por apresentar algumas desvantagens, como fluxos bidirecionais de energia, além de variações de geração intermitente para fontes de energia renovável como radiação solar e ventos, tais fatores tornam a operação da rede complexa e agregam dificuldade para controlar os níveis de tensão. Desta forma, o termo *Smart Grid* (SG) surge com a finalidade de gerenciar a rede de distribuição de forma integrada com o mercado desde a produção até o consumo, assegurando a alta confiabilidade do sistema.

[23] *Uninterruptible Power Supply* (UPS), na designação anglo-saxónica.

2.1. SMART GRIDS

Segundo BARRETTO [43], o termo *Smart Grid* pode ser definido de muitas maneiras, mas todas convergem para um sistema de comunicação na rede de energia que permite a troca de informação e auxilia na comunicação e controlo da rede. Essa integração avançada é realizada por meio de medidores inteligentes, redes de comunicação e sistemas de gerenciamento de dados que permitem a comunicação bidirecional entre agentes distribuidores e clientes.

De acordo com SANTO, et al. [44], a definição de SG não é universal. No Brasil, as principais diretrizes para a implementação de redes inteligentes são a necessidade de reduzir custos, aumentar a confiabilidade e a qualidade dos serviços de energia, reduzir perdas técnicas e comerciais, preparar a rede para o futuro e promover sustentabilidade ambiental. Nos Estados Unidos, os principais requisitos são a necessidade de reduzir custos e emissões de gases de efeito estufa provenientes da geração de eletricidade, criar novos mercados, garantir a segurança energética contra ataques cibernéticos e eventos naturais, aumentar a confiabilidade e a qualidade do serviço de energia, além de introduzir fontes intermitentes e sistemas de armazenamento de energia na rede. Na Europa, a necessidade de promover a sustentabilidade por meio da eficiência energética e do uso de fontes renováveis, aumentar a eficiência da rede para tornar os países mais competitivos e garantir a segurança do suprimento de energia são as principais condições.

O modelo de SGs apresenta uma gama de vantagens, pois muitos processos tem a oportunidade de serem aprimorados e novos modelos de mercados de energia elétrica tendem a surgir. A análise de dados de consumo e produção em tempo real possibilita a implementação de um sistema central para processamento de dados, monitorização e controle. Desta forma, é possível ter uma visão holística das condições dos equipamentos, indicadores de desempenho e demanda instantânea da rede em questão.

Visando reduzir a fatura de eletricidade, aumentar o nível de conforto, segurança e confiabilidade dos dados, muitos estudos envolvendo SGs têm a finalidade de desenvolver sistemas de operação que permitam a interação em tempo real dos consumidores com a sua

demanda. Com isso, é possível controlar a sua carga de acordo com o preço atual da eletricidade, diminuindo o consumo à medida que o preço aumenta durante o dia e também, pode-se conscientizar os consumidores a reduzir o consumo de eletricidade, verificando pontos de consumo desnecessários. Estas medidas são conhecidas como Resposta da Demanda ou *Demand Response* (DR).

2.2. DEMAND RESPONSE

Em busca da otimização, equilíbrio, segurança e competitividade do sistema elétrico, a DR se apresenta como uma ferramenta inovadora que propicia a eficiência económica e ecológica do setor elétrico. Através de uma central de modulação inteligente, é possível gerenciar a DR de acordo com as necessidades do sistema.

No Brasil, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), realiza entre janeiro de 2018 e junho de 2019 um programa piloto de DR, estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 792/2017 [45]. O objetivo do programa é a redução dos custos de atendimento ao sistema elétrico nacional, proporcionando uma maior confiabilidade e modicidade tarifária aos consumidores finais. A forma de alcançar esse objetivo é oferecer ao ONS opções de atendimento à carga do sistema, de modo que, alternativamente ao despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito, é ofertado, pelos consumidores participantes, a redução do consumo de energia elétrica mediante pagamento de uma compensação financeira.

Os sistemas de DR se comportam de forma dinâmica e possuem grande potencial para integrarem funções de regulação sistêmica de forma contínua, a exemplos do Esquema de Controle de Emergência (ECE), Sistemas Especiais de Proteção (SEP) e Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). Destacam-se como principais benefícios a otimização e redução do risco de indisponibilidade energética, melhor gerenciamento de capacidades de geração, liberação de ativos de geração de reserva e serviços ancilares (provedores de energia reativa), controle automático de geração, auto restabelecimento e inovação no setor elétrico com a introdução do conceito de centrais virtuais de geração.

Em um mundo onde o incentivo para a implementação de fontes de geração de energia renovável é cada vez maior, torna-se ainda mais complexo equilibrar a produção de eletricidade e seu consumo. Para a interface entre os distribuidores de energia elétrica e seus consumidores, DR é uma componente essencial das SGs.

2.3. SMART BUILDINGS

Buscando atingir a meta da EU onde pretende-se que 100% dos novos edifícios sejam *nearly Zero Energy Buildings*[24] (nZEB) até 2020, os edifícios em um futuro próximo poderão produzir a quantidade de energia que consumirem. Isto significa que há um grande incentivo na implantação de fontes de energia renováveis e estratégias de operação de seus recursos, aliando com obtenção inteligente de dados da rede elétrica, para proporcionar um edifício eficiente e renovável.

Segundo o *Renewables 2018 Global Status Report* [10], os edifícios representam quase 33% do consumo total de energia no mundo, onde quase 75% destes são edifícios residenciais. Cerca de 30% deste montante, representa o consumo de energia elétrica. Isso justifica o surgimento de muitos trabalhos voltados para a otimização da operação dos recursos de energia em edifícios e mudanças no mercado de energia, visando novas políticas para tornar-se mais sustentável.

A possibilidade de obter dados de consumo e produção em tempo real tornou-se um papel importante no desenvolvimento de um sistema de gestão de recursos em SBs. Sabe-se que estes representam uma grande parcela no consumo mundial de energia elétrica e, portanto, é progressivo a capacidade de operar fontes de energia renovável nestes edifícios, de forma

[24] Meta da EU que pretende tornar os edifícios mais eficientes energeticamente, explorando a capacidade de geração de energia local e reduzindo o consumo de energia da rede.

que o fornecimento de energia seja mais eficiente e confiável por meio de DR e abrangentes capacidades de controle e monitorização. Desta forma, permite-se que os consumidores tenham maior controlo sobre seu consumo de eletricidade e participem ativamente deste mercado.

Segundo DE SILVA, MORIKAWA e PETRA [46], um SB deve conter três componentes principais: sistemas de controlo inteligente, uma rede de comunicação e automação. Esta infraestrutura moderna de energia elétrica visa maior eficiência e fiabilidade por meio de controlo automatizado, conversores de alta potência, infraestrutura de comunicação moderna, tecnologias voltadas para sensores e medição e modernas técnicas de gerenciamento de energia baseadas na otimização da demanda, energia e disponibilidade da rede. O papel dos SBs neste cenário é crucial, pois um controle bem definido de seus recursos energéticos e leitura de dados em tempo real de alta fiabilidade pode proporcionar uma redução significativa no consumo e na demanda de potência de um edifício.

2.4. GESTÃO DOS RECURSOS DE ENERGIA

O recente crescimento da Internet das Coisas[25] (IoT) apresenta um elevado potencial para monitorização dos recursos de energia em SBs, proporcionando uma grande oportunidade para redução do seu consumo de energia e fiabilidade do sistema. Desta forma, aproveita-se de uma nova geração de controladores para gerir o consumo de energia de uma forma mais eficiente, aliando-as com a utilização otimizada dos seus recursos de energia.

O surgimento de tecnologias mais eficientes associado à queda dos custos e aumento dos incentivos governamentais, provocou uma grande expansão dos mercados de energia fotovoltaica e eólica. Desta forma, essas fontes de geração de energia elétrica já atendem grande parte da demanda em muitos países.

[25] *Internet of Things* (IoT), na designação anglo-saxónica.

2.4.1. GERAÇÃO EÓLICA

Em 2017 houve uma queda nos preços de implantação de turbinas eólicas, tanto *onshore* quanto *offshore*, principalmente pelas expectativas dos avanços tecnológicos, redução nos custos de financiamento, devido à menor percepção de risco, e concorrência acirrada no setor. Com base no relatório *Renewables 2018 Global Status Report* [10], a Figura 6 apresenta a evolução da capacidade de geração eólica no mundo entre os anos de 2017 e 2018. Com mais de 52 gigawatts (GW) instalados em 2017 (cerca de 4% a menos que em 2016), a China viu a quantidade de novas instalações de aerogeradores diminuírem pelo segundo ano consecutivo, apesar de ainda liderar o *ranking* de países que mais investiram nessa área, enquanto a Europa e a Índia registraram recordes de instalação no ano.

Apesar de apresentar impacto visual considerável, potencial interferência nas rotas de migração de aves[26] e um impacto sonoro devido à colisão do vento com as pás, a geração eólica apresenta grande potencial para reduzir a dependência energética em fontes não renováveis. Por serem normalmente altos, os edifícios mostram-se adeptos à instalação de turbinas compactas projetadas para velocidades baixas, proporcionado uma fonte de energia alternativa para estas instalações. Como exemplo, tem-se o hotel Hilton em Fort Lauderdale, na Florida (EUA), que instalou 6 aerogeradores para ventos com velocidade de até 12 m/s [47]. Por se tratar de um edifício residencial, estes geradores foram projetados para apresentarem baixo ruído, cerca de 38 dB, absorverem vibração e são compostos por componentes que permitem a sua movimentação (descendente) para manutenção anual ou mesmo para preservar o sistema no caso de previsão de furacões.

[26] Este facto pode ser comprovado pelo trabalho de SOVERNIGO [70], onde estudos de caso apresentam impacto significativo sobre as aves presentes na região de instalação de aerogeradores.

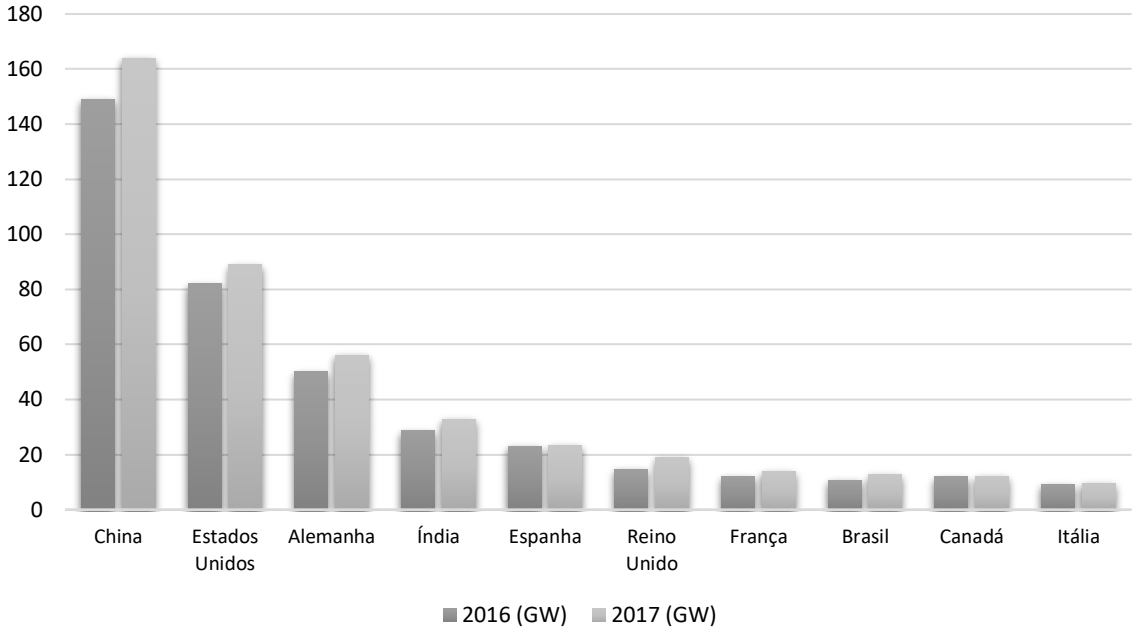

Figura 6 - Capacidade de Geração Eólica no Mundo, adaptado de [10].

2.4.2. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A geração fotovoltaica, segundo o relatório *Renewables 2018 Global Status Report* [10], foi a fonte de energia mais implantada em 2017, devido principalmente ao forte crescimento na China, como apresenta a Figura 7. A energia solar fotovoltaica instalada no mundo foi maior do que as adições líquidas de combustíveis fósseis e energia nuclear combinadas, provocando um aumento de quase um terço na sua potência instalada para aproximadamente 402 GWdc.

Embora a capacidade de energia solar fotovoltaica esteja concentrada em uma pequena lista de países, no final do ano, todos os continentes haviam instalado pelo menos 1 GW de capacidade, e pelo menos 29 países tinham 1 GW ou mais.

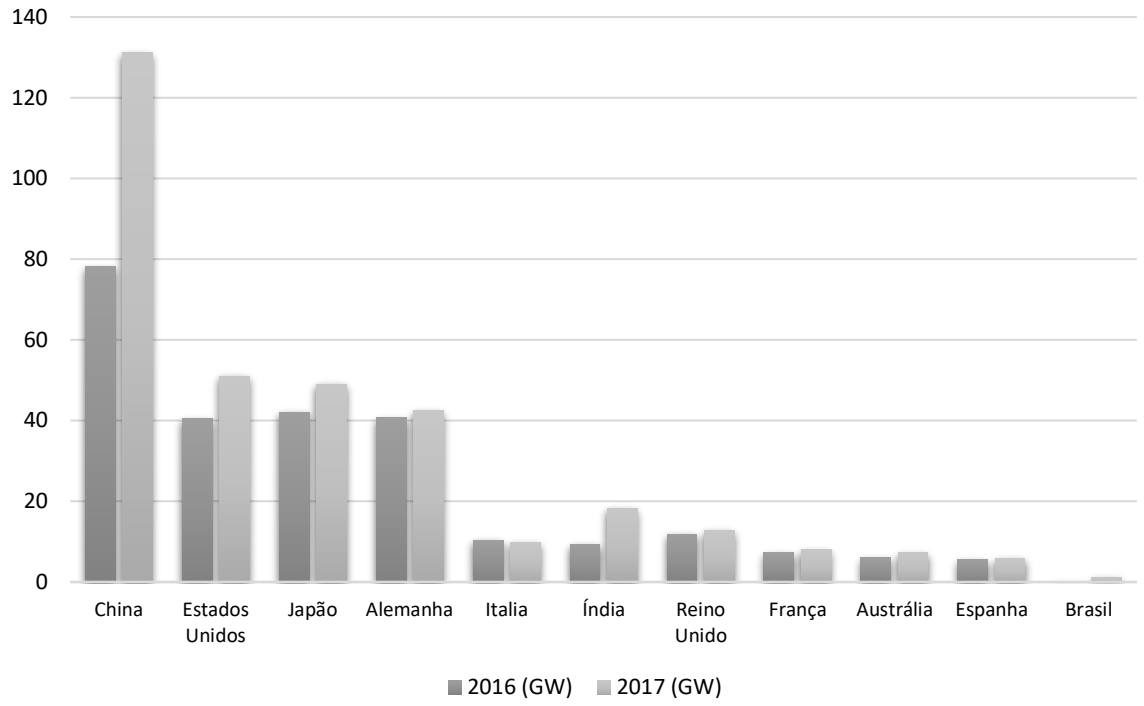

Figura 7 - Capacidade Instalada de Geração Fotovoltaica no Mundo, adaptado de [10].

A energia solar fotovoltaica desempenha um papel cada vez mais importante na geração de eletricidade, impulsionados pela maior volatilidade que os módulos fotovoltaicos apresentam em relação à sua instalação. *Building Integrated Photovoltaics* (BIPV) é uma arquitetura de instalação dos módulos que se torna cada vez mais popular em todo o mundo, onde os módulos são instalados para que se tornem parte integrante do edifício, muitas vezes servindo como "parede". Especialistas em painéis fotovoltaicos e *designers* inovadores na Europa, no Japão e nos EUA estão agora explorando maneiras criativas de incorporar a eletricidade solar em seu trabalho. Um vernáculo totalmente novo da arquitetura solar está começando a surgir. Esse sistema consiste na integração de módulos fotovoltaicos na parede do edifício, como o telhado ou a fachada. Ao servir simultaneamente como material envolvente do edifício e gerador de energia, os sistemas BIPV podem proporcionar economia de materiais e custos de eletricidade, reduzir o uso de combustíveis fósseis e a emissão de gases destruidores de ozônio e adicionar interesse arquitetónico ao edifício [48].

2.4.3. VEÍCULOS ELÉTRICOS

A probabilidade dos veículos elétricos e autônomos dominarem o setor automóvel em alguns anos é grande e, por isso, este mercado apresenta uma grande expansão. O número de VEs vendidos em 2017 quase triplicou quando comparado ao número de vendas em 2015, como apresenta a Figura 8. Tendo isso em mente, políticas voltadas para a implantação de pontos de recargas em edificações residenciais começam a surgir, visando principalmente a diminuição da poluição ambiental, poluição sonora e consumo de combustíveis fósseis.

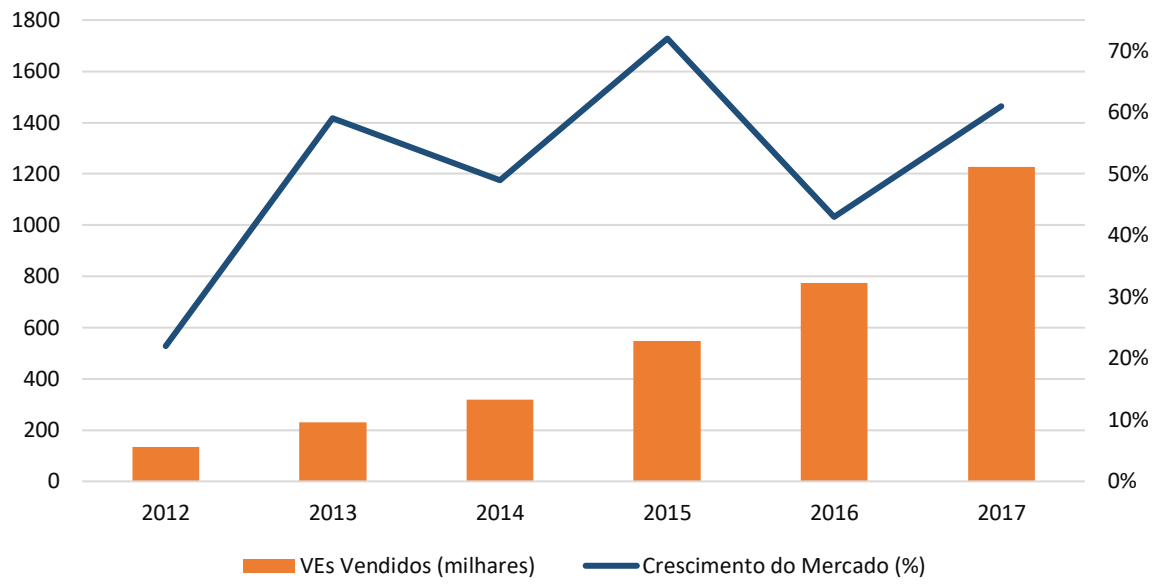

Figura 8 - Expansão do Mercado Global de Veículos Elétricos 2012 - 2017, [10].

Os VEs podem ser classificados em três principais categorias:

- VE Híbrido;
- Veículos elétricos híbridos conectados à rede (PHEV);
- VE puramente à bateria.

O VE híbrido combina o motor à combustão interna com o motor elétrico, proporcionando uma maior autonomia ao veículo. O PHEV se difere do primeiro grupo pelo fato de poder ser conectado à rede elétrica para o processo de recarga da bateria. Dessa forma, ainda possui

as vantagens dos motores elétricos e à combustão, associado à vantagem da utilização de uma energia mais limpa quando fornecida pela rede elétrica. Os VEs puramente a bateria possuem toda a energia fornecida pela bateria. Assim, não há a possibilidade de variação de forma de energia utilizada como nos veículos híbridos, logo, a energia e, portanto, a autonomia do veículo é constantemente depreciada [49].

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 aspetos, 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.

V2G representa um sistema em que a energia armazenada no veículo pode ser injetada na rede elétrica, quando o veículo não está a ser usado e se encontra ligado a esta. As preferências de carregamento e descarregamento devem obedecer a certas normas e protocolos. A energia disponível a injetar na rede é definida pelo condutor, de modo a salvaguardar as suas necessidades. As necessidades de armazenamento de energia por parte do condutor e por parte da rede ocorrem em instantes de tempo distintos, o que pode abrir portas a estratégias de conciliação, tal como o carregamento das baterias durante o período de carga leve beneficiando do período de baixo consumo [50].

2.4.4. BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM

Sistemas de armazenamento de energia por bateria (BESS) e sua integração na rede elétrica têm se tornado cada vez mais importante, especialmente na área de energias renováveis. No entanto, os sistemas de armazenamento de baterias demoram a atingir maturidade no mercado devido ao alto custo dos sistemas baseados em células de íons de lítio. Embora os

sistemas de armazenamento doméstico fotovoltaicos[27] (PV) tenham uma estrutura sólida, os altos preços impedem que sejam adotados de forma mais ampla. Sistemas de armazenamento comunitário em larga escala no nível da rede de distribuição podem ser mais viáveis economicamente devido às possibilidades de combinar várias tarefas ou modelos de negócios em um sistema de armazenamento.

Sistemas BESS podem ser utilizados para reduzir picos de carga e tensão na rede e, quando combinados com sistemas de geração renováveis, um controle da carga e descarga de energia deve ser realizado de forma eficiente. Os sistemas de baterias podem ser gerenciados de diversas maneiras, cada um fornecendo vantagens específicas para cada aplicação. MARIAUD, et al. [51], apresenta duas aplicações elementares que podem ser consideras em um futuro próximo. Gerenciamento de faturas ToU (carga da bateria quando os preços da eletricidade da rede são mais baixos e descarga quando os preços da eletricidade são mais altos), e Resposta de Frequência (resposta de energia imediata e automática a uma mudança na frequência da rede para evitar picos de frequência ou quedas quando ela se desvia da frequência padrão).

Para maximizar as receitas associadas a um sistema composto por fontes de energia, muitos estudos comprovam que a utilização de sistemas BESS fornecem vantagens económicas (diminuição com os custos de energia) e vantagens ambientais (diminuição da taxa de emissão de CO_2).

2.5. CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentado uma introdução ao conceito de Geração Distribuída e sua importância no cenário energético atual. Para isto, foi feita uma caracterização do panorama relacionando politicas voltadas para GD na matriz energética de Portugal e Brasil, além da

[27] *Photovoltaic* (PV), na designação anglo-saxónica.

crescente expansão dos empreendimentos pertinentes às fontes renováveis. Ainda, foi abordada a expansão do mercado de veículos elétricos, dando destaque ao impacto devido a penetração em larga escala de pontos de recarga na rede de distribuição e a capacidade dos veículos interagirem com a rede por meio de V2G.

Em vista disto, é possível propor uma gestão integrada dos recursos de energia residencial, a fim de alcançar maior sustentabilidade e reduzir custos com o consumo de energia elétrica. Como apresentado na secção do estado da arte, uma das abordagens mais encontradas na literatura é o escalonamento do processo de carregamento e descarregamento de VEs e sistemas de baterias, por meio de uma formulação matemática. Neste trabalho, opta-se por formular matematicamente o processo de carregamento e descarregamento como um problema de Programação Linear Inteira (PLI). Desta forma, o próximo capítulo apresenta uma introdução à Programação Linear (PL) e os principais métodos utilizados para sua solução.

3. PROGRAMAÇÃO LINEAR E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

A programação linear (PL) é uma das técnicas mais utilizadas para pesquisa operacional. Segundo [52], a técnica teve origem por volta de 1937, quando Leonid Kantorovich desenvolveu a programação linear como uma técnica para planear gastos e retornos, com o objetivo de otimizar os custos para o exército e aumentar as perdas para o inimigo. O método foi mantido em segredo até 1947, quando George B. Dantzig publicou o método simplex para resolver problemas de otimização linear. Neste mesmo ano, John von Neumann desenvolveu a teoria da dualidade no contexto da análise matemática da teoria dos jogos. Com o fim da guerra, as ideias propostas para fins militares foram adaptadas para aumentar a eficiência e a produtividade no setor civil.

Por apresentar uma estrutura simples e permitir a modelagem de uma grande variedade de situações, PL é relativamente fácil de resolver. Sua técnica foi amplamente aprimorada

quando surgiu a oportunidade de resolver problemas que incorporam variáveis de decisão puramente inteiras e mistas. Este campo foi aberto pela introdução do método *branch and bound* (B&B), principalmente em otimização combinatória, por A. H. Land e A. G. Doig em 1960. Mais tarde, outros algoritmos apareceram, como o método do plano de cortes. Essas técnicas e a extensão da disponibilidade computacional aumentaram em grande parte as possibilidades da PL.

Um problema PL deve ser composto por uma função objetivo de caráter linear, onde suas variáveis de decisão recebem os valores a serem otimizados e devem apresentar uma relação de interdependência, caracterizada por um conjunto de equações ou inequações lineares, conhecidas como restrições do problema e devem ser positivas e não nulas. As equações (1), (2) e (3) demonstram uma estrutura genérica para um problema de PL.

$$\text{min ou max: } Z = \sum_{j \in N} c_j \cdot x_j, j = \{1, \dots, n\} \quad (1)$$

$$\text{Sujeito a: } \sum_{j \in N} a_{ij} \cdot x_j \begin{Bmatrix} \geq \\ = \\ \leq \end{Bmatrix} b_j, i \in M = \{1, 2, \dots, m\} \quad (2)$$

$$x_j \geq 0, j \in N \quad (3)$$

Variáveis

x_j – variáveis de decisão do problema;

Parâmetros

c_j, a_{ij} e b_j - constantes conhecidas, para todo $i \in M$ e $j \in N$;

M - número de restrições;

N - número de variáveis.

Para padronização da modelagem do problema, pode-se transformar todas as restrições do problema em equações adicionando-se uma variável de folga x_{n+i}, se a i-ésima desigualdade

é do tipo ≤, e subtraindo uma variável de folga, x_{n+k} se a k-ésima desigualdade é do tipo ≥, onde x_{n+i} e x_{n+k} são variáveis não negativas. Assim, obtêm-se um total de $m+n$ variáveis, o que possibilita a modelagem do problema na forma matricial.

$$\text{min ou max: } Z = c \cdot x \tag{4}$$

$$\text{Sujeito a: } A \cdot x = b \tag{5}$$

$$x \geq 0 \tag{6}$$

Variáveis

x – vetor de variáveis de decisão do problema de ordem ($m+n$);

Parâmetros

c - vetor linha de ordem ($m+n$);

A - matriz m x ($m+n$);

b - vetor coluna de ordem m;

M - número de restrições;

N - número de variáveis.

Em muitos problemas reais de PL as variáveis de decisão necessitam assumir valores inteiros. Em vista disso, o modelo apresenta uma restrição adicional para assegurar essa necessidade, como apresentado a seguir.

$$\text{min ou max: } Z = \sum_{j \in N} c_j \cdot x_j, j = \{1, \dots, n\} \tag{7}$$

$$\text{Sujeito a: } \sum_{j \in N} a_{ij} \cdot x_j \begin{Bmatrix} \geq \\ = \\ \leq \end{Bmatrix} b_j, i \in M = \{1, 2, \dots, m\} \tag{8}$$

$$x_j \geq 0, j \in N \tag{9}$$

$$x_j \text{ inteira}, j \in I \subseteq N \tag{10}$$

Se $I = N$, ou seja, todas as variáveis de decisão do problema são inteiras, é caracterizado um problema de Programação Linear Inteira (PLI). Porém, se $I \subset N$, tem-se um problema de Programação Linear Inteira Mista (MILP).

De acordo com MORO [53], existem muitos problemas de escalonamento (*scheduling*) de produção que podem ser colocados como problemas MILP, pois os modelos matemáticos de otimização correspondentes envolvem variáveis contínuas e discretas que devem satisfazer um conjunto de restrições lineares de igualdade e desigualdade. A resolução para problemas de otimização MILP pode ser difícil, pela sua natureza combinatória.

O espaço de busca é primeiramente controlado pelas variáveis inteiras, e na forma mais simples, os métodos de enumeração analisam todos os pontos, conhecido como busca exaustiva. Um simples método de busca exaustiva pode se tornar mais eficiente se enumerar apenas uma parte das soluções candidatas enquanto descarta pontos que não são promissores. A eficiência de um algoritmo de busca depende de sua capacidade em descartar pontos de solução não promissores, sendo possível utilizar uma relaxação do problema para obter em tempo razoável uma estimativa para o valor da melhor solução que pode ser encontrada em cada ramo da enumeração [54].

Pelo problema considerado neste trabalho utilizar variáveis de decisão inteiras, opta-se por formular matematicamente o problema e soluciona-lo utilizando uma abordagem PLI. Assim, nos próximos tópicos aborda-se a formulação matemática onde utiliza-se a ferramenta Rstudio para obter a solução ótima. Este utiliza o algoritmo *branch and bound* (B&B). Para melhor contextualização, um resumo dos principais algoritmos utilizados para solução de problemas PLI e MILP estão disponíveis no Anexo A.

3.1. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA

Com o objetivo de reduzir a potência de pico de um SB, considera-se a possibilidade de gerenciar o processo de carregamento e descarregamento de VEs e um sistema BESS. Por se tratar de um problema em que as variáveis de decisão são inteiras e binárias, opta-se por modelar o problema como um caso de PLI e resolve-lo por pacotes de otimização.

3.1.1. FUNÇÃO OBJETIVO

No caso em análise, pretende-se minimizar a potência contratada para um edifício residencial durante o período de tempo *"i"*, com intervalo de tempo de uma hora. Para isto, considera-se a previsão de carga do edifício, geração local fotovoltaica, a conexão de *"n"* VEs com o edifício, podendo estes serem carregados e descarregados, além de considerar a presença de um sistema BESS para armazenamento de energia. Por fim, assume-se ainda o período de conexão dos VEs com o edifício baseado em previsões de viagem. Portanto, as variáveis de decisão do problema serão binárias e identificadas por α e β, que representam o momento de carregamento e descarregamento para cada VE *"j"*, respetivamente, e o sistema BESS em cada período de tempo *"i"*. Desta forma, a função objetivo é apresentada pela equação (11).

$$\min: \sum_{i=1}^{I} P_g^i \cdot c^i \tag{11}$$

Parâmetros

P_g^i – potência aparente extraída da rede no período *"i"* (kVA);

c^i – constante de aceitabilidade referente à disponibilidade de potência para o processo de carregamento dos VEs e sistema BESS no período *"i"*.

Na intenção de garantir o balanço de potência do sistema, é necessário definir a composição da potência extraída pela rede. Como percebe-se na equação (12), esta é composta pela potência de carga prevista do edifício, considerando a potência necessária para suprir a demanda de cada apartamento, bem como as áreas comuns. Considera-se ainda a potência

gerada pelo sistema fotovoltaico e a potência do processo de carregamento e descarregamento dos VEs e do sistema BESS.

$$P_g^i = P_{ed}^i - P_{pv}^i + \sum_{j=1}^{n} \left(P_{ch\_evj}^i \cdot \alpha_j^i - P_{dis\_evj}^i \cdot \beta_j^i\right) \cdot \sigma_j^i + P_{ch\_B}^i \cdot \alpha_B^i - P_{dis\_B}^i \cdot \beta_B^i \qquad (12)$$

Variáveis

α_j^i – variável binária que representa o processo de carregamento do VE *"j"* no período *"i"*;

β_j^i – variável binária que representa o processo de descarregamento do VE *"j"* no período *"i"*;

α_B^i – variável binária que representa o processo de carregamento do sistema BESS no período *"i"*;

β_B^i – variável binária que representa o processo de descarregamento do sistema BESS no período *"i"*.

Parâmetros

P_{ed}^i – potência aparente referente à carga prevista para o edifício no período *"i"* (kVA);

P_{pv}^i – potência aparente referente à geração fotovoltaica prevista no período *"i"* (kVA);

$P_{ch\_evj}^i$ – potência ativa referente ao processo de carregamento do VE *"j"* no período *"i"* (kW);

$P_{dis\_evj}^i$ – potência ativa referente ao processo de descarregamento do VE *"j"* no período *"i"* (kW);

σ_j^i – parâmetro binário baseado na previsão de viagens dos VEs, que representa a conexão do VE *"j"* no período *"i"* com o edifício;

$P_{ch\_B}^i$ – potência ativa referente ao processo de carregamento do sistema BESS no período *"i"* (kW);

$P_{dis\_B}^i$ – potência ativa referente ao processo de descarregamento do sistema BESS no período *"i"* (kW).

Para garantir que o modelo encontre o momento mais adequado para realizar o processo de carregamento dos veículos, utiliza-se uma constante de aceitabilidade. Esta é definida considerando os valores de potência referente à carga prevista do edifício e à geração do sistema fotovoltaico, como apresentada pela equação (13).

$$c^i = \frac{\left(P_{ed}^i - P_{pv}^i\right)}{min\left(P_{ed} - P_{pv}\right)} \tag{13}$$

3.1.2. RESTRIÇÕES

Esta subseção apresenta as restrições incorporadas ao problema PLI. Para efetividade do modelo é necessário garantir que os recursos não violem seus limites físicos, além de garantir que estes não estejam carregando e descarregando ao mesmo tempo. Ainda, apresentam-se restrições para o SOC mínimo das baterias e valor máximo de potência a ser consumida da rede.

3.1.2.1. RESTRIÇÕES PARA OS VES

Sabendo do limite físico de armazenamento das baterias dos VEs, necessita-se definir restrições para que o modelo não permita que o limite do seu SOC seja violado. Para isto, é necessário considerar o SOC inicial do VE quando este conecta-se com o edifício e, portanto, a atualização do SOC de cada VE é definido pela equação (14) .

$$SOC_j^{i+\tau} = SOC_j^i + \left(P_{ch\_evj}^i \cdot \alpha_j^i - P_{dis\_evj}^i \cdot \beta_j^i\right) \cdot \tau \tag{14}$$

Parâmetros

SOC_j^i – estado de carga do VE *"j"* assim que inicia o período *"i"*;

$SOC_j^{i+\tau}$ – estado de carga do VE *"j"* assim que termina o período *"i"*;

τ – intervalo considerado entre cada período *"i"*.

Assim, a primeira restrição do problema é apresentada pela equação (15), que garante o valor de SOC máximo que a bateria de cada VE pode assumir em cada período de tempo *"i"*.

$$SOC_j^{i+\tau} \leq SOC_j^{max} \tag{15}$$

Parâmetros

SOC_j^{max} – estado de carga máximo que o VE *"j"* pode assumir no período *"i"*.

É necessário definir também valores mínimos para o SOC dos VEs, para que estes não assumam valores negativos, ou seja, não viole o seu limite físico. Porém, para viabilidade do estudo, o valor mínimo para o SOC dos VEs em i = 1, 2, ..., I-1, é definido em 50% da sua capacidade máxima, para que viagens fora da previsão não sejam comprometidas. Assim, as equações (16) e (17) representam as restrições para o valor mínimo do SOC dos VEs para qualquer período de tempo *"i"*, i = 1, 2, ..., I-1, e o valor mínimo do SOC para o fim do período em análise (i=I).

$$SOC_j^{i+\tau} \geq SOC_j^{min}, (i = 1, 2, \dots, I-1) \tag{16}$$

$$SOC_j^{I+\tau} \geq SOC_j^{\min\_final} \tag{17}$$

Parâmetros

SOC_j^{min} – estado de carga mínimo que o VE *"j"* pode assumir no período *"i"*, sendo i = 1, 2, ..., I-1;

$SOC_j^{\min\_final}$ – estado de carga mínimo que o VE *"j"* pode assumir no fim do período em análise.

Ainda é necessário formular uma restrição a fim de garantir que os VEs não possam estar carregando e descarregando no mesmo período *"i"*. Para isso, introduz-se a equação (18).

$$\alpha_j^i + \beta_j^i \leq 1 \tag{18}$$

Por fim, é necessário expressar as restrições a fim de garantir que as variáveis de decisões relacionadas aos VEs sejam inteiras e binárias, como apresentado nas equações (19) e (20).

$$\alpha_j^i \in \{0,1\} \tag{19}$$

$$\beta_j^i \in \{0,1\} \tag{20}$$

3.1.2.2. RESTRIÇÕES PARA O SISTEMA BESS

Com uma abordagem similar à realizada para os VEs, é necessário definir os limites máximos e mínimos para o SOC do sistema BESS, considerando a atualização do seu SOC em cada período de tempo *"i"*, como apresenta a equação (21).

$$SOC_B^{i+\tau} = SOC_B^i + \left(P_{ch\_B}^i \cdot \alpha_B^i - P_{dis\_B}^i \cdot \beta_B^i\right) \cdot \tau \tag{21}$$

Parâmetros

SOC_B^i – estado de carga do sistema BESS assim que inicia o período *"i"*;

$SOC_B^{i+\tau}$ – estado de carga do sistema BESS assim que termina o período *"i"*.

Portanto, como realizado para as restrições dos VEs, a equação (22) garante o valor de SOC máximo que o sistema BESS pode assumir em cada período de tempo *"i"*.

$$SOC_B^{i+\tau} \leq SOC_B^{max} \tag{22}$$

Parâmetros

SOC_B^{max} – estado de carga máximo que o sistema BESS pode assumir no período *"i"*.

É necessário também garantir que o valor de SOC do sistema BESS em cada período *"i"* não viole o seu limite mínimo, como apresentado pela equação (23).

$$SOC_B^{i+\tau} \geq SOC_B^{min} \quad (23)$$

Parâmetros

SOC_B^{min} – estado de carga mínimo que o sistema BESS pode assumir no período *"i"*.

Da mesma forma realizada para os VEs, é necessário garantir que o sistema BESS não irá carregar e descarregar no mesmo período *"i"*, assegurado pela equação (24).

$$\alpha_B^i + \beta_B^i \leq 1 \quad (24)$$

É necessário expressar ainda as restrições para garantir que as variáveis de decisões relacionadas ao sistema BESS serão inteiras e binárias, como apresentado nas equações (25) e (26).

$$\alpha_B^i \in \{0,1\} \quad (25)$$

$$\beta_B^i \in \{0,1\} \quad (26)$$

3.1.2.3. RESTRIÇÕES PARA A POTÊNCIA DEMANDADA DA REDE

Por fim, a equação (27) define a potência máxima em que a rede pode alimentar o edifício durante o período *"i"*, a fim de garantir que seu limite físico não seja violado e, portanto, garantindo a integridade do sistema.

$$P_g^i \leq P_{g\_max} \quad (27)$$

Parâmetros

P_g^{max} – potência máxima que a rede pode alimentar o edifício durante o período *"i"* (kVA).

O modelo apresentado neste capítulo foi formulado como um problema PLI e, para a sua resolução, utilizou-se a ferramenta RStudio. Este é um programa *open source* de desenvolvimento integrado, composto por um console, editor de sintaxe com suporte de execução direta do código, ferramentas para plotagem, depuração e gerenciamento do espaço de trabalho. Para obter a solução do problema de otimização, utilizou-se o pacote *lpSolveAPI*, que fornece para a biblioteca *lp solve* um algoritmo de MILP com suporte para modelos lineares inteiros, binários, semi-contínuos e conjuntos ordenados especiais. Esta biblioteca utiliza o método *simplex* revisado para resolver problemas PL puros e com o algoritmo B&B é possível manipular variáveis inteiras, variáveis semi-contínuas e conjuntos ordenados especiais. Os resultados obtidos desta aplicação são apresentados no próximo capítulo deste trabalho.

3.2. CONCLUSÕES

Neste capítulo foi possível analisar que PL é uma técnica consolidada e amplamente utilizada na literatura. Desta forma, foi apresentado a estrutura genérica para formulação matemática do problema, onde necessita-se de uma função objetivo em que suas variáveis de decisão devem apresentar uma relação de interdependência caracterizado por inequações e/ou equações lineares de forma a garantir as restrições do problema.

Este capítulo apresentou ainda a formulação matemática referente ao problema de escalonamento do processo de carregamento e descarregamento de VEs e do sistema BESS considerando para um edifício residencial. Desta forma, foi possível perceber que o problema apresenta uma função objetivo de caráter linear, onde suas variáveis de decisão são inteiras e binárias. Verifica-se ainda que, a fim de garantir que o modelo proposto encontre a solução ótima para o problema, é necessário formular as restrições do problema, onde estas envolvem as restrições para os VEs, para o sistema BESS e para a potência

consumida da rede. Com isto, foi possível encontrar os resultados apresentados no próximo capítulo.

4. RESULTADOS

Para validação do modelo desenvolvido no capítulo anterior, este trabalho considera um estudo de caso para um edifício de 12 apartamentos com perfis de consumo distintos visando reduzir a sua potência de pico para um horizonte de 6 horas. Para isso, assume-se que os dados reais de produção fotovoltaica, consumo total do edifício, viagens e SOC iniciais para as baterias dos VEs são conhecidos para o período de análise e são provenientes de métodos de previsão.

Portanto, o estudo de caso considera:

- Um cenário base, onde os VEs começam o seu processo de carregamento assim que conectados ao edifício.
- Um segundo cenário é apresentado, onde pretende-se otimizar o escalonamento do processo de carga dos VEs, devendo estes apresentarem ao fim do período de análise um SOC para a sua bateria de no mínimo 65% da sua capacidade máxima.

- No cenário 3 pretende-se otimizar, além do processo de carregamento, o processo de descarregamento de cada VE em períodos convenientes, a fim de cumprir com os objetivos propostos.
- No cenário 4 considera-se uma situação similar ao cenário 3, porém com a inserção de um sistema BESS com capacidade de armazenamento de 500 kWh.

Por fim, uma análise económica é realizada para os cenários 1, 3 e 4[28], onde propõe-se uma demanda contratada para o edifício, considerando um custo de penalidade para cada kWh ultrapassado e bonificações para os usuários que optarem por realizar DR quando necessário.

4.1. ESTUDO DE CASO

Para o estudo de caso neste trabalho, considera-se um edifício residencial composto por 12 apartamentos. Cada apartamento apresenta um perfil de consumo distinto e é proprietário de um VE com um ponto de carregamento em sua garagem. Desta forma, além do VE, o edifício possui um sistema de produção local fotovoltaica e um sistema BESS com capacidade de armazenamento de 500 kWh. A Figura 9 apresenta um resumo dos recursos energéticos que compõe o edifício considerado.

Para tornar a validação do modelo desenvolvido mais próximo de situações reais, considerou-se as características dos VEs e do sistema BESS de acordo com o encontrado no mercado. Assim, as características dos VEs utilizadas são provenientes do veículo BMW i3 94 Ah, encontradas no site do fabricante [55], enquanto os dados do sistema BESS são provenientes do catálogo da empresa NARADA de acordo com o modelo BESS-1000L [56]. Ambos os dados são apresentados na Tabela 2.

[28] O cenário 2 não é incluído na análise económica, devido ao facto de este apresentar o mesmo perfil de consumo característico do cenário 1.

Figura 9 - Esquemático representando os recursos do edifício a serem geridos. Adaptado de [55] e [56].

Tabela 2 - Características dos VEs e do sistema BESS.

	Capacidade de Armazenamento (kWh)	Potência de carga (kW)	Potência de descarga (kW)
BMW i3 94 Ah	27,2	3,7	3,33
BESS-1000L	500	6,3	5,67

Para validar o modelo, considera-se que são conhecidas a potência de consumo do edifício, a potência de geração do sistema fotovoltaico e as viagens dos VEs para o período de análise. Estes dados estão disponíveis no Apêndice A, e abrangem um horizonte de tempo de 6 horas, iniciando às 14h e terminando às 20h. Além destas informações, é necessário conhecer, além do seu horário de conexão com o edifício, o SOC da bateria de cada VE quando este facto ocorre. Sendo assim, a Tabela 3 apresenta o estado de carga previsto da bateria de cada VE no momento da sua chegada e conexão com o edifício.

Tabela 3 - Estado de carga inicial para a bateria dos VEs no momento de conexão com o SB.

SOCi_EV1	**SOCi_EV2**	**SOCi_EV3**	**SOCi_EV4**	**SOCi_EV5**	**SOCi_EV6**
38%·SOCmax	40%·SOCmax	37%·SOCmax	70%·SOCmax	40%·SOCmax	47%·SOCmax
SOCi_EV7	**SOCi_EV8**	**SOCi_EV9**	**SOCi_EV10**	**SOCi_EV11**	**SOCi_EV12**
80%·SOCmax	37%·SOCmax	40%·SOCmax	43%·SOCmax	78%·SOCmax	56%·SOCmax

4.2. CENÁRIO BASE

Neste cenário considera-se a interação de doze VEs com o edifício por meio de pontos de recarga em uma situação habitual, onde cada veículo iniciará seu carregamento imediatamente assim que se conectar ao edifício e seu carregamento será interrompido somente no momento em que este atingir um SOC de 100% de sua capacidade máxima. Os resultados obtidos nesta situação estão disponíveis no Apêndice B.

A Figura 10 apresenta as curvas obtidas para o cenário base, onde é possível verificar as variações da potência de carga do edifício (P_{ed}), potência de geração fotovoltaica (P_{pv}), potência de carregamento dos VEs (P_{ev}) e potência consumida da rede (P_g). Assim, verifica-se que há uma variação considerável na P_g, onde o seu pico atinge 66,1 kVA. Isto é justificado pela queda na potência gerada pelo sistema PV e pelo facto de que onze veículos estão conectados ao edifício neste período, ocorrendo um pico de potência no processo de carregamento entre às 17h e 18h.

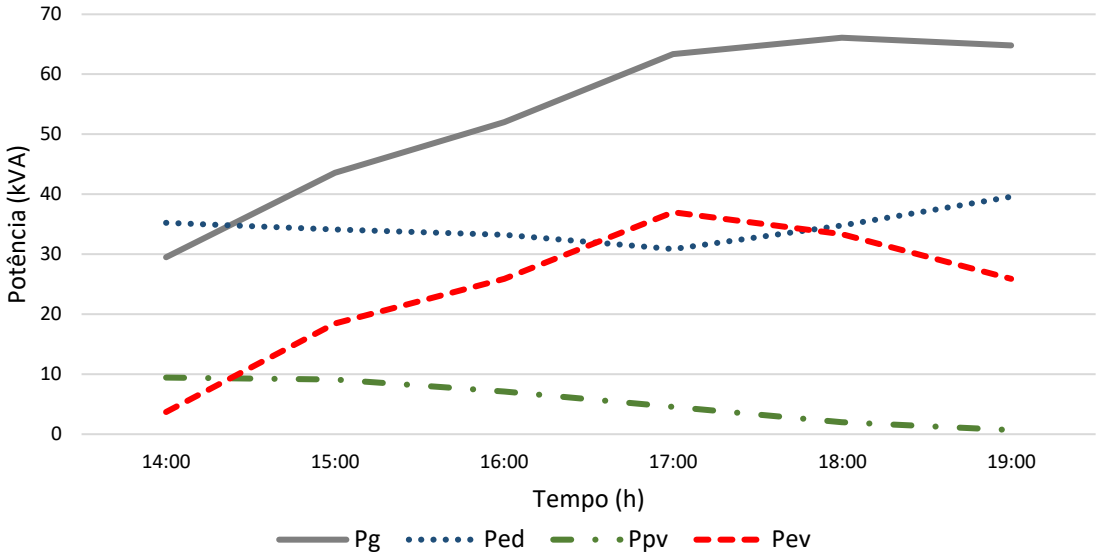

Figura 10 - Curvas das potências analisadas do edifício para o cenário base.

Percebe-se ainda que o momento ideal para carregamento dos VEs ocorre nos períodos iniciais, onde a potência consumida da rede apresenta valores consideravelmente menores, quando comparados ao seu valor de pico. Isto ocorre pelo facto de que a geração PV ainda apresenta uma potência considerável e a potência consumida nas áreas do edifício não é muito alta. Porém o carregamento dos VEs não ocorre neste período pois muitos ainda não estão conectados com o edifício.

Ainda é possível analisar, na Figura 11, a variação na quantidade de potência que consumida da rede e gerada pelo sistema fotovoltaico necessários para alimentar a carga total do edifício e dos VEs (P_{ed} + P_{ev}) em cada período. Desta forma, percebe-se que o pico de potência solicitada pelo processo de carregamento (*Pev*) dos VE ocorre às 17h, onde 10 dos 12 veículos estão carregando. Porém, o pico de potência consumida da rede (*Pg*) ocorre às 18h, provocada pela queda na produção do sistema fotovoltaico e pelo aumento da demanda do edifício, onde 9 veículos ainda dão continuidade ao seu processo de carregamento.

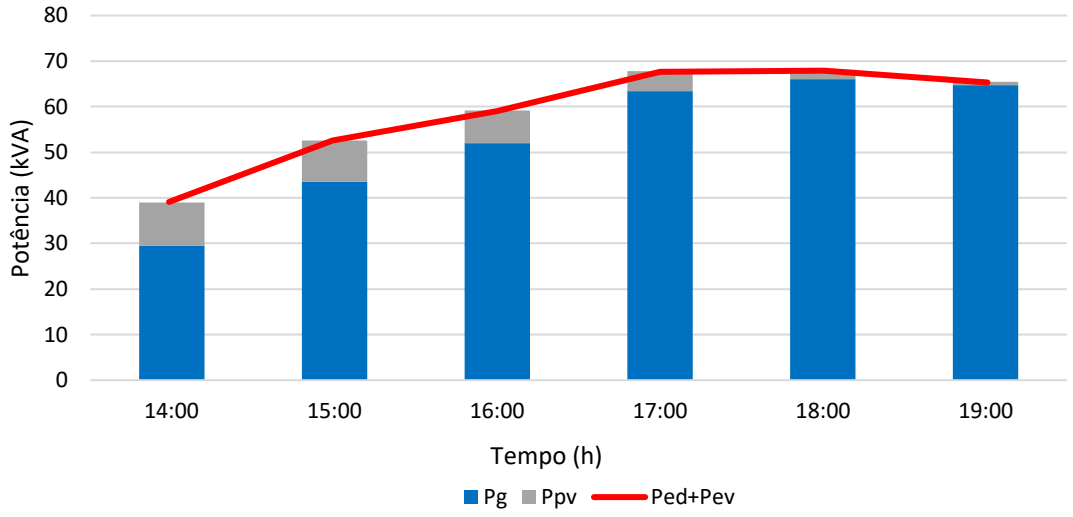

Figura 11 - Quantidade de potência da rede e do sistema PV necessária para alimentar o SB para o cenário base.

Portanto, é possível confirmar que o horário ideal para carregamento dos VEs seria entre as 14h e 16h, onde há uma demanda menor do edifício e maior potência proveniente da geração fotovoltaica. Porém, como verifica-se na Figura 12, nem todos os VEs estão conectados nesse período, sendo necessário aplicar técnicas de otimização para obter o escalonamento ideal deste processo.

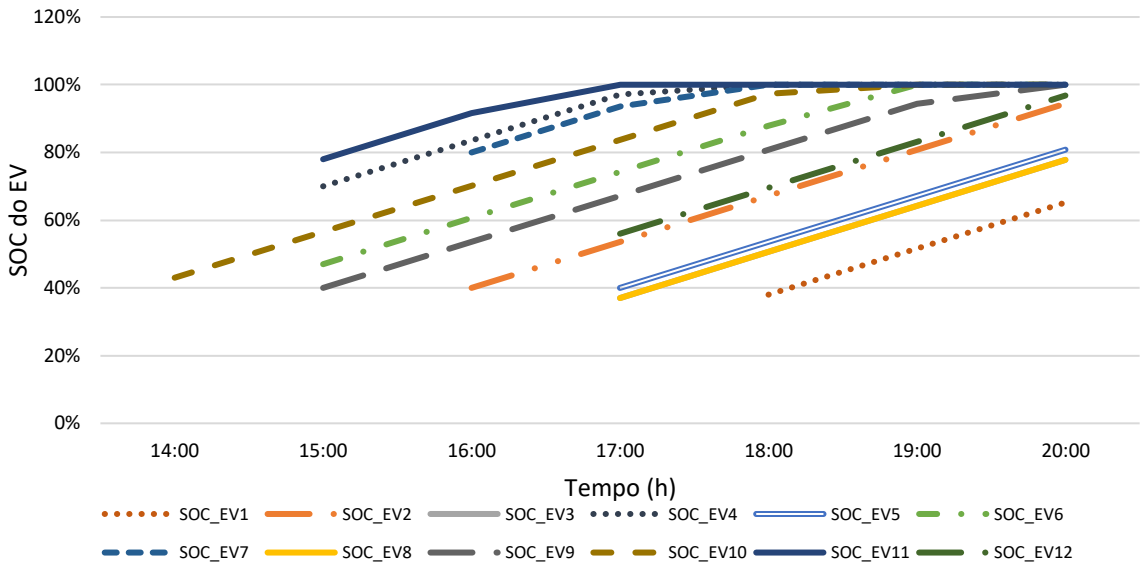

Figura 12 - Evolução do SOC de cada EV durante o período de análise para o cenário base.

Visando apresentar um cenário base em que suas situações estejam próximas às situações consideradas nos cenários seguintes, propõe-se uma nova situação em que os VEs interrompem o seu processo de carregamento assim que atingirem 65% da sua capacidade máxima de armazenamento. Com isso, é possível fazer comparações fundadas nas variações dos picos de potência consumida da rede e, consequentemente, na efetividade do modelo desenvolvido.

4.2.1. CENÁRIO 1.1 - CARGA DOS VES ATÉ 65% DO SEU SOC MÁXIMO

Para validar o modelo, considera-se um cenário base em que os VEs prossigam com seu processo de carregamento até atingirem 65% da sua capacidade máxima, pois este é o valor mínimo considerado nos demais cenários. Caso contrário, uma discrepância estaria evidente nas condições consideradas em cada cenário, dificultando a verificação da efetividade do modelo desenvolvido. Portanto, os dados obtidos nesta situação estão disponíveis no Apêndice E, e com base neles, foi possível construir as curvas de carga do edifício. A Figura 13 demonstra as curvas de potência de cada recurso do edifício, assim como a demanda da rede para o período analisado, que será utilizada para comparação com os demais cenários.

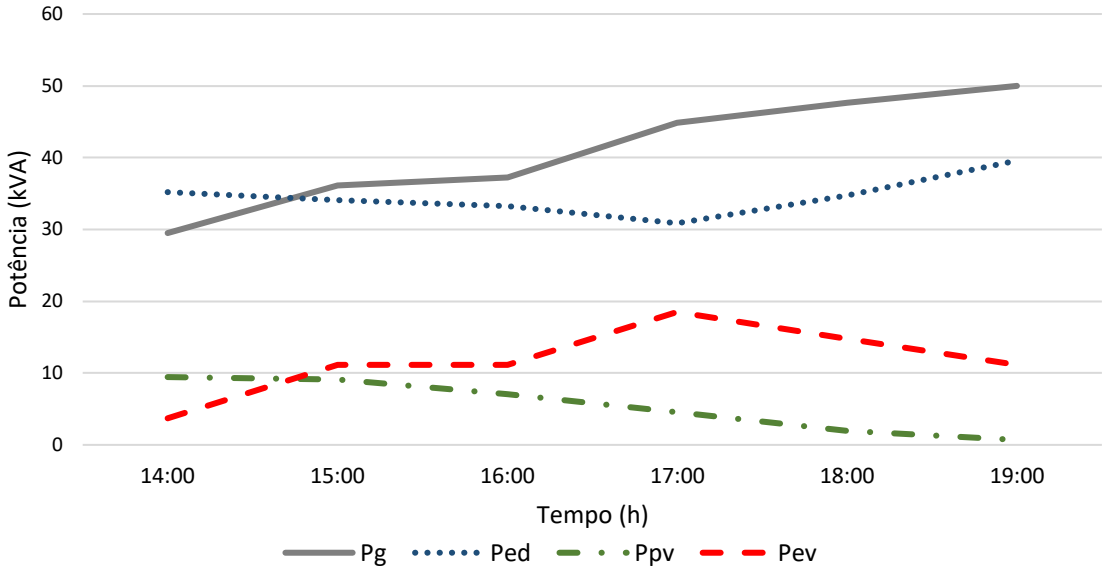

Figura 13 - Curvas das potências analisadas do edifício para o cenário base 1.1.

Ao comparar a Figura 11 e a Figura 14, é possível verificar que há uma redução no pico da potência demandada da rede neste cenário, atingindo 50 kVA e ocorrendo agora às 19h. Portanto, o modelo proposto neste trabalho pretende reduzir este valor com uma estratégia de escalonamento ótimo dos recursos do edifício, como será abordado nos tópicos seguintes.

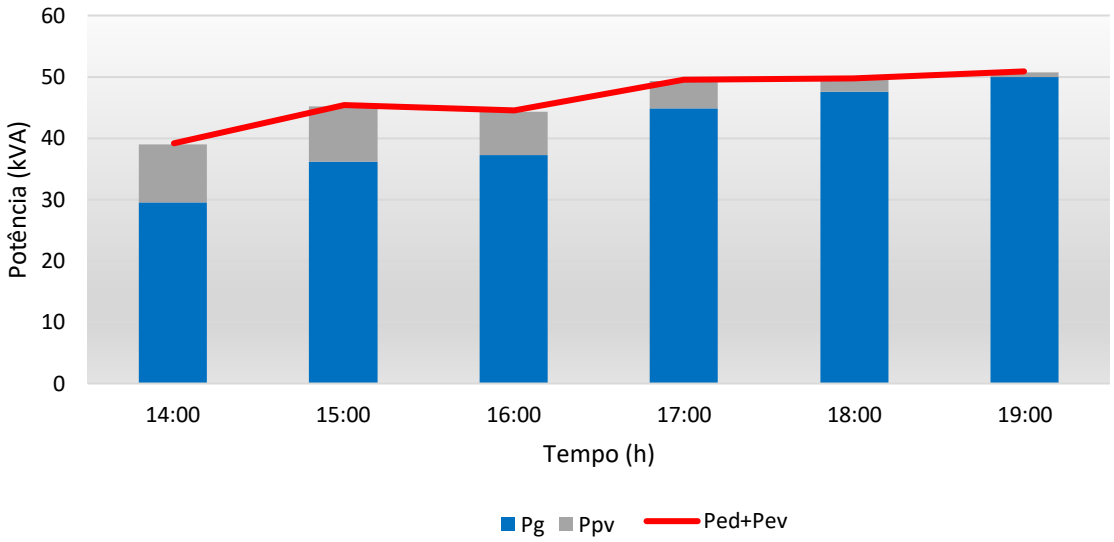

Figura 14 - Quantidade de potência da rede e do sistema PV necessária para alimentar a carga do edifício e o carregamento dos VEs para o cenário base 1.1.

Verifica-se que o período ideal para o processo de carregamento dos VEs ainda ocorre nos momentos iniciais do horizonte de tempo analisado. Porém, como já citado anteriormente, as viagens dos VEs inviabiliza esse facto. Isto ficará mais evidente no próximo tópico, onde encontra-se o período ótimo para o processo de carregamento dos veículos.

É possível averiguar ainda, na Figura 15, que o SOC de cada veículo está acima dos 65% ao fim do período de análise. E, sendo assim, estes interrompem o seu processo de carregamento assim que atingem esse valor, apresentando-se dentro dos valores propostos inicialmente pelo cenário.

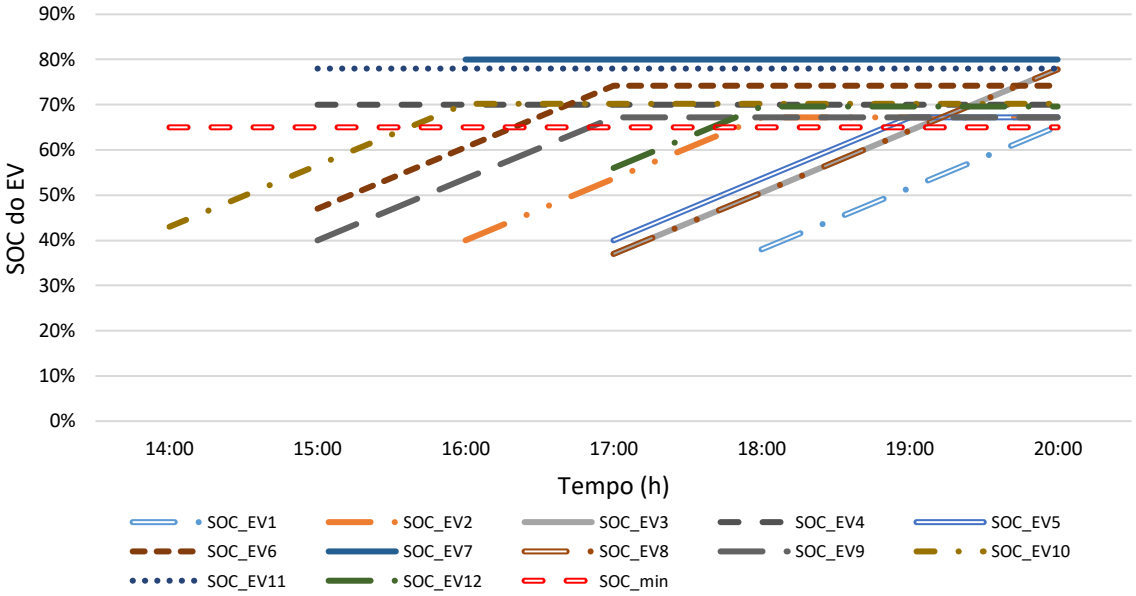

Figura 15 - Variação do SOC dos VEs para o cenário base 1.1.

4.3. CENÁRIO 2 – ESCALONAMENTO DO PROCESSO DE CARGA DOS VES

Neste cenário considera-se que cada veículo realizará o seu carregamento no período ótimo encontrado pelo modelo, visando a redução do pico da potência consumida da rede durante o período de análise. Sendo assim, ao considerar as restrições de que cada veículo não deve ter um SOC menor que 50% depois de conectado ao edifício e que ao final do período deve apresentar um SOC mínimo de 65%, foi possível obter os resultados disponíveis no Apêndice F.

Desta forma, ao analisar a Figura 16, inicialmente percebe-se que as curvas apresentadas retratam o mesmo comportamento obtido para o cenário inicial, onde o pico da potência consumida da rede aproxima-se dos 50 kVA.

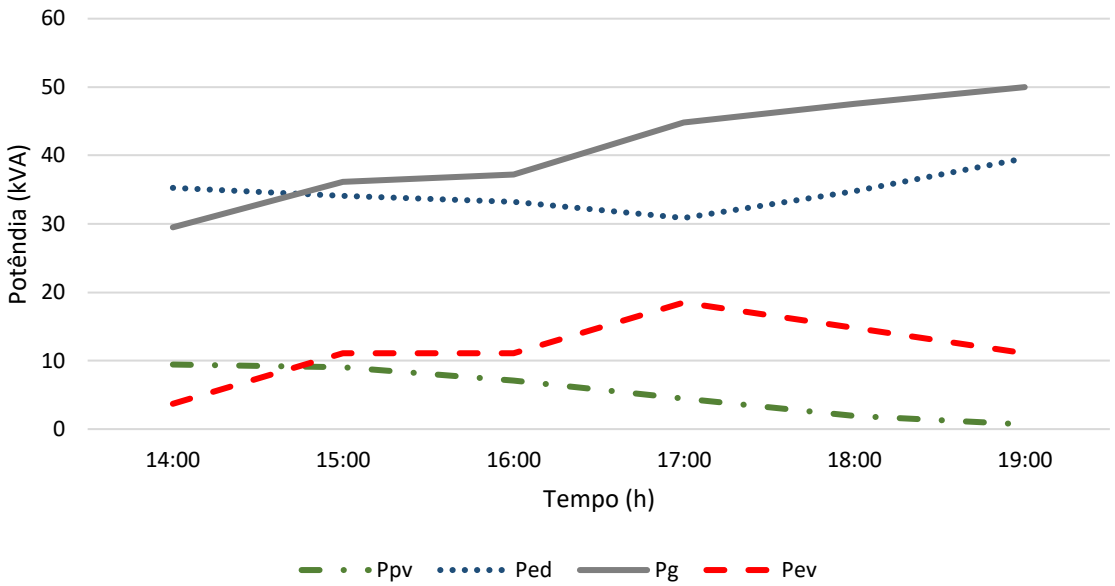

Figura 16 - Curvas das potências analisadas do edifício no cenário 2.

Ao analisar a Figura 17, verifica-se que os períodos ótimos para carregamento dos VEs são os mesmos que ocorreram no cenário base. Isso acontece, pois, os períodos mais propícios para o carregamento são os horários inicias, onde há uma demanda de carga do edifício ligeiramente menor e o sistema fotovoltaico está sendo capaz de alimentar uma potência considerável necessitada pelo edifício. Ao se aproximar do fim da tarde, a demanda do edifício começa a aumentar e a produção PV começa a se extinguir, o que torna os dois últimos períodos menos propícios para o processo de carregamento de VEs.

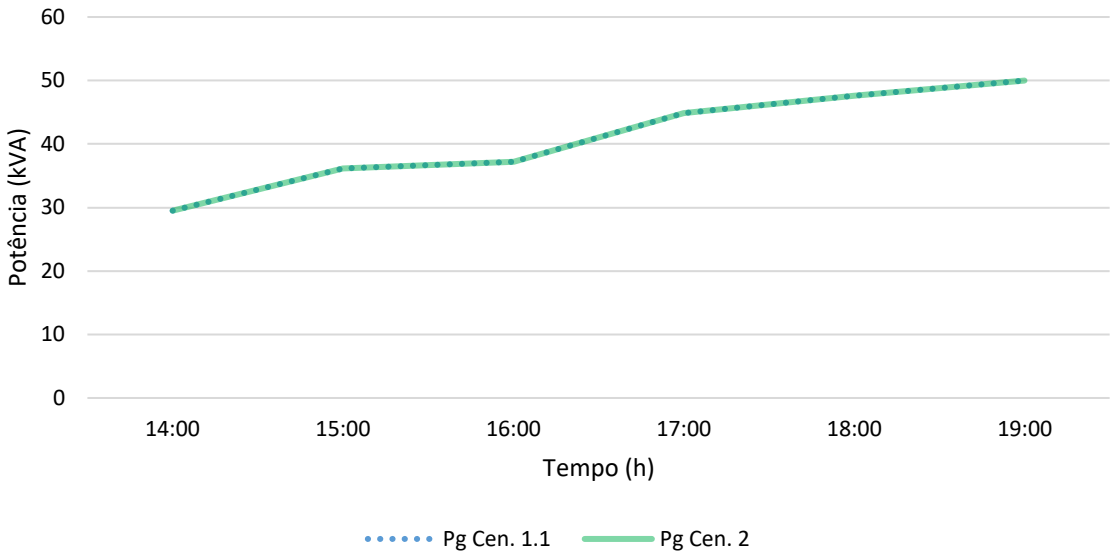

Figura 17 - Comparação entre a potência demandada da rede nos cenários 1.1 e 2.

A Figura 18 ajuda a confirmar que os resultados obtidos neste cenário foram idênticos ao ocorrido no cenário inicial. Portanto, todos os VEs apresentaram um SOC de 65% ou mais da sua capacidade máxima ao fim do período de análise, como ocorrido anteriormente.

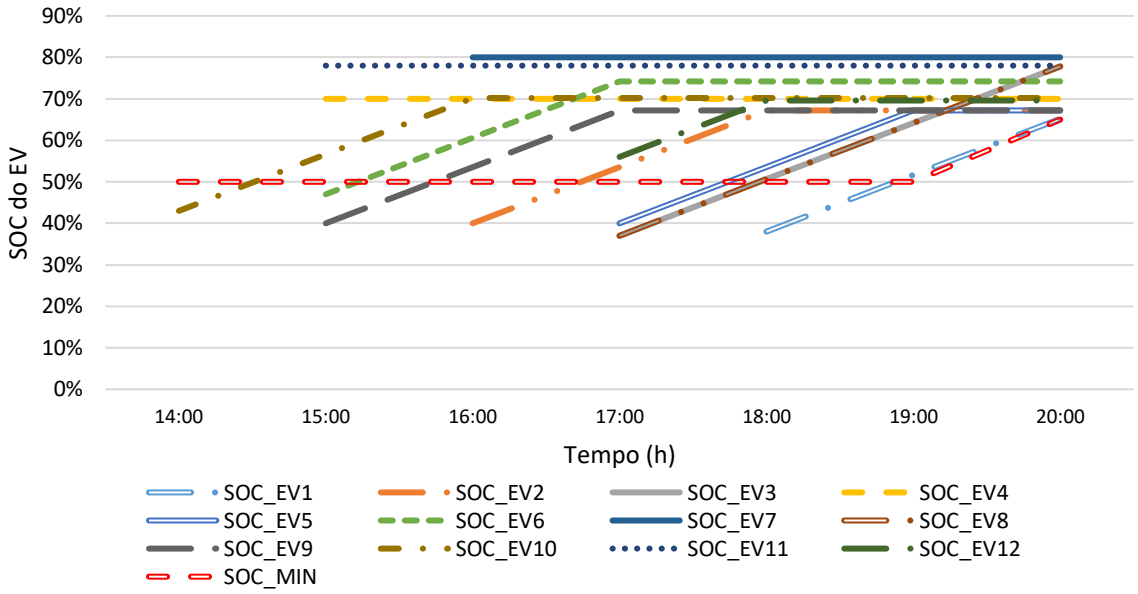

Figura 18 - Variação do SOC de cada VE para o cenário 2.

4.4. CENÁRIO 3 – ESCALONAMENTO DO PROCESSO DE CARGA E DESCARGA DOS VES

Para este cenário em análise, assume-se que cada veículo iniciará o seu processo de carregamento no momento em que o modelo considerar conveniente e ainda sendo possível descarregar sua energia em momentos adequados, visando a redução do pico da potência consumida da rede durante o período analisada. Portanto, considerando as informações de entrada apresentadas no Apêndice A e considerando também as mesmas restrições para o valor do SOC dos VEs do cenário anterior, foi possível obter os resultados disponíveis no Apêndice I.

Ao analisar a Figura19, percebe-se que, assim como ocorreu no cenário anterior, o modelo acionou o carregamento dos VEs nos períodos em que a potência consumida pelo edifício era menor, ou seja, nos momentos inicias. Com isso, foi possível armazenar energia suficiente para descarrega-la, principalmente, nos momentos finais do período, onde anteriormente apresentava uma potência consumida da rede muito alta.

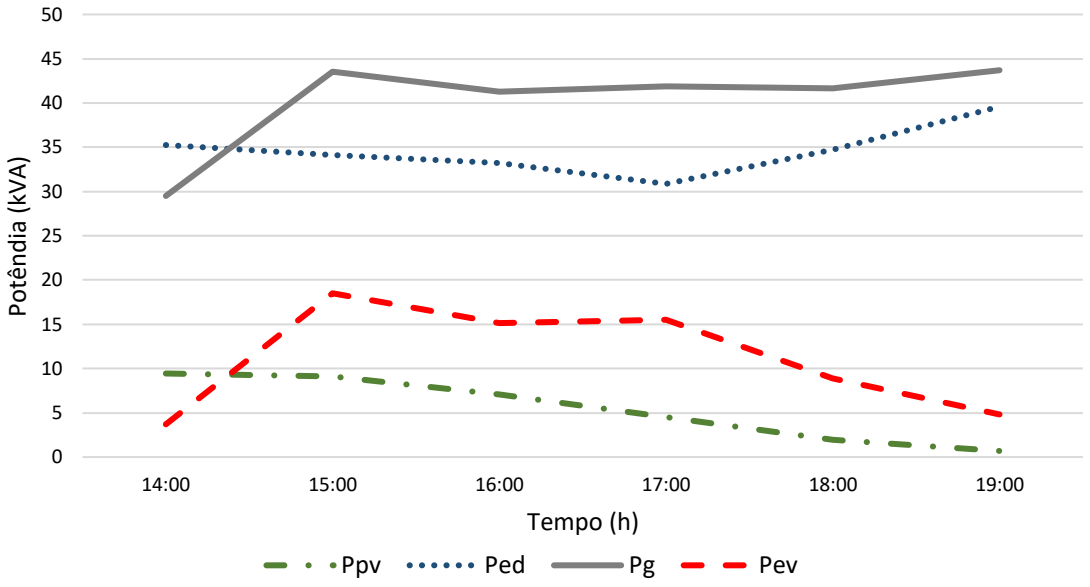

Figura 19 - Curvas das potências analisadas do edifício para o cenário 3.

Portanto, ao analisar a Figura 20, percebe-se a estratégia assumida pelo modelo fez com que a energia em excesso armazenada nos VEs verificada na Figura anterior fosse descarregada

nos períodos em que a potência consumida da rede era maior. Com isso, foi possível reduzir o pico de potência da rede para 43,7 kVA, obtendo uma redução de 13%.

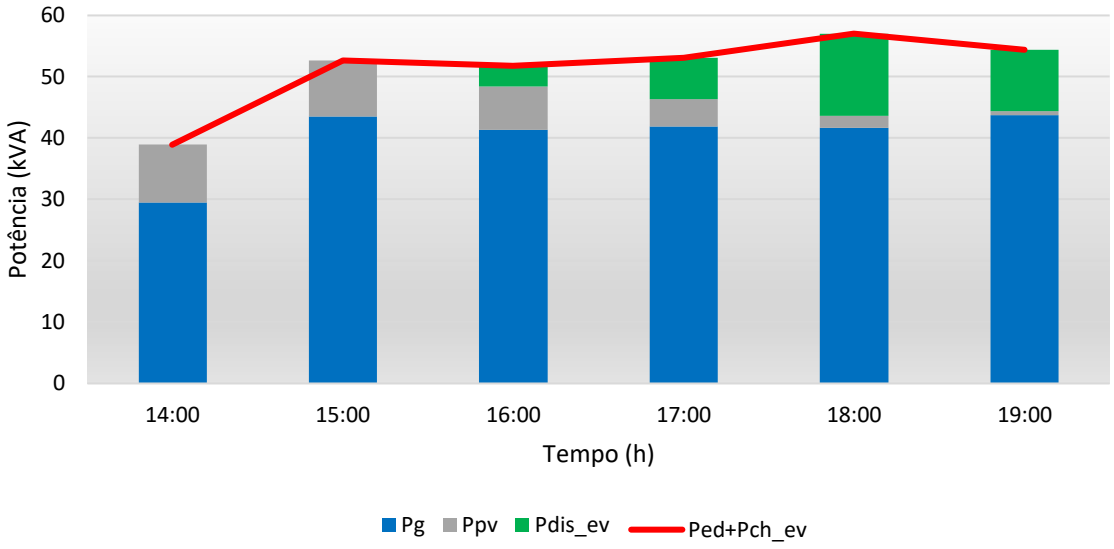

Figura 20 - Especificação do cada tipo de fonte que alimenta a carga do edifício e o carregamento dos VEs para o cenário 3.

Na Figura 21 fica evidente o efeito do modelo proposto na curva da potência extraída da rede. É possível perceber que a necessidade de armazenar energia em excesso para ser descarregada posteriormente provocou um pequeno pico nos períodos inicias. Apesar disso, essa energia em excesso, ao ser descarregada, fez com que a curva da potência extraída da rede tomasse uma forma mais plana, evitando variações acentuadas. Ainda assim, o pico de potência consumida da rede ainda ocorre no último período do horizonte em análise, porém 13% de redução quando comparado ao cenário 1.1.

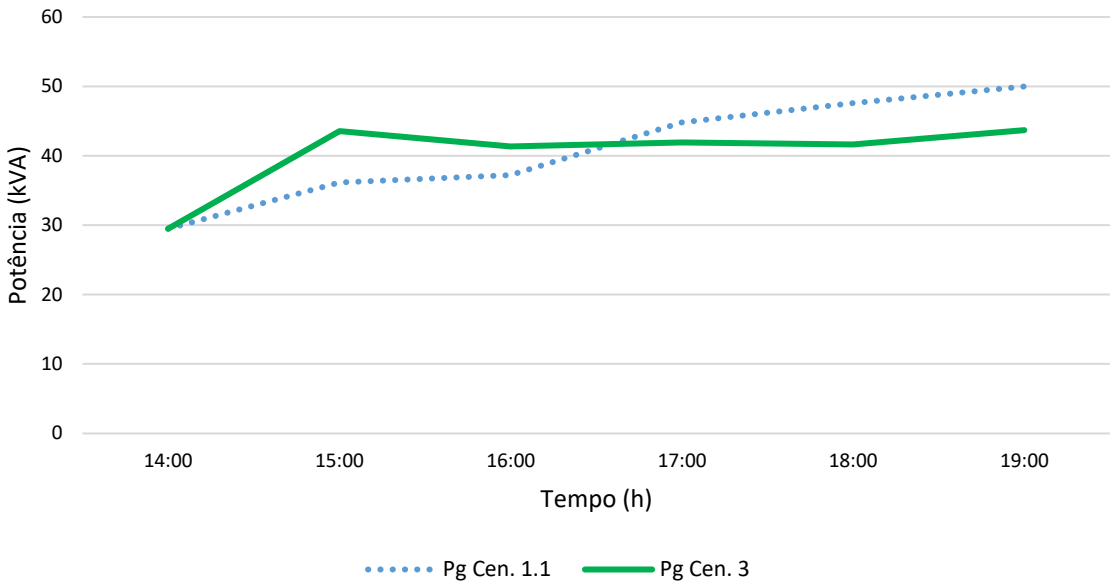

Figura 21 - Comparação entre a potência demandada da rede nos cenários 1.1 e 3.

Na Figura 22 também é possível verificar o impacto da estratégia do modelo, onde percebe-se que alguns VEs tiveram variações consideráveis durante o período, mas sempre respeitando o limite mínimo de 50% definido para todo o período de análise. Ainda é possível verificar que todos os veículos apresentam no fim do período um SOC de no mínimo 65%, como determinado inicialmente.

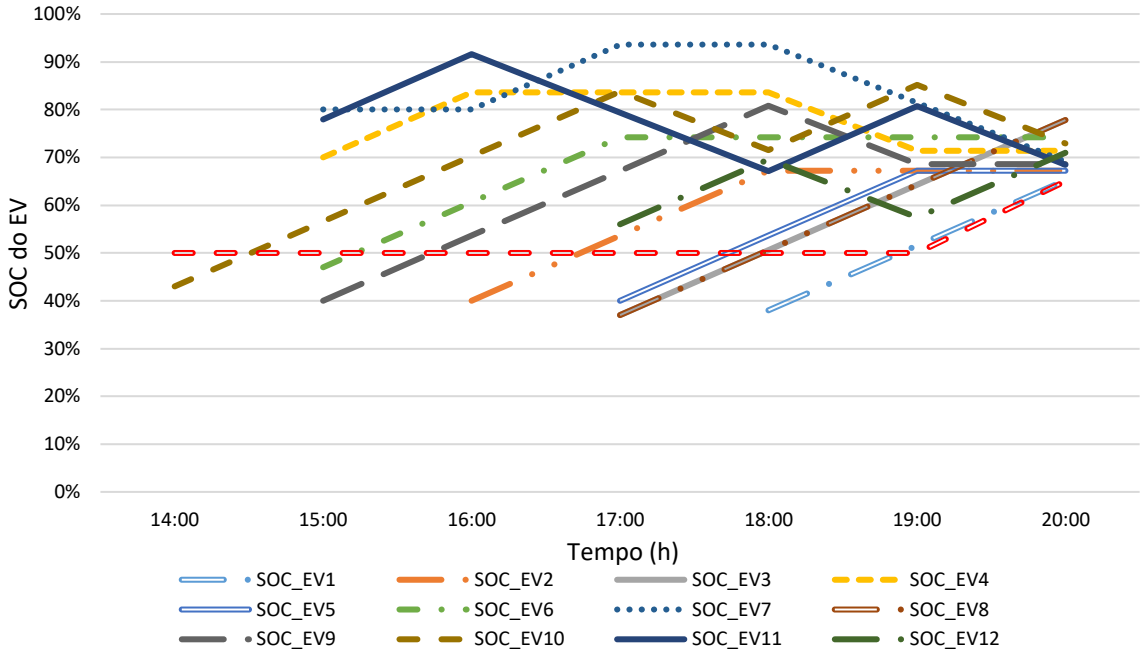

Figura 22 - Variação do SOC de cada EV no cenário 3.

4.5. CENÁRIO 4 - ESCALONAMENTO DO PROCESSO DE CARGA E DESCARGA DOS VES E DO SISTEMA BESS

Neste último cenário, pretende-se minimizar o pico de demanda consumida da rede considerando que o modelo desenvolvido gerenciará o processo de carregamento e descarregamento de cada VE da forma mais conveniente para cumprir com os objetivos do problema, além de ser incorporada a presença de um sistema BESS. Portanto, para este cenário considera-se que o SOC inicial do sistema BESS é de 80%, por assumir que os períodos anteriores são caracterizados como períodos fora de ponta. Ainda, são consideradas as restrições para os VEs e as informações de entradas apresentadas no Apêndice A. Desta forma, foi possível obter os resultados disponíveis no Apêndice L.

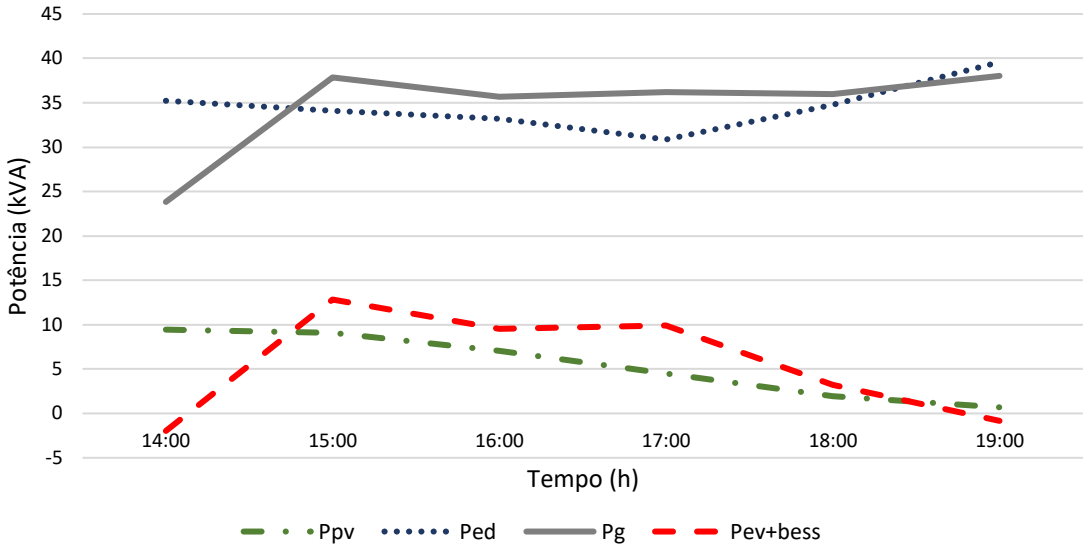

Figura 23 - Curvas das potências analisadas do edifício no cenário 4.

Percebe-se, ao analisar a Figura 23, que o modelo manteve o processo de carregamento dos VEs nos períodos iniciais, quando possível. Sendo assim, com a inserção do sistema BESS, foi possível manter o pico da demanda extraída da rede abaixo dos 40 kVA.

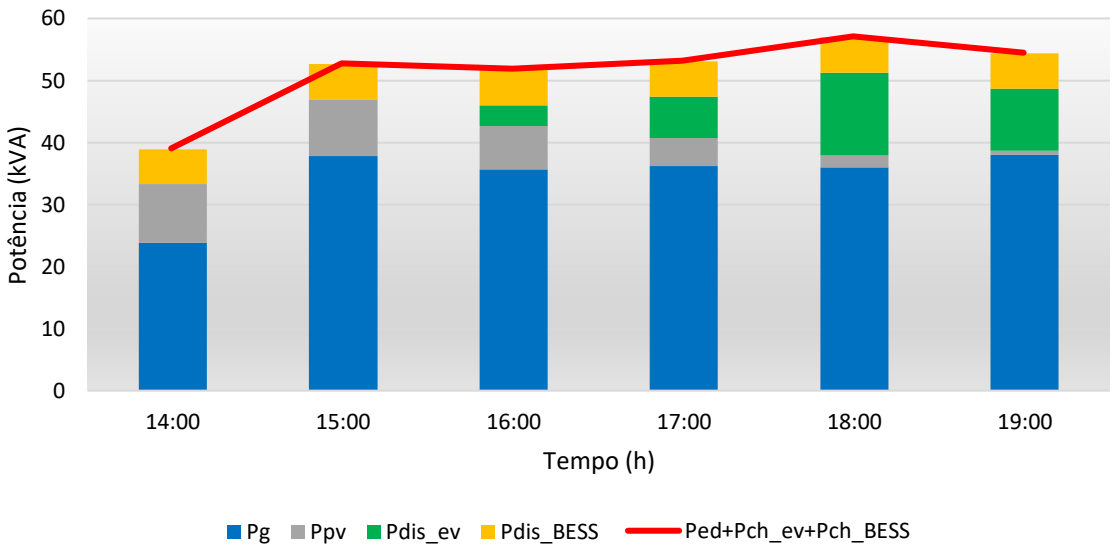

Figura 24 - Especificação do cada tipo de fonte que alimenta a carga do edifício e o carregamento dos VEs para o cenário 4.

Com o auxílio da Figura 24, é possível evidenciar que o sistema BESS apresenta um papel fundamental na redução do pico da potência extraída da rede. Por considerar que este inicialmente apresentava um SOC inicial alto, 80%, foi possível utilizar a energia armazenada no sistema para alimentar a carga do edifício e o carregamento dos VEs em períodos que necessitava consumir uma potência significativa da rede. É possível perceber ainda, que a energia armazenada nos VEs nos períodos iniciais, foi descarregada (em verde) nos períodos finais, contribuindo para a redução significativa do pico da potência consumida da rede e comprovando uma estratégia eficaz adotada pelo modelo desenvolvido, alinhada com os objetivos propostos neste trabalho.

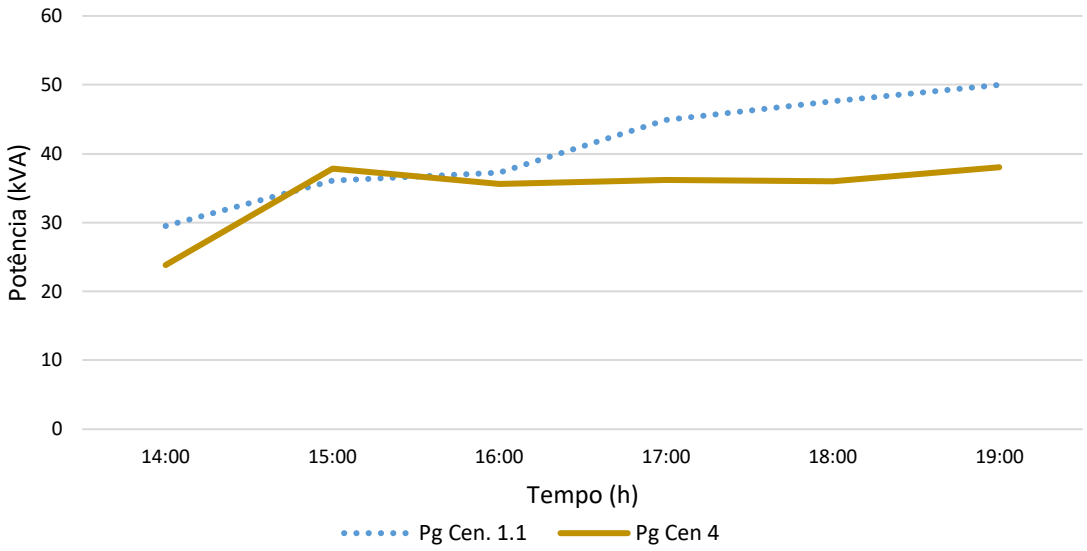

Figura 25 - Comparação entre a potência demandada da rede nos cenários 1 e 4.

Portanto, a Figura 25 confirma a redução do pico da potência extraída da rede, onde percebe-se que esta curva apresentou um comportamento similar encontrada no cenário anterior. Assim, o modelo foi capaz de apresentar uma potência de pico demandada da rede de 38 kVA, sendo esta uma redução de 23,9%.

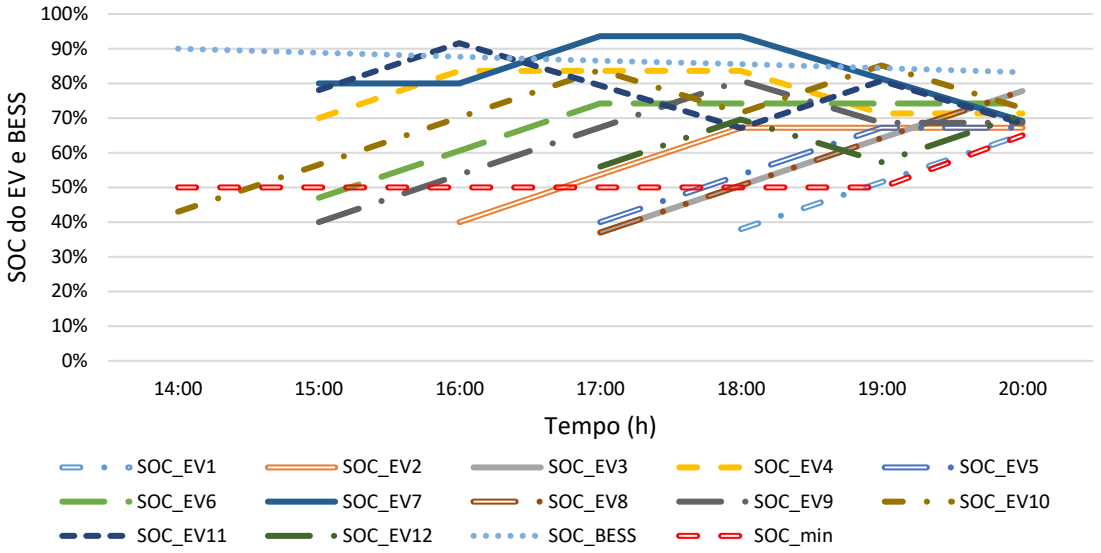

Figura 26 - Variação do SOC de cada EV e do sistema BESS para o cenário 4.

Por fim, é possível confirmar que todos os veículos apresentam no fim do período um SOC de no mínimo 65% da sua capacidade máxima. Percebe-se ainda que, as variações apontadas no cenário anterior mantiveram-se, estando de acordo para todo o período de análise com os limites mínimo, de 50%, e máximo, de 100%, definidos para o SOC dos VEs.

4.6. ANÁLISE ECONÓMICA

Para a análise inicial do cenário base 1.1, considera-se a legislação vigente para a contratação de energia em baixa tensão em Portugal, assumindo que cada apartamento tem uma potência contratada do fornecedor de energia (rede), de acordo com a Tabela 4.

Tabela 4 - Potência contratada por cada apartamento no caso base.

Apt. 1	**Apt. 2**	**Apt. 3**	**Apt. 4**	**Apt. 5**	**Apt. 6**
6,9 kVA	6,9 kVA	6,9 kVA	6,9 kVA	6,9 kVA	6,9 kVA
Apt. 7	**Apt. 8**	**Apt. 9**	**Apt. 10**	**Apt. 11**	**Apt. 12**
10,35 kVA	10,35 kVA	10,35 kVA	10,35 kVA	10,35 kVA	10,35 kVA

Portanto, a fatura definida para o período de análise considera a tarifa de potência contratada, em €/kVA, e a fatura de energia elétrica consumida, em €/kWh, como apresenta a Tabela 5. Nesta tabela ainda é apresentado as tarifas para potência contratada de 41,4 kVA, sendo este valor definido como a potência a ser contratada pelo edifício nos próximos cenários em análise. Desta forma, é possível verificar o quanto o edifício gastaria com a fatura de energia elétrica para o período em análise, considerando a tarifação vigente. Sendo assim, foi possível obter os resultados apresentados na Tabela 6.

Tabela 5 - Tarifação de energia elétrica para o plano Tri-Horário, segundo [57]**.**

Potência Contratada (kVA)	**6.9**	**10.35**	**41.4**
Preço da Potência (€/kVA dia)	0,3072	0,5646	1,4536
Preço Energia no Horário de Ponta (€/kWh)	0,2213	0,2253	0,3102
Preço Energia no Horário de Cheias (€/kWh)	0,1743	0,1765	0,1605
Preço Energia no Horário de Vazio (€/kWh)	0,1009	0,1016	0,0843

Considerando todos os dados apresentados pelas tabelas anteriores, foi possível estimar um valor para a fatura de energia elétrica do edifício, no período em análise, apresentada na Tabela 6. Desta forma, o edifício gastaria 50,34 euros, considerando a energia elétrica gasta no período e uma potência contratada por cada apartamento individualmente.

Tabela 6 - Faturas de energia elétrica obtidos com base na Tabela 5.

Horário	**14h-15h (Cheia)**	**15h-16h (Cheia)**	**16h-17h (Cheia)**	**17h-18h (Cheia)**	**18h-19h (Cheia)**	**19h-20h (Ponta)**
Energia Média Consumida (kWh)	29,50	36,13	37,24	44,86	47,60	49,99
Fatura de Energia (€)	5,14	6,30	6,49	7,82	8,30	11,06

4.6.1. ANÁLISE ECONÓMICA ENTRE OS CENÁRIOS 1 E 3

Nesta parte do trabalho, propõe-se que ao invés de cada apartamento contratar uma demanda de potência do fornecedor de energia individualmente, o gerenciador do edifício contrata um valor que abrange a necessidade de todos os apartamentos e áreas comuns, consideração também a demanda necessária para suprir o processo de carga dos VEs. Assim, com base nas curvas de potência obtidas neste capítulo, propõe-se uma potência contratada para o edifício de 41,4 kVA e uma penalidade de 3 €/kWh que ultrapassar esse valor. À vista disso, os resultados obtidos para estas considerações são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Fatura de energia elétrica obtida com base na Tabela 5 para a potência consumida da rede no cenário 3.

Horário	14h-15h (Cheia)	15h-16h (Cheia)	16h-17h (Cheia)	17h-18h (Cheia)	18h-19h (Cheia)	19h-20h (Ponta)
Energia Média Consumida (kWh)	29,50	43,53	41,31	41,90	41,68	43,70
Fatura de Energia (€)	4,73	13,04	6,63	8,14	7,47	13,55

Para o cenário 3, há 4 períodos em que a potência consumida da rede ultrapassa seu limite contratado, devendo estes apresentarem penalizações. Em vista disso, a fatura para o período em análise no caso 3 assumiria o valor de 55,02 euros, um acréscimo de 9% em comparação com o caso base.

Ao verificar que os valores de potência ultrapassados não são significativos, ultrapassagem máxima de 5%, pode-se considerar um modelo de resposta à demanda para os usuários, requerendo uma redução no seu consumo, assim que verificado a ultrapassagem do valor da potência contratada pelo edifício. Para isto propõe-se uma bonificação (10% da tarifa da demanda contratada por kWh reduzido) aos usuários que aderirem à RD, como apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 - Fatura de energia elétrica obtida com base na Tabela 5 para a potência consumida da rede no cenário 3, considerando DR.

Horário	14h-15h (Cheia)	15h-16h (Cheia)	16h-17h (Cheia)	17h-18h (Cheia)	18h-19h (Cheia)	19h-20h (Ponta)
Energia Média Consumida (kWh)	29,50	41,4	41,31	41,4	41,4	41,4
DR (kWh)	0,00	2,13	0,00	0,50	0,28	2,30
Fatura de Energia (€)	4,73	6,64	6,63	6,64	6,64	12,84
Bonificação DR (€)	0,00	0,31	0,00	0,07	0,04	0,33

Percebe-se que as medidas de DR são vantajosas para o gerenciador do edifício, que não necessita pagar a penalização de ultrapassagem, e para o usuário que aderir à esta medida, que recebe uma bonificação na fatura de energia elétrica. Desta forma, com as medidas de DR tomadas e assumindo que a bonificação para cada usuário é um custo ao gerenciador do edifício, é possível obter uma redução total na fatura do período em análise de 8% quando comparado ao cenário base, totalizando uma faturação de 46,35 euros.

4.6.2. ANÁLISE ECONÓMICA ENTRE OS CENÁRIOS 1 E 4

Nesta etapa, assume-se as mesmas considerações feitas anteriormente, ou seja, assume-se a possibilidade de penalizar o gerenciador do edifício por kWh ultrapassado e a possibilidade de DR pelos usuários. Sendo assim, ao subter a curva de potência consumida da rede obtida no cenário 4, foi possível obter os resultados apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Fatura de energia elétrica obtida com base na Tabela 5 para a potência consumida da rede no cenário 4.

Horário	14h-15h (Cheia)	15h-16h (Cheia)	16h-17h (Cheia)	17h-18h (Cheia)	18h-19h (Cheia)	19h-20h (Ponta)
Energia Média Consumida (kWh)	23.83	37,86	35,64	36,23	36,01	38,03
Fatura de Energia (€)	3,82	6,08	5,72	5,81	5,78	11,80

Neste caso é possível verificar que em nenhum momento a potência demandada da rede ultrapassa o valor da potência contratada, não havendo a necessidade de penalização ou solicitação de DR. Em vista disso, a estratégia tomada pelo modelo no cenário 4, considerando as tarifas apresentadas na Tabela 4, proporcionou uma redução de 20%, resultando uma fatura de energia elétrica de 40,47 euros para o período analisado.

4.7. CONCLUSÕES

Com a conclusão deste capítulo, foi possível perceber que a formulação matemática desenvolvida e a resolução do método no software *RStudio*, proporcionaram uma estratégia de escalonamento dos recursos energéticos do edifício de forma eficiente. Desta forma, verificou-se que os VEs foram carregados quando a potência consumida da rede era menor e descarregados na situação contrária. Com isso, o método permitiu reduções significativas no pico de potência consumida da rede e reduções na fatura de energia elétrica ao considerar uma tarifação tri-horária.

5. CONCLUSÕES

Entende-se que Geração Distribuída representa um papel cada vez mais importante na operação de sistemas elétricos no cenário energético atual. Ao permitir melhorar a estabilidade do serviço de energia elétrica, reduzir a dependência da geração de energia em fontes não renováveis e possibilitar a redução com custos associados a falhas de energia e o aumento da capacidade em linhas de transmissão, esta técnica simboliza um dos marcos na tentativa de mitigar os impactos ambientais e o risco de uma crise climática em 2040, como aponta o relatório divulgado pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas da Organização das Nações Unidas [58].

Smart Buildings, por representarem quase um terço da energia consumida no mundo, desempenham um papel crucial neste cenário. Por esse motivo, nota-se o surgimento de muitos trabalhos envolvendo este tema, visando o desenvolvimento de novas políticas e medidas a adotar, a fim de tornar esse tipo de construção cada vez mais sustentável. Impulsionados pela meta da EU onde pretende-se que 100% dos novos edifícios sejam *nearly Zero Energy Buildings* (nZEB) até 2020, é crescente a introdução de geração local renovável nesses edifícios, fazendo necessário um controle e gestão cada vez mais eficiente.

Os veículos elétricos também podem desempenhar um grande papel visando cumprir metas para diminuição de impactos ambientais, pois estes podem apresentar impacto de duas a três vezes menor no aquecimento global, quando comparados a veículos movidos a combustíveis fósseis. Estudos destacam que, mesmo considerando todo o seu ciclo de vida, é possível que esse impacto possa ser ainda mais reduzido. Além disso, VEs apresentam grande potencial como recurso de energia a ser gerido, pelo facto da sua capacidade de armazenar energia elétrica, possibilitando estratégias para conciliar seu processo de carregamento e descarregamento, a fim de diminuir custos associados ao consumo de eletricidade e emissão de CO_2.

Comprometido com as tendências apresentadas, este estudo enfoca no desenvolvimento de um modelo com a finalidade de gerenciar recursos energéticos em um edifício residencial. Como recursos, são assumidos geração local de energia fotovoltaica, VEs e sistema de armazenamento BESS. Com isto, foi desenvolvido uma formulação matemática a fim de otimizar a potência elétrica consumida da rede pelo edifício em cada período do horizonte de tempo analisado. Para isto, utilizaram-se algoritmos de programação linear inteira, proporcionando reduções na potência de pico consumida da rede e em custos com o consumo de eletricidade.

Foram analisados 4 cenários no estudo de caso, considerando (i) cenário habitual, (ii) otimização do processo de carregamento de VEs, (iii) otimização do processo de carregamento e descarregamento de VEs e, por fim, (iv) otimização do processo de carregamento e descarregamento de VEs com sistema BESS. Além disso, fez-se uma análise económica entre os cenários apresentados, considerando uma tarifa tri-horária.

Na Figura 27, percebe-se a resposta da curva de potência consumida da rede pelo edifício nos diferentes cenários. No caso 1 e 2, a curva tomou o mesmo comportamento. Isto é devido ao facto dos períodos mais propícios para carregamento dos VEs, ao ponto de vista de redução do pico de potência consumida da rede, coincidiram com os períodos ocorridos no cenário inicial. Para comprovar isto, poderia ser analisado um horizonte de tempo maior, onde há uma maior variação do perfil de carga do edifício e da potência de geração fotovoltaica. Contudo, ao considerar a possibilidade do processo de carregamento e

descarregamento dos VEs e do sistema BESS, obtiveram-se resultados positivos, onde aproveitou-se o período inicial para carregar energia suficiente e descarrega-la nos momentos em que necessitava uma grande demanda no edifício. Com isso, as reduções no pico da potência extraída da rede atingiram até 24%.

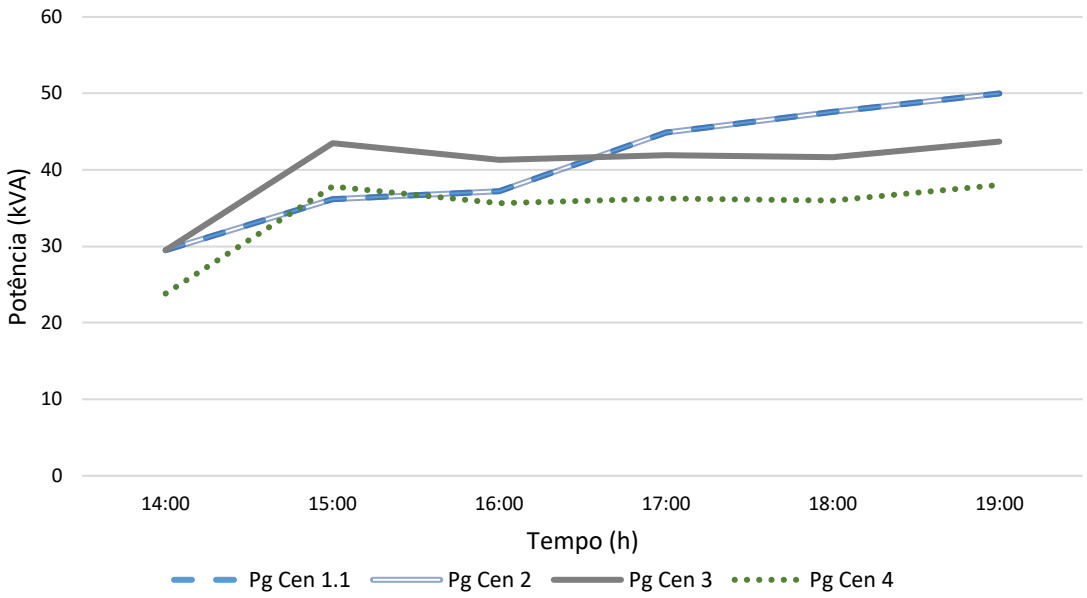

Figura 27 - Variação da potência demandada da rede em todos os cenários analisados.

Ao realizar-se uma análise económica, submeteu-se os dados provenientes dos cenários 1, 3 e 4 a uma tarifa tri-horária. Sendo assim, considerou-se a possibilidade de o edifício contratar uma potência única para atender toda a sua demanda, assumindo uma penalização por ultrapassagem e uma bonificação aos usuários que aderirem à DR. Com isso, foi possível obter uma redução de até 20% com os custos em eletricidade, como apresenta a Figura 28.

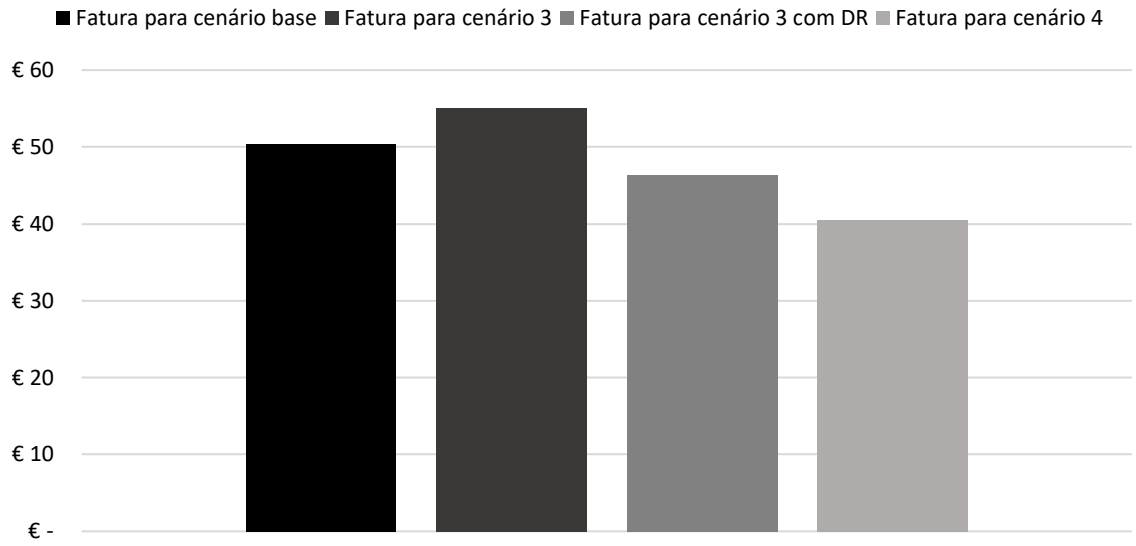

Figura 28 - Comparação entre as faturas de energia para os cenários considerados no tópico 5.6.

Ao analisar os resultados obtidos neste trabalho, percebe-se que a gestão dos recursos de energia em edifícios, além de apresentar grande potencial energético e econômico, é viável e demonstra-se vantajoso aos seus usuários. Desta forma, conclui-se que o método desenvolvido neste trabalho foi eficaz, atendendo os seus objetivos propostos inicialmente.

5.1. CONTRIBUTOS

Com este trabalho, percebe-se a necessidade de destacar importância das técnicas de Geração Distribuída mencionadas no cenário energético atual. Sabendo da necessidade de reduzir a emissão de gases poluentes e intensificar o aumento da sustentabilidade no setor elétrico mundial, fontes renováveis se apresentam em grande expansão, bem como a popularização de VEs no sector automóvel. Desta forma, fica evidente a necessidade de utilizar técnicas eficientes para gestão de recursos de energia residências, sendo uma destas o processo de otimização.

É percetível que a formulação matemática para um problema PL deve apresentar uma função objetivo de caráter linear, bem como um conjunto de equações e/ou inequações a fim de garantir as restrições do problema. Este apontamento fica comprovado no capítulo 3, onde

apresenta-se a formulação matemática necessária para alcançar os objetivos propostos neste trabalho, sendo evidenciados pelos resultados expostos no capítulo 4. Desta forma, verifica-se a efetividade do modelo desenvolvido, proporcionando reduções no pico da demanda de potência do edifício, bem como reduções com custos no consumo de energia elétrica.

5.2. TRABALHOS FUTUROS

Como verificado no caso 2, os períodos de carregamento ótimos encontrados pelo método coincidiram com os períodos adotados em um cenário habitual. Possivelmente, resultados diferentes seriam obtidos caso o horizonte de tempo analisado fosse maior. Isto também poderia proporcionar melhores resultados, pelo facto de aumentar a capacidade do modelo de escalonar com maior eficiência os processos de carregamento dos VEs.

Além do horizonte de tempo, sugere-se como trabalho futuro, uma otimização em dois níveis. Isso justifica-se pelo facto de os dados de entrada para o problema serem provenientes de métodos de previsão. Estes, entretanto, não são 100% condizentes com a realidade, podendo apresentar dados discordantes com o que ocorre em uma situação em tempo real. Assim, uma otimização em dois níveis consideraria os dados provenientes de métodos de previsão para gerar um escalonamento para o dia seguinte, e com isso realizaria uma otimização em segundo nível, considerando o escalonamento para o dia seguinte como informações de entrada para o modelo, mas também dados provenientes de medições em tempo real. Com essa abordagem é possível aumentar significativamente a robustez do modelo, como apresentado por trabalhos apresentados no estado da arte. Além disso, poder-se-iam ainda considerar as incertezas na modelagem do problema, tratando-o como um problema de otimização estocástica.

Por fim, sugere-se a possibilidade de associar um custo de degradação à bateria dos VEs. Atualmente, o preço das baterias ainda é muito alto, o que dificulta a viabilidade económica de modelos que consideram o processo de descarregamento desses veículos. Como analisado no estado da arte, os trabalhos que associaram o custo de degradação da bateria do VE concluíram que não é economicamente viável a utilização dos veículos para este fim. Com

o desenvolvimento de novas tecnologias, a redução de preço das suas baterias aumenta as chances de tornar seu uso, como um recurso a ser gerenciado, viável em um futuro próximo.

Referências Documentais

[1] P. Miceli, "História Moderna," São Paulo, Contexto, 2016.

[2] M. S. d. Silva, "Energia Elétrica e Industrialização: Expansão do Parque Energético de Minas Gerais nos anos 1950," *II Simpósio Internacional Eletrificação e Modernização Social,* p. 24, 27 Maio 2013.

[3] S. S. P. Mercedes, J. A. P. Rico e L. d. Y. Pozzo, "Uma Revisão Histórica do Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro," *Revista USP,* pp. 13-36, Janeiro/Fevereiro/Março 2015.

[4] K. Mahomed, "Organização do Sector Eléctrico: Uma Comparação entre Portugal e Brasil," (Dissertação de Mestrado para Obtenção do Título de Mestrado em Direito Administrativo), Lisboa, 2016.

[5] S. Amelang, "Clean Energy Wire," 5 janeiro 2018. [Online]. Available: https://www.cleanenergywire.org/news/renewables-cover-about-100-german-power-use-first-time-ever. [Acesso em 22 maio 2018].

[6] Climate Action, "Wind Energy Hits New Record in Denmark," 8 janeiro 2018. [Online]. Available: http://www.climateactionprogramme.org/news/wind-energy-hits-new-record-in-denmark. [Acesso em 17 maio 2018].

[7] Empresa de Pesquisa Energética (Brasil), "Balanço Energético Nacional 2017: Ano base 2016," EPE, Rio de Janeiro, 2017.

[8] V. Jiménez, "Eco-Economy Indicators: World Sales of Solar Cells Jump 32 Percent," Earth Policy Institute, 1 janeiro 2004. [Online]. Available: http://www.earth-policy.org/indicators/C47/solar_power_2004. [Acesso em 22 maio 2018].

[9] International Energy Agency, "100 000 Roofs Solar Power Programme," 2 julho 2012. [Online]. Available: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/germany/name-21000-en.php. [Acesso em 24 maio 2018].

[10] REN21, "Renewables 2018 Global Status Report," REN21 Secretariat, Paris, 2018.

[11] Energias de Portugal, "Energy Outlook," EDP, Portugal, 2017.

[12] M. Attia, N. Haidar, S. M. Senouci e E.-H. Aglzim, "Towards an Efficient Energy Management to Reduce CO2 Emissions and Billing Cost in Smart Buildings," *2018 15th IEEE Annual Consumer Communications & Networking Conference (CCNC),* 12-15 janeiro 2018.

[13] K. Balasubramaniam, P. Saraf, P. Hazra, R. Hadidi e E. Makram, "A MILP Formulation for Utility Scale Optimal Demand Side Response," em *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, 2016.

[14] X. Xue, S. Wang, Y. Sun e F. Xiao, "An Interactive Building Power Demand Management Strategy for Facilitating Smart Grid Optimization," *Applied Energy,* p. 297–310, 2014.

[15] IEEE, "IEEE Xplore Digital Library," [Online]. Available: https://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp. [Acesso em 2 outubro 2018].

[16] H. S. Asad, R. K. K. Yuen e G. Huang, "Hybrid Adaptive Modeling to Enhance Robustness of Real-Time Optimization," *International Journal of Energy and Power Engineering,* vol. 11, nº 4, pp. 348-352, 2017.

[17] P. H. Shaikh, N. B. M. Nor, P. Nallagownden e I. Elamvazuthi, "Intelligent Multi-Objective Optimization for Building Energy and Comfort Management," *Journal of King Saud University – Engineering Sciences,* vol. 30, pp. 195-204, 2018.

[18] J. Reynolds, Y. Rezgui, A. Kwan e Piriou, "A Zone-Level, Building Energy Optimisation Combining an Artificial Neural Network, a Genetic Algorithm, and Model Predictive Control," *Energy 151,* pp. 729-739, 2018.

[19] T. Cui, S. Chena, Y. Wang, Q. Zhuc, S. Nazarian e M. Pedram, "An Optimal Energy Co-Scheduling Framework for Smart Buildings," *INTEGRATION the VLSI journal,* vol. 58, p. 528–537, 2017.

[20] R. C. G. Teive e A. G. Nazário, "Sistema de Gerenciamento de Energía Elétrica Utilizando Simulação Termo Energética e Algoritmos Genéticos: Uma Aplicação Voltada aos Edifícios Inteligentes," *XVII ERIAC DECIMOSÉPTIMO ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ,* pp. 1-8, 21-25 maio 2017.

[21] Z. Wang, R. Yang e L. Wang, "Multi-agent Control System with Intelligent Optimization for Smart and Energy-efficient Buildings," *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society,* pp. 1144-1149, 7-10 novembro 2010.

[22] L. Hurtado, P. H. Nguyen e W. L. Kling, "Multiple Objective Particle Swarm Optimization Approach to Enable Smart Buildings-Smart Grids," *Power Systems Computation Conference (PSCC),* pp. 1-7, 18-22 agosto 2014.

[23] N. Borges, J. Soares e Z. Vale, "Robust Metaheuristic for Day-ahead Microgrid Dispatch Considering Uncertainties," *IFAC-PapersOnLine,* vol. 50, pp. 3356-3361, 2017.

[24] N. Borges, J. Soares e Z. Vale, "Multi-objective Particle Swarm Optimization to Solve Energy Scheduling with Vehicle-to-Grid in Office Buildings Considering Uncertainties," *IFAC PapersOnLine,* vol. 50, pp. 3356-3361, 2017.

[25] J. Soares, Z. Vale, N. Borges, F. Lezama e N. Kagan, "Multi-objective Robust Optimization to Solve Energy Scheduling in Buildings Under Uncertainty," *Intelligent System Application to Power Systems (ISAP),* 12-20 setembro 2017.

[26] N. d. S. Borges, "Otimização Robusta de Recursos Energéticos em Edifícios Utilizando Meta-Heurística," (Dissertação de Mestrado para Obtenção do Título de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - ISEP), Porto, 2016.

[27] Y. Bao, Y. Luo, W. Zhang, M. Huang, L. Y. Wang e J. Jiang, "A Bi-Level Optimization Approach to Charging Load Regulation of Electric Vehicle Fast Charging Stations Based on a Battery Energy Storage System," *Energies,* vol. 11, nº 229, pp. 1-21, 2018.

[28] F. Lezama, J. Soares, Z. Vale e J. Rueda, "Optimal Scheduling of Distributed Energy Resources Considering Uncertainty of Renewables, EVs, Load Forecast and Market Prices," *WCCI 2018 Competition Evolutionary Computation in Uncertain Environments: A Smart Grid Application,* pp. 1-19, 8-13 July 2018.

[29] N. Haidar, M. Attia, S.-M. Senouci, E.-H. Aglzim, A. Kribeche e Z. B. Asus, "New Consumer-Dependent Energy Management System to Reduce Cost and Carbon Impact in Smart Buildings," *Sustainable Cities and Society,* vol. 39, pp. 740-750, 2018.

[30] D. Molina, C. Hubbard, C. Lu, R. Turner e R. Harley, "Optimal EV Charge-Discharge Schedule in Smart Residential Buildings," *IEEE PES PowerAfrica 2012 Conference and Exhibition,* 9-13 julho 2012.

[31] D. Thomas, O. Deblecker, A. Bagheri e C. S. Ioakimidis, "A scheduling optimization model for minimizing the energy demand of a building using electric vehicles and a micro-turbine," em *2016 IEEE International Smart Cities Conference*, Trento, Italy, 2016.

[32] D. Thomas, O. Deblecker, K. Genikomsakis e C. Ioakimidis, "Smart House Operation Under PV and Load Demand Uncertainty Considering EV and Storage Utilization,"

em *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Beijing, China, 2017.

[33] D. Thomas, C. S. Ioakimidis, V. Klonari, F. Vallée e O. Deblecker, "Effect of electric vehicles' optimal charging-discharging schedule on a building's electricity cost demand considering low voltage network constraints," em *2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Ljubljana, Slovenia, 2016.

[34] C. F. Sabillón, J. F. Franco, M. J. Rider e R. Romero, "A MILP Model for Optimal Charging Coordination of Storage Devices and Electric Vehicles Considering V2G Technology," em *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Rome, Italy, 2015.

[35] R. D. Mistry, F. T. Eluyemi e T. M. Masaud, "Impact of Aggregated EVs Charging Station on the Optimal Scheduling of Battery Storage System in Islanded Microgrid," em *2017 North American Power Symposium (NAPS)*, Morgantown, WV, USA, 2017.

[36] G. R. C. Mouli, M. Kefayati, R. Baldick e P. Bauer, "Integrated PV Charging of EV Fleet Based on Energy Prices, V2G and Offer of Reserves," *IEEE Transactions on Smart Grid ,* 2017.

[37] D. v. d. Meer, G. R. C. Mouli, G. M.-E. Mouli, L. R. Elizondo e P. Bauer, "Energy Management System With PV Power Forecast to Optimally Charge EVs at the Workplace," *IEEE Transictions on Industrial Informatics,* vol. 14, nº 1, 2018.

[38] O. Erdinc, N. G. Paterakis, T. D. P. Mendes, A. G. Bakirtzis e J. P. S. Catalão, "Smart Household Operation Considering Bi-Directional EV and ESS Utilization by Real-Time Pricing-Based DR," *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID,* vol. 6, nº 3, 2015.

[39] C. F. Calvillo, K. Czechowski, L. Söder, A. Sanchez-Miralles e J. Villar, "Vehicle-to-Grid Profitability Considering EV Battery Degradation," em *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy*, Xi'an, China, 2016.

[40] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, "Decreto-lei nº 153/2014, de 20 de outubro de 2014," 20 outubro 2014. [Online]. Available: https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/58406974/details/maximized?print_preview=print-preview. [Acesso em 31 maio 2018].

[41] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012," 17 abril 2012. [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. [Acesso em 31 maio 2018].

[42] A. S. Trevisan, "Efeitos da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão," (Trabalho de Conclusão de Curso para a Obtenção do Título de Graduação em Engenharia Elétrica - UFPR), Paraná, 2011.

[43] E. P. B. M. Barretto, "Smart Grid: Eficiência Energética e a Geração Distribuída a Partir das Redes Inteligentes," (Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Produção da Escola Politécnica - UFRJ), Rio de Janeiro, 2018.

[44] K. G. D. Santo, S. G. D. Santo, R. M. Monaro e M. A. Saidel, "Active Demand Side Management for Households in Smart Grids Using Optimization and Artificial Intelligence," *Measurement,* vol. 115, pp. 152-161, 2018.

[45] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Resposta da Demanda," 2017. [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resposta_demanda?_afrLoop=32754420916856&_adf.ctrl-state=14appzfjta_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D32754420916856%26_adf.ctrl-state%3D14appzfjta_5. [Acesso em 31 maio 2018].

[46] L. C. De Silva, C. Morikawa e I. M. Petra, "State of the Art of Smart Homes," *Engineering Applications of Artificial Intelligence,* vol. 525, pp. 1313-1321, 2012.

[47] M. Bernardes, "Energia Eólica: Uso de Aerogeradores Compactos em Edificações," PINI, São Paulo, 2015.

[48] E. Biyik, M. Araz, A. Hepbasli, M. Shahrestani, R. Yao, L. Shao, E. Essah, A. Oliveira, T. Cano, E. Rico, J. L. Lechon, L. Andrade, A. Mendes e Y. Atli, "A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems," *Engineering Science and Technology, an International Journal,* vol. 20, nº 3, pp. 833-858, 2017.

[49] F. S. Arruda, F. M. Silva e I. N. Santos, "Modelagem do Processo de Recarga de Veículos Elétricos para Posterior Análise dos Impactos da Conexão destes à Rede de Distribuição," *XIV CEEL - ISSN 2178-8308,* pp. 1-6, 3-7 outubro 016.

[50] P. M. C. Santos, "O Automóvel Híbrido Como Elemento Fornecedor-Consumidor de Electricidade," (Dissertação para obtenção do Grau Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores - IST), Lisboa, 2009.

[51] A. Mariaud, S. Acha, N. Ekins-Daukes, N. Shah e C. N. Markides, "Integrated Optimisation of Photovoltaic and Battery Storage Systems for UK Commercial Buildings," *Applied Energy,* vol. 199, p. 466–478, 2017.

[52] J. M. Sallan, O. Lordan e V. Fernandez, "Moldeling and Solving Linear Programming with R," OmniaScience, Barcelona, 2015.

[53] L. F. L. Moro, "Técnicas de otimização mista-inteira para o planejamento e programação de produção em refinarias de petróleo," Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2000.

[54] A. O. Barboza, F. N. Junior, S. L. V. Bortolotti e R. A. de Souza, "Programação Linear Inteira Mista e Algoritmo GenétIco Aplicados ao Problema de Transferência e

Estocagem de Produtos em uma Indústria Petrolífera," *Sistemas e Gestão,* vol. 10, nº 4, pp. 561-574, 2015.

[55] B. Portugal, "BMW i3: Dados Técnicos," [Online]. Available: https://www.bmw.pt/pt/all-models/bmw-i/i3/2017/dados-tecnicos.html#tab-0. [Acesso em 3 dezembro 2018].

[56] N. P. S. Co., "Container-type and mavable energy storage power station," 2-16.

[57] EDP, " TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT," ERSE, 2018. [Online]. Available: https://www.edpsu.pt/pt/particulares/EDP%20Documents/Tarifas%20Transitórias%202018.pdf. [Acesso em 5 dezembro 2018].

[58] a. I. s. M. C. (IPCC), "Global Warming of 1.5 ºC," Organização das Nações Unidas (ONU), 10 2018. [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/sr15/. [Acesso em 12 12 2018].

[59] J. Clausen, "Branch and Bound Algorithms: Principles and Examples," 1999.

[60] H. A. Taha, "Operational Research: An Introduction," Perason Prentince Hall, New Jersey, 8th ed..

[61] P. LI, "Cutting Plane Method," The Chinese University of Hong Kong, Hong Kong, 2015.

[62] J. E. Mitchell, "Branch-and-Cut Algorithms for Combinatorial Optimization Problems," Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, USA, 1999.

[63] G. Calis, A. C. Rodriguez, T. Göksal-Özbalta, R. E. Sard, A. Arnaiz, I. Lazaro e N. Sakkas, "A Methodology to Develop a User-Behaviour Tool to Optimize Building Users' Comfort and Energy Use," *SBE16 Istanbul,* pp. 535-543, 2016.

[64] M. Prodanović, T. Gafurov e M. B. Téllez, "A Demand Based Approach to Optimisation of Energy Supply Mix for Smart Buildings," *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT),* p. 8, 16-20 janeiro 2012.

[65] A. Maroufmashat, S. S. Khavas e H. Bakhteeyar, "Design and Operation of a Multicarrier Energy System Based On Multi Objective Optimization Approach," *International Journal of Energy and Power Engineering,* vol. 8, nº 9, pp. 644-649, 2014.

[66] H. S. Asad, R. K. K. Yuen e G. Huang, "Hybrid Adaptive Modeling to Enhance Robustness of Real-Time Optimization," *International Journal of Energy and Power Engineering,* vol. 11, nº 4, pp. 348-352, 2017.

[67] A. Altayeva, B. Omarov e Y. I. Cho, "Multi-Objective Optimization for Smart Building Energy and Comfort Management as a Case Study of Smart City Platform," *2017 IEEE 19th International Conference on High Performance Computing and Communications; IEEE 15th International Conference on Smart City; IEEE 3rd International Conference on Data Science and Systems (HPCC/SmartCity/DSS),* pp. 627-628, 18-20 dezembro 2017.

[68] T. Gafurov, M. B. Téllez e M. Prodanović, "An Integrated Approach to Optimization of Energy Supply Mix in Smart Buildings," *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe),* pp. 1-8, 5-7 dezembro 2011.

[69] F. Lezama, J. Soares, Z. Vale e J. Rueda, "Optimal Scheduling of Distributed Energy Resources Considering Uncertainty of Renewables, EVs, Load Forecast and Market Prices," *WCCI 2018 Competition Evolutionary Computation in Uncertain Environments: A Smart Grid Application,* pp. 1-19, 8-13 julho 2018.

[70] M. H. Sovernigo, "Impacto dps Aerogeradores Sobre a Avifauna e Quiropterofauna no Brasil," (Trabalho de Conclusão de Curso para Obtenção do Título de Bacharel em Ciências Biológicas - UFSC), Florianópolis, 2009.

[71] Z. Wang, L. Wang, A. I. Dounis e R. Yang, "Integration of Plug-In Hybrid Electric Vehicles Into Energy and Comfort Management for Smart Building," *Energy and Buildings,* vol. 47, p. 260–266, 2012.

[72] H. Wolisz, T. Schütz, T. Blanke, M. Hagenkamp, M. Kohrn, M. Wesseling e D. Müller, "Cost Optimal Sizing of Smart Buildings' Energy System Components Considering Changing End-Consumer Electricity Markets," *Energy,* vol. 137, pp. 715-728, 2017.

[73] H.-x. Zhao e F. Magoulès, "A Review on the Prediction of Building Energy Consumption," *Renewable and Sustainable Energy Reviews 16,* p. 3586–3592, 2012.

[74] Y. Zong, G. M. Böning, R. M. Santos, S. You, J. Hu e X. Han, "Challenges of Implementing Economic Model Predictive Control Strategy for Buildings Interacting With Smart Energy Systems," *Applied Thermal Engineering,* vol. 114, pp. 1476-1486, 2017.

[75] H. Wang, K. Meng, Z. Y. Dong, Z. Xu, F. Luo e K. P. Wong, "Efficient Real-Time Residential Energy Management through MILP Based Rolling Horizon Optimization," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting,* 26-30 July 2015.

[76] H. Wang, K. Meng, Z. Y. Dong, Z. Xu, F. Luo e K. P. Wong, "Efficient Real-Time Residential Energy Management through MILP Based Rolling Horizon Optimization," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting,* 26-30 julho 2015.

[77] B. Chai, A. Costa, S. D. Ahipasaoglu, C. Yuen e Z. Yang, "Reduction, Optimal Meeting Scheduling in Smart Commercial Building for Energy Cost," *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID,* vol. 9, nº 4, July 2018.

[78] D. Thomas, O. Deblecker, A. Bagheri e C. S. Ioakimidis, "A scheduling optimization model for minimizing the energy demand of a building using electric vehicles and a micro-turbine," *2016 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2),* 12-15 September 2016.

[79] J. Xiao, J. Xie, X. Chen, K. Yu, Z. Chen e Z. Li, "Energy Cost Reduction Robust Optimization for Meeting Scheduling in Smart Commercial Buildings," *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2),* 26-28 November 2017.

[80] B. Chai, A. Costa, S. D. Ahipasaoglu, C. Yuen e Z. Yang, "Optimal Meeting Scheduling in Smart Commercial Building for Energy Cost Reduction," *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID,* vol. 9, nº 4, pp. 3060-3069, 2018.

[81] D. Thomas, O. Deblecker, A. Bagheri e C. S. Ioakimidis, "A scheduling optimization model for minimizing the energy demand of a building using electric vehicles and a micro-turbine," *2016 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2),* 12-15 setembro 2016.

[82] J. Xiao, J. Xie, X. Chen, K. Yu, Z. Chen e Z. Li , "Energy Cost Reduction Robust Optimization for Meeting Scheduling in Smart Commercial Buildings," *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2),* 26-28 novembro 2017.

[83] E. Bejoy, S. N. Islam e A. M. T. Oo, "Optimal Scheduling of Appliances through Residential Energy Management," *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC),* 19-22 novembro 2017.

[84] E. Bejoy, S. N. Islam e A. M. Oo, "Optimal Scheduling of Appliances through Residential Energy Management," em *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Melbourne, VIC, Australia, 2017.

Apêndice A. Informações de Entrada para o Problema

Hora	Ppv (kVA)	Ped (kVA)	EV1_trip	EV2_trip	EV3_trip	EV4_trip	EV5_trip
14:00	9,44	35,24	0	0	0	0	0
15:00	9,08	34,11	0	0	0	1	0
16:00	7.,07	33,21	0	1	0	1	0
17:00	4,50	30,86	0	1	1	1	1
18:00	1,96	34,76	1	1	1	1	1
19:00	0,69	39,58	1	1	1	1	1

Hora	EV6_trip	EV7_trip	EV8_trip	EV9_trip	EV10_trip	EV11_trip	EV12_trip
14:00	0	0	0	0	1	0	0
15:00	1	0	0	1	1	1	0
16:00	1	1	0	1	1	1	0
17:00	1	1	1	1	1	1	1
18:00	1	1	1	1	1	1	1
19:00	1	1	1	1	1	1	1

Apêndice B. Escalonamento do Processo de Carga dos VEs para o Cenário Base

Hora	α_EV1	α_EV2	α_EV3	α_EV4	α_EV5	α_EV6
14:00	-	-	-	-	-	-
15:00	-	-	-	1	-	1
16:00	-	1	-	1	-	1
17:00	-	1	1	1	1	1
18:00	1	1	1	0	1	1
19:00	1	1	1	0	1	0
Hora	**α_EV7**	**α_EV8**	**α_EV9**	**α_EV10**	**α_EV11**	**α_EV12**
14:00	-	-	-	1	-	-
15:00	-	-	1	1	1	-
16:00	1	-	1	1	1	-
17:00	1	1	1	1	0	1
18:00	0	1	1	1	0	1
19:00	0	1	1	0	0	1

Apêndice C. Escalonamento do Processo de Carga dos VEs para o Cenário Base 1.1

Hora	α_EV1	α_EV2	α_EV3	α_EV4	α_EV5	α_EV6
14:00	-	-	-	-	-	-
15:00	-	-	-	0	-	1
16:00	-	1	-	0	-	1
17:00	-	1	1	0	1	0
18:00	1	0	1	0	1	0
19:00	1	0	1	0	0	0
Hora	**α_EV7**	**α_EV8**	**α_EV9**	**α_EV10**	**α_EV11**	**α_EV12**
14:00	-	-	-	1	-	-
15:00	-	-	1	1	0	-
16:00	0	-	1	0	0	-
17:00	0	1	0	0	0	1
18:00	0	1	0	0	0	0
19:00	0	1	0	0	0	0

Apêndice D. SOC dos VEs para o Cenário Base 1.1

Hora	SOC_EV1	SOC_EV2	SOC_EV3	SOC_EV4	SOC_EV5	SOC_EV6
14:00						
15:00				70%		47%
16:00		40%		70%		61%
17:00		54%	37%	70%	40%	74%
18:00	38%	67%	51%	70%	54%	74%
19:00	52%	67%	64%	70%	67%	74%
20:00	65%	67%	78%	70%	67%	74%
Hora	**SOC_EV7**	**SOC_EV8**	**SOC_EV9**	**SOC_EV10**	**SOC_EV11**	**SOC_EV12**
14:00				43%		
15:00			40%	57%	78%	
16:00	80%		54%	70%	78%	
17:00	80%	37%	67%	70%	78%	56%
18:00	80%	51%	67%	70%	78%	70%
19:00	80%	64%	67%	70%	78%	70%
20:00	80%	78%	67%	70%	78%	70%

Apêndice E. Potências Analisadas do Edifício para o cenário base 1.1

Hora	Pg (kVA)	Ped (kVA)	Ppv (kW)	Pev (kW)
14:00	29.5	35.24	9.44	3.7
15:00	36.1	34.11	9.08	11.1
16:00	37.2	33.21	7.07	11.1
17:00	44.9	30.86	4.50	18.5
18:00	47.6	34.76	1.96	14.8
19:00	50.0	39.58	0.69	11.1

Apêndice F. Escalonamento do Processo de Carga dos VEs para o Cenário 2

Hora	α_EV1	α_EV2	α_EV3	α_EV4	α_EV5	α_EV6
14:00	-	-	-	-	-	-
15:00	-	-	-	0	-	1
16:00	-	1	-	0	-	1
17:00	-	1	1	0	1	0
18:00	1	0	1	0	1	0
19:00	1	0	1	0	0	0
Hora	**α_EV7**	**α_EV8**	**α_EV9**	**α_EV10**	**α_EV11**	**α_EV12**
14:00	-	-	-	1	-	-
15:00	-	-	1	1	0	-
16:00	0	-	1	0	0	-
17:00	0	1	0	0	0	1
18:00	0	1	0	0	0	0
19:00	0	1	0	0	0	0

Apêndice G. SOC dos VEs para o Cenário 2

Hora	SOC_EV1	SOC_EV2	SOC_EV3	SOC_EV4	SOC_EV5	SOC_EV6
14:00						
15:00				70%		47%
16:00		40%		70%		61%
17:00		54%	37%	70%	40%	74%
18:00	38%	67%	51%	70%	54%	74%
19:00	52%	67%	64%	70%	67%	74%
20:00	65%	67%	78%	70%	67%	74%
Hora	**SOC_EV7**	**SOC_EV8**	**SOC_EV9**	**SOC_EV10**	**SOC_EV11**	**SOC_EV12**
14:00				43%		
15:00			40%	57%	78%	
16:00	80%		54%	70%	78%	
17:00	80%	37%	67%	70%	78%	56%
18:00	80%	51%	67%	70%	78%	70%
19:00	80%	64%	67%	70%	78%	70%
20:00	80%	78%	67%	70%	78%	70%

Apêndice H. Potências Analisadas do Edifício para o cenário 2

Hora	Pg (kVA)	Ped (kVA)	Ppv (kW)	Pev (kW)
14:00	29.5	35.24	9.44	3.70
15:00	36.1	34.11	9.08	11.10
16:00	37.2	33.21	7.07	11.10
17:00	44.9	30.86	4.50	18.50
18:00	47.6	34.76	1.96	14.80
19:00	50.0	39.58	0.69	11.10

Apêndice I. Escalonamento do Processo de Carga dos VEs para o Cenário 3

Hora	α_EV1	β_EV1	α_EV2	β_EV2	α_EV3	β_EV3
14:00	-	-	-	-	-	-
15:00	-	-	-	-	-	-
16:00	-	-	1	0	-	-
17:00	-	-	1	0	1	0
18:00	1	0	0	0	1	0
19:00	1	0	0	0	1	0
Hora	**α_EV4**	**β_EV4**	**α_EV5**	**β_EV5**	**α_EV6**	**β_EV6**
14:00	-	-	-	-	-	-
15:00	1	0	-	-	1	0
16:00	0	0	-	-	1	0
17:00	0	0	1	0	0	0
18:00	0	1	1	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0
Hora	**α_EV7**	**β_EV7**	**α_EV8**	**β_EV8**	**α_EV9**	**β_EV9**
14:00	-	-	-	-	-	-
15:00	-	-	-	-	1	0
16:00	1	0	-	-	1	0

17:00	0	0	1	0	1	0
18:00	0	1	1	0	0	1
19:00	0	1	1	0	0	0

Hora	**α_EV10**	**β_EV10**	**α_EV11**	**β_EV11**	**α_EV12**	**β_EV12**
14:00	1	0	-	-	-	-
15:00	1	0	1	0	-	-
16:00	1	0	0	1	-	-
17:00	0	1	0	1	1	0
18:00	1	0	1	0	0	1
19:00	0	1	0	1	1	0

Apêndice J. SOC dos VEs para o Cenário 3

Hora	SOC_EV1	SOC_EV2	SOC_EV3	SOC_EV4	SOC_EV5	SOC_EV6
14:00						
15:00				70%		47%
16:00		40%		84%		61%
17:00		54%	37%	84%	40%	74%
18:00	38%	67%	51%	84%	54%	74%
19:00	52%	67%	64%	71%	67%	74%
20:00	65%	67%	78%	71%	67%	74%
Hora	**SOC_EV7**	**SOC_EV8**	**SOC_EV9**	**SOC_EV10**	**SOC_EV11**	**SOC_EV12**
14:00				43%		
15:00	80%		40%	57%	78%	
16:00	80%		54%	70%	92%	
17:00	94%	37%	67%	84%	79%	56%
18:00	94%	51%	81%	72%	67%	70%
19:00	81%	64%	69%	85%	81%	57%
20:00	69%	78%	69%	73%	68%	71%

Apêndice K. Potências Analisadas do Edifício para o cenário 3

Hora	Pg (kVA)	Ped (kVA)	Ppv (kW)	Pev (kW)
14:00	29.50	35.24	9.44	3.70
15:00	43.53	34.11	9.08	18.50
16:00	41.31	33.21	7.07	15.17
17:00	41.90	30.86	4.50	15.54
18:00	41.68	34.76	1.96	8.88
19:00	43.70	39.58	0.69	4.81

Apêndice L. Escalonamento do Processo de Carga dos VEs para o Cenário 4

Hora	α_EV1	β_EV1	α_EV2	β_EV2	α_EV3	β_EV3	α_EV4
14:00	-	-	-	-	-	-	-
15:00	-	-	-	-	-	-	1
16:00	-	-	1	0	-	-	0
17:00	-	-	1	0	1	0	0
18:00	1	0	0	0	1	0	0
19:00	1	0	0	0	1	0	0

Hora	β_EV4	α_EV5	β_EV5	α_EV6	β_EV6	α_EV7	β_EV7
14:00	-	-	-	-	-	-	-
15:00	0	-	-	1	0	-	-
16:00	0	-	-	1	0	1	0
17:00	0	1	0	0	0	0	0
18:00	1	1	0	0	0	0	1
19:00	0	0	0	0	0	0	1

Hora	α_EV8	β_EV8	α_EV9	β_EV9	α_EV10	β_EV10	α_EV11
14:00	-	-	-	-	1	0	-
15:00	-	-	1	0	1	0	1
16:00	-	-	1	0	1	0	0

17:00	1	0	1	0	0	1	0
18:00	1	0	0	1	1	0	1
19:00	1	0	0	0	0	1	0

Hora	**β_EV11**	**α_EV12**	**β_EV12**	**α_BESS**	**β_BESS**
14:00	-	-	-	0	1
15:00	0	-	-	0	1
16:00	1	-	-	0	1
17:00	1	1	0	0	1
18:00	0	0	1	0	1
19:00	1	1	0	0	1

Apêndice M. SOC dos VEs para o Cenário 4

Hora	SOC_EV1	SOC_EV2	SOC_EV3	SOC_EV4	SOC_EV5	SOC_EV6	SOC_EV7
14:00							
15:00				70.0%		47.0%	80.0%
16:00		40.0%		83.6%		60.6%	80.0%
17:00		53.6%	37.0%	83.6%	40.0%	74.2%	93.6%
18:00	38.0%	67.2%	50.6%	83.6%	53.6%	74.2%	93.6%
19:00	51.6%	67.2%	64.2%	71.4%	67.2%	74.2%	81.4%
20:00	65.2%	67.2%	77.8%	71.4%	67.2%	74.2%	69.1%

Hora	SOC_EV8	SOC_EV9	SOC_EV10	SOC_EV11	SOC_EV12	SOC_BESS	
14:00			43.0%			80.0%	
15:00		40.0%	56.6%	78.0%		78.9%	
16:00		53.6%	70.2%	91.6%		77.7%	
17:00	37.0%	67.2%	83.8%	79.4%	56.0%	76.6%	37.0%
18:00	50.6%	80.8%	71.6%	67.1%	69.6%	75.5%	50.6%
19:00	64.2%	68.6%	85.2%	80.7%	57.4%	74.3%	64.2%
20:00	77.8%	68.6%	72.9%	68.5%	71.0%	73.2%	77.8%

Apêndice N. Potências Analisadas do Edifício para o cenário 4

Hora	Pg (kVA)	Ped (kVA)	Ppv (kW)	Pev (kW)	P_{BESS} (kW)
14:00	23.83	35.24	9.44	3.7	-5.67
15:00	37.86	34.11	9.08	18.5	-5.67
16:00	35.64	33.21	7.07	15.17	-5.67
17:00	36.23	30.86	4.50	15.54	-5.67
18:00	36.01	34.76	1.96	8.88	-5.67
19:00	38.03	39.58	0.69	4.81	-5.67

Anexo A. Principais algoritmos utilizados para solução de problemas PLI e MILP

1 BRANCH AND BOUND

O método B&B é um algoritmo para otimização global de problemas não convexos que não se limita apenas a problemas de PLI. A. Lang e G. Doig desenvolveram o primeiro algoritmo B&B em 1960 para a resolução de problemas misto e geral de PLI. Em 1965, E. Balas apresentou um algoritmo aditivo com a finalidade de resolução de PL com variáveis de decisão puramente binárias, mas que no fim, apresentou-se como um caso especial do algoritmo de Lang e Doig.

Um algoritmo B&B procura no espaço completo de soluções a melhor solução de um determinado problema. No entanto, a enumeração explícita é normalmente impossível devido ao número exponencial de soluções viáveis. O uso de restrições para a função a ser otimizada combinada com o valor da melhor solução atual, permite que o algoritmo pesquise partes do espaço da solução apenas implicitamente [59].

Em suma, o método B&B elimina inicialmente as restrições inteiras e obtêm a solução ótima por meio da resolução de n-subproblemas como um caso de PL contínuo. Para isso, TAHA [60] afirma que é necessário estabelecer um limite inferior inicial e seguir os passos apresentados a seguir, onde considera-se um problema de maximização e estabelece-se um limite inferior inicial $z = -\infty$ para o valor dos coeficientes da função objetivo ótima da PLI.

1. Começar o método iterativo (i = 0);
2. Selecionar uma PL*i*, o próximo subproblema a ser analisado. Resolver a PL*i* e interpretá-la usando uma das três condições:
    a. O valor ótimo de z da PL*i* não pode resultar em um valor objetivo melhor que o limite inferior atual;
    b. A PL*i* apresenta uma solução inteira viável melhor do que o limite inferior atual;

c. A PL*i* apresenta nenhuma solução inteira viável.

3. Com base no passo anterior, analisar os dois casos:
   a. Se a PL*i* for interpretada e uma solução melhor for encontrada, atualizar o limite inferior. Se todos os subproplemas tiverem sido descartados pare, pois a PL*i* ótima está associada com o limite inferior atual. Se existir nenhum limite inferior finito, o problema não apresenta solução viável. Caso contrário, ir para o passo 2 (i = i+1);
   b. Se a PL*i* não for interpretada, ir para a próxima etapa.
4. Selecionar uma das variáveis de decisão inteira x_i, cujo o valor ótimo x_i* na solução da PL*i* não seja inteiro. Eliminar a região apresentada pela equação (28).

$$[x_i *] < x_i < [x_i *] + 1 \quad (28)$$

Desta forma, cria-se dois subproblemas, correspondentes as equações (29) e (30).

$$x_i \leq [x_i *] \quad (29)$$

$$x_i \geq [x_i *] + 1 \quad (30)$$

Em seguida, ir para o passo 2 (i = i+1).

Segundo TAHA, as etapas apresentadas também se aplicam a problemas de minimização, onde, substitui-se o limite inferior por um limite superior. O algoritmo também pode ser adaptado para problemas com variáveis de decisões mistas. No caso de uma variável ser contínua, esta nunca é selecionada como uma variável de ramificação. Assim, um subproblema viável fornece um novo limite para o valor dos coeficientes da função objetivo, se os valores das variáveis discretas forem inteiros e se o valor da função objetivo for melhorado em relação ao limite correspondente.

Apesar de ser um algoritmo utilizado amplamente por *solvers* comerciais, B&B não encontra necessariamente soluções viáveis rapidamente. As soluções viáveis tendem a serem encontradas no fundo da árvore e podem exigir muita memória para armazenar a lista de candidatos, já que a árvore pode crescer amplamente.

2 PLANO DE CORTES

O algoritmo de planos de corte para resolução de problemas de PLI foi proposto inicialmente por Gomory em 1963. Porém, o algoritmo proposto proporcionava uma convergência muito lenta, de modo que este foi negligenciado por muitos anos. O desenvolvimento da teoria poliédrica e a consequente introdução de planos de corte forte, problema específico do método, proporcionou o seu ressurgimento nos anos 80, sendo o método de escolha para uma ampla variedade de problemas.

Assim como no algoritmo B&B, o método de plano de cortes utiliza a solução ótima encontrada com a resolução do problema retirando as restrições inteiras. Desta forma, é possível adicionar restrições especiais, denominadas cortes, modificando a região de soluções e proporcionando um ponto extremo inteiro ótimo.

Segundo TAHA, os requisitos básicos para qualquer corte consistem em não poder retirar nenhum dos pontos inteiros viáveis originais, mas deve passar no mínimo por um ponto inteiro, sendo ele viável ou inviável, e o número de cortes do problema é independente do seu tamanho.

Segundo LI [61], a resolução de problemas inteiros pelo método de plano de cortes pode ser alcançado considerando os seguintes passos:

1. Encontrar uma solução ótima para o relaxamento do problema. Se todas as variáveis na solução assumirem valores inteiros, encontramos uma solução ótima para o problema. Caso contrário, prosseguir para o passo 2;
2. Escolha uma restrição no conjunto ótimo do PL, cujo lado direito tem a parte fracionária mais próxima de 0,5. Esta restrição será utilizada para gerar um corte;
    a. Para a restrição identificada no passo 2, escrever o lado direito e o coeficiente de cada variável na forma: $x + f, 0 \leq f < 1$;
    b. Reescrever a restrição usada para gerar o corte com todos os termos com coeficientes inteiros sendo iguais a todos os termos com coeficientes fracionários. Assim, o corte será todos os termos com coeficientes contínuos menores ou iguais a zero.

3. Encontrar a solução ótima para o problema por meio de PL, adicionando o corte como restrição.
    a. Se todas as variáveis assumirem valores inteiros na solução ótima encontrada, esta é a solução ótima para o problema original;
    b. Caso contrário, escolher a restrição com o lado direito mais fracionário e usá-la para gerar outro corte;
    c. O processo continua até ser encontrada uma solução com todos as variáveis inteiras.

Na prática, o método B&B é ligeiramente superior ao o método do plano de cortes, porém este foi o primeiro algoritmo desenvolvido para problemas PLI a ser comprovado a convergir em um número finito de iterações. Embora o algoritmo não seja considerado eficiente, ele forneceu conhecimento sobre PLI que levaram a outros algoritmos mais eficientes.

3 BRANCH AND CUT

Talvez os algoritmos *branch and cut* mais conhecidos sejam aqueles designados para resolver o problema do caixeiro-viajante. Geralmente, não é possível resolver eficientemente um problema PLI usando apenas uma abordagem de plano de corte, e, portanto, é necessário também ramificar, resultando em uma abordagem *branch and cut*. Uma abordagem pura de ramificação e ligação pode ser consideravelmente acelerada pelo emprego de um esquema de plano de corte, seja no topo ou em cada nó da árvore, reduzindo assim o seu tamanho.

De acordo com MITCHELL [62], é possível resolver um problema PLI por meio de um algoritmo de *branch and cut* tomando as seguintes decisões em cada nó na árvore B&B:

1. Encontrar a solução ótima por meio de PL com a função objetivo relaxada;
2. Tentar gerar inequações viáveis para gerar um corte;
3. Se encontrar um corte, adiciona-se como restrição ao problema PL relaxado e repita o passo 1.

Existem muitos métodos para resolver problemas PLI. Os planos de corte são rápidos, mas não são muito confiáveis. B&B é confiável, mas pode ser muito lento. O *branch and cut*

combina as vantagens destes dois métodos, sendo uma abordagem muito bem sucedida para resolver uma grande variedade de problemas de PLI. Assim, este método é capaz de reduzir o número de nós a se explorar com melhores restrições de relaxamento e adicionar inequações necessárias para definir a região viável do problema. Por esses motivos, esta abordagem é a base para a maioria dos *solvers* de PLI modernos.